
**ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ЗАВОДНЕНИЕМ****1.1. МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА
РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Разработка многопластовых нефтяных месторождений заводнением осуществляется путем выделения эксплуатационных объектов, разбуриваемых самостоятельной сеткой скважин, включающих один или несколько пластов, имеющих достаточные запасы нефти. Эта система должна обеспечить добычу нефти при оптимальных технико-экономических показателях [10, 12, 39, 40, 75, 113, 126, 164, 186, 187, 200]. В реальных условиях в составе объекта разработки оказываются неоднородные по геологическому строению, коллекторским свойствам и продуктивной характеристике пласты, что приводит к ухудшению условий выработки части коллектора, имеющей низкую проницаемость, к неравномерному их заводнению, к снижению коэффициента охвата объекта воздействием, отбору больших объемов закачиваемой воды и в конечном счете к ухудшению технико-экономических показателей разработки [19, 81 и др.].

Основные методы воздействия на продуктивные пласты, направленные на увеличение текущей и конечной нефтеотдачи, основываются на искусственном заводнении коллекторов и осуществляются путем реализации различных способов заводнения, таких как площадной, законтурный, внутриконтурный. Поддержание пластового давления совместно-раздельной закачкой воды при дифференцированном давлении используется для интенсификации разработки месторождений в начальных стадиях и как вторичный метод разработки после извлечения значительных запасов нефти [39, 40, 75, 113, 164, 186, 187, 188, 200]. В условиях послойной и зональной неоднородности пластов одним из путей интенсификации добычи нефти является очагово-избирательное заводнение, позволяющее наиболее

рационально использовать энергию закачиваемой воды и более полно учитывать характер неоднородности строения объекта разработки. Основная особенность указанной системы состоит в том, что в качестве нагнетательных выбираются скважины с лучшими продуктивными характеристиками и хорошей гидродинамической связью с окружающими скважинами. Они должны располагаться рассредоточенно по площади и окружены добывающими скважинами для снижения эффекта интерференции. Широкие промышленные испытания и внедрение избирательного заводнения показали его достаточную эффективность: наряду с интенсификацией добычи нефти оно способствует увеличению нефтеотдачи пластов [44, 113, 136, 186 и др.].

Более совершенной системой является очаговое заводнение, основанное на поддержании пластового давления, которое осуществляется на отдельных участках нефтяного месторождения путем нагнетания воды в скважины, переведенные из добывающего фонда или дополнительно пробуренные для этой цели. Наряду с другими очевидными преимуществами метода очаговое заводнение позволяет избирательно изменять направление потоков и градиента давления на фронте вытеснения нефти водой и отбора жидкостей с целью вытеснения нефти из менее проницаемых зон пласта. Результаты промышленных испытаний очагового заводнения с одновременным повышением давления нагнетания на Ромашкинском, Ново-Елховском месторождениях Республики Татарстан показали, что в условиях зональной и послойной неоднородности, а также прерывистости продуктивных пластов этот метод позволяет значительно увеличить коэффициент нефтеотдачи за счет увеличения охвата пластов воздействием, являясь эффективным средством вовлечения в активную разработку относительно малопродуктивных коллекторов [73, 186, 200 и др.].

Большая практика разработки нефтяных месторождений Урало-Поволжья, Западной Сибири и других районов показала, что главная особенность, характерная для всех методов заводнения, заключается в неравномерности распределения воды в коллекторе: обводняются пласты с лучшими фильтрационными характеристиками, при этом невыработанными остаются отдельные менее проницаемые пласты и пропластки [39, 40, 44, 73, 113, 135, 141, 184, 186, 187, 200]. Неравномерность процесса заводнения и неполная выработка запасов объясняются исключительной сложностью геологического строения продуктивных пластов, трудностью регулирования процесса вытеснения нефти водой из залежей, а также отсутствием радикальных методов ограничения отбора воды из скважин, эксплуатирующих частично обводненные пласты. Как показали исследования глубинными потокомерами, на второй стадии разработки Ромашкинского

месторождения средняя работающая толщина в 226 скважинах составила 50 % от перфорированной части коллекторов [40], при этом охват песчаников пластов "а", "б", "в", "г" изменяется в пределах 48 – 83 %, алевролитов – от 28 до 60 %.

На основании обобщения результатов теоретических и экспериментальных исследований М.Л. Сургучев [186] делит способы повышения эффективности методов заводнения на две большие группы: одна основывается на применении тепловых, химических и газовых агентов, другая – на совершенствовании технологии и системы заводнения. Рассматривая вопросы совершенствования технологии, отмечает, что при стационарном режиме образуется система постоянных трубок тока, определяющих охват пласта воздействием. Для вовлечения в работу новых систем трубок тока необходимо изменить гидродинамический режим фильтрации. Решить эту задачу можно с помощью методов регулирования разработки заводнением, основными из которых по вышеприведенной классификации являются [73, 164, 211]:

- применение повышенных давлений на линии нагнетания;
- изменение направления фильтрационных потоков;
- циклическое воздействие на пласт;
- режим эксплуатации скважин;
- выделение объектов разработки по коллекторским свойствам;
- выбор сетки скважин и порядок разбуривания.

Перечисленные принципы регулирования широко применяются в системе разработки нефтяных месторождений [8, 26, 30, 40, 44, 73, 75, 81, 113, 135, 141, 164, 170, 184–188, 200 и др.].

Результаты применения повышенных давлений на линии нагнетания, близких к горным, на Бавлинском месторождении, Абдрахмановской и других площадях Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений показали, что с увеличением депрессии на пласт происходит увеличение работающей толщины и коэффициента гидропроводности пласта за счет ослабления структурно-механических свойств нефти в малопроницаемых пропластках [8, 40, 73, 75, 141]. Среднее увеличение работающей толщины пласта при росте давления с 11 до 15 МПа составило 22,1 % [75]. Перевод на повышенное давление закачки воды позволил довести суммарный прирост добычи нефти по Ромашкинскому месторождению на начало 1980 г. до $160 \cdot 10^6$ т. При этом выявлены следующие особенности применения этого метода:

при повышении давления нагнетания до 0,8 – 0,9 горного (23 – 25 МПа) происходит вовлечение в работу менее продуктивных пропластков, однако пласты с проницаемостью менее $0,3 \text{ мкм}^2$ на Ромаш-

кинском месторождении при этом не включаются в активную разработку [75];

с повышением давления нагнетания выше горного коэффициент охвата по толщине пласта увеличивается незначительно или остается на постоянном уровне при более интенсивном обводнении добываемой продукции;

с увеличением толщины заводняемого пласта коэффициент охвата уменьшается, так как с повышением давления поглощение воды увеличивается, главным образом, за счет роста приемистости интервалов с лучшими коллекторскими свойствами;

ограничивающим фактором повышения давления является разрыв пласта, приводящий к образованию трещин и ухудшению условий для вытеснения нефти закачиваемой водой.

Улучшение вытеснения нефти с высокой вязкостью ($\mu_n = 100 - 300$ мПа·с) только за счет повышения давления сопряжено с большими трудностями, в пласте с проницаемостью $0,308$ мкм² необходимо создать давление 30 МПа/м, чтобы коэффициент нефтеотдачи был равен $0,5$ [45]. Этим можно объяснить наиболее контрастное проявление фактора давления нагнетания на обводненных месторождениях с высоковязкой нефтью. На Ново-Хазинском и Арланском месторождениях, где $\mu_n > 50$ мПа·с, при текущей нефтеотдаче $10 - 17$ % содержание воды в добываемой продукции составило $68 - 72$ %, что указывает на небольшой охват объекта разработки нефтевытеснением [2, 135, 194]. Данная особенность заводнения характерна для большинства месторождений с неоднородными пластами. В юрских отложениях месторождения Узень в горизонтах XIII–XVIII с толщиной пластов от 31 до 61 м при обводнении 93 % фонда добывающих скважин нефтеотдача составила всего 9 % [135, 146], а на Самотлорском месторождении по основному пласту БВ₈ коэффициент охвата заводнением при обводненности добываемой продукции $65 - 70$ % составляет всего $0,21$. На поздней стадии разработки нефтяных месторождений низкая эффективность применения повышенных давлений нагнетания воды связана с образованием высокопроницаемых промытых зон, по которым фильтруется основная масса воды, не оказывая положительного влияния на выработку малопроницаемых нефтесодержащих пропластков.

Применение высоких давлений на линии нагнетания, как показано в вышеперечисленных работах, не позволяет решить задачу полного охвата неоднородных пластов заводнением вследствие преимущественного движения нефтевытесняющего агента (воды) по высокопроницаемым интервалам коллектора.

Неполный охват обводненного пласта воздействием полностью не устраняется и при таких методах регулирования, как изменение

направления потоков или циклическое заводнение, хотя применение их приводит к увеличению отборов нефти на второй и третьей стадиях разработки [118, 186, 200 и др.]. В работе [211] показано, что на Ромашкинском и Самотлорском месторождениях применение циклического заводнения в 1974–1978 гг. позволило дополнительно извлечь 136 тыс. т нефти, что на одну скважину составляет 2520 т.

Авторы этих исследований отмечают, что эффективность применения циклического воздействия на месторождения Татарстана на поздней стадии разработки при высокой обводненности добываемой продукции (более 70 – 80 %) снижается. Наименьшие и нулевые приросты добычи нефти наблюдаются по скважинам, где продолжительность применения методов заводнения более 10 лет, что свидетельствует о снижении эффективности метода на поздней стадии разработки.

На увеличение выработки пластов после обводнения продукции скважин направлены методы форсирования отбора жидкости с применением высокопроизводительных насосов. Эффективность данного метода зависит от многих факторов: расположения скважин на залежи, удаленности от линии нагнетания, характера обводнения и др. С учетом условий применения метода нефтеотдача повышается на 2 – 3 % [98]. Наиболее благоприятны для применения данного метода скважины, в которых процесс обводнения протекал равномерно и характеризовался низкими темпами. Однако анализ работ [8, 98, 126, 194, 201 и др.] и фактических данных по форсированию отбора жидкостей из пластов показывает, что в настоящее время отсутствуют критерии применения метода в зависимости от физико-геологических и технологических условий разработки месторождения.

Важными вопросами эффективной разработки месторождений являются выбор оптимальной сетки скважин и порядок разбуривания. В России принято двухстадийное разбуривание: первоначально разбуривается редкая сетка скважин с последующим избирательным уплотнением с целью повышения охвата неоднородных пластов заводнением, увеличения конечной нефтеотдачи и стабилизации добычи нефти [186]. Эффект уплотнения зависит от расчлененности объекта разработки, коллекторских характеристик совместно эксплуатируемых пластов и стадии разработки месторождения. Влияние стадии разработки на эффективность наглядно иллюстрируется примером по Ромашкинскому месторождению: в начальный период внедрения метода (1962 – 1972 гг.) среднегодовая добыча нефти на одну дополнительную скважину росла, а в последующие годы (1973 – 1979 гг.) наблюдалось ее снижение [75]. В 1988 г. добыча снизилась по сравнению с 1979 г. с 2 – 11,2 тыс. т (по группам) до 1,1 – 6,6 тыс.

т в год на одну скважину. Бурение дополнительных скважин на поздней стадии разработки месторождений сопровождается отрицательными последствиями не только из-за интерференции и уменьшения запасов и добычи нефти на одну пробуренную скважину, но и в связи с быстрым продвижением контуров нефтеносности и сокращением периода эксплуатации скважин по сравнению со сроками их физического износа. Как и при всех методах заводнения, основанных на гидродинамическом воздействии, не исключается опережающее обводнение пласта по высокопроницаемым пропласткам и оставление неизвлеченных запасов нефти в малопроницаемых пластах или отдельных прослоях коллектора с разной проницаемостью.

Увеличения охвата малопроницаемых пластов заводнением при совместной разработке многопластовых залежей можно добиться формированием объектов самостоятельной эксплуатации путем избирательного включения в них пластов с одинаковыми и близкими коллекторскими свойствами по всей толщине продуктивного пласта [75]. В сущности, метод основывается на изменении неоднородности эксплуатационного объекта, состоящего из нескольких изолированных друг от друга пластов, различающихся по подвижности жидкостей, при котором не исключается и отключение из разработки пластов с высокими фильтрационными характеристиками для воды. Применение указанного выше принципа в системе разработки Ромашкинского месторождения позволило значительно увеличить охват малопроницаемых алевролитов заводнением. Однако сходство характеристик пластов, объединяемых в один эксплуатационный объект, не является достаточным условием равномерной выработки запасов нефти из послойно-неоднородных пластов [75]. Указанная особенность метода формирования объекта объясняется сохранением присущего заводнению недостатка – неравномерной фильтрации воды в неоднородном коллекторе.

Проведенный обзор работ показывает, что полный охват пластов заводнением и конечная нефтеотдача резко снижаются при усилении степени геологической неоднородности разрабатываемых объектов. В неоднородных пластах нагнетаемая вода прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым

Таблица 1.1

Условия применения основных методов регулирования разработки заводнением в обводненных пластах

Наименование метода	Принцип действия метода на увеличение охвата заводнением	Условие надежного применения метода при обводненности продукции, %	Недостатки метода
Повышение давления нагнетания	Увеличение градиента давления	До 75–85	Ограниченная возможность установленных мощностей для полного охвата пластов
Изменение направления потоков	Повышение охвата дренированием	До 75–85	Использование метода только на отдельных участках месторождения (локальность)
Циклическая закачка и отбор	Изменение градиента пластового давления	70–80	Низкая эффективность в высокообводненных пластах на поздней стадии разработки
Форсирование отбора жидкостей из пласта	Увеличение градиента давления	75–80	Неопределенность условий применения
Выделение пластов в отдельный объект эксплуатации по коллекторским свойствам	Уменьшение влияния неоднородности пластов	Не ограничены	Применение метода только в литологически неоднородных пластах
Уплотнения сетки скважин	Увеличение градиента давления, перенос фронта вытеснения, интенсификация отбора жидкости из пласта и др.	Не более 80–90	Высокая стоимость работ, быстрое продвижение фронта вытеснения, приводящее к сокращению периода эксплуатации скважин

пропласткам, оставляя невытесненной нефть в малопроницаемых слоях, участках, зонах. Современные методы регулирования заводнением залежей, основанные на гидродинамическом воздействии на пласт, способствуют увеличению охвата воздействием не вовлеченных в разработку участков. Однако они эффективны лишь в определенных физико-геологических условиях, т.е. не обладают универсальностью и не обеспечивают полный охват пласта заводнением в условиях высокой обводненности добываемой продукции (табл. 1.1). На поздних стадиях разработки залежей влияние этого фактора является превалирующим вследствие образования промытых зон, по которым фильтруется основной объем нефтевытесняющего агента, не оказывая влияния на менее проницаемые нефтенасыщенные пропластки. Этим можно объяснить стабилизацию значений коэффициента

нефтеотдачи при современных методах заводнения на уровне 0,3 – 0,5 от балансовых запасов.

Таким образом, одним из главных условий дальнейшего повышения эффективности заводнения залежей является ограничение движения воды по каналам с низким фильтрационным сопротивлением, что позволит более рационально использовать ее энергию для вытеснения нефти. В научно-технической литературе недостаточно освещены исследования, касающиеся роли водоизоляционных работ в качестве средства регулирования заводнением.

1.2. ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ ПРЕЖДЕВРЕМЕННОГО ОБВОДНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

В условиях нефтенасыщенных коллекторов достижение высоких значений коэффициента охвата при разработке залежей методами заводнения требует решения целого ряда дополнительных задач, связанных с исследованиями причин и характера обводнения пластов и скважин, созданием на их основе эффективных методов ограничения движения вод и выбором оптимальных условий применения их в системе разработки месторождений в целях повышения нефтеотдачи. В данном разделе приведены основные результаты анализа причин обводнения более 2000 скважин на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири во взаимосвязи с геологическим строением продуктивного пласта, физико-химическими условиями образования водоизолирующей массы и режимами заводнения применительно к решению задач повышения охвата пласта заводнением [49, 50, 54, 137, 138, 145, 154].

Согласно классификации факторов обводнения добывающих скважин (рис. 1.1), составленной по результатам опубликованных исследований, основные причины обводнения продукции скважин разделены на две большие группы:

- технические;
- геолого-физические и технологические.

Устранение этих причин создает благоприятные условия для разработки многопластовых залежей с применением методов регулирования разработки заводнением и других, основанных на гидродинамическом воздействии на коллектор.

Группа технических причин включает нарушения герметичности эксплуатационной колонны вследствие ослабления резь-



Рис. 1.1. Классификация основных факторов обводнения скважин

бовых соединений, коррозионного разрушения, прожога электрическим током, механического повреждения труб при ремонтных работах и других нарушений крепи скважины выше продуктивного интервала перфорации. Методы восстановления технического состояния крепи скважины [31, 32 и др.] предусматривают цементирование заколонного пространства и ликвидацию нарушений обсадных колонн нагнетанием тампонирующего материала, сменой труб, установкой перекрывающих устройств. В результате устранения нарушений в крепи скважины обеспечивается изоляция притока посторонних вод, не участвующих в вытеснении нефти, что способствует

повышению эффективности эксплуатации скважин. Детально группа технических причин обводнения в работе не рассматривается, за исключением нарушения крепи в интервале продуктивного пласта, устранение которых достигается закачкой тампонирующего состава.

Вторая группа факторов объединяет причины, связанные с обводнением скважин водой, поступающей по продуктивным пластам. При совместной эксплуатации пластов естественный темп обводнения скважин зависит от физико-геологических свойств пород и насыщающих жидкостей, который ускоряется при искусственном заводнении при высоких давлениях нагнетания. Разница в вязкости воды и нефти в значительной мере усиливает процесс неравномерности продвижения фронта воды как по толщине, так и по площади [39].

При геологическом изучении крупнейших нефтяных месторождений Урало-Поволжья, Западной Сибири и других районов установлена изменчивость толщины песчаных прослоев, их коллекторских свойств и литологического состава [3, 29, 30, 44, 73, 81, 82, 126, 135, 141, 167, 184, 201, 211 и др.]. Выделяются следующие типичные формы распространения терригенных коллекторов [201]:

- пластовый характер распространения алевро-песчаников на обширных территориях с толщиной песчаников 3 – 8 м с полным замещением коллектора глинами или отдельными прослоями;

- переслаивание песчаников и глин. Те и другие литологические разновидности имеют широкое распространение по площади, песчаники выклиниваются в глинах и наоборот;

- распространение песчаников в виде рукавов, шнуров, полос глин и сообразно этому наличие литологически ограниченных рукавообразных, шнурковых залежей, ширина которых может изменяться от 100 – 200 м до 5 – 6 км;

- непрерывное распространение песчаников толщиной более 10 – 15 м на обширной площади, превышающей залежи на данном месторождении;

- в большинстве случаев проницаемость в направлении, параллельном и перпендикулярном напластованию, различна;

- минимальная проницаемость, наблюдающаяся в интервалах пласта, непосредственно прилегающих к его кровле и подошве.

Влияние геологического строения продуктивного горизонта на характер обводнения пластов и скважин в процессе разработки месторождений заводнением изучалось многими исследователями [2, 8, 29, 88, 121, 146, 168, 170, 186, 211 и др.]. Случайность (хаотичность) распределения зональной, послойной, внутрислойной неоднородности не во всех случаях позволяет регулировать равномерность продвижения фронта заводнения только расстановкой скважин в начале

разработки залежей или изменением производительности скважин [30]. При зональной неоднородности пласта на высокопроницаемых участках даже при весьма малых отборах нефти происходит опережающее внедрение контурных вод, а на слабопроницаемых участках при сильной интенсификации отбора нефти контурные воды внедряются с резким отставанием [8]. При искусственном заводнении указанные процессы проявляются более контрастно.

Таким образом, неоднородность пластов по проницаемости – одна из главных причин неравномерного вытеснения нефти водой и преждевременного обводнения высокопроницаемых пропластков и добывающих скважин при неполной выработке пластов. Эксплуатация их сопровождается отбором большого количества попутной воды.

Наиболее сложной проблемой является извлечение нефти из водонефтяных зон в литологически однородных пластах, которые содержат значительную часть неизвлеченных запасов. Основные причины поступления подошвенной воды следующие [49, 138, 148, 172, 190, 191, 203, 207]:

- приближение контурных вод по мере отбора нефти из пласта;
- образование конуса подошвенной воды;
- образование каналов в заколонном пространстве скважины.

В теоретических исследованиях причины обводнения добываемой продукции подошвенной водой сводятся в основном к определению оптимального интервала вскрытия нефтенасыщенной части пласта и к подсчету предельного безводного дебита эксплуатации. Приближенные решения этих задач были получены М. Маскетом, И.А. Чарным, Н.С. Пискуновым, Н.Ф. Ивановым, Д.М. Миллиончиковым, А.П. Телковым и др. Теоретические исследования показывают, что обводнение несовершенной скважины, вскрывшей литологически однородный пласт, наступает очень быстро, и до момента его наступления из скважины можно извлечь незначительную часть нефти. По теории совместного притока нефти и воды в несовершенную скважину, вскрывшую неоднородный пласт с подошвенной водой, количественное соотношение притока нефти и воды описывается уравнением [207]

$$Q_n/Q_v = (k_n \cdot \mu_v \cdot h_n) / (k_v \cdot \mu_n \cdot h_v), \quad (1.1)$$

где Q_n и Q_v – приток соответственно нефти и воды; k_n и k_v – коэффициенты проницаемости соответственно нефтяной и водонасыщенной частей пласта; μ_n и μ_v – динамическая вязкость соответственно нефти и воды в пластовых условиях; h_n и h_v – толщина соответственно нефтенасыщенной и водонасыщенной частей пласта.

Согласно этой формуле относительное содержание воды в продукции скважины не зависит ни от степени вскрытия пласта, ни от депрессии, а является функцией соотношения толщин водо- и нефтенасыщенных частей пласта, их проницаемости и вязкости жидкостей.

Возможность образования конусов при эксплуатации водонефтяных пластов рассматривалась С.А. Султановым, Р.Г. Сулеймановым, С.В. Сафроновым, В.А. Харьковым, В.М. Орлинским, А.П. Телковым, Р.Х. Муслимовым, Р.Г. Габдуллиным и др. [106, 141, 148, 172, 183, 184, 203 и др.]. Однако степень участия различных путей водоприток в скважины из водонасыщенных пластов ими не определялась. Анализ промысловых данных по разработке литологически однородных водонефтенасыщенных пластов показал, что в большинстве скважин фактическое время конусообразования значительно превышает расчетное, определенное по методикам, приведенным в работах [148, 190, 203, 207]. Увеличение продолжительности безводного периода эксплуатации указывает на наличие в литологически однородном пласте пропластков низкой проницаемости, т.е. имеет место внутрипластовая проницаемостная неоднородность [138, 191], что подтверждается различной длительностью подъема ВНК при одинаковом отборе жидкостей из коллекторов [41, 141, 184, 201].

По результатам проведенных исследований закономерностей обводнения скважин, пробуренных в литологически однородных и неоднородных пластах, установлено, что для обеих категорий скважин типичны следующие этапы обводнения:

- появление и постоянный рост содержания воды в добываемой продукции;

- резкое (скачкообразное) возрастание количества воды;

- стабилизация обводненности (рис. 1.2).

Такой ступенчатый переход повторяется несколько раз, что характерно для большинства скважин исследуемых месторождений. Эту закономерность можно объяснить образованием микроканалов в заколонном пространстве вследствие разрушения глинистой корки в зоне контакта цементного камня с породой или в самом цементном камне [49]. В период стабилизации обводнения размеры канала в сечении и толщина пласта-обводнителя не изменяются или изменяются незначительно. Рост обводненности продукции скважин соответствует резкому расширению путей притока вод и подключению новых обводненных пропластков. Разрушение материала, заполняющего заколонное пространство, будет продолжаться до тех пор, пока поверхность раздела нефть – вода вблизи скважины будет деформироваться [172, 190, 191, 203].

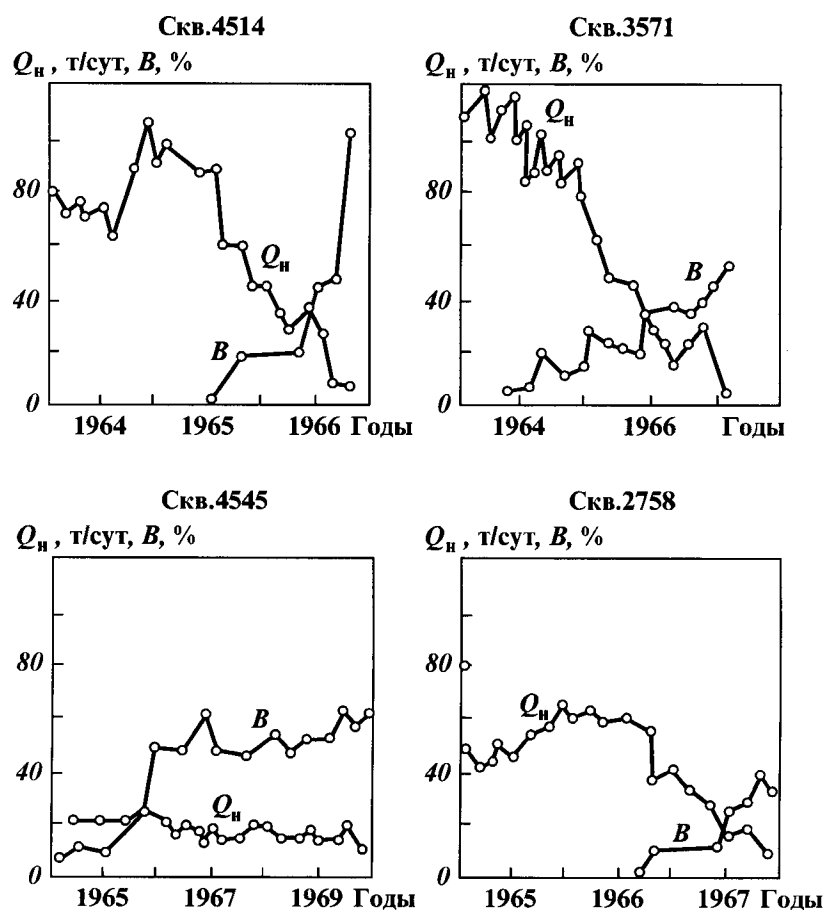


Рис. 1.2. Динамика дебита нефти и обводненности продукции скважин, эксплуатирующих литологически однородный и неоднородный пласты: в скв. 4514 и 3571 – литологически однородный, в скв. 4545 и 2758 – неоднородный пласты; Q_n – дебит нефти; B – обводненность продукции

Отсутствие условий для резких изменений количества поступающей из пористой среды воды позволяет заключить, что ступенчатый характер возрастания обводненности добываемой продукции при постоянном отборе жидкости указывает на подключение в работу нового пласта-обводнителя. В работе [49] на основании экспериментальных исследований прочности цементного камня за колонной предложен следующий механизм подключения новых пластов.

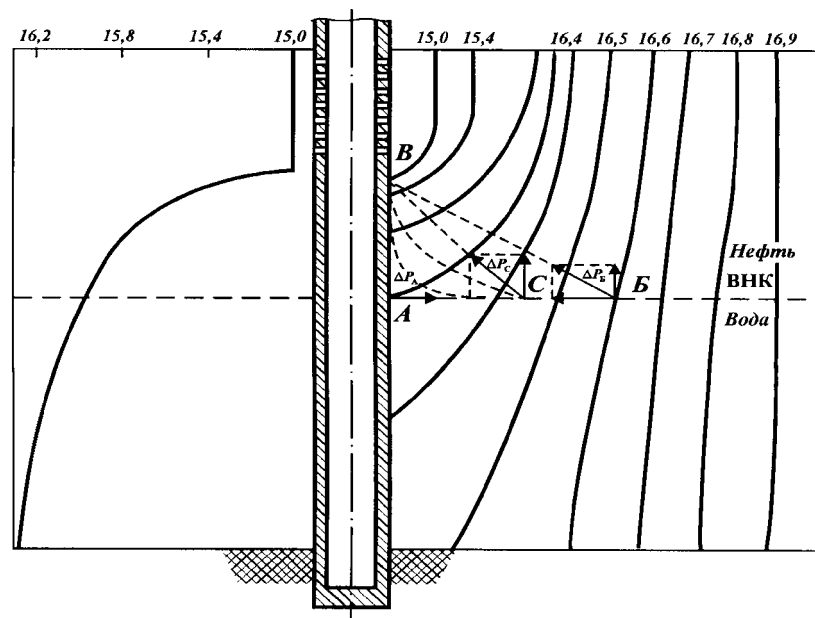


Рис. 1.3. График распределения давления в призабойной зоне пласта и схема движения воды к зоне фильтра скважины: слева – изменение давления на стенку скважины, справа – в пласте от фильтра

Основная масса воды, поступающей в зону фильтра, движется по линии AB , как по наикратчайшему, по сравнению с линией BC , пути с меньшим фильтрационным сопротивлением, с максимальным перепадом давления (рис. 1.3). Этим объясняется интенсивное движение воды в зоне крепи скважины и, как следствие, эрозийное разрушение глинистой корки и цементного камня.

Данный процесс может быть ускорен при наличии химически активных элементов. В результате происходит подключение в работу новых пропластков-обводнителей, резко изменяющих содержание воды в добываемой продукции.

Результаты исследований притока жидкостей в скважины, в которых не был вскрыт ВНК [138, 191], подтверждают вышеприведенную гипотезу обводнения добывающих скважин. В большинстве из них наблюдалось равномерное обводнение во времени (рис. 1.4). Исключение составляла скв. 6786а, которая резко обводнилась до 18 %, что могло быть вызвано наличием естественных трещин, соединяющих водоносную часть пласта с нефтенасыщенной.

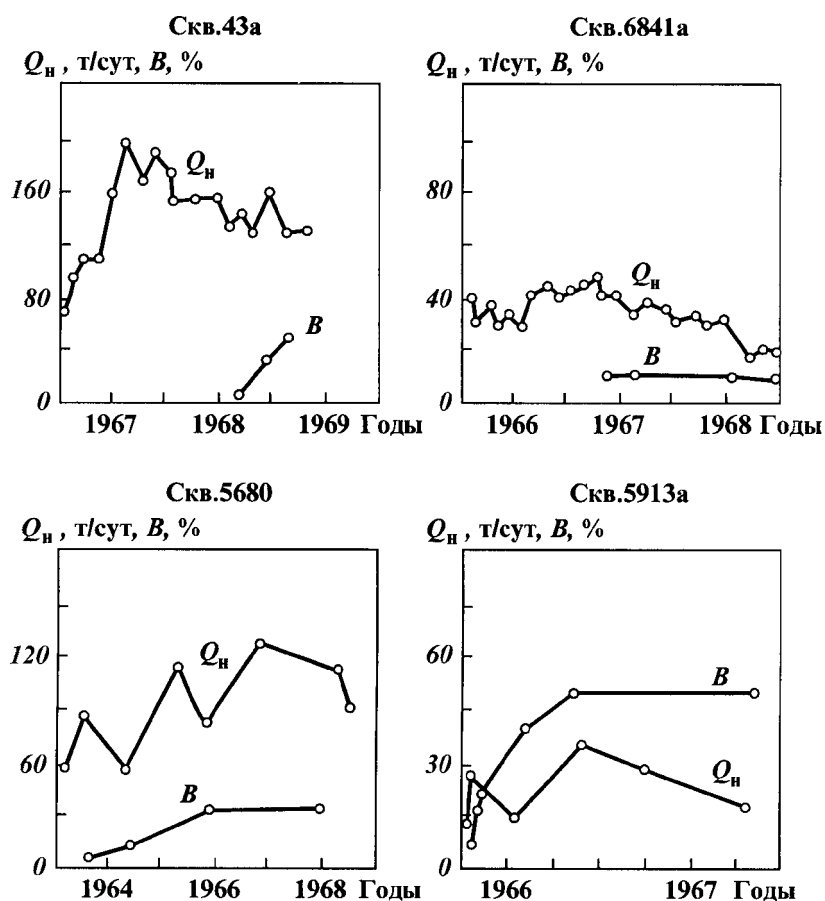


Рис. 1.4. Динамика дебита нефти и обводненности добываемой продукции в скважинах, не вскрывших ВНК:
 Q_n – дебит нефти; B – обводненность добываемой продукции

Эти результаты согласуются с выводами приведенных выше теоретических работ и подтверждают экспериментальные данные о наличии в литологически однородных по геофизическим данным пластах пропластков разной проницаемости, влияющих на движение жидкостей в коллекторе. О неоднородности таких пластов свидетельствуют результаты глубинных исследований дистанционными расходомерами [73], которые показали неравномерное распределе-

ние давления в разрезе одного и того же пласта. Такие характеристики, как гидропроводность и пьезопроводность, в пределах одного и того же пласта изменяются в широких пределах, что способствует неравномерности обводнения, усиливающейся при искусственном заводнении [30, 39, 187, 200]. Несмотря на применение интенсивной системы разработки с высокими давлениями (15 – 20 МПа) на линии нагнетания на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения, выработка запасов отдельных пластов и участков происходит неравномерно, 1/6 извлекаемых запасов нефти не вовлечены в разработку вообще в момент перехода на четвертую стадию эксплуатации при резком снижении добычи нефти и росте обводненности добываемой продукции [40, 73, 200]. Для более эффективного использования энергии закачиваемой воды при вытеснении нефти необходимо ограничить движение воды в высокопроницаемых обводненных пропластках.

Наличие неоднородных по проницаемости пропластков показывает, что качественное разобщение продуктивного пласта при этих условиях является первым этапом борьбы за увеличение охвата его воздействием, исключая преждевременное обводнение нефтесодержащих пропластков. Этот этап должен начаться в период строительства скважины. В связи с этим представляет интерес метод разобщения пластов с применением полимерцементных растворов с отверждающим фильтратом [11], внедренный на многих скважинах месторождений Республики Татарстан [49, 51, 138, 180].

Изучение закономерностей обводнения пластов на первой и второй стадиях разработки Ново-Елховского месторождения показало следующее. Обводнение скважин происходило с самого начала разработки и увеличивалось с ростом объема закачки (рис. 1.5). Обводненный фонд после интенсификации закачки до 16 млн м³ в год (на 1.01.1972) на второй стадии разработки залежи включал 326 скважин, из них 234 обводнились по заколонному пространству из нижележащих водоносных пластов (табл. 1.2). Большая часть обводнившихся закачиваемой водой скважин приходится на разрезающий и первый эксплуатационный ряды. Для них характерен рост обводненности до 80 – 90 % за сравнительно короткие сроки, при этом отбор нефти из пласта не превышал 13 – 20 % от извлекаемых запасов.

Интенсивное обводнение связано с возрастанием объема закачки, что влияет на рост объема не только попутно добываемой закачиваемой воды на одну скважину, но и поступающей по заколонному пространству пластовой и контурной воды из-за приближения водонефтяного контакта.

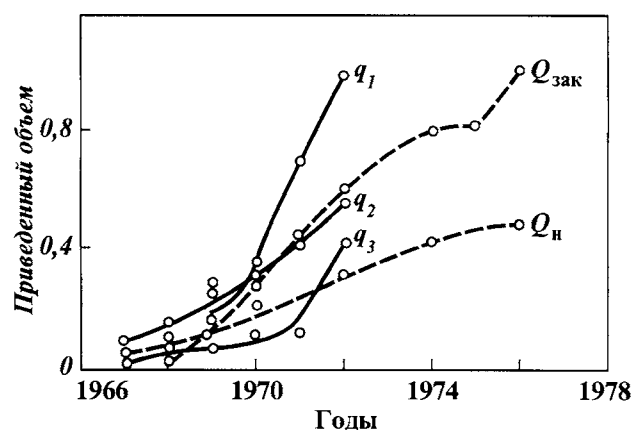


Рис. 1.5. Изменение удельного объема попутно извлекаемой воды на одну скважину с ростом закачки и отбора нефти на Акташской площади:
 q_1 — закачиваемая вода; q_2 и q_3 — пластовые воды, поступающие соответственно по заколонному пространству и из-за подъема ВНК; $Q_{\text{зак}}$ — объем закачки воды в пласт; $Q_{\text{н}}$ — отбор нефти

Максимальный отбор нефти и заводнение происходят по пластам "г" и "д", обладающим лучшими коллекторскими свойствами и выдержанностью в пространстве. Заводнение их значительно опережало заводнение в вышележащих объектах эксплуатации — в пластах "а" и "б". По данным института ТатНИПИнефть, основной объем закачки (79 %) приходится на пласты "в" и "г". Влияние закачки на пласты "б₁" и "б₂₊₃" было незначительным, а на пласт "а" практически отсутствовало. В результате такого распределения закачиваемой воды между нижними и верхними пластами возникли значительные перепады давления [159], которые привели к росту числа обводненных скважин по заколонному пространству.

Таблица 1.2

Распределение обводненного фонда скважин Ново-Елховской площади на второй стадии разработки

Показатель	Тип поступающей в скважины воды				
	пластовая			закачиваемая	верхняя
	по заколонному пространству	из-за подъема ВНК	продвижение контурной воды		
Число скважин	234	6	36	95	2

Таблица 1.3

Динамика отбора попутной воды на Ново-Елховской площади на первой и второй стадиях разработки

Годы	Объем попутной воды, тыс. м ³		Годы	Объем попутной воды, тыс. м ³	
	пластовой	закачиваемой		пластовой	закачиваемой
1968	804,9	444,6	1973	2026,4	2332,7
1969	1058,4	798,1	1974	1963,0	2723,2
1970	1330,4	1301,7	1975	2199,5	3147,1
1971	1732,1	1732,4	1976	2644,4	3582,1
1972	1887,6	2020,3			

Анализ динамики отбора попутной воды в добывающих скважинах на начальных стадиях разработки Ново-Елховской площади – в период увеличения объема закачки – показал, что интенсивность обводнения скважин закачиваемой водой, определяемая как отношение разности объемов извлекаемой воды в начале и в конце рассматриваемого периода, значительно выше, чем интенсивность обводнения пластовой водой, причем рост этого показателя связан с увеличением не числа обводненных скважин, а с содержанием вод в них. Так, в 1972 г. из 95 обводненных закачиваемой водой скважин добыли 2,02 млн м³ воды, в то время как остальные 1,88 млн м³ пластовой воды добыты из 278 скважин (табл. 1.3). Максимальному росту объема закачки соответствовало резкое возрастание попутно извлекаемой воды на одну скважину (см. рис. 1.5). Для поздних стадий характерно обводнение скважин закачиваемыми водами, т.е. при сохранении тех же режимов заводнения следует ожидать резкого увеличения отбора попутно извлекаемой воды.

Анализ разработки отдельных нефтяных площадей по классификации М.М. Ивановой [88] показывает, что интегральные показатели разработки подобны друг другу (рис. 1.6). Суммарная добыча жидкостей и другие показатели составляют модель разработки Ново-Елховского месторождения в целом, аналогичную предыдущим. Различие заключается в большой длительности первой и второй стадий за счет более позднего включения в разработку Акташской площади. Максимальный годовой отбор нефти $Q_n^{\max}$ по месторождению достигнут только в 1976 г., по Ново-Елховской площади – в 1968 г. Следует отметить, что отдельные участки нефтеносной площади с низким фильтрационным сопротивлением и зоны на линии нагнетания обводняются уже на первых стадиях разработки месторождения. Вследствие опережающей выработки обводнение пласта "в" (рис. 1.6) произошло уже на второй стадии разработки площади в 1973 г., т.е. в этот период для восточного блока Ново-Елховской площади уже наступила поздняя стадия эксплуатации, коэффици-

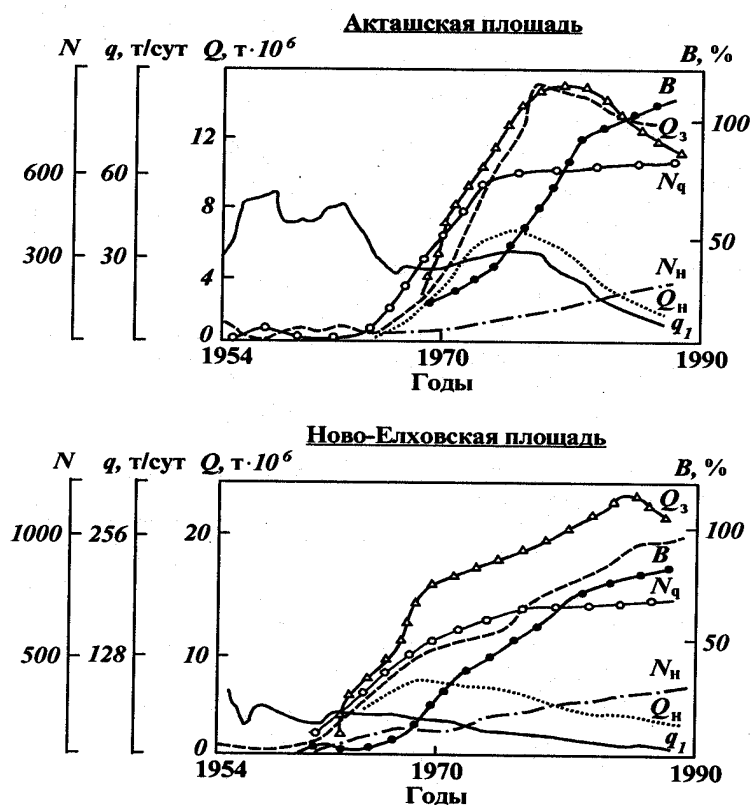


Рис. 1.6. Изменение некоторых технологических показателей разработки отдельных площадей Ромашкинского нефтяного месторождения по годам

ент текущей нефтеотдачи при этом достиг 0,44. В целом модель разработки блока подобна моделям разработки всей площади и месторождения (см. рис. 1.6) и подтверждает вывод А.П. Крылова о том, что стадия разработки месторождения представляет собой сумму множества начальных и поздних стадий выработки отдельных пластов и участков пласта. Отсюда возникает необходимость индивидуального подхода к применению новых методов воздействия на пласты в зависимости от состояния разработки как всего месторождения, так и отдельных объектов.

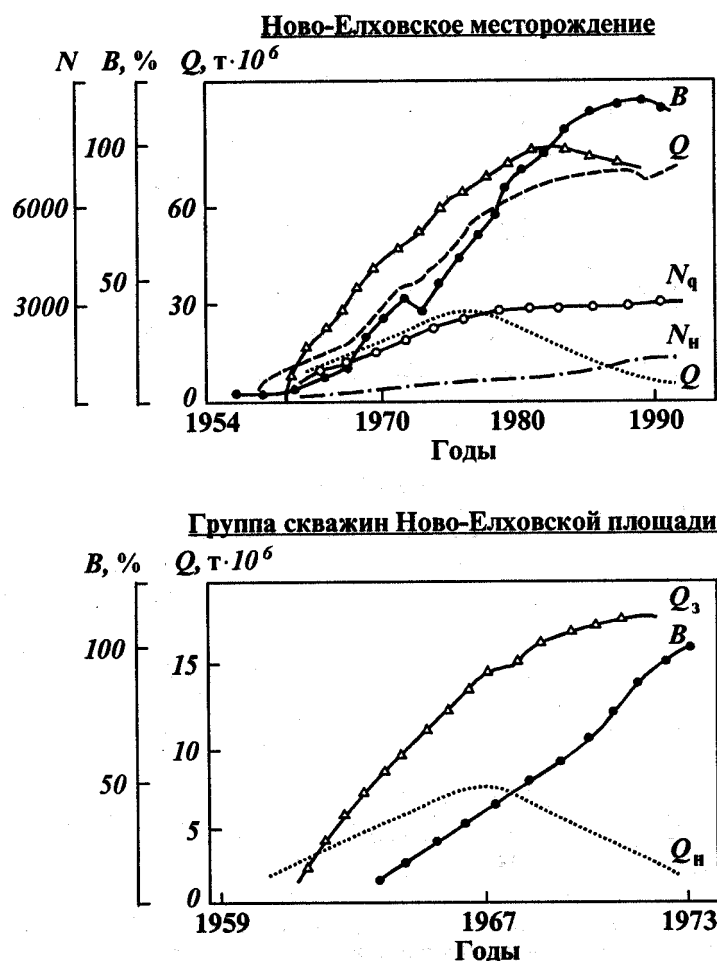


Рис. 1.6. Продолжение

Обводненность добываемой продукции является одним из основных критериев оценки степени выработанности пластов: при содержании воды в пределах 96 – 98 % они отключаются из разработки [126, 186]. Как показано на примере Ново-Елховского и других месторождений, указанные значения обводненности вследствие неоднородности пластов могут наступить значительно раньше достижения проектных показателей из-за прогрессирующего обводнения высокопроницаемых зон. При этом в малопроницаемых и застойных зонах остается большое количество неизвлеченной нефти.

Добыча нефти, основанная на отборе большого количества попутной воды, не является радикальным методом ни с технологической, ни с экономической точек зрения [200]. В определенный момент времени проявляется противоречивость принципа регулирования разработки заводнением путем сочетания закачки воды при высоких давлениях нагнетания и форсированного отбора жидкости вследствие неравномерного обводнения залежи. На начальных стадиях это является высокоэффективным методом, обеспечивающим высокую нефтеотдачу при низких затратах на добычу нефти. Однако после вытеснения нефти из высокопроницаемых зон пласта дальнейшее увеличение объемов закачки и давления нагнетания приводит к резкому росту объемов попутно извлекаемой воды и, как следствие, повышению себестоимости добываемой продукции при значительных невыработанных запасах нефти в низкопроницаемой части коллектора и обширных водонефтяных зонах. Как видно из рис. 1.6, на всех площадях Ново-Елховского месторождения это обстоятельство вынудило уменьшить объемы закачки, хотя в этот период была реальная необходимость повышения давления нагнетания для обеспечения вытеснения нефти из низкопроницаемых пластов и пропластков. Из вышеуказанного следует, что рациональное использование энергии закачиваемой воды для заводнения на поздней стадии разработки нефтяных месторождений становится одним из основных условий извлечения остаточной нефти из обводненных пластов, так как в этот период практически весь фонд скважин требует проведения мероприятий по ограничению притока воды в добывающие скважины всего месторождения.

Наиболее вероятными причинами обводнения добываемой жидкости являются прорыв контурных и закачиваемых вод по высокопроницаемым прослоям неоднородного коллектора в добывающие скважины, образование конусов подошвенной воды и поступление ее из смежных водонасыщенных пластов по заколонному пространству (рис. 1.7). Эти процессы могут происходить на отдельных участках и в скважинах на всех этапах разработки нефтяного месторождения. Поэтому комплексное решение проблемы рационального использования энергии закачиваемых вод для повышения нефтеотдачи пластов должно включать крупные технологические мероприятия:

- качественное разобщение продуктивных пластов в процессе строительства скважин;

- ограничение притока воды в добывающие скважины путем проведения изоляционных работ;

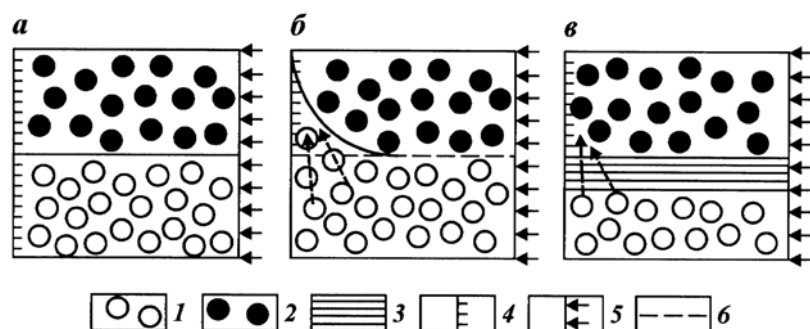


Рис. 1.7. Схемы поступления воды в добывающую скважину:
а – поступление воды по двум пропласткам; *б* – образование конуса подошвенной воды;
в – прорыв воды по заколонному пространству;
 1 – нефтесодержащая порода; 2 – водонасыщенная часть пласта; 3 – глинистый пропласток; 4 – интервал вскрытия пласта; 5 – направление нагнетания воды; 6 – прорыв пластовой воды

ограничение движения воды в промытых высокопроницаемых пропластках нефтеводонасыщенного коллектора.

Последние два мероприятия взаимосвязаны между собой: в первом случае задача решается путем ограничения притока подошвенных и нижних вод через добывающие скважины, во втором – через нагнетательные ограничением движения закачиваемых и контурных вод по всему пласту. Как показано в предыдущем разделе, эти технологические мероприятия в условиях высокой обводненности извлекаемой продукции могут повысить эффективность методов заводнения. Поэтому создание высокоэффективных технологий ограничения водопритокров в скважины, особенно движения вод в промытых пластах и пропластках, является одним из важных элементов совершенствования методов регулирования разработки залежей заводнением.

1.3. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ВОЗМОЖНОСТИ УВЕЛИЧЕНИЯ ОХВАТА ПЛАСТА ЗАВОДНЕНИЕМ НА ИХ ОСНОВЕ

По классификации М.Л. Сургучева [186] второе направление развития новых методов повышения нефтеотдачи основывается на увеличении коэффициента вытеснения нефти водой [47, 86, 87, 105, 127, 150, 157–159, 215]. Для этой цели можно применять химические реа-

генты, улучшающие нефтевытесняющие свойства воды, поверхностно-активные вещества и различные композиции.

Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ) основывается на повышении нефтеотмывающих свойств воды и активации полимерных и диффузных процессов вытеснения при снижении межфазного натяжения на границе раздела нефть – вода. Адсорбируясь на поверхности капель нефти и породы, ПАВ препятствуют коалесценции капель и прикреплению их к породе. При низком поверхностном натяжении капли нефти легко деформируются, уменьшая тем самым работу, необходимую для проталкивания их через сужения пор [87]. Моющее действие водных растворов ПАВ проявляется и по отношению к нефти, покрывающей поверхность породы тонкой пленкой, что приводит к разрыву пленки и диспергированию нефти в водной фазе, а также к стабилизации дисперсии. Адсорбируясь на поверхности раздела фаз и вытеснив активные компоненты нефти, ПАВ облегчают деформацию менисков в порах пласта, благодаря чему ускоряется процесс капиллярного впитывания воды. В результате действия перечисленных факторов снижается давление нагнетания, уменьшается удельный расход воды, повышается воздействие на пласт, возрастает темп отбора и уменьшаются сроки разработки. В то же время авторы работы [159] отмечают, что, несмотря на положительное воздействие оторочек ПАВ при заводнении пластов на текущую нефтеотдачу и снижение отбора воды, по промысловым данным однозначно оценить эффективность затруднительно, так как прирост коэффициента нефтеотдачи не превышает 2 – 5 %, что свидетельствует об ограниченных возможностях методов повышения нефтеотдачи, основанных только на принципе снижения межфазного натяжения.

Для повышения нефтеотдачи в условиях месторождений Республики Татарстан в качестве основного реагента использовались сернокислотные отходы нефтеперерабатывающих заводов – так называемая алкилированная серная кислота (АСК). Реагент в своем составе содержит серную кислоту (80 – 86 %), сульфокислоты (10 – 13 %), смолисто-маслянистые вещества (5 – 8 %), карбоновые кислоты (0,5 %). Сущность метода заводнения с применением АСК для повышения нефтеотдачи заключается в комплексном воздействии на процессы, протекающие на фронте вытеснения и в зоне фильтрации вытесняющего агента, целым рядом факторов, являющихся результатом взаимодействия концентрированной серной кислоты с насыщенными пласт флюидами и минералами скелета порового пространства [105, 150]. Авторы данного метода считают, что наиболее благоприятное влияние на механизм повышения нефтеотдачи оказывают такие химические факторы, как процесс внутрипластового

сульфирования углеводородов, конечными продуктами которого являются поверхностно-активные вещества, коллоидное растворение смолистых компонентов нефти, образование малорастворимых в воде солей кальция и углекислоты. Существенное влияние на вытеснение нефти оказывают физические и гидродинамические факторы, к которым относятся: выделение тепла, увеличение локальной эффективной вязкости вытесняющего агента, избирательное выпадение гипса в зонах нарушения химического равновесия, увеличение пористости и проницаемости коллектора за счет растворения карбонатных составляющих скелета порового пространства, уменьшение набухаемости глин. Как видно, точного описания принципа вытеснения по данному методу не сделано из-за сложности происходящих процессов.

Процессы вытеснения нефти щелочными растворами реализуются закачиванием в пласт 0,2 – 0,5 поровых объемов раствора щелочи с концентрацией 0,5 % и последующим нагнетанием воды. Применение щелочи для увеличения нефтеотдачи основывается на снижении поверхностного натяжения на границе вытесняющего агента с нефтью в результате химической реакции, приводящей к образованию в зоне контакта ПАВ натриевых мыл. Они легко растворяются в пресной воде, закачиваемой после оторочки щелочи [37, 87, 105, 150, 215]. Поверхностно-активные вещества указанного типа резко снижают поверхностное натяжение на границе нефть – раствор ПАВ и повышают смачиваемость пласта водой. В некоторых случаях непосредственной реакции не происходит, а имеет место так называемая "активизация" таких компонентов нефти, как смолы и асфальтены, приводящая к образованию высоковязкой эмульсии типа "нефть в воде". В результате такого взаимодействия уменьшается подвижность вытесняющей воды, возможность преждевременного прорыва ее в добывающую скважину и снижается обводненность добываемой продукции.

На поздней стадии разработки нефтяного месторождения основная часть вытесняющего агента – водного раствора щелочи, дренируется по промытым интервалам горизонта, не совершая полезной работы по вытеснению нефти, и отбирается первым рядом добывающих скважин. В связи с этим для регулирования подвижности щелочного раствора чередуют зачатки растворов хлорида кальция или магния и силиката натрия. При взаимодействии щелочи с указанными солями образуются гидроокиси в виде геля или осадка, которые снижают гидропроводность высокопроницаемых зон, что приводит к увеличению охвата пласта воздействием [37, 86, 215].

Применение тринатрийфосфата натрия (ТНФ) в качестве реагента, повышающего нефтеотдачу, основывается на его хороших сма-

чивающих свойствах. Смешение раствора ТНФ с водой приводит к заметному уменьшению угла смачивания [105, 150]. Улучшению его нефтеотмывающих свойств способствует то обстоятельство, что девонская нефть не индифферентна к растворам ТНФ: это является вариантом щелочного заводнения. При химическом взаимодействии ТНФ с солями кальция погребенной и закачиваемой вод может образовываться на фронте вытеснения практически нерастворимый высокодисперсный ортофосфат кальция. Кристаллики этого вещества частично закупоривают поры, промытые водой, увеличивая тем самым гидравлическое сопротивление и эффективную вязкость воды, что способствует повышению охвата пласта заводнением.

При внутрипластовом гидролизе солей алюминия для вытеснения нефти используется "раствор" гидроокиси алюминия [105]. В результате взаимодействия с карбонатными составляющими пласта и погребенными водами сульфат алюминия распадается с образованием высокодисперсной системы, практически нерастворимой в воде гидроокиси алюминия, обладающей повышенной эффективной вязкостью по сравнению с водой.

Полимерное заводнение основывается на способности полимеров, в частности полиакриламида, даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность, за счет чего увеличивается охват пластов заводнением. Основа механизма процесса – это уменьшение соотношения вязкостей нефти и воды в пласте [86, 157, 158]. Кроме того, частицы полиакриламида (ПАА) вступают во взаимодействие со скелетом пористой среды и, адсорбируясь на поверхности пород, снижают скорость фильтрации воды [157, 186].

Результаты анализа эффективности полимерного заводнения показывают, что область применения его, как и других методов повышения нефтеотдачи, ограничивается обводненностью добываемой продукции, равной 60 – 70 % и обусловленной, как правило, образованием в продуктивном пласте высокопроницаемых промытых зон. В этих условиях фильтрационное сопротивление пористой среды при обработке полимером практически не изменяется. Этим объясняется применение полимерного заводнения главным образом на начальных стадиях разработки нефтяных месторождений.

Мицеллярно-полимерное заводнение направлено как на увеличение охвата продуктивных пластов воздействием, так и на устранение капиллярных сил в заводненных пластах. Механизм процесса вытеснения нефти мицеллярными растворами определяется их физико-химическими свойствами. В силу того, что межфазное натяжение между мицеллярным раствором и пластовыми жидкостями (нефтью и водой) очень низкое, происходит устранение действия капилляр-

ных сил, вытеснение нефти и воды. Для продвижения оторочки мицеллярного раствора вслед за ней в пласт закачивают водный раствор полимера с вязкостью, близкой к вязкости мицеллярного раствора, а затем обычную воду. Ввиду небольшого опыта применения трудно судить об эффективности метода. Азнакаевский эксперимент по закачке этого раствора показал сложность технологии и снижение продуктивности пласта [186].

Анализируя механизмы действия методов повышения нефтеотдачи на продуктивный пласт, следует учитывать сложность оценки процессов как в лабораторных, так и в промысловых условиях. Можно констатировать, что разработчики вышеприведенных технологий уделяют большое внимание увеличению коэффициента вытеснения. В основном все физико-химические методы повышения нефтеотдачи разработаны в целях отмывания нефти в пласте путем снижения межфазного натяжения, повышения смачиваемости пласта водой, увеличение охвата при этом является сопутствующим эффектом.

Проблема охвата пластов воздействием остается нерешенной и при использовании таких маловязких высокоэффективных нефтевытесняющих агентов, как растворители нефти в различных модификациях, газ, газоводные оторочки и др. Из-за неоднородности коллекторов и неблагоприятного соотношения вязкостей жидкостей в пласте растворители продвигаются по наиболее проницаемым пропласткам и преждевременно прорываются в добывающие скважины [150, 159]. Анализ результатов исследований эффективности методов повышения нефтеотдачи с применением ПАВ, полимеров, тринатрийфосфата, концентрированной серной кислоты в сравнительно одинаковых условиях девонского горизонта на нефтяных месторождениях Республики Татарстан показывает, что наиболее высокие результаты достигаются при использовании химреагентов, которые наряду с улучшением нефтевытеснения за счет отмыва нефти обеспечивают увеличение охвата пласта воздействием. Эти выводы подтверждаются результатами обработки пластов сульфированным адсорбентом, создающим в пластовых условиях с серной кислотой высоковязкую оторочку [150].

Таким образом, при значительном повышении нефтеотдачи в процессе первичного вытеснения нефти на поздней стадии разработки месторождений с неоднородными пластами проблема охвата их воздействием физико-химическими методами полностью не решается. Основная причина неохвата заводнением участков пласта, как и при закачивании воды, заключается в прорыве нефтевытесняющего агента по наиболее высокопроницаемым зонам вследствие неоднородности нефтеводонасыщенного коллектора. Основная масса неф-

ти остается в не охваченных заводнением многочисленных линзах песчаников, в местах развития алевролитов и невырабатываемых водонефтяных зонах. На поздней стадии разработки залежей или отдельных участков применение указанных методов недостаточно эффективно без предварительного ограничения движения вод в пласте.

1.4. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ОГРАНИЧЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ВОД ПРИ ЗАВОДНЕНИИ ПЛАСТОВ

В условиях резкой неоднородности продуктивных пластов по проницаемости и свойствам насыщающих жидкостей значительные запасы нефти отбираются в водный период эксплуатации добывающих скважин. При обводненности извлекаемой жидкости свыше 96 – 98 % эксплуатация скважин экономически нецелесообразна, они или исключаются из разработки, или проводятся водоизоляционные работы. Исходя из этого, основная задача всех методов воздействия на пласт, направленных на повышение нефтеотдачи, сводится к обеспечению максимального отбора нефти до момента полного обводнения продукции добывающих скважин. Следует учесть, что 50 – 70 % балансовых запасов нефти остаются неизвлеченными из недр в виде менее проницаемых пропластков и линз из-за преждевременного прорыва воды или другого нефтewытесняющего агента по узким высокопроницаемым зонам. Как показано выше, полный охват пластов воздействием не достигается даже при использовании современных методов регулирования разработки заводнением – циклического воздействия, изменения направления потоков, давления нагнетания и форсирования отборов, а также физико-химических методов повышения нефтеотдачи закачиванием различных агентов. По этой причине на поздней стадии разработки многопластовых месторождений ограничение движения вод в промытых пластах и притока их в скважины является одной из наиболее важных технических проблем дальнейшего повышения нефтеотдачи обводненных нефтесодержащих пластов.

При всей важности ограничения движения нефтewытесняющего агента по высокопроницаемым зонам коллектора методы повышения нефтеотдачи, основанные как на гидродинамическом воздействии, так на применении различных агентов, практически не влияют на фильтрационное сопротивление обводненных зон. Эффект действия первых достигается главным образом изменением градиентов давления за счет изменения производительности скважин, вторых – в ре-

зультате повышения коэффициента нефтевытеснения с применением нефтеотмывающих химреагентов, за исключением полимерного заводнения, применение которого основывается на выравнивании проводимости путем снижения подвижности воды.

Большая нефтепромысловая практика применения методов ограничения притока вод в скважины [40, 47] показала возможность успешного выравнивания проводимости пластов за счет повышения фильтрационного сопротивления обводненных зон с применением водоизолирующих материалов и других средств. Однако недостаточная изученность механизма действия методов ограничения притока вод в добывающие скважины и движения в пластах привела к недооценке роли их в системе разработки нефтяного месторождения, чем можно объяснить отсутствие высокоэффективных методов воздействия на обводненные пласты на поздней стадии их эксплуатации – при отборе не более 30 – 50 % запасов нефти.

Регулирование процесса разработки в условиях прогрессирующего обводнения необходимо вести в двух взаимосвязанных направлениях:

- снижение обводненности продукции скважин за счет вовлечения в более интенсивную разработку слабопроницаемых пластов, а также широкого внедрения средств по ограничению притока вод к забоям добывающих скважин и движения их по обводненным зонам;

- обеспечение полноты выработки запасов обводнившихся пластов путем отбора большого количества жидкости.

Объективной необходимостью для повышения охвата менее проницаемой части продуктивного пласта воздействием при прогрессирующем обводнении является ограничение фильтрации нефтевытесняющего агента по промытым зонам коллектора и поступления в скважины. Это приводит к перераспределению энергии закачиваемой воды и других реагентов в пласте, и тем самым создаются условия для извлечения нефти из невыработанных зон без использования дополнительных мощностей.

Ограничение притока воды в добывающие скважины на промыслах осуществляется под обобщенным названием ремонтно-изоляционных работ (РИР). Влияние их на нефтеотдачу изучено недостаточно, и они рассматриваются как метод интенсификации добычи нефти из обводненных скважин. Дифференциация их по функциональному назначению в технологических процессах показала следующее.

В зависимости от факторов, обуславливающих преждевременное обводнение скважин, ремонтно-изоляционные работы делятся на две большие группы. В первую группу входят работы по восстановлению технического состояния крепи скважины с целью предотвраще-

ния поступления посторонних вод из пластов, удаленных от продуктивного: герметизация колонн, восстановление целостности цементного кольца в заколонном пространстве и др. При этих ремонтах воды в заколонном пространстве изолируются закачиванием отверждающихся систем типа тампонажного цемента и синтетических смол с отвердителем или производится замена колонн, этим и предотвращается поступление посторонних вод в ствол скважины и создаются нормальные условия ее эксплуатации. Входящие в данную группу РИР позволяют повысить коэффициент эксплуатации скважины как капитального сооружения и способствуют интенсификации добычи нефти.

Ко второй группе относятся работы, связанные с ограничением притока воды непосредственно из послойно-неоднородного продуктивного пласта. При этом применяют методы, позволяющие отключить обводненный пласт или пропласток из разработки либо снизить проницаемость обводненных зон для воды. Первые способы применяются в литологически неоднородных пластах, т.е. когда в продуктивном объекте смежные пласты достаточно надежно обособлены друг от друга непроницаемыми пропластками. Первоначально обводнению подвергаются пласты, имеющие лучшие коллекторские характеристики, поэтому из разработки отключаются в первую очередь наиболее проницаемые пропластки и пласты, по которым вода прорывается в добывающую скважину. Такое поинтервальное отключение из разработки обводнившихся пластов, когда еще не произошло обводнение продукции скважин по всему горизонту, позволяет увеличить коэффициент текущей нефтеотдачи на 4 – 5 % при снижении водонефтяного фактора в 1,5 – 1,7 раза по сравнению с совместной выработкой пластов без воздействия [146].

В частично обводненном неоднородном пласте отсутствие непроницаемых пропластков исключает возможность отключения из разработки обводненной части коллектора. В этом случае ограничение движения воды по промытым и другим высокопроницаемым интервалам, как показывает практика применения селективных водоизолирующих материалов, можно осуществлять, увеличивая фильтрационное сопротивление обводненных зон. Для этого необходимо применять фильтрующиеся в пористую среду водоизолирующие материалы, обладающие избирательными физико-химическими свойствами относительно нефти и воды. Отбор нефти из частично обводненного пласта зависит не только от количества прокачиваемой воды и подвижности нефти, но и от фильтрационного сопротивления обводненной зоны. Рассмотрим математическую модель неоднородного пласта, состоящего из двух пропластков равной толщины и площади сечения с проницаемостью k_n и k_b , разделенных непрони-

цаемой перегородкой и насыщенных нефтью и водой, вязкость которых обозначим соответственно μ_n и μ_v (см. рис 1.7).

С учетом неньютоновского характера движения нефти с начальным градиентом сдвига условия вытеснения нефти из продуктивного пласта по обобщенному закону Дарси описываются уравнением [236]

$$\begin{aligned}\bar{V}_n &= -k_n / \mu_n (\nabla P - (G \nabla P / |\nabla P|)) \quad \text{при } |\nabla P| > G; \\ \bar{V}_n &= 0 \quad \text{при } |\nabla P| < G; \\ \bar{V}_v &= (-k_v / \mu_v) \nabla P,\end{aligned} \quad (1.2)$$

где $\bar{V}_n$ – вектор скорости фильтрации в нефтенасыщенном пропластке; $\bar{V}_v$ – вектор скорости фильтрации в водонасыщенном пропластке; G – модуль градиента давления, необходимого для преодоления предельного напряжения сдвига.

Отсюда, учитывая линейный характер вытеснения, можно получить выражение для удельного расхода нефти ($\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$) при общем удельном расходе жидкости ($\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$)

$$q_n = (k_n / \mu_n) / (k_n / \mu_n + k_v / \mu_v) \cdot (q - (k_v / \mu_v) \cdot \tau). \quad (1.3)$$

Из формулы (1.3) следует, что при стационарном режиме фильтрации приток нефти из рассматриваемого нефтеводонасыщенного пласта зависит от подвижности воды – k_v/μ_v . С уменьшением этого соотношения приток нефти будет возрастать, т.е. повышение фильтрационного сопротивления обводненной части этого пласта приводит к увеличению отбора нефти. Кроме того, при стационарном режиме указанный нефтенасыщенный пропласток подключается в работу только при определенном значении фильтрационного сопротивления, обеспечивающем выполнение условий согласно формуле (1.2). Это показывает, что, регулируя подвижность воды, можно увеличить охват заводнением, следовательно, конечную нефтеотдачу.

Фильтрационное сопротивление пласта определяется по обратной величине его гидропроводности [160]

$$\Phi = \mu/(kh), \quad (1.4)$$

регулировать значениями которого можно путем изменения вязкости нефтевытесняющего агента μ или проницаемости пористой среды k . При заводнении залежей на стационарном режиме снижение проницаемости часто является единственным целесообразным средством

повышения фильтрационного сопротивления обводненного пласта ввиду сложности увеличения вязкости огромного объема закачиваемой воды. Для решения этой задачи можно воспользоваться водоизолирующими материалами, избирательно ограничивающими движение вод в обводненных зонах залежи.

Эта схема воздействия на нефтеводонасыщенный пласт, основанная на повышении фильтрационного сопротивления обводненных пропластков с применением водоизолирующих химреагентов, принята за основу при разработке новых технологий увеличения охвата пластов заводнением и конечной нефтеотдачи. Реализация этого принципа воздействия в ряде методов ограничения водопритокков в добывающие скважины показывает, что они относятся к категории технологических мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов. К сожалению, до настоящего времени этим методам не придавалось должного значения, хотя применение их не требует существенного изменения в сложившуюся систему разработки и осуществляется в органическом единстве с традиционными методами заводнения. Возможность применения методов ограничения притока вод в скважины при предельных значениях обводненности добываемой продукции (95 – 99 %) позволяет повысить нефтеотдачу обводненных пластов, исключаемых из разработки при обычном заводнении. Недооценка роли работ по ограничению движения вод в промытых пластах и притока их в скважину привело к тому, что до настоящего времени недостаточно изучены вопросы взаимодействия химреагентов с компонентами продуктивного пласта и возможности использования последних в качестве водоизолирующего материала. Поздние стадии разработки нефтяных месторождений оказались не обеспеченными эффективными методами воздействия на обводненные пласты с частично промытыми зонами, хотя конечная нефтеотдача их не превышает 0,3 – 0,5.

Применение методов ограничения притока вод в добывающие скважины не только повышает охват пласта воздействием и увеличивает нефтеотдачу, но снижает энергетические затраты на подъем, транспорт извлекаемой жидкости, специальную подготовку высокообводненной нефти, подготовку и утилизацию возрастающих объемов добываемой воды и затрат на защиту нефтепромыслового оборудования от коррозии, солеотложений и др.

Ограничение движения пластовых и закачиваемых вод путем повышения фильтрационного сопротивления обводненных зон нефтеводонасыщенного коллектора является одним из направлений совершенствования методов заводнения залежей, позволяющее повысить их эффективность на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Снижение степени неоднородности обводненного продуктивного пласта по подвижности пластовых жидкостей в ре-

зультате увеличения фильтрационного сопротивления обводненных зон создает более благоприятные условия для применения физико-химических методов повышения нефтеотдачи. Следовательно, развитие теоретических и практических основ регулирования процессов разработки многопластовых нефтяных месторождений путем изменения фильтрационного сопротивления обводненных зон нефтеводонасыщенного коллектора с применением водоизолирующих химреактивов является актуальной проблемой для повышения его конечной нефтеотдачи.

МЕТОДЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОД В СКВАЖИНЫ И УВЕЛИЧЕНИЕ ОХВАТА ПОСЛОЙНО-НЕОДНОРОДНОГО ПЛАСТА ВОЗДЕЙСТВИЕМ

2.1. МЕТОДЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОД В СКВАЖИНЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Анализ современных методов и технологий ограничения притока вод в скважины с точки зрения оценки возможности их использования для решения задачи увеличения охвата залежей заводнением показал, что применение их при эксплуатации обводненных продуктивных пластов способствует увеличению отбора из них нефти.

В научно-технической литературе не освещено с достаточной полнотой теоретическое и экспериментальное обоснование применения технологий по ограничению движения вод в пластах при разработке нефтяных месторождений. Одной из причин указанного является недостаточная изученность механизма образования водоизолирующей массы химреагентами и воздействия их на нефтенасыщенный пласт.

Результаты многолетних исследований по этой проблеме приведены в работах [50, 53, 54, 61 137, 145, 147, 154 и др.]. Основные выводы из этих работ заключаются в следующем.

Сущность любой ремонтно-изоляционной работы в добывающей скважине с применением водоизолирующего материала сводится к перекрытию путей притока воды в нее избирательным воздействием на источник обводнения: на смежные пласты и пропластки-обводнители, обводненные зоны в продуктивном объекте, а также на

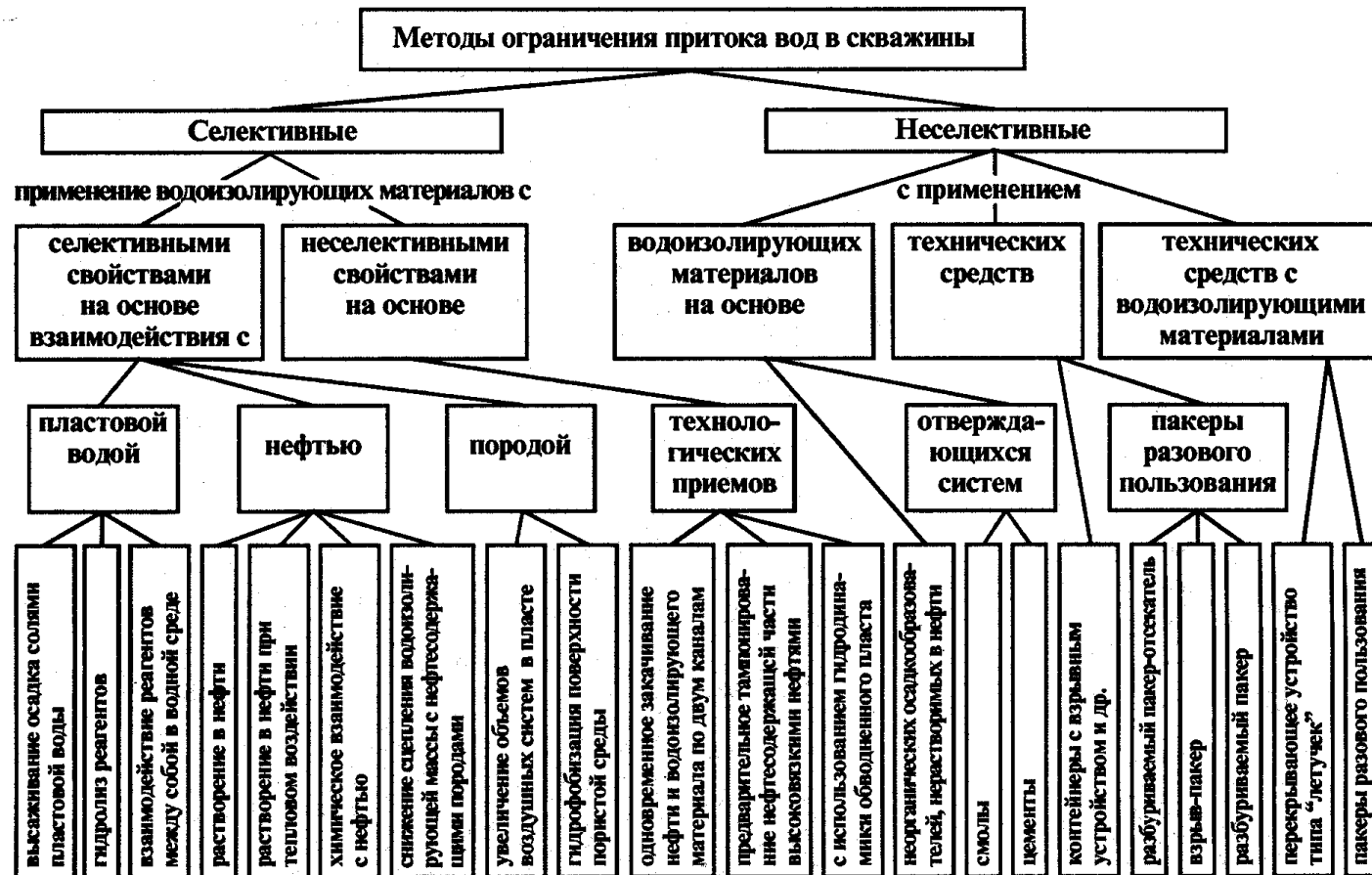


Рис. 2.1. Классификация методов ограничения притока вод в скважины

пути водопритоков в виде трещин в коллекторе и других каналов в заколонном пространстве. Для этой цели разработаны различные методы с применением водоизолирующих материалов и технических средств.

Методы ограничения притока вод в скважины в зависимости от влияния закачиваемого реагента на проницаемость нефтенасыщенной части пласта, вскрытого перфорацией, делятся на селективные и неселективные (рис. 2.1). Такое разделение определяется физико-химическими свойствами материала.

Ограничение притока воды носит неселективный характер, если используется для этой цели материал, который, независимо от насыщенности среды нефтью или водой, образует экран, не разрушающийся в течение длительного времени в пластовых условиях. Отключение коллектора или части его разработки при неселективных методах осуществляется цементированием, закачиванием в пласт фильтрующихся в пористую среду химпродуктов, установлением пакеров и перекрывающихся устройств. При этом основными материалами являются цемент, образующий в пластовых условиях вследствие гидратации твердую малопроницаемую массу, сохраняющую длительное время свои механические свойства [35, 202], полимерцементные растворы на основе тампонажного цемента и фенолформальдегидных смол или мономеров акриламида [11, 49, 51, 90, 130, 180, 217], пеноцементы, разработанные для условий неустойчивых сильновыработанных пластов месторождений [70]. Пеноцементы используются на промыслах ОАО "Татнефть", АНК "Башнефть", в Западной Сибири и др. Определены области эффективного применения их в зависимости от геолого-физических условий [31, 183, 202, 204 и др.].

Методы цементирования [7, 31, 49, 50, 54, 106, 138, 145, 183, 195, 202, 216 и др.] сводятся к задавливанию цементной суспензии в пути водопритоков по заливочным трубам с пакерующим устройством и без него. Для нагнетания суспензии используется как эксплуатационный фильтр, так и специальные отверстия, создаваемые в интервале источника обводнения. Нагнетание через эксплуатационный фильтр предполагает ограниченную фильтрацию цементных частиц в пористую среду. Излишняя часть суспензии вымывается или разрушается, нефтенасыщенная часть пласта повторно вскрывается перфорацией [49, 50, 54, 138, 145, 204, 216]. При цементировании через спецотверстия цементный мост в зоне перфорации не разрушается.

Указанная технология на промыслах Республики Башкортостан широко применялась для установления экранов в зоне водонефтяного контакта (ВНК) путем гидроразрыва. Успешность операций не

Таблица 2.1

Результаты цементирования по скважинам Ромашкинского месторождения

Способ изоляции притока вод	Успешность РИР при цементировании через								
	эксплуатационный фильтр						спецфильтр с пакером		
	без пакера			с пакером			общее кол-во ремонтов	из них успешных	
	общее кол-во ремонтов	из них успешных		общее кол-во ремонтов	из них успешных			кол-во	%
		кол-во	%		кол-во	%			
<i>Пластовые воды</i>									
Нижних подошвенных:									
отключение обводненной части пласта	8	2	25	15	9	60	21	10	48
отключение обводненного пласта	46	26	56	15	7	46	—	—	—
тампонирование каналов в заколонном пространстве	20	12	60	80	42	52	35	17	48
Итого:	74	40	54	110	58	53	46	24	52
<i>Закачиваемые воды</i>									
отключение нижнего пласта	103	71	69	21	14	67	—	—	—
отключение средних и верхних пластов	14	5	36	—	—	—	64	28	43

превышала 35 – 45 % [7, 106, 195, 202, 216], что объясняется слабой управляемостью распространением трещин в продуктивном пласте [54, 90, 202]. Ограничение притока воды в успешных операциях, как указывают авторы этих работ, является результатом заполнения крупных каналов в заколонном пространстве скважины цементной суспензией и отключения части пласта из разработки.

На месторождениях Республики Татарстан эти работы проводились без гидроразрыва пласта. Как видно из табл. 2.1, успешность их изменяется в пределах от 25 до 69 % при различных методах цементирования и видах обводнения. Результаты анализа распределения успешности проводимых операций в зависимости от геологического строения пластов и технологии цементирования показали следующее.

1. В 89,5 % рассмотренных скважин цемент применялся для отключения обводненного пласта из разработки. Средняя успешность работ составила 55 %.

2. Максимальная успешность (69 %) была достигнута при отключении нижних пластов, минимальная (25 %) – при ограничении подошвенных вод.

3. В литологически однородных пластах с подошвенной водой цементирование с последующим сохранением прежнего эксплуатационного фильтра обеспечивало 25 % успешных операций, при частичном отключении пласта – 48 %.

4. Применение вспомогательных средств (пакеров, перекрывающих устройств) не приводит к существенным изменениям в успешности ремонта, что связано, с одной стороны, с конструктивными недостатками технических средств, с другой – с несоответствием свойств тампонирующего материала условиям эксплуатации пластов.

5. Безрезультатное цементирование, при котором не произошло отключение обводненных пластов из разработки, является следствием ограниченной фильтруемости цементной суспензии в пористую среду, в микротрещины, недостаточной седиментационной устойчивости. Сюда же можно отнести высокий модуль упругости и низкие адгезионные свойства образующегося камня относительно поверхности, покрытой нефтью [31, 49, 216].

Обобщение результатов анализа методов цементирования показало, что механизм ограничения водопритоков основывается на отключении обводненного пласта или пропластка из разработки, либо заполнении крупных трещин в матрице пласта и каналов движения воды в заколонном пространстве скважины. Ограниченная фильтруемость цементной суспензии в пористую среду ($0,1 - 0,2 \text{ м}^3$ на 1 м перфорированного интервала) [106, 36, 216] указывает на локальный характер действия этой технологии на обводненный пласт.

Известные в научно-технической литературе неселективные методы с применением фильтрующих в пористую среду материалов [33, 116, 181, 202 и др.] по механизму образования водоизолирующей массы можно разделить на две большие группы – основанные на отверждении самого закачанного раствора в полном объеме и на образовании водоизолирующей массы в результате взаимодействия закачиваемых реагентов.

В общей классификации полимерных, олигомерных и мономерных материалов по физико-химическим принципам образования закупоривающего материала [61] к первой из указанных групп относятся смолы, которые вступают в реакции полимеризации, поликонденсации с образованием сплошной полимерной массы с простран-

ственной структурой. Наиболее широко в нефтепромысловой практике применяются фенолформальдегидные смолы ТСД-9, ТС-10, жидкие фенолформальдегидные смолы СФЖ-3012, ВР-1, ГТМ-3, резорциноформальдегидные и мочевиноформальдегидные смолы, отверждающиеся в присутствии таких отвердителей, как формалин, уротропин, органические и минеральные кислоты, независимо от свойств жидкой среды пласта [16, 31, 32, 76, 116, 131, 156 и др.].

К методам, основанным на образовании водоизолирующей массы в результате взаимодействия закачиваемых реагентов, относится метод нагнетания в пласт готовой смеси жидкого стекла (Na_2SiO_3) с соляной кислотой, которая со временем переходит в нерастворимый кремнезоль. Успешность применения метода оказалась невысокой, технологические операции после закачивания указанных компонентов завершаются последующим цементированием [33]. Сюда же относятся методы, основанные на последовательном закачивании в пласт нескольких реагентов, образующих осадок в результате химического взаимодействия между собой. Для этих целей применяют SO_2 и H_2S , MgCl_2 в сочетании с NaOH , NH_4OH , $\text{Ca}(\text{OH})_2$ [33, 34, 184].

В отличие от цемента и смол, отверждающихся в полном объеме, осадкообразующие реагенты только частично закупоривают пористую среду. Эти методы, как и методы, основанные на механическом смешении в пластовых условиях, не нашли широкого применения из-за низкой эффективности воздействия на пласт. К тому же в нефтенасыщенной части коллектора не исключается снижение проницаемости.

Закачивание в обводненный продуктивный пласт фильтрующих в пористую среду неселективных материалов также приводит к отключению его из разработки независимо от свойств насыщающих жидкостей. Согласно теоретическим исследованиям [73, 14, 170] своевременное отключение обводненного интервала многопластовых залежей приводит к сокращению сроков разработки и увеличению конечной нефтеотдачи в результате повышения охвата пласта заводнением. Целесообразность применения указанной технологии в системе разработки Ромашкинского месторождения подтверждена добычей свыше 10 млн т нефти в результате отключения высокообводненных пластов [126]. Эти результаты можно объяснить ослаблением влияния неоднородности коллектора по проницаемости и перераспределением потоков, так как из разработки в первую очередь отключаются наиболее высокопроницаемые пласты, по которым происходит опережающее обводнение скважин.

Для исключения негативных явлений, связанных с закачиванием неселективного материала в пласт, в нефтепромысловой практике

разработан ряд технологий, исключающих попадание его в нефтенасыщенную часть коллектора: с применением пакеров, путем одновременно-раздельной закачки водоизолирующего состава и нефти [154, 213] и предварительное тампонирующее нефтенасыщенной части коллектора высоковязкими углеводородными жидкостями. На преимущественной фильтрации водорастворимых смол типа ТСД-9 в обводненные зоны с низким фильтрационным сопротивлением основывается селективный метод изоляции [31]. Однако из них широкое применение нашли только методы, в которых закачивание водоизолирующих материалов производится с использованием пакеров.

Второе направление разработки методов ограничения притока вод в скважины основывается на закачивании в пласт реагентов, избирательно снижающих проницаемость обводненных зон. Для селективного закупоривания путей водопритоков в научно-технической и патентной литературе предлагается большой перечень водоизолирующих материалов. Применение цементной суспензии на углеводородной основе для этой цели базируется на отверждении ее в водонасыщенной части пласта и при сохранении жидкого состояния в нефтенасыщенной из-за отсутствия воды для гидратации цементных частиц [7, 31, 106, 104, 216 и др.]. Большинство проведенных работ завершается повторным вскрытием пласта перфорацией из-за отсутствия притока и многократного снижения продуктивности скважин, что можно объяснить гидратацией цемента остаточной водой и коагуляцией порового пространства частицами цемента [54, 204 и др.].

Указанного недостатка лишены фильтрующие в пласт водоизолирующие материалы, обладающие селективностью физико-химических свойств относительно нефти и воды. Анализ зависимости технологических процессов от свойств реагентов и механизма образования водоизолирующей массы, приводимых в научно-технической литературе, позволяет выделить пять групп селективных методов [53]:

1. Методы селективной изоляции, основанные на образовании водоизолирующей массы, растворимой в нефти и нерастворимой в водной среде, с использованием таких материалов, как нафталин, парафин, растворенные в анилине, крезоле, ацетоне, спирте, и других перенасыщенных растворов твердых углеводородов в растворителях [33, 34]. Применяются вязкие нефти, эмульсии и другие нефтепродукты [106], нефтерастворимые смолы и латексы типа СКД-1 [96, 103]. Селективная изоляция парафином осуществляется путем предварительного подогрева пласта или нагнетанием его в пласт в расплавленном виде. При охлаждении в водонасыщенной части парафин выпадает в осадок, а в нефтенасыщенной – он растворим. Мо-

гут применяться термопластичные полимеры – полиолефины [197], изменяющие свое физическое состояние под воздействием пластовой температуры. Наиболее доступны из них полиэтилен низкого давления (ПНД) и побочные продукты его производства, слабо растворяющиеся в воде, но разрушающиеся в углеводородной жидкости (керосине, бензине, нефти). Термопластичными полимерами обработано более 20 скважин на Малгобекском месторождении в условиях трещиноватых карбонатных коллекторов. Успешность операций составила 72 – 78 % при добыче дополнительно около 2,5 тыс. т нефти на одну скважино-обработку.

Из перечисленных реагентов промышленно внедрены только нефтерастворимые латексы и ПНД при ограничении водопритоков в скважины, т.е. при решении частных задач повышения охвата пласта заводнением в призабойных зонах пласта.

2. Вторая группа методов избирательного действия на обводненную часть пласта основывается на образовании закачиваемыми в пласт реагентами осадков в водонасыщенных зонах (см. рис. 2.1). Предлагается закачивать неорганические соединения типа FeSO_4 , M_2SiO_3 (М – одновалентный щелочной металл), которые, реагируя между собой в водной среде, образуют гидрат закиси железа и силикагель [34]. В результате гидролиза в обводненных зонах пласта образуется осадок – гипаносерноокислотной смеси [25], кремнийорганических соединений (силаны) [55]. Более прочную массу образуют кремнийорганические олигомеры, оказывающие продолжительный эффект воздействия на коллектор [124, 214]. Опытные-промышленные испытания указанных составов, произведенные на Анастасиевско-Троицком месторождении Краснодарской области и месторождениях Грузии в карбонатных коллекторах, показали возможность эффективного применения их для ограничения водопритоков в скважины.

Полиизоцианты, в частности, полиуретаны, в водной среде увеличиваются в объеме в 10 – 15 раз по сравнению с первоначальным [205]. Проведенные институтом КазНИПИнефть на месторождении Узень промысловые испытания полиуретанового клея КИП-Д, отверждающегося только в водной среде, показали реальность осуществления ограничения притока воды в скважинных условиях с применением указанного реагента. Незначительность объема осадка и сложность технологии с применением полимеров удерживают широкое внедрение данной группы технологий в производство.

3. Третья группа селективных методов основана на взаимодействии реагентов с солями пластовых вод. На осаждении и структурировании ионами поливалентных металлов Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{3+} и других основаны методы ограничения движения воды в пласте с применением таких высокомолекулярных соединений, как производные цел-

люлозы и акриловых кислот. При смешении с водой производные целлюлозы образуют объемистый волокнистый осадок, сшитый катионами кальция [33, 181]. При взаимодействии производных целлюлозы и акриловых кислот с указанными катионами из раствора высаживается ряд сополимеров полиакриловой и метакриловой кислот с высокой степенью гидролиза [114, 138, 156, 162 и др.]. В нефтяной среде они сохраняют свои первоначальные физические свойства, обеспечивая тем самым селективность воздействия на нефтенасыщенную породу.

В отечественной нефтяной практике из полимерных материалов наиболее широко испытывались латексы и мылонафты, их способность образовывать водоизолирующую массу основывается на коагуляции полимера при смешении с минерализованной водой и сохранении первоначальных физических свойств в нефти [96, 106, 120, 138]. Однако полимеры, как водоизолирующий материал, по свойствам неравнозначны. Несмотря на одинаковые условия применения гипана, латекса ДВХБ-70 и мылонафта были получены совершенно различные результаты.

Детализация технологических операций с применением ДВХБ-70 и других латексов приводится в работе [138]. Из 40 скважинообработок в НГДУ "Альметьевнефть" успешными были только 15. Анализ неудачных обработок показал, что ДВХБ-70 при взаимодействии с катионами пластовой воды образует крупные полимерные частицы, которые не фильтруются в пласт, а при избытке ПАВ, вводимых для стабилизации дисперсии латекса, полимер не высаживается. Аналогичные результаты были получены при испытании мылонафта [120], что не позволило создать эффективную технологию ограничения притока вод в скважины этими материалами. Положительные результаты были получены только в 1980 – 1984 гг. с использованием нефтерастворимых полимеров [96].

До 70-х годов в отрасли отсутствовали эффективные технологии и химреагенты для селективного воздействия на нефтенасыщенные пласты, что сильно затрудняло выработку коллекторов с остаточной нефтью. В АО "Татнефть" такая проблема стояла особенно остро из-за сосредоточенности значительных запасов нефти в водонефтяных пластах, насыщенных высокоминерализованной водой. Сотрудниками института ТатНИПИнефть был разработан ряд технологий, основанных на применении ионогенных полимеров – гидролизованного полиакрилонитрила (гипана) и сополимера МАК-ДЭА [52, 55, 129, 53, 162 и др.]. В отличие от латексов и мылонафта растворы этих полимеров, несмотря на мгновенную реакцию с электролитом, сохраняют свою подвижность, что объясняется образованием структурированного слоя только на поверхности полимерного раствора. Механизм

образования водоизолирующей массы указанными полимерами основывается на структурировании полимерного раствора и отверждении осадка в электролите, содержащем катионы поливалентных металлов. Опытнo-промышленные работы показали высокую эффективность технологий с применением этих полимеров в терригенных отложениях с минерализованной пластовой водой и возможность применения сополимера МАК-ДЭА в карбонатных коллекторах. Все это позволило впервые в отечественной нефтяной практике создать селективный метод ограничения водопритоков в скважины, внедренный в отрасли в промышленных масштабах.

4. Четвертую группу составляют методы, селективность воздействия которых основывается на взаимодействии реагента с поверхностью пород, покрытых нефтью. К этой группе относятся методы с применением частично гидролизованного ПАА, мономеров акриламида, гипаноформальдегидной смеси (ГФС) и др. [38, 68, 11, 114, 133, 134, 157, 165, 176, 205, 230].

Количество сорбируемого полимера, как известно [114, 157], зависит от вещественного состава пород, заряда их поверхности и свойств насыщающих жидкостей. Известняк по сравнению с кварцем обладает значительно большей адсорбционной активностью вследствие повышенной концентрации ионов Ca^{2+} . Этим можно объяснить увеличение адсорбционной активности кварца при контакте с полимерными растворами, содержащимися в малых количествах CaCl_2 .

Ионы Ca^{2+} , сорбируемые поверхностью кварца, служат связующими мостами между твердой фазой и молекулами полимера. Это необходимо учитывать при выборе полимера при проектировании технологического процесса. При адсорбционном и механическом удержании полимера в пласте возникает остаточный фактор $R_{\text{ост}}$. Величина его, определяемая как соотношение подвижности воды до и после обработки пористой среды полимерным раствором [157]

$$R_{\text{ост}} = (k/\mu)_1 : (k/\mu)_2, \quad (2.1)$$

зависит от минерализации воды, молекулярной массы полимера, степени гидролиза и проницаемости пористой среды [38, 157, 230]. $R_{\text{ост}}$ в нефтенасыщенных породах от 3 до 8 раз ниже, чем в водонасыщенных, что объясняется сродством полимерных частиц с органическими соединениями нефти [114]. К тому же в нефтенасыщенной части пласта ухудшаются условия для адсорбционного и механического удержания частиц полимера из-за образования пограничного слоя асфальтенов и смол на поверхности породы [114, 38].

Возможность эффективного применения полиакриламидов в качестве селективного водоизолирующего материала подтверждена отечественной и зарубежной нефтепромысловой практикой [68, 157,

176, 205, 230 и др.]. Так, на Арланском месторождении путем закачивания ПАА через эксплуатационный фильтр в 10 скважинах дополнительно из обводненного коллектора извлечено 29,7 тыс. т нефти [176], на Радаевском (Самарская область) – 3,4 тыс. т при успешности работ на 90 % [139]. Аналогичные результаты получены на Мид-Континенте (США) в 120 скважинах – закачиванием полимерного раствора в добывающие скважины достигнуто резкое сокращение водонефтяного фактора [230].

Факторами, снижающими эффективность применения растворов ПАА при ограничении притока вод в добывающие скважины, являются минерализация воды и высокая проницаемость пластов; фильтрационное сопротивление пористой среды в этих условиях изменяется незначительно [138]. С целью совершенствования технологии применения ПАА предложено совместно и отдельно закачивать его с катионами поливалентных металлов: Fe^{3+} , Cu^{2+} , Cr^{3+} , Zn^{2+} , Co^{2+} , Al^{3+} , которые участвуют в сшивке гидролизированных макромолекул и в образовании геля в пластовых условиях [5, 176].

По механизму образования полимерной массы и селективности действия на коллектор способы применения водных растворов мономеров акриламида [11, 165] и гипаноформалиновой смеси (ГФС) [68] отличаются от описанных выше методов тем, что в пластовых условиях образуется полимерная масса с трехмерной пространственной структурой. Избирательность действия ГФС на движение вод в коллекторе обеспечивается низким сцеплением новообразований с поверхностью, покрытой нефтью, – при создании депрессии на забое они вытесняются из пласта. Промысловые испытания на Ромашкинском, Туймазинском, Серафимском нефтяных месторождениях подтвердили реальность достижения указанного принципа воздействия на частично обводненные пласты. Несмотря на закачивание указанных растворов через эксплуатационный фильтр скважины происходит рост дебита нефти при ограничении поступления воды.

5. Пятую группу составляют методы, основанные на гидрофобизации пород призабойной зоны с применением ПАВ, аэрированных жидкостей, полиорганосилоксанов и других химпродуктов [68, 106, 124, 214 и др.]. Механизм действия этой группы методов заключается в снижении фазовой проницаемости для воды, в образовании пузырьков газа, которые достаточно прочны в водной среде и легко разрушаются в присутствии нефти. Основной недостаток этих методов состоит в низкой эффективности в условиях интенсивного отбора жидкости из пласта и высоких давлений нагнетания при заводнении, характерных для современных методов разработки.

Образование водоизолирующей массы в результате взаимодействия химреагентов с пластовыми жидкостями является характерной

особенностью селективных методов ограничения притока вод в скважины. В некоторых методах компоненты продуктивного пласта являются наполнителями или структурообразователями, что указывает на возможность использования их в качестве водоизолирующего материала. Сохранение подвижности нефти после закачивания водоизолирующих материалов с избирательными свойствами позволяет закачивать их в удаленные от скважины обводненные зоны пласта и тем самым решать практические задачи увеличения охвата воздействием пласта в целом.

По результатам проведенных исследований составлена классификация методов ограничения притока вод в скважины (см. рис. 2.1), составлен ассортимент химпродуктов, применяемых в нефтепромысловой практике в целях ограничения водопритокров (табл. 2.2). Изучение механизма действия их на продуктивный пласт позволило выделить три принципа, характеризующие методы ограничения движения вод в пласте:

- 1) отключение обводненного интервала пласта из разработки;
- 2) избирательное снижение проницаемости обводненной зоны пласта;
- 3) изменение фазовой проницаемости пород.

Избирательность взаимодействия химреагентов с компонентами продуктивного пласта является одним из главных условий эффективного управления фильтрацией жидкостей в нефтеводонасыщенном коллекторе на основе изменения фильтрационного сопротивления его в обводненных зонах.

Большинство известных из научно-технической литературы методов исходят из принципиальной возможности получения

Таблица 2.2

Ассортимент химпродуктов, применяемых для ограничения притока вод в скважины

Наименование	Тип материала
Синтетические смолы: фенолоформальдегидные	ТСД-9 и ТС-10; БР-12 или СФ-282; ФР-50А, ФРЭС; СФК-3; ГТМ-3, БР-1 или СФМ-3012
мочевиноформальдегидные	МФ-17
конденсированные амины	Крепитель "М"
Предельные полимеры, полиолефины	Толуилендиаминовая смола ТДА Полиэтиленовая крошка Полиизобутилен
Полимеры акриловых кислот и их производных:	
сополимеры полиакриловой кислоты и их производные	Гипан
сополимеры метакриловой кислоты	Полиакриамидгелеобразный и сухой Метас Флокулянт "Комета" МАК-ДЭА
Непредельные полимеры:	
полибутадиен ДВХБ-70 и их сополимеры	ВМВП-10Х
латексы	ДВКБ-70
диеновые эпоксидные смолы	СКС-30 или СКС-50 СКД-1 Эпоксидные смолы ЭД-16 и ЭД-5
Эпоксидные полимеры:	
эпоксифатическая смола	ТЭГ-1
эпоксифенольная смола	ГТМ-3, АРЭС
Полиуретаны:	
полиэфируретаиды – изопианата	Клей КИП-Д
Производные целлюлозы:	
сложные эфиры целлюлозы (карбоксиметилцеллюлозы)	КМЦ-500 КМЦ-600
простые эфиры целлюлозы	Оксиэтилированная целлюлоза Метилцеллюлоза
Кремнийорганические соединения:	
органохлорсиланы	Метилхлорсилан, фенилтрихлорсилан
олигомерные органосилоксаны	Этилакрилхлорсилаксаны ТСН, ТСЭ Полидиорганосилоксаны Жидкое стекло Этилсиликат Метоксиаэросил Диэтиленгликоль аэросил
силикаты	
Неорганические соединения:	
кислоты	Соляная Алкилированная серная кислота
соли-электролиты	
Мономеры:	
амиды кислот	Акриламид
олефины	Стирол

Продолжение табл. 2.2

Наименование	Тип материала
Углеводородные соединения нефти: продукты сульфирования окисленные битумы	НЧК (нейтрализованный черный контакт), контакт Петрова (кислый гудрон) Высокоокисленный битум X-1 (битумный структурообразователь)
Органические низкомолекулярные соединения: альдегид амины и производные кислота органическая	Формалин Уротропин Полиэтиленполиамин (ПЭПА) Бензосульфокислота
Поверхностно-активные вещества (ПАВ)	Оксиалкилированные алкилфенолы

водоизолирующего материала на основе химических реакций. В ОАО "НИИНефтепромхим" проведен детальный анализ состояния работ по разработке и внедрению методов ограничения притока вод в добывающие скважины с применением химпродуктов [61, 147]. По результатам этих исследований было установлено следующее.

1. Крайне неравномерно распределение применения химреагентов для ограничения водоприток в скважины по нефтедобывающим объединениям (табл. 2.3). Из 18,6 тыс. т химреагентов большая часть – 12,5 тыс. т использована в АО "Татнефть". В нефтегазодобывающих предприятиях, кроме АО "Татнефть", АНК "Башнефть", "Куйбышевнефть", "Краснодарнефтегаз", применяется лишь 21%, что указывает на большие резервы добычи дополнительной нефти за счет применения химреагентов.

2. В нефтяной отрасли было разработано свыше 44 водоизолирующих составов с использованием 56 различных химпродуктов. Из них только 11 находятся на стадии внедрения, 20 – на стадии опытно-промышленных испытаний, 4 технологии испытываются в промышленных условиях и 9 – на стадии теоретических и лабораторных исследований.

3. Водоизолирующие работы проводились в основном с применением отечественных химпродуктов. По количественному отношению они распределяются так:

- а) полимеры – 76,1 % от общего количества, из них 74,74 % занимают полимеры акриловых кислот;
- б) фенолоформальдегидные и другие смолы – 10,53 %;
- в) неорганические кислоты и кремнийорганические соединения – 1,97 %;
- г) другие химпродукты – 10,79 % (табл. 2.4).

В отрасли 63,43 % химреагентов применяются по технологиям, разработанным институтами ТатНИПИнефть и НИИнефтепромхим.

Таблица 2.3

Потребление химпродуктов для ограничения водопритоков в скважины и технологическая эффективность их применения при разработке нефтяных месторождений на 1.01.1989 г.

Производственные объединения	Количество хим-продуктов		Дополнительная добыча нефти, доля от общего объема	Объем изолированной воды, млн м ³
	тыс. т	% от общего количества		
Татнефть	12,534	63,80	0,6800	57,14
Башнефть	1,060	6,80	0,8900	—
Куйбышевнефть	1,740	8,70	0,0960	0,52
Нижневартовскнефть	0,002	0,01	0,0001	—
Узбекнефть	0,010	0,05	0,0250	—
Саратовнефтегаз	0,720	3,60	0,0460	—
Оренбургнефть	0,400	2,00	0,0200	0,12
Краснодарнефтегаз	1,940	9,70	0,0090	0,25
Туркменнефть	0,008	0,04	0,0004	—
Грознефть	0,008	0,04	0,0040	—
Коминнефть	0,002	0,01	0,0001	—
Томскнефть	0,002	0,01	0,0001	—
Сургутнефтегаз	0,080	0,40	0,0040	—
Мангышлакнефть	0,500	2,50	0,0250	—
Азнефть	0,048	2,40	0,0240	0,95
Пермнефть	0,020	0,10	0,0010	—
Киргизнефть	0,006	0,03	0,0003	—
Урайнефтегаз	0,010	0,05	0,0003	—
Нижневолжскнефтегаз	0,002	0,10	0,0010	—

Таблица 2.4

Потребление химпродуктов на промыслах в виде отдельных композиций

Композиции химпродуктов	Водоизолирующий состав	Количество химпродуктов	
		тыс. т	% от общего количества
На основе полимеров	ПАА	0,230	1,23
	ПАА – дисперсная добавка	0,340	1,82
	ПАА – смола ТС-10 – формалин	0,580	3,11
	ПАА – кислый гудрон (ВУС)	0,880	4,72
	Гипан	0,836	52,72
	Гипан – формалин – HCl (ГФС)	1,534	8,22
	Гипан – HCl	0,352	1,89
	Гипан – ПАА	0,192	1,03
	МАК-ДЭА	0,012	0,064
	"Метас", "Комета"	0,006	0,032
	Полимеры ПНД, ППП, ПБП	0,034	0,18
	Латекс СКС-30 ШХП и др.	0,128	0,69
	Клей КИП-Д – растворитель	0,080	0,04
	Смола ГТМ-3+ПЭПА	0,175	0,94
На основе синтетических смол			

Продолжение табл. 2.4

Композиции химпродуктов	Водоизолирующий состав	Количество химпродуктов	
		тыс. т	% от общего количества
На основе синтетических смол	Смола ТЭГ – ПЭПА	0,0036	0,02
	ТСД-9 (ТС-10) – формалин	1,6042	8,60
	ТСД-9 (ТС-10) + уротропин	0,019	0,10
	Смола СФК – HCl + ПАВ	0,2149	1,18
	АЦФЗ – диэтаноламид жирных кислот	0,045	0,034
	ТДА – ацетон – формалин-ЭД-5	0,053	0,28
	Крепитель "М" – HCl	0,3430	1,84
На основе кремнийорга- нических соединений	Этилсиликат (ЭС-2)	0,020	0,11
	Метилтрихлорсилан, фенилтри- хлорсилан	0,012	0,06
На основе других хим- продуктов	Водонефтяная эмульсия (ССБ)	0,045	0,24
	АСК – нефть	1,936	10,36
	Пеноцементы (сульфанол Б – ДС+РАС) – КМИЦ и др.	0,0315	0,17
	Магний гранулированный	0,015	0,08

4. Большинство методов рассчитано на закачивание концентрированных растворов химреагентов в количестве от 5 до 25 м³, т.е. предназначены для воздействия на призабойную зону пласта добывающих скважин. За пределами этой зоны фильтрационные характеристики сохраняются на прежнем уровне, что не позволяет увеличивать охват коллектора заводнением.

5. Поздние стадии разработки нефтяных месторождений не обеспечены эффективными методами воздействия на обводненные зоны продуктивного пласта, доступными на промыслах и обеспеченными дешевыми водоизолирующими материалами.

2.2. ХИМПРОДУКТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНЫ

Для решения практических задач повышения охвата продуктивного пласта воздействием на поздней стадии эксплуатации, как показано в первом разделе (см. рис. 1.7), при стационарном режиме заводнения основным условием является увеличение фильтрационного сопротивления обводненных зон. В литологически неоднородных пластах для этой цели применяется тампонажный цемент, позволяющий отключить из разработки высокопроницаемые обводненные интервалы и тем самым снизить неоднородность эксплуатационного объекта. В

частично выработанных пластах с внутренней неоднородностью одним из основных условий решения указанной задачи является фильтруемость водоизолирующего состава в пористую среду. Наиболее полно указанному требованию отвечают, как показали результаты детального анализа свойств применяемых в нефтепромысловой практике хемпродуктов [52, 53, 61, 111, 147 и др.], водоизолирующие составы, представляющие собой композиции реагентов с различными физико-химическими свойствами. По результатам анализа составлены классификации реагентов по нескольким принципам (рис. 2.2 и 2.3), которые позволяют эффективно применять их при решении вышеуказанных задач в системе разработки нефтяных месторождений.

Основную группу хемпродуктов составляют реагенты, создающие в пластовых условиях закупоривающую массу – синтетические смолы, сополимеры акриловых кислот, латексы, полиуретаны и др. К вспомогательным отнесены химические реагенты, выполняющие роль отвердителя, осадителя, стабилизатора, наполнителя, модификаторов, регулирующих физико-химические и эксплуатационные свойства основного водоизолирующего материала. В их число входят формалин, уротропин, полиэтиленполиамин (ПЭПА), хлористый кальций, бензолсульфокислота, соляная и алкилированная серная кислоты. При их отсутствии водоизолирующие составы в пластовых условиях не образуют закупоривающий материал с необходимыми свойствами.

К наполнителям – модификаторам отнесены производственные целлюлозы, органические производные кремния (аэросилы), НЧК, кислый гудрон, смолы ФР-12 и ТС-10 в составе ВУС на основе полиакриламида [61]. В качестве стабилизаторов используют производные целлюлозы. В ассортимент не включены некоторые поверхностно-активные вещества (ДС-РАС, КССБ, сульфанола), используемые для стабилизации аэрированных жидкостей.

По физико-химическому принципу образования закупоривающей массы в пластовых условиях все водоизолирующие материалы подразделены на три большие группы: отверждающиеся, осадкообразующие и гелеобразующие (см. рис. 2.2). Некоторые реагенты относятся к двум классам: осадко- и гелеобразующему, например, полимеры кислот акрилового ряда. Подробнее данная классификация обоснована в работе [61]. Основные положения ее состоят в следующем.

В группу отверждающихся входят все синтетические смолы и реагенты, относящиеся к классу олигомерных соединений. Синтетические смолы участвуют в образовании полимерной



Рис. 2.2. Классификация химических продуктов для ограничения притока вод по функциональному назначению, химической природе и механизму образования водоизолирующей массы



Рис. 2.3. Классификация полимеров и полимерообразующих реагентов по физико-химическим процессам образования водоизолирующей массы

массы в присутствии отвердителя независимо от свойств насыщающей пласт жидкости. К этому классу водоизолирующих материалов относятся (см. рис. 2.2):

отверждающиеся под действием отвердителя (формальдегида) смолы сланцевых фенолов, резорцинформальдегидные смолы (ТСД-9, СФН-3012, ВР-1). Катализаторами отверждения могут служить щелочи, например, каустическая сода, а в отдельных случаях – соляная и бензолсульфокислоты. Продукты отверждения – нерастворимые полимеры сетчатого строения, которые могут в своем составе содержать минеральный наполнитель [49, 130, 219];

отверждающаяся в присутствии формалина под действием органических и минеральных кислот мочевиноформальдегидная смола (МФ);

отверждающаяся под действием щелочи ацетоформальдегидная смола (АЦФ-3), которая может использоваться и с минеральным наполнителем [156];

отверждающиеся по механизму полимеризации в присутствии триэтанолamina эпоксидные смолы [131], а также алкилрезорциновая эпоксифенольная смола (АЭФС), отверждающаяся по механизму поликонденсации в присутствии полиэтиленполиамина [16, 76]. Полимеризующиеся композиции обладают повышенной адгезией к металлу, что позволяет использовать их для герметизации эксплуатационных колонн и в качестве смазки для резьбовых соединений [16].

Кроме смол в эту группу входят образующиеся в присутствии иницирующих добавок в сплошную полимерную массу с трехмерной пространственной структурой мономеры акриламида в условиях высоких температур стирола [61, 172]. Под действием воды вследствие гидролитической поликонденсации отверждаются кремнийорганические олигомеры – дихлоргидроокиси-полиорганосилоксаны, хлорсиланы марок ТСЭ, ТСМ, ТСК [124]. Для образования полимерного тампонажного материала трехмерной структуры в качестве сшивающих агентов применяют органохлортрисилоксаны, которые добавляются к олигомерам [55, 214]. Изоцианатные олигомерные соединения (УФП-50 АО, клей КИП-Д), относящиеся к классу уретановых форполимеров, отверждающихся по механизму реакции полиприсоединения.

Из неорганических соединений к этой группе относятся: жидкое стекло, которое под действием соляной кислоты из гелеобразного состояния переходит в нерастворимый кремнезоль. Без воздействия извне в гелеобразное состояние переходят такие композиции акриловых кислот, как ВУС, ГФС, которые образуют сплошную массу в пласте в результате действия структурообразователей (формалина, смолы ТЭГ и других добавок).

Классификация водоизолирующих материалов на основе полимеров и полимеробразующих мономеров (см. рис. 2.3) позволяет детализировать механизм образования водоизолирующей массы по классу материалов и применение реагентов по физико-геологическим и технологическим условиям разработки залежи. Исследования на кернах [138] показывают, что растворы мономеров акриламида, превращающиеся в полимеризованную массу в присутствии инициаторов, могут эффективно применяться для ограничения движения вод в низкопроницаемых коллекторах, в которых использование других реагентов малоэффективно.

Олигомерные соединения, содержащие реакционноспособные группы, могут вступать в реакции полимеризации, поликонденсации и полиприсоединения, создавая отверждающуюся массу для отключения пластов и герметизации колонн. Группа осадкообразующих химпродуктов, применяемых на промыслах, представлена в основном полимерами (см. рис. 2.2), механизм образования водоизоли-

рующей массы которых базируется на взаимодействии химвеществ с пластовыми жидкостями и породами. Эта способность позволяет широко использовать осадкообразующие полимеры для избирательного воздействия на обводненные зоны пласта.

В методе ограничения притока вод в добывающие скважины с применением концентрированной серной кислоты [13] используются все три принципа образования водоизолирующей массы:

1) взаимодействуя с карбонатными составляющими пород и солями пластовых вод, серная кислота образует осадок – малорастворимый гипс;

2) в присутствии серной кислоты происходит полимеризация и поликонденсация асфальтенов и смол, содержащихся в нефти с образованием кислого гудрона;

3) при высоких температурах под каталитическим действием серной кислоты кислый гудрон превращается в отвержденную массу.

Ввиду превалирования процесса осадкообразования при взаимодействии с компонентами продуктивного пласта серная кислота отнесена к осадкообразующим.

Классификация химвеществ по функциональному назначению и механизму физико-химических превращений показывает, что в процессе образования водоизолирующей массы в пластовых условиях взаимодействие закачиваемых реагентов с компонентами продуктивного пласта является основным фактором, определяющим характер воздействия их на коллектор. Избирательность указанного процесса относительно нефте- и водонасыщенных зон служит предпосылкой применения композиции для регулирования изменения фильтрационных характеристик на основе пород коллектора в удаленных участках. При этом проницаемость пласта для нефти не снижается. Взаимодействие ряда реагентов с элементами пластовой системы способствует усилению образования водоизолирующей массы, повышая тем самым эффективность и надежность метода. На этом принципе созданы селективные методы ограничения притока минерализованных вод ионогенными полимерами типа гипана, сополимера МАК-ДЭА, концентрированной серной кислотой в смеси с нефтью.

2.3. ПРИНЦИПЫ СЕЛЕКТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЕВОДОНАСЫЩЕННЫЕ ПЛАСТЫ

Один из важных этапов решения проблемы повышения охвата пластов заводнением на поздней стадии эксплуатации – это обеспечение избирательности воздействия закачиваемых реагентов на обводненные зоны коллектора при сохранении проницаемости нефти. Анализ эффективности методов ограничения притока вод в добывающие скважины и движения их в коллекторе в зависимости от физико-химических свойств реагентов, геолого-технических условий, области их применения, а также механизма ограничения движения вод в скважины дан в работах [52, 53, 55, 61, 138].

Сущность применяемых на промыслах методов ограничения притока вод в скважины сводится к избирательному воздействию на пути водопритокков и источник обводнения водоизолирующими материалами, а также техническими средствами.

Решение практических задач повышения охвата пласта заводнением при закачивании водоизолирующих материалов основывается на заполнении ими путей водопритокков в призабойной зоне или самом пласте. В зависимости от влияния водоизолирующих материалов на проницаемость нефтенасыщенной части пласта методы ограничения притока вод в скважины делятся на селективные и неселективные, что определяется главным образом физико-химическими свойствами этих материалов. Результат ограничения притока вод носит неселективный характер при использовании материала, который независимо от насыщенности среды нефтью, водой или газом образует экран, длительное время неразрушающийся в пластовых условиях. В итоге происходит отключение коллектора в данной скважине из разработки. Этим и определяется основное требование к технологии работ данной группы методов – точное определение местоположения обрабатываемого пласта.

Для повышения охвата частично обводненного пласта заводнением необходимо избирательно снизить проницаемость водонасыщенных зон или полностью закупорить их. Возможность выполнения этих условий достигается при фильтрации водоизолирующего состава только в обводненный интервал пласта или когда закачиваемый реагент не снижает проницаемость нефтесодержащих интервалов. Как показывает практика водоизоляционных работ, наибольшая эффективность достигается при сочетании указанных факторов. Для решения этой задачи предпочтительнее применение реагентов или композиций, обладающих избирательными физико-химическими свойствами относительно нефти и воды. Как показали результаты

Таблица 2.5

Физико-химические основы избирательного действия химреагентов при взаимодействии с нефтеводонасыщенными породами

Компоненты продуктивного пласта	Принцип избирательности взаимодействия реагентов с пластом
Нефть	1. Растворение в углеводородной жидкости (нефти) 2. Замедление или прекращение физико-химических процессов превращения реагентов в закупоривающую массу в углеводородной среде и др.
Вода	1. Образование водоизолирующей массы только в водной среде 2. Образование водоизолирующей массы при взаимодействии с солями пластовых вод
Порода	1. Снижение адгезионных сил связи водоизолирующей массы при наличии на поверхности пород нефти 2. Снижение фазовой проницаемости пористой среды относительно воды

Таблица 2.6

Геолого-физические факторы, способствующие селективному действию водоизолирующих реагентов на пласт

Показатели	Причины проявления гидродинамических факторов
Геологические особенности строения продуктивного пласта	Неоднородность коллектора по проницаемости, приводящая при заводнении к образованию высокопроницаемых промытых зон
Неоднородность свойств пластовых жидкостей	Более высокая вязкость нефти по сравнению с вязкостью воды
Фазовая проницаемость	Фазовая проницаемость обводненных зон для гидрофильных растворов выше, чем в нефтенасыщенных
Изменения проницаемости коллектора	При заводнении вследствие растворения солей, выноса неустойчивых пород разность проницаемостей в нефте- и водонасыщенных зонах изменяется
Изменение вязкости пластовых жидкостей при заводнении	Вследствие заводнения пластов пресной водой с более низкой температурой разность между вязкостью нефти и воды изменяется

промысловых применений селективных методов изоляции притока воды в скважины, важно использовать принцип избирательности при взаимодействии химреагентов с компонентами пластовой системы (табл. 2.5). Это позволяет увеличивать фильтрационное сопротивление обводненных зон пласта.

Другим важным фактором избирательного действия реагентов на пути движения вод в коллекторе является гидродинамическая обста-

новка в пласте, обусловленная неоднородностью его по проницаемости, свойствами насыщающих жидкостей и режимами фильтрации. Прорыв закачиваемых и пластовых вод по зонам с высокими фильтрационными характеристиками приводит к образованию высокопроницаемых зон. При этом условия для закачивания реагентов в обводненную зону улучшаются и эффективность избирательного ограничения движения вод возрастает (табл. 2.6).

Селективное воздействие химпродуктов основывается на различии физико-химических свойств пластовых жидкостей (нефти и воды) и физико-геологических особенностях строения продуктивного объекта, определяющих гидродинамическую обстановку коллектора. Инертность закачиваемых реагентов относительно углеводородных жидкостей исключает химическое взаимодействие с образованием закупоривающей массы в нефтенасыщенных интервалах, а преимущественная фильтрация водоизолирующего состава в обводненные зоны способствует сохранению проницаемости коллектора для нефти.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОИЗОЛИРУЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ В НЕФТЕВОДО- НАСЫЩЕННЫХ ПЛАСТАХ

3.1. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ СОСТАВА И СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ВОД ПРИ ЗАВОДНЕНИИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Анализ свойств и классификация химпродуктов по механизму образования водоизолирующей композиции в пластовых условиях показал, что воздействие их на обводненный пласт основывается на физико-химическом взаимодействии с породой и насыщающими флюидами. В подавляющем большинстве работ, посвященных способам ограничения движения вод в пластах, физико-химические аспекты рассматриваемого процесса исследуются применительно к отдельным реагентам и условиям коллектора без учета совокупного множества факторов взаимодействия с пластовой системой. Закономерности физико-химического взаимодействия в системе технологическая жидкость – пласт изучены недостаточно для обоснования и прогнозирования выбора химреагентов и эффективного воздействия на обводненные пласты на различных этапах разработки залежей.

Взаимодействие закачиваемых реагентов с компонентами пластовых жидкостей и пород рассматривается как один из основных факторов изменения фильтрационных характеристик коллектора. Экономически выгодно использовать такие химические продукты, которые способствуют превращению компонентов пластовых жидкостей и пород в водоизолирующий состав. Пластовая вода, нефть и порода рассматриваются не только как компоненты взаимодействующей системы, но и как потенциальные источники сырья для создания в коллекторе водоизолирующей массы, необходимой для изменения направления движения закачиваемой воды.

Учет изменчивости состава и свойств пластовых вод по месторождению, горизонтам и во времени при заводнении коллекторов является одним из основных факторов, определяющих выбор метода и реагента для воздействия на пласт. Другим не менее важным фактором является химическая активность пород по отношению к технологическим жидкостям. Для разработки эффективной технологии, основанной на использовании компонентов пластовых жидкостей и пород, необходимы подробные сведения о составе и свойствах пород, закономерностях изменения их при заводнении, устойчивости пород к разрушению при взаимодействии с химреагентами. Для оценки применимости водоизолирующих материалов для условий разработки месторождения необходим дифференцированный подход к изучению свойств пластовой воды, нефти и химического состава пород.

Состав пластовых вод при разработке нефтяных месторождений путем заводнения подвергается глубоким изменениям по химическому составу, степени минерализации и физическим свойствам, что, в свою очередь, отражается на фильтрационных характеристиках пород. Анализ большого промыслового материала по нефтяным месторождениям Урало-Поволжья, Западной Сибири и других нефтедобывающих регионов и экспериментальных исследований позволяет выявить ряд закономерностей изменения состава вод при заводнении нефтяных пластов. Методически эти исследования сводятся к систематическому определению состава добываемых вместе с нефтью вод в течение продолжительного времени разработки залежей, вплоть до полного обводнения закачиваемой водой. В результате исследований установлена зависимость ионного состава пластовой воды от ее плотности, что позволило разработать методику прогнозирования изменения состава вод. Результаты этих исследований могут быть использованы при выборе способов изоляции пластовых вод в нефтяных скважинах.

Как известно [4, 28, 151, 182, 186], основными веществами, растворенными в пластовых водах, являются хлориды, сульфаты и карбонаты щелочных и щелочноземельных металлов. Диссоциируя в воде, указанные соединения образуют ионы Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- . В небольших количествах встречаются NH_4^+ , NO_3^- , Br^- , I^- , Li^+ и др. Результаты исследования ионного состава пластовых вод 152 месторождений Урало-Поволжья, Западной Сибири и полуострова Мангышлак показывают, что в них до начала закачки пресных вод содержалось до 26 различных компонентов (табл. 3.1). Пластовые воды отличаются количественным содержанием ионов, которое изменяется по месторождениям, а на одном и том же месторождении – по стратиграфическим горизонтам. Результаты исследований хи-

мического состава вод на заводняемых пресной водой участках 22 нефтеносных площадей Ромашкинского месторождения по горизонту Д₁ показали, что со временем они приближаются к составу закачиваемых вод (табл. 3.2). При этом закономерности изменения плотности воды (рис. 3.1), косвенно связанные с изменением минерализации ее в процессе заводнения залежей, для каждой скважины носят индивидуальный характер. Известная формула [182], показывающая зависимость плотности пластовой воды от минерализации $\rho = f(C_{\text{и}})$, не позволяет определять содержание отдельных компонентов, необходимых для количественной и качественной оценки их роли в образовании водоизолирующей массы при взаимодействии с хирреантами.

Для получения эмпирической зависимости содержания ионов от плотности воды, поступающей в скважину вместе с нефтью, был проанализирован состав вод по скважинам, эксплуатирующимся в течение длительного времени. Для основных ионов пластовой воды горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения – Na⁺, K⁺, Ca²⁺, Mg²⁺, Cl⁻ – указанная зависимость в пределах изменения плотности пластовых вод 1030 – 1185 кг/м³ носит линейный характер (рис. 3.2) и аппроксимируется уравнением

$$c = c_{\text{уд}} (\rho - 1000) \text{ при } 1000 < \rho < 1200, \quad (3.1)$$

где ρ – плотность воды, поступающей в скважину, $c_{\text{уд}}$ – постоянная величина для данного вида иона, характеризующая концентрацию.

Полученная закономерность подтверждена результатами обработки данных об изменении состава вод при заводнении продуктивных пластов девонского горизонта и верхнего карбона на 121-м месторождении Урало-Поволжья и Западной Сибири. Для Лениногорской площади с применением метода наименьших квадратов получены следующие эмпирические зависимости

$$c_{\text{Ca}} = 6765,4 (\rho - 1000) \text{ при } 1000 < \rho < 1200; \quad (3.2)$$

$$c_{\text{Cl}} = 25588,3 (\rho - 1000) \text{ при } 1000 < \rho < 1200; \quad (3.3)$$

$$c_{\text{Mg}} = 1925,7 (\rho - 1000) \text{ при } 1000 < \rho < 1200; \quad (3.4)$$

$$c_{\text{Na+K}} = 17888,9 (\rho - 1000) \text{ при } 1000 < \rho < 1200. \quad (3.5)$$

Пределы отклонения фактических данных от усредненных значений концентраций, вычисленных по уравнениям (3.2 – 3.5), составили 2,4 – 6,15 % (табл. 3.3).

Таблица 3.1

Химический состав и свойства пластовых и закачиваемых вод нефтяных месторождений

Наименование параметров		Вид ионов	Месторождения Татарстана						
			Ромашкинское						
			Д ₁	C ₁ ^{вв}	1	БР+СТЛ	СРП	Б	ВР
Сiäâð- жаiäå иiïä	Макро- компо- ненты, мг·экв/л	Cl ⁻	4485,04	—	4093,2	4393,2	3472,9	3628,8	3074,6
		SO ₄ ²⁻	0,24	—	18,2	20,4	25,1	15,8	25,1
		HCO ₃ ⁻	0,40	—	4,4	2,0	3,3	3,4	2,1
		Ca ²⁺	1000,14	—	551,3	526,7	451,4	514,4	521,3
		Mg ²⁺	331,29	—	262,4	284,1	230,5	362,7	281,4
		Na ⁺ + K ⁺	3154,28	—	—	—	—	—	—
	Микро- компо- ненты, мг/л	I ⁻ /Br ⁻	7,44/872,3	7,90/376,12	4,21/288,00	1,70/290,00	3,40/256,60	2,29/184,00	5,27/203,00
		B ³⁺ /NH ₄ ⁺	11,3/186,7	31,92/153,54	—/116,34	—/138,58	—/104,10	—/115,20	—/83,15
		Fe ²⁺ /K ⁺	207,2/—	160,95/—	23/—	—	—	—	—
		Ba ²⁺ /Sr ²⁺	80,0/438,2	—	—	—	—	—	—
		B ₂ O ₃ ²⁻ /Li ⁺	—	—	12/—	—	—	—	—
		F ⁻ /Si ⁴⁺	—	—	—	—	—	—	—
		ÑO ₂ ⁻ /Fe ³⁺	—	—	—	—	—	—	—
дН		5,8	5,8	5,8	5,7	5,9	6,1	6,7	
Плотность, кг/м ³		1183,1	1165,1	1158,3	1162,1	1130,1	1132,7	1118,9	
Вязкость, мПа·с		1,92	1,47	1,45	1,46	1,40	1,42	1,38	

Продолжение табл. 3.1

Наименование параметров		Вид ионов	Месторождения Башкортостана					iäñöiðieäiëy Näiäðñeie iäe.	
			Туймазинское		Арланское			Запруднен-ское	Краснояр-ское
			Д ₁	пластовые воды	закачиваемые воды		горизонт С ₁	горизонт С ₁	горизонт С ₁₁
				речная	сточная				
Содер- жание ионов	Макро- компо- ненты,	Cl ⁻	4864,52	—	0,50	2742,66	4330,100	1650,70	4597,18
		SO ₄ ²⁻	0,48	12,88	4,60	20,05	2,220	4,23	16,88
		HCO ₃ ⁻	—	—	5,30	2,58	1,550	0,82	7,92

	мг·экв/л	Ca ²⁺	1368,46	697,92	6,20	731,36	413,216	651,50	391,00
		Mg ²⁺	401,47	461,37	3,00	252,22	211,15	60,83	212,50
		Na ⁺ + K ⁺	3085,88	3288,17	1,20	1781,58	3702,83	1252,17	4026,09
Микро-		I ⁻ /Br ⁻	5,00/1148,00	9,00/509,00	—	—	—	—/585,00	9,00/649,00
компо-		B ³⁺ /NH ₄ ⁺	—/154,00	—/184,00	—	—	—	—	—
ненты,		Fe ²⁺ /K ⁺	—/200,0	—	—/0,5	—/49,2	—	—	—
мг/л		Ba ²⁺ /Sr ²⁺	—	—	—	—	—	15,0/—	—
		B ₂ O ₃ ²⁻ /Li ⁺	—/36,0	—/77,0	—	—	—/49,2	—/124,0	—/153,0
		F ⁻ /Si ⁴⁺	—	—	—	—	—	—	—
		NO ₃ ²⁻ /Fe ³⁺	—	—	—	—	—	0,8/—	—
δН			6,8	6,8	7,4	5,5	—	—	—
Плотность, кг/м ³			1191	1171	1000	1120	1184	1070	1162
Вязкость, мПа·с			1,98	1,88	1,08	1,46	1,63	1,30	1,47

Продолжение табл. 3.1

Наименование параметров		Вид ионов	Месторождения Тюменской области							
			Мамонтовское		Самотлорское				Правдинское	
			сеноман	БС ₁₀	сеноман	А ₂₋₃	А ₄₋₅	Б ₈	БС ₆	БС ₇
Содержание ионов	Макрокомпоненты, мг·экв/л	Cl ⁻	306,5	275,00	315,40	430,0	419,9	471,20	226,5	224,00
		SO ₄ ²⁻	—	0,13	—	—	—	—	0,4	—
		HCO ₃ ⁻	3,0	13,50	2,6	30,0	16,40	3,20	22,8	28,0
		Ca ²⁺	22,0	18,10	31,90	64,00	28,37	114,26	4,5	8,3
		Mg ²⁺	7,0	3,20	10,44	12,0	27,58	3,94	1,9	2,2
	Микрокомпоненты, мг/л	Na ⁺ + K ⁺	—	—	—	—	13,00	—	244,8	241,5
		I ⁻ /Br ⁻	22,80/44,60	19,97/53,05	10,10/42,30	13,50/49,10	13,20/59,10	11,2/66,40	20,4/46,30	20,01/44,71
		B ³⁺ /NH ₄ ⁺	8,80/—	18,20/—	13,20/—	22,00/—	20,60/—	20,6/—	62,3/24,0	—/18,0
		Fe ²⁺ /K ⁺	—/48,00	—/54,00	—/50,00	—/96,00	—/80,00	—/90,00	—	—
		Ba ²⁺ /Sr ²⁺	—/52,00	—/56,00	—/65,30	—/160,00	—/163,00	—/293,8	—	—
		B ₂ O ₃ ²⁻ /Li ⁺	—/0,13	—/9,66	—	—	—	—	—	—
		F ⁻ /Si ⁴⁺	—/8,00	1,80/11,70	0,83/3,30	2,16/17,20	2,34/16,50	4,5/18,6	—/30,60	—/37,00
		NO ₃ ²⁻ /Fe ³⁺	6452,00/—	6153,4/—	6340,0/—	8188,00/—	8748,00/—	8193,0/—	—	—

Продолжение табл. 3.1

Наименование параметров	Вид ионов	Месторождения Тюменской области							
		Мамонтовское		Самотлорское				Правдинское	
		сеноман	БС ₁₀	сеноман	A ₂₋₃	A ₄₋₅	Б ₈	БС ₆	БС ₇
δН		7,4	—	7,15	7,9	7,6	7,0	6,8	7,6
Плотность, кг/м ³		—	—	—	1015	1015	1018	1010	1010
Минерализация, г/л		18,0	17,15	18,46	24,3	25,56	27,45	502,5	504,0
Вязкость, мПа·с		—	—	—	1,33	1,33	1,38	1,24	1,24

Продолжение табл. 3.1

Наименование параметров		Вид ионов	Месторождения Гурьевской области (Казахстан)							
			Сев. Магат	Южн. Ма- кат	Ю.-Вост. Магат	Ю.-Вост. Магат	Сев. Магат	Доссор	Зап. Ис- кине	Зап. Ис- кине
Содер- жание ионов	Макро- компо- ненты, мг·экв/ /л	Cl ⁻	2192,40	2433,92	2977,13	4326,76	3728,73	1598,59	3151,44	5288,17
		SO ₄ ²⁻	—	—	—	—	Сл.	Сл.	7,75	2,01
		HCO ₃ ⁻	1,89	7,33	2,69	2,13	1,15	9,84	24,10	1,87
		Ca ²⁺	123,00	81,70	150,70	245,00	176,60	99,50	46,90	82,15
		Mg ²⁺	125,58	167,25	149,42	91,67	158,92	145,00	124,50	91,08
		Na ⁺ + K ⁺	—	—	—	399,13	—	—	—	—
	Микро- компо- ненты, мг/л	I ⁻ /Br ⁻	0,64/101,50	Сл./100,60	Сл./117,20	2,10/141,40	1,40/132,90	—	—/94,40	—/103,00
		B ³⁺ /NH ₄ ⁺	—	—/22,97	—/22,97	—/26,78	—/26,78	—	—	—/15,30
		Fe ²⁺ /K ⁺	—/158,90	—/193,90	—/218,80	—/333,00	—	—	—/444,80	—/453,60
		Ba ²⁺ /Sr ²⁺	9,1/—	11,6/—	10,0/—	10,0/—	10,4/—	—	—	9,1/—
		B ₂ O ₃ ²⁻ /Li ⁺	—	—	—	—	—	—	—	—
		F ⁻ /Si ⁴⁺	—	—	—	—	—	—	—	—
		NO ₃ ²⁻ /Fe ³⁺	—	—	—	—	—	—	—	—
δН			—	7,0	—	—	6,2	—	5,7	—
Плотность, кг/м ³			1,0860	1,0950	1,1110	1,1480	1,1440	1,0595	1,1870	1,1962
Минерализация, г/л			2227,7	2460,5	2554,9	—	—	—	—	—
Вязкость, мПа·с			1,31	1,31	1,40	1,42	1,41	1,27	1,91	1,94

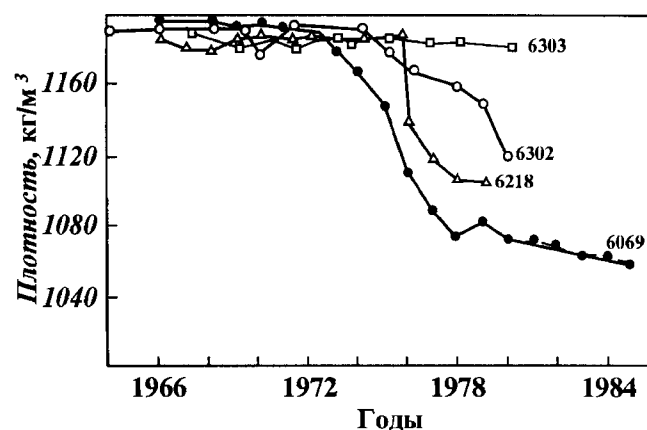


Рис. 3.1. Изменение плотности добываемой воды при заводнении пласта Д₁ Лениногорской площади:
6303, 6302, 6218, 6069 – номера скважин

Таблица 3.2

Ионный состав пластовой и закачиваемой вод на месторождениях Татарстана

Наименование показателей	Концентрация ионов в воде			
	пластовой		закачиваемой	
	мг/л	мг-экв/л	мг/л	мг-экв/л
HCO ₃ ⁻	24,4	0,40	122,0	2,00
Cl ⁻	159028,0	4485,00	111,9	3,30
SO ₄ ²⁻	11,5	0,24	162,9	3,39
Ca ²⁺	20042,9	1000,14	97,0	4,34
Mg ²⁺	4028,5	331,29	14,5	1,19
Na ⁺ + K ⁺	72548,4	3154,28	72,7	3,16
Σ _i	255683,7	8971,42	576,0	17,38
pH	6,0	—	7,6	—
Плотность, кг/м³	1189,1	—	1000,6	—

В отличие от основных компонентов пластовой воды концентрации ионов SO₄²⁻, HCO₃⁻, pH среды при снижении плотности извлекаемой воды увеличиваются. Максимальные значения содержания SO₄²⁻ наблюдаются при плотности 1020 – 1080 кг/м³ (рис. 3.3). По мере снижения плотности до 1020 кг/м³ имеющие кислую среду воды девонского и бобриковского горизонтов (pH = 4,2÷6,2) приобретают слабощелочную (pH = 7,0÷7,5) реакцию, приближаясь к pH закачиваемой воды (рис. 3.4).

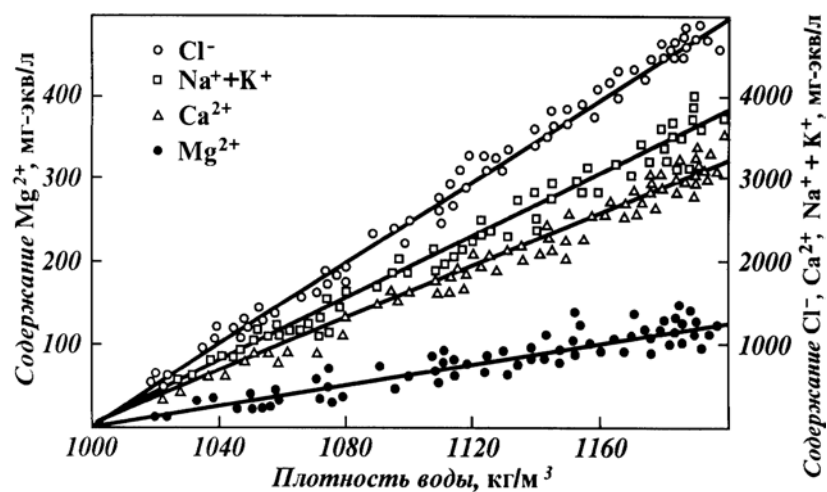


Рис. 3.2. Графики зависимости содержания ионов от плотности пластовой воды

Таблица 3.3

Пределы отклонения фактических значений содержания ионов от расчетных

Ионы	Пределы отклонения, мг-экв/л	Отклонения, %
Ca^{2+}	$\pm 64,98$	$\pm 6,15$
Mg^{2+}	$\pm 18,87$	$\pm 9,2$
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	$\pm 265,59$	$\pm 3,2$
Cl^-	$\pm 215,80$	$\pm 2,4$

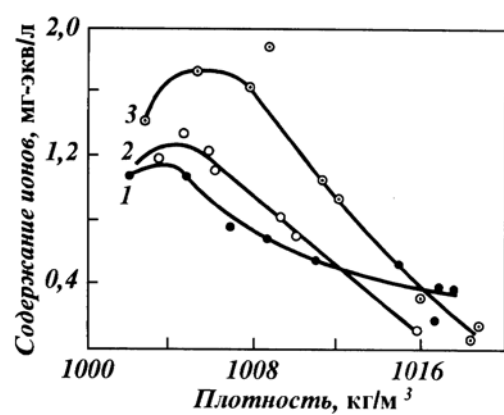


Рис. 3.3. Зависимость концентрации ионов SO_4^{2-} от плотности попутной воды: 1 – вода скважины № 42 пласта А₄ Козловского месторождения; 2 – вода скважины № 839 пласта Д₁ Ромашкинского месторождения; 3 – вода скважины № 680 пласта Д₁ Ромашкинского месторождения

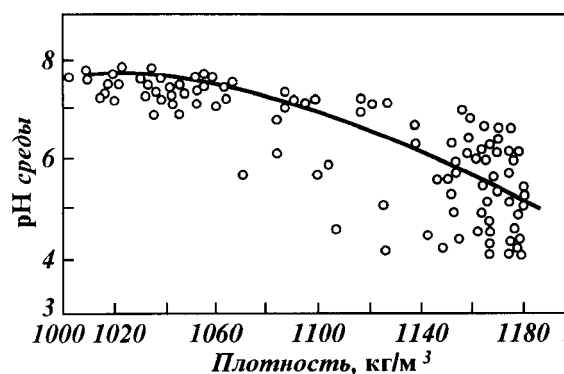


Рис. 3.4. Зависимость pH среды от плотности воды, поступающей из пласта горизонта Д₁ Абдрахмановской площади

По микрокомпонентному составу воды девонского и бобриковского горизонтов относятся к бромисто-железистым (табл. 3.4). В бобриковском горизонте содержание микрокомпонентов в 2 – 2,5 раза меньше, чем в водах девона, что согласуется с выводами других исследователей о росте их концентрации с увеличением глубины залегания пластов [28, 36, 182, 189]. При снижении плотности воды концентрация микрокомпонентов в попутной воде уменьшается.

Содержание ионов в пластовой воде различается как по отдельным месторождениям, так и по разрезу одной и той же залежи, кроме того, общая минерализация и химический состав вод существенно изменяются в процессе заводнения, поэтому необходим дифференцированный подход к выбору химреагентов. С целью оптимального применения химреагентов в технологических процессах необходимо прогнозировать и учитывать изменение состава пластовых вод.

Выполненные исследования позволили предложить методику прогноза ионного состава пластовой воды, используя зависимости содержания ионов от плотности воды (формулы 3.1 – 3.5). Методика основывается на экстраполяции значений плотности воды для каждого объекта (скважины) с использованием фактических данных за

Таблица 3.4

Содержание микрокомпонентов в пластовых водах

Горизонт	Плотность, кг/м ³	Концентрация ионов, мг/л							
		Г ⁻	Вг ⁻	В ²⁻	МН ₄ ⁺	Fe ²⁺	Ca ²⁺	Ba ²⁺	Si ²⁺
Девонский	1,183	7,44	372,31	11,80	186,70	207,27	1545,67	80,05	438,27
Бобриковский	1,165	7,90	376,12	31,92	153,54	160,95	160,95	—	—

предыдущие 5 – 7 лет. Для краткосрочного прогнозирования были использованы методы аналитической аппроксимации эмпирических данных функций различного вида и математической статистики [117, 122, 222].

Для скважины 6069 Лениногорской площади (см. рис. 3.1) по данным за 1976 – 1979 гг. прогнозируемая область изменения плотности воды описывается аппроксимирующей функцией вида

$$\rho = a_0 t^{b_0} + 1, \quad (3.6)$$

где t – годы эксплуатации скважины, начиная с первого года прогноза, $t = 1, 2, 3, \dots, n$; a_0 и b_0 – коэффициенты, характеризующие отклонения плотности от единицы.

Подставляя значение плотности в формулу (3.1), получим

$$c_{уд} = c_{уд} a_0 t^{b_0}. \quad (3.7)$$

Для ионов Cl^- численные значения a_0 и b_0 составляют соответственно 0,1752 и –0,4516; $c_{уд} = 25588,32$ (формула 3.3), тогда

$$c_{Cl} = 25588,32 \cdot 0,1752 t^{-0,4516}. \quad (3.8)$$

Контрольные измерения плотности воды в этой скважине по истечении пяти лет показали, что максимальное отклонение расчетных данных по формуле (3.8) от фактических значений не превышает 4,2 %.

В пластовых водах кроме неорганических соединений содержатся нафтеновые и гуминовые кислоты и бензол. По данным института ТатНИПИнефть, в водах бобриковского и девонского горизонтов концентрация нафтеновых кислот колеблется в пределах 2,3 – 3,8 г/л, гуминовых 1,7 – 2,0 мг/л. Воды нефтяных месторождений Урало-Поволжья, Западной Сибири, полуострова Мангышлак и других районов содержат богатую и разнообразную микрофлору. Необходимость учета этого при решении промысловых задач показана в работах [21, 22, 69, 19]. Результаты экспериментов показали, что жизнедеятельность микрофлоры пластовых вод приводит к биологическому разложению частично гидролизированных полиакриламидов на 60 – 70 %, что приводит к снижению вязкости раствора полимера в 1,5 – 2,6 раза.

Таким образом, состав и свойства пластовых вод при заводнении нефтяных залежей изменяются в широких пределах. При решении практических задач по выбору способов воздействия на нефтеводонасыщенные пласты этим и обуславливается необходимость детального изучения их и прогнозирования на определенный период как

одного из основных факторов, определяющих выбор химреагента и эффективность его применения.

3.2. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ НЕФТЕЙ С ВОДОИЗОЛИРУЮЩИМИ МАТЕРИАЛАМИ

Состав и свойства нефтей различных месторождений, как углеводородного сырья, хорошо изучены применительно к технологическим процессам нефтевытеснения и интенсификации добычи и подготовки ее на промыслах [1, 4, 36, 143, 149, 168, 170, 174, 178 и др.]. Содержание углеводородов в нефти превышает 75 %, а доля углеводородных компонентов, таких как сера, кислород и азот, а также металлоорганических компонентов и органических солей колеблется в широких пределах. В пластовых условиях активность определяется главным образом близкими по своим физическим и химическим свойствам асфальто-смолистыми компонентами с молекулярной массой более 500–600 [178]. В отличие от смол, имеющих молекулярную массу 500 – 1000, асфальтены нерастворимы в низших метановых углеводородах C_3 – C_7 , имеют более высокую молекулярную массу (1000 – 5000).

В диспергированном состоянии асфальтены не соединяются в большие ассоциаты и не осаждаются из нефти и битума, что объясняется расположением алифатических заместителей по краям асфальтеновых молекул, и в зависимости от химического состава нефти асфальтены могут находиться в виде истинных или коллоидных растворов. В высоковязких нефтях асфальтены находятся в коллоидном состоянии, т.е. они представляют дисперсную фазу, а углеводороды и смолы – дисперсионную среду [149, 174].

Смолы и асфальтены – наиболее полярные компоненты нефти, что обусловлено наличием гетероатомов и функциональных групп. В асфальтенах содержится до 0,2 % (масс.) ванадия и 0,06 % никеля, образующих металлоорганические комплексы (порфирины). Поверхностная активность порфиринов зависит от содержания в их молекулах карбоксильных групп, придающих молекуле четко выраженный полярный характер [115, 149]. С увеличением содержания порфиринов поверхностная активность асфальтенов, а следовательно, и нефтей, повышается.

В процессах вытеснения нефти из пористой среды основное внимание уделяется таким параметрам, как межфазное натяжение, вязкость, а при добыче нефти – выделению ее отдельных компонентов (парафинов и асфальтосмолистых веществ). Влияние нефтей на свойства химически активных водоизолирующих материалов прак-

тически мало изучено, хотя взаимодействие их является сложным процессом, сопровождающимся образованием соединений с новыми свойствами. При этом необходимо учитывать такие противоречивые особенности технологического процесса, как закупоривание обводненных зон пласта при увеличении проницаемости относительно нефти.

Свойства нефтей необходимо рассматривать, с одной стороны, для выявления возможности селективного воздействия на продуктивный пласт, с другой – для изыскания таких реагентов, которые при взаимодействии с нефтью образуют в нефтенасыщенном коллекторе водоизолирующую массу.

Многие нефти в пластовых условиях обладают структурно-механическими свойствами [74]. Поверхностно-активные компоненты нефти образуют пространственную структуру, препятствующую движению нефти в пористой среде. Вязкость пластовой воды, как правило, не превышает 1,4 – 1,9 мПа·с, что в несколько раз ниже вязкости нефти. Эта особенность свойств пластовых жидкостей, обуславливающая различный характер сопротивления пористой среды, способствует избирательному нагнетанию технологической жидкости в обводненную часть пласта и была использована на Туймазинском месторождении при селективном ограничении водопритоков в добывающие скважины с применением отверждающих смол ТСД-9 [31] и на Самотлорском – с применением глинистой суспензии [11]. Нефть по своим поверхностным свойствам относится к гидрофобным жидкостям, чем обуславливается низкая фазовая проницаемость пород для гидрофильных водоизолирующих составов.

Избирательное действие реагентов (см. табл. 2.6) способствует изменению свойств поверхности пород, находящихся в контакте с нефтью [115]. Нефти, содержащие нафтеновые кислоты, проявляют высокие поверхностно-активные свойства относительно щелочей. Проницаемость нефтенасыщенной части коллектора сохраняется после обработки пластов ионогенными полимерами типа ПАА при существенном уменьшении ее в водонасыщенной части в результате адсорбции на поверхности породы и механического удержания полимерных частиц [55, 114 и др.]. В нефтяной среде частично гидролизированные полиакриламиды не проявляют свои ионогенные свойства и адсорбируются значительно меньше, чем в водной среде. Как показали результаты исследований на линейных моделях пласта с пористой средой из кварцевого песка, при одинаковых условиях фильтрационное сопротивление нефтенасыщенных интервалов снижается существеннее, чем водонасыщенных (табл. 3.5).

Таблица 3.5

Изменение остаточного фактора сопротивления нефтеводонасыщенных пластов при обработке полимерами

Проницаемость пласта, мкм ²	Остаточный фактор сопротивления после обработки					
	гипаном		МАК-ДЭА		ПАА	
	вода	нефть	вода	нефть	вода	нефть
0,55	6,5	2,95	4,9	1,68	2,5	1,20
1,22	14,4	1,85	10,1	0,89	1,6	1,10
1,80	16,0	1,51	12,1	1,16	1,3	1,04
2,20	28,1	1,28	15,9	1,00	1,1	1,00

Более низкое фильтрационное сопротивление нефтенасыщенной пористой среды по сравнению с водонасыщенной при обработке указанными полимерами связано не только с адсорбционными процессами, но и взаимодействием полимеров с нефтью. Как показали результаты экспериментальных исследований, при смешении раствора гипана с нефтью, как и с эмульсией электролитов, образуется подвижная масса, которая сохраняет свою подвижность и после интенсивного перемешивания (табл. 3.6). Однако ввиду быстрого расщепления смеси на гипан и эмульсию не всегда удавалось оценить ее вязкость вискозиметром ВПЖ-3. Во всех случаях в присутствии нефти гипан не высаживался из раствора, в том числе и при длительном хранении смеси. Отсутствие обменных реакций между частично гидролизированным ионогенным полимером и низкомолекулярными электролитами при наличии нефти можно объяснить наличием углеводородной оболочки на поверхности полимерного раствора, экранирующей катионы, образующейся в результате взаимодействия функциональных групп полимера с химически активными компонентами нефти. Таким образом, селективность воздействия ионогенных полимеров на нефтеводонасыщенный пласт основывается не только на высаживании полимера катионами пластовых вод, как утверждается во многих работах, но и на взаимодействии с нефтью.

Возможность получения водоизолирующих композиций в пласте с участием нефти основывается на следующих ее свойствах. Смолистоасфальтеновые вещества (САВ) подвергаются таким химическим превращениям [149], как окисление, галогенирование, гидрирование, хлорметилирование и конденсация асфальтеновых концентратов с формальдегидом. В условиях высоких температур (более 370 К) сульфирование САВ приводит к образованию полифункциональных катионитных мембран, которые могут быть использованы как водоизолирующий материал. Реакция может протекать и при низких тем-

Таблица 3.6

Характеристика продуктов взаимодействия гипана с эмульсией нефти и электролитов при объемном соотношении 1:2

Состав эмульсии, см ³			Плотность эмульсии, кг/м ³	Вязкость смеси гипана с эмульсией, мПа·с	Состояние смеси гипана с эмульсией
нефть	пластовая вода горизонта Д ₁	25%-ный раствор CaCl ₂			
200	—	—	889	—	Происходит расслоение нефти и гипана
198	2	—	892	—	Расслоение эмульсии и гипана
190	10	—	892	—	Расслоение эмульсии и гипана
180	20	—	898	—	Расслоение, в зоне контакта образуется загущенная масса
100	100	—	1042	167,1	Расслоение, в зоне контакта образуется загущенная масса
50	150	—	1099	—	Образуется подвижная масса при смешении, затем происходит расслоение
—	150	—	—	—	Структурированная масса
190	—	10	—	35,8	Расслоение, в зоне контакта образуется загущенная масса
180	—	20	—	44,0	Расслоение, в зоне контакта образуется загущенная масса
150	—	50	—	79,0	При перемешивании образуется вязкая масса, эмульсия и гипан расслаиваются
100	—	100	—	176,0	При перемешивании образуется вязкая масса, эмульсия и гипан расслаиваются
50	—	150	—	—	При перемешивании образуется вязкая масса, эмульсия и гипан расслаиваются
10	—	190	—	—	При перемешивании образуется вязкая масса, эмульсия и гипан расслаиваются

пературах с образованием кислого гудрона и других сульфопродуктов [150].

Исследования показали, что количество и свойства образующегося кислого гудрона зависят от содержания в нефти асфальтенов и смол. Так, на Ромашкинском месторождении с учетом одинаковых объемов из нефти девонского горизонта при взаимодействии с серной кислотой выделяется в 2,7 раза меньше кислого гудрона, чем из нефти верхнего карбона. Методические вопросы этих исследований приводятся в работах [92, 155, 192]. При превращении кислого гудрона в водоизолирующую массу его вязкость со временем в результате структурирования смол и асфальтенов возрастает до $(9 - 11) \cdot 10^3$

мПа·с. Исследование свойств нефтей, проведенные применительно к решению задач охвата пластов воздействием, позволили разработать новые методы ограничения притока вод в добывающие скважины с применением нефтесернокислотной смеси (НСКС) [13]. Метод основывается на превращении асфальтенов и смол нефти в кислый гудрон в условиях обводненного пласта. На этой же основе разработан метод [14] с учетом высокотемпературных условий (373 – 473 К), когда в пласт закачиваются отходы процесса алкилирования парафиновых углеводородов олефиновых фракций в присутствии H_2SO_4 . При высоких температурах в результате реакции сульфирования, разложения сульфосоединений окисления образуется твердый продукт. В первом и во втором методе продуктивный пласт служит реактором термохимических процессов взаимодействия кислоты с нефтью и другими элементами пластовой системы.

3.3. ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ПОРОД ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ПРИМЕНИТЕЛЬНО К РЕШЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАДАЧ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОД В СКВАЖИНЫ

В системе пласт – технологическая жидкость породы являются, с одной стороны, средой, вмещающей пластовые и технологические жидкости, а с другой – активным компонентом взаимодействующей системы. По изменению коллекторских свойств пород в результате взаимодействия оценивается эффективность применения химреагентов для воздействия на обводненный пласт. Изучение физико-химических свойств пород обуславливается изысканием таких реагентов, которые при взаимодействии с ними в нефтеводонасыщенном пласте могут образовывать водоизолирующую массу. Известно, что минеральный состав породы обуславливает ее коллекторские (фильтрационно-емкостные), физико-химические (адсорбционные) и химические свойства. При закачивании реагентов в пласт наряду с процессами адсорбции и изменения поверхностных свойств происходит также химическое взаимодействие реагентов с минеральными составляющими коллекторов.

Продуктивные пласты основных месторождений представлены терригенными и карбонатными отложениями. Типичным для терригенных отложений является замещение коллекторов, представленных песчаниками и алевролитами, глинистыми породами, что обуславливает литологическую неоднородность [80, 141, 174, 184, 188, 201 и др.] По гранулометрическому составу породы коллектора в терригенных отложениях, в частности горизонта D_1 месторождений

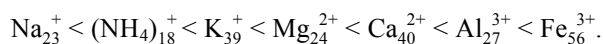
Урало-Поволжья, содержат размеры зерен 0,06 – 0,14 мм до 87 – 92 %, частицы мелкоалевролитовые (0,01 – 0,05 мм) – до 6 – 10 % и пелитовые (менее 0,01 мм) – до 2 – 3 % [80]. По минеральному составу песчано-алевролитовая фракция этого горизонта является мономинеральной, содержание кварца в ней составляет 98 – 99 %. В небольшом количестве присутствуют полевые шпаты, мусковиты и обычный комплекс аксессуарных минералов. Пелитовая фракция представлена полиминеральным составом, в котором преобладают кварц и кальций. В глинистой фракции (мелкопелитовая с размерами зерен менее 0,001 мм) преобладает каолинит, в несколько меньшем количестве присутствуют гидрослюда, галлаузит, кварц и кальций [40, 80, 126]. В девонских песчаниках содержится около 1 % этой фракции, и, присутствуя в виде незначительной примеси, она приводит к уплотнению породы и развитию скварцования. В еще меньшем количестве в цементирующем материале отмечается присутствие регенерационного кварца и карбонатного цемента. В полимиктовых коллекторах месторождений п-ова Мангышлак, Среднего Приобья и Западной Сибири цементирующий материал в породах преимущественно глинистый, присутствует также регенерационный кварц [80, 135]. Алевролиты по минеральному составу не отличаются от песчанников, но более глинисты и карбонатны. Содержание последних достигает 9 %.

Размеры пор для пород терригенных отложений распределяются следующим образом: до 12 мкм – 16,65 %; от 12 до 16,8 мкм – 62,69 %; от 16,8 до 22,5 мкм – 16,26 %, от 22,5 до 32,05 мкм – 4,4 %. Преобладание в продуктивном пласте каналов диаметром от 12 до 16,8 мкм (62,69 %) является предпосылкой для неравномерной фильтрации жидкостей [186].

Большинство минералов, встречающихся в породах, имеют отрицательный потенциал. Исключение составляет CaCO_3 , который в зависимости от происхождения может иметь либо "+", либо "-" потенциал. Карбонаты неорганического происхождения (кальцит, арагонит, доломит, сидерит, перекристаллизованные чистые известняки, мрамор) в водных растворах электролитов обнаруживают положительный потенциал, а органического происхождения (ископаемые коралловые полигняки, современные и древние ракушники) могут иметь отрицательный потенциал [174]. Наличием заряда на поверхности обуславливается одно из важных физико-химических свойств пород продуктивного пласта – адсорбция, которая в определенных условиях способствует удержанию в пласте полимеров, ПАВ и других реагентов. Частицы этих реагентов могут "пришиваться" к породе, например, в результате взаимодействия с катионами поливалент-

ных металлов, находящимися на поверхностных адсорбционно-активных центрах.

Взаимодействие химвеществ с породами продуктивных пластов основывается на их химическом составе и способности к обменным реакциям. Применительно к решению задач ограничения движения вод с использованием компонентов породы представляют интерес процессы, приводящие к изменению структуры минералов с выделением новых продуктов, которые могут служить наполнителями в водоизолирующем составе или выполнять другие функции в зависимости от свойств реагентов. Указанная особенность свойств пород наиболее полно характеризуется энергией поглощения породами различных катионов, которая зависит от атомной массы и валентности и возрастает с их увеличением [174]:



Общая сумма обменных катионов составляет обменную емкость, величина которой зависит от величины коллоидного комплекса, минералогического состава и pH раствора [174, 209]. Особое положение занимает водородный ион, по энергии поглощения он превышает Ca^{2+} и находится между кальцием и алюминием. Являясь наиболее активным агентом химического разрушения горных пород, он, как следует из энергетических расчетов, не только не требует энергии извне для разрыва связей в решетке минералов, но и способствует при этом ее выделению. Высокая активность H^{+} в химическом разрушении минералов объясняется тем, что, обладая ничтожными размерами, он легко проникает в решетку минерала и разрывает связи, для чего необходимы наличие "дырки" в кристаллической решетке и дефицит положительных зарядов в ней. В этом отношении наиболее благоприятными оказались минералы, содержащие, во-первых, крупные катионы Na^{+} , K^{+} , Ca^{2+} в кристаллической решетке (полевые шпаты, амфиболы, пироксены, слюды) и, во-вторых, обладающие наибольшим количеством дефектов в структурах (алюмокислородные тетраэдры и др.). Благодаря несоизмеримости, например в структуре силикатов ребер кремнекислородных тетраэдров с размерами крупных катионов, водород легко проникает в решетку этих минералов и образует с кислородом в вершине алюмосиликатных тетраэдров прочную OH^{-} группу, разрывая кислородные мостики $\text{Si}^{4+}-\text{O}-\text{Al}^{3+}$ [209]. Наиболее устойчивы к разрушению минералы, не содержащие крупные катионы типа кварца.

Наименее активными компонентами пород являются зерна кварца (кремнезема), которые могут растворяться только в плавиковой кислоте и медленно в растворах щелочей. Растворы кислот (серной, соляной и др.) в первую очередь взаимодействуют с карбонатными

породами и цементом. Известняк (CaCO_3), доломит $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, магнезит (MgCO_3) легко растворяются в соляной и азотной кислотах. При взаимодействии карбонатных пород с серной кислотой образуется малорастворимый гипс, объем которого в 1,5 – 2,0 раза превышает объем исходного материала [150]. Для изучения возможности использования отреагировавшей с нефтью серной кислоты была исследована ее способность вступать в реакцию гипсообразования с карбонатом кальция, превращая последний в водоизолирующую массу (табл. 3.7).

Неполное растворение карбонатов, по-видимому, связано с образованием мелкокристаллического гипса, экранирующего контакт серной кислоты с породой, и обволакиванием присутствующими в кислоте органическими примесями [150, 215]. Возможность реализации данного принципа образования водоизолирующей массы испытывалась на промыслах ОАО "Татнефть". На основе этого принципа был разработан новый высокоэффективный способ ограничения водопритоков в добывающих скважинах [13].

Таблица 3.7

Результаты исследований взаимодействия алкилированной серной кислоты с нефтью и карбонатом кальция

Объемное соотношение исходных АСК и нефти	Время контакта АСК с нефтью, ч	Содержание свободной кислоты, % (масс.)	Количество про-реагировавшего CaCO_3 , % (масс.)
1:1	3	74	75
1:1	5	80	73
1:2,5	3	93	72
1:2,5	6	92	63
1:3,0	96	67	75

Аналогичные процессы растворения (выщелачивания) компонентов горных пород происходят также при воздействии пресной и насыщенной углекислым газом вод, а также водных растворов электролитов. В этом случае взаимодействие веществ идет очень медленно. При воздействии химически чистой воды в течение 15 лет на базальт, роговую обманку, ортоклаз и микроклин в раствор переходит соответственно 1,01; 0,805; 0,418; 0,365 % от веса исходных пород [125]. Минеральные компоненты пласта химически взаимодействуют с водой, водными растворами (кислыми, нейтральными и щелочными). Наряду с растворением минералов и горных пород происходят обменные реакции между ними и солевыми растворами. Поверхность минеральных зерен в результате взаимодействия с растворами изменяет свой химический состав и физико-химические свойства. Эксперименты по исследованию растворимости (разруше-

ния) минералов пород в воде проведены в основном в статических условиях. При заводнении продуктивных пластов, длительность которого составляет 25 – 50 лет, указанные процессы происходят в динамических условиях фильтрации воды, что дает основание предположить возможность перехода в раствор большего объема пород. Растворение приведенных выше минералов в воде позволяет объяснить образование высокопроницаемых промытых зон в коллекторе при фильтрации закачиваемой воды в течение многих лет. Увеличение их проницаемости происходит не только из-за выноса неустойчивых глинистых пород, но и из-за растворения минеральных компонентов пласта. Для оценки реальных возможностей использования указанных особенностей пород был проведен анализ химсостава пород по методикам, приведенным в работе [174]. В качестве образцов использовались породы, извлеченные из продуктивного горизонта в виде кернов, которые измельчались перед анализом. Приготовленные образцы подвергались валовому (силикатному) анализу для определения в них содержания окислов и катионному обмену для определения количества обменных катионов (табл. 3.8). По результатам исследований было установлено, что главное отличие пород месторождений Татарстана и п-ова Мангышлак состоит только в количественном содержании окислов. Основным компонентом в терригенных пластах является кварц, содержание которого изменяется от 85 до 99 % к весу сухого образца. Наибольшей обменной емкостью обладают породы месторождений полуострова Мангышлак – 15,7 – 18,9 мг·экв, для нефтяных месторождений Татарстана – 6,23 – 10,4 мг·экв, что обусловлено минеральным составом цементирующего вещества. В породах – коллекторах п-ова Мангышлак в глинистом

Таблица 3.8

Результаты исследований химического состава пород продуктивных горизонтов нефтяных месторождений п-ова Мангышлак и Татарстана

Химический состав пород	Содержание, % к массе сухого образца					
	Узень XIV, скв. 3100	Жетыбай XII, скв. 245	Каламкас, скв. 78	Ромашкинское Д ₁ , скв. 2340	Н.-Елховское С ₁ , скв. 2637	Ромашкинское Д ₁ , скв. 15593
<i>Карбонатный анализ (кислотная вытяжка из исходного образца)</i>						
Нерастительный остаток	0,58	92,74	34,93	98,12	99,68	99,67
SiO ₂ общая	0,23	1,41	2,01	0,45	0,30	0,33
Al ₂ O ₃	0,00	0,80	2,69	0,09	0,00	0,00
Fe ₂ O ₃	0,00	0,11	0,00	0,00	Следы	Следы
FeO	0,06	0,69	2,12	0,12	Следы	Следы
CaO	0,46	0,27	0,56	0,56	0,00	0,07
MgO	0,55	0,50	0,90	0,05	0,00	0,05
Na ₂ O	—	0,12	1,36	—	—	—
K ₂ O	—	0,14	0,14	—	—	—
SO ₃ общая	Следы	0,00	0,27	0,09	0,00	0,08
CO ₂	42,57	0,50	0,80	0,65	0,20	0,20
Прочее	44,69	2,82	4,35	0,82	0,33	0,36
Сумма	99,57	99,60	99,33	99,30	99,31	99,36
Влага при 105°	0,15	0,35	0,58	0,16	0,08	0,09
<i>Силикатный (валовый) анализ</i>						
SiO ₂ общая	0,08	79,5	70,90	97,03	98,62	98,63
Al ₂ O ₃	0,00	9,74	10,69	0,00	0,00	0,00
TiO ₂	0,03	0,40	0,52	0,12	0,08	0,08
Fe ₂ O ₃	0,00	1,79	3,80	0,29	0,29	0,29
CaO	53,52	0,56	1,12	0,84	0,14	0,14
MgO	0,70	0,65	1,10	0,05	0,00	0,00
Na ₂ O	0,09	2,44	3,41	0,05	0,06	0,03
K ₂ O	0,00	2,12	3,15	0,08	0,09	Следы
SO ₃ общая	1,29	0,37	1,21	0,36	0,34	0,18
Прочее	44,69	2,82	4,35	0,82	0,33	0,36
Сумма	99,40	99,94	99,25	99,91	99,95	99,71
<i>Катионный обмен</i>						
Ca ²⁺ , мг·экв	11,54	11,96	12,30	9,59	5,43	5,43
Ca ²⁺ , %	0,32	0,33	0,34	0,27	0,15	0,15
Mg ²⁺ , мг·экв	0,00	0,85	1,19	0,00	0,00	0,00
Mg ²⁺ , %	0,00	0,01	0,014	0,00	0,00	0,00
MgO, %	0,00	0,017	0,02	0,00	0,00	0,00
Na ⁺ , мг·экв	0,60	1,60	4,46	0,50	0,60	0,65
Na ⁺ , %	0,014	0,037	0,10	0,01	0,014	0,015
Na ₂ O, %	0,019	0,05	0,14	0,015	0,019	0,02
K ⁺ , мг·экв	0,20	1,30	1,01	0,36	0,20	0,31
K ⁺ , %	0,007	0,05	0,04	0,014	0,007	0,012
K ₂ O, %	0,009	0,06	0,05	0,017	0,009	0,014
Σ, мг·экв	12,34	15,71	18,96	10,45	6,23	6,39

цементе преобладают монтмориллониты и смешанно-слоистые образования, характеризующиеся высокими обменными способностями. Обменная способность пород карбонатных отложений на 22 – 35 % ниже, чем терригенных.

Химическая активность пород нефтяных месторождений полуострова Мангышлак, полимиктовых коллекторов залежей Западной Сибири значительно выше, чем у пород нефтяных месторождений Татарстана. Этому способствует большое содержание глин и карбонатных компонентов, что, в свою очередь, является причиной сравнительно интенсивного разрушения, и не только при прокачивании кислот и щелочей, но и воды, используемой для заводнения. Химическая активность при взаимодействии с водой или растворами солей определяется в значительной степени поверхностным растворением глинистых частиц, между глиной и раствором происходит обмен катионов. Этот процесс обмена можно рассматривать как адсорбционный между глинистыми частицами и внешним раствором. В технологических процессах бурения скважин диспергирование глин, способность к обменным реакциям и их адсорбционные свойства широко используются для приготовления коллоидных растворов, большинство которых основывается на взаимодействии глинистых частиц с различными химическими продуктами, в том числе и с полимерами. Глины отличаются от других пород лишь количественным содержанием окислов (табл. 3.9).

В глинистых породах различного возраста преобладает гидрослюда, на втором месте – минералы монтмориллонита, на третьем – каолинит. Химическая активность при взаимодействии с водой или

Таблица 3.9

Химический состав глинистых пород по месторождениям, % (масс.)

Химический состав глин	Тип глины			
	каолинитовая (п-ов Мангышлак)	монтмориллонитовая (Азербайджан)	гидрослюдистая (Ленинградская обл.)	гидрослюдистая (Прикаспийская впадина)
SiO ₂	46,87	65,04	51,21	53,13
TiO ₂	0,64	0,21	0,33	0,46
Al ₂ O ₃	37,85	17,07	21,23	22,71
Fe ₂ O ₃	1,98	3,39	4,90	3,20
FeO	–	0,21	2,94	2,16
CaO	0,67	0,83	1,29	1,18
MgO	1,18	3,53	4,24	3,43
K ₂ O	0,51	0,15	6,23	5,96
Na ₂ O	0,38	2,37	0,33	0,29
H ₂ O	7,31	5,17	4,36	5,62
Прочее	2,72	6,11	7,23	1,87

Таблица 3.10

Примерный химический состав пластовых вод, нефтеводосодержащих пород

Наименование	Химический						
Пластовая и закачиваемая воды	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	I^- / Br^-
Породы терригенных отложений	Ti	SO_3	Al_2O_3	CaO	MgO	Na_2O	MnO
Породы карбонатных отложений	—	SO_3	—	CaSO_4	MgO	—	—
Глины	TiO_3	SO_3	Al_2O_3	CaO	MgO	Na_2O	—
Реагенты ассортимента водоизолирующих материалов (для полимера)	$-(\text{CH}_2-\text{CH})_n-(\text{CH}_2-\text{CH})_m-(\text{CH}_2-\text{CH})_p-(\text{CH}_2-\text{CH})_n-$ NaOOC (гипан) H_2NaOC (гипан) CH (полиакриламид) H_2NaOC (полиакриламид)						

растворами солей определяется в значительной степени поверхностным растворением глинистых частиц – между глиной и раствором происходит обмен катионов. Этот процесс обмена можно рассматривать как адсорбционный процесс между глинистыми частицами и внешним раствором.

Наличие у глинистых частиц положительного заряда позволяет использовать в технологических процессах очистки воды полимеры анионного характера [9, 166, 209].

Неустойчивость глинистых пород продуктивного пласта, диспергирование в водной среде, фильтрация мелкодисперсных твердых частиц глин и взаимодействие с химпродуктами на основе адсорбционных процессов являются надежной основой применения этих частиц в технологических процессах ограничения движения вод в обводненных зонах нефтяного коллектора, в том числе использования одного из компонентов продуктивного пласта в качестве водоизолирующего материала.

Продуктивные пласты представляют собой проницаемую систему горных пород, химические составы которых близки между собой и отличаются главным образом по количественному содержанию отдельных компонентов. Другим отличительным признаком является величина емкости обмена и содержание минералов с крупными катионами, высокие значения которых свидетельствуют о неустойчивости пород при взаимодействии с технологическими жидкостями (табл. 3.10).

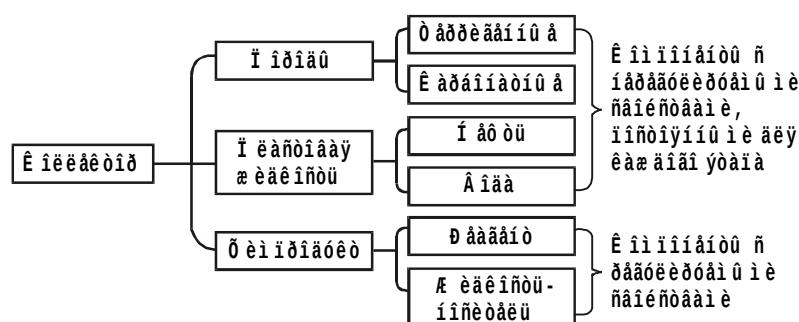
При взаимодействии пород продуктивного пласта с закачиваемой водой, которая может иметь кислую, нейтральную и щелочную среду, происходит растворение составляющих пласт минералов, час-

состав					
B^{3-}/NH_4^+	Fe^{2+}/K^+	Ba^{2+}/Sr^{2+}	B_2O_3/Li^+	F^-/Si^{4+}	CO_3^{2-}/Fe^{3+}
B_2O_3	FeO/K_2O	SrO	P_2O_5/Li_2O	F^-/SiO_2	Fe_2O_3
—	—	—	—	—	$CaCO_3$
—	K_2O	—	—	SiO_2	$CaMg(CO_3)_2$
		R	R		Fe_2O_3
OSO_3H					R—
		$Cl-(Si-O-Si)_n-Cl$			
		OC_2H_5 OC_2H_5			
		(хлорсиланы)			(серная
кислота)					

При закачивании технологических жидкостей происходят обменные реакции как с пластовыми жидкостями, так и с минералами пород. В результате поверхность зерен минералов изменяет свои физико-химические свойства, образуются новые минералы и химические соединения, переходящие в закачиваемую в пласт композицию. На основании этого породы пласта можно рассматривать как составляющие для образования водоизолирующей массы. Из множества вариантов использования компонентов пласта с указанной целью для реализации рекомендованы продукты взаимодействия карбонатных составляющих пород с кислотами и глинистые породы, обладающие большей емкостью обмена.

Продуктивный пласт нефтяных месторождений представляет собой сложенную из пород различного минералогического состава (см. табл. 3.10) трещиновато-пористую среду, насыщенную нефтью и водой. Эта система, состоящая из пород и пластовых жидкостей, в начальных условиях находится в равновесном состоянии. При введении в коллектор технологической жидкости равновесие нарушает-

ся, возникает новая система порода – пластовая жидкость – технологическая жидкость, в которой происходят сложные химические взаимодействия между компонентами пластовой системы и закачиваемых жидкостей. Схематично взаимодействующую в коллекторе систему можно представить в следующем виде.



Возникающий при этом градиент химического потенциала, который зависит от вида и концентрации компонентов системы, вызывает перемещение веществ в пористой среде, т.е. градиент химического потенциала становится движущей силой процесса взаимодействия системы. В большинстве технологических операций, основанных на применении химпродуктов, указанный процесс носит диффузионный характер. Вследствие этого движение пластовой воды, представляющей коллоидный раствор, сопровождается различными видами взаимодействия с твердыми частицами породы. В результате изменяются свойства и воды, и твердого тела, а в зависимости от расстояния и времени изменяется и сам характер взаимодействия [152]. При заводнении пластов с применением пресных вод диффузионный переход частиц пород в раствор сопровождается увеличением коэффициента проницаемости пласта.

К таким процессам следует отнести возникновение осмотического давления поровой воды в водонасыщенных породах, содержащих водорастворимые соли. Оно обусловлено изменением концентрации раствора в порах грунта в направлении фильтрации. Осмотический напор в поровой воде может сильно увеличить или уменьшить избыточный напор воды при гравитационной фильтрации и даже изменить его знак [152].

Особенности перемещения веществ под действием градиента концентраций остаются в силе при закачивании в пласт технологических растворов на водной основе, имеющих иной химический потенциал, чем пластовые жидкости. В результате обменных процессов под действием диффузионных и осмотических сил в

под действием диффузионных и осмотических сил в пластовых условиях происходит изменение фазового состояния ионогенных полимеров от жидкого до твердого [55], осаждение дисперсий латексов, мылонафтов [10, 96, 103]. Химические реакции сульфирования нефти приводят к образованию, с одной стороны, сульфокислот, способствующих вытеснению нефти из пласта [150], с другой, – кислого гудрона, который в определенных физико-геологических условиях может применяться в качестве водоизолирующих агента. В зависимости от свойств химреагентов и компонентов продуктивного пласта может образоваться нефтewытесняющий агент, водоизолирующее соединение или средство ОПЗ, изменяющее фазовую проницаемость пород относительно нефти или воды.

Взаимодействие горных пород с технологическими жидкостями можно отнести к гетерогенным процессам, которые состоят из следующих стадий:

- диффузия реагента из жидкой фазы и реакционной поверхности твердого тела;

- химическая реакция между обоими веществами;

- унос продуктов реакции с поверхности.

В порах и трещинах, через которые происходит фильтрация вводимых в коллектор жидкостей, реагент первоначально вступает во взаимодействие с пластовой жидкостью как на фронте передвижения, так и в зоне контакта с породой, на которой образуется промежуточный слой (рис. 3.5). Свойство жидкости этого слоя во многом предопределяет характер взаимодействия закачиваемого реагента с минералами продуктивного пласта [115]. Закачиваемая вода на поверхности пород, наряду с образованием фазы с особыми свойствами, вступает в химическое взаимодействие с твердой поверхностью, образуя новые соединения, приводящие к некоторым изменениям их свойств, а в определенных условиях – к затуханию фильтрации [142]. Более интенсивно в этот процесс включаются глинистые минералы, обладающие свойством диспергироваться в результате ионообменных процессов в водном растворе. Совершенно иной характер носит взаимодействие реагентов с поверхностью пород, покрытых нефтью. Промежуточный слой, образующийся на поверхности пород из молекул углеводородов, обладает большой упругостью, и его толщина достигает $(0,4 - 0,8) \cdot 10^{-8}$ м [27]. Это препятствует непосредственному контакту химреагентов с минералами, а следовательно, проявлению адгезионных сил между ними и химических реакций.

Выбор ионогенных полимеров в зависимости от свойств пластовых жидкостей для заводнения залежей объясняется следующим образом. Жидкость-носитель (вода) в кварцевых коллекторах сущест-

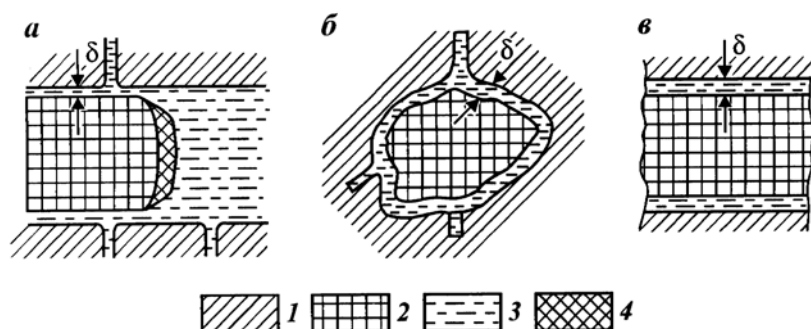


Рис. 3.5. Схема расположения компонентов системы горная порода – пластовая площадь – технологическая жидкость:

а – в канале пористой среды; *б* – сечение канала "а"; *в* – часть трещины; 1 – порода; 2 и 3 – соответственно технологическая и пластовая жидкости; 4 – зона смешения

венного влияния на фильтрационные свойства не оказывает. Основное изменение гидродинамики обводненного пласта происходит в результате взаимодействия полимерных частиц непосредственно с породой и пластовыми жидкостями. Диффундируя из жидкой фазы, они адсорбируются и механически удерживаются в пористой среде. Экспериментальные исследования, проведенные с гипаном и полиакриламидами, показали, что механизм изменения фильтрационного сопротивления пористой среды зависит от минерализации воды. В связи с этим для ограничения притока минерализованных вод в скважины были рекомендованы производные акриловых кислот с высокой степенью гидролиза, позволяющие использовать в качестве структурообразователя катионы поливалентных металлов пластовых вод [55, 99, 100]. Полиакриламидами, наоборот, водоизолирующие свойства проявляют в среде пресных вод, резко теряя свои вязкостные свойства при незначительном содержании солей – более 4 – 5 г/л [58, 60], что исключает превращение компонентов пластовой воды в водоизолирующую массу. В то же время ПАА обладают высокими флокулирующими свойствами относительно дисперсных частиц горных пород, находящихся во взвешенном состоянии. Это свойство полиакриламидов было реализовано для превращения мелких частиц пород в водоизолирующую массу в слабоминерализованной воде [13, 155].

Выбор реагента должен производиться в зависимости от физико-химических свойств пород и пластовых жидкостей с учетом изменения химического потенциала компонентов пластовой воды при заводнении и прогноза ее ионного состава с использованием зависимо-

сти его от плотности воды (формулы 3.2 – 3.8) по приведенной выше методике.

Другим важным фактором взаимодействия химреагентов является избирательность действия закачиваемых реагентов на водонасыщенные зоны коллектора. В решении задачи избирательного воздействия на частично обводненные пласты практически фокусируются все основные требования к химпродуктам, применяемым для управления подвижностью пластовых жидкостей:

- фильтруемость в пористую среду;

- избирательность физико-химических свойств относительно нефти и воды;

- регулируемость процесса физико-химических превращений в пластовых условиях во времени и фильтрационных характеристик пород в зависимости от состава и коллекторских свойств.

Избирательность действия ионогенных полимеров на обводненные продуктивные пласты практически целиком и полностью основывается на физико-химических процессах взаимодействия с пластовыми жидкостями. Наряду с изменяющимися в водной среде свойствами они практически инертны относительно углеводородных жидкостей, т.е. в них не проявляется ионная сила полиэлектролитов. Детализация перечисленных процессов относительно ионогенных полимеров показывает, что селективному воздействию способствуют следующие физико-химические факторы:

- изменение фазового состояния в водной среде;

- химическая инертность относительно нефти;

- изменение поверхностных свойств полимерного раствора в контакте с нефтью;

- образование пограничного раствора в контакте с нефтью;

- более высокая вязкость нефти по сравнению с водой;

- низкая фазовая проницаемость нефтенасыщенного коллектора для гидрофильных жидкостей.

Анализ свойств водоизолирующих материалов и компонентов продуктивного пласта и изменений, происходящих при взаимодействии их между собой, показывает, что указанными физико-химическими процессами можно управлять выбором химреагентов.

При разработке новых технологий воздействия на обводненный пласт предложена методика выбора реагента, основанная на оценке следующих физико-химических процессов взаимодействия их с водоизолирующими химреагентами:

- физико-химическое превращение технологической жидкости при взаимодействии с пластовой водой и нефтью;

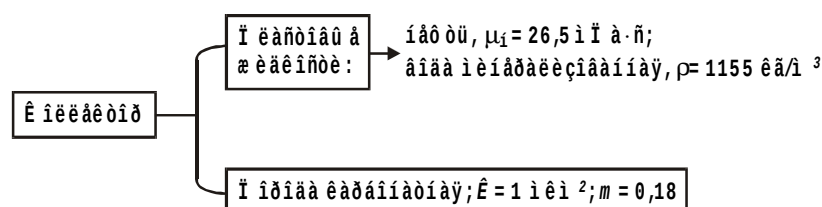
- взаимодействие реагентов технологической жидкости с минералами скелета породы пласта;

вытеснение жидкости-носителя и вспомогательных компонентов технологической жидкости (водоизолирующего состава) из обработанной зоны;

взаимодействие водоизолирующей массы с фильтрующимися через пласт нефтевытесняющими жидкостями и их компонентами.

В соответствии с перечисленной последовательностью при выборе водоизолирующих составов проводятся следующие виды исследований:

качественно оцениваются основные компоненты продуктивного пласта, т.е. компоненты с нерегулируемыми свойствами во взаимодействующей системе



составляется сводная таблица о составе пород и пластовых вод обрабатываемого объекта (см. табл. 3.10), на основе которой разрабатывается карта взаимодействия компонентов с химреагентом;

производится количественная оценка ионного состава вод и прогноз возможных изменений его при заводнении залежи;

исследуется состав нефти и определяются основные ее параметры – вязкость, плотность, содержание асфальтенов, смол;

используя данные о свойствах химпродуктов (см. табл. 2.2, см. рис. 2.2 и 2.3), производится выбор химпродукта, избирательно воздействующего на нефтенасыщенный пласт и частично превращающего компоненты пластовой системы в водоизолирующую массу;

изучается влияние физико-химических превращений технологической жидкости в присутствии компонентов пластовой системы на подвижность нефти и воды в пористой среде.

Таким образом, обобщение результатов исследований позволяет констатировать, что физико-химическое воздействие пород, пластовых жидкостей и водоизолирующих химпродуктов в пластовых условиях является одним из главных факторов обеспечения избирательного воздействия на нефтеводонасыщенный коллектор.

**ВОДОИЗОЛИРУЮЩИЕ СОСТАВЫ
НА ОСНОВЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ
ХИМПРОДУКТОВ
С КОМПОНЕНТАМИ
ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА**

**4.1. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ
ВОДОИЗОЛИРУЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ
С КОМПОНЕНТАМИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА**

Рациональное использование энергии пластовых и закачиваемых вод является одним из главных условий наиболее полного извлечения нефти из нефтеводонасыщенного коллектора. После образования в продуктивном пласте высокопроницаемых промытых зон регулирование заводнением осложняется – значительная часть воды поступает в добывающие скважины и фильтруется по пласту, не оказывая существенного влияния на процесс вытеснения нефти. Исследования по разработке новых методов и водоизолирующих составов проводятся в указанных направлениях, т.е. по ограничению водопритокков в добывающие скважины и в пласты. При одинаковой конечной цели методы решения этих задач отличаются тем, что если ограничение водопритокков в скважинах достигается применением небольших объемов технологической жидкости, то во втором случае для ограничения движения вод в удаленных зонах требуется закачивание ее в больших объемах с использованием дешевых и недефицитных материалов. При этом необходимо обеспечить селективность воздействия на нефте- и водонасыщенные зоны пласта.

Этим требованиям наиболее полно отвечают химреагенты, взаимодействующие с компонентами продуктивного пласта и способствующие при этом частичному превращению их в водоизолирующую массу. Для ограничения водопритокков в скважины по крупным каналам и трещинам применяется ряд составов на основе мономеров акриламида и комплексообразующих полимеров, создающих в пластовых условиях сплошную массу с трехмерной пространственной структурой. Для ограничения движения вод в обширных промытых

водой зонах пласта предложена полимердисперсная система на основе низкоконцентрированных растворов ПАА и глинистой суспензии, применение которой наиболее эффективно на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Обобщением результатов исследований, проведенных по изучению взаимодействия ПАА с дисперсной фазой пород [46, 65–67, 199], показано, что наряду с полимером на процесс флокуляции существенное влияние оказывают физико-химические свойства самой суспензии, в частности, содержание твердой фазы, степень дисперсности, минерализации воды, температура среды. При этом каждой марке глины соответствует своя оптимальная концентрация полимера, обеспечивающая максимальную скорость оседания. Особенность и характер образования коагуляционно-тиксотропных структур в водных растворах глинистых минералов зависят от кристаллического строения последних. Результаты анализа водных вытяжек пород нефтяных коллекторов и ионного состава вод показывают, что они отличаются, главным образом, по количественному содержанию главных компонентов в породообразующих минералах и водах (см. табл. 3.10). Исследования по изучению закономерностей взаимодействия главных компонентов пластовых жидкостей и пород проводились с разными водоизолирующими материалами. Методикой исследования закономерностей такого взаимодействия поэтапно предусматривается решение следующих задач:

- изучение влияния минерализации и компонентного состава пластовых вод на образование водоизолирующей массы;

- установление кинетики процесса взаимодействия реагентов с пластовыми жидкостями;

- изучение влияния взаимодействия водоизолирующих материалов на фильтрационные характеристики пород продуктивного пласта;

- выбор водоизолирующих материалов для управления подвижностью пластовых жидкостей в обводненных коллекторах;

- обоснование технологических параметров применения химреагентов в зависимости от свойств пород и пластовых жидкостей.

Для изучения возможных вариантов химических реакций анализируются составы пластовых вод и горных пород (см. табл. 3.10). Затем составляется карта взаимодействия реагента с компонентами пластовой воды (табл. 4.1) и оценивается хими-

Таблица 4.1

Карта взаимодействия реагентов на основе акриловых кислот
компонентами пластовой воды

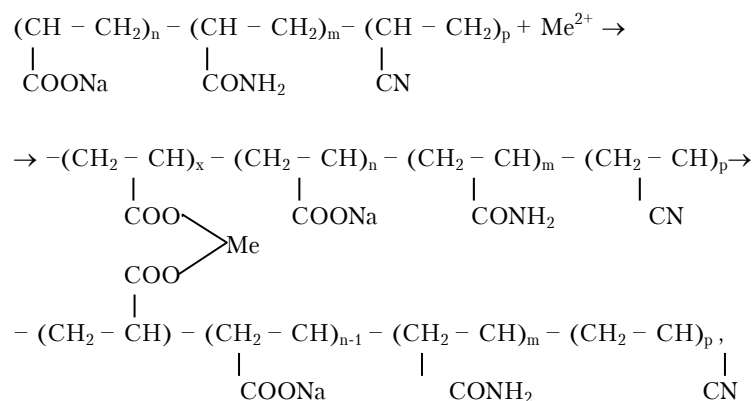
с

Ионы пласто-вых вод	Гипан	Полиакриламид		Флоку- лянт "Комета"	Тамп- акрил	Амиф- лок	Метас	Сополимер МАК-ДЭА
		негидро- лизован- ный	гидро- лизован- ный					
Cl ⁻	—	—	—	—	—	—	—	—
SO ₄ ²⁻	—	—	—	—	—	—	—	—
HCO ₃ ⁻	—	—	—	—	—	—	—	—
Ca ²⁺	+	—	+	+	+	—	+	+
Mg ²⁺	+	—	+	+	+	—	+	+
Na ⁺ + K ⁺	—	—	—	—	—	—	—	+
I ⁻	—	—	—	—	—	—	—	—
Br ⁻	—	—	—	—	—	—	—	—
NH ₄ ⁺	—	—	—	—	—	—	—	—
Fe ²⁺	+	—	+	+	+	—	+	+
Ba ²⁺	+	—	+	+	+	—	+	+
Sr ²⁺	+	—	+	+	+	—	+	+
B ³⁺	—	—	—	—	—	—	—	—
Li ⁺	—	—	—	—	—	—	—	—
F ⁻	—	—	—	—	—	—	—	—
Sr ⁴⁺	+	—	+	+	+	—	+	+
CO ₃ ²⁻	—	—	—	—	—	—	—	—
Fe ³⁺	+	—	+	+	+	—	+	+
S ²⁻	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание: знак "+" – взаимодействие происходит; знак "—" – взаимодействие отсутствует.

ческая активность компонентов системы. При этом из анализа исключаются те компоненты, которые не вступают в реакцию с исследуемым реагентом или не оказывают при реагировании существенного влияния на пластовые процессы образования водоизолирующих составов из-за их незначительного содержания, хотя они и вносят определенный вклад в ионную силу раствора. В хлоркальциевых водах девонского горизонта (см. табл. 4.1) относительно анионных сополимеров такими ионами являются Fe²⁺, Ba²⁺, Sr²⁺, Fe³⁺, содержание которых не превышает 180 – 250 мг/л.

После определения значимых для данной системы компонентов составляются уравнения реакций. Относительно гидролизованного полиакрилонитрила (гипана) такими компонентами в девонских водах являются ионы поливалентных металлов Ca²⁺, Mg²⁺. Образование водоизолирующей массы в общем виде можно представить схемой [85]



где Me – ион двухвалентных металлов.

Следующий этап исследований кинетики процессов взаимодействия включает изучение физико-химических процессов превращения технологических жидкостей в водоизолирующую массу.

Закономерности взаимодействия водоизолирующих химреагентов с пористой средой, насыщенной пластовыми жидкостями (нефтью и водой), и влияние их на фильтрационные характеристики можно изучать на насыпных моделях пласта или естественных кернах.

Согласно принятой модели воздействия на нефтеводонасыщенный пласт водоизолирующими химреагентами влияние процесса взаимодействия технологической жидкости на пласт оценивается по изменению фильтрационного сопротивления обводненных зон. При использовании отверждающихся материалов типа тампонажного цемента или смол ТСД-9 результат их взаимодействия с пористой средой оценивается по степени проницаемости (закупоривания)

$$q = [(K_1 - K_2)/K_1] 100 \% = \Delta K/K_1 100 \%, \quad (4.1)$$

где K_1 и K_2 – коэффициент проницаемости пласта соответственно до и после его обработки.

Как известно, влияние свойств фильтрующихся жидкостей, в том числе полимерных растворов, на фильтрационную характеристику пород оценивается по изменению подвижности жидкости в пористой среде, обратная величина которой выражает фильтрационное сопротивление пласта [160, 207]. Для одномерной фильтрации в линейных моделях пласта подвижность фильтрующихся жидкостей определяется из формулы Дарси

$$k/\mu = Q\Delta P/(FL) \quad (4.2)$$

или

$$k/\mu = q/\text{grad } P, \quad (4.3)$$

где q – удельный расход жидкости, $\text{м}^3/(\text{с}\cdot\text{м}^2)$.

После вытеснения из пласта технологической жидкости эффект взаимодействия ее с коллектором можно характеризовать по остаточному фактору сопротивления $R_{\text{ост}}$, представляющему собой отношение подвижности фильтрующейся жидкости до и после промывки реагентом через пористую среду [157]

$$R_{\text{ост}} = (k/\mu)_1/(k/\mu)_2, \quad (4.4)$$

где $(k/\mu)_1$ и $(k/\mu)_2$ – подвижность жидкости соответственно до и после промывки реагентом.

Величина $R_{\text{ост}}$ зависит от множества факторов, таких как молекулярная масса полимера, степень гидролиза, концентрация полимера в растворе, минерализация воды, скорость фильтрации жидкости и проницаемость пористой среды и др.

По результатам проведенных исследований по определению минерализации пластовых и закачиваемых вод, физико-химических процессов взаимодействия и изменений фильтрационных характеристик пород производится выбор химреагента. Наиболее оптимальными являются химреагенты или их композиции, позволяющие наряду с избирательным воздействием на обводненную зону пласта использовать компоненты продуктивного пласта в качестве водоизолирующего материала.

Обоснование технологических параметров выбранного реагента осуществляется по влиянию его на подвижность жидкостей, кинетике процесса взаимодействия.

4.2. ИССЛЕДОВАНИЕ КИНЕТИКИ ИОНООБМЕННОГО ПРОЦЕССА СИСТЕМЫ ПОЛИМЕР – ЭЛЕКТРОЛИТ

Для оптимального практического применения выявленных закономерностей [5, 52, 58, 59, 165] образования водоизолирующей массы ионогенными полимерами необходимо изучение кинетики ионообменного процесса в системе ионогенный полимер – минерализованная пластовая вода.

Экспериментальные исследования проводились с сополимерами акриловых кислот, варианты возможных реакций которых с пластом приводились в (4.1). Они содержат различные химически активные группы, чем обеспечивается многофункциональность их как водоизолирующего химпродукта, в частности, ионогенные полимеры – соединения, способные образовывать макроионы в полимерной цепи.

Электростатическое взаимодействие заряженных групп цепи друг с другом приводит к существенному изменению конформации макромолекул в растворах от свернутых в клубок до линейных при увеличении заряда макроиона [136]. При взаимодействии ионогенных полимеров с электролитами в широком диапазоне изменяются физико-химические свойства, в том числе фазовое состояние от жидкого до твердого, что позволяет использовать их для ограничения движения вод в нефтеводонасыщенных пластах.

Пластовые воды нефтяных месторождений представляют собой сложные растворы различных солей, т.е. электролит, который определяет характер взаимодействия закачанного реагента с пластом. Вопрос осаждения ионогенных полимеров под действием электролитов не имеет однозначного объяснения [26, 83]. Гипотеза коагуляционного осаждения основана на изменении заряда в двойном электрическом слое макромолекул полиэлектролитов, но в этом процессе не учитывается химическое взаимодействие по ионообменному механизму. Наиболее полно изучены особенности взаимодействия полимеров с такими ионами, как Fe^{3+} , Ni^{2+} , Cu^{2+} , Zn^{2+} , Co^{2+} , Cr^{3+} , Cd^{3+} . Осаждение ими поликислот представляет сложный механизм с образованием комплексов, которые имеют преимущественно хелатное строение. Стабильность компонентов для исследованного ряда ионов увеличивается в следующем порядке: $\text{Ni}^{2+} < \text{Zn}^{2+} < \text{Cu}^{2+} < \text{Fe}^{3+}$. Гелеобразование в полном объеме происходит вследствие ассоциации электролитов с макромолекулами и последующего образования солевых связей между ними. Указанный процесс зависит от размера и заряда катиона. По способности к гелеобразованию Ca^{2+} , Sr^{2+} и Ba^{2+} располагаются в следующий ряд: $\text{Ca}^{2+} < \text{Sr}^{2+} < \text{Ba}^{2+}$ [9, 198, 226]. Установлено сильное влияние на гелеобразование степени нейтрализации полиэлектролита: процесс происходит при определенной концентрации добавленных электролитов. Установлено, что одновалентные ионы щелочных металлов ($\text{Na}^+ + \text{K}^+$) способствуют образованию осадков в поликислотах, однако связь их с полиионами значительно хуже по сравнению с поливалентными катионами – взаимодействие их происходит без химических реакций. Таким образом, отличие осаждающих свойств различных электролитов вызвано различными физико-химическими свойствами катионов: радиусом, валентностью и степенью гидратации. Анализ результатов экспериментальных исследований по изучению закономерностей взаимодействия пластовых вод с полимерами и сополимерами кислот акрилового ряда [52, 58, 59, 138, 165] позволяет установить некоторые особенности этого процесса. На образование водоизолирующей массы ионогенными полимерами влияют:

тип пластовой жидкости;

ионный состав пластовой воды;

природа полимера;
концентрация полимера и электролита в растворе.

При взаимодействии с катионами металлов вышеуказанные реагенты осаждаются или изменяют свое фазовое состояние, а в нефти они сохраняются в жидком состоянии. Критическая концентрация гелеобразования и состояние образующегося осадка гипана и сополимера МАК-ДЭА зависят от природы катионов и концентрации электролита (табл. 4.2). При одной и той же концентрации полимера для осаждения гипана двухвалентных ионов Ca^{2+} требуется меньше, чем для тампакрила и метаса (рис. 4.1). Для

Таблица 4.2

Характеристика осадка при взаимодействии гипана и МАК-ДЭА с электролитами 10%-ной концентрации

Электролит	Концентрация электролита, % (масс.)	Характер и состояние осадка	
		Гипана	МАК-ДЭА
CaCl_2	5–6	Частичное (10–30 %*)	Частичное (50 %*)
	9–10	Частичное (до 90 %)	Полное, волокнообразный
	12–30	Полное – эластичный осадок	Полное, высокоэластичный, пленка на поверхности
NaCl	40–50	Твердый хрупкий осадок	Твердый хрупкий осадок
	До 10	Осаждения нет	Помутнение раствора
	Свыше 20	Дисперсный осадок	Дисперсный осадок
FeCl_2	5	Осаждение с образованием дисперсного осадка	Осаждение с образованием дисперсного осадка
BaCl_2	1,0	Частичное (до 30 %)	Частичное (до 30 %)
KCl	До 10	Частичное (до 90 %)	Полное, волокнообразный
	До 10	Осаждения нет	Осаждения нет
	Свыше 20	Дисперсный осадок	Осаждение интенсивное
MgCl_2	1,0	Осаждения нет	Осаждения нет
	1,0–2,5	Частичное	Частичное
	5	Полное, волокнообразный	–
K_2MnO_4	0,5	Осаждения нет	
	5,0	Полное осаждение	
	10,0	Студнеобразный осадок	
	1,0	Осаждения нет	Осаждения нет
Нефть	Свыше 5	Образование эластичной массы	
	–	Вязкотекучая масса	Вязкотекучая масса

*Здесь и далее объемные проценты.

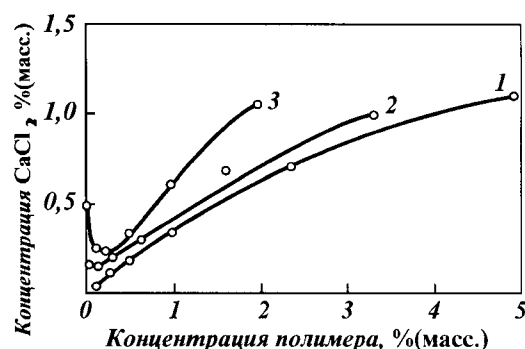


Рис. 4.1. Зависимость критической концентрации CaCl_2 от концентрации полимера в воде:

1 — для гипана; 2 — для тампакрила; 3 — для метана

осаждения последних при низких концентрациях необходим избыток электролита. Критическое соотношение CaCl_2 и полимера в области низких концентраций возрастает до нескольких десятков. С увеличением концентрации эта разность уменьшается и стабилизируется при концентрациях более 1 %.

Главными факторами, определяющими механизм образования водоизолирующей массы ионогенными полимерами и ее свойства, являются степень гидролиза (α^0) и концентрация ионогенных полимеров в растворе, от которых зависит фазовое состояние продукта взаимодействия. При низкой степени гидролиза, под который подразумевается, как отмечалось ранее, содержание карбоксильных групп (в мольных процентах) от общего количества функциональных групп в макромолекулярной цепи, они не вступают в ионный обмен с электролитами, растворы их не изменяют фазового состояния, хотя вязкостные характеристики при этом претерпевают определенные изменения. С увеличением α^0 до 40 – 50 % картина резко меняется: при контактировании с электролитами эти полимеры за короткий срок выпадают в осадок, что указывает на иной механизм взаимодействия по сравнению с низкогидролизованнами. Данное обстоятельство побудило к дальнейшему исследованию физико-химических свойств высокогидролизованных полимеров применительно к решению задач ограничения движения в пластах минерализованных вод, а частично гидролизованных ($\alpha^0 < 30$ %) — в слабоминерализованных и пресных водах.

В литературе не уделяется достаточно внимания вопросу взаимодействия низкомолекулярных электролитов с концентрированными растворами полимеров, процесс взаимодействия сополимеров акриловых кислот и пластовых вод слабо изучен. Процесс осаждения для подобных систем рассматривается как обычная реакция коагуляции [90, 103], хотя ряд особенностей этого процесса не подтверждают полную правомерность такого объяснения. Не изучены в

достаточной мере вопросы структурирования полимеров в пластовых условиях и процессы взаимодействия полимеров с коллектором, хотя современные представления об электролитах позволяют сделать определенный вывод о механизме этих реакций применительно к решению задач повышения охвата воздействием заводняемых коллекторов.

Первоначально экспериментальные исследования с концентрированными растворами полимеров со степенью гидролиза $\alpha^0 > 40\div 50\%$ основывались на представлениях об образовании осадка только при механическом перемешивании с электролитом [53, 103, 156, 216, 230], т.е. в результате конвективной диффузии. Однако результаты работ, проведенных во ВНИИнефть и Гипровостокнефть, показывают, что при движении полимерного раствора в пористой среде осадок образуется в основном на фронте движения и в незначительных количествах, что явно не подтверждается результатами промысловых экспериментов.

Механизм образования водоизолирующей массы полимерами в динамических и статических условиях, т.е. в условиях конвективной и молекулярной диффузии, рассматривается в работах [55, 58–60]. Ниже приводятся результаты экспериментальных исследований механизма образования водоизолирующей массы гидролизированным полиакрилонитрилом (гипаном).

Гипан – продукт щелочного гидролиза полиакрилонитрила при температуре 369 – 373 К – представляет собой линейный сополимер, содержащий 63 – 80 % акрилата натрия, 10 – 27 % акриламида и 1 – 10 % акрилонитрила с молекулярной массой $6 \cdot 10^4 - 1 \cdot 10^5$ [85], т.е. по своему химическому строению гипан композиционно неоднороден. Вследствие наличия ионогенных групп ($-\text{COONa}$, $-\text{CONH}_2$) он проявляет полиэлектролитные свойства. Наличие зарядов в макромолекулярной цепи делает его чрезвычайно неустойчивым к действию электролитов, при взаимодействии с которыми данный сополимер легко выделяется из раствора в виде осадка или эластичной массы. Согласно техническим условиям гипан выпускается промышленностью в виде водного раствора 10 – 18%-ной концентрации. С ростом температуры вязкость, поверхностное натяжение и плотность полимерного раствора снижаются (рис. 4.2). Статистическая обработка экспериментальных данных зависимости вязкости от температуры (кривая 1) позволяет представить уравнение регрессии в следующем виде:

$$\mu(T) = \mu_0 + \exp[-\phi_0 (T - T_0)], \quad 263 < T < 363, \quad (4.5)$$

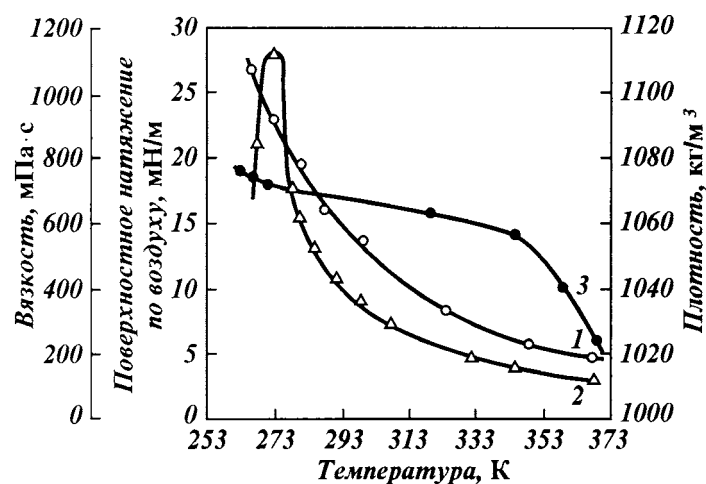


Рис. 4.2. Зависимости физических характеристик гипана от температуры:
1 – динамическая вязкость; 2 – плотность; 3 – поверхностное натяжение

а концентрационную зависимость этого параметра [52, 138]:

$$\mu(c) = \mu_v + \mu_y c^\phi, \quad 1 < c < 18, \quad (4.6)$$

где μ_v и μ_0 – вязкости растворителя (воды) и гипана при 293 К; μ_y – удельный прирост вязкости на единицу концентрации полимера в растворе; ϕ и ϕ_0 – показатели, характеризующие влияние концентрации и температуры на вязкостные свойства полимера; T_0 и T – исходная и текущая температуры раствора; c – массовая концентрация полимера.

Визуальные исследования показали, что свойства осаждаемого гипана зависят не только от концентрации электролита (см. табл. 4.2), но и от содержания полимера в растворе и температуре среды. Гипан из низкоконцентрированного раствора (1 – 1,5 %) осаждается в виде хлопьевидного осадка. Высококонцентрированный раствор ($c > 6$ %) при тех же условиях перемешивания превращается в эластичную массу с жидкой фазой внутри. Образование плотного структурированного слоя полимера на поверхности раздела взаимодействующей системы замедляет процесс и предотвращает загущение раствора в полном объеме, что является одним из важных факторов, способствующих сохранению жидкого состояния гипана при закачивании в пласты с минерализованной водой.

Полимерная масса, высаженная при механическом перемешивании, при дальнейшем хранении в электролите переходит из эластичного в твердое состояние [52, 55, 138]. При этом прочность осаждаемой массы нарастает во времени при некотором уменьшении объема образца

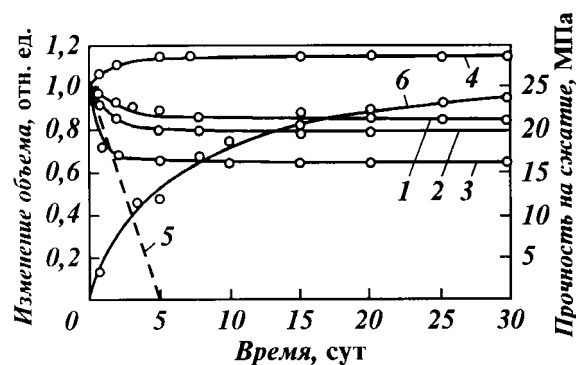


Рис. 4.3. Изменение прочности и объема высаженного гипана в различных средах во времени:

1 – в пластовой воде горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения; 2 и 3 – в 15 и 30%-ном растворах CaCl₂; 4 – в нефти; 5 – в водопроводной воде или 10%-ном растворе NaOH; 6 – прочность на сжатие

вследствие усадки (рис. 4.3). Характер изменения кривых 1 – 3 и 5 показывает, что 80 – 85 % всех изменений происходит за первые 2 – 3 сут. Рост прочности образцов после указанного времени свидетельствует о продолжении процесса взаимодействия в системе и после прекращения механического воздействия. Анализ состава электролитов показал, что указанные изменения сопровождаются поглощением ионов полимерным раствором. Диффузионный характер процесса подтверждается и в работах [220].

В пресной воде или щелочной среде (10%-ный раствор NaOH) образцы разрушились, переходя через высоковязкое состояние в мелкодисперсный осадок. В нефти отвержденный гипан набухает (кривая 4 на рис. 4.3), поверхность становится рыхлой и непрочной, что способствует избирательности действия его относительно нефтенасыщенных пород.

Увеличение концентрации электролита (CaCl₂) до 40 – 45 % при температуре 293 К приводит при механическом перемешивании к резкому ускорению процесса взаимодействия – за короткое время гипан выпадает в осадок в виде хрупкой соли. Аналогичных изменений можно достичь при более низких концентрациях электролита, но при более высоких температурах (353 – 363 К) – 10%-ный раствор гипана при смешении с 15%-ным раствором CaCl₂ превращается в хрупкую массу. Идентичность состояния образующейся массы при разных условиях дает основание предположить ускорение процесса высаживания полимера под действием высоких градиентов концентрации катионов и температуры. В отличие от первого случая, во втором причиной

ускоренного превращения может быть разрыхление структуры и повышение кинетической энергии частиц. Как показано в работах [205, 211], диффузия веществ в жидкости – относительно медленный процесс, включающий стадии массопереноса, массопередачу и химическую стадию. Еще медленнее процесс идет в пористом твердом теле. Последнее обусловлено удлинением пути диффузии, что проявляется в обратной пропорциональности скорости диффузии $\sqrt{t}$?. Эта закономерность – характерный признак внутренней диффузии. Существенно, что при диффузии в полубесконечное тело указанная закономерность справедлива для любого времени [211]. Изучение диффузии в любой системе сводится к анализу влияния на коэффициенты диффузии температуры, давления и состава. Из них наиболее важным являются концентрационные зависимости, включающие информацию связанную со структурой и фазовым состоянием компонентов [205]. Методика проведения экспериментов по изучению кинетики взаимодействия в системе пластовая вода – полимерный раствор состояла в следующем. В пробирку (рис. 4.4) последовательно наливается 35 см³ минерализованной пластовой воды (состав приведен в табл. 4.3), 10 см³ 10%-ного раствора полимера так, чтобы не разрушить пленку, образующуюся в момент соприкосновения реагентов. Поверхность раздела взаимодействия жидкостей фиксируется указателем уровня, сосуд плотно закрывается и отмечается время начала процесса. При отборе проб пластовая вода сливается из пробирки через отверстия, предварительно залитые парафином. Опыты проводились при температуре (295±2) К с использованием гипана, сополимера МАК-ДЭА и тампакрила.

Пробы анализируются на содержание ионов Cl⁻ (потенциометрическим титрованием AgNO₃), Ca²⁺, Na⁺, K⁺ (методом пламенной фотометрии) и Mg²⁺ (атомно-адсорбционной спектрометрией).

Проведенные эксперименты в свободном объеме можно отнести к первому этапу. На втором этапе изучалось взаимодействие ионогенных полимеров с электролитом в пористой среде. Модель пласта представляет однородную пористую среду из песка, насыщенного 10%-ным раствором полимеров. В пробирки помещают до 20,2 г (≈10 см³) пасты, доливают сверху по 25 см³ пластовой воды и закрывают пробкой. Через определенные промежутки времени отбирают пробы воды и анализируют на содержание ионов (табл. 4.4). При реакции катионов металлов типа Ca²⁺ по схеме [85]

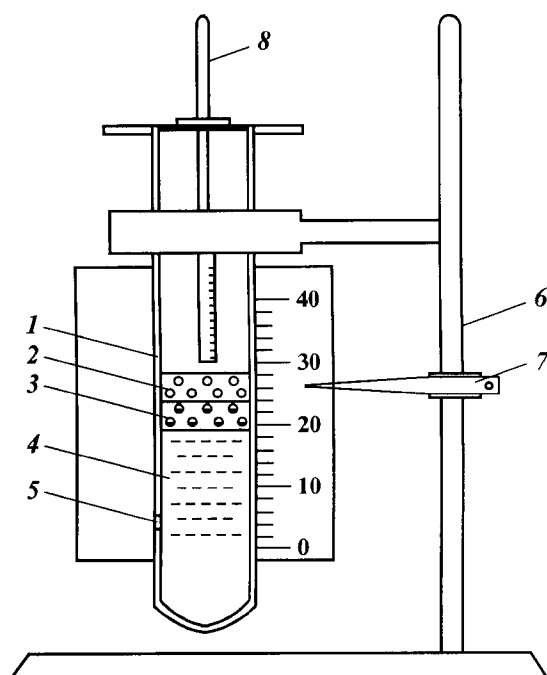


Рис. 4.4. Установка для исследования взаимодействия ионогенных полимеров с электролитом:

1 – пробирка; 2 – раствор полимера; 3 – структурированная масса; 4 – электролит; 5 – отверстие для слива; 6 – штатив; 7 – указатель уровня; 8 – контрольный щуп

Таблица 4.3

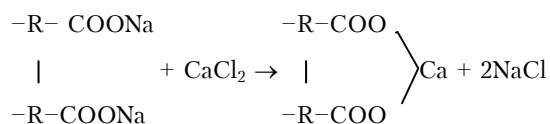
Изменение содержания ионов пластовой воды Ромашкинского месторождения при взаимодействии с полимерными растворами (мг-экв/л)

Ионы электро- лита	Время отбора, сут							
	0,0	0,3	1,2	2,2	4,0	7,3	14,2	∞
<i>Гипан</i>								
Cl^-	4723,1	4284,7	4025,0	3913,5	3815,8	3744,4	3697,7	3673,5
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	3200,2	3037,9	2941,8	2900,5	2864,4	2837,9	2820,7	2811,7
Ca^{2+}	1100,4	893,0	778,2	726,7	681,6	648,6	627,1	615,9
Mg^{2+}	383,2	313,1	271,5	253,7	238,1	226,6	219,2	215,3
<i>Тампакрил</i>								
Cl^-	4723,1	4296,0	4042,6	3933,9	3838,7	3769,1	3723,6	3700,0
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	3200,2	3067,5	2988,6	2955,0	2925,5	2903,9	2889,7	2882,4
Ca^{2+}	1172,4	944,0	808,6	750,4	699,6	664,43	638,0	625,4
Mg^{2+}	415,0	321,2	234,4	268,6	254,6	233,0	233,0	234,6

Таблица 4.4

Изменение содержания ионов в пластовой воде
Ромашкинского месторождения в процессе взаимодействия
с полимерно-песчаной смесью (ППС) (мг-экв/л)

Ионы электро- лита	Время отбора, сут								
	0,0	0,2	0,5	1,0	3,0	5,0	10,0	16,0	∞
<i>ППС с гитаном</i>									
Cl^-	4723,1	4538,5	4463,6	4399,4	4301,7	4265,8	4232,8	4220,5	4211,1
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	3237,0	3131,9	3104,1	3070,4	3044,2	3030,9	3018,7	3014,2	3010,9
Ca^{2+}	1100,4	1012,5	976,9	946,4	899,8	882,7	867,0	861,2	856,9
Mg^{2+}	383,2	357,4	346,9	337,9	324,1	319,1	314,4	312,7	311,5
<i>ППС с тампакрилом</i>									
Cl^-	4723,1	4594,0	4541,6	4496,7	4428,3	4403,2	4380,1	4371,5	4365,2
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	3237,0	3128,9	3099,9	3075,2	3037,4	3023,5	3010,8	3006,0	3002,6
Ca^{2+}	1100,4	1061,2	1045,4	1031,8	1011,0	1003,4	996,4	993,8	991,9
Mg^{2+}	383,2	365,7	358,6	352,5	343,2	339,8	336,7	335,5	334,6
<i>ППС с сополимером МАК-ДЭА</i>									
Cl^-	4723,1	4568,9	4506,3	4452,8	4371,1	4341,6	4313,6	4303,3	4295,9
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	3237,0	3085,7	3053,3	3017,1	2961,7	2941,5	2922,8	2915,8	2910,8
Ca^{2+}	1100,4	1053,5	1034,4	1018,2	993,3	984,2	975,8	972,7	970,4
Mg^{2+}	383,2	366,7	360,0	354,3	345,6	342,4	339,4	338,3	337,5



наряду с катионами в пластовой воде снижается содержание анионов Cl^- . Это можно объяснить выравниванием концентраций в обеих фазах под действием градиента химического потенциала. Для оценки процесса диффузии выполнены следующие исследования.

1. По результатам анализов устанавливалась зависимость концентрации ионов c_τ от времени τ , т.е. кинетика диффузии ионов из электролита в полимерный раствор:

$$c_\tau = (c_0 - c_\infty)e^{a\sqrt{\tau}} + c_\infty, \quad (4.7)$$

где c_0 – начальная концентрация ионов в пластовой воде; c_∞ – конечная концентрация ионов в пластовой воде после достижения равновесия; a – постоянная, зависящая от типов ионов и полимера.

Уравнение (4.7) удовлетворяет по построению начальному и конечному условиям (рис. 4.5) и не зависит от диаметра трубок.

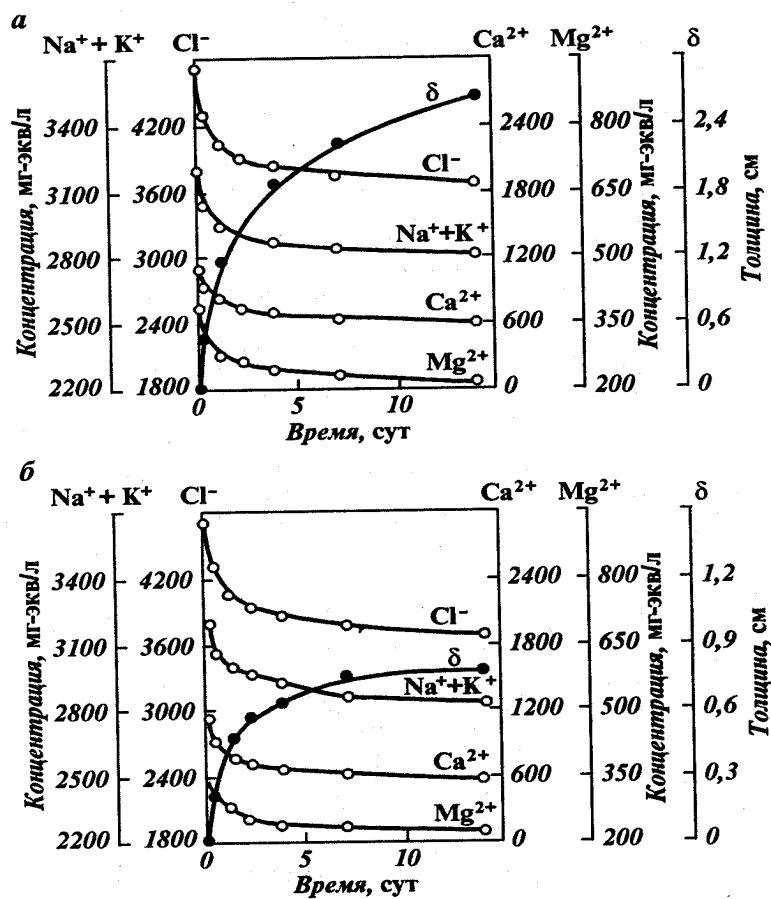


Рис. 4.5. Кинетика изменения концентрации ионов пластовой воды пласта Д₁ Ромашкинского месторождения при взаимодействии с полимерами в пористой среде

Параметр a определяется из условия наилучшего соответствия уравнения (4.7) экспериментальным данным (см. табл. 4.3 и 4.4). Используя метод наименьших квадратов для обработки экспериментальных данных получено следующее нелинейное уравнение для нахождения параметра a :

$$\sum_{i=1}^N \left[(c_i - c_{\infty}) e^{-a\sqrt{\tau_i}} - (c - c_{\infty}) e^{-2a\sqrt{\tau_i}} \right] \sqrt{\tau_i} = 0, \quad (4.8)$$

где c_i – экспериментальные значения концентрации в i -й момент времени τ_i , $i = 1, 2, 3 \div N$.

Численное решение с использованием ЭВМ дает практически во всех случаях значение a , мало отличающееся от единицы (табл. 4.5, 4.6).

Следует отметить, что несовпадение в значениях концентраций, определенных экспериментально и по уравнению (4.7), не превосходит 0,05 % в свободном объеме и 0,4 % в пористой среде.

Анализ кривых зависимостей c_{τ} от времени показал, что концентрации всех ионов снижаются со временем (рис. 4.5 и 4.6). Так как условия для конвективной диффузии отсутствуют, перемещение ионов в полимерный раствор можно объяснить, в данном случае, действием градиента концентраций ионов. При этом диффузия ионов Cl^- , Na^+ , K^+ протекает без химических реакций, в то время как Ca^{2+} , Mg^{2+} вступают в реакцию с карбоксильными группами и образуют нерастворимую структурированную массу на поверхности раздела растворов, толщина которой со временем увеличивается.

Таблица 4.5

Результаты экспериментов, использованные для расчета коэффициента диффузии в свободном объеме

Ионы	a		α_0		H , см	
	Гипан	Тампакрил	Гипан	Тампакрил	Гипан	Тампакрил
Cl^-	1,000594	0,999997	3,5000	3,5000	3,527	3,527
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	1,000604	0,999988	3,5000	3,5000	3,527	3,527
Ca^{2+}	1,000057	0,999973	1,2712	1,1433	3,527	3,527
Mg^{2+}	1,000515	1,000093	1,2823	1,5786	3,527	3,527

Таблица 4.6

Результаты экспериментов, использованные для расчета коэффициента диффузии в пористой среде

Ионы	a			α_0			H , см		
	Гипан	Сополи- мер МАК- ДЭА	Тамп- акрил	Гипан	Сополи- мер МАК- ДЭА	Тамп- акрил	Гипан	Сополи- мер МАК- ДЭА	Тамп- акрил
Cl^-	1,0010	1,0011	1,0004	8,226	10,046	12,187	3,6	3,4	3,3
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	1,3982	1,3929	1,3830	8,226	10,046	12,187	3,6	3,4	3,3
Ca^{2+}	1,0011	1,0009	1,0010	3,506	7,465	9,141	3,6	3,4	3,3
Mg^{2+}	0,9947	1,0012	1,0007	4,342	7,392	6,891	3,6	3,4	3,3

2. Больше значение для управления технологическими процессами имеет ионный обмен, интенсивность которого можно описать известным законом диффузии (первый закон Фика)

$$\bar{j} = -D \operatorname{grad} c, \quad (4.9)$$

где $\bar{j}$ – единичный поток ионов; D – коэффициент диффузии; c – концентрация ионов.

При известном $\operatorname{grad} c$ интенсивность взаимодействия определяется коэффициентом диффузии, величина которого зависит от подвижности иона в полимерном растворе и проводимости последнего по отношению к этому иону. Однако в наших экспериментах невозможно измерить $\operatorname{grad} c$, следовательно, нельзя вычислить коэффициент диффузии непосредственно из формулы (4.9). Для приближенного вычисления коэффициента диффузии поступают следующим образом.

Определяют общее количество ионов M_τ в полимерном растворе к моменту времени τ :

$$\sum_{i=1}^N [c_i - c_\infty] e^{-a\sqrt{\tau_i}} - (c - c_\infty) e^{-2a\sqrt{\tau_i}} \sqrt{\tau_i} = 0 \quad (4.10)$$

где V_{nb} – объем пластовой воды, из которого ионы диффундируют в полимерный раствор.

Результирующая функция $M_\tau = f(\tau)$ может быть представлена в виде безразмерной функции F – степени завершенности процесса или степени достижения равновесия [104]:

$$F = \frac{M_\tau - M_0}{M_\infty - M_0} = \frac{C_0 - C_\tau}{C_0 - C_\infty}, \quad (4.11)$$

где M_0 и M_∞ – соответственно начальное и конечное количество ионов в полимерном растворе (в равновесном состоянии).

Подставляя значения c из уравнения (4.7) в уравнение (4.11), получаем

$$F = 1 - e^{a\sqrt{\tau}}. \quad (4.12)$$

Следует отметить, что рассматриваемая задача диффузии в цилиндр с непроницаемыми торцом и боковой поверхностью эквивалентна задаче, описанной в [104]. Решение уравнения диффузии для этой задачи имеет вид [104]

$$F = 1 - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2a_0(1+a_0)}{1+a_0+a_0^2x_n^2} e^{-x_n^2F_0}, \quad (4.13)$$

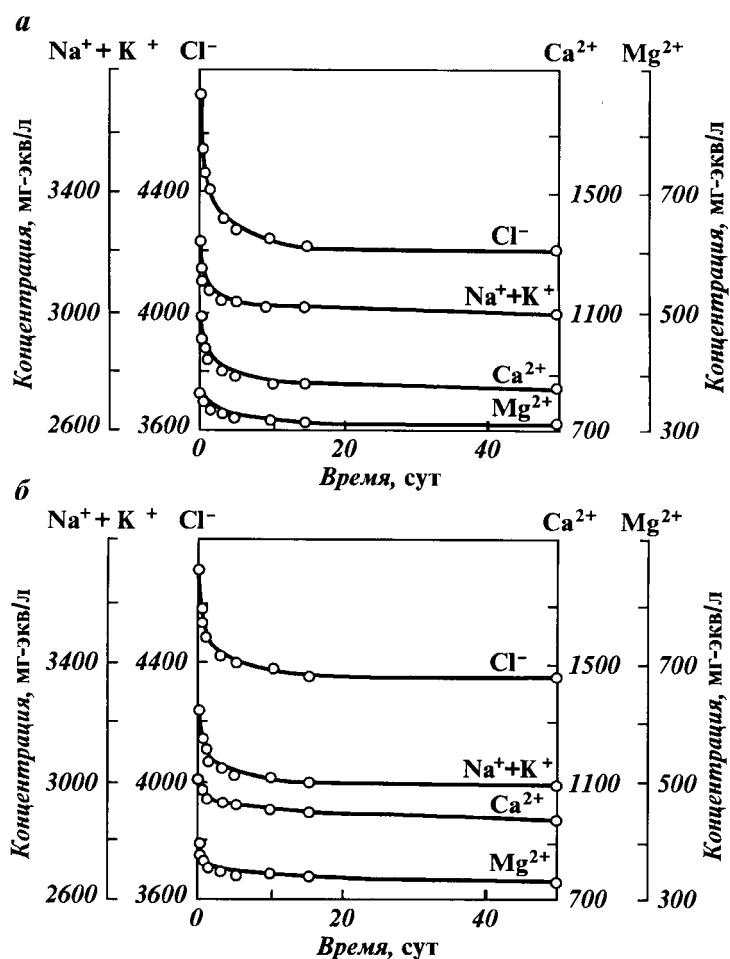
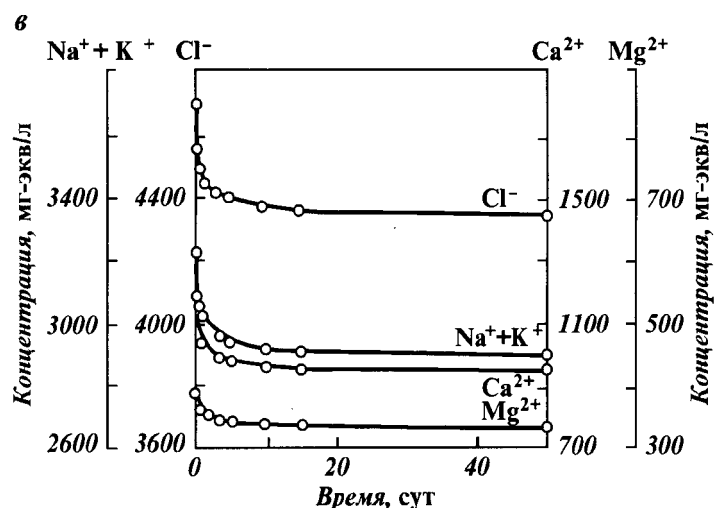


Рис. 4.6. Кинетика изменения концентрации ионов в пластовой воде пласта Д1 Ромашкинского месторождения при взаимодействии с полимерами в пористой среде в статических условиях

где F_0 – безразмерный критерий Фурье, равный $D\tau/H^2$; x_n – положительные ненулевые корни уравнения; H – высота слоя, см.

$$\operatorname{tg} x + \alpha_0 x = 0, \quad (4.14)$$

где $\alpha_0 = V_p/(K_0 V_c)$; V_p – объем раствора, из которого происходит диффузия; K_0 – коэффициент Генри в уравнении адсорбции; V_c – объем сорбента.



Приравнивание функции (4.12), полученной путем математической обработки экспериментальных данных, и выражения (4.13), позволяет провести расчет коэффициентов диффузии [104]. Для этого в принципе можно использовать зависимость F от F_0 , протабулированную в работе [221]. Однако этот способ громоздок, поскольку для расчета одного значения коэффициента диффузии приходится трижды проводить интерполяцию. Коэффициенты диффузии определялись на ЭВМ путем решения следующего уравнения методом половинного деления:

$$\sum_{n=1}^k \frac{2a_0(1+a_0)}{1+a_0+a_0^2x_n^2} e^{-x_n^2 D \tau / H^2} = e^{-a\sqrt{\tau}} \quad (4.15)$$

для множества заданных значений τ . Число членов в ряду принято равным 10. Численные эксперименты показали, что значение коэффициентов диффузии совпадает с точностью до 10^{-7} , уже начиная с $k = 6$, что свидетельствует о достаточно быстрой сходимости ряда

$$\sum_{n=1}^{\infty} \frac{2a_0(1+a_0)}{1+a_0+a_0^2x_n^2} \cdot e^{-x_n^2 F_0} \quad (4.16)$$

Как отмечено в работе [104], обычно берут 4 – 5 членов ряда вида (4.16). Используемые при расчетах параметры приведены в табл. 4.5 и 4.6 соответственно для свободного объема и пористой среды.

При вычислении α_0 по уравнению (4.14) учтено, что для ионов Cl^- , Na^+ , K^+ величина $K_0 = 1$ ввиду выравнивания их концентраций в

равновесном состоянии в пластовой воде и полимерном растворе. Для расчета α_0 в оставшихся вариантах используется соотношение [104]

$$\frac{c_0 - c}{c_0} = \frac{1 - \bar{c}_0(1 + \alpha_0)}{1 + \alpha_0}, \quad (4.17)$$

где $\bar{c}_0$ – начальная концентрация диффундирующего вещества в фазе сорбента.

В гипане и других рассматриваемых полимерах для ионов Ca^{2+} , Mg^{2+} имеем $c_0 = 0$, тогда

$$\alpha_0 = \frac{c_\infty}{c_0 - c_\infty}. \quad (4.18)$$

Данные, приведенные в табл. 4.7, свидетельствуют, что в рассматриваемых системах значения D [221] не остаются постоянными в процессе взаимодействия, а уменьшаются с увеличением длительности процесса. За 30 сут это уменьшение составляет от 4,5 до 6,1 раза. Наиболее быстро коэффициенты убывают в первые 3 – 5 сут, что объясняется структурированием концентрированных растворов гипана и тампакрила. Визуальные наблюдения показали, что полимер при контактировании с электролитом не осаждается, а образует прочную массу с трехмерной пространственной структурой, создающей дополнительное препятствие на пути продвижения ионов.

Зависимость толщины структурированного слоя δ_τ от времени определяется по формуле

$$\delta_\tau = \delta_\infty (1 - e^{-b\sqrt{\tau}}), \quad (4.19)$$

где δ_τ и δ_∞ – текущее и предельное значение толщины слоя; b – неизвестный параметр, который определяется по данным экспериментов методом наименьших квадратов.

Коэффициент диффузии ионов в пористой среде меньше в 6,1 – 8,1 раза, чем в свободном объеме, что объясняется удлинением пути диффундирования вследствие извилистости каналов движения ионов электролита (табл. 4.8). В результате диффузионного проникновения ионов в пористую среду, насыщенную полимерами, вся масса полимерно-песчаной смеси со временем превращается в монолитную структурированную массу. Полученные результаты подтверждают выводы, приведенные в

Таблица 4.7

Изменение коэффициентов диффузии ($D(\tau) \cdot 10^{-5} \text{ см}^2/\text{с}$) при взаимодействии полимеров в свободном объеме

τ , сут	Гипан				Тампакрил			
	Cl^-	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}
0,2	5,077	5,077	3,024	3,045	5,072	5,072	2,796	3,493
0,5	4,248	4,248	2,711	2,728	4,244	4,244	2,531	3,076
1,0	3,496	3,495	2,371	2,384	2,493	3,493	2,234	2,663
2,0	2,737	2,737	1,954	1,963	2,735	2,735	1,857	2,145
3,0	2,232	2,232	1,701	1,709	2,331	2,331	1,624	1,855
5,0	1,882	1,882	1,401	1,406	1,881	1,881	1,342	1,517
7,0	1,625	1,625	1,221	1,226	1,624	1,624	1,172	1,319
10,0	1,385	1,385	1,050	1,054	1,384	1,384	1,009	1,131
13,0	1,229	1,229	0,936	0,940	1,228	1,228	1,901	1,007
30,0	0,831	0,831	0,641	0,643	0,830	0,831	0,618	0,687

Таблица 4.8

Изменение коэффициентов диффузии ($D(\tau) \cdot 10^{-5} \text{ см}^2/\text{с}$) при взаимодействии полимеров с пластовой водой в пористой среде

τ , сут	Гипан				Тампакрил				Сополимер МАК-ДЭА			
	Cl^-	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}
0,2	1,80	3,04	1,47	1,55	1,74	2,88	1,68	1,60	1,76	2,94	1,68	1,68
0,5	1,46	2,31	1,23	1,29	1,40	2,18	1,17	1,31	1,42	2,23	1,37	1,37
1,0	1,18	1,78	1,01	1,05	1,12	1,68	1,09	1,05	1,14	1,72	1,10	1,10
2,0	0,91	1,34	0,78	0,82	0,86	1,25	0,84	0,81	0,88	1,29	0,85	0,85
3,0	0,77	1,12	0,67	0,70	0,73	1,05	0,71	0,69	0,74	1,08	0,72	0,72
5,0	0,62	0,89	0,54	0,56	0,58	0,83	0,57	0,55	0,59	0,85	0,58	0,58
7,0	0,53	0,76	0,47	0,48	0,50	0,71	0,49	0,48	0,51	0,73	0,50	0,50
10,0	0,45	0,64	0,40	0,41	0,43	0,60	0,42	0,41	0,43	0,62	0,42	0,42
13,0	0,40	0,57	0,35	0,37	0,38	0,53	0,37	0,36	0,38	0,55	0,37	0,37
30,0	0,27	0,38	0,24	0,25	0,25	0,36	0,25	0,24	0,26	0,36	0,25	0,25

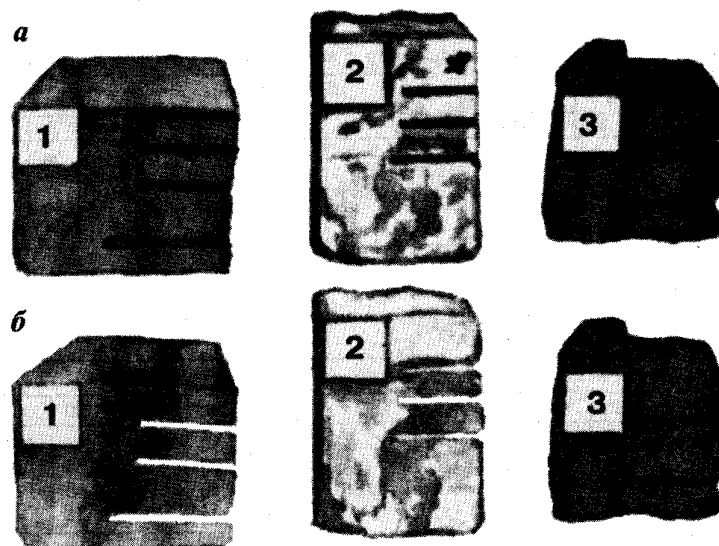


Рис. 4.7. Образцы структурированной массы гипана в щелях образцов пород пласта Д₁ Ромашкинского месторождения:

а – образцы до обработки гипаном; *б* – образцы после обработки гипаном и выдерживания в электролите; 1 и 2 – керны в растворе CaCl_2 и в пластовой воде; 3 – образцы, находящиеся в нефти

работах [106, 169]. Полимеры, молекулы которых характеризуются наличием связей вида $-\text{C}-\text{C}-\text{C}-$, например ионогенные полимеры акрилового ряда, имеют благодаря повышенной гибкости высокую проницаемость.

Введение в цепь поливалентных катионов снижает гибкость цепной молекулы и, следовательно, проницаемость. Как следует из результатов экспериментальных исследований, образование полимером водоизолирующей массы может происходить в пористой среде, где нет условий для конвективной диффузии. Для изучения механизма образования водоизолирующей массы в крупных порах и трещинах проведены эксперименты с естественными кернами продуктивных пластов Ромашкинского месторождения (табл. 4.9). Щели с раскрытием до 2 мм и менее, перерезанные на кернах, заполнялись полимерным раствором высокой концентрации, после чего образцы хранились в пластовых жидкостях (рис. 4.7). По изменению фазового состояния полимерного раствора и сцепления с кернами на основании визуальных исследований оценивался характер взаимодействия реагента с породой.

Через трое суток хранения образцов в пластовой воде горизонта D_1 весь объем трещин оказался заполненным структурированной массой, имеющей прочное сцепление с поверхностью пород во всех направлениях. Вследствие усадки при взаимодействии с электролитами образующаяся масса имеет пустоты, по которым может фильтроваться жидкость, а в нефтяной среде (образец № 3) полимер остается в жидком состоянии и вытекает [58]. В аналогичных экспериментах с глинистыми породами гипаном заполнялись трещины размером не более 0,1 – 0,2 мм, образовавшиеся при разбуривании кернов. После выдержки в пластовой воде образцы представляли собой монолитную массу, что указывало на диффузионное проникновение ионов электролита в микротрещины, заполненные полимером. Данное свойство ионогенных полимеров в присутствии электролитов было использовано для создания способа склеивания материалов в скважинах при отключении обводненных пластов [12].

Для выявления зависимости коэффициентов диффузии D_t от степени минерализации пластовой воды и концентрации полимера проведена серия опытов в свободном объеме по изучению кинетики ионообменного процесса в системе полимер – электролит при различных концентрациях гипана и CaCl_2 (табл. 4.10).

Опыты проводились и обрабатывались по описанной выше методике, часть результатов для Ca^{2+} приводится в табл. 4.11 и на рис. 4.8.

Таблица 4.9

Данные наблюдений о породах и средах хранения образцов с гипаном

№ образца	№ скважины	Наименование нефтеносной площади	Интервал глубин отбора керна, м	Среда хранения
1	11719	Сармановская	1683,8–1685,6	30%-ный раствор CaCl_2
2	15141	Зай-Каратайская	1781,0–1787,0	Пластовая вода горизонта D_1
3	6536	Ю-Ромашкинская	1788,0–1790,0	Нефть горизонта D_1
4	10340	Куакбанская	842,0–847,0	Пластовая вода горизонта C_1
5а	9398	Ю-Ромашкинская	1772,4–1774,3	Пластовая вода горизонта D_1
5б	9398	Ю-Ромашкинская	1775,5–1777,3	Пластовая вода горизонта D_1
6	15093	Федотовская	642,7–649,7	Пластовая вода горизонта C_1
7	10700	Холмовская	1729,0–1735,0	Пластовая вода горизонта D_1

Таблица 4.10

Взаимодействующие системы полимер – электролит

Показатели	Шифр системы											
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Концентрация электролита, %	5	5	5	10	10	10	15	15	15	20	20	20
Концентрация гипана, %	10	15	20	10	15	20	10	15	20	20	15	20

Таблица 4.11

Изменение коэффициента диффузии ионов Ca^{2+} , $D \cdot 10^{-6} \text{ см}^2/\text{с}$, в зависимости от концентрации электролита

Шифр системы	Время взаимодействия, сут									
	0,2	0,5	1,0	2,0	3,0	5,0	7,0	10,0	13,0	30,0
V ₁	1,43	1,41	1,38	1,32	1,27	1,18	1,10	1,01	0,93	0,69
V ₂	0,87	0,84	0,82	0,78	0,75	0,70	0,66	0,61	0,58	0,44
V ₃	0,60	0,58	0,55	0,51	0,48	0,44	0,40	0,36	0,33	0,29
V ₄	0,42	0,41	0,40	0,39	0,38	0,36	0,34	0,33	0,31	0,25

Анализ приведенных данных позволяет заключить, что увеличение концентрации полимера и электролита выше определенного предела приводит к резкому снижению скорости диффузии. Таким критерием для гипана, как видно из рис. 4.8, *в* и *г*, является концентрация полимера в растворе 10 – 15 % масс., а для CaCl_2 – 50 – 100 кг/м³ (рис. 4.8, *а* и *б*). Эти пределы приняты за оптимальные в технологических процессах с гипаном [52].

Экспериментальные исследования взаимодействия ионогенных полимеров со степенью гидролиза более 40 – 50 % с электролитами показали, что процесс этот основывается на ионном обмене и происходит в статических условиях. Диффузия ионов минерализованной воды в концентрированные растворы приводит к образованию полимерминеральной массы с трехмерной пространственной структурой как в свободном объеме, так и в пористой среде.

Вследствие недооценки влияния ионообменного процесса в пластовых условиях на образование водоизолирующей массы некоторые исследователи пришли к выводу о бесперспективности развития данного направления исследований [156, 173]. Выявленный механизм образования водоизолирующей массы

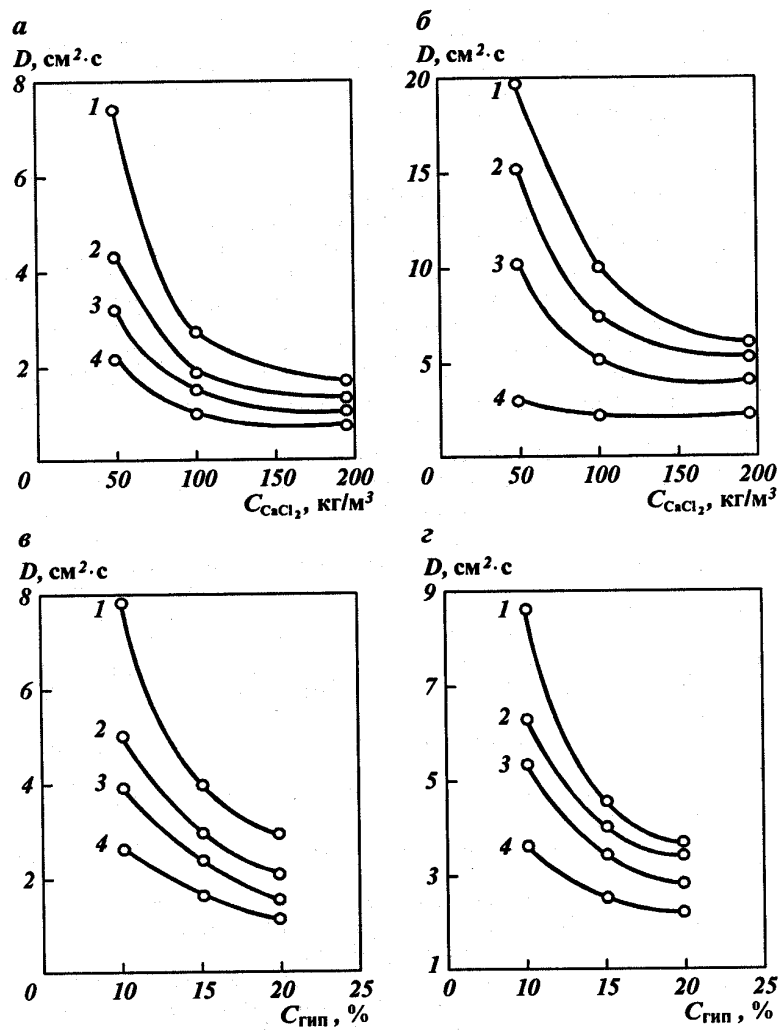


Рис. 4.8. Зависимости коэффициента диффузии и концентрации электролита и гипана:
 а и б – в 10%-ном растворе гипана соответственно ионов Ca^{2+} и Cl^- ; в и г – в 15%-ном растворе гипана соответственно ионов Ca^{2+} и Cl^- ; 1, 2, 3 и 4 – соответственно через 0,2; 2; 10 и 30 сут

позволяет изменить отношение к применению их в технологических процессах и разработать высокоэффективные способы ограничения водопритоков в добывающие скважины.

В карбонатных отложениях гипан не образует прочную структурированную массу вследствие недостаточного содержания ионов Ca^{2+} .

Для слабоминерализованных и карбонатных пород разработан новый способ ограничения движения вод в пластах с применением сополимера метакриловой кислоты с диэтиламмониевой солью (МАК-ДЭА) [19]. Как и гипан, этот сополимер взаимодействует с электролитами в динамических и статических условиях, под действием ионов поливалентных металлов он превращается в структурированную массу. Результаты детальных исследований физико-химических и технологических свойств МАК-ДЭА изложены в работах [27, 52, 58, 60, 95, 162]. Выделим следующие основные особенности свойств этого сополимера:

МАК-ДЭА хорошо растворяется в воде;

сополимер обладает полиэлектролитными свойствами благодаря наличию в молекулярной цепи ионогенных групп, степень гидролиза достигает 50 – 60 %.

Вискозиметрическими исследованиями установлены следующие зависимости свойств сополимера МАК-ДЭА от концентрации в растворе и температурных условий:

при массовой концентрации, равной 0,45 г/л, в растворе наблюдается образование ассоциатов, имеющих флуктуационный характер, а при массовой концентрации более 5 % – молекулы сополимера объединены в ассоциаты;

с повышением температуры вязкость раствора понижается (рис. 4.9);

растворы высоких концентраций (выше 5 %) имеют ярко выраженный псевдопластический характер;

наименьшая эффективная вязкость 5%-ного раствора при 278 К составляет 22 мПа·с;

сополимер обладает поверхностно-активными свойствами на границе раздела МАК-ДЭА – керосин, δ составляет 7,2 мН/м, на границе гипан – керосин – 22 мН/м.

По характеру взаимодействия с электролитами сополимер МАК-ДЭА идентичен гипану: низкоконцентрированный полимер осаждается, а при достаточно высокой концентрации образует структурированную массу в полном объеме раствора. При хранении осажженного сополимера МАК-ДЭА в электролитах прочность его возрастает при незначительной усадке образца (табл. 4.12).

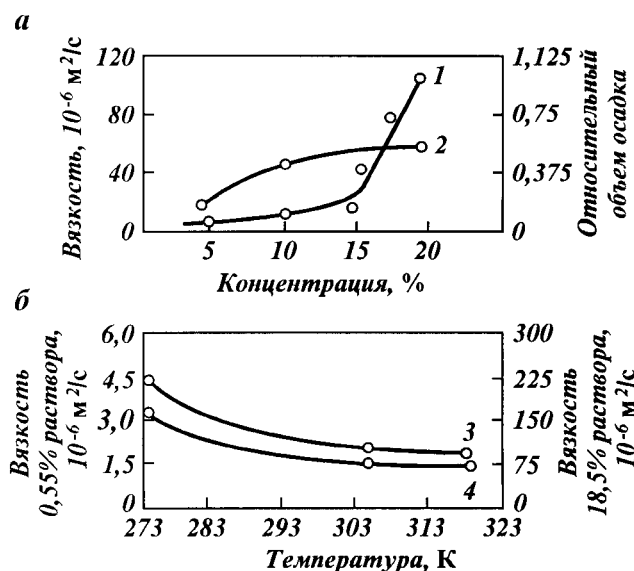


Рис. 4.9. Изменение вязкости водного раствора сополимера МАК-ДЭА и относительного объема структурированного осадка от концентрации полимера и температуры:

1 – вязкость при температуре 293 °; 2 – относительный объем; 3 и 4 – вязкость соответственно при концентрациях полимера 18,5 и 0,55 % (масс.)

Объем осадка сополимера МАК-ДЭА, высаженного минерализованной пластовой водой горизонта Д₁, достигает 56 % от объема исходного раствора (рис. 4.9, а). В отличие от гипана, он увеличивает фильтрационное сопротивление карбонатных пород (рис.4.10, кривая 4)

Таблица 4.12

Изменение свойств осажженного сополимера МАК-ДЭА при хранении в различных средах

Время выдержки, сут	Пластовая вода горизонта Д ₁		15%-ный раствор CaCl ₂		15%-ный раствор NaCl	
	усадка, %	σ_{50} , МПа	усадка, %	σ_{50} , МПа	усадка, %	σ_{50} , МПа
1	18,8	6,1	17,3	4,9	20,0	1,4
2	19,3	10,5	20,3	6,8	18,7	1,6
4	20,8	11,8	21,8	7,5	17,7	2,2
8	21,8	12,8	21,9	7,9	17,6	2,5
16	22,0	13,3	21,5	9,3	19,6	2,7

П р и м е ч а н и е. σ_{50} – условная прочность, определяемая при деформации образца на 50 %.

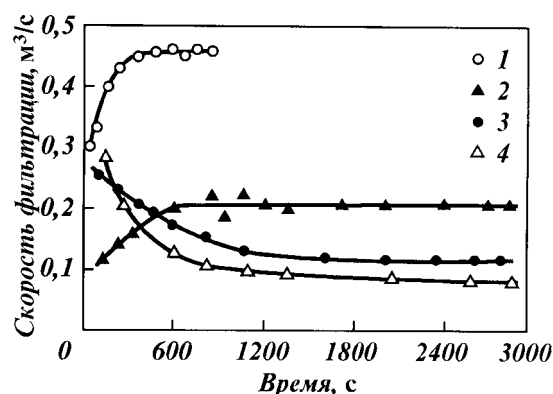


Рис. 4.10. Изменение скорости фильтрации керосина, нефти и воды через песок аник, обработанный водными растворами сополимера МАК-ДЭА:
1 и 2 – соответственно керосина и нефти; 3 и 4 – при фильтрации пластовой воды соответственно через терригенные и карбонатные породы соответственно ионов Ca^{2+} и Cl^-

На рис. 4.10 приведены некоторые результаты фильтрации пластовых вод и углеводородных жидкостей через песок аник (кривые 1 – 3) и карбонатную породу (кривая 4), обработанные водным раствором сополимера МАК-ДЭА 5%-ной концентрации. Как видно из характера изменения кривых, после прокачивания через пористую среду МАК-ДЭА наблюдается снижение скорости фильтрации воды (кривые 3 и 4), сохранение проницаемости относительно нефти и керосина, а в некоторых случаях даже ее увеличение (кривые 1 и 2). Эти результаты подтвердились и при модельных исследованиях по ограничению водопритоков в скважины.

Аналогичные исследования были проведены с частично гидролизованными полиакриламидами $-\alpha^0 < 7 - 28 \%$ (ПАА-гель, Пушер-500, CS-6, РДА-1020). Эти полимеры не вступают в ионный обмен с электролитами, в пластовых водах девона и верхнего карбона нефтяных месторождений растворы их сохраняют свое фазовое состояние. Введение минерализованной воды горизонта Д₁ приводит лишь к снижению (в 6 – 8 раз) вязкости полимерного раствора по сравнению с растворами на пресной воде (рис. 4.11). При тех же условиях у гелеобразного ПАА вязкость снижается всего в 1,5 раза (кривая 3), что является следствием более низкой степени гидролиза ($\alpha^0 = 7 \%$) по сравнению с Пушер-500 и РДА-1020 ($\alpha^0 = 13 - 25 \%$).

Максимальное снижение вязкости растворов всех полиакриламидов происходит в области концентрации солей 1 – 3 г/л, дальнейшее увеличение которой практически на этот параметр не влияет. Вязкость их растворов на минерализованной воде остается в 10 раз ниже, чем на

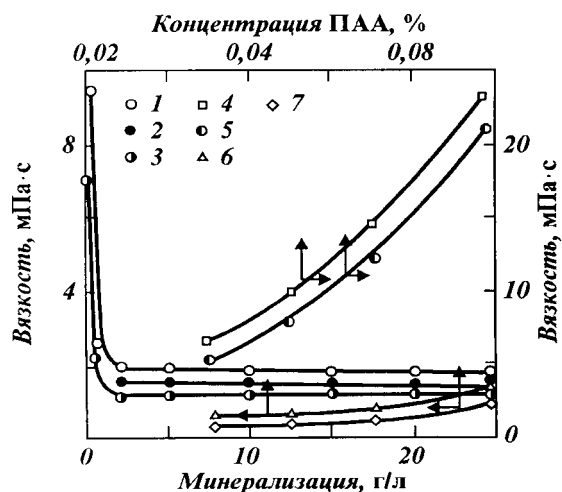


Рис. 4.11. Графики зависимости полиакриламидов от степени минерализации воды и концентрации полимера:

1 – РДА-1020; 2 – Пушер-500; 3 – ПАА (гель) в минерализованной воде; 4 и 5 – РДА-1020 и CS-6 в дистиллированной воде; 6 и 7 – те же полимеры в минерализованной воде с содержанием солей 25 г/л

дистиллированной (кривые 1 и 4), что необходимо учитывать при использовании ПАА на промыслах при минимальной вязкости – минерализации пластовых вод, как правило, более 3 – 4 г/л (см. табл. 3.1 и 3.3).

Результаты проведенных исследований взаимодействия ионогенных полимеров с пластовыми водами позволяют классифицировать их по степени гидролиза как водоизолирующие реагенты и определить область эффективного применения в зависимости от минерализации воды. В условиях пластов с минерализованной водой наиболее эффективно применять полимеры со степенью гидролиза более 40 – 50 %, вступающие в ионный обмен, используя катионы пластовой воды в качестве составляющего элемента водоизолирующей массы.

4.3. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ИОНОГЕННЫХ ПОЛИМЕРОВ С ПОРИСТОЙ СРЕДОЙ

В пористом пласте, представляющем собой непрерывно изменяющиеся по размерам и направлениям каналы фильтрации, водоизолирующий реагент вступает во взаимодействие как с породой, так и с насыщающими жидкостями. Изменение физических свойств пород при этом приводит к изменению и фильтрационных характеристик. Для

моделирования процессов, происходящих в пласте, использовалась пористая среда из насыпного кварцевого песка. При этом были приняты следующие условия моделирования:

нефть Ромашкинского месторождения, разбавленная керосином до вязкости 5 мПа·с;

состав вод, используемых для заводнения пластов, соответствует пластовой или закачиваемой воде Ромашкинского, Самотлорского и других месторождений;

пористая среда – молотый кварцевый песок с проницаемостью от 0,15 до 8,2 мкм² и пористостью 23 – 28 %;

температура среды – 293 – 393 К;

длина и диаметр моделей соответственно 1 м и $3,3 \cdot 10^{-2}$ м;

начальная нефтенасыщенность 70 – 80 %.

Методика эксперимента предполагает следующую последовательность выполнения работ:

- 1) вакуумирование моделей пласта и дегазация пластовой воды;
- 2) насыщение пористой среды водой или нефтью;
- 3) определение абсолютной проницаемости модели пласта и подвижности насыщающей жидкости (1 этап);
- 4) прокачивание водоизолирующего реагента (2 этап);
- 5) ожидание взаимодействия закачиваемого реагента с породой (24 – 72 часа);
- 6) повторное исследование изменений подвижности насыщающей жидкости прокачиванием в режиме заданного давления при скорости фильтрации 0,3 – 1,0 м/сут и отмывание пласта (3 этап).

За основной критерий эффективности обработки реагентами принято изменение подвижности закачиваемой в пористую среду жидкости $\varepsilon = k/\mu$, по которому после прокачивания реагента определяется остаточный фактор сопротивления $R_{ост}$ по формуле (4.3). По результатам экспериментов строятся графики зависимости указанных параметров от объема прокачиваемой жидкости или времени фильтрации жидкостей (рис. 4.12).

Анализ кривых зависимостей $k/\mu = f(Q_{ж})$ показывает, что стабильность значений этой функции при прокачивании воды и нефти (рис. 4.12, кривая 1) резко нарушается после перехода к нагнетанию высоковязкого раствора гипана (кривая 2). На 3-м этапе эксперимента подвижность нефти и дистиллированной воды, не вступающей в реакцию с полимерами, восстанавливается в 4 – 18 раз быстрее, чем у минерализованной пластовой

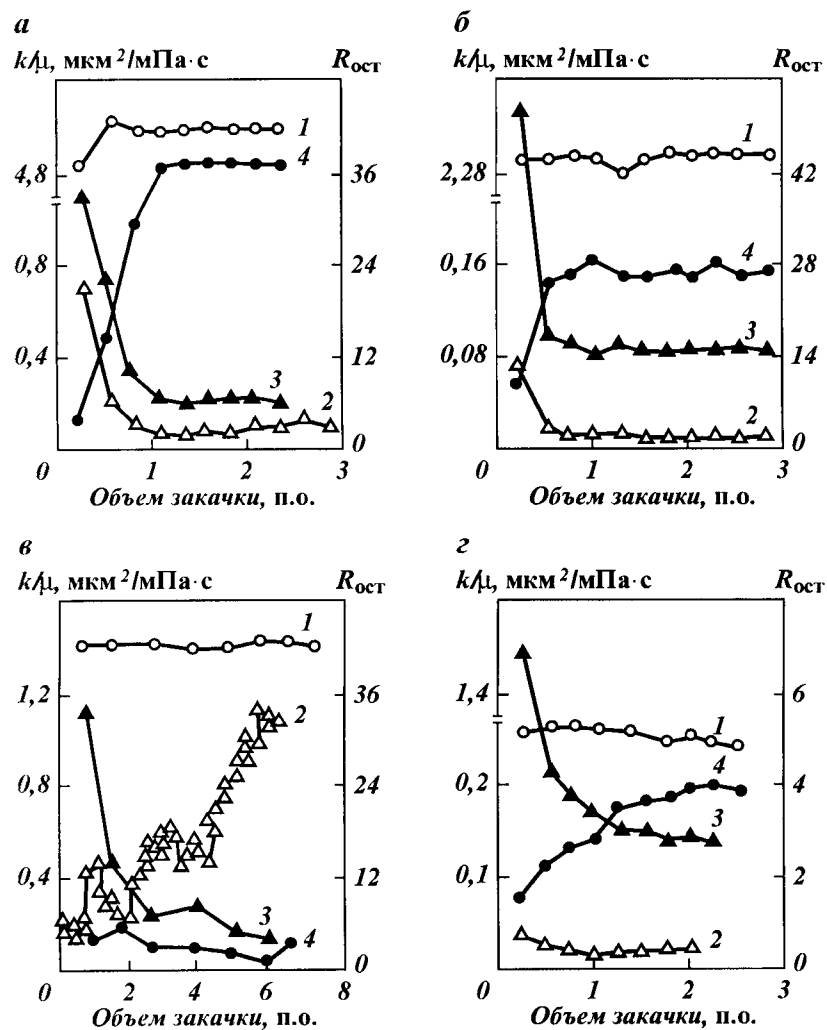


Рис. 4.12. Изменения подвижности жидкостей и остаточного фактора сопротивления для воды при обработке пористой среды гипаном:
 k/μ – подвижность жидкости; $R_{\text{ост}}$ – остаточный фактор сопротивления; 1, 2 и 3 – подвижности соответственно на первом, втором и третьем этапах фильтрации жидкостей; 4 – остаточный фактор сопротивления

воды горизонта D_1 (кривая 3). При этом после прокачивания их в количестве 2,5 – 3 порового объема подвижность восстанавливается на 50 – 80 % по сравнению с 2,5 – 3,5 % в пластах с минерализованной

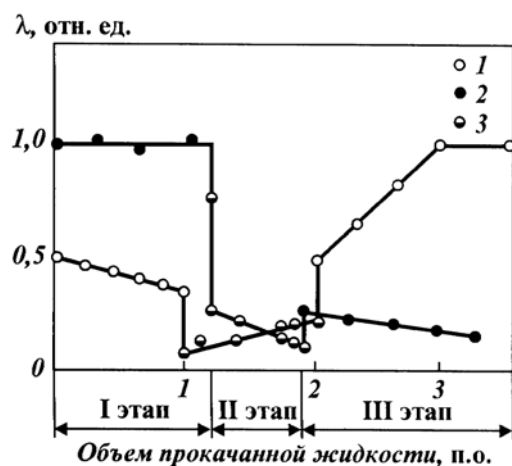


Рис. 4.13. Изменение относительной подвижности жидкостей (λ) при фильтрации через пористую среду, обработанную сополимером МАК-ДЭА: 1 – пластовая вода пласта Д₁ Ромашкинского месторождения; 2 – нефть; 3 – водный раствор МАК-ДЭА

водой (кривая 3). Остаточный фактор сопротивления (кривая 4) в присутствии минерализованной воды (рис. 4.12, а, б) в 9 – 11 раз превышает $R_{\text{ост}}$ нефтенасыщенного пласта и в 70 – 80 раз – насыщенного дистиллированной водой (см. рис. 4.12, в, г).

Наиболее полно избирательность воздействия полимерного раствора на подвижность воды проявляется при обработке пористой среды сополимером МАК-ДЭА (рис. 4.13). Как видно из характера изменения приведенной подвижности жидкостей λ , определенной по отношению $(k/\mu)_{\text{max}} : (k/\mu)$, в пласте с минерализованной водой отмечено ее снижение (кривая 1), в нефтенасыщенном – происходит увеличение (кривая 2). В отличие от гипана указанный характер воздействия МАК-ДЭА сохраняется и в карбонатных породах. Результаты экспериментов с МАК-ДЭА показывают, что применение его в частично обводненных пластах может дать двойной эффект – ограничение притока воды по обводненным пропласткам и увеличение подвижности нефти в нефтесодержащих пропластках.

Возможность использования выявленных свойств гипана и сополимера МАК-ДЭА в условиях реальных пластов была установлена в экспериментах, выполненных при давлении 22 – 25 МПа на установке УИПК-1М. Установлено, что и в этих условиях значения остаточного фактора сопротивления пластов с минерализованной водой от 6,8 до 10,7 раза превышают значения $R_{\text{ост}}$ нефтяных пластов. При взаимодействии гипана и МАК-ДЭА с пористой средой, насыщенной минерализованной пластовой водой, значения остаточного фактора сопротивления кратно превышают $R_{\text{ост}}$, создаваемого им в нефтенасыщенной среде и в среде с дистиллированной водой. Возникновение некоторого остаточного фактора сопротивления при

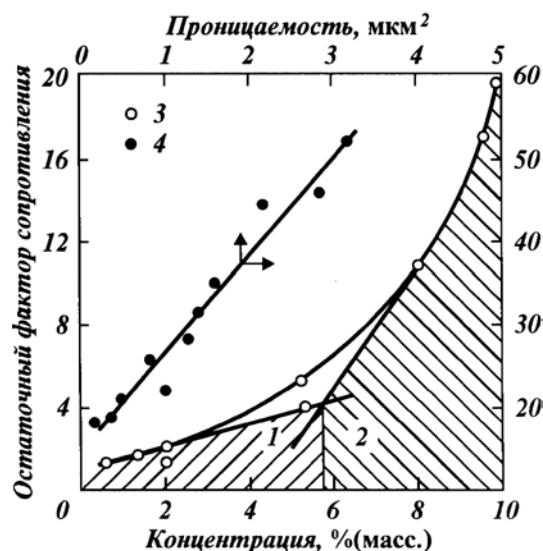
анионном характере гипана и при отрицательном заряде поверхности пористой среды указывает на механическое удержание (защемление) полимерных частиц в сужениях и тупиковых зонах. По-видимому, полностью не исключается и адсорбция на нарушениях кристаллической решетки. В целом эти результаты подтвердили, с одной стороны, предполагаемый механизм образования водоизолирующей массы в пластовых условиях, основанный на диффузных процессах, с другой, возможность реализации их для избирательного воздействия на нефтеводонасыщенный пласт.

Для изучения закономерностей изменения подвижности пластовых жидкостей при обработке полимерами в зависимости от проницаемости пористой среды, концентрации полимера и минерализации пластовой воды проведена серия экспериментов [48, 55, 58, 60, 61, 64]. Основные результаты лабораторных опытов заключаются в следующем.

С увеличением проницаемости пористой среды в пределах $0,1 - 6,5 \text{ мкм}^2$ и ростом концентрации полимера в растворе от $0,5$ до 10% остаточный фактор сопротивления возрастает (рис. 4.14). Зависимость этого безразмерного коэффициента от проницаемости пласта и концентрации гипана в вышеуказанных пределах описывается уравнением

$$R_{\text{ост}} = 1 + uKc_{\text{гип}}^0, \quad 0,1 < K < 6,5; \quad 0,5 < c < 1,2, \quad (4.20)$$

Рис. 4.14. Зависимость остаточного фактора сопротивления от концентрации гипана и начального коэффициента проницаемости пористой среды:
1 – область осаждения хлопьевидного осадка; 2 – область структурирования в объеме раствора; 3 и 4 – соответственно зависимости от концентрации гипана и проницаемости пористой среды



где u и ω – коэффициенты, характеризующие изолирующее свойство гипана при различных соответственно проницаемостях и концентрациях.

Степенная зависимость остаточного фактора сопротивления от концентрации полимера отражает различие механизма образования водоизолирующей массы при разном содержании гипана в растворе. Если в интервале концентраций от 0 до 5 % рост составляет 4 единицы, то от 5 до 10 % – 14. Последний из указанных интервалов соответствует образованию прочной массы с трехмерной пространственной структурой [138, 143, 144], в то время как первый – хлопьевидного осадка, легко вымываемого из линейных моделей пластов. Эта особенность образования водоизолирующей массы проявляется и на кривых зависимостей степени закупоривания θ от концентрации полимера и проницаемости пористой среды (рис. 4.15), полученных по результатам экспериментов.

Крайняя неравномерность движения полимерного раствора подтверждается и в экспериментах на естественных кернах, выполненных по методике института Гипровостокнефть. Суть этой методики заключается в фиксировании появления закачиваемого через керн гипана на выходе образца. Продукты реакции гипана с электролитом в виде белого пятна появляются уже после прокачивания водного раствора гипана всего в количестве 0,36±0,42 п.о. Несмотря на высокий градиент давления (0,1 – 0,2 МПа/м), гипан продолжает поступать по отдельным каналам, т.е. основная масса гипана фильтруется по наиболее крупным порам, оставляя невытесненной воду

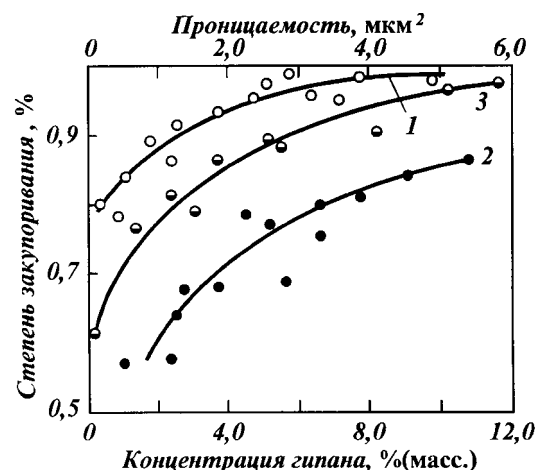


Рис. 4.15. Графики зависимости степени закупоривания пористой среды от концентрации гипана и начальной проницаемости пористой среды: 1 и 2 – от концентрации гипана; 3 – от коэффициента проницаемости пористой среды

в мелких каналах.

Аналогичный вывод был получен в экспериментах с сополимером МАК-ДЭА [61]. Методика состоит в кристаллооптическом анализе на шлифах и аншлифах, изготовленных из кернов пород продуктивного горизонта до и после прокачивания через них полимерного раствора и отверждения последнего в электролите. Изучение микрофотографий шлифов, обработанных лишь смолой ФР-12, показало полное насыщение смолой всех пор породы (рис. 4.16, *а*). В образцах, обработанных сополимером, обнаруживаются прозрачные площади и просветы, характеризующие пустоты, а также площади красного цвета, характеризующие отвержденную смолу. Образование пустот объясняется удалением осадка сополимера при обработке шлифов вследствие недостаточной прочности. Характер этих пустот на срезах зависит от размеров пор пород. При размерах пор 10 – 50 мкм (см. рис. 4.16, *б*) на периферийных участках частиц песка остова пород отчетливо видны пустоты, что указывает на расположение осажденного сополимера на

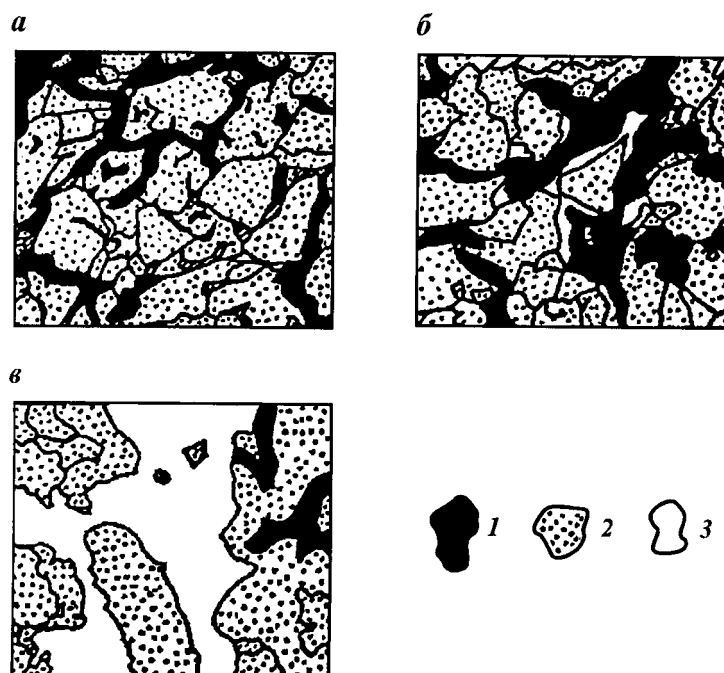


Рис. 4.16. Фрагменты срезов пород, обработанных сополимером МАК-ДЭА: 1 – участки отвержденной смолы ФР-12; 2 – частицы породы; 3 – участки, характеризующие местоположение закупоривающего материала

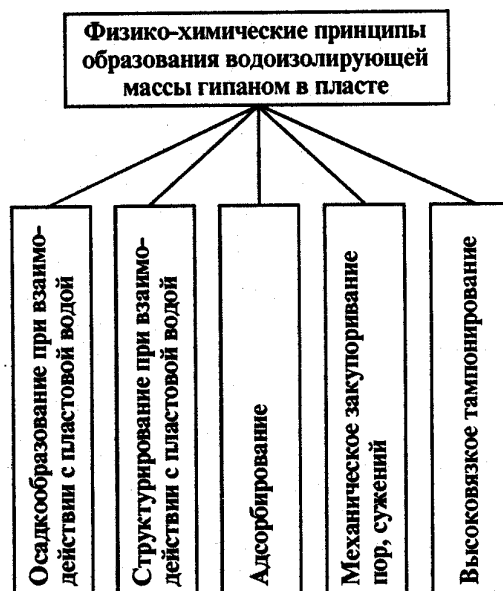
поверхности частиц, обрамляющих поры. При увеличении же размеров пор и трещин все поровое пространство заполняется сополимером, который при обработке шифа выкрашивается, оставляя в нем пустоты (см. рис. 4.16, в). В ядрах с низкой проницаемостью следов осадка не обнаруживается, следовательно, в малые поры раствор сополимера не фильтруется.

Результаты исследований механизма образования водоизолирующей массы ионогенными полимерами со степенью гидролиза более 40 – 50 % позволяют заключить, что ограничение движения вод такими реагентами в пластах происходит в результате экранирования главным образом крупных пор и трещин и снижения “живого” сечения средних пор коллектора при неизменном состоянии микропор, что должно привести к снижению степени неоднородности продуктивного пласта по проницаемости.

На основе обобщения результатов проведенных лабораторных и модельных исследований предложена следующая схема образования водоизолирующей массы ионогенными полимерами в пластовых условиях (рис. 4.17).

Растворы ионогенных полимеров типа частично гидролизованного полиакриламида (ПАА), как было показано выше, не вступают в ионный обмен и не изменяют своего фазового состояния при взаимодействии с пластовыми водами. Применение их в качестве водоизолирующего материала основывается на адсорбционных свойствах макромолекул ПАА на горных породах и механическом удержании агрегатов полимера в сужениях и тупиковых зонах [38, 111, 157], приводящих к повышению фильтрационного сопротивления пористой среды. В отличие от гипана после прокачивания ПАА величина остаточного фактора сопротивления снижается с увеличением проницаемости пород, приближаясь к единице при $K = 1,5 \div 1,8 \text{ мкм}^2$ (рис. 4.18). Пятикратное увеличение содержания полимера (кривая 1) незначительно увеличивает область эффективного применения ПАА с ростом проницаемости (кривая 2). К тому же при смещении с минерализованной водой остаточный фактор сопротивления, создаваемый раствором ПАА, снижается на 30 – 40 % [157, 158]. Перечисленные особенности свойств ограничивают применение полиакриламида в качестве водоизолирующего материала в пластах с высокопроницаемой промытой зоной и минерализованной водой. В связи с этим одно из направлений совершенст-

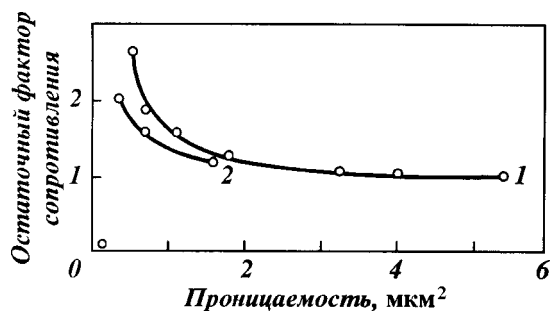
Рис. 4.17. Физико-химические принципы образования водоизолирующей массы гипаном



образования полимерного заводнения основывается на укрупнении макромолекул ПАА введением для сшивки катионов поливалентных металлов типа Fe^{2+} , Ca^{2+} , Al^{3+} , Cr^{3+} и создания вязкоупругих составов на основе концентрированных полимерных растворов [68, 176].

Для образования водоизолирующей массы помимо процессов химических превращений типа щелочного гидролиза полиакриламида можно использовать непосредственно полимеризацию мономеров акриламида, имеющих функциональные группы, обладающие гидрофильностью [131]. Полимеризация комплексно связанных

Рис. 4.18. Зависимость остаточного фактора сопротивления от проницаемости пористой среды при обработке водными растворами ПАА:
1 — 0,05%-ным раствором ПАА; 2 — 0,01%-ным раствором ПАА



мономеров позволяет вводить в полимерную цепь самые разнообразные по химическим свойствам фрагменты и широко варьировать свойство полимеров. Для этих целей могут применяться слабощитые карбоксильные полиэлектролиты и полимер-полимерные комплексы [25, 83]. Они применяются для создания различных ионитных мембран для очистки минерализованных и загрязненных вод. С целью изучения закономерностей процесса полимеризации в зависимости от физико-химических условий в скважине, создания более эффективных способов была проведена серия экспериментальных исследований с мономерами акриламида [17, 18, 52, 134, 165]. Результаты исследований позволили разработать новый водоизолирующий состав с использованием линейного полимера с амидной группой в структуре и мономеров акриламида [173]. Полимеризация акриловых кислот в присутствии полимеров, а также акриламида в водном растворе полиметакриловой кислоты, происходящая по матричному механизму, приводит к образованию полимер-полимерных комплексов, обладающих своеобразными свойствами, близкими к свойствам мембран [124, 136]. Экспериментальными исследованиями была установлена контролируемость кинетического поведения систем ПАА – АК и ПАА – МАК. Показано, что образующиеся при этом полимеры обладают ограниченной набухаемостью в водной среде и усадкой в углеводородной среде.

Матричная полимеризация ионогенных полимеров типа акриламида и полиметакриловой кислоты в присутствии окислительно-восстановительной системы позволяет создать в пористых и трещиноватых пластах сплошную полимерную массу с трехмерной пространственной структурой. Индукционный период полимеризации этой композиции регулируется в широком диапазоне температур от 280 до 350 К. Полимеризованная масса в водной среде набухает на 80 – 90 %, а в углеводородной (нефть, керосин, бензин и др.) – гель имеет усадку до 70 % от первоначального объема и становится хрупким, чем исключается закупоривание нефтенасыщенных пластов. [17]. Такие композиции могут быть получены с применением и других сополимеров полиакриловых кислот, что в перспективе позволяет значительно расширить ассортимент водоизолирующих реагентов для увеличения охвата обводненных пластов воздействием.

Механизм ограничения движения вод в пластах ионогенными полимерами основывается на комплексном взаимодействии их с пористой средой (адсорбция, механическое удержание) и пластовыми жидкостями (осаждение, структурирование, сохранение фазового состояния и др.), особенности взаимодействия в первую очередь зависят от степени их гидролиза. Установлена преимущественная фильтрация полимерных растворов по наиболее крупным порам и каналам. Остаточная вода в мелких каналах и микропорах при закачивании в

пласт полимеров типа гипана является источником ионов для образования ими водоизолирующей массы. Однако следует отметить, что применение концентрированных растворов полимеров или ВУСов со сшивкой полимеров катионами поливалентных металлов позволяет оказывать воздействие на пласт в ограниченных объемах в основном через добывающие скважины. После образования обширных промытых зон на поздней стадии разработки нефтяных месторождений применение их становится экономически нецелесообразным, что обуславливает поиск новых водоизолирующих реагентов.

4.4. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ ПОЛИАКРИЛАМИДА С ДИСПЕРСНЫМИ ЧАСТИЦАМИ ПОРОД ПРИМЕНительно К РЕШЕНИЮ ЗАДАЧ УВЕЛИЧЕНИЯ ОБЪЕМА ВОЗДЕЙСТВИЕМ НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

После образования промытых зон в нефтяной залежи эффективность методов заводнения и ограничения притока вод в скважины путем закачивания небольшого объема водоизолирующих материалов резко снижается при сравнительно низких коэффициентах текущей нефтеотдачи. Вопросы повышения выработки обводненных пластов обсуждаются в периодической отечественной и зарубежной литературе десятилетиями [2, 8, 30, 54, 73, 75, 98, 168, 194]. Однако эта проблема продолжает оставаться актуальной и в настоящее время, поскольку современные методы воздействия на залежи не обеспечивают существенного увеличения нефтеотдачи пластов. Одна из главных причин относительно низкой нефтеотдачи состоит в том, что как при гидродинамических методах воздействия на пласт, так и физико-химических, не устраняется основной фактор неполного охвата коллектора – проницаемостная неоднородность, которая усугубляется на поздней стадии разработки месторождений с образованием обширных промытых зон. Одним из эффективных направлений совершенствования методов заводнения и повышения нефтеотдачи является увеличение фильтрационного сопротивления этих зон за счет создания остаточного фактора сопротивления с применением водоизолирующих химреагентов. Снижение подвижности воды в обводненных пропластках при этом позволяет уменьшить неоднородность нефтеводонасыщенного коллектора по характеру и степени вытеснения нефти и тем самым увеличить охват пластов воздействием.

Известные в зарубежной практике методы основаны на применении концентрированных растворов химпродуктов, что практически

исключает применение их для заполнения обширных промытых зон коллектора.

Новые способы получения водоизолирующей массы в пластовых условиях, основанные на использовании флокулирующих свойств относительно твердых дисперсных частиц, приводящих к образованию полимердисперсных систем (ПДС), разработаны в ОАО «НИИНефтепромхим». Основными компонентами этой системы являются полимеры с флокулирующими свойствами и дисперсные частицы горных пород. Наличие ионогенных групп в полимерной цепи обеспечивает достаточно высокую адсорбционную связь ее не только с поверхностью пор и трещин, но и с твердыми дисперсными частицами пород. Являясь полифункциональными полимерами, они оказывают различное воздействие на гравитационную устойчивость твердых частиц. В зависимости от изменения характера взаимодействия полимера с дисперсной системой выделяют три области концентраций [43, 47]:

- полного связывания полимера (флокуляции);
- переходную (коагуляционную);
- стабилизации.

Процессы флокуляции и стабилизации наблюдаются в системах, имеющих различную степень дисперсности, начиная от коллоидных растворов с размером частиц около 0,1 мкм и кончая грубыми суспензиями, промышленными шлаками и агрегатами пород с размером частиц до 1000 мкм, в широком интервале массовых концентраций твердой фазы – от 0,001 до 15 – 30 %. Несмотря на различный эффект, оба процесса имеют одну и ту же физическую природу, основаны на взаимодействии твердых частиц породы и молекул полиэлектролита, в результате чего образуются полимерминеральные комплексы с новыми физическими свойствами, устойчивыми к размыву потоком.

Область полного связывания полимера характеризуется низким содержанием его в растворе. Агрегирующее свойство, проявляющееся в области низких концентраций, связано с образованием между дисперсными частицами мостиков из макромолекул полимеров, сегментов или элементов надмолекулярных структур. Этот интервал зависит от минералогического состава пород, концентрации твердой фазы, природы полимера и его молекулярного веса [9, 43, 47]. Разветвленные и сетчатые молекулы менее эффективны, чем линейные. При большом содержании числа боковых групп и образовании клубков частицы минеральных дисперсий не могут соприкасаться с активными участками полимера. В процессах флокуляции и повторной диспергации из глинополимерного агломерата определяющим является адсорбция.

Интервалы коагуляции и стабилизации относятся к области высоких концентраций, для нее характерны повышенная вязкость растворов и гелеобразование с пространственной структурой [47].

Закономерности флокуляции в жидких дисперсных системах, изложенные в трудах С.С. Воляцкого, Ю.И. Вайцера, Д.Н. Минца, К.С. Ахмедова и др. показывают, что оптимальная доза полимера, обеспечивающая образование наиболее крупных хлопьев и быструю седиментацию обратно пропорциональна квадрату радиуса частиц [9, 43]. Расход полимера зависит от удельной поверхности дисперсной фазы, и изменение этой поверхности с увеличением или уменьшением весовой концентрации коллоидных частиц приводит к изменению оптимальной дозы полимера. Существенное влияние на расход полимера могут оказать минерализация воды и температура среды. Однако эти закономерности используются главным образом в технологических процессах очистки вод и структурировании почв. Вопросы применения их для воздействия на пористые среды, в частности на нефтяные коллекторы, исследователями не рассматривались. В связи с этим были проведены лабораторные испытания, основная задача которых заключалась в изучении возможности реализации флокуляционных процессов в пластовых условиях и снижения подвижности воды с применением дешевых и недефицитных материалов. В качестве дисперсного материала была выбрана глина, используемая на промыслах для приготовления буровых растворов, суспензия которой представляет собой полидисперсную систему. Для осаждения коллоидных частиц глины необходимо их укрупнение под влиянием кинетической энергии или же уменьшение ξ у коллоидных частиц, величина которой не постоянна и зависит от рН среды, температуры, химического состава и степени дисперсности глинистых частиц. Одним из путей снижения ξ -потенциала является добавление в воду полимера, в качестве которого в экспериментах были использованы частично гидролизированные полиакриламиды.

Методика исследований включала:

- 1) оценку флокулирующих свойств известных и доступных на промыслах полиакриламидов;
- 2) определение оптимальных соотношений концентрации дисперсной фазы и полимеров;
- 3) изучение зависимости процессов флокуляции от минерализации воды, температуры среды и степени дисперсности внутренней фазы;
- 4) исследование физико-химических свойств полимерминерального осадка;
- 5) изучение влияния полимердисперсных систем на фильтрационную характеристику пористых сред и охват их заводнением.

Флокулирующие свойства полимеров изучались методом седиментационного анализа, основанного на измерении скорости накопления осадка на дне погруженной в суспензию чашки торсионных весов ВТ-500. В качестве дисперсной фазы служила глина Альметьевского и Махарадзевского заводов глинопорошка,

дисперсионной средой – пресная вода реки Камы и сточная вода Северо-Алметьевского товарного парка, которые используются для заводнения нефтяных залежей Ромашкинского месторождения (табл. 4.13). Из ионогенных полимеров были выбраны известные на промыслах частично гидролизированные полиакриламиды (ПАА): РДА-1020 (Нитто Кемикл, Япония), CS-6 (Санье Кемикл, Япония), Пушер-500 (Дау Кемикл, США) и гелеобразный ПАА (Ленинск-Кузнецкий завод полукоксования) (табл. 4.14).

Методика проведения экспериментов состояла в следующем. В мерный цилиндр заливается 0,5 л суспензии глины с содержанием твердой фазы 0,5 – 1 % масс., которая перемешивается лепестковой мешалкой. Затем в цилиндр погружается чашка из фольги, подвешенная на тонкой капроновой нити к рычагу торсионных весов. Отсчет времени производится по увеличению массы осадка в чашке, один цикл которого продолжается до опускания чашки до нижнего уровня. Опыт заканчивается при полном осветлении суспензии и прекращении уплотнения осадка на дне цилиндра.

Результаты экспериментов в виде зависимости $M_t = f(\tau)$ (где M_t – масса глины, выпавшей за время τ с начала опыта) представлены на рис. 4.19. Расположение кривых на координатной плоскости показывает, что ускорение процесса осаждения частиц глины происходит только до определенного содержания ПАА в суспензии. Например, для Пушер-500 таким пределом является $C_{ПАА} = 0,5$ мг/л (кривая 3). При дальнейшем увеличении содержания полимера процесс замедляется (кривые 4 – 7) и наступает стабилизация процесса осаждения.

Таблица 4.13

Физико-химическая характеристика вод

Вода	Плотность, кг/м ³	Содержание ионов, мг/л							Характеристика по Пальмеру	
		Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺	Σ	S ₁ /S ₂	A ₁ /A ₂
Пресная	1000,6	116,90	162,90	122,00	87,00	14,50	72,70	576,00	36,36/40,62	0/23,02
Сточная	1054,0	41875,80	76,80	67,10	5506,00	1034,40	18878,40	67438,50	69,42/30,48	0/0,10

Таблица 4.14

Основные характеристики чистых гидролизированных полиакриламидов

Полимер	Внешний вид	Содержание, % масс.		Степень гидролиза полимера, %	Молекулярная масса, М · 10 ⁶	Вязкость 0,05 %-ного раствора, мПа · с (t=293±2 К)	
		полимера	воды			в дистиллиро- ванной воде	в пластовой воде
РДА-1020	Порошок	88–90	10–12	13–15	10–12	9,55	2,65
CS-6	То же	84	16	18–20	155	11,91	–
Пупер-500	"	74	10/16	25	4–5	7,30	2,21
ПАА-гель	Гель	9	75/16	7–9	0,5–3,5	1,79	1,68

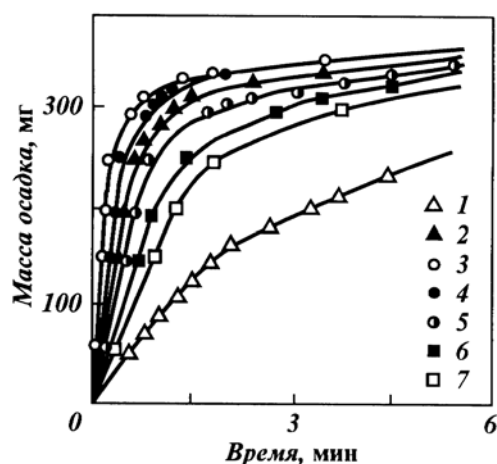


Рис. 4.19. Кинетика осаднения 0,5%-ной суспензии глины полимером Пушер-500

Концентрация полимера, мг/л:
1 – 0; 2 – 0,1; 3 – 0,5; 4 – 1,0;
5 – 10,0; 6 – 20; 7 – 50

Интенсивность процесса зависит от типа полимера. Для оценки флокулирующих свойств различных ПАА и определения оптимального соотношения их с дисперсной фазой в системе была принята скорость оседания частиц, определяемая условно по времени выпадения в осадок половины всего количества глины. Анализ зависимостей скорости оседания глины от концентрации полимера $V_T = \varphi(C_{\text{ПАА}})$ показал (рис. 4.20), что максимальная скорость соответствует определенному предельному значению концентрации $C_{\text{ПАА}}$, при достижении которой увеличение концентрации полиакриламида снижает интенсивность

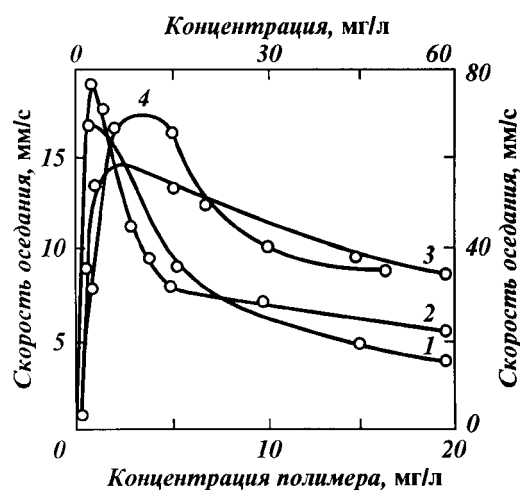


Рис. 4.20. Зависимость скорости оседания частиц 0,5%-ной суспензии глины от концентрации полимера: 1 – Пушер-500; 2 – РДА-1020; 3 – ПАА (гель); 4 – CS-6

флокуляции и приводит к стабилизации процесса осаждения (кривая 3). Для полимера Пушер-500 эта концентрация составляет 0,5 – 0,6 мг/л, для ПАА-гель – 2мг/л. По этому критерию полиакриламиды располагаются в ряд CS-6 > РДА-1020 > Пушер-500 > ПАА-гель, который соответствует уменьшению их молекулярной массы. Это означает, что выбранный критерий вполне отражает общие закономерности флокуляционных процессов частиц глины в присутствии полимеров [9, 43, и др.]. Эксперименты с частично сшитыми полимерами ДК-drill (Нетто, Кемикл, Япония) показали, что при одинаковом с ПАА характере осаждения глинистых частиц он обладает менее выраженными флокулирующими свойствами, подтверждая тем самым влияние дополнительных сшивок на соприкосновение с активными центрами полимера.

По разработанной методике была проведена серия экспериментов по изучению влияния на процесс взаимодействия ПАА с дисперсной фазой пород в зависимости от содержания твердой фазы и степени ее дисперсности. минерализации воды, температуры среды, результаты которых приведены в работах [46, 65–67, 199]. Основные положения этих исследований, использованных для создания новых технологий, заключаются в следующем.

1. С увеличением концентрации глины в суспензии расход полимера для обеспечения максимальной скорости оседания возрастает пропорционально соотношению между ними (табл. 4.15).

2. С увеличением степени дисперсности глины расход полимера увеличивается, при изменении фракционного состава глинопорошка от 0,07 до 0,16 мм расход CS-6 повышается от 0,003 до 0,006 мг на 1 мг глины.

3. Повышение температуры среды приводит к сокращению расхода ПАА – при повышении от 291 до 358 К расход ПАА сокращается в 8 раз (табл. 4.16).

Таблица 4.16

Зависимость флокулирующего действия ПАА в пластовой воде от температуры и размера фракций глины

Фракция глины, мм	Относительное содержание глины в растворе полимера ПАА РДА-1020, мг/мг, при температуре			
	291 К	313 К	333 К	348 К
До 0,07	0,0040	0,0010	0,0006	0,00025
От 0,07 до 0,09	0,0024	0,0009	0,0004	0,00020
От 0,09 до 0,125	0,0020	0,0007	0,0002	0,00010
От 0,125 до 0,16	0,0016	0,0005	0,0001	–

4. С увеличением минерализации воды расход полимера для обеспечения процесса флокуляции увеличивается. При приготовлении суспензии глины (глина Альметьевского завода глинопорошка) на минерализованной воде, содержащей 10 г/л солей, для обеспечения максимальной скорости осаждения твердых частиц затрачивается ПАА РДА-1020 в 2,3 раза больше по сравнению с пресной водой.

Таблица 4.15

Изменение скорости (мм/с) оседания частиц глины в зависимости от концентрации ПАА марки CS-6 в суспензиях из глинопорошка Альметьевского завода

Содержание глины в суспензии, %	Концентрация ПАА марки CS-6, % (масс.)						
	0	0,0005	0,001	0,0015	0,002	0,005	0,01
0,1	0,08	1,00	2,17	2,00	1,83	1,23	0,83
0,5	0,30	0,67	1,50	4,33	4,33	3,17	2,16

От концентрации полимера зависит объем высаженной из суспензии глины (рис. 4.21). Максимальный объем осажженных глинистых частиц соответствует полимерам, имеющим более высокую молекулярную массу (кривые 3 и 4). Наибольшая скорость оседания частиц наблюдается при концентрациях ПАА в пределах 1 – 5 мг/л. С увеличением содержания глины в суспензии объем осадка возрастает. Наибольшая стабильность по объему отмечается в минерализованной воде при росте концентрации полимера CS-6 (кривая 1). Эти результаты подтвердились при

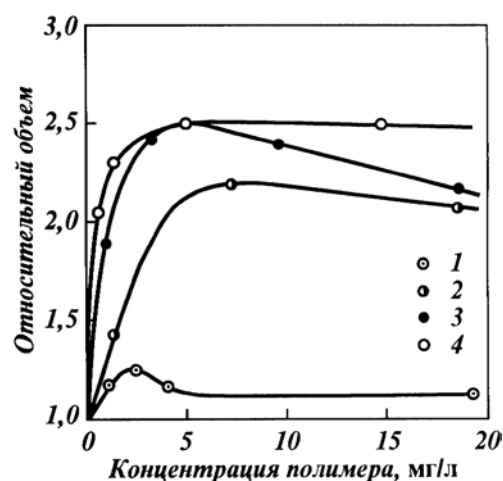


Рис. 4.21. Зависимость относительного объема осадка глины от концентрации полимера в дисперсной среде:
 1 – 0,5%-ная суспензия в воде р. Кама, Пушер-500; 2 – 1%-ная суспензия в воде р. Кама, РДА-1020; 3 – 1%-ная суспензия в воде р. Кама, CS-6; 4 – 1%-ная суспензия в сточной воде, CS-6

исследовании размеров глинополимерных агломератов при помощи телевизионного микроскопического анализатора (ТМА). Методика исследований ТМА состояла в следующем.

Суспензия глины 0,5%-ной концентрации после тщательного перемешивания в течение одной минуты разбавляется до 0,125 %, наносится на предметное стекло в виде микропорций (капель) и покрывается сверху вторым предметным стеклом. Приготовленный образец микроскопируется на всей площади, а с телевизионного экрана производятся замеры отдельных частиц. После измерения 520 частиц рассчитывается гистограмма распределения их по размерам. Таким же образом исследуется суспензия после введения полимерного раствора. Результаты исследований на ТМА суспензий глины Альметьевского завода и осадков ее в присутствии 0,001%-ных растворов ПАА CS-6 и полимера ДК-drill приведены на рис. 4.22 и 4.23. Дисперсионный анализ распределения частиц глины по размерам показал следующее.

1. В суспензии глины содержатся частицы размером до 4 мкм – 46,6 %, до 10 мкм – 74,6 %. Общий интервал измерения размеров частиц составляет 1 – 60 мкм (кривая 1).

2. При введении в суспензию полимера ДК-drill и полиакриламида марки CS-6 размеры глинополимерных комплексов на порядок превышают размеры глинистых частиц (кривые 2 и 3):

а) в суспензии с ДК-drill максимальное число (5 %) приходится на частицы размерами 5 – 25 мкм, а общий интервал измерения составляет 1 – 150 мкм (кривая 2);

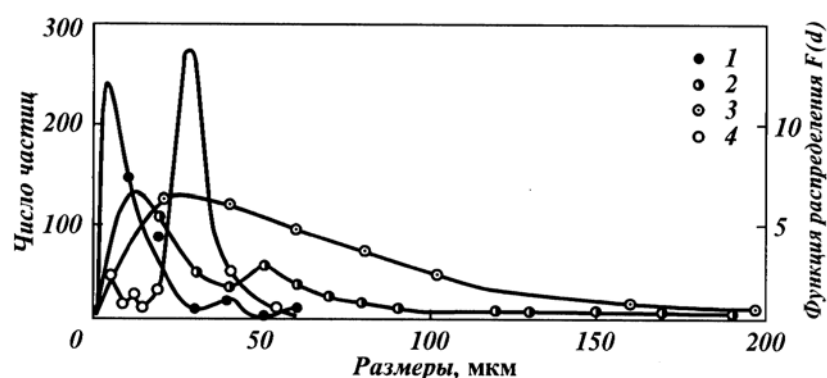


Рис. 4.22. Кривые распределения размеров частиц глины, глинополимерных композиций пор естественного песка аника:

1 — глины; 2 и 3 — ПДС на основе полимеров ДК-drill и CS-35; 4 — поры песка аника

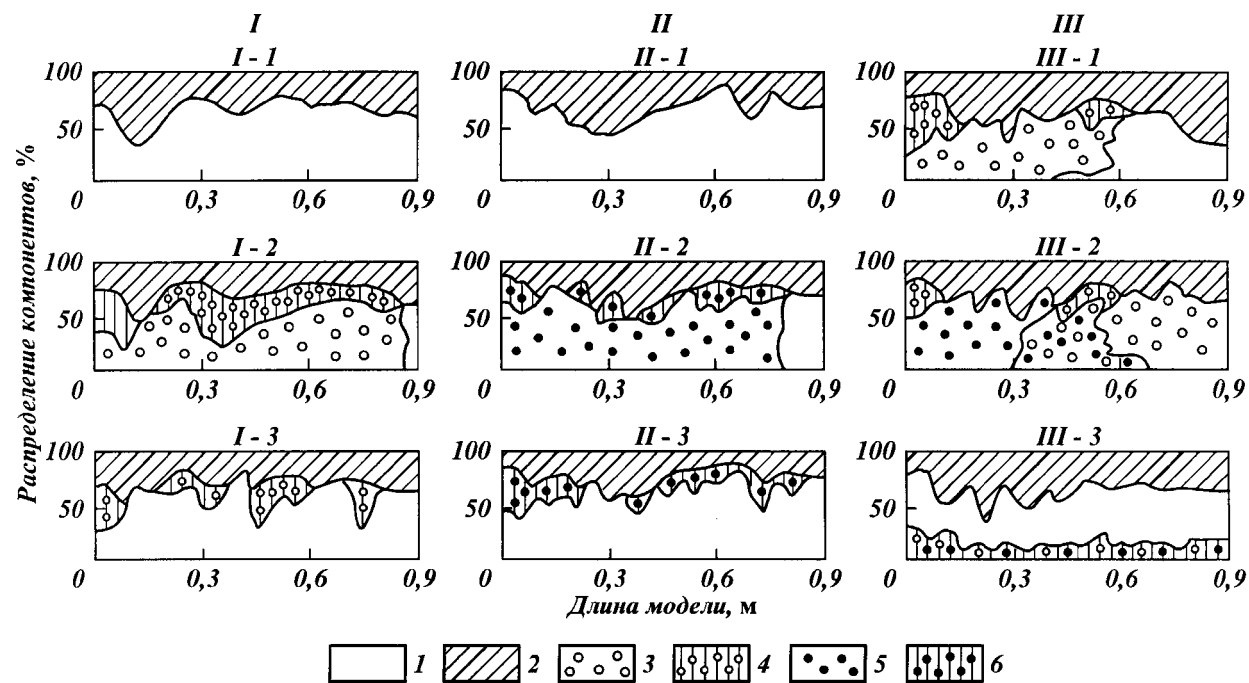


Рис. 4.23. Распределение компонентов ПДС в пористой среде:

1 – "свободная" вода; 2 – связанная вода; 3 – раствор полимера; 4 – адсорбированный полимер; 5 – глинистый раствор; 6 – адсорбированная глина

б) в суспензии с полиакриламидом CS-6 максимальное число (89 %) приходится на частицы, имеющие размер 10 – 100 мкм, при общем изменении интервала распределения их от 10 до 200 мкм. Размеры отдельных частиц достигают 250 мкм (кривая 3).

3. С увеличением молекулярной массы полимера число частиц с большими размерами возрастает.

Введение флокулянта в суспензию глин приводит к увеличению объема осадка. Это объясняется связыванием твердых частиц между собой макромолекулами, занимающими дополнительный объем, и увеличением межструктурных пространств, заполненных растворителем (водой). Вследствие большой энергии связи системы полимер – твердая поверхность прочность хлопьев значительно выше, чем у осадка без флокулянта [43].

Как известно [142], фильтрация глинистых частиц в пористой среде зависит от геометрического фактора и структурно-механических свойств глинистой суспензии. Геометрический фактор заключается в том, что размеры частиц должны быть в несколько раз меньше размера пор породы. По данным различных исследователей, размеры коагулирующих частиц должны быть в 3 – 10 раз меньше размера пор. Для характеристики условия переноса или удержания пористой средой взвешенных в воде частиц Ю.М. Пехтманом, А.С. Абрамсоном [142] экспериментально установлен параметр, по которому свободное перемещение по поровым каналам происходит при диаметре пор d_p , превышающем в 10 раз диаметр частиц d_c . При $d_p < 3d_c$ проникновение отсутствует, при $3d_c < d_p < 10d_c$ происходит коагуляция пор. Теоретическими исследованиями И.А. Сидорова, Ю.А. Поддубного, В.А. Кана [175, 176] показано, что в пористых пластах нефтяных коллекторов для закачивания дисперсных частиц твердых пород должно соблюдаться условие $d_c < 0,33d_p$. А.Д. Орнатский, В.В. Асколонов [142] и другие этот критерий выражают через соотношение размеров глинистых частиц и коагулирующей породы: для вымывания их в песчаный грунт оно должно быть не менее 0,11 – 0,21. Для фильтрации частиц в пористой среде должно соблюдаться условие $d_c < (0,4 - 0,7)d_p$. При проницаемости $K = 2,7$ мкм² условиям $d_c < 0,33d_p$ соответствует 91 % глинистых частиц и только 9 % из них должны коагулировать пласт в зоне входа. У монтмориллонитовой глины данным условиям отвечает 84,7 % частиц, а у коалинитовой – 30,2 % (табл. 4.17), откуда вытекает необходимость выбора глин по фракционному составу в зависимости от коллекторских свойств пород. Из глин, приведенных в табл. 4.17, большей фильтруемостью обладают монтмориллонитовые глины.

Таблица 4.17

Фракционный состав суспензий глин, % (масс.)

Тип глины	Твердые частицы размером, мкм				
	до 1	1–10	1–20	20–50	более 50
Монтмориллонитовая	60	20,5	4,2	10,3	5,0
Коалинитовая	–	2,6	27,6	50,1	19,7
Биклянская (Татарстан)	19,1	55,7	16,1	5,1	3,9

Влияние второго фактора – структурирования на фильтрацию суспензии в пористой среде проявляется в том, что при определенной концентрации глинистые частицы, связываясь между собой, преждевременно образуют коагулирующую массу, что затрудняет закачивание ее в пласт. Чем меньше концентрация глины, тем больше глубина проникновения частиц в пористую среду. Кроме концентрации существенное влияние на структурирование оказывают минералогический состав глины, минерализация воды и химические добавки. Из практики применения глинистых растворов для бурения скважин известно, что предельная концентрация начала структурирования бентонитовых глин составляет 0,9 – 1 % [166]. Данная концентрация была принята как критерий для определения одного из граничных условий применения глин для образования полимердисперсных систем (ПДС).

Согласно вышеописанной методике, закачивание ПДС в линейные модели пластов из насыпного кварцевого песка производилось в следующей последовательности: раствор ПАА – разделительная жидкость (вода) – глинистая суспензия. Последовательность закачек основывается на разной скорости движения в пористой среде высоковязкого раствора ПАА ($\mu_{\text{ПАА}} = 4,5 \div 7,2$ мПа·с) и маловязкой суспензии глин ($\mu_{\text{гс}} = 1,2 \div 1,5$ мПа·с), в результате второй компонент постепенно перемешивается с первым, причем разделительная жидкость препятствует преждевременному взаимодействию их и является средством регулирования места осаждения материалов в обводненных зонах коллектора.

Распределение компонентов жидкости во внутривпоровом пространстве модели пористой среды при закачке полимердисперсной системы и отдельных ее компонентов изучалось методом импульсивного ядерного магнитного резонанса (ЯМР). Известно, что вода имеет несколько энергетических состояний, зависящих от структуры порового пространства, размера пор и типа поверхности поровых каналов. Времена релаксации молекул воды, находящихся у поверхности поровых каналов и в центре породы, различаются. Поскольку молекулы воды находятся в постоянном движении, то

происходит постоянный их обмен. Скорость обмена зависит от силы связи молекул с поверхностью твердого тела и от величины удельной поверхности. В зависимости от соотношения между скоростью обмена и временами релаксации наблюдаются различные релаксационные характеристики.

Исследуемые модели пористых сред, изготовленные из насыпного кварцевого песка, имеют относительно малую удельную поверхность, поэтому вклад пристеночных молекул составляет менее одного процента, а скорость обмена достаточно высокая. Следовательно, в пределах одной поры наблюдается одно время релаксации, величина которого зависит от радиуса пор и типа поверхности. Как насыпные, так и реальные пористые среды составлены из пор различного радиуса, причем на графике распределения пор по размерам имеются два и более максимума, соответствующих наиболее вероятным размерам пор. Аналогично релаксационная кривая для таких пористых сред состоит из двух и более составляющих с различными временами релаксации. Из разложения релаксационных кривых для водонасыщенной модели можно получить распределение жидкости по длине модели, т.е. определить количество жидкости, не участвующей и участвующей в фильтрации, или динамическую пористость модели. Исследования по распределению компонентов ПДС проведены на релаксометре, работающем на частоте 20 мГц с постоянным магнитным полем. Методика экспериментов состояла в последовательной оценке распределения количества “свободной” и “связанной” воды по длине модели, насыщенной водой (см. рис. 4.23, модель *I-1*), одним из компонентов ПДС (модель *I-2*) и после вытеснения их водой в количестве трех поровых объемов (модель *I-3*). В третьей модели была прокачана ПДС в предполагаемом технологическом варианте.

В модели *I* после прокачивания воды динамическая пористость составила 69 % от общей пористости модели, средний радиус пор, по которым происходила фильтрация, равен 5,7 мкм. В фильтрации не участвовали поры со средним радиусом 3,08 мкм, которые составляют 31 % от общей пористости. После прокачивания ПАА в количестве одного порового объема полимерный раствор занял всю динамическую пористость модели и часть пористости, занятой “связанной” водой. Фактически раствор полимера заполнил всю длину модели, причем полимер в пористой среде занял мелкие и крупные поры. После прокачивания трех поровых объемов воды часть полимера, находящаяся в более мелких порах, осталась в пласте. Адсорбция полимера в более мелких порах подтверждается тем, что после прокачивания через пласт воды в количестве трех поровых объемов средний радиус пор, образующих динамическую пористость, увеличился и составил 6,24 мкм, а средний радиус пор, в которых находилась “связанная” вода, не изменился (табл. 4.18). Слабое изменение времен

Таблица 4.18

Результаты исследования параметров пористой среды методом
ядерно-магнитного резонанса до и после обработки ПДС

Номер модели	Этапы исследования	Фильтрующая часть пористости				Нефильтрующая часть пористости			
		Пористость динамическая, %	Время релаксации, с	Проницаемость, мкм ²	Средний радиус пор, мкм	Пористость динамическая, %	Время релаксации, с	Проницаемость, мкм ²	Средний радиус пор, мкм
1	Первоначальный	69	0,174	0,621	5,70	31	0,059	0,083	3,08
	Конечный	59	0,193	0,629	6,24	41	0,069	0,108	3,07
3	Первоначальный	70	0,441	2,481	8,99	30	0,137	0,256	4,91
	Конечный	60	0,433	2,202	9,16	40	0,142	0,326	4,31
4	Первоначальный	60	0,316	1,235	7,46	40	0,092	0,201	3,21
	Конечный	55	0,256	0,963	6,32	45	0,079	0,150	2,93

релаксации как для “свободной”, так и для “связанной” воды, наблюдаемое для данной модели после прокачки полимера и воды, свидетельствует об отсутствии монослойной адсорбции. При монослойной адсорбции происходит изменение типа поверхности, что должно было бы привести к значительному изменению времени релаксации.

Распределение компонентов глинистой суспензии в пласте с проницаемостью 1,5 мкм² изучалось на модели *II-1* (см. рис. 4.23). Динамическая пористость водонасыщенной модели составила 70 %, а средний радиус пор, образующих эту пористость, составил 8,99 мкм. Глинистый раствор, закачиваемый в эту модель, проник практически на 90 % длины модели (модель *II-2*), причем часть глинистого раствора, попавшая в поры меньше 9 мкм, фильтровалась с меньшей скоростью по сравнению с раствором, попавшим в более крупные поры. После прокачивания воды в количестве трех поровых объемов (*II-3*) глинистый раствор остался в порах, имеющих диаметр 4 – 5 мкм и менее, что привело к уменьшению динамической пористости модели на 10 % (см. табл. 4.18).

В модели *III* с проницаемостью 1,237 мкм² обработка была произведена 0,05%-ным раствором ПАА в количестве 0,5 порового

объема и 1%-ной суспензией глины Биклянского глинокарьера (рис. 4.23, III-3). До введения компонентов ПДС средние радиусы пор в водонасыщенной модели составляли 3,21 мкм для “связанной” и 7,46 мкм для “свободной” воды, динамическая пористость равнялась 60 %. После промывания пористой среды водой в количестве трех поровых объемов динамическая пористость уменьшилась на 5 %, а средние радиусы пор составили 2,93 и 6,32 мкм соответственно для нефилтрукующейся и фильтрующейся частей, причем происходит уменьшение времени релаксации компонентов в пористой среде. Последнее свидетельствует об адсорбции полимерных и глинистых частиц на поверхности как крупных, так и мелких пор.

Механизм взаимодействия полимера с породами и дисперсными частицами в пластовых условиях по разработанной технологии представляется следующим образом. Движущийся впереди суспензии полимерный раствор модифицирует поверхность пористой среды вследствие адсорбции и механического удержания макромолекул ПАА, снижая тем самым концентрацию раствора. Частицы глины или других пород, поступающие в пласт в виде суспензии, вступают во взаимодействие с макромолекулами полимера, адсорбированными на породах и находящимися во взвешенном состоянии. Первый фактор, с одной стороны, снижает проникновение в мелкие поры, с другой, приводит к прочному удержанию дисперсных частиц, а второй фактор способствует флокуляции. Наличие свободных сегментов макромолекул после первичной адсорбции обеспечивает прочную связь дисперсных частиц образующихся полимердисперсных агрегатов с поверхностью горных пород, создавая тем самым объемную устойчивую в динамическом потоке массу.

Для обеспечения описанного механизма в полимердисперсной системе предусматривается использовать растворы ПАА 0,05 – 0,08%-ной концентрации. Увеличение расхода полимера в пластовых условиях в 6 – 8 раз от минимально необходимого для флокуляции в пресных водах обуславливается следующими факторами:

- минерализацией дисперсионной среды;
- увеличением содержания глины;
- необходимостью обеспечения стабилизации системы в призабойной зоне и флокуляции в удаленных от скважины зонах.

Технологическая схема применения ПДС испытывалась на линейных моделях пластов по описанной выше методике. В отличие от экспериментов с гипаном при закачивании ПДС неоднородный пласт моделировался путем одновременной фильтрации по двум параллельно соединенным пропласткам с разной проницаемостью. Для этой цели была разработана специальная установка (УИПДС) (рис. 4.24), позволяющая закачивать в пористую среду суспензии глин или других

твердых частиц и одновременно проводить опыты на нескольких параллельных моделях пласта.

В экспериментах использовалась следующая последовательность выполнения операций:

- 1) исследование проницаемости пористой среды прокачиванием воды или нефти в зависимости от цели эксперимента;
- 2) прокачивание через модель пласта последовательно раствора ПАА – воды – глинистой суспензии, в нескольких опытах цикл закачки повторялся в зависимости от характера решаемых задач;
- 3) выдерживание моделей пластов под давлением;
- 4) вытеснение всей системы из модели пласта водой и оценка эффективности обработки прокачиванием воды.

Эффективность воздействия ПДС на водонасыщенные пласты оценивали по изменению подвижности воды в результате обработки и остаточному фактору сопротивления. Учитывая механизм действия водоизолирующего материала на пласт, для оценки степени снижения

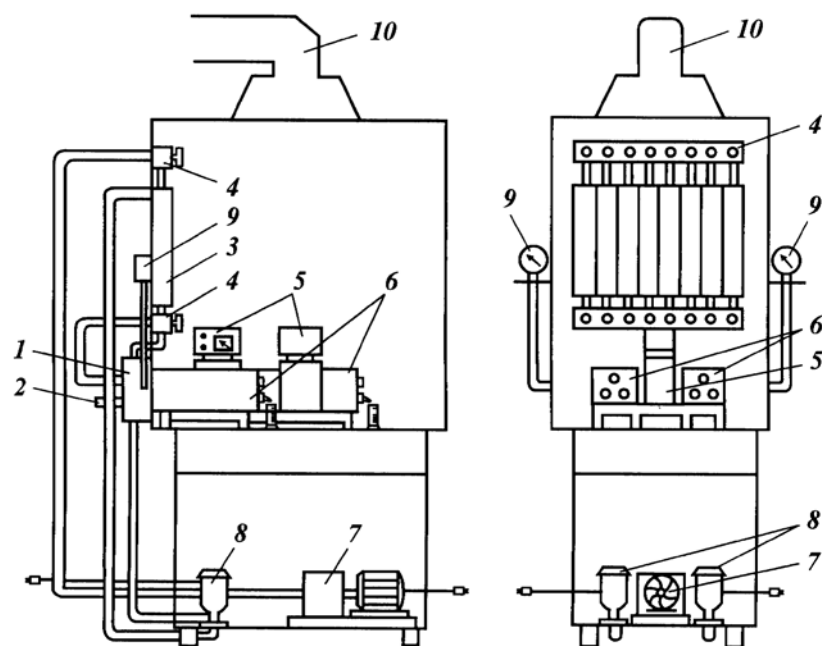


Рис. 4.24. Общий вид установки УИПДС:

1 – распределительная камера; 2 – переключатель; 3 – контейнер для реагентов; 4 – перепускной кран; 5 – термостат; 6 – термокамера; 7 – компрессор; 8 – электронасос; 9 – манометр; 10 – вытяжная труба

неоднородности был введен коэффициент χ , который для двухслойной линейной модели с различной проницаемостью прослоев определяется как соотношение подвижностей воды:

$$\chi = (k/\mu)_1 : (k/\mu)_2, \quad (4.21)$$

а уменьшение степени неоднородности определяется по формуле

$$\frac{\chi_I}{\chi_{II}} = \frac{[(k/\mu)_1 : (k/\mu)_2]_I}{[(k/\mu)_1 : (k/\mu)_2]_{II}}, \quad (4.22)$$

где I и II соответствуют периодам фильтрации жидкости до и после прокачивания ПДС или другой технологической жидкости.

На первом этапе опыты проводились с отдельными моделями пласта различной проницаемости с применением технологических жидкостей в количестве 1 п.о. при постоянном перепаде давления, равном 0,5 МПа (рис. 4.25). При анализе характера изменения зависимостей $k/\mu = f(q)k$ подтвердилось преимущество последовательного закачивания полимерного раствора с глинистой суспензией:

а) подвижность воды при обработке ПДС (кривая 1) снижается в 5 раз по сравнению с обработкой глинистой суспензией (кривая 2);

б) подвижность воды после обработки ПДС при прокачивании четырех поровых объемов воды восстанавливается всего на 36 %, а при обработке глиной или полимером – на 82 – 90 % (кривая 3);

в) степень неоднородности пропластков при обработке ПДС уменьшается в 4 – 5 раз, а при использовании отдельных компонентов системы в 1,2 – 1,5 раза;

г) с повышением проницаемости пористой среды подвижность воды снижается более интенсивно (кривые 1 и 4).

Обобщение результатов серии экспериментов с ПДС в моделях пластов с различной проницаемостью (табл. 4.19) и их математическая обработка показывают, что с увеличением проницаемости остаточный фактор сопротивления увеличивается и удовлетворительно аппроксимируется уравнением вида

$$R_{\text{ост}} = b + ak, \quad (4.23)$$

где a и b – коэффициенты, определенные методом наименьших квадратов; k – коэффициент проницаемости пористой среды.

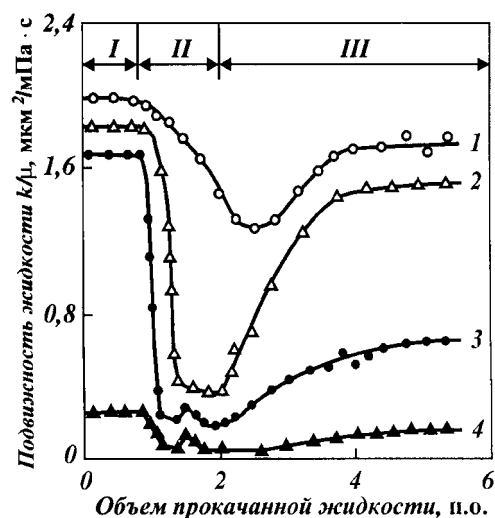


Рис. 4.25. Изменение подвижности воды после ПДС, ПАА и глинистой суспензии:
1 и 2 — пласты, обработанные соответственно глиной и ПАА CS-6; 3 и 4 — пласты, обработанные ПДС; I и III — области, соответствующие фильтрации воды; II — область фильтрации технологической жидкости

На втором этапе моделирования процессов фильтрации с применением ПДС изучалось влияние остаточного фактора сопротивления согласно формуле (4.23) на вытеснение нефти из моделей неоднородного нефтенасыщенного пласта и охвата его заводнением. Неоднородный пласт моделировался двумя параллельно соединенными с установкой УИПДС линейными моделями пласта разной проницаемости, по которым после предварительного вытеснения нефти водой прокачивалась технологическая жидкость — ПДС. Вначале нефть вытеснялась водой до стабилизации коэффициента нефтевытеснения β_1 или до полного обводнения вытесняемой из пласта жидкости. Режим заводнения моделировался постоянным расходом жидкостей, соответствующим изменениям скорости фильтрации в пределах 0,3 — 0,9 м/сут. В табл. 4.20 приведены характеристики моделей пластов до вытеснения нефти, использованных в одной из серии экспериментов, а результаты их — в табл. 4.21 и 4.22.

Таблица 4.19

Изменение фильтрационных характеристик моделей пластов с различной проницаемостью при обработке ПДС

Проницаемость пластов, мкм ²	Массовая концентрация, %		Фактор сопротивления в процессе фильтрации		Остаточный фактор сопротивления после прокачивания воды в объеме	
	ПАА	глинистой суспензии	ПДС	глинистой суспензии	1 порового объема	3 поровых объемов
0,28	0,05	0,50	2,6	1,25	1,60	1,12
0,34	0,05	0,50	2,5	1,35	1,10	1,08
0,38	0,05	0,50	2,8	1,90	1,70	1,21
0,66	0,05	0,50	3,2	2,34	1,99	1,81
0,74	0,05	0,65	2,1	2,48	1,79	1,98
0,90	0,05	0,50	3,3	2,60	2,30	1,50
1,14	0,05	0,50	3,1	2,83	2,33	2,31
1,21	0,01	0,25	2,1	1,49	1,20	1,40
1,71	0,05	0,05	5,6	4,20	2,67	2,00

Таблица 4.20

Параметры моделей пласта до вытеснения нефти

Номер пласта	Номер модели	Коэффициент проницаемости, мкм ²	Пористость, %	Объем пор, мл	Начальная водонасыщенность, %	Объем нефти в модели, мл
1	2	2,51	29	236	21,0	184,5
	8	0,15	21	194	27,4	142,3
2	3	2,52	32	243	30,6	193,1
	6	0,25	25	195	27,4	143,5
3	4	2,50	29	239	21,3	188,0
	9	0,35	22	199	24,4	150,4

Анализ результатов проведенных экспериментов показал следующее. Характерной особенностью процесса первичного заводнения в первом пласте с моделями № 2 и № 8 является то, что при полном обводнении добываемой продукции ($\theta = 100\%$, рис. 4.26, *в*) вследствие прорыва воды по высокообводненному пропластку (№ 2) из малопроницаемого (№ 8) было извлечено всего 10,9 % нефти (см. табл. 4.21). Снижение фильтрационного сопротивления обводненного пласта, на что указывает рост подвижности в нем фильтрующихся жидкостей (рис. 4.26, кривая 3), приводит к практическому прекращению процесса вытеснения нефти из малопроницаемого пропластка (№ 8).

В соответствии с принятой моделью воздействия на обводненный неоднородный пласт № 1 с целью извлечения остаточной нефти закачано 0,2 порового объема 0,05%-ного раствора полиакриламида марки CS-6 и столько же глинистой суспензии (ГС), содержащей 0,5 % глины.

Таблица 4.21

Изменение нефтенасыщенности и коэффициентов нефтевытеснения до и после обработки ПДС

Номер модели	Проницаемость, мкм ²	Соотношение проницаемостей пропластков	Нефтенасыщенность, %	Показатели заводнения пластов								
				до применения ПДС				после применения ПДС				
				Обводненность, % (об.)	Остаточная нефтенасыщенность, % (об.)	Коэффициент нефтевытеснения, %	Прогнозный прирост при полном обводнении, %	Обводненность, % (об.)	Остаточная нефтенасыщенность, % (об.)	Прирост коэффициента нефтевытеснения, %		Конечный коэффициент нефтевытеснения, %
										всего	по сравнению с прогнозным	
2	2,5	—	78,2	100	27,4	64,9	—	100	—	—	—	64,9
8	0,15	—	72,6	0	58,2	10,9	—	100	—	—	—	62,8
2+8	—	16	76,1	100	44,7	41,2	0	100	27,5	22,5	22,5	63,7
3	2,52	—	79,4	100	28,9	63,6	—	100	—	—	—	63,6
6	0,25	—	72,5	0	64,2	11,5	—	100	—	—	—	70,2
3+6	—	10	76,3	96	43,0	43,7	12,3	100	24,7	23,8	11,5	67,5
4	2,5	—	78,6	100	31,0	60,5	—	100	—	—	—	60,5
9	0,35	—	75,6	0	43,6	42,3	—	100	—	—	—	65,4
4+9	—	7	77,5	92	36,7	52,1	3,2	100	25,9	11,1	7,2	63,2

Таблица 4.22

Изменение фильтрационных характеристик и охвата пластов воздействием после обработки ПДС

Номер модели	Проницаемость, мкм ²	Соотношение проницаемости пропластков	Доля фильтрующей жидкости по пластам, п.о.		Подвижность воды в пластах при обработке ПДС, мкм ² /мПа·с		Остаточный фактор сопротивления	Неоднородность пластов при обработке ПДС		Прирост коэффициента охвата после обработки с ПДС, %	Объем закачки воды, п.о.	
			раствора ПАА	глинистой суспензии	до закачки ПДС	после закачки ПДС		до	после		при заводнении и с использованием ПДС	прогнозный при обычном заводнении
2	2,50	—	0,19	0,17	0,640	0,14	4,58	—	—	—	—	—
8	0,15	—	0,01	0,03	0,00	0,008	—	—	—	—	—	—
2+8	—	16	0,20	0,20	0,640	0,149	4,33	259	58	35,8	5,0	—
3	2,52	—	0,185	0,173	0,370	0,175	2,13	—	—	—	—	—
6	0,25	—	0,015	0,027	0,062	0,011	—	—	—	—	—	—
3+6	—	10	0,20	0,20	0,037	0,187	2,01	32	15	19,6	3,5	24
4	2,50	—	0,17	0,16	0,350	0,094	3,68	—	—	—	—	—
9	0,35	—	0,03	0,04	0,029	0,029	—	—	—	—	—	—
4+9	—	7	0,20	0,20	0,386	0,123	3,30	11,8	3,2	10,6	1,8	2,4

Рис. 4.26. Динамика процесса нефтewытеснения с применением ПДС в послойно-неоднородном пласте (а) и отдельно по пропласткам (б и в):

1 – коэффициент вытеснения; 2 – обводненность жидкости на выходе из образца пористой среды; 3 – подвижность жидкости; I – область фильтрации раствора полимера; II – область фильтрации суспензии глины

Снижение подвижности воды в 3,2 раза в высокопроницаемом пропластке (рис. 4.26, б, кривая 1) наблюдается вследствие изменения направления фильтрационных потоков (см. табл. 4.21). Таким образом, были созданы условия для лучшего охвата нефтewытеснением менее проницаемой части модели пласта. В результате коэффициент нефтewытеснения по менее проницаемому пропластку увеличился с 10,9 до 62,8 %, а общий – вырос с 41,2 до 63,7 % (см. табл. 4.21).

Анализ зависимостей подвижности, остаточного фактора сопротивления и коэффициента нефтевытеснения от объема прокачиваемых жидкостей позволяет выявить следующие особенности механизма увеличения коэффициента вытеснения нефти из моделей неоднородных пластов:

1) несмотря на прокачку 78,8 % от общего объема ПДС через высокопроницаемый пропласток (см. табл. 4.22), коэффициент нефтевытеснения в нем не увеличивается (рис. 4.26, *в*, кривая 1), т.е. ПДС не обладает более высоким нефтеотмывающим свойством, чем вода;

2) обработка неоднородного пласта ПДС снижает степень неоднородности его по подвижности жидкостей в 2 – 4 раза;

3) после прокачивания через модель пористой среды более трех поровых объемов воды остаточный фактор сопротивления сохраняется на одном и том же уровне, что указывает на достаточно высокую устойчивость глинополимерного комплекса в динамических условиях нефтевытеснения;

4) относительное увеличение подвижности жидкостей в менее проницаемых нефтенасыщенных пропластках и снижение ее в высокопроницаемых и промытых водой пропластках после прокачивания ПДС (рис. 4.26, *б* и *в*, кривая 3) указывают на избирательный характер ее воздействия, в зависимости от проницаемости пропластков и насыщенности их нефтью и водой;

5) после прохождения оторочки ПДС через высокопроницаемый пропласток, т.е. после $q \leq 2,58$ п.о., подвижность жидкостей в пласте № 2 остается на уровне, который образовался при фильтрации ПДС в пористой среде (рис. 4.26, *в*, кривая 3), что указывает на преобладающее значение создаваемого ею остаточного фактора сопротивления для нефтевытеснения.

Эксперименты на следующих парах моделей (№№ 3 – 6 и 4 – 9) проводились по той же методике, что и на моделях №№ 2 – 8. Отличие заключалось в соотношении проницаемостей, составляющих 10:1 и 7:1 и в закачивании ПДС в период стабилизации коэффициента нефтевытеснения при обводненности вытесняемой жидкости, равной 92 – 96 % (см. табл. 4.21). В связи с этим коэффициент нефтевытеснения определялся с учетом прогнозной нефтеотдачи без ПДС, т.е. $\Delta\beta$ рассчитывали по разнице между прогнозным (β_p) и фактическим (β_f) значениями вытеснения после обработки по формуле

$$\Delta\beta = (Q_{\text{нф}} - Q_{\text{нп}})/Q_{\text{но}}, \quad (4.24)$$

где $Q_{\text{нф}}$, $Q_{\text{нп}}$ – количество вытесненной из моделей нефти соответственно фактическое и прогнозное; $Q_{\text{но}}$ – начальное содержание нефти в модели пласта.

$Q_{\text{нп}}$ определяется расчетным путем, приняв за базу стабилизированную величину обводненности вытесняемой жидкости и экстраполируя ее до базового значения в процессе эксперимента.

Основные закономерности влияния ПДС на нефтевытеснение, выявленные на моделях №№ 2 – 8, наблюдаются и в условиях неполного обводнения пластов. Увеличение нефтевытеснения по сравнению с прогнозным в результате повышения фильтрационного сопротивления высокопроницаемых прослоев, обводненных до 100 %, составляет 11,5 и 7,2 % (см. табл. 4.21 и 4.22). При этом прирост коэффициента нефтевытеснения увеличивается с ростом их неоднородности, определяемой по формуле (4.21), а с увеличением χ от 3,2 до 58 $\Delta\beta$ возрастает с 7,2 до 22,5 %.

Результаты лабораторных исследований процессов вытеснения остаточной нефти из моделей неоднородных пластов с применением ПДС позволяют оценить влияние проницаемостной неоднородности пласта и объема оторочки на прирост коэффициента вытеснения. Эффективность применения ПДС возрастает с увеличением степени неоднородности коллектора – в наших экспериментах с изменением величины K_1/K_2 от 7 до 16 коэффициент нефтевытеснения увеличивается по сравнению с заводнением (штриховые линии) от 8 до 26 % (рис. 4.27, а). В результате обработки экспериментальных данных лабораторных исследований установлена линейная зависимость прироста нефтевытеснения от указанного соотношения, т.е.

$$\Delta\beta_1 = 0,247(K_1/K_2) - 0,542. \quad (4.25)$$

Степень линейной связанности $\Delta\beta$ по K_1/K_2 характеризуется коэффициентом корреляции, который определяется по формуле

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i y_i - \bar{x} \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n x_i^2 - n \bar{x}^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n y_i^2 - n \bar{y}^2}}, \quad (4.26)$$

где $\bar{x}$ и $\bar{y}$ – средние значения нефтевытеснения и отношения K_1/K_2 ; x_i и y_i – исходные значения указанных параметров; n – число экспериментов.

Коэффициенты корреляции и регрессии, полученные по этой формуле, составили: $r = 0,996$ и $d = 0,247$. Это подтверждает достаточно твердую зависимость между $\Delta\beta_1$ и K_1/K_2 .

С ростом объема оторочки ПДС происходит как рост отбора нефти, так и увеличение коэффициента нефтевытеснения (см. рис. 4.27, б). Обработка опытных данных методами математической статистики показала линейную зависимость $\Delta\beta_2$ от объема оторочки ПДС $W_{\text{ПДС}}$

$$\Delta\beta_2 = 2,333 W_{\text{ПДС}} - 11,833. \quad (4.27)$$

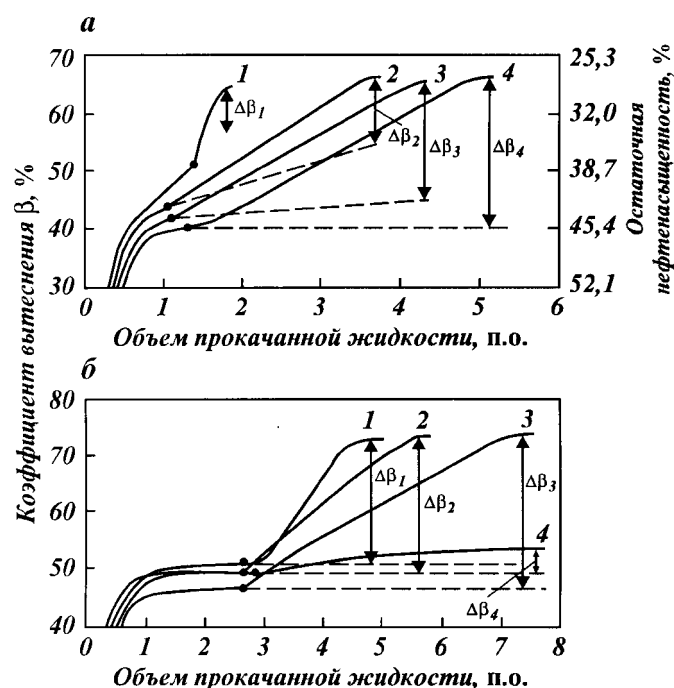


Рис. 4.27. Изменение коэффициента вытеснения нефти из послойно-неоднородной пористой среды в зависимости от объема прокачанной жидкости:
a – при различных соотношениях коэффициентов проницаемостей пропластков; отношение проницаемостей: 1 – 7; 2 – 10; 3 – 13; 4 – 16; *б* – при различных объемах оторожек ПДС; объем оторожек ПДС: 1 – 60 %; 2 – 40 %; 3 – 20 %; 4 – 10 %

Коэффициент корреляции при этом составил $r = 0,933$, что указывает на наличие достаточно тесной зависимости между исследуемыми параметрами.

Полимердисперсная система, состоящая из полиакриламида и глины, как показали эксперименты, не обладает лучшими нефтевытесняющими свойствами по сравнению с водой. Прирост коэффициента нефтеотдачи пласта после обработки ПДС является следствием увеличения охвата их воздействием закачиваемой водой. Из анализа динамики роста $\Delta\beta$ в зависимости от объема прокачанной жидкости видно (см. рис. 4.27, *a*), что в одних условиях после полного обводнения высокопроницаемого пропластка менее проницаемый нефтенасыщенный пропласток отключается из работы (кривая 4), на что указывает постоянство коэффициента вытеснения, хотя из него извлечено всего 10,9 % начального объема нефти (см. табл. 4.21). В некоторых случаях

малопроницаемые пропластки продолжают работать с незначительным приростом коэффициента нефтевытеснения при обводненности продукции до 92 – 99 % (кривая 1–3). Закачка ПДС приводит к резкому увеличению коэффициента нефтевытеснения и ускорению отбора нефти (см. рис. 4.27). В первом из указанных условий прирост коэффициента $\Delta\beta_4$ обусловлен повторным подключением в работу менее проницаемого пропластка, т.е. в результате увеличения охвата пласта воздействием. Прирост коэффициента охвата модели пласта можно определить по балансовому методу [30]

$$\Delta\beta_{\text{охв}} = [Q_{\text{доп}} / (Q_{\text{бал}} \cdot \beta')] 100 \%, \quad (4.28)$$

где $Q_{\text{доп}}$ – количество дополнительно извлеченной нефти в результате воздействия ПДС; $Q_{\text{бал}}$ – объем нефти в малопроницаемом пропластке до начала заводнения (см. табл. 4.20); β' – коэффициент вытеснения нефти из малопроницаемого пропластка № 8 (см. табл. 4.21). Тогда

$$\Delta\beta_{\text{охв}} = [73,53 / (326,6 \cdot 0,62)] 100 \% = 35,8 \%.$$

Таким образом, ПДС в условиях модели неоднородного пласта позволяет увеличить охват их воздействием на 35,8 % и обеспечивает прирост нефтеотдачи по сравнению с первичным заводнением.

В остальных пластах такая оценка затруднительна, так как при длительном закачивании воды, как следует из прогноза роста коэффициента β для кривых 1 – 3 (штриховые линии), в конечном итоге можно достичь уровня 65 – 68 % без обработки ПДС. Но для этого требуется закачать от 2,4 до 24 п.о. воды, а при закачивании ПДС 1,8 – 5,0 п.о. (см. табл. 4.22). При разработке нефтяных месторождений заводнением закачивание воды более 3 – 4 п.о. экономически не всегда целесообразно. Применение ПДС в этих условиях ускоряет отбор нефти из пласта при меньших объемах закачки и позволяет выработать участки, которые при обычном заводнении остались бы невыработанными. Прирост коэффициента охвата при этом можно определить по разнице между приростом добычи нефти с использованием ПДС в конце процесса вытеснения (заводнения) и прогнозным, ожидаемым при обычном заводнении. В рассматриваемых выше экспериментах эти данные соответствуют приростам вытеснения $\Delta\beta_1 - \Delta\beta_4$ (см. рис. 4.27, а). Как показали расчеты по формуле (4.28), в экспериментах прирост коэффициента охвата неоднородного пласта воздействием составляет 10,6 – 35,8 % (см. табл. 4.22).

Моделированием пластовых процессов с применением ионогенных полимеров установлена принципиальная возможность повышения нефтеотдачи неоднородного пласта на основе увеличения фильтрационного сопротивления обводненной части водоизолирующим материалом. Увеличение фильтрационного сопротивления с возрастанием проницаемости приводит к снижению степени

неоднородности продуктивного пласта и росту охвата его заводнением (воздействием). Технологическая схема последовательно-чередующегося закачивания раствора ПАА и глинистой суспензии в пористую среду позволяет реализовать флокулирующие свойства полимеров в пластовых условиях с целью увеличения охвата воздействием водой послойно-неоднородного нефтеводонасыщенного пласта.

По результатам проведенных исследований рекомендованы следующие наиболее оптимальные условия применения ПДС, состоящей из ПАА и глинистой суспензии:

Коэффициент проницаемости, мкм^2 , более	0,15
Коэффициент пористости, %, более	15
Минерализация воды, г/л	0 – 120
Концентрация ПАА в ПДС, %	0,001 – 0,1
Концентрация глины в ПДС, %	0,1 – 1,0
Объемное соотношение раствора полимера и глинистой суспензии ПАА/ГС	1:1 и более

4.5. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ВОД В ПЛАСТЕ ИОНОГЕННЫМИ ПОЛИМЕРАМИ

Закачиваемый в пласт водный раствор полимера в первую очередь заполняет наиболее крупные поры и трещины – каналы с наименьшим фильтрационным сопротивлением. В процессе разработки залежей нефть остается невытесненной в тех порах и трещинах, размеры которых меньше размеров макромолекул полимера и их ассоциатов. В этих условиях взаимодействие полимерного раствора с ионами солей пластовой воды происходит в следующей последовательности:

1) во время движения в порах разного сечения полимерный раствор механически смешивается с электролитом (наблюдается конвективная и молекулярная диффузия);

2) после прекращения нагнетания ионообменный процесс в статических условиях продолжается между полимерным раствором и остаточной водой на поверхности пород, в мелких порах, капиллярах и микротрещинах в результате молекулярной диффузии.

Ограничение притока воды в скважины происходит вследствие заполнения наиболее крупных пор и каналов и изменения тем самым фильтрационных свойств пласта. Последнее достигается как механическим заполнением крупных пор инертными относительно пластовых жидкостей материалами, так и химически активными реагентами или их композициями, вступающими во взаимодействие с компонентами нефтяного пласта. В технологических процессах ограничения движения вод предпочтение отдается химически активным

реагентам, обладающим избирательностью свойств относительно нефти и воды.

Эффект воздействия, как следует из анализа кривых рис. 4.28, зависит от множества факторов, основными из которых являются коэффициент проницаемости породы, свойства реагента и компонентов пластовой системы. Функция $R_{ост} = f(k)$ для гипана и ПДС с увеличением проницаемости пористой среды возрастает, а у ПАА уменьшается. Исходя из механизма образования водоизолирующей массы этими реагентами, указанное различие в значениях $R_{ост}$ можно объяснить образованием в пластовых условиях гипаном и ПДС массы с жесткой и объемной структурой, размеры частиц полиакриамида остаются неизменными, что не позволяет создать мембрану в крупных порах. Такое фильтрационное сопротивление гипан может создать только в условиях пористой среды с минерализованной водой. Этим обуславливается главное требование к выбору реагента – учет конкретных геолого-физических и химических условий в продуктивном пласте.

Некоторые исследователи, недооценив влияние ионообменных процессов в пористой среде на образование водоизолирующей массы полимерами акрилового ряда, пришли к выводу о бесперспективности дальнейших исследований в данном направлении [156, 157]. Процесс взаимодействия между ними, как показали исследования, не завершается с прекращением конвективной диффузии после прекращения закачки, а продолжается в статических условиях. В пористой среде в результате молекулярной диффузии ионов пластовой воды полимерный раствор превращается в структурированную массу, закупоривающую водопроводящие каналы.

По результатам теоретических и экспериментальных исследований взаимодействия ионогенных полимеров акриловых кислот со степенью

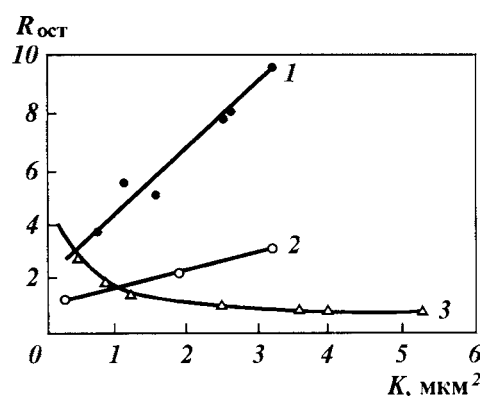


Рис. 4.28. Зависимость фактора остаточного для воды сопротивления от проницаемости пористой среды после закачки: 1 – гипан 10%-ной концентрации; 2 – ПДС; 3 – ПАА 0,05%-ной концентрации

гидролиза более 40 % с электролитами механизм образования водоизолирующей массы в пластовых условиях представляется следующим образом.

В процессе закачивания в пласт полимерного раствора часть его вследствие конвективной диффузии взаимодействует с солями пластовой воды, образуя хлопьевидный осадок перед фронтом движения основного объема полимерного раствора. После того как раствор полимера заполнит наиболее крупные поры и трещины и движение в коллекторе прекратится, полимерный раствор вступает в ионный обмен с остаточной минерализованной пластовой водой на поверхности пород и в микротрещинах. В статических условиях основной движущей силой процесса структурирования является молекулярная диффузия. Под действием разности концентраций ионов электролита на поверхности пород и в зоне сообщения крупных каналов с микроканалами, содержащими минерализованную воду, образуется структурированная масса полимера, приводящая к сужению размеров крупных пор, в которых находится полимер (рис. 4.29). В зоне сообщения с микроканалами процесс проходит более интенсивно вследствие постоянного поступления по ним ионов из пластовой воды, в результате чего происходит полное перекрытие канала структурированным полимером.

Снижение концентрации ионов в зоне контакта с полимером приводит к изменению градиента химического потенциала системы – возникает разность концентраций солей в водах, содержащихся в микроканалах и окружающей пористой среде. Под действием градиента концентраций происходит диффузия ионов в эти микроканалы из более удаленных зон пласта. Не исключено, что пленочная вода, находящаяся между полимером и породой, является каналом для проникновения поступающих катионов к полимерному раствору.

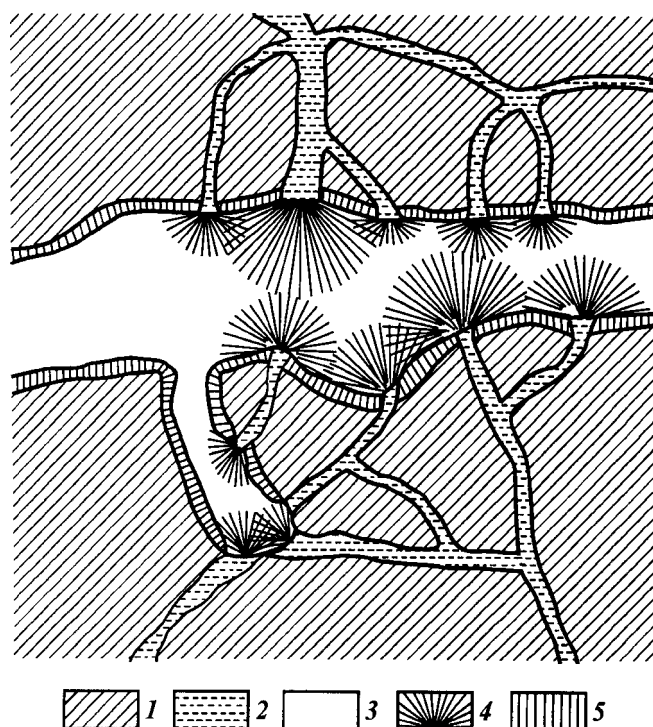
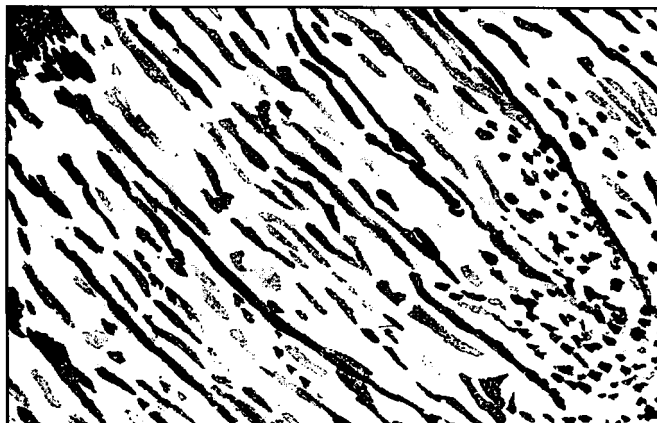


Рис. 4.29. Схема структурирования гипана в пористой среде при взаимодействии с пластовой водой:

1 – порода; 2 – пластовая вода; 3 – гипан в жидком состоянии; 4 и 5 – структурированная масса гипана в результате взаимодействия с элементами пластовой системы

Структурирование гипана под действием электролита можно рассматривать с позиций ионотропного гелеобразования в коллоидных системах [27, 106, 223, 224]. При диффузии катионов Ca^{2+} , Mg^{2+} , Sr^{2+} , Zn^{2+} , Ba^{2+} , Ni^{2+} , Cr^{3+} в полиэлектролиты образуется гель с капиллярно-пористой структурой, свойства которого зависят от природы и концентрации полимера и электролита. Электронно-микроскопические исследования, проведенные с гипаном и сополимером МАК-ДЭА, показали аналогичный характер взаимодействия их с электролитами: при диффузии ионов Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^{+} из пластовой воды они образуют полимерную массу с капиллярно-пористой структурой (рис. 4.30, а). В пористой среде из кварцевого песка гипан, высаживаясь из раствора под действием солей, покрывает поверхность зерен так же, как на подложке при изготовлении полупроницаемых мембран (см. рис. 4.30, б). При

a



б

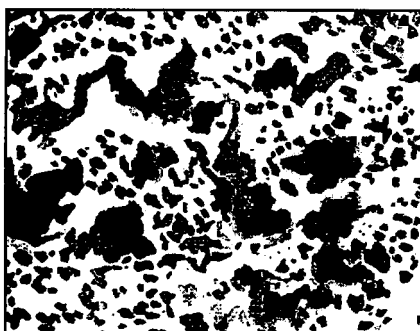


Рис. 4.30. Структурированная масса гипана:

a – в свободном объеме при взаимодействии с пластовой водой пласта Д₁ (увеличение 750); *б* – в песчанике при вытеснении 15%-ным раствором (увеличение 100)

создании депрессии на забое скважины поступающая из пласта минерализованная вода фильтруется через эту массу, которая удерживает содержащиеся в ней катионы.

В технике рассматриваемое явление используется при изготовлении полупроницаемых мембран для разделения жидкостей и освобождения их от солей методом обратного осмоса и ультрафильтрации [77, 224, 231]. Метод обратного осмоса в отличие от осмоса, заключающегося в самопроизвольном переходе растворителя в раствор, представляет собой принудительное вытеснение растворителя из раствора через мембрану

[77, 128]. Величина осмотического давления зависит от концентрации растворенных веществ.

Минерализованная пластовая вода представляет собой смесь электролитов. В ее состав входят следующие соли: CaCl_2 , MgCl_2 , NaCl , KCl . Осмотическое давление таких систем определяется по выражению

$$\pi = \Phi RT \sum_{i=1}^n c_i, \quad (4.29)$$

где Φ – практический осмотический коэффициент; c_i – концентрация i -го компонента.

Для пластовой воды Ромашкинского месторождения (горизонт Д₁), имеющей состав: $\text{Ca}^{2+} = 20040,4$ мг/л; $\text{Mg}^{2+} = 4028,5$ мг/л; $\text{Na}^+ + \text{K}^+ = 72548,4$ мг/л в пересчете на $(\text{Na}^+ + \text{K}^+)\text{Cl}^- = 159028,0$; $\text{HCO}_3^- = 24,99$), – осмотическое давление составляет 28 МПа. Механизм ограничения движения минерализованной воды в пористой среде с применением ионотропных гелей идентичен процессу разделения растворов методом обратного осмоса.

В случае идеальной полупроницаемой мембраны движущая сила процесса обратного осмоса определяется по формуле [77]

$$\Delta P = P - \pi_1, \quad (4.30)$$

где P – избыточное (рабочее) давление над исходным раствором; π_1 – осмотическое давление раствора.

При недостаточно высокой селективности мембраны происходит диффузия соли из раствора в воду. При этом в подложках и пористом слое мембраны возможно наложение солей, содержащих собственное осмотическое давление. Замеренное осмотическое давление представляет собой разницу между осмотическим давлением исходного раствора и фильтрата, полученного в результате диффузии соли с противоположной стороны мембраны. Тогда движущая сила обуславливается перепадом давления

$$\Delta P = P - (\pi_1 - \pi_2) = P - \Delta\pi, \quad (4.31)$$

где π_2 – осмотическое давление фильтрата, прошедшего через мембрану.

Основными факторами, оказывающими влияние на скорость обратного осмоса, являются природа и концентрация разделяемого раствора, гидродинамические условия, температура и рабочее давление. Увеличение концентрации растворенных веществ приводит к повышению осмотического давления раствора, что снижает эффективную движущую силу. В процессе разделения растворов через мембрану проходит преимущественно растворитель, что приводит к увеличению концентрации растворенного вещества у поверхности мембраны. Явление образования на поверхности мембраны

пограничного слоя, в котором концентрация растворенного вещества больше, чем в основном объеме раствора, получило название концентрационной поляризации [77, 128, 198]. Влияние этой поляризации всегда отрицательно сказывается на процессе разделения методом обратного осмоса, что выражается в следующем:

1) вследствие увеличения осмотического давления раствора, определяемого концентрацией вещества в пограничном слое, снижается эффективное давление;

2) с увеличением концентрации вещества уменьшается толщина слоя "связанной" воды на поверхности и в порах мембраны, ослабевают силы взаимодействия между ионами и молекулами воды в растворах неорганических веществ. В связи с этим на поверхности мембраны могут выпадать в осадок малорастворимые соли. Возникающие при этом высокое давление и температура приводят к увеличению усадки полимерных мембран и резкому снижению их проницаемости.

В условиях обводненного пласта, как показано лабораторными исследованиями, рассматриваемый процесс реализуется образованием ионотропных гелей из закачанного полимерного раствора, пористая среда для которых является подложкой. При создании депрессии снижением забойного давления они выполняют функцию полупроницаемой мембраны относительно поступающей из пласта минерализованной воды. При ограничении притока воды реализуется самый крайний случай процесса разделения растворов обратным осмосом, когда из-за высокой концентрации солей пластовое давление недостаточно для создания движущей силы процесса обратного осмоса.

Таким образом, физическая сущность ограничения движения минерализованных вод в пористом пласте ионогенными полимерами высокой степени гидролиза типа гипана основывается на обратноосмотическом эффекте разделения низкомолекулярных электролитов.

Для проверки данной гипотезы были проведены экспериментальные исследования по изучению проницаемости мембран, полученных структурированием гипана. Методика эксперимента состояла в следующем. В камеру высокого давления кернодержателя установки УИПК-1 в качестве упора был помещен высокопроницаемый керн, на котором установили при помощи металлического фильтра мембрану с подложкой. Мембраны были подготовлены по методике изготовления катионитных мембран [198] путем нанесения на проницаемую подложку из плотной бумаги или другого пористого материала раствора полимера толщиной 1 – 2 мм. Вся система в камере закрывалась упором кернодержателя и манжетами бокового обжима. Затем вся система погружалась в электролит и выдерживалась при температуре 295 К от 8 до 72 ч в зависимости от задачи эксперимента. Для нанесения на подложку пористого материала использовали раствор гипана 10%-ной

концентрации, а в качестве электролита – пластовую воду горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения и водный раствор хлористого кальция.

При проведении эксперимента готовая мембрана устанавливалась в камере высокого давления так, чтобы электролит в камеру поступал со стороны полимерного слоя, электролит закачивался при помощи поршневого насоса при постоянном объемном расходе. В процессе эксперимента регистрировались расход жидкости, давление фильтрации через мембрану и температура среды. После прокачивания расчетных объемов жидкости кернодержатель разбирался и визуально обследовалось состояние мембран. По результатам измерений строились графики зависимости давления и подвижности электролита от времени фильтрации (рис. 4.31 и 4.32).

Возрастание давления и стабилизация фильтрации на определенном уровне при прокачивании электролита (см. рис. 4.31) – кривые M_4 , M_8 , M_{12} и M_{26} – указывают на доуплотнение изготовленных из гипана мембран за счет удержания катионов при обратноосмотических процессах. Вывод подтверждается отсутствием этого эффекта при прокачивании водопроводной воды (кривые M_9 , M_6 , M_{13}), исключая проявление обратноосмотических сил. Анализ изменений кривых давления показывает, что рабочее давление фильтрации зависит от природы электролитов, концентрации их в растворе и времени выдержки полимера с мембраной в электролите (табл. 4.23), а также от толщины полимерной мембраны на подложке.

Качество мембран, выдержанных в 30%-ном растворе CaCl_2 , значительно выше качества мембран, выдержанных в пластовой воде, что согласуется с закономерностями обратноосмотического процесса. Расчетное значение π для 30%-ного раствора CaCl_2 составляет 45 МПа [77]. Для начала фильтрации при совершенной мембране согласно уравнению (4.27) необходимо увеличить давление на величину

$$\Delta P_1 = |P - \pi| = |29 - 45| = 16 \text{ МПа}.$$

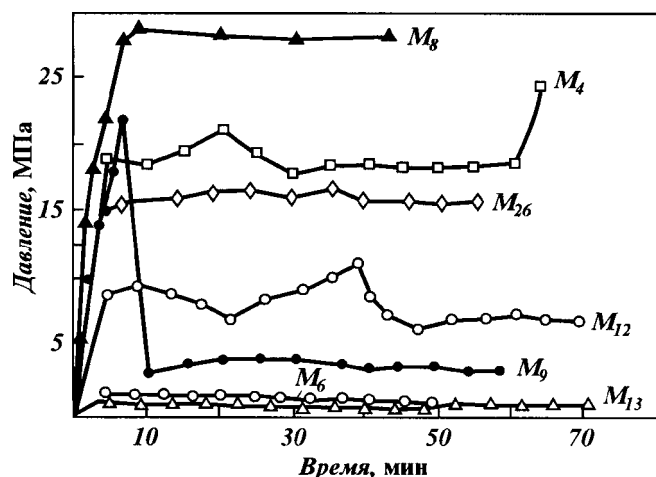


Рис. 4.31. Изменение давления закачки при фильтрации электролита через полимерную мембрану:

M_4 , M_9 и M_8 – мембраны, выдержанные соответственно в 10 и 30%-ном растворах CaCl_2 в течение 24 ч; M_{26} и M_{12} , M_6 , M_{13} – мембраны, выдержанные в минерализованной воде пласта D_1 Ромашкинского месторождения соответственно 72 и 36 ч

Изменение давления обратноосмотического процесса в зависимости от времени выдержки мембраны в электролите согласуется с кинетическими кривыми ионообменного процесса при взаимодействии гипана с пластовой водой – максимальные значения давлений достигаются при выдерживании мембран не менее 48 – 72 ч.

В связи с использованием пресных вод для заводнения нефтяных залежей минерализация пластовой воды со временем снижается. Результаты влияния данного фактора на подвижность воды, фильтрующейся через полимерную мембрану из гипана, показаны на рис. 4.32. Методика эксперимента основывается на постепенном снижении концентрации солей разбавлением электролита дистиллированной водой. На первом этапе прокачивается пластовая вода горизонта D_1 ($\rho = 1180 \text{ кг/м}^3$), на втором – пластовая вода, разбавленная дистиллированной в соотношении 1:1, а на третьем то же, но в соотношении 1:4 и на последнем этапе – пресная вода.

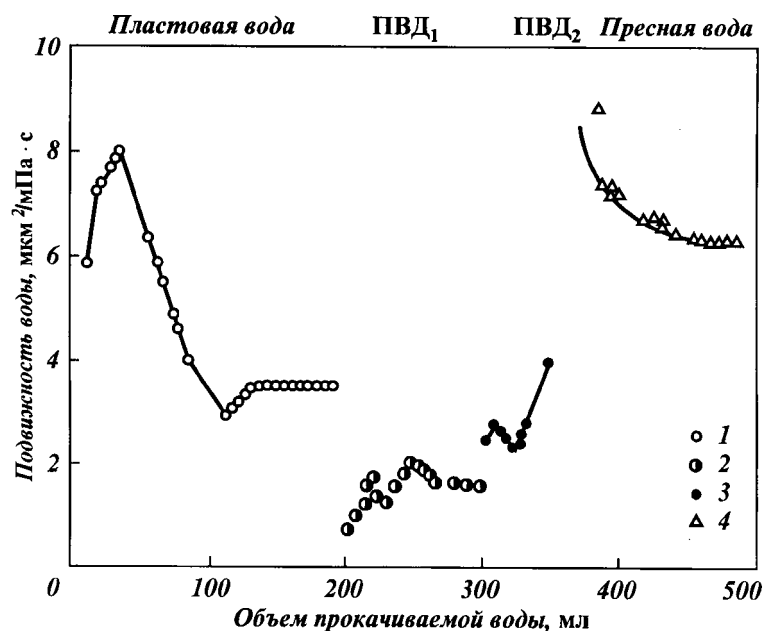


Рис. 4.32. Изменение подвижности воды с различной минерализацией при фильтрации через мембрану из гипана:
 1 – пластовая вода (ПВД) горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения; 2 – та же вода после разбавления с дистиллированной в соотношении 1:2; 3 – при соотношении 1:4; 4 – пресная вода

Снижение подвижности пластовой воды на первом этапе эксперимента еще раз подтвердило образование динамической мембраны вследствие удержания катионов. Однако при неизменности режима закачки на втором этапе двухкратное снижение минерализации воды не привело к росту подвижности. Это можно объяснить

Таблица 4.23

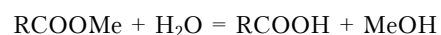
Изменение рабочего давления, МПа, обратноосмотического процесса мембраны с гипаном 10%-ной концентрации в зависимости от времени выдержки

Тип электролита	Время выдержки мембраны в электролите, ч				
	16	24	48	72	96
	Давление начала фильтрации воды через мембрану				
30%-ный раствор CaCl ₂	12,6	27,5*	29,0*	28,0*	29,6*
Пластовая вода горизонта Д ₁	3,3	4,8	10,4	11,2	19,0

* При указанных давлениях фильтрация не происходила.

следствием обратноосмотического эффекта концентрированных растворов солей, накопившихся в каналах и на поверхности мембран, а также донасыщением гидратных оболочек катионов металлов на поверхностном слое фильтра, что привело к увеличению их размеров и задержке в порах [77, 198]. При продолжительном контактировании происходит постепенный осмотический перенос молекул воды через мембрану, о чем свидетельствует появление фильтрации. Изменение подвижности, соответствующее снижению минерализации фильтрующейся воды, началось на третьем этапе при содержании солей 65 г/л, достигло $4 \cdot 10^{-4}$ мкм²/мПа·с, а на четвертом этапе – до $7,23 \cdot 10^{-4}$ мкм²/мПа·с.

С понижением степени минерализации осмотическое давление пластовой воды уменьшается. Перепады давления, создаваемые в призабойной зоне для вызова притока нефти из пласта, становятся достаточными для обеспечения движущей силы обратного осмоса, т.е. для фильтрации слабоминерализованной воды через полимерную мембрану. При фильтрации пресной воды создаются условия для гидролиза солевых форм полиэлектролита по следующей реакции:



и выноса полимера из пласта.

Ограничение движения минерализованных вод в трещиновато-пористых пластах ионогенными полимерами со степенью гидролиза более 40 % (гипан, МАК-ДЭА и др.) основывается на образовании иотропных гелей с капиллярно-пористой структурой, обладающих свойствами полупроницаемых мембран. Механизм образования их базируется на процессах диффузии ионов поливалентных металлов в полимерный раствор во время движения его в пористой среде и после прекращения движения. В статических условиях структурирование полимерного раствора происходит в результате ионного обмена с солями в остаточной воде на поверхности пород и в микроканалах под действием градиента химического потенциала, т.е. разности концентраций солей в полимере и водах коллектора. Соли пластовых вод при этом являются структурирующим элементом водоизолирующей массы. При фильтрации электролита к забою скважины под действием создаваемой для вызова притока депрессии катионы поливалентных металлов удерживаются полимерным раствором, образуя динамическую массу. При достаточно плотных мембранах происходит концентрационная поляризация катионов и самоуплотнение полимера содержащимися в фильтрационной жидкости солями. Соли пластовых вод в данном случае выполняет роль закупоривающей массы. Применение ионогенных полимеров данной группы полностью

основывается на использовании солей пластовых вод в качестве одного из компонентов водоизолирующей композиции.

Движущей силой обратноосмотического процесса в пластовых условиях при разработке нефтяных месторождений является депрессия, создаваемая на забое скважины для притока жидкости из пласта, или градиент давления, возникающий в пласте между нагнетательной и добывающей скважинами. Участок пласта в призабойной зоне можно рассматривать в целом как динамическую мембрану, в водосодержащей части которой, после закачивания ионогенных полимеров со степенью гидролиза более 50 %, происходит образование иотропного тела, снижающего проницаемость для минерализованной воды при сохранении ее для нефти. При поступлении пресных вод полимеры разрушаются. Следовательно, в этих условиях, свойство мембран не должно зависеть от минерализации воды или максимально ограничить движение пресных вод.

В зависимости от свойств ионогенных полимеров можно выделить три типа методов ограничения движения вод в пористой среде.

1. Методы, основанные на образовании сплошных полимерных мембран, исключающих перенос через них молекул воды. Такими свойствами обладают разработанные институтом ТатНИПИнефть и ОАО "НИИНефтепромхим" сополимеры мономеров акриламида, составы на основе гипана и акриламида, продукты матричной полимеризации акриламида с полиметакриловой кислотой [17, 18], обладающие по сравнению с другими составами рядом преимуществ по селективности свойств.

2. Методы создания мембран путем закачивания в пласт взаимодействующих анионоактивных и катионоактивных полиэлектролитов, образующих полиэлектролитные комплексы. Стойкость таких комплексов основывается на образовании в водной среде пары катионит – анионит, которая не участвует в ионном обмене. К этой группе можно отнести ионогенные полимеры, образующие осадок при гидролизе и тем самым снижающие подвижность воды.

3. Методы, основанные на применении частично гидролизированных полиакриламидов, создающих в среде слабоминерализованных и пресных вод устойчивое фильтрационное сопротивление. Механизм действия их на подвижность воды исследователями объясняется поразному [157, 161, 176, 230 и др.]:

образованием пристенных слоев, сужающих размеры фильтрационных каналов в пористой среде;

нахождением в свободном состоянии части сегментов адсорбированных макромолекул на поверхности пород, приводящим к изменению подвижности жидкостей в зависимости от режимов фильтрации;

действием молекул ПАА на поры пласта по принципу обратного клапана.

Разное объяснение одного и того же процесса получено, по-видимому, в связи с тем, что эксперименты проводились с полимерами разной молекулярной массы при разных режимах и проницаемостях пород. Анализ показывает, что при фильтрации воды в пористой среде все эти факторы могут проявиться, но не определено, при каких условиях они могут оказать существенное влияние на фильтрационное сопротивление пород. Зависимость остаточного фактора сопротивления от проницаемости $R_{ост} = f(k)$ показывает, что с увеличением проницаемости пористой среды $R_{ост}$ снижается и при $K > 1,5 - 2$ мкм² ПАА не работает как водоизолирующий материал, что объясняется изменением условий для образования мембран. При соизмеримости макромолекул с диаметром пор имеется возможность соприкосновения свободных сегментов в нескольких точках с поверхностью пород и между собой, тем самым они образуют полимерную сетку-мембрану по всему сечению канала. В крупных каналах из-за несоизмеримости полимерных частиц с диаметром пор происходит образование только пристенного слоя [122]. А.З. Гарейшиной экспериментально доказано расщепление макромолекулярных цепочек микрофлорой пластовых вод, в результате чего молекул. масса ПАА уменьшится в 4–5 раз [69, 119].

В связи с рассмотренными особенностями свойств полиакриламидов было предложено увеличить их молекулярную массу путем сшивки макроцепей катионами поливалентных металлов типа Cr^{2+} , Fe^{3+} , Zn^{2+} , Cu^{2+} [38, 86, 157, 205]. Институтами Гипровостокнефть и ВНИИнефть для этой цели предложены хромовые квасцы $KCr(SO_4)_2 \cdot 2H_2O$. Частично сшитый из линейного полимера полиакриламид, имеющий трехмерную структуру, своим размером на порядок и более превосходит размеры исходного полимера [157]. Стойкость структурированного полимера объясняется образованием нерастворимых в воде хелатных соединений и гидроокисей указанных выше металлов в результате гидролиза [131]. Однако недостаток этого направления модификации растворов ПАА заключается в том, что сшивка макромолекул полимера эффективна при использовании концентрированных растворов и не дает ощутимых результатов при концентрациях ПАА 0,05 – 0,06 %, используемых при полимерном заводнении. Применение сшитых полимеров, таким образом, позволяет решать задачи разработки нефтяных месторождений и не решает проблему увеличения охвата пластов заводнением на поздней стадии.

Другое направление совершенствования полимерного заводнения, разрабатываемое ОАО "НИИнефтепромхим", основывается на использовании флокулирующих свойств частично гидролизованных полиакриламидов с введением в качестве наполнителя дисперсных частиц горных пород. Эффект достигается путем последовательного

закачивания полимерного раствора и суспензий глин, которые в пласте образуют глинополимерные композиции с увеличенным объемом по сравнению с объемом исходных материалов. Значение остаточного сопротивления возрастает с увеличением проницаемости, что наиболее полно отвечает разработке пластов на поздней стадии эксплуатации нефтяных месторождений.

Принцип воздействия ионогенных полимеров на обводненную часть неоднородного продуктивного пласта основывается на создании полимерных мембран в наиболее крупных каналах породы, фильтрационное сопротивление которой возрастает в процессе движения пластовых и закачиваемых вод за счет удержания в них ионов и твердых частиц пород. Образование полимерных мембран главным образом в высокопроницаемых и обводненных участках приводит к выравниванию степени неоднородности продуктивного пласта по проницаемости и тем самым к увеличению охвата неоднородного пласта заводнением. Моделирование пластовых процессов с обводненностью добываемой продукции 92 – 99 % показывает, что данный способ воздействия на коллектор позволяет повысить коэффициент нефтеотдачи, величина которого при одинаковых условиях зависит от степени неоднородности пласта.

Исследования, выполненные в этой области, привели к созданию новых технологий воздействия на высокообводненные продуктивные пласты [17, 18, 20, 21, 22], обладающие рядом преимуществ в направлении повышения охвата обводненных пластов заводнением, и повышению тем самым нефтеотдачи.

Разработанные принципы избирательного воздействия на обводненный коллектор производными акриловых кислот легли в основу ряда технологий ограничения движения вод в пластах, внедренных в отрасли: технологии селективной изоляции притока минерализованных вод в терригенных отложениях гипаном, в карбонатных – сополимером МАК-ДЭА. Разработан состав на основе мономеров акриламида и других линейных полимеров для ограничения слабоминерализованных и пресных вод. Новым является направление ограничения движения вод в промытых зонах коллектора на поздней стадии разработки залежей с применением ПДС на основе флокулирующих свойств ПАА. Исследования, проведенные с гетерополисахаридами (ГПС), показали возможность применения разработанных методик относительно других реагентов для управления фильтрационными свойствами пород. На основании взаимодействия ГПС с карбонатными породами был создан новый метод временного ограничения притока вод в скважины [21]. Проведенные исследования послужили основанием разработки составов и способов воздействия на обводненные продуктивные пласты и рекомендованы к внедрению в нефтедобывающей промышленности [17, 18, 20, 21, 22].

***ПРОМЫСЛОВЫЕ
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ НОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ ПРИМЕНЕНИЯ
ИЗОЛИРУЮЩИХ ХИМРЕАГЕНТОВ
И РЕЗУЛЬТАТЫ ИХ ВНЕДРЕНИЯ
В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ***

***5.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ
ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОИЗОЛИРУЮЩИХ
МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ
НА ОБВОДНЕННЫЕ ПЛАСТЫ***

Основные задачи промысловых исследований состоят в изучении механизма воздействия водоизолирующего материала на нефтеводонасыщенный пласт в геолого-физических условиях разработки месторождений с целью внедрения новых технологий и обоснования области эффективного их применения. Решение их включает следующие вопросы:

1. Реализация процессов взаимодействия химреагентов с компонентами продуктивного пласта и частичное превращение последних в водоизолирующую массу для регулирования движения вод в неоднородных пластах и ограничения поступления их в добывающие скважины.
2. В настоящее время отсутствует достаточно полная информация о размерах промытых водой зон в продуктивном пласте, о наличии пропластков, отличающихся разной проницаемостью, в том числе малопроницаемых с произвольным пространственным расположением. Методикой предусматривается определение объема рабочего раствора технологических жидкостей в различных геолого-физических условиях разработки нефтяных месторождений.

3. С целью разработки новых технологий проводятся исследования:

по ограничению притока пластовых вод введением реагентов в коллектор через добывающую скважину;

по ограничению движения закачиваемых вод в продуктивном пласте введением водоизолирующих химреагентов через нагнетательную скважину;

по разработке ускоренных методов ограничения водопритокров в скважины с применением селективных водоизолирующих материалов и других средств в целях увеличения объема работ по воздействию на пласт. Для всех промысловых экспериментов с водоизолирующими химреагентами типичной является следующая последовательность технологических операций:

а) разработка технологической схемы применения водоизолирующего состава согласно лабораторным регламентам;

б) разработка технологии приготовления и транспортирования реагентов в объект воздействия при сохранении необходимых свойств;

в) создание условий для протекания взаимодействия процессов и образования водоизолирующей массы;

г) оценка технико-экономической эффективности воздействия.

В каждом из перечисленных циклов физико-химические свойства реагентов, входящих в состав водоизолирующей композиции, являются основным фактором, определяющим технологический процесс. Последовательность технологических операций определяется на стадии лабораторных и модельных исследований, корректировка же их производится с учетом конкретных условий скважин и пластов (диаметр ствола, коллекторские свойства пород, приемистость пластов и др.). На рис. 5.1 показана классификация технологических схем применения различных химреагентов в качестве водоизолирующего материала, составленная на основе анализа известных в нефтепромысловой практике технологий [50, 53, 145, 218 и др.]. Характерной особенностью многих из них является применение разделительных жидкостей между химически активными компонентами водоизолирующего состава. В некоторых случаях технологической схемой может предусматриваться одновременно-раздельная закачка их по разным каналам и смешение в призабойной зоне пласта. При этом могут использоваться различные вспомогательные средства – пакеры, перекрывающие устройства, временные мосты.



Рис. 5.1. Классификация способов ограничения притока пластовых вод в добывающие скважины

Следующий цикл технологических операций – приготовление рабочего раствора химреагентов для закачки. В зависимости от свойств применяемых реагентов рабочие растворы приготавливаются:

- на устье скважины в специальных емкостях, откуда транспортируются на забой скважины;

- в заливочных трубах, используемых в качестве смесительной камеры, путем раздельного ввода реагентов;

- в продуктивном пласте, выполняющем роль реактора физико-химических превращений закачиваемых реагентов.

Процессы образования водоизолирующей массы в пласте также во многом определяются физико-химическими свойствами закачиваемых реагентов. Применение материалов, образующих водоизолирующие экраны независимо от свойств насыщающих жидкостей, приводит, как правило, к отключению обводненного пласта, а приток нефти обеспечивается повторной перфорацией колонны. Эта задача может решаться с применением как малоподвижных отверждающихся составов типа цементной суспензии, так и фильтрующихся в пористую среду растворов химреагентов. Технология работ с применением цементных суспензий, как водоизолирующих материалов, достаточно полно освещена в научно-технической литературе [39, 40, 164, 126]. Вышеуказанный недостаток цементирования устраняется при использовании таких материалов, как смолы ТСД-9, ФР-12, АЦФ-1, которые обладают фильтруемостью в пласты и отверждаются в любой среде. Однако применение этих смол требует более строгого подхода к выделению объекта отключения от нефтенасыщенного интервала продуктивного пласта, так как при закачивании их через общий фильтр не исключается изоляция нефтесодержащих зон пласта. В связи с этим проведение работ по ограничению водоприток в добывающие скважины неселективными водоизолирующими материалами основывается на:

- строгом отделении обводненного интервала продуктивного пласта от нефтенасыщенного с применением пакерующих устройств и временных мостов;

- разбуривании мостов из отверждающихся материалов с применением тяжелого бурового оборудования;

- повторном вскрытии продуктивных пластов перфорацией.

Большинство селективных методов ограничения водоприток в скважины основывается на применении реагентов с избирательными физико-химическими свойствами относительно нефти и воды, обеспечивающими снижение проницаемости пласта для воды. Применение таких материалов значительно упрощает технологию проведения работ. Как показывает анализ видов работ (табл. 5.1), из технологическо-

го цикла при этом исключаются наиболее трудоемкие операции, занимающие до 75 % производительного времени. Значительно сокращается время на исследование скважины по определению обводненных интервалов пласта.

Согласно результатам лабораторных исследований ионогенные полимеры, на основе которых разрабатывались технологии ограничения притока вод в скважины, относятся к группе селективных водоизолирующих материалов. За базовую принята схема, основанная на последовательном закачивании реагентов с использованием разделительных жидкостей (см. рис. 5.1), исключающих преждевременное смешение полимеров с минерализованными водами. Наряду с избирательностью физико-химических свойств относительно нефти и вод растворы гипана, сополимера МАК-ДЭА и полиакриламида обладают хорошей фильтруемостью в пористой среде, что позволяет закачивать эти реагенты в полном объеме в обводненный пласт. Это означает, что в определенных геолого-физических условиях и с учетом конструкции скважин технологический процесс можно проводить и без извлечения подземного оборудования. Каналами для транспортирования водоизолирующей композиции могут служить при механизированной добыче – кольцевое пространство скважины, при фонтанном способе – подъемные трубы и кольцевое пространство скважины.

Одним из главных вопросов методики промысловых наблюдений является определение объема водоизолирующего состава, который, с одной стороны, зависит от свойства реагентов, с другой, – от коллекторских свойств пород и объема промытых зон. Для большинства химреагентов при ограничении водоприток в скважины этот объем определяется из расчета заполнения ими обводненного участка призабойной зоны пласта, который не всегда соответствует фактическим объемам закачки. В связи с этим, как было отмечено выше, определение объема рабочего раствора целесообразно производить на основе промысловых экспериментов.

Согласно предложенной модели воздействия на нефтеводонасыщенный пласт, основанной на изменении фильтрационного сопротивления его обводненной зоны, определение объема рабочего раствора производится по остаточному сопротивлению, создаваемому химреагентом в пористой среде.

В промыслово-экспериментальных исследованиях завершающим этапом является оценка эффективности нового метода. В качестве основного показателя технологической эффективности методов ограничения водопритока в скважины принято использовать количество дополнительно добытой нефти $Q_n^{доп}$ и уменьшение объема попут-

Таблица 5.1

Типичные технологические операции при ограничении водопритоков в скважины с применением водоизолирующих материалов

Технологические операции	Методы	
	Неселективные	Селективные
Определение эксплуатационных показателей работающей скважины	+	+
Отбор проб, исследование состава и физико-химических свойств пластовых жидкостей	+	+
Исследование скважины и работа пласта (герметичность колонн, приемистость, профиль притока, определение путей водопритоков и др.)	+	+
Установка подъемных сооружений	+	—
Подготовка ствола скважины для транспортирования водоизолирующего материала (извлечение подземного оборудования, спуск труб и др.)	+	—
Приготовление рабочего раствора водоизолирующей композиции	+	+
Доставка рабочего раствора в объект воздействия	+	+
Ожидание взаимодействия реагентов в пласте	+	+
Разбуривание "мостов" в стволе скважины	+	—
Повторное вскрытие пласта перфорацией	+	—
Освоение и пуск скважины в работу	+	+
Проведение комплекса исследований по оценке эффективности технологии	+	+

ной воды Q_v^n , добываемой вместе с нефтью. На основании этих характеристик рассчитывается экономический эффект процесса.

Количество дополнительно добытой нефти определяется по формуле

$$Q_n^{\text{доп}} = Q_n^{\Phi}(\tau) - Q_n^p(\tau), \quad (5.1)$$

где Q_n^{Φ} – фактическая суммарная добыча нефти после обработки за время τ ; Q_n^p – расчетная добыча нефти за тот же период без воздействия.

Уменьшение объема попутной воды рассчитывается по формуле

$$Q_v^n = Q_n^{\Phi}(\varphi_1 - \varphi_2), \quad (5.2)$$

где φ_1 и φ_2 – водонефтяной фактор соответственно до и после проведения обработки; $\varphi_1 = Q_v/Q_n$, (где Q_n и Q_v – среднемесячная добыча нефти и воды за последний месяц перед обработкой); $\varphi_2 = Q_v^{\Phi}/Q_n^{\Phi}$ (где Q_v^{Φ} – накопленный объем воды, извлеченной попутно с нефтью за эффективный период работы скважины в результате обработки пласта).

Полимердисперсными системами обрабатывали отдельные участки, эффективность этой технологии определялась по изменению отбора жидкости по определенным участкам. По технологическим показателям рассчитывался экономический эффект от применения метода в промысловых условиях, а также эффект от ускорения технологических процессов, проводимых без извлечения подземного скважинного оборудования, отключения обводненных пластов с применением пакеров-отсекателей. Базой расчета в последнем случае является время проведения технологического процесса по обычной технологии. По технико-экономическим показателям определяется целесообразность внедрения новой технологии в производство.

Разработка многопластовых нефтяных месторождений с применением высоких давлений нагнетания вносит целый ряд особенностей в решение теоретических и практических задач по ограничению поступления пластовых и закачиваемых вод в добывающие скважины.

Для изучения механизма действия водоизолирующих материалов на нефтеводонасыщенный коллектор и влияния его на выработку пластов были поставлены целевые эксперименты в высокообводненных скважинах Березовской, Северо-Альметьевской и Миннибаевской площадей Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений АО "Татнефть", находящихся на третьей и четвертой стадиях разработки. Методика экспериментов состояла в определении количественных изменений притока нефти и воды из высокообводненного продуктивного пласта и интервалов поступления жидкостей по его толщине до и после обработки водоизолирующими материалами. Постоянство режима работы скважин обеспечивалось эксплуатацией их компрессорным способом. Для определения глубины расположения пластов и притока жидкостей из обводненного пласта использовали методы ГК, НГК, ИНГК, СТД, ДСД, ВБС и термометрии. Конечный результат работы скважин оценивался по изменению профиля притока и содержанию нефти и воды в добываемой продукции. Экспериментальный участок состоял из восьми добывающих скважин, из них скв. 8041, 8042, 5649, 8066 обводнились высоконапорными закачиваемыми водами с незначительным содержанием солей, скв. 2696 – минерализованной пластовой водой (табл. 5.2). Составами вод определялся и вы-

Таблица 5.2

Геолого-техническая характеристика объектов испытания по ограничению притока жидкости из продуктивного пласта селективными водоизолирующими материалами

Показатели	Скважины				
	2696	8041	8042	5649	8066
Нефтеносная площадь	Елховская	Березовская	Березовская	Сев.-Альметьевская	Березовская
Категория скважин	Добывающая	Добывающая	Добывающая	Добывающая	Добывающая
Продуктивный пласт	Д ₁	Д ₀	Д ₀	Д ₁	Д ₀
Глубина спуска эксплуатационной колонны, м	1725	1773	1773	1788	1691
Искусственный забой, м	1720	1767	1763	1784	1678
Интервалы перфорации, м	1716–1710	1728,0–1733,6	1728,0–1734,0	1685,5–1694,0	1631,5–1639,0
Подземное оборудование	ЭЦН-130	ЭЦН-200	ЭЦН-130	ЭЦН-90	ЭЦН-80
Пластовое давление, МПа	16,6	14,3	15,5	15,0	15,6
Дебит жидкости, м ³ /сут	150	160	113	35	89
Дебит нефти, т/сут	27,0	32,0	29,0	12,0	4,45
Обводненность продукции, %	82	90	80	75	95
Вид обводнения	Подожненной водой	Закачиваемой водой	Закачиваемой водой	Закачиваемой водой	Закачиваемой водой
Плотность воды, кг/м ³	1179	1030	1040	1010	1003
Водоизолирующий материал	Гипан	TСМ	TСМ	TСМ	УФП-50АО

бор водоизолирующего материала – кремнийорганический тампонажный материал ТСМ и уретановый форполимер УФА-50АО для первой группы скважин и гипан – для скв. 2696.

Закачивание реагентов производилось по технологической схеме, предусматривающей использование разделительных буферных жидкостей между различными компонентами водоизолирующего состава (см. рис. 5.1). В качестве буферной жидкости при закачивании гипана использовалась пресная вода, кремнийорганические соединения – дизтопливо, дистиллят. Эти же жидкости применялись для продавливания реагентов в пласт. Принятая технологическая схема обеспечивала доставку материалов в обводненный пласт. При завершении продавливания реагентов в пласт наблюдалось некоторое повышение давления (на 3,5 – 5,5 МПа) в скв. 8741 и 2696, что свидетельствует о начале взаимодействия реагентов с пластовой водой. Затем скважины закрывались на 48 ч, в течение этого времени продолжалось образование водоизолирующей массы. По истечении указанного времени скважины промывались дизтопливом или дистиллятом, за исключением скв. 2696, где в качестве промывочной жидкости использовалась пресная вода. В процессе освоения скважин компрессором проводились исследования глубинными дистанционными фотокамерами и отбор проб извлекаемых жидкостей.

Анализ диаграмм геофизических исследований и эксплуатационных показателей работы скважин до и после обработки пластов реагентами (рис. 5.2 – 5.4) выявил следующие характерные изменения в работе скважин:

- снизилось содержание воды в добываемой продукции;
- повысился дебит нефти;
- увеличилась работающая толщина продуктивного пласта;
- увеличилась доля пропластков, дающих нефть или нефть с водой.

Анализ технологических параметров скв. 8041 показал, что в результате реализации технологий содержание воды в добываемой продукции снизилось на 43 %, приток нефти увеличился в 2,5 раза, водонефтяной фактор снизился с 3,2 до 0,6. Аналогичные изменения произошли в скв. 8042, 5649 и др. (см. рис. 5.3). Как показали результаты геофизических и дебитометрических исследований, увеличение дебита нефти, как правило, соответствует увеличению работающей толщины пласта, что указывает на перераспределение потоков в призабойной зоне. При этом в работу подключаются менее проницаемые нефтесодержащие алевролитовые пропластки. Такие пропластки в скв. 8041 расположены в интервале

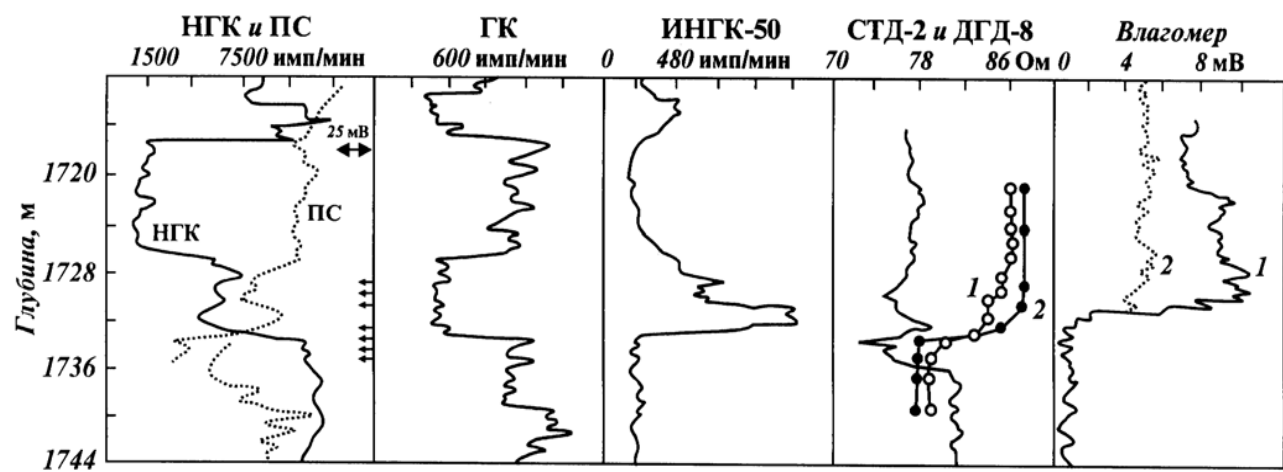


Рис. 5.2. Диаграммы геофизических исследований нефтенасыщенности пласта девонского горизонта, профиля притока и влагомера в скв. 8041 Березовской площади:
1 и 2 – соответственно до и после обработки

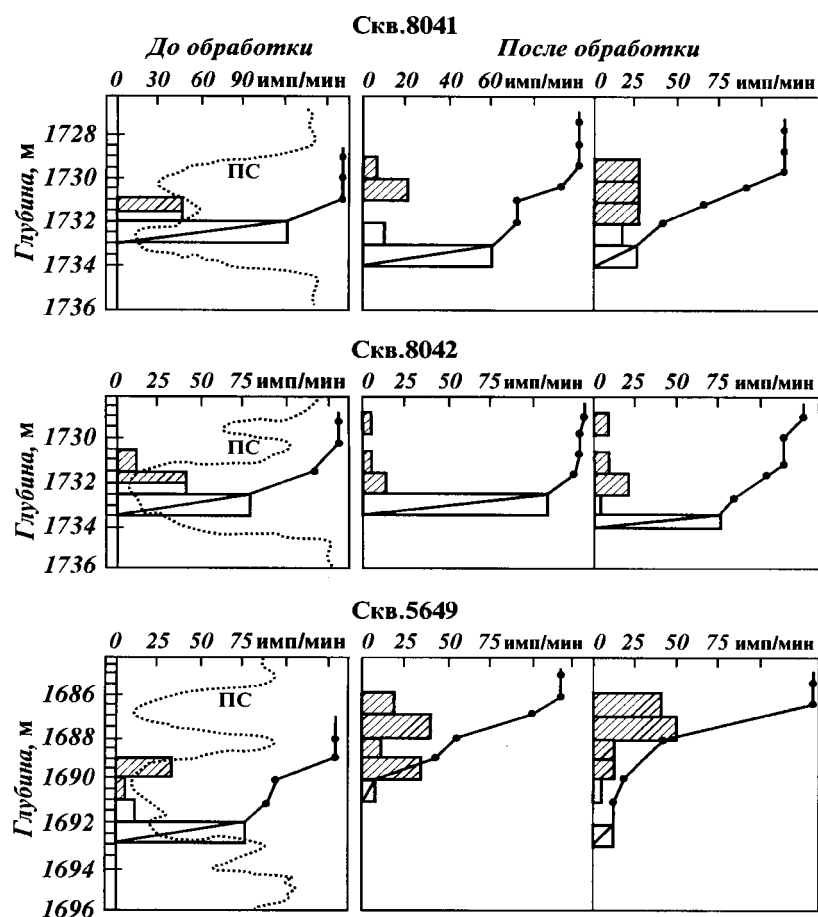


Рис. 5.3. Профили притока жидкости из обводненного пласта до и после обработки водоизолирующим составом (скважины Ромашкинского месторождения)

глубин 1728,6 – 1729,8 м, в скв. 8042 1729 – 1731 м (см. рис. 5.3). Коэффициент охвата нефтewытеснением по толщине пласта, определенный по А.П. Крылову, составил по скв. 8041 – 60 %, скв. 8066 – 35 %, скв. 5649 – 34,4 %, скв. 8042 – 26,4 %. Аналогичные изменения произошли и в скв. 2696 после закачки гипана. Ограничение притока воды по нижним перфорационным отверстиям привело к резкому

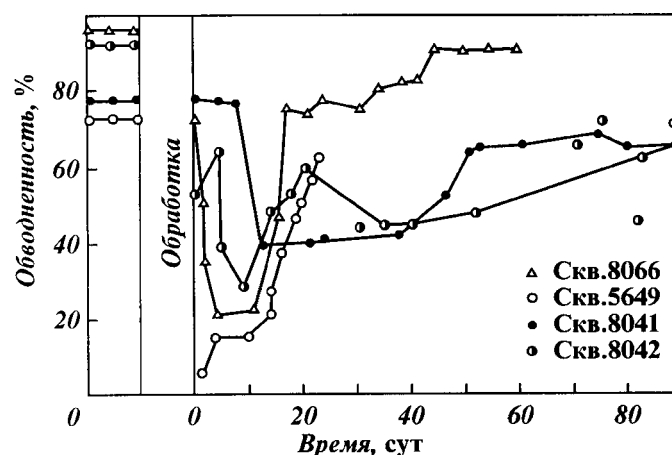


Рис. 5.4. Изменение содержания воды в добываемой продукции в скважинах Ромашкинского месторождения после обработки пласта селективными водоизолирующими составами

росту притока нефти из верхней части фильтра и увеличению дебита нефти в 4,5 раза (табл. 5.3). Только в течение одного года из обводненного пласта было дополнительно извлечено 23,9 тыс. т нефти, объем попутной воды уменьшился на 88,3 тыс. м³. Таким образом,

Таблица 5.3

Результаты обработки гипаном обводненного пласта горизонта Д₁ Ново-Елховского месторождения (данные по скв. 2696)

Месяцы	Содержание нефти (т) и воды (%) в добываемой продукции							
	до обработки		после обработки					
	1969 г.		1970 г.		1971 г.		1972 г.	
	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода
I	859	65	280	75	1550	—	434	70
II	898	65	278	45	1400	—	406	70
III	964	65	150	85	1550	—	434	70
IV	976	65	Обработка гипаном		1500	—	250	70
V	710	65	12	—	1240	50	140	70
VI	721	70	1032	—	1200	50	420	70
VII	729	58	1240	—	775	50	434	70
VIII	625	50	1240	—	682	50	322	70
IX	290	60	1200	—	550	50	420	80
X	429	60	1120	—	372	70	279	80
XI	426	75	1500	—	294	70	270	80
XII	267	75	1550	—	434	70	279	80

в скважинных условиях показано, что повышение фильтрационного сопротивления обводненных пропластков водоизолирующими химреакентами приводит к увеличению охвата продуктивного пласта заводнением и, как следствие, извлечению остаточной нефти. Эти результаты являются практическим подтверждением теоретического построения структуры воздействия на частично обводненный неоднородный пласт водоизолирующими химреакентами, что позволяет распространить его на любой участок нефтеводонасыщенного коллектора.

Для обеспечения эффективного воздействия на весь нефтенасыщенный объем залежей требуется знать местоположение всех линз, экранов, барьеров [186]. Из практики известно, что ограничение притока вод с применением одного и того же количества технологической жидкости при сравнительно одинаковых условиях дает разные результаты [172]. Это объясняется геолого-физическими особенностями строения продуктивного пласта, а именно – неравномерностью свойств по проницаемости, которая не фиксируется современными геофизическими методами. Количество закачанной жидкости практически зависит от расположения малопроницаемых и непроницаемых пропластков в призабойной зоне (рис. 5.5). В неоднородном пласте с непроницаемым пропластком между нефте- и водонасыщенными частями (см. рис. 5.5, *а*) применение небольшого количества реагента может обеспечить охват заводнением всего коллектора и отбор большей части остаточной нефти. Наличие малопроницаемых пропластков при близком их расположении к скважине способствует эффективному применению водоизолирующих материалов (см. рис. 5.5, *б, в*) и подключению в работу ранее невырабатываемых зон, как это было показано в обводненных скважинах Березовской и Северо-Алметьевской площадей. В то же время использовать эти пропластки в качестве экрана с применением небольших объемов технологической жидкости не всегда удается (см. рис. 5.5, *г*). При этом может быть получен результат, аналогичный результату обработки однородного водонефтяного пласта с применением такого же количества реагента (см. рис. 5.5, *д*). В таких случаях для полного охвата их воздействием необходимо заполнить водоизолирующим материалом всю обводненную зону (см. рис. 5.5, *з*). Очевидно, при любом геологическом строении коллектора не исключается наличие в них трещин, нарушений крепи в заколонном пространстве и других каналов, по которым вода может поступать в скважины (см. рис. 5.5, *ж*).

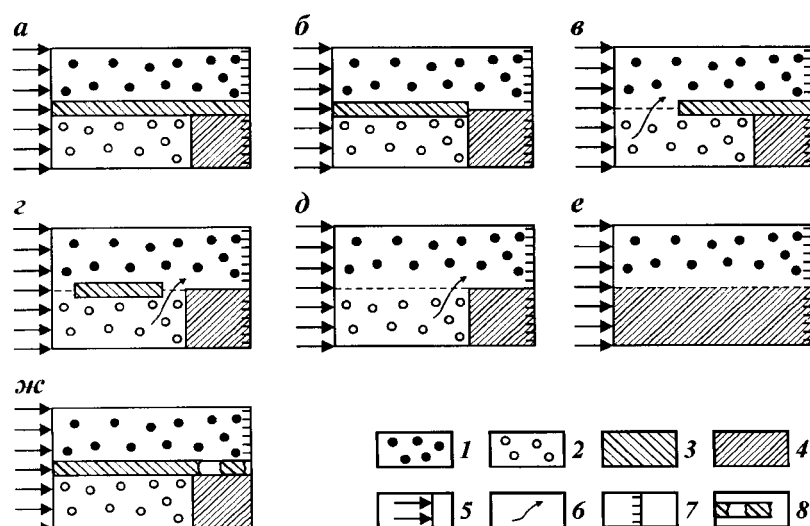


Рис. 5.5. Схема расположения технологической жидкости в послойно-неоднородном пласте:

1 и 2 – нефте- и водосодержащие породы; 3 – водонепроницаемые породы; 4 – водоизолирующий состав; 5 – направление давления нефти; 6 – новое направление давления воды после обработки; 7 – перфорационные отверстия; 8 – трещины нарушения крепи

Объем водоизолирующего состава, необходимого для заполнения пористой среды и трещин, можно определить по формуле

$$Q_{\text{тж}} = 0,785D^2h_{\text{в}}m, \quad (5.3)$$

где D – диаметр зоны распространения водоизолирующего состава; $h_{\text{в}}$ – толщина обводненной части пласта; m – эффективная пористость пласта.

Этот вариант обычно применяется при ограничении притока воды в добывающую скважину закачиванием раствора в призабойную зону обводненного пласта. Использование при этом небольших объемов концентрированных растворов химпродуктов и других материалов основывается на необходимости создания достаточно высокого фильтрационного сопротивления на ограниченном участке призабойной зоны (см. рис. 5.5, а, б, в, жс).

При образовании обширных промытых зон (см. рис. 5.5, д, е) применение концентрированных растворов затруднено технологически и нецелесообразно экономически. В этих условиях предлагается использовать принцип повышения фильтрационного сопротивления обводненных пластов не заполнением, а прокачиванием водоизоли-

рующей композиции в виде оторочки, которая вследствие адсорбции и других процессов взаимодействия реагентов приводит к снижению подвижности воды в пористой среде. Количество технологической жидкости при этом зависит от величины создаваемого остаточного фактора сопротивления, который может определяться экспериментально в лабораторных условиях, например в виде зависимости $R_{\text{ост}} = f(K)$. Тогда объем технологической жидкости для проведения технологического процесса можно рассчитать по формуле

$$Q_{\text{тж}} = 0,785 D_{\text{пз}}^2 h_{\text{пз}} m q(R_{\text{ост}}), \quad (5.4)$$

где $D_{\text{пз}}$ – диаметр промытых зон вокруг скважины; m ; $h_{\text{пз}}$ – толщина промытой зоны, м; $q(R_{\text{ост}})$ – удельный расход технологической жидкости, являющийся функцией создаваемого остаточного фактора сопротивления.

При оценке влияния изменения фильтрационного сопротивления промытых зон на выработку пластов важным является определение увеличения охвата нефтеносного коллектора заводнением. В условиях неоднородных пластов проведенная выше оценка влияния ограничения фильтрации воды на охват пласта по изменению его работающей толщины при заводнении только частично характеризует этот сложный технологический процесс, относящийся к целым нефтеносным площадям. Коэффициент охвата определяется как отношение порового объема продуктивного пласта, охваченного вытеснением, ко всему поровому объему [186, 75, 188, 30, 168, 167, 195]. Для расчета этих объемов предложен ряд зависимостей с различными геолого-физическими параметрами пласта. В ряде работ коэффициент охвата рассчитывается как произведение коэффициентов охвата по толщине η_h и площади η_s :

$$\eta_{\text{охв}} = \eta_h \eta_s. \quad (5.5)$$

Эти коэффициенты носят средний и интегральный характер, так как в реальных пластах послойное заводнение не выдерживается; η_h зависит от координаты точек пласта и так же, как η_s , имеет различные значения для разных слоев. При определении η_h большинство авторов за основу принимают профили приемистости и притока [75, 188 и др.]:

$$\eta_h = h_{\text{раб}}/h_{\text{перф}}, \quad (5.6)$$

где $h_{\text{раб}}$ и $h_{\text{перф}}$ – соответственно работающие и перфорированные толщины пласта.

Коэффициент охвата по площади при известных коэффициентах вытеснения и нефтеотдачи определяется из формулы (5.5):

$$\eta_s = \eta / (\beta \eta_h), \quad (5.7)$$

где η – проектный коэффициент нефтеотдачи пласта.

Погрешность определения истинного коэффициента η_h в этих формулах составляет 14 – 30 %, что объясняется несовершенством вскрытия пластов при бурении [15]. Ряд исследователей предлагает значение η_s рассчитывать в зависимости от площади пласта, приходящейся на одну скважину, т.е. по плотности сетки скважин. Большинство из рассмотренных формул носят экспоненциальный характер, установленный В.Н. Щелкачевым:

$$\eta_s = \eta_0 \exp(-\alpha^* S), \quad (5.8)$$

где α^* – коэффициент, зависящий от геологических особенностей строения пластов и свойств жидкостей.

Наиболее достоверным является определение охвата пласта на основе фактической добычи нефти [30].

Вышеприведенные методики расчета $\eta_{охв}$ предназначены для оценки результатов отдельных крупных площадей, по которым имеются статистические данные, или их можно рассчитать. Для небольших групп скважин (элемента нефтеносной площади) наиболее приемлемым является балансовый метод оценки, основанный на применении утвержденных для данной площади балансовых запасов, коэффициента нефтевытеснения $\beta_{выт}$ и фактически дополнительно добытой нефти:

$$\Delta \eta_{охв} = Q_{доп} / (Q_{бал} \beta_{выт}). \quad (5.9)$$

Таким образом, технологическая основа применения водоизолирующих химреагентов и других средств воздействия на обводненные пласты заключается в обеспечении нефтевытеснения с одновременным блокированием промытых каналов нефтеводонасыщенного коллектора.

5.2. ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОД В СКВАЖИНЫ ГИПАНОМ

Промысловые исследования по ограничению движения вод с применением новых материалов предусматривают:

апробацию разработанных схем в различных геолого-физических и химических условиях;

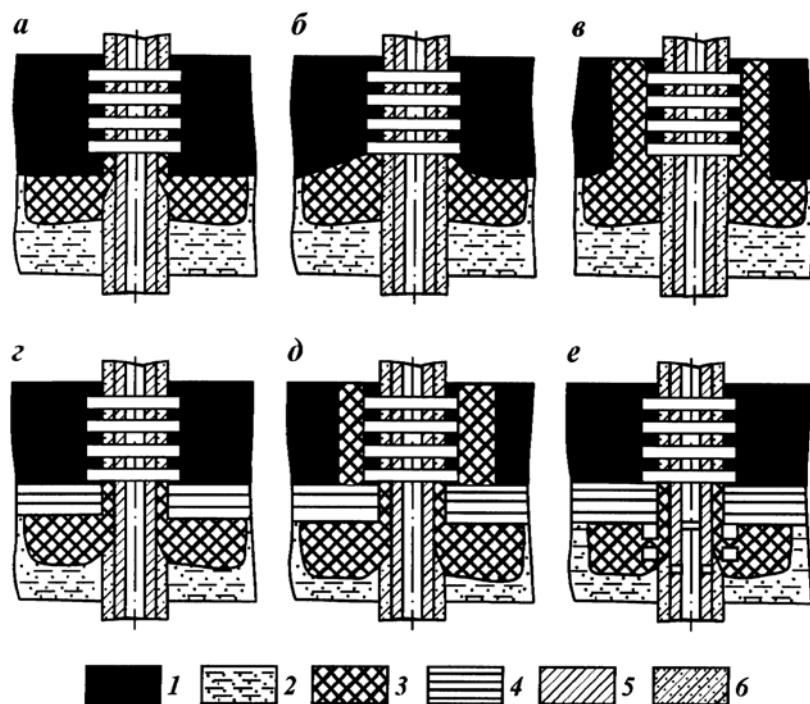


Рис. 5.6. Схема расположения раствора гипана в призабойной зоне нефтеводонасыщенного пласта:

a – в – в пластах с водонефтяным контактом; *г – е* – в пластах с глинистым прослоем; *1* и *2* – соответственно нефтенасыщенная и водонасыщенная породы; *3* – раствор гипана; *4* – глина; *5* – обсадная колонна; *6* – цемент

организацию опытно-промышленных работ (ОПР) по отработке технологий и изучению оптимальных условий их внедрения;
оценку технико-экономических показателей;
внедрение технологии в производство.

Результаты моделирования пластовых процессов и опытных работ по применению на промыслах гипана для проведения водоизоляционных работ в призабойной зоне пласта в различных геолого-физических условиях (рис. 5.6) [98, 100] показывают, что селективность его свойств относительно нефти и воды позволяет вводить полимерный раствор в нефтеводонасыщенный коллектор через эксплуатационный фильтр. На этой основе были разработаны технологические схемы (*I – IV*) применения гипана (рис. 5.7), основанные на взаимодействии

концентриро-

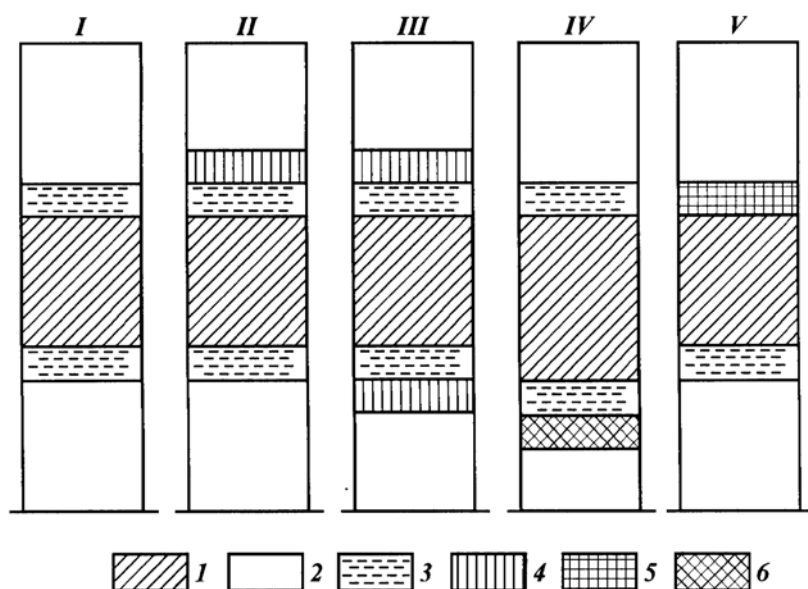


Рис. 5.7. Принципиальные схемы закачивания технологических жидкостей при обработке скважины водоизолирующим составом на основе гипана:
 1 – гипан; 2 – пластовая вода; 3 – пресная вода; 4 – водный раствор CaCl_2 ; 5 – цементная суспензия; 6 – раствор HCl ; I – V – схемы закачивания технологических жидкостей

ванного раствора полимера с минерализованной водой. Для создания прочной мембраны в призабойной зоне пласта в схемах II, III предусмотрено вслед за гипаном закачивание электролита, что исключает обратное вытеснение неотвержденного полимерного раствора из пласта с высоким давлением. В продуктивном пласте с низкой минерализацией воды пути водопритокков предварительно следует заполнить раствором CaCl_2 или другого электролита (схема III). Этим достигается высаживание полимера из раствора в более полном объеме. Несмотря на высокую обводненность добываемой жидкости, некоторые скважины имеют низкую приемистость. В этом случае можно предусмотреть предварительное дренирование обводненных пропластков закачиванием соляной кислоты (схема IV). Цементирование по V схеме применяется для исключения обратного вытеснения гипана из пласта, а в ряде случаев для установления мостов в стволе скважины и проведения других вспомогательных операций.

Первые испытания технологии проводились в скважинах Ромашкинского, Ново-Елховского и других месторождений республики Татарстан, эксплуатирующих девонский горизонт D_1 и пласт

нижнего карбона C_1^{bb} , геолого-техническая характеристика которых приведена в табл. 5.4. Основная задача экспериментов состояла в оценке эффективности применения гипана в различных геолого-физических условиях, используя разработанные технологические схемы. В скважины закачивался раствор гипана, в качестве электролита – раствор $CaCl_2$ или пластовая вода девонского горизонта D_1 , концентрация полимерного раствора изменялась при этом в пределах 6 – 10 %. При выборе концентрации учитывалось, что при взаимодействии с электролитом происходит структурирование полимерного раствора и сохраняется достаточно высокое значение коэффициента диффузии ионов (см. рис. 4.14). Исходя из этих же задач, содержание $CaCl_2$ ограничивалось в пределах 5 – 15 %. Применимость гипана в данном объекте оценивалась по концентрации ионов в пластовой воде согласно формулам (3.1 – 3.5), а также прогнозированием минерализации воды по формуле (3.8).

Как показали исследования методами рассеянных гамма-излучений (ЦМТУ) и гамма-каротажа (рис. 5.8), в скв. 5708 вода поступала из-за нарушения герметичности заколонного пространства в интервале 1656 – 1664 м. После исследования приемистости скважин под давлением $P_{и}$ при производительности агрегатов q в скважину последовательно было закачено 5 м³ пресной воды, 4,6 – 5,2 м³ гипана 10%-ной концентрации, 0,5 м³ пресной воды. Всю эту систему задавливали в пласт через заливочные трубы (НКТ), спущенные до верхних перфорационных отверстий. Скважина после 72-часовой выдержки была освоена компрессорным способом. Приток нижней воды после обработки был ликвидирован, на что указывают изменения диаграмм ГК и подтверждается уменьшением содержания воды в добываемой продукции при росте добычи нефти. В результате проведенных работ дебит нефти скважины 5708 увеличился со 150 до 1100 т/мес при снижении содержания воды от 90 до 28 %. Через восемь месяцев эксплуатации контрольные измерения показали, что среднемесячная добыча нефти в 6,6 раза превышает добычу до обработки пласта гипаном.

В скв. 2696 произведена закачка по схеме II в пласт "гд" девонского горизонта D_1 для ограничения притока подошвенной воды, вскрытый пескоструйной перфорацией на кровле всего на 0,5 м выше ВНК (рис. 5.9). Перед проведением обработки обводненность добываемой продукции составляла 85 % при суточном дебите нефти 6,2 т/сут, приемистость скважины составляла 23,1 м³/ч при давлении 8,3 МПа. Через фильтр скважины по

Таблица 5.4

**Характеристика объектов для проведения испытаний гипана
в качестве водоизолирующего материала в горизонте Д₁ Ромашкинского месторождения**

Показатели	Добывающие скважины			
	5708	2696	7834	5546
Нефтеносная площадь	Северо-Алметьевская	Елховская	Ташляйрская	Чишминская
Глубина спуска эксплуатационной колонны, м	1687,0	1780,2	1658,0	1775,0
Искусственный забой, м	1677,0	1775,0	1655,3	1772,0
Интервалы перфорации, м	1644,0–1651,0	1755,0–1759,0 1767,0–1769,0	1640,0–1642,0	1747,6–1753,6
Пластовое давление, МПа	17,1	17,7	16,5	17,2
Проницаемость, мкм ²	0,42–0,48	0,38–0,44	0,58–0,63	0,39–0,49
Вид обводнения	Нижняя вода	Подошвенная вода	Подошвенная вода	Нижняя вода
Плотность воды, кг/м ³	1178	1182	1180	1178
Подземное оборудование	НГН-2-56	НГН-2-56	НГН-2-56	Фонтанные трубы
Дебит жидкости, м ³ /сут	45,0	30,0	26,3	28,1
Обводненность продукции, %	90,0	82,9	96,0	98,0
Дебит нефти, т/сут	5,0	6,2	0,5	0,6
Текущий коэффициент нефтеотдачи по площади	0,31	0,40	0,10	0,28

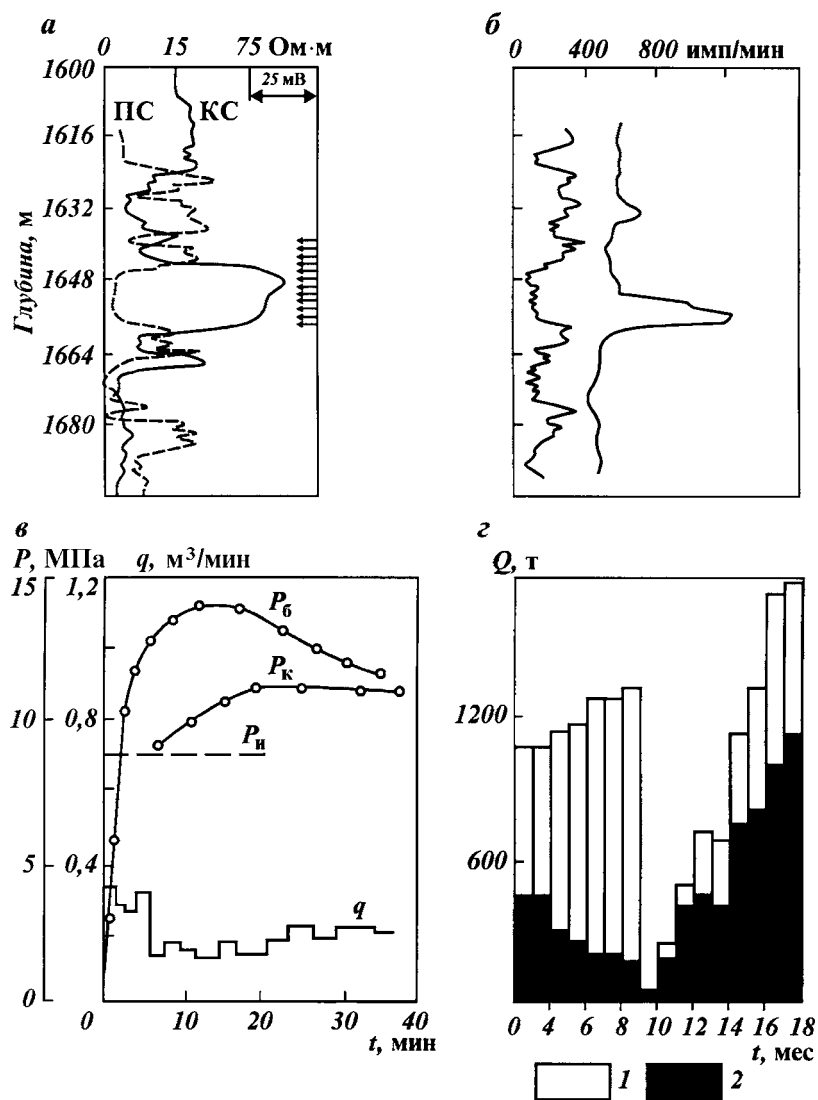


Рис. 5.8. Диаграммы геофизических исследований (а и б), технологические показатели закачки (в) и добычи жидкости (г) скв. 5708 Ромашкинского месторождения: P_b и P_k – давление нагнетания гипана соответственно через НКТ и по кольцевому пространству; P_n – давление нагнетания воды при исследовании пласта; q – объемный расход закачиваемой жидкости; t – время; 1 – вода; 2 – нефть

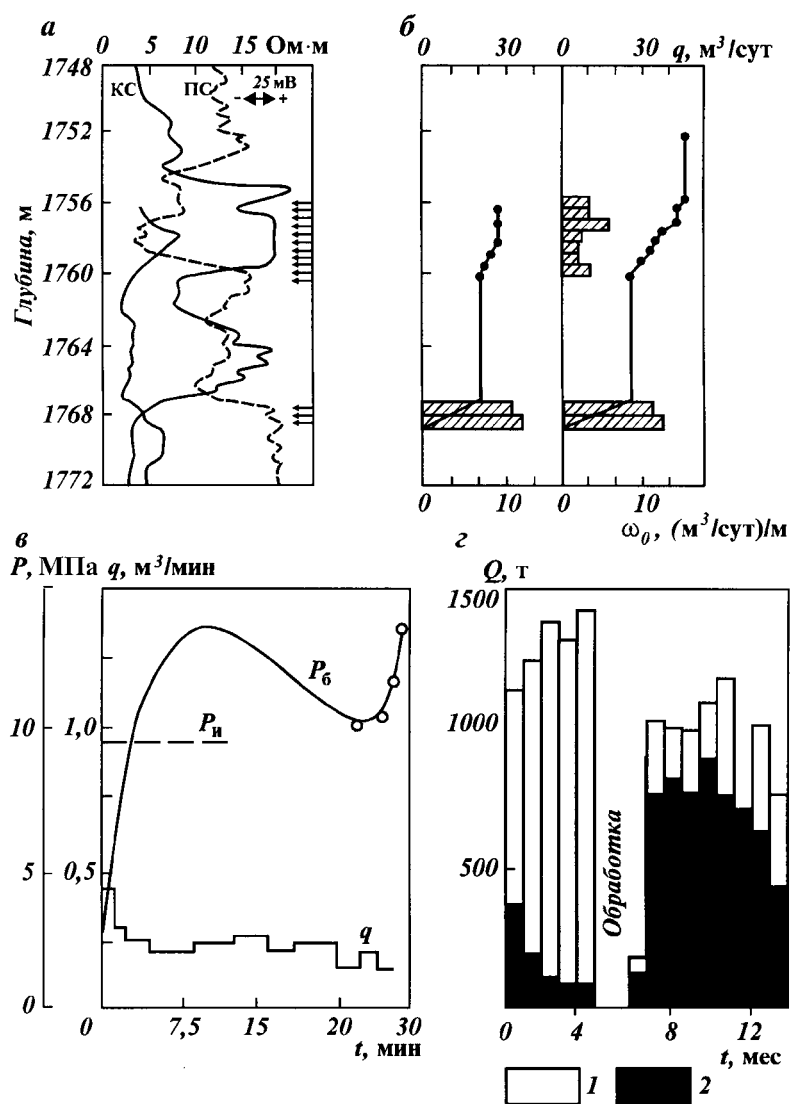


Рис. 5.9. Диаграммы геофизических исследований (а), профили притока жидкостей (б), графики изменения технологических показателей закачивания (в) и добычи жидкости (г) из скв. 2696, обводненной подошвенной водой:
 P_6 – давление нагнетания гипана через НКТ; ω_0 – удельная приемистость скважины; P_n – давление нагнетания при определении приемистости скважины; q – объемный расход закачки; Q – количество извлекаемой жидкости; t – время; 1 – вода; 2 – нефть

насосно-компрессорным трубам диаметром 75 мм с использованием пакера последовательно закачано 0,6 м³ пресной воды, 4,3 м³ гипана, 0,3 м³ пресной воды, 1 м³ 15%-ного раствора CaCl₂. Освоение произведено после выдержки скважины под давлением без повторного вскрытия перфорацией. Скважина стабильно начала функционировать с дебитом 26,6 т/сут, обводненность уменьшилась с 85 до 30 %. За 3,5 года дополнительно было извлечено 23,9 тыс. т нефти, объем попутно извлекаемой воды сокращен на 88,3 тыс. м³. Исследования расходомером до и после обработки показали, что в результате обработки гипаном в работу были подключены ранее бездействующие пропластки в интервале глубин 1755 – 1758 м. Аналогичные результаты были получены и в остальных скважинах 7834-11546 технологических параметров показал идентичность характера изменения давления при нагнетании гипана через НКТ в обеих скважинах при различном геологическом строении пластов (кривые P_6 на рис 5.9). Давление нагнетания по кольцевому пространству значительно ниже, чем по насосно-компрессорным трубам, что обусловлено уменьшением потерь давления на трение (кривая P_k на рис. 5.8). Характерным для технологической схемы II является резкое повышение давления при попадании раствора CaCl₂ в призабойную зону пласта. Это указывает на образование в призабойной зоне пласта полимерной "мембраны" вследствие взаимодействия электролита с гипаном, как это было показано в лабораторных условиях (см. рис. 4.31). На основе обобщения большого числа промысловых экспериментов построен график функции $P = f(\tau)$ в приведенных координатах (рис. 5.10), где за единицу принято максимальное давление, возникающее на буфере при закачивании гипана через НКТ. Точка $\tau = 1$ соответствует концу закачивания гипана в

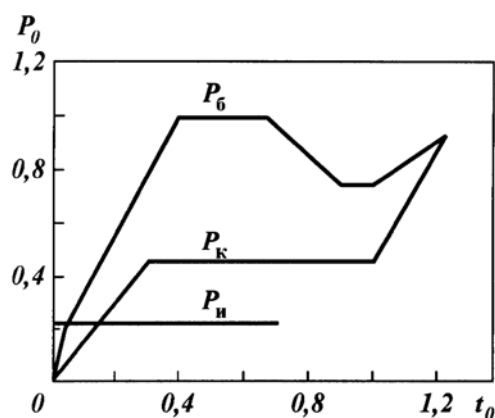


Рис. 5.10. Изменение давления нагнетания раствора гипана во времени:

$P_и$, P_6 , P_k – давления нагнетания соответственно при исследовании приемистости, закачивания полимера через НКТ и по кольцевому пространству скважины

пласт. Кривая P_6 характеризует изменение давления, связанное с изменением вязкости прокачиваемых через НКТ жидкостей, – при заполнении труб полимерным раствором происходит рост, а при замещении его менее вязкой продажной жидкостью снижение давления. Вторичное повышение давления происходит при циклической закачке полимерного раствора через НКТ по технологической схеме II, обусловленное взаимодействием гипана с электролитом (штриховые линии), закачиваемым в пласт за полимером [99, 129].

После заполнения водой давление в кольцевом пространстве P_k отражает давление, при котором гипан фильтруется в пласт. В большинстве скважин после некоторого повышения в начале процесса закачки давление стабилизируется при значениях, значительно меньших горного, т.е. ожидаемый рост давления по мере увеличения объема закачиваемой жидкости не происходит. При закачке гипана в скв. 7834 было обнаружено, что полимерный раствор, несмотря на высокую вязкость, равную 300 мПа·с, в терригенных отложениях девона фильтруется при значительно меньших давлениях по сравнению с расчетными. Проницаемость водонасыщенной части пласта, определенная по геофизическим данным, составила 0,634 мкм². Пластовое давление равнялось 16,5 МПа. Обводнение добываемой продукции произошло подошвенной водой вследствие близкой перфорации к ВНК и низкого качества разобочения пласта. Для этих условий ожидаемый перепад давления при закачивании гипана определяется по закону Дарси:

$$\vartheta = \frac{-kh}{\mu} \nabla P; \quad (5.10)$$

для зоны гипана [121]

$$\vartheta = \frac{-kh}{\mu} \left(1 - \frac{\tau_0}{|\nabla P|}\right) \nabla P; \quad (5.11)$$

в случае плоскорадиальной фильтрации в призабойной зоне пласта

$$\nabla P = dP / dr; \quad (5.12)$$

$$|\nabla P| = -dP / dr; \quad (5.13)$$

$$\vartheta = q / 2\pi r; \quad (5.14)$$

с учетом (5.13), (5.14) формулы (5.10) и (5.11) имеют вид

$$\frac{q\mu_{\text{н}}}{2\pi khr} = -\frac{dP}{dr}; \quad (5.15)$$

$$\frac{q\mu_{\text{а}}}{2\pi khr} = -\frac{dP}{dr}\tau_0. \quad (5.16)$$

Интегрируя (5.15) в пределах $(R_{\text{г}}, R_{\text{к}})$, (5.16) в пределах $(r_{\text{с}}, R_{\text{г}})$, получим

$$\frac{q\mu_{\text{г}}}{2\pi kh} \ln \frac{R_{\text{е}}}{R_{\text{а}}} = -(P_{\text{е}} - P_{\text{а}}); \quad (5.17)$$

$$\frac{q\mu_{\text{а}}}{2\pi kh} \ln \frac{R_{\text{а}}}{r_{\text{с}}} = -(P_{\text{а}} - P_{\text{н}}) - \tau(R_{\text{а}} - r_{\text{с}}); \quad (5.18)$$

суммируя (5.17 и 5.18), получим

$$P_{\text{н}} - P_{\text{е}} = \tau(R_{\text{а}} - r_{\text{н}}) + \frac{q\mu_{\text{а}}}{2\pi kh} \ln \frac{R_{\text{а}}}{r_{\text{с}}} + \frac{q\mu_{\text{г}}}{2\pi kh} \ln \frac{R_{\text{е}}}{R_{\text{а}}}, \quad (5.19)$$

где $r_{\text{с}}$, $R_{\text{г}}$, $R_{\text{к}}$ – радиусы соответственно скважины, контура распространения гипана и контура питания, $r_{\text{с}} = 0,073$ м, $R_{\text{г}} = 1,6$ м, $R_{\text{к}} = 200$ м; h – толщина пласта, равная 5,8 м; K – проницаемость пласта, равная 0,6 мкм²; μ – вязкость гипана 10,2%-ной концентрации, $\mu = 332$ мПа·с; q – расход закачиваемого раствора гипана, равный 1350 см³/с; τ_0 – начальный градиент давления, необходимый для сдвига гипана, равный 2,92 мГ/см².

Как видно из рис. 5.11, расчетное давление нагнетания (кривая 3) к концу закачки достигает 64 МПа, в то время как фактическое – 8 – 10 МПа (кривая 6). Несоответствие объемной скорости фильтрации высоковязких полимерных жидкостей расчетной наблюдается и на других месторождениях Урало-Поволжья [120], что можно объяснить наличием системы трещин и микротрещин, которые раскрываются при перепадах давления значительно меньше горного. Очевидно, интервалы $a - в$ на кривой 6 (см. рис. 5.11) соответствуют раскрытию микротрещин, $в - с$ – фильтрации полимерного раствора через раскрытые трещины в пласт, что приводит к стабилизации процесса при установившемся режиме нагнетания. Отклонение от нее

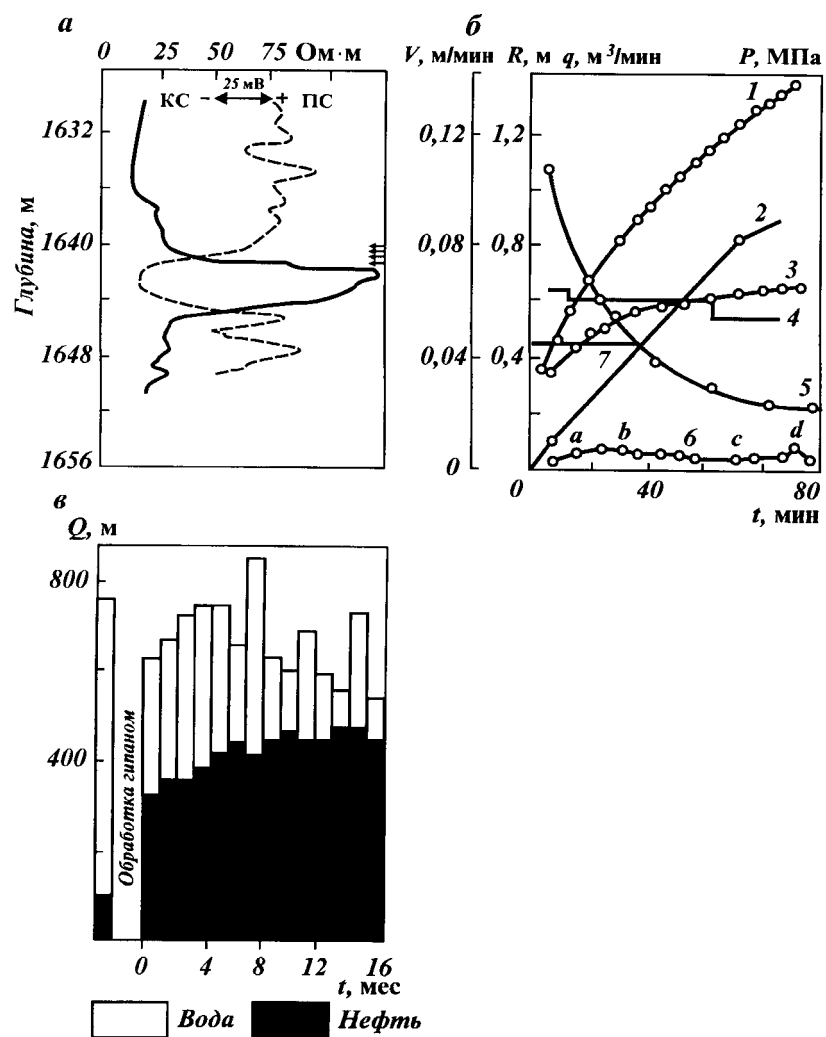


Рис. 5.11. Результаты геофизических и гидродинамических исследований скв. 7834 Чишминской площади Ромашкинского месторождения:
 а – геофизические; б – параметры закачивания гипана в пласт Д₁; в – добыча жидкости; 1 – радиус распространения гипана; 2 – объем закачанного гипана; 3 и 6 – соответственно расчетное и фактическое давление нагнетания; 4 – производительность агрегатов; 5 – скорость фильтрации; 7 – давление, создаваемое на пласт при испытании на приемистость

происходит при поступлении в пласт за гипаном раствора CaCl_2 .

Несмотря на неравномерную фильтрацию гипана в пласт, в большинстве скважин наблюдается снижение притока воды и прирост добычи нефти. Это указывает на поступление основной массы воды по наиболее крупным порам и трещинам, так как гипан, как было показано в лабораторных условиях, фильтруется по высокопроницаемым каналам. Наличие притока нефти при закачивании его через эксплуатационный фильтр скважины подтверждает селективный характер воздействия гипана на нефтеводонасыщенный пласт.

Во многих скважинах были получены аналогичные результаты [58, 99, 100], подтверждающие важность использования процессов взаимодействия реагента с компонентами продуктивного пласта для избирательного ограничения притока вод в скважины, как это было установлено теоретическими и лабораторными исследованиями.

Детально описанные выше технологические операции, связанные с закачиванием гипана, характерны для всех разработанных схем. Общими для первых испытаний были следующие факторы:

- увеличение отбора нефти из обводненных скважин;

- сокращение объема попутной воды;

- идентичность характера изменения технологических параметров закачивания гипана в пласт, которые послужили основой для проведения широких промышленных испытаний на разных нефтяных месторождениях с целью внедрения метода в нефтяной промышленности. Основная задача опытно-промышленных работ, заключающаяся в определении оптимальных и граничных условий применения разработанных технологий, методически решалась путем установления зависимости эффективности проводимых работ от следующих факторов:

- геологических особенностей строения продуктивного пласта (литологической однородности, удаленности источника обводнения, расположения пластов в литологической колонне) [54, 129, 145];

- способов воздействия на пласт (отключение, частичное отключение, закачивание фильтрующих материалов) [129, 145, 154];

- способов доставки водоизолирующего материала в источник обводнения [50, 54, 138, 145];

- пластового давления [54, 90];

- минерализации воды [61, 138];

- обводненности добываемой продукции и дебита нефти в скважинах [137, 138].

Для выявления скважин месторождения, у которых ожидается рост добычи нефти после обработки гипаном, был применен метод ранговой классификации.

В качестве факторов, влияющих на эффективность обработки, были выбраны дебиты всех скважин и степени их обводненностей на момент принятия решения.

Предварительный выбор этих двух факторов основывается на предположениях:

1) дебиты скважин в какой-то степени отражают влияние толщины пласта и его коллекторских свойств;

2) степень обводненности свидетельствует о дренированности путей водопритоков в продуктивном пласте.

Далее доказательство согласованности изменения выбранных факторов и эффекта обработки гипаном обосновывалось наличием корреляционной зависимости с помощью ранговой корреляции Спирмена, приведенной во временном методическом руководстве по анализу и диагностированию взаимодействия скважин. В качестве исходного информационного массива использовались:

1) для первого фактора ряд из дебитов скважин всего месторождения на дату перед обработкой и ряд из длительностей эффекта обработки скважин;

2) для второго фактора ряд из процентов обводненностей скважин всего месторождения перед обработкой и ряд из длительностей эффекта обработки. Для первого фактора коэффициент ранговой корреляции получен равным $r = 0,99$, значение $t_r = 75,9$. Табличное значение t_r с числом степеней свободы $\nu = n - 2 = 119 - 2 = 117$ и уровнем значимости 0,05 равно $t_r = 1,98$. Так как расчетное значение больше табличного, значение r признается достоверным, т.е. связь между первым фактором (дебитами) и эффектом обработки диагностируется. Аналогично для второго фактора $r = 0,99$, $t_r = 75,9$.

Приведем описание метода ранговой классификации для выбора скважин Акташской площади Ново-Елховского месторождения под обработку гипаном по дебитам скважин и степени обводненности добываемой продукции. В табл. 5.5 представлены интервалы значения каждого фактора и соответствующие ранги.

В табл. 5.6 приведены значения факторов (дебитов нефти и процентов обводненности) вышеуказанных 119 скважин с подошвенной водой и присвоенные им ранги и результаты обработки по ранговой классификации.

Таблица 5.5

Интервалы значений факторов и соответствующие ранги

Обводненность добываемой жид- кости, % (об.)	R	Дебит нефти до обработки, т/сут	Обводненность добываемой жидкости, % (об.)	R	Дебит нефти до обработки, т/сут
< 68,5	1	< 2,14	82,6–86,0	6	10,31–12,34
68,5–72,0	2	2,14–4,18	86,1–89,5	7	12,35–14,38
72,1–75,5	3	4,19–6,22	89,6–93,0	8	14,39–16,42
75,6–79,0	4	6,23–8,26	93,1–96,5	9	16,43–18,46
79,1–82,5	5	8,27–10,30	96,5–100	10	18,46

В результате обработки промыслового материала было получено решающее правило оценки эффекта по сумме рангов (табл. 5.7).

Таблица 5.6

Значения факторов, присвоенные ранги и результаты обработок по ранговой классификации

№ сква- жины	Дебит нефти, т/сут	Обвод- ненность продук- ции, %	Значения рангов		Суммар- ное значе- ние ран-гов	Эффективность	
			дебит нефти	% воды		по значе- ниям рангов	по факти- ческим данным
1	2	3	4	5	6	7	8
1365	3,7	98,5	2	10	12	Э	Э
1401	2,4	98,5	2	10	12	Э	НЭ
1310	0,2	98,0	1	10	11	Э	Э
1394	0,2	98,0	1	10	11	Э	Э
1433	1,0	99,0	1	10	11	Э	Э
1462	1,0	93,2	1	9	10	Э	Э
1338	0,2	98,0	1	10	11	Э	Э
1706	2,0	98,0	1	10	11	Э	Э
2308	1,1	97,7	1	10	11	Э	Э
1275	0,1	99,1	1	10	11	Э	Э
1807	2,4	97,1	2	10	12	Э	НЭ
1869	0,9	97,0	1	10	11	Э	Э
1527	0,2	98,0	1	10	11	Э	Э
1759	1,7	87,1	1	7	8	НЭ	Э
1494	0,3	93,1	1	9	10	Э	Э
1914	1,0	94,8	1	9	10	Э	Э
1587	3,0	85,0	2	6	8	НЭ	Э
3219	2,0	96,0	1	9	10	Э	Э
1403a	0,4	98,0	1	10	11	Э	Э
1367	1,0	98,0	1	10	11	Э	Э
1381	0,4	97,0	1	10	11	Э	Э
1569	4,5	96,4	3	9	12	Э	Э
1304	0,1	99,0	1	10	11	Э	Э
1403	19,0	92,0	10	8	18	Э	Э
1462	0,5	97,2	1	10	11	Э	Э

Продолжение табл. 5.6

№ сква- жины	Дебит нефти, т/сут	Обвод- ненность продук- ции, %	Значения рангов		Суммар- ное значе- ние ран-гов	Эффективность	
			дебит нефти	% воды		по значе- ниям рангов	по факти- ческим данным
1	2	3	4	5	6	7	8
1338	2,8	92,0	2	8	10	Э	Э
1927	2,7	93,4	2	9	11	Э	Э
1464	1,0	95,4	1	9	10	Э	Э
1529	0,7	97,7	1	10	11	Э	Э
1886	5,0	95,0	3	9	12	Э	Э
1712a	2,0	84,3	1	6	7	НЭ	НЭ
2216	2,0	98,5	1	10	11	Э	НЭ
2182	0,4	97,0	1	10	11	Э	Э
1776	0,2	97,7	1	10	11	Э	Э
1338	0,5	96,0	1	9	10	Э	Э
1338	2,8	92,0	2	8	10	Э	Э
1365	3,7	98,5	2	10	12	Э	Э
1367	1,0	98,0	1	10	11	Э	Э
1433	0,1	99,0	1	10	11	Э	Э
1337	0,1	98,1	1	10	11	Э	НЭ
1433	0,4	99,0	1	10	11	Э	Э
1389	1,0	91,9	1	10	11	Э	Э
1378	0,8	98,2	1	10	11	Э	Э
2376	0,3	97,5	1	10	11	Э	Э
1991	1,7	83,2	1	6	7	НЭ	Э
1539	5,0	96,0	3	9	12	Э	Э
13385	14,0	93,2	7	9	16	Э	Э
1869	0,8	97,3	1	10	11	Э	Э
1310	0,2	98,0	1	10	11	Э	Э
1394	0,2	98,0	1	10	11	Э	Э
1401	2,4	98,5	2	10	12	Э	Э
1335	13,6	93,0	7	8	15	Э	Э
458	0,1	85,0	1	6	7	НЭ	Э
2151	0,1	96,2	1	9	10	Э	Э
486	2,0	98,0	1	10	11	Э	Э
419	4,0	95,0	2	9	11	Э	Э
306	1,0	98,0	1	10	11	Э	Э
727	0,2	99,7	1	10	11	Э	Э
420	3,1	94,9	2	9	11	Э	Э
470	6,0	95,0	3	9	12	Э	Э
458	1,9	77,0	1	4	5	НЭ	Э
359a	1,0	95,9	1	9	10	Э	Э
357	0,3	98,2	1	10	11	Э	Э
487	0,1	99,0	1	10	11	Э	Э
10906	0,9	99,0	1	10	11	Э	Э
375	2,0	98,8	1	10	11	Э	Э
3835	2,0	99,0	1	10	11	Э	Э
10923	1,5	98,0	1	10	11	Э	Э
18844	6,8	80,9	4	5	9	НЭ	НЭ
8252	1,8	98,0	1	10	11	Э	Э

Продолжение табл. 5.6

№ сква- жины	Дебит нефти, т/сут	Обвод- ненность продук- ции, %	Значения рангов		Суммар- ное значе- ние ран-гов	Эффективность	
			дебит нефти	% воды		по значе- ниям рангов	по факти- ческим данным
1	2	3	4	5	6	7	8
10948	4,5	98,0	3	10	13	Э	НЭ
10987	1,9	98,0	1	10	11	Э	Э
4906	4,0	88,0	2	7	9	НЭ	Э
8521	0,1	88,0	1	7	8	НЭ	Э
8562	0,1	99,0	1	10	11	Э	Э
8644	0,1	98,0	1	10	11	Э	НЭ
8550	0,1	99,9	1	10	11	Э	Э
8582	0,1	98,0	1	10	11	Э	Э
13086	1,5	99,0	1	10	11	Э	Э
7020	2,0	99,0	1	10	11	Э	Э
6519	3,0	81,0	2	5	7	НЭ	Э
6100	2,0	99,0	1	10	11	Э	Э
11113	1,0	99,0	1	10	11	Э	Э
18557	1,0	99,0	1	10	11	Э	Э
18511	1,0	99,0	1	10	11	Э	Э
18528	1,6	99,0	1	10	11	Э	Э
6042	1,0	99,0	1	10	11	Э	Э
18553	1,0	99,0	1	10	11	Э	Э
6238	0,4	97,0	1	10	11	Э	НЭ
18507	0,1	99,0	1	10	11	Э	НЭ
11180	1,0	99,0	1	10	11	Э	Э
11052	2,0	99,0	1	10	11	Э	Э
4898	1,0	97,0	1	10	11	Э	Э
8451	0,6	99,0	1	10	11	Э	Э
8522	3,0	84,0	2	6	8	НЭ	Э
8452	0,8	99,0	1	10	11	Э	Э
11056	0,5	98,0	1	10	11	Э	Э
18508	2,0	99,0	1	10	11	Э	Э
11026	4,0	99,0	2	10	12	Э	Э
6047	4,0	99,0	2	10	12	Э	Э
10923	2,0	99,0	1	10	11	Э	Э
4679	1,0	95	1	9	10	Э	НЭ
9994	2,0	92,5	1	8	9	НЭ	НЭ
2926	3,2	91,0	2	8	10	Э	Э
2580	2,1	98,5	1	10	11	Э	Э
7664	2,0	90,0	1	8	9	НЭ	Э
1910a	19,0	85,0	10	6	16	Э	Э
601	1,0	96,0	1	9	10	Э	НЭ
6374a	2,9	96,3	2	9	11	Э	НЭ
4016	13,1	96,0	7	9	16	Э	Э
4008	2,0	76,0	1	4	5	НЭ	НЭ
5070	3,0	96,9	2	10	12	Э	Э
136	0,5	90,0	1	8	9	НЭ	НЭ
5874	1,4	98,5	1	10	11	Э	Э
15769	1,0	96,0	1	9	10	Э	Э

Продолжение табл. 5.6

№ сква- жины	Дебит нефти, т/сут	Обвод- ненность продук- ции, %	Значения рангов		Суммар- ное значе- ние ран-гов	Эффективность	
			дебит нефти	% воды		по значе- ниям рангов	по факти- ческим данным
1	2	3	4	5	6	7	8
3175	0,1	98,0	1	10	11	Э	Э
14915	0,1	97,0	1	10	11	Э	Э
14946	0,1	99,0	1	10	11	Э	Э
14865	0,1	99,0	1	10	11	Э	Э

П р и м е ч а н и я. Обозначения в графах 7 и 8: Э – есть эффект; НЭ – нет эффекта.

Таблица 5.7

Правила оценки эффекта по сумме рангов

Сумма рангов	$R < 10$	$R \geq 10$
Эффективность	Нет эффекта	Есть эффект

Прогноз, полученный по описанной методике, для 82 % скважин совпал с фактическими результатами обработки гипаном, что указывает на применимость выбранных критериев по дебиту нефти и обводненности продукции для определения области эффективного применения разработанной технологии.

Приняв за критерий эффективности проводимых операций коэффициент успешности, численно равный отношению количества успешных обработок к общему количеству операций в процентах, проведен анализ методом ранжирования опытно-промышленных работ в 236 скважинах на различных месторождениях Татарстана (табл. 5.8 и 5.9) и оценка влияния технологических параметров и обводненности продукции на этот показатель.

Следует отметить, что применение описанной методики для выявления участков месторождения, у которых следует ожидать эффект роста добычи нефти после закачки полимердисперсной системы, дало правильный прогноз для 71,5 % опытных участков Альметьевской площади. При этом в качестве факторов, влияющих на эффективность обработки, были выбраны средняя обводненность продукции, пластовое давление и толщина обрабатываемого пласта. Для всех трех факторов предварительно была доказана связь с эффектом обработки.

Разработанные технологические схемы применения гипана в наиболее сложных условиях ограничения притока подошвенных вод без отключения пласта обеспечили успешность работ 67,6 %, при цементировании – 45 %. Максимальная успешность при закачивании через эксплуатационный фильтр скважины достигнута при закачивании

Таблица 5.8

**Результаты ограничения притока подошвенной воды гипаном
в литологически однородных пластах**

Показатели	Количество обработанных скважин		
	Всего	В том числе успешных	
		количество	%
1. Технологическая схема	102	69	67,6
I	31	21	67,7
II	30	22	73,3
III	5	4	80,0
IV	15	10	66,6
V	21	12	57,1
2. Способ закачивания гипана			
2.1. Через эксплуатационный фильтр:	92	62	67,3
с извлечением подземного оборудования:	72	47	65,2
а) без применения пакера	52	38	73,0
б) с применением пакера	30	15	50,0
без извлечения подземного оборудования	20	15	75,0
Удаленность нижних перфорационных отверстий от ВНК, м:			
3,0–5,0	66	44	66,6
5,1–8,0	34	27	79,4
8,1 и более	19	12	63,1
2.2. Через спецфильтр при удаленности нижних перфорационных отверстий от ВНК, м:			
3–5	10	7	70,0
5,1–7	3	1	33,0
7,1 и более	2	1	50,0
3. Удельный расход гипана на 1 м толщины пласта, м ³ :			
0,10–0,30	16	10	62,5
0,31–0,60	28	22	79,0
0,61–0,90	10	7	70,0
0,91–1,10	12	8	66,0
1,11–1,85	4	2	50,0
4. Обводненность добываемой жидкости из пласта, %:	102	66	64,7
до 70	22	13	60,0
71–90	25	17	76,0
91–95	17	13	76,4
95–100	32	25	63,2

гипана без извлечения подземного оборудования при удаленности нижних перфорационных отверстий от ВНК в пределах 3 – 5 м.

В литологически однородных и неоднородных пластах, вскрытых перфорацией, максимальная успешность работ (77 – 85 %) достигается при удельном расходе гипана в пределах 0,31 – 0,90 м³ на 1 м толщины. С увеличением этого параметра успешность проведенных

обработок снижается до 50 – 66 %, что можно объяснить фильтрацией значительной части полимера в нефтенасыщенный пласт и обратным вытеснением неотвержденного полимерного раствора при освоении скважины. Исходя из полученных результатов в качестве оптимального рекомендован удельный расход гипана в пределах 0,45 – 0,65 м³ на 1 м толщины перфорированного интервала пласта.

Таблица 5.9

Результаты работ по ограничению притока нижних вод гипаном в литологически неоднородных пластах

Показатели	Количество обработок		
	Всего	В том числе успешных	
		количество	%
1. Технологическая схема	134	102	76,1
I	25	22	88,0
II	58	48	83,2
III	1	1	100
IV	17	12	71,0
V	22	16	72,7
I (2 цикла)	6	2	33,3
IV (2 бёёёа)	5	1	20,0
2. Способ закачивания гипана			
2.1. Через эксплуатационный фильтр:			
с извлечением подземного оборудования:			
а) без применения пакера	34	29	85,3
б) с применением пакера	40	29	72,5
без извлечения подземного оборудования	23	20	86,9
2.2. Через спецфильтр	16	10	62,5
3. Продолжительность отверждения, ч:			
до 24	15	11	73,3
36–46	25	21	84
56	8	6	75
96	12	8	66,6
4. Удельный расход гипана на 1 м толщины водоносного слоя, м ³ :			
0,10–0,30	8	6	75
0,31–0,60	14	12	85
0,61–0,90	9	7	77
0,91–1,2	7	5	71
5. Обводненность добываемой продукции, %:			
до 70	7	5	71
71–80	11	8	73
81–90	13	10	77
91–95	27	23	85

Зависимость коэффициента успешности от обводненности продукции соответствует разработанному критерию проведения работ по ограничению водопритокков [137], наилучшие показатели получе-

ны при содержании воды в пределах 70 – 95 % (см. табл. 5.8, п. 4, табл. 5.9, п. 5), т.е. в условиях максимальной обводненности извлекаемой нефти. Физическая сущность этого критерия заключается в том, что высокая обводненность продукции является следствием образования крупных каналов, в которые хорошо фильтруются водоизолирующие материалы. В зависимости от дебитов он составляет: $q > 10$ т/сут – содержание воды 70 % и более, в малодебитных ($q < 10$ т/сут) – более 95 %. Исследования, проведенные на линейных моделях пласта, показали, что оптимальным условием применения гипана по степени закупоривания пор является $K = 0,3$ мкм² и более, с которыми согласуются результаты промысловых исследований [62]. Для условий Ромашкинского месторождения в диапазоне проницаемости от 0,1 до 1 мкм² зависимость успешности от проницаемости описывается эмпирической формулой

$$Y = 71,2\sqrt{K}. \quad (5.20)$$

Успешность считается удовлетворительной при условии $Y \geq Y_{\max} / \sqrt{2}$ (по аналогии с резонансными кривыми в радиотехнике [237]). Граница успешного применения гипана при $K \geq \geq 0,4$ мкм², $Y_{\max} = 71,2$ % достигается при $K = 1$ мкм². Анализ результатов применения гипана в скважинах с различной минерализацией пластовых вод (табл. 5.10) показал следующее.

1. Рост притока нефти при ограничении притока воды достигается при минерализации воды в пределах 1140 – 1160 кг/м³ (скв. 7434, 387, 6824).

2. В пласте с плотностью воды 1020 – 1114 кг/м³ закачивание гипана не повлияло на приток жидкости.

3. В пластах с давлением 19,0 – 19,5 МПа (скв. 7834, 7824) при плотности воды 1150 – 1160 кг/м³ обработка гипаном позволила извлечь дополнительно свыше 6 тыс. т нефти, что подтверждает эффективность применения гидролизованного полиакрилонитрила при пластовых давлениях до 19 МПа.

4. В условиях высоких давлений в пластах со слабоминерализованной водой гипан можно использовать как высоковязкий тампон.

Наиболее наглядно зависимость поступления жидкостей от минерализации воды после обработки гипаном наблюдалась в скв. 7424 (рис. 5.12) – после снижения ее плотности ниже 1140 кг/м³ (кривая 3) происходит прорыв воды (кривая 2) и

Таблица 5.10

Технологические показатели ограничения притока закачиваемой воды гипаном в скважинах АО "Татнефть"

Номер скважины	Плотность пластовой воды, кг/м ³	Пластовое давление, МПа	Объем пластовой воды горизонта Д ₁ , закачанной до обработки, м ³	Количество последовательно закачиваемых компонентов композиции, м ³							Технологические показатели			
				Пресная вода	30%-ный раствор CaCl ₂	Пресная вода	Гипан	Пресная вода	Пластовая вода горизонта Д ₁	30%-ный раствор CaCl ₂	До обработки		После обработки	
											дебит нефти, т/сут	обводненность, %	дебит нефти, т/сут	обводненность, %
7462	1172	17,9	6,0	–	1,5	0,4	2,5	0,4	–	0,4	10,00	60	0,30	85
7834	1160	19,0	9,0	0,3	–	–	5,5	0,3	–	1,0	0,00	100	20,00	50
7424	1150	19,5	10,0	0,2	–	–	5,5	0,2	–	0,4	14,00	75	22,00	39
387	1130	18,8	5,5	0,2	–	–	2,5	0,2	1,5	–	0,00	100	0,50	88
365	1114	17,7	12,0	–	0,8	0,3	2,7	–	–	–	0,80	85	0,20	85
					0,8	0,3	1,8	0,2	–	0,8				
6824	1114	18,0	6,0	0,3	–	–	4	0,2	–	0,6	1,00	75	3,00	60
3166	1091	19,8	20	0,5	–	–	4,0	0,3	1,5	–	0,09	90	0,07	93
714	1091	19,0	9,0	0,2	–	–	4,0	0,3	1,5	–	0,40	99	0,09	99
560	1030	18,2	45,0	–	2	0,3	2,5	0,2	–	1,5	18,00	90	2,00	90
650	1022	18,9	10,0	0,2	–	–	3,0	0,2	–	–	–	100	–	100
			1,5	0,2	–	–	3,0	0,2	–	–				
			1,5	0,2	–	–	3,0	0,2	2,0	–	–	100	–	100
6638	1020	20,2	9,0	0,2	–	–	4,0	0,2	–	0,6	22,00	65	5,00	65

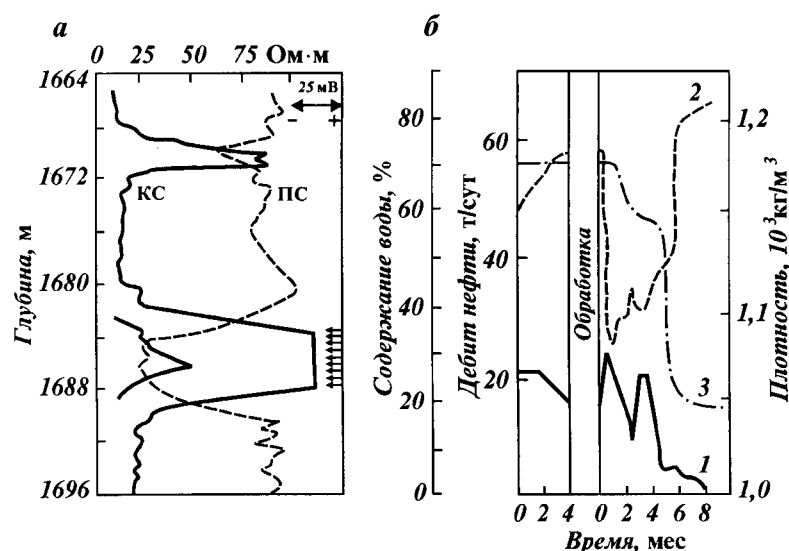


Рис. 5.12. Диаграммы геофизических исследований (а) и рабочие параметры (б) скв. 7424 Ташлиарской площади Ромашкинского месторождения:
1 – дебит нефти; 2 – содержание воды в продукции скважины; 3 – плотность попутно извлекаемой воды

снижение дебита нефти (кривая 2). Эти результаты согласуются с лабораторными исследованиями (см. рис. 4.3, б): при плотности пластовых вод менее 1140 кг/м^3 – применение гипана малоэффективно. Как показано выше, с применением гипана не всегда достигается ограничение водопритока и увеличение дебита нефти. Анализ показал, что основными причинами недостаточной эффективности операции являются нарушение условий выбора скважин, низкая минерализация пластовой воды, наличие нескольких пластов при закачивании без пакера, высокие пластовые давления (более 20 МПа), наличие нарушений в колонне труб, а также несоблюдение технологии закачки. При воздействии на обводненный пласт с соблюдением установленных технологических параметров период эффективной работы скважин (τ_e) колеблется от нескольких месяцев до 10 лет, но в среднем составляет около 3 лет. Так, по группе скважин Ново-Елховского месторождения τ_e колеблется от восьми до 30 мес., причем 44 % из них эффективно продолжают работать и в течение более длительного времени (рис. 5.13).

По результатам проведенных исследований гипан рекомендуется применять в следующих условиях (табл. 5.11).

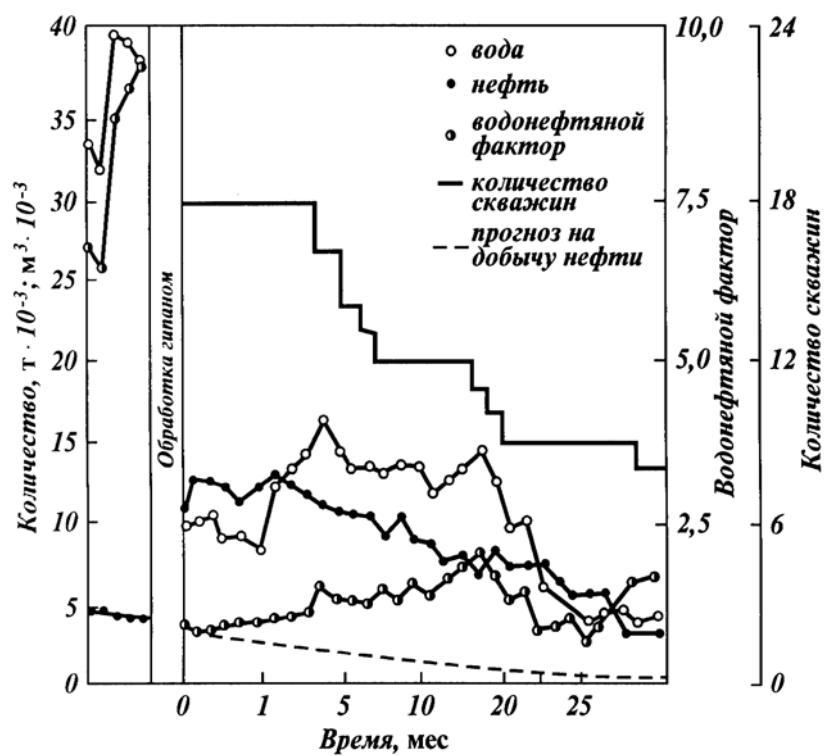


Рис. 5.13. Изменение показателей работы группы скважин Ново-Елховского месторождения

Таблица 5.11

Условия применения гипана для ограничения притока минерализованных вод в скважины

Показатели	Пределы изменения показателей	
	от	до
Проницаемость, мкм ²	0,35	6,0
Обводненность продукции, %	70	Более
Концентрация катионов поливалентных металлов, мг·экв/л	900	Более
Пластовое давление, МПа	0	19
Температура, К	278	353
Тип коллектора	Терригенные	

С применением гипана или других полимеров, обладающих такими же свойствами на промыслах, можно решать следующие практические задачи:

- 1) ограничения притока минерализованной воды как в однородных, так и в неоднородных пластах;
- 2) временного ограничения притока высоконапорных пресных вод за счет вязкопластических свойств;
- 3) выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах;
- 4) ликвидации интенсивных поглощений с добавлением наполнителей.

На месторождениях Республики Татарстан с применением гипана были обработаны обводненные пласты в 442 скважинах (табл. 5.12), получены следующие результаты: дополнительно добыто 2,3 млн т нефти, объем попутной воды уменьшен на 46,5 млн м³, среднегодовой прирост добычи нефти за счет применения гипана составил 329,2 тыс. т при снижении объема попутной воды на 6,64 млн м³.

По неполным данным на 01.01.84 было проведено в различных регионах страны (табл. 5.13) 1486 скважино-операций по ограничению водоприток в скважины. Общий объем дополнительно добытой нефти, определенный расчетным путем, составил 5,011 млн т.

Основная часть закачек гипана проводилась на промыслах АО "Татнефть" в скважинах, эксплуатирующих терригенные отложения. По сравнению с базовым методом (цементированием) в наиболее сложных условиях ограничения притока подошвенной воды за 1976 – 1982 гг. прирост дополнительной добычи нефти по 295 скважинам составил 311,4 тыс. т, объем изолированной воды 4,68 млн м³, или на 1 т закачанного полимера 264,7 т нефти и 4593,7 м³ сокращенной

Таблица 5.12

Результаты ограничения притока вод гипаном в добывающие скважины на нефтяных месторождениях Татарстана

Год	Количество скважино-операций			Объем дополнительно добытой нефти, т	Объем изолированной воды, м ³	На одну скважино-операцию	
	всего	из них успешных				нефти, т	воды, м ³
		количество	%				
1969	2	2	100	60133	254021	30066	127011
1970	54	22	40,7	418572	9982550	7751,3	184862
1971	37	20	54,0	151142	5721209	4084,9	154627
1972	62	37	59,0	440547	11495296	7105,5	185408
1973	80	65	81,2	558775	10200719	6984,5	127508
1974	70	56	80,0	396475	3962504	5663,9	56607
1975	137	96	70,0	278877	4958140	3319,9	59025

Таблица 5.13

Объем внедрения и технологические показатели применения гипана в нефтедобывающих регионах с 1970 по 1982 г.

Нефтяные районы	Количество скважино-операций			Прирост добычи нефти, тыс. т	Объем сокращенной воды, тыс. м ³
	всего	из них успешных			
		кол-во	%		
Татарстан	1415	962	68,1	4350,0	98100,0
Самарская обл.	25	12	48,0	294,0	1147,00
Западная Сибирь	16	6	37,5	317,5	544,6
Башкортостан	11	7	63,6	17,8	80,1
Мангышлакская обл.	7	3	42,8	7,6	29,3
Саратовская обл.	7	5	71,4	25,1	50,2
Белоруссия	6	2	33,3	1,6	8,1
Всего:	1486	966	67,0	5013,6	99969,3

воды. Эта технология в АО "Татнефть" является регламентированным геологическим мероприятием по выработке нефтеводонасыщенных пластов девона и верхнего карбона и действует уже более 16 лет. Среднегодовой объем внедрения метода по отчетным данным АО "Татнефть" на 01.01.88 составлял 50 – 70 скважино-операций.

На нефтяных месторождениях Самарской области с применением гипана по технологическим схемам I, II, IV на 01.01.78 проведено 25 скважино-операций в терригенных отложениях Радаевского, Козловского, Запрудненского, Алакаевского месторождений горизонтов Д₁, Д₂, С₁ при обводненности добываемой продукции 80 – 95 % (табл. 5.14). Проницаемость пластов составляла 0,12 – 1,1 мкм², пористость – 18 – 22 %, вязкость нефти – 6,3 – 12,7 мПа·с, температура пласта – 312 – 330 К, пластовое давление – 19 – 30 МПа, плотность воды – 1090 – 1190 кг/м³. Несмотря на низкую минерализацию пластовой воды в ряде скважин, успешность работ составила 60 %, что на 28 % выше, чем при цементировании. Дополнительно добыто на одну обработанную скважину 2466 т нефти, объем изолированной воды сокращен на 83926 м³.

Для месторождений п-ова Мангышлак и Западной Сибири характерна низкая минерализация пластовой воды при температуре пласта 353 – 363 К. В связи с этим работы проводились главным образом по технологическим схемам III и V с предварительным закачиванием в пласт электролитов (табл. 5.15,

Таблица 5.14

Результаты работ по ограничению притока воды на нефтяных месторождениях Самарской области с применением гипана за 1973–1974 гг.

№ скважины	Месторождение	Дебит нефти и обводненность				Количество дополнительно добытой нефти, т	Уменьшение объема попутной воды, м³
		до изоляции		после изоляции			
		нефть, т/сут	обводненность, %	нефть, т/сут	обводненность, %		
33	Радаевское	1,0	98,0	22,0	68,0	7000,0	327950
198	То же	0,1	99,0	6,0	75,0	320,0	9672
15	"	6,0	68,0	0,1	98,0	—	—
154	"	3,0	96,0	8,0	88,0	1783,0	29776
180	"	7,0	92,0	11,0	90,0	4861,0	7778
122	"	2,0	94,0	14,0	42,0	4036,0	66916
124	"	0,5	97,0	0,1	99,0	—	—
136	"	2,0	94,0	8,0	74,0	811,0	11718
147	"	2,0	98,0	2,0	98,0	—	—
197	"	0,1	99,0	3,0	57,0	2765,0	23723
17	Запрудненное	25,0	47,0	17,0	53,0	—	—
43	То же	1,6	98,0	2,5	38,0	22300,0	101242

5.16). В работах, проведенных институтом КазНИПИнефть, наряду с раствором хлорида кальция (15 % вес.) применялся 5%-ный раствор сульфата меди. В скв. 1635, 1678, 1447, 1139, 406 гипан закачивался для ограничения поступления подошвенной, в скв. 447 – нижней, в скв. 867 – закачиваемой воды. В скв. 1678, 1447 и 447 наряду с ограничением притока воды достигнут рост дебита нефти, дополнительно добыто 3270 т нефти. Отбор попутной воды сокращен на 6558 м³. В скважинах с предварительной закачкой CuSO₄ наряду с положительным эффектом произошло сокращение притока нефти. Это указывает на образование в нефтенасыщенной части водоизоли-

Таблица 5.15

Результаты применения гипана в скважинах месторождения Узень

Объект раз- работки	Плотность воды, кг/м³	Количество обработок		Объем рас- твора гипа- на, м³	Объем электролита, м³	
		всего	из них ус- пешных		до гипана	после гипана
Без подъема эксплуатационного оборудования						
XIII–XIV	1100	5	2	5	4	1,0
С подъемом эксплуатационного оборудования						
XV	1030	1	1	6	20	3,0
XII	1020	1	0	5	3,0	—

Таблица 5.16

Результаты применения гипана на нефтяных месторождениях Западной Сибири

№ скважины*	Тип воды, поступающей в скважину	Объем закачанного гипана, м ³	Количество дополнительно добытой нефти, т	Уменьшение объема попутно извлекаемой воды, м ³
444	Закачиваемая	10,0	3540	16720
728	То же	9,0	2640	11210
731	"	1,5	1625	11681
16а	Подожвенная	4,2	22130	21500
2258	То же	4,0	1800	3423
779	Нижняя	3,3	285782	495200
Итого			317586	544900
* Обработка пластов гипаном произведена в скв. 469а, 709, 778, 705, 728, 734, 764, 765, 37 и 547, обводненных закачиваемыми водами. Обработка оказалась безуспешной.				

рующей массы в результате проникновения в пласт электролита и гипана в условиях высоких температур (350 К).

Опытно-промышленные работы с применением гипана в Западной Сибири проводились на Самотлорском, Шаимском и Усть-Балыкском месторождениях в скважинах, вскрывших нефтеносные пласты АВ, АВ₈, ВС₃, ВС₈, ВС₇. Наряду с неоднородностью и прерывистостью для этих пластов, в отличие от месторождений Урало-Поволжья, характерны: низкая минерализация воды (1010 – 1020 кг/м³) и высокая температура забоя (343 – 353 К). Ввиду низкой минерализации пластовых и закачиваемых вод нагнетание гипана проводилось по технологическим схемам III и IV с предварительной закачкой в пласт от 15 до 50 м³ 15%-ного раствора СаСl₂. Значительно был увеличен объем электролита, закачиваемого за гипаном. Всего проведено 16 закачек в скважины, работающие при обводненности продукции от 80 до 99 %. В результате обработки обводненных пластов гипаном из них дополнительно извлечено 317 тыс. т нефти, объем попутной воды уменьшился на 544 тыс. м³ (см. табл. 5.16). Основной эффект от применения полимера был получен в скважинах, обводненных пластовой водой, успешность которых составляет 75 % при обводнении закачиваемой водой – 25 %. Ввиду быстрого обводнения эксплуатационного фонда закачиваемой водой эта технология не была рекомендована для условий месторождений Западной Сибири.

Кроме рассмотренных выше нефтяных регионов работы с применением гипана проводятся на месторождениях Республики Украина, Республики Беларусь, Краснодарского края, Саратовской области,

Республики Башкортостан и других нефтяных районов [205, 84, 179, 107, 101]. При использовании полимера в условиях, приведенных в табл. 5.13, эффективность технологии оказалась высокой. Опыт работы в условиях месторождений Западной Сибири и п-ова Мангышлак показал возможность применения гипана при температурах до 353 К и пластовых давлениях до 30 МПа. В карбонатных породах, где содержание ионов поливалентных металлов не превышает 8 мг·экв/л, и при pH = 5,6, применение гипана оказалось малоэффективным, поэтому область применения метода была ограничена терригенными породами.

Извлечение такого количества нефти, которое приведено в табл. 5.16, показывает, что ограничение водопритоков в добывающие скважины закачиванием небольшого количества химреагентов является эффективным средством отбора нефти в наиболее слабо вырабатываемой части продуктивного пласта при разработке залежей заводнением. Обычно эта нефть не рассматривается как дополнительно добытая, хотя она извлечена в условиях предельного обводнения добываемой продукции, что в свое время привело к недооценке роли водоизоляционных работ при эксплуатации нефтяных месторождений. В целях оценки влияния их на нефтеотдачу пластов на некоторых участках Ново-Елоховского месторождения в группе скважин гипаном были обработаны водонефтяные пласты горизонта Д₁. На рис. 5.14 показан один из таких участков, начальные извлекаемые запасы нефти которого составили 942 тыс. т. При текущем коэффициенте нефтеотдачи участка 0,11 в скв. 595 (11.74) и 596 (04.75) при обводненности добываемой продукции на 99 % проведена обработка пласта полимерным раствором в объеме 6 м³ через эксплуатационный фильтр скважины по технологической схеме II. В результате в скв. 595 содержание воды снизилось с 99 до 75 %, а в скв. 596 – с 98 до 20 %, что позволило продлить период рентабельной эксплуатации на 5 лет. Отбор нефти определялся из предположения о влиянии проводимых операций по ограничению водопритоков только на соседний ряд скважин. Излом на характеристике вытеснения, построенной по суммарным эксплуатационным показателям скважин участка (см. рис. 5.14), свидетельствует об извлечении дополнительной нефти. После обработки гипаном за счет заводнения нефтенасыщенного пласта за три года было извлечено дополнительно

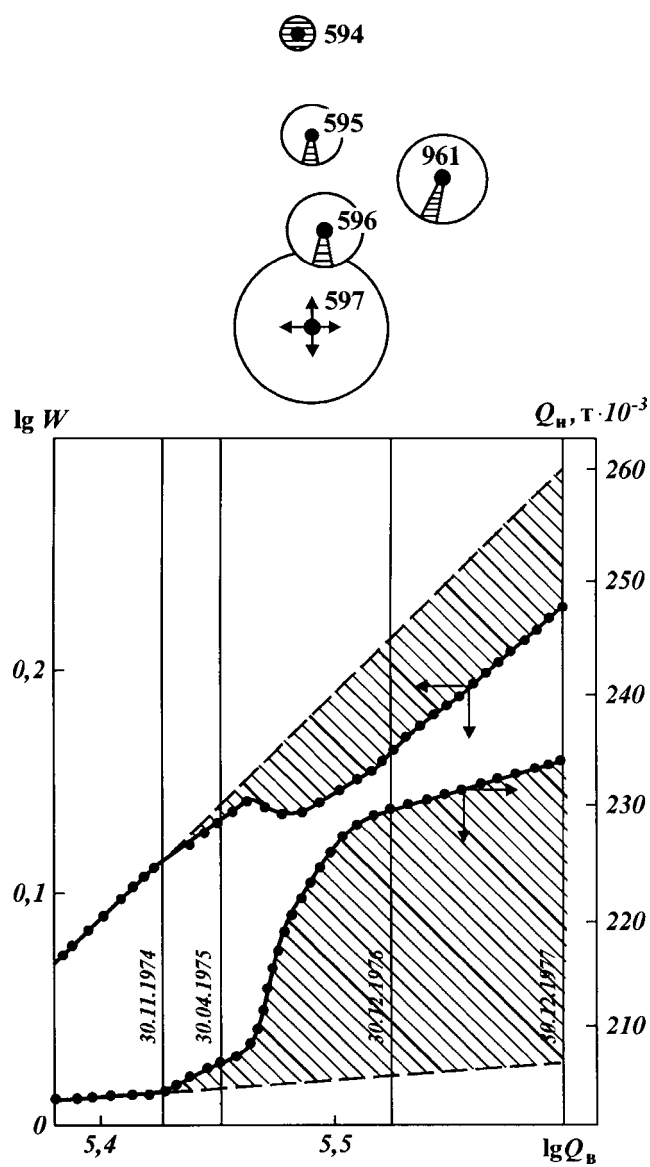


Рис. 5.14. Схема размещения скважин опытного участка на Елховской площади и динамика характеристик вытеснения нефти до и после обработки водоизолирующими составами (скв. 594, 595, 596, 961)

28,3 тыс. т нефти. Прирост коэффициента нефтеотдачи по участку, рассчитанный по балансовому методу, составляет 1,5 %, охвата – 1,8 %. Аналогичные результаты были получены и на другом участке (скв. 419, 420, 421, 155, 475а) Елховской площади, где обработка гипаном была произведена (скв. 419, 420) при текущей нефтеотдаче, равной 0,26. Изменение гидродинамической обстановки в продуктивном пласте закачиванием гипана позволило извлечь из данного участка дополнительно 47,8 тыс. т нефти. Абсолютный прирост коэффициента нефтеотдачи составил 1,1 %, а охвата – 1,37 %.

Характеристики вытеснения на этих участках показывают, что повышение фильтрационного сопротивления обводненных зон водонефтяного пласта гипаном приводит к увеличению нефтеотдачи в результате улучшения охвата заводнением. Следует отметить, что приведенный метод оценки эффективности операций применим для определения успешности водоизоляционных работ в добывающих скважинах.

5.3. ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА В СКВАЖИНЫ СЛАБОМИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ВОД В ТЕРРИГЕННЫХ И КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ СОПОЛИМЕРОМ МАК-ДЭА

Сополимер метакриловой кислоты с диэтиламмониевой солью (МАК-ДЭА) по своим физико-химическим свойствам близок к гипану. Готовый к применению реагент представляет собой 18 – 20%-ный водный раствор сополимера, который содержит небольшое количество (около 10 %) непрореагировавшего диэтиламина. Вязкость раствора составляет 100 – 120 мПа·с, а межфазное натяжение на границе с керосином – 8 – 9 мН/м. Наряду с ограничением притока воды растворы МАК-ДЭА снижают фильтрационное сопротивление пласта для нефти. Селективность воздействия полимера на обводненный пласт обеспечивает рост подвижности нефти и снижение проницаемости для воды. Структурирование МАК-ДЭА происходит при меньшей минерализации пластовой воды по сравнению с гипаном, что позволяет применять сополимер в пластах, обводненных слабоминерализованными водами и в карбонатных коллекторах.

По таким технологическим параметрам, как вязкость, плотность, фильтруемость, высаживание полимера электролитами, сополимер МАК-ДЭА идентичен с гипаном [27, 95, 61]. В связи с этим промысловые испытания его как водоизолирующего материала проводились в обводненных скважинах, эксплуатирующих продуктивные пласты верхнего карбона и девона, по технологическим схемам I, II

Таблица 5.17

Геолого-техническая характеристика объемов испытания МАК-ДЭА и технологические параметры закачки

№ скважины	Тип поступающей в скважину воды	Плотность пластовой воды, кг/м ³	Пластовое давление, МПа	Объем МАК-ДЭА, м ³	Давление закачки, МПа
1867	Подошвенная	1178	18,5	7	18,5
1807	Нижняя	1142	13,6	5	14,0
1801	Подошвенная	1121	19,0	5	22,5

и V. Минерализация воды в этих горизонтах составляет от 110 до 220 г/л.

Первые испытания были проведены в скважинах Ново-Елховского месторождения, обводненных подошвенной и нижней водами по горизонту Д₁ (табл. 5.17). Закачивание полимера производили по схеме I. После заполнения ствола скважины минерализованной водой горизонта Д₁ и определения приемистости через насосно-компрессорные трубы, открытый конец которых был установлен на уровне верхних перфорационных отверстий, последовательно в пласт закачивалось 0,5 м³ пресной воды, расчетный объем сополимера МАК-ДЭА и повторно 0,5 м³ пресной воды.

За эффективный период эксплуатации опытных скважин (от 4 до 8 мес.) из обводненного пласта дополнительно извлечено 2523 т нефти, объем попутной воды сокращен на 23,67 тыс. м³ (табл. 5.18). На 1 м³ закачанного 12%-ного раствора МАК-ДЭА дополнительно добытое количество нефти составляет 109 т, объем изолированной воды – 1000 м³ [162]. Испытания данной технологии показали, что закачивание сополимера МАК-ДЭА как в карбонатных, так и терригенных отложениях приводит к ограничению притока слабоминера-

Таблица 5.18

Результаты обработки обводненных пластов сополимером МАК-ДЭА в скважинах Ново-Елховского месторождения

№ сква- жины	Дебит скважины, т/сут		Обводненность, %		Дополнитель- ная добыча нефти, т	Объем изоли- рованной воды, м ³	Продолжи- тельность эффекта, мес.
	до	после	до	после			
	обработки						
1867	0,3	2,9	99	87	126	1410	4
1807	0,6	9	99	73	1932	7080	8*
1801	3,7	6,3	96	83	465	15810	8**

* В скважине сделано два ремонта с применением МАК-ДЭА.

** Эффект изоляции сохраняется и после восьми месяцев.

* В скважине сделано два ремонта с применением МАК-ДЭА.

** Эффект изоляции сохраняется и после восьми месяцев.

лизированных и минерализованных вод и повышению отбора нефти [95]. В условиях месторождений Татарстана применение МАК-ДЭА наиболее эффективным оказалось в продуктивных пластах верхнего карбона C_1^{bb} , C_1 , в которых эффективность работ с гипаном снижается из-за недостаточной минерализации вод. Технологический эффект, определенный по сравнению с гипаном как с базовым реагентом, составляет 1128 т дополнительно извлеченной нефти на одну обработанную скважину при сокращении объема попутной воды на 27,5 тыс. м³. Внедрение разработанной технологии на 21-й скважине с обводненностью продукции 85 – 95 % позволило дополнительно извлечь 23,6 тыс. т нефти. Решением ведомственной комиссии Миннефтепрома от 26.08.84 селективный метод ограничения притока слабоминерализованных вод в скважины закачиванием сополимера МАК-ДЭА в терригенных и карбонатных продуктивных пластах принят к промышленному внедрению. Объем внедрения на 01.01.88 превышал 45 скважино-операций, по этим результатам полимер МАК-ДЭА был рекомендован к промышленному выпуску.

Результаты широких промышленных испытаний селективных водоизолирующих материалов на месторождениях Урало-Поволжья, Западной Сибири и п-ова Мангышлак показали, что в определенных физико-геологических условиях технологический процесс ограничения притока вод в скважины можно производить без извлечения подземного оборудования. Этим достигается значительное сокращение затрат времени и средств на установку тяжелых подъемных сооружений на устье скважины и другие вспомогательные операции [48, 97, 132, 93].

5.4. МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ ОХВАТА ПЛАСТА ЗАВОДНЕНИЕМ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛИМЕРДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ

Методы ограничения притока вод из обводненных пластов путем закачивания водоизолирующих материалов через добывающие скважины по своему действию на коллектор носят локальный характер. Это обусловлено главным образом технологическими затруднениями воздействия на весь пласт через добывающую скважину и распределением остаточной нефти в заводняемых пластах. Проблемный характер решения этой задачи сохраняется в настоящее время в нефтедобывающей промышленности из-за отсутствия эффективных технологий ограничения движения вод в нефтеводонасыщенных пластах, а именно, в высокопроницаемых обводненных зонах независимо от расположения их относительно скважин.

Нефтяные пласты месторождений Урало-Поволжья и Западной Сибири по участкам и площадям имеют неравномерное распределение проницаемости, трещиноватости, закарстованности и т.п. Такая же неравномерность наблюдается и по толщине пласта – имеются локальные внутриформационные размывы, заполненные крупнозернистым, крупнообломочным или гравийным материалом [201, 30, 108, 126]. Из-за неоднородности продуктивного пласта происходит неравномерное продвижение вод при заводнении и образование обширных промытых зон в коллекторе. В этих условиях возникают особые требования к водоизолирующему составу: принцип действия его должен основываться на увеличении фильтрационного сопротивления обводненных зон без заполнения их по всему объему. Кроме того, он должен отвечать, во-первых, изменчивой естественной проницаемости от скважины к скважине, от подошвы пласта до кровли; во-вторых, изменяющейся во времени проницаемости в связи с динамическим коэффициентом фильтрации; в-третьих, условиям тампонирующего в грубообломочных, сильнотрещиноватых породах с различной степенью раскрытости трещин. При нагнетании в пласт тампонирующий материал первоначально проникает в трещины, образующие отдельные блоки в коллекторе, и другие высокопроницаемые зоны, оконтуривает их, заполняет, осаждается или твердеет. Внутриблоковые части и менее проницаемые зоны пласта остаются открытыми, по которым образуются вторичные пути для продвижения воды [143, 144]. Следовательно, методы ограничения притока вод в добывающие скважины, основанные на применении небольшого количества водоизолирующего материала с определенными физико-химическими свойствами, не могут обеспечить одинаковую успешность работ в разнообразных условиях нефтяных коллекторов, при различных режимах заводнения и позволяют только частично решить задачу охвата коллектора заводнением. В зависимости от стадии разработки и эффективности методов заводнения объем невыработанных зон может достигать 0,25 – 0,5 порового объема [30, 168]. В этих условиях для повышения охвата необходимо увеличить фильтрационное сопротивление промытых зон. Вследствие большого объема обводненной части коллектора и удаленности от скважины указанная цель не может быть достигнута посредством закачки малых объемов водоизолирующих реагентов.

Анализируя зарубежный опыт применения физико-химических методов воздействия на пласты, И.А. Сидоров, Ю.А. Поддубный и др. [177] отмечают, что для повышения охвата пласта заводнением практикуется закачка материалов двух типов:

- 1) химически активных веществ;
- 2) суспензий твердых частиц горных пород и других материалов.

К первому типу относятся карбоксиметилцеллюлоза и полиакриламиды со сшивающими агентами (Ca^{2+} , Fe^{3+} , Cu^{2+} и др.), растворы полиакриламидов катионного и анионного свойств для взаимодействия в пластовых условиях, а также другие реагенты, которые, реагируя между собой, образуют гели, например, силикаты щелочных металлов, растворы полиизоциануратовой соли и др. Они рекомендуются для пористых сред.

В трещиноватых коллекторах рекомендуется применять суспензии тонкоизмельченных легких твердых частиц, однако они очень неустойчивы в динамическом потоке воды. Закачивают микрогели, геометрические размеры которых препятствуют движению их через пористую матрицу пласта, образуя пленку на стенке трещин. Опытные работы с применением карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) со сшивающим агентом в пятиточечной системе разработки залежи с сеткой скважин 80×80 показали возможность повышения охвата таких участков на 10 – 11 %.

Однако широкому внедрению перечисленных методов препятствует дефицитность и дороговизна применяемых реагентов. Следует учесть, что образование обширных промытых зон на поздней стадии эксплуатации крупных залежей диктует необходимость обработки больших объемов пласта, а по этим технологиям требуется применять большое количество химреагентов. Поэтому желательно использовать высокоэффективные технологии на основе применения дешевых и недефицитных материалов, легко окупаемых экономически. Анализ проведенных в этом направлении работ на нефтяных месторождениях Татарстана показал, что они практически ограничивались выравниванием профиля приемистости скважин (табл. 5.19). Результаты работ оценивались без связи с добычей нефти и режимом разработки залежей. В то же время они позволили установить фильтруемость суспензий глины, извести, цемента и мела в продуктивные пласты терригенных отложений девона и верхнего карбона, что явилось основой для применения в этих условиях полимердисперсной системы.

Таблица 5.19

Сведения об использованных для выравнивания профиля приемистости скважин различных материалов в АО "Татнефть"

Материал	Частота применения	Объем смеси на одну скважину-операцию, м ³	Материал	Частота применения	Объем смеси на одну скважину-операцию, м ³
Мел	14	152,0	Латекс ДВХБ-70	4	160,0
Глинистый раствор	10	48,5	Известь – мел	2	228,0
Мел – цемент	7	111,0	Акриламид	2	22,3
Магний – соляная кислота – гипан	4	98,8	Эластичные шарики	1	68,8
			Дивинильные остатки	1	137,4

Методикой промысловых испытаний и с применением ПДС предусматривалось:

1) проведение опытных работ на высокообводненных участках пласта (80 – 99 %) с целью установления дальнейшего повышения нефтеотдачи после традиционных методов заводнения;

2) испытание технологии ограничения движения вод в терригенных отложениях девона и верхнего карбона;

3) изучение возможности ограничения закачиваемых вод нагнетанием ПДС через эксплуатационный фильтр добывающей скважины;

4) испытание воздействия ПДС на отдельный обводненный участок пласта по технологической схеме применения физико-химических методов повышения нефтеотдачи, т.е. закачиванием через нагнетательную скважину;

5) проведение геофизических и гидродинамических исследований для оценки охвата пласта воздействием;

6) оценка эффективности воздействия ПДС на отдельный участок по характеристикам вытеснения.

На первом этапе промышленных испытаний полимердисперсной системой обрабатывали обводненные пласты через добывающие скв. 5799, 8003, 16375 (НГДУ "Альметьевскнефть") и 6627 (НГДУ "Джалильнефть") (табл. 5.20). Основная задача состояла в изучении возможности закачки ПДС в продуктивный пласт и влияния обработки на приток жидкости. Для приготовления полимерного раствора использовался полиакриламид РДА-1020. Глинистая суспензия готовилась из биклянской глины (Альметьевский завод глинопорошка). Оба компонента готовились на пресной воде р. Камы, используемой для заводнения пластов. В пласт последовательно закачивались раствор ПАА и глинистая суспензия. В каждый цикл закачивалось по 50 – 70 м³ технологической жидкости при производительно-

сти насосов 2,8 – 3,15 м³/мин. Давление нагнетания изменялось от 10 до 15 МПа в пластах девонского горизонта (скв. 8003, 6799) и в пределах 6 – 8 МПа – верхнего карбона (скв. 6627, 16375). При этих режимах в обводненные пласты было закачано 160 – 220 м³ ПДС.

Скважины осваивались через 48 – 72 ч после обработки. В трех из них произошло сокращение попутной воды на 10 – 22 % и прирост дебита нефти от 10 до 20 % (табл. 5.20). Одна обработка оказалась неэффективной (скв. 16375). За четыре месяца эффективной работы в скв. 8003 дополнительно из обводненного пласта было извлечено свыше 100 т нефти, объем попутной воды сокращен на 1700 м³, а в скв. 6627 добыто 388 т нефти при уменьшении объема попутной воды на 20,7 тыс. м³. Текущий водонефтяной фактор ϕ при этом снизился с 30 до 4 (см. рис. 5.14).

В скв. 13124 Холмовской площади ПДС закачивалась в полностью обводненную скважину в количестве 422 м³ при аномальном пластовом давлении 18,2 МПа, при объемном расходе 2 – 4 м³/мин (рис. 5.15, *в*). В результате интервалы приемистости претерпели большие изменения (см. рис. 5.15, *б* и *з*), что указывает на перераспределение потоков в призабойной зоне пласта.

Таким образом, промысловые испытания в добывающих скважинах подтвердили фильтруемость компонентов ПДС в терригенные продуктивные пласты с проницаемостью 0,38 – 0,68 мкм² и показали избирательность их действия на обводненную часть пласта. Кроме того, эти результаты являются доказательством принципиальной возможности воздействия водоизолирующим материалом на частично обводненный пласт в сравнительно далеко расположенных от скважин зонах коллектора.

Таблица 5.20

Результаты применения ПДС для ограничения притока закачиваемых вод в добывающие скважины на Ромашкинском месторождении

№ скважины	Индекс горизонта	Проницаемость, мкм ²	Количество ПДС, м ³	Обводненность, %		Дебит нефти, т/сут	
				до обработки	после обработки	до обработки	после обработки
5799*	Д ₁	0,42	210	98,4	63,3	0,20	0,22
8073*	Д ₁	0,51	170	96,1	91,7	0,90	1,00
16375	С ₁ ^{ВВ}	0,68	160	99,0	99,0	0,03	0,03
6627	С ₁ ^{ВВ}	0,61	220	96,8	80,1	1,90	4,20
13124	Д ₁	0,38	422	100,0	67,0**	–	–

* Скважины, подлежащие ликвидации из-за высокого обводнения.

** Приток воды снизился на 33 %.

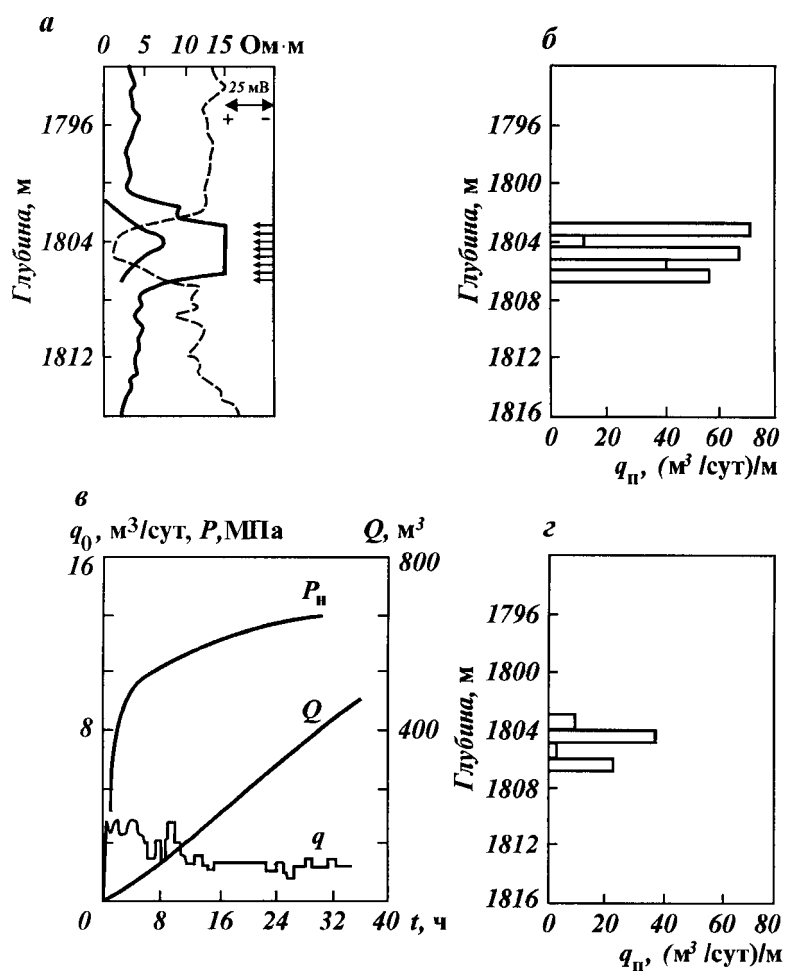


Рис. 5.15. Геофизические (а) и промысловые рабочие характеристики (б, в, г) скв. 13124 Холмовской площади Ромашкинского месторождения до (б), во время (в) и после закачивания ПДС (г):

P_n – давление нагнетания ПДС; Q – объем закачанного раствора; q_0 – объемный расход нагнетания ПДС; q_n – проницаемость пласта

На втором этапе опытно-промышленные работы с ПДС проводились по технологической схеме применения нефтевытесняющих агентов, т.е. полимердисперсной системой обрабатывались отдельные участки обводненного пласта с закачиванием ее через нагнетательные скважины. Основной характеристикой вытеснения, по которой определялись расчетная и дополнительная добыча нефти, была

зависимость логарифм накопленно-го водонефтяного фактора $\lg W$ – логарифм накопленной добычи воды $\lg Q_v$. Для проверки надежности полученных результатов определялась зависимость накопленная добыча нефти Q_n – логарифм накопленной добычи воды $\lg Q_v$. После определения суммарных объемов накопленной нефти и воды по скважинам участка и построения графика выбранной характеристики по фактическому значению Q_v^Φ на дату анализа находят $\lg Q_v^\Phi$ и по линейной зависимости устанавливают прогнозное значение $\lg Q_n^{\text{пр}}$ как ординату абсциссы $\lg Q_v^\Phi$. По формуле

$$Q_n^{\text{пр}} = Q_v^\Phi / W^{\text{пр}} \quad (5.21)$$

находили прогнозную добычу нефти на дату анализа. Дополнительная добыча нефти вычисляется как разность между прогнозной и фактической

$$\Delta Q_n = Q_n^\Phi - Q_n^{\text{пр}}. \quad (5.22)$$

Абсолютный прирост коэффициента охвата заводнением вычисляли по выражению

$$\Delta \eta_{\text{охв}} = \Delta \eta / \beta_{\text{выт}}, \quad (5.23)$$

где $\Delta \eta$ – прирост коэффициента нефтеотдачи, равный отношению $\Delta Q_n / Q_{\text{бал}}$ (где $Q_{\text{бал}}$ – балансовые запасы нефти участка); $\beta_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения, взятый из проекта разработки месторождения.

Кроме того, коэффициент охвата оценивался по изменению работающей толщины пласта расходомерами.

Опытные работы проводились на участках Ромашкинского месторождения с обводненностью продукции до 78 – 86 % при текущих коэффициентах нефтеотдачи в пределах 0,279 – 0,595 от балансовых запасов (табл. 5.21), что указывает на поздние стадии эксплуатации.

Технология закачки ПДС, состоящая в последовательном нагнетании в пласт компонентов ПДС, практически в обоих пластах одинакова, за исключением давления нагнетания ПДС, которое в девонском горизонте на 18 – 23 % выше, чем в бобриковском (рис. 5.16, з). Влияние закачки ПДС на участке нагнетательной скв. 11228 с добывающими скважинами 2312, 2328, 2329, 11229, 20796 проявилось через 4 – 5 мес. – возросли дебиты нефти при снижении содержания воды в добываемой продукции (см. рис. 5.16, д). На участках горизонта $C_1^{\text{БВ}}$ указанное время составило 1 – 3 мес., а в отдельных случаях – 0,5 – 0,8 мес. (см. рис. 5.16, д). В результате ограничения движения воды по пласту на участке скв. 11228 за 16 мес. эффективной работы дополнительно извлечено 6738 т нефти, а на участках скв. 16353, 6628, 16671 – соответственно по 6968, 5575 и 7872 т нефти за 14 – 19

Таблица 5.21

Характеристика объектов внедрения и технологические параметры закачивания ПДС на опытных участках Ромашкинского месторождения

Показатели	Участки нагнетательных скважин			
	по пласту Д ₁	по пласту С _{1вв}		
	11228	16553	6628	16671
Площадь участка, га	140,5	95,3	50,8	71,1
Плотность сетки скважин, га/скв.	28,1	23,8	16,9	17,8
Балансовые запасы участка, тыс. т	1959,1	1000,3	305,5	472,8
Проницаемость, мкм ²	0,324	0,803	0,768	0,768
Пористость, доли ед.	0,188	0,212	0,324	0,224
Вязкость нефти, мПа·с	3,7	4,3	3,8	3,7
Обводненность продукции, добываемой с участка, %	78	82	86	86
Текущий коэффициент нефтеотдачи, доли ед.	0,595	0,279	0,339	0,404
Среднесуточный дебит жидкости всех скважин участка, т/сут	300	131	152	187
Плотность закачиваемой воды, кг/м ³	1000	1050	1125	1125
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,72	0,65	0,62	0,62
Объем закачанной ПДС, м ³	1200	1000	1890	1890
Приемистость при давлении, (м ³ /сут)/МПа:				
до закачки	340/9,5	720/13,0	—	—
после закачки	288/10,5	770/14,2	—	—

мес. Эти данные получены по трем характеристикам вытеснения, которые дали расхождение в пределах 3 – 5 %, что указывает на достоверность результатов. Абсолютный прирост охвата пласта, определенный по балансовому методу с использованием фактического прироста добычи по формуле (5.9), составил 0,5 – 2,7 % (табл. 5.22).

На основании результатов промысловых испытаний 22.12.83 технология принята к внедрению в отрасли по решению ведомственной комиссии Миннефтепрома.

Второй этап промысловых исследований был направлен на решение задач о применении полимердисперсных систем в по-

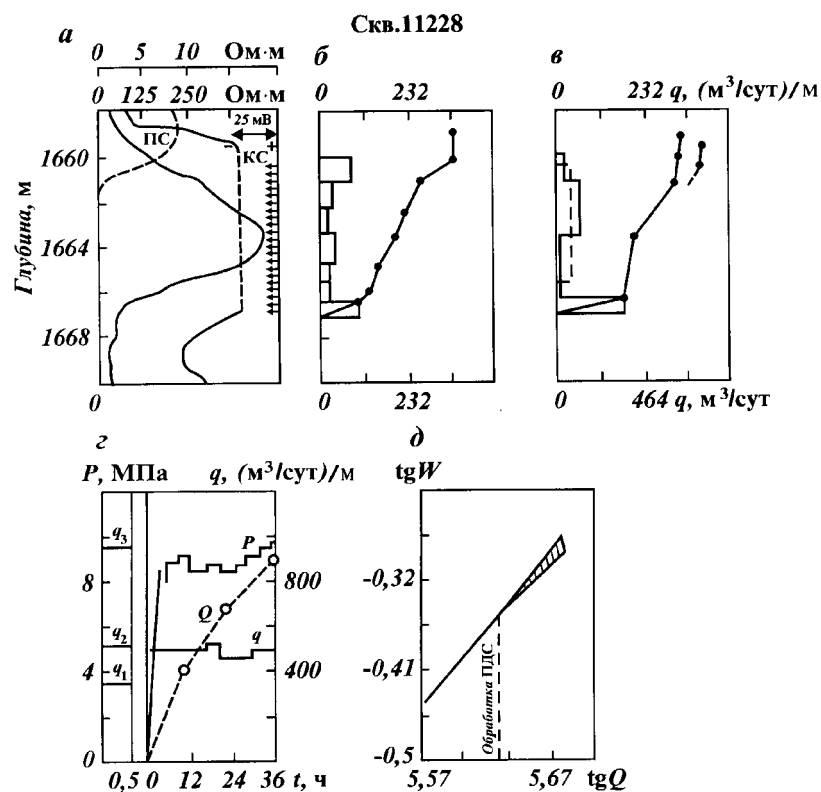


Рис. 5.16. Диаграммы геофизических исследований (а), профили приемистости до закачки (б) и после закачки ПДС (в), графики изменения рабочих параметров нагнетания (з) и прирост добычи нефти (д) по скв. 11228 Ромашкинского месторождения

лимитовых коллекторах нефтяных месторождений Западной Сибири и п-ова Мангышлак. Исследования на линейных моделях с образцами пород продуктивного пласта подтвердили идентичность механизма воздействия ПДС на неоднородный пласт, состоящий как из кварцевого песка, так и из полимиктовых песчаников A_{1-2} , т.е. с увеличением неоднородности коэффициент отдачи при обработке ПДС возрастает. Первые ОНР с применением ПДС были начаты на Самолторском, Урьевском и Локосовском месторождениях. Опытно-промышленные работы проводились по методике, разработанной для терригенных отложений месторождений Урало-Поволжья. Результаты оценивались с применением термометрии по изменению профиля приемистости и притока нефти в добывающие скважины

Таблица 5.22

Технико-экономические показатели обработки ПДС на опытных участках Ромашкинского месторождения (в ценах 1991 г.)

Показатели	Участки нагнетательных скважин			
	по пласту Д ₁	по пласту C ₁ ^{вв}		
	11228	16353	6628	16671
Дополнительная добыча нефти, т:	6738	6968	5575	7872
приведенная на 1м ³ ПДС, т/м ³	5,2	7,0	3,0	4,2
приведенная на 1т ПАА, т/т	9243	16590	7240	10223
Затраты на внедрение, тыс. руб.	13,002	7,133	7,605	3,978
Затраты на закачку 1м ³ ПДС, тыс. руб.	10,0	7,1	4,0	2,0
Затраты на внедрение для дополнительной добычи 1 т нефти, руб/т	1,930	1,024	1,838	0,505
Экономический эффект, руб.	320,4	340,7	276,9	397,8
Экономический эффект на 1 руб. затрат на внедрение, руб.	24,65	47,77	36,42	100,00
Повышение коэффициента нефтеотдачи, %	0,3	0,7	1,8	1,7
Увеличение коэффициента охвата заводнением, %	0,5	1,1	2,9	2,7
Продолжительность эффекта, мес	16	18	19	14

участка. Как видно из данных табл. 5.20 и рис. 5.17, изменения притока жидкости и профиля притока в скважинах носят аналогичный характер с месторождениями Татарстана, т.е. закачивание ПДС приводит к увеличению работающей толщины пласта и росту добычи нефти, подтверждая правомерность приведенных выше объяснений механизма действия ее и в полимиктовых коллекторах.

В целях уточнения характера действия ПДС на продуктивный пласт и глубины проникновения компонентов водоизолирующей системы по радиусу проведен анализ результатов комплекса геофизических и гидродинамических исследований, выполненных на опытных участках. Этот комплекс включает термометрию, измерение профиля приемистости до и после обработки скважин ПДС, пластовые и забойные давления, по которым строятся индикаторные диаграммы и кривые восстановления давления, а также определяются изменения притока жидкости в добывающие скважины и обводненности добываемой продукции.

Данные исследований РГД и термометрии (см. рис. 5.17), изменения профиля приемистости как на месторождениях Татарстана, так и Западной Сибири носят различный характер при сравнительно одинаковых результатах. Их можно объединить в три группы:

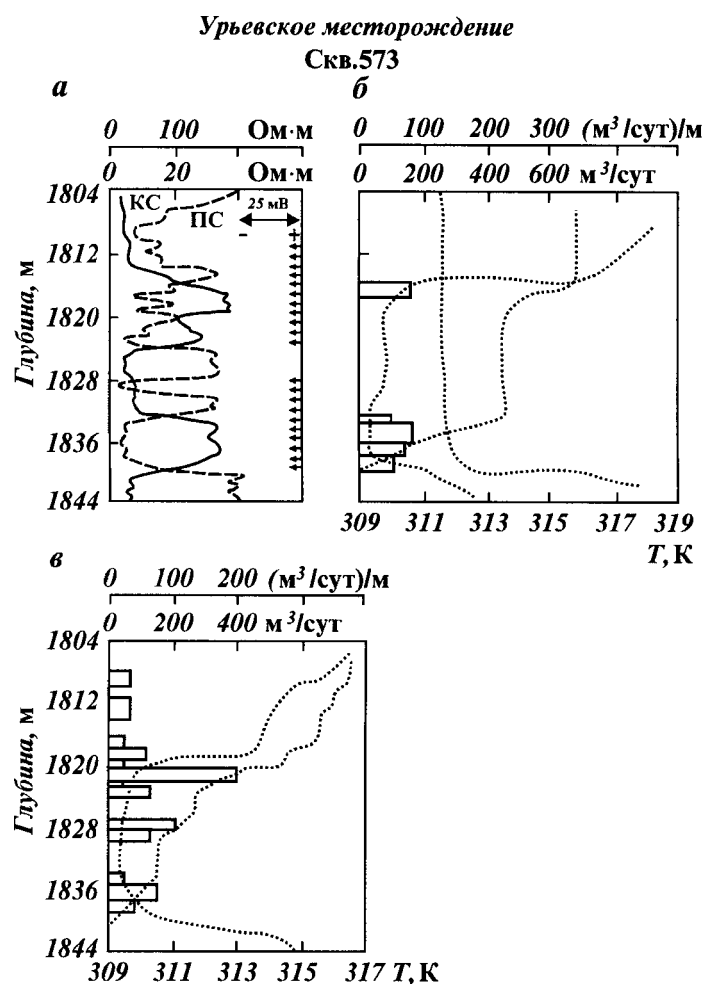


Рис. 5.17. Стандартный каротаж (а) и результаты геофизических исследований нагнетательных скважин до (б) и после обработки ПДС (в, з)

1) скважины, в которых локальные значения работающей толщины продуктивного пласта возрастают за счет подключения в работу ранее разрабатываемых пропластков. В скв. 573 и 15829 Урьевского и Ромашкинского месторождений (см. рис. 5.17) после закачивания ПДС произошло двукратное увеличение работающей толщины пласта. Такие изменения наблюдались и в скв. 15844, 26150, 5891, 16671 и др.;

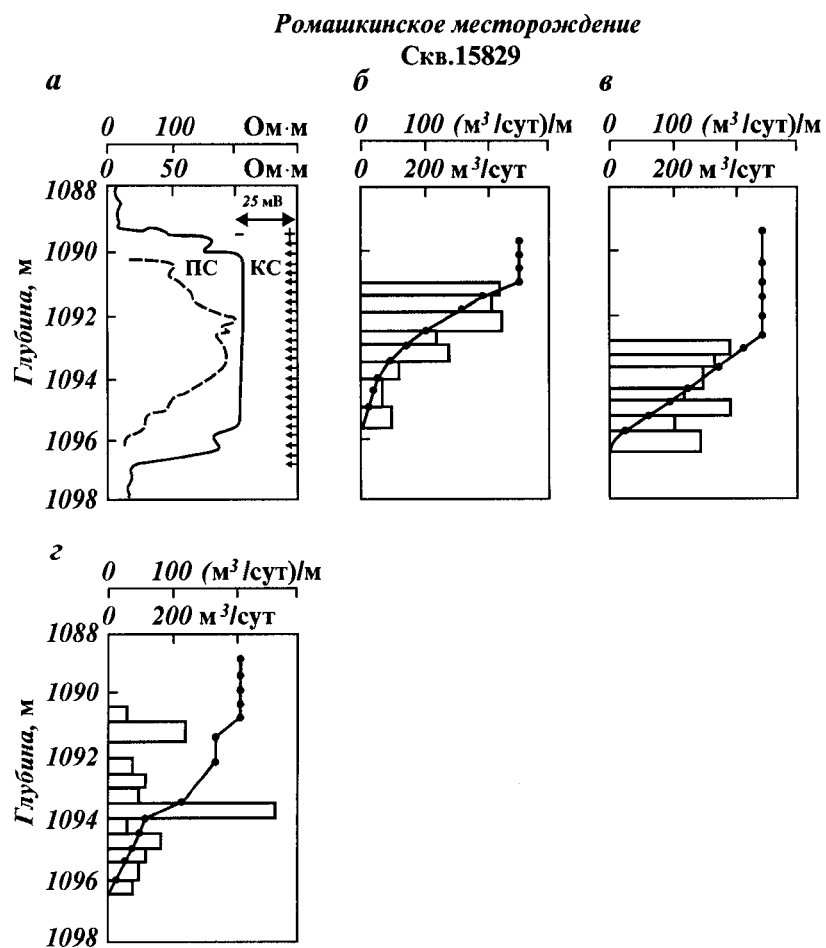


Рис. 5.17. Продолжение

2) при неизменной работающей толщине пласта происходит перераспределение фильтрационных потоков вследствие уменьшения приемистости высокопроницаемых и увеличения ее в малопроницаемых пропластках (скв. 1740, 11228, 16982, 6428 и др.);

3) полное прекращение приемистости высокопроницаемых пропластков после обработки ПДС при подключении в работу новых пропластков (скв. 15829, 15752, 16671, 14840 и др.).

Таблица 5.23

Результаты обработки ПДС обводненных участков Ромашкинского и Урьевского месторождений

№ скв.	Нефтеносная площадь	Индекс горизонта	Обводненность продукции, %	Дополнительная добыча нефти, т
15844	Чишминская	$C_1^{вв}$	68	7917
16671	То же	$C_1^{вв}$	79	10849
15829	"	$C_1^{вв}$	98	524
26150	"	$C_1^{вв}$	96	477
16232	"	$C_1^{вв}$	79	2964
6628	"	$C_1^{вв}$	86	8776
5891	Миннибаевская	$C_1^{вв}$	77	667
17401	Сев.-Альметьевская	$C_1^{вв}$	84	6635
11228	Альметьевская	D_1	78	6738
14840	То же	D_1	98	96
21500	"	D_1	92	11193
15752	Березовская	$C_1^{вв}$	96	8099
573	Урьевское мест-е	$BВ_6$	84	15541
538	То же	$BВ_6$	54	7261
15829	Чишминская	$C_1^{вв}$	90	8666

Несмотря на различный характер изменения профиля приемистости скважин на этих участках дополнительно извлечено до 7 – 11 тыс. т нефти (табл. 5.23), что указывает на подключение в работу ранее не работавших нефтенасыщенных прослоев.

Изучение индикаторных диаграмм нагнетательных скважин до и после обработки ПДС показывает, что изменение коэффициента приемистости скважин главным образом носит линейный характер. При этом происходит (рис. 5.18):

1) увеличение коэффициента приемистости (скв. 15752), которое в основном связано с подключением в работу новых пропластков (скв. 13566, 15752, 16672 и др.);

2) снижение коэффициента приемистости, как в скв. 11228, в которой произошло перераспределение потоков при неизменной толщине работающей части пласта (скв. 27036, 27061, 10024, 17401);

3) коэффициент приемистости остается неизменным (скв. 3068) при колебании количества дополнительной нефти в широких пределах (скв. 21500, 3068, 15712, 14840, 16353, 27061);

4) коэффициент приемистости после закачки ПДС резко увеличивается, как в скв. 13443, индикаторные диаграммы имеют выпуклость к оси давления после достижения некоторого значения забойного давления, что характерно для трещиноватых коллекторов.

На участках первых трех групп скважин в результате обработки ПДС дополнительно извлечено от 96 до 11000 т нефти (см. табл.

5.23), что указывает на перераспределение потоков во всех трех случаях. Исключение составляет участок скв. 13443 с вогнутой индикаторной диаграммой, где добыча нефти не изменяется, что дает основание предположить интенсивное увеличение поглощения ПДС по заколонному пространству.

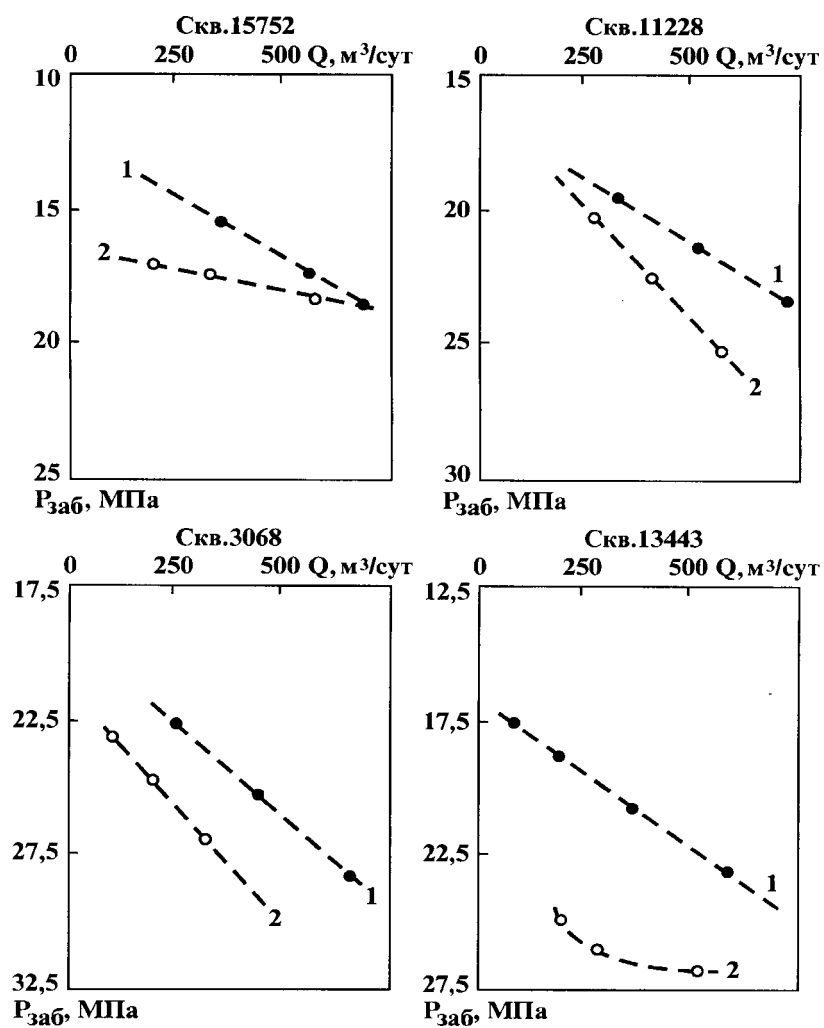


Рис. 5.18. Индикаторные диаграммы скважин до (1) и после (2) обработки ПДС

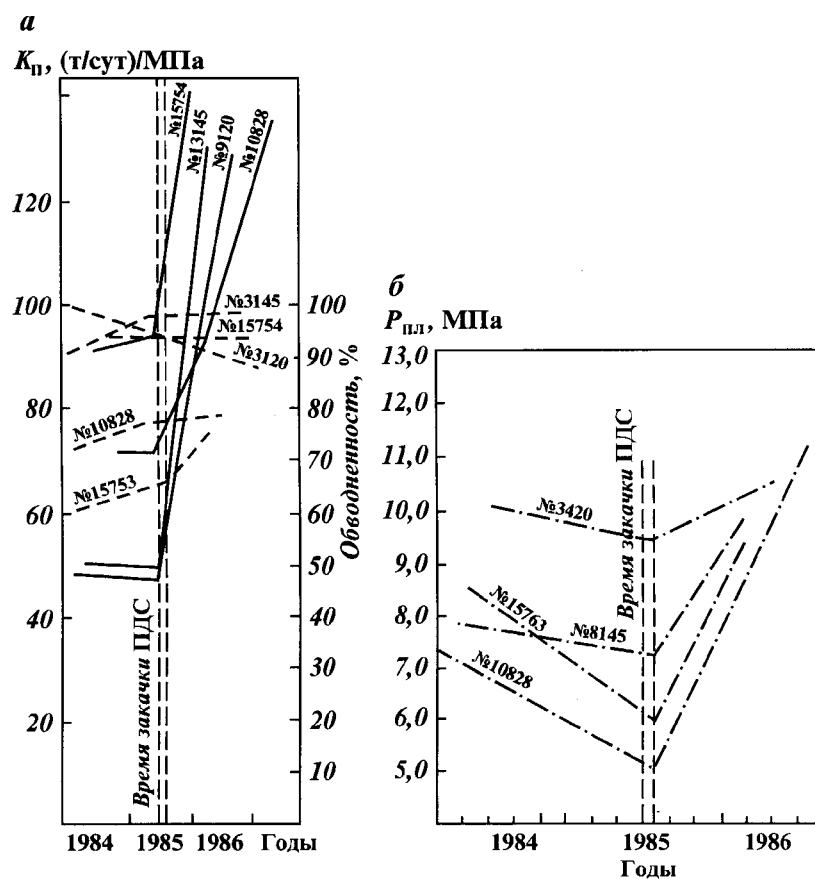


Рис. 5.19. Изменения коэффициента продуктивности, обводненности добываемой жидкости (а) и пластового давления (б) до и после закачки ПДС: 15754 – номер скважины; — — — обводненность; — — — продуктивность; — · — · — пластовое давление

Результаты гидродинамических исследований, проведенные в добывающих скважинах экспериментальных участков, позволяют установить: после обработки нефтеводонасыщенного коллектора происходит увеличение пластового давления, что приводит к росту коэффициента продуктивности скважин. Тенденция уменьшения этого коэффициента и пластового давления до обработки после закачивания ПДС сменяется на возрастание этих параметров во времени при снижении обводненности добываемой продукции (рис. 5.19).

Как показали исследования методом кривых восстановления давления (КВД), такой характер изменения притока жидкостей основывается на изменении фильтрационных характеристик пласта. Так, на участке скв. 4094 (Самотлорское месторождение) коэффициент гидропроводности в добывающих скважинах изменяется в скв. 4095 от 8,00 до 1,86 мкм²·м/мПа·с, в скв. 7181 – от 20 до 2,7 и в скв. 12160 – от 0,64 до 0,46. Повторное исследование методом КВД через три месяца после обработки ПДС показало увеличение гидропроводности пласта в скв. 12160 до 1,3 мкм²·м/мПа·с и рост притока нефти. Анализ кривых восстановления давления показал, что встречаются случаи неоднократного увеличения коэффициента гидропроводности после обработки ПДС. На участках скв. 17401 и 16671 (Ромашкинское месторождение) гидропроводность после обработки ПДС при постоянной величине работающей толщины пласта увеличилась соответственно от 0,095 до 0,4 и от 0,0015 до 0,196 мкм²·м/мПа·с. На участках указанных скважин в результате обработки дополнительно извлечено от 6,6 до 10,6 тыс. т нефти.

Закачивание ПДС в пористую среду приводит к изменению продуктивности продуктивного пласта. Для оценки глубины фильтрации ПДС по радиусу были использованы такие параметры, как гидропроводность и пьезопроводность. Наиболее полную информацию о фильтрационных свойствах пласта дает кривая восстановления давления, которая позволяет определить не только средние значения фильтрационных характеристик в некоторых областях пласта, но и их изменения в удаленных зонах, и оценить само расстояние до места определения характеристики пласта. Когда нефтяной пласт имеет зональную неоднородность, появляется возможность разделения комплексного гидродинамического параметра – гидропроводности на отдельные составляющие, не проводя дополнительных исследований. Известно, что [102, 123] неоднородность пласта фиксируется в виде изломов на преобразованных КВД. Расстояние до излома КВД можно оценить по формуле

$$R = r_{\text{пр}} + \sqrt{\pi k \tau}, \quad (5.24)$$

где $r_{\text{пр}}$ – приведенный радиус скважин; k – пьезопроводность ближней к нагнетательной скважине зоны; τ – время, за которое волна возмущения, вызванная остановкой или пуском скважин, дошла до границы неоднородности.

Вне зоны релаксационных процессов высокого порядка, где появляется возможность определения границы неоднородности пласта или глубины проникновения технологической жидкости, изменение гидродинамической характеристики после закачки ПДС можно найти по соотношению

$$\kappa_1/\kappa_2 = \tau_1/\tau_2, \quad (5.25)$$

где индексы 1 и 2 соответствуют значениям параметров до и после обработки ПДС.

Из формулы 5.25 следует, что по изменению времени прихода волны возмущения до границы неоднородности в пласте можно оценить изменение коэффициента пьезопроводности в данной зоне.

Процесс уменьшения проницаемости высокопроницаемых промытых зон пласта за счет воздействия ПДС происходит за относительно короткий интервал времени, и мала вероятность изменения коэффициента сжимаемости пористой среды и вязкости насыщающей жидкости в исследуемой зоне. Это позволяет сделать допущение, что изменение коэффициента пьезопроводности в рассматриваемом интервале обусловлено только изменением проницаемости пласта. Последнее, в свою очередь, дает возможность расчленить на составляющие коэффициент гидропроводности, определяемый по КВД.

На рис. 5.20 представлены КВД нагнетательной скв. 15829 (НГДУ "Джалильнефть") до и после закачки ПДС. В данной скважине обработка ПДС произведена дважды через достаточно большой интервал времени. До обработки ПДС на расстоянии $\lg \tau_1 = 3,5$ по оси времени наблюдается излом КВД. После первой обработки ПДС происходит смещение точки излома КВД в сторону больших времен – $\lg \tau_2 = 3,61$. Отношение времени волны возмущения до границы

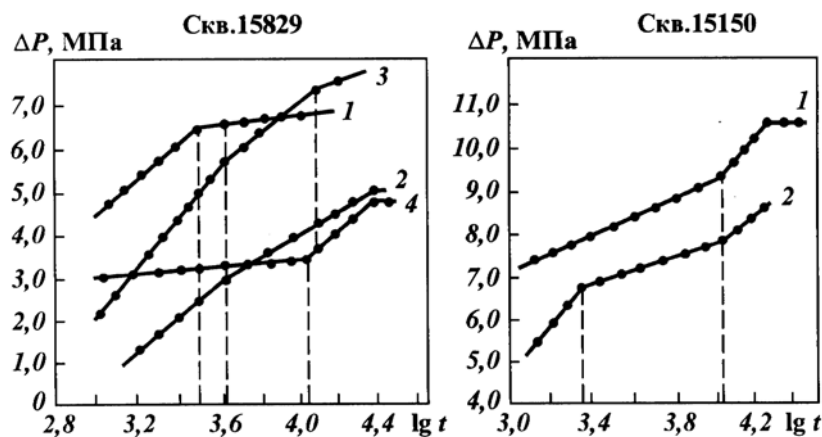


Рис. 5.20. Кривые восстановления забойного давления в нагнетательных скважинах Ромашкинского месторождения до и после обработки ПДС:
1 и 3 – до обработки ПДС; 2 и 4 – после обработки ПДС

неоднородности до и после закачки ПДС равно $\tau_2 / \tau_1 = 1,26$, что соответствует, как следует из формулы 5.25, уменьшению коэффициента проницаемости данного участка в 1,26 раза. Уменьшается и коэффициент гидропроводности в 1,9 раза – от 0,21 до 0,11 мкм²·м/мПа·с.

В призабойной зоне с радиусом до 50 – 60 м многозвенный характер КВД обусловлен релаксационными процессами высоких порядков, что осложняет изучение этой области. Однако резкое изменение гидропроводности в призабойной зоне пласта после закачивания до 2 – 3 тыс. м³ ПДС (см. рис. 5.20, кривые 2 и 4). Анализ характера изменения кривых КВД скв. 15150, 15184 и появление излома на других участках по оси $\lg t$ показали возможность оценки параметров фильтрации ПДС. Расчеты, проведенные с использованием формулы (5.24), показывают, что эти изменения в вышеуказанных скважинах наблюдаются на расстоянии 70 – 85 м от точки обработки ($\lg t = 3,1 \div 3,4$), т.е. вне релаксационных процессов высоких порядков.

При анализе КВД опытных участков после обработки ПДС встречаются случаи неоднократного увеличения коэффициента гидропроводности. Например, по данным КВД участка скв. 17401 Ромашкинского месторождения значения kh/μ в ближней зоне после обработки ПДС возрастают с 0,005 до 0,41 мкм²·м/мПа·с, а по РГД происходит только перераспределение фильтрационных потоков при постоянной величине работающей толщины. На участке скв. 16671 коэффициент гидропроводности изменяется с 0,0015 до 0,195 мкм²·м/мПа·с после закачки ПДС. Эта скважина находится в водонефтяной зоне. Как показывают результаты термометрии и исследований расходомерами в скважине, водонефтяная зона с толщиной 1 м, поглощающая всю закачиваемую воду, после обработки ПДС перестает принимать, что приводит к подключению в работу всей нефтенасыщенной части пласта толщиной 7 м. На этих участках через добывающие скважины было дополнительно извлечено 6,6 и 10,8 тыс. т нефти. По-видимому, многократное возрастание величины гидропроводности в призабойной зоне в несколько раз (см. рис. 5.20, кривые 3 и 4) указывает на проникновение ПДС на значительное расстояние от забоя скважин. При наличии узких промытых зон или литологических каналов существует вероятность проникновения ее на большие расстояния.

Анализ характера изменения кривых КВД скв. 15150 и 15844 показал появление излома после закачки ПДС на расстоянии 70 – 85 м от нагнетательной скважины ($\lg t = 3,1 \div 3,4$), т.е. вне релаксационных процессов высоких порядков. Образование их можно объяснить неравномерным проникновением ПДС в пористую среду из-за ее неод-

нородности, так как в обратном случае $2 \div 3$ тыс. м³ ПДС не распространилось бы по радиусу более чем на $30 \div 35$ м от нагнетательной скважины.

Анализ результатов геофизических и гидродинамических исследований показал, что под воздействием ПДС в продуктивном пласте происходят различного рода положительные эффекты. Увеличение фильтрационного сопротивления промытых водой зон нефтеводонасыщенного коллектора после закачивания полимердисперсной системы на основе ПАА и глинистой суспензии приводит к росту пластового давления, коэффициента продуктивности добывающих скважин и в итоге – к извлечению дополнительной нефти, подтверждая тем самым выводы теоретических исследований на модели неоднородного пласта, приведенные в формулах (1.2) – (1.4). При этом полученные результаты практически не зависят от характера изменения профиля приемистости скважин и индикаторных диаграмм, хотя они в целом характеризуют состояние призабойной зоны пласта.

Разработанная технология на первых этапах по состоянию на 01.01.80 была внедрена на 87 участках нефтяных месторождений Татарстана, на 13 – Башкортостана и на 18 – Западной Сибири. Значительная часть этих работ проводилась в НГДУ "Джалильнефть" и "Альметьевнефть" после заводнения методом циклического воздействия.

Уже на первом этапе внедрения из 30 высокообводненных участков месторождений Татарстана было дополнительно извлечено 99,2 тыс. т нефти при экономическом эффекте 5,043 млн руб. в ценах 1980 г. (табл. 5.24), что подтверждает наличие больших резервов совершенствования методов заводнения. На это указывает и то, что технология воздействия с ПДС не увязана с системой разработки и в основном применялась при очаговом заводнении. Как известно [81], в сильно-неоднородных пластах нагнетательные скважины более рассредоточены по площади, что дает возможность подвергнуть отдельные участки пласта большему воздействию. В этом отношении усилить эффективность воздействия можно применением ПДС, позволяющей локально изменить направления потоков. На поздней стадии разработки месторождений ПДС может способствовать извлечению нефти из целиков, исключая в определенных случаях бурение дополнительных скважин.

Таблица 5.24

**Технико-экономическая эффективность применения ПДС
на 30 участках нефтяных месторождений Татарстана на 01.01.88**

Показатели	НГДУ			Всего
	Альметьев-нефть		Джалиль-нефть	
	Горизонт			
	Д ₁	C ₁ ^{об}	C ₁ ^{об}	
Количество обработанных скважин	8	7	15	30
Дополнительная добыча нефти, т:				
всего	28353	27979	42854	99216
на 1 обработанный участок	3544	3997	2857	3307
на 1 м ³ ПДС	1,56	2,65	1,59	1,79
на 1 т ПАА	3982	6891	3174	4033
Расход материала на обработанный участок:				
ПДС, м ³	2265	1506	1793	1852
ПАА, т	0,89	0,58	0,90	0,82
глинопорошка, т	48,4	38,2	58,4	51,1
Затраты на внедрение, руб.:				
всего	113697	60310	103430	277437
на 1 обработанный участок	14212	8616	6895	12581
на закачку 1 м ³ ПДС	6,27	5,72	3,84	4,99
на 1 т дополнительно добытой нефти	4,01	2,16	2,42	2,80
Экономический эффект, тыс. руб.:				
всего	2441,4		2601,6	5043,0
на 1 обработанный участок	162,8		173,4	168,1
на 1 руб. затрат на внедрение, руб.	14,0		25,2	18,2
Примечание. Цены 1991 г.				

Результаты широких испытаний и внедрения технологий повышения нефтеотдачи высокообводненных пластов с применением полимердисперсных систем на месторождениях Татарстана, Западной Сибири и других регионов подтвердили эффективность нового направления ПНП (табл. 5.25).

Развитием данного направления явилась разработка технологий ПНП с применением модифицированных ПДС (табл. 5.26).

Научно-исследовательские работы по модификации ПДС проводились в следующих направлениях: повышение эффективности ПДС как базового метода на основе усовершенствования ее характеристик; регулирование реологических свойств, совмещение эффекта увеличения охвата с улучшением нефтевытесняющих свойств ПДС. Создание технологий комплексного действия, основанных на закачивании за водоизолирующими

Таблица 5.25

Результаты внедрения технологий повышения нефтеотдачи пластов с применением полимердисперсных систем (ПДС) на нефтяных месторождениях РФ в период 1981–1997 гг.

№ п/п	Название технологии	Регион внедрения, ПО, АО	Месторождение	Начало внедрения, год	Кол-во участ-ков	Пласт	Вид скважины для обработки	Длительность эффекта, мес.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т.	
									на 1 обработку	Всего
Западная Сибирь										
1	Технология ПНП с применением полимердисперсных систем (ПДС)	"Лукойл-Лангепаснефтегаз"	Локосовское, Урьевское, По-точное, Лас-Еганское, Покачевское, Ю.-Покачевское	1986	218	Полимиктовые	Нагнетательная	4–32	4,180	911,200
		"Нижневартовскнефтегаз"	Самотлорское	1986	123	"	То же	5* и бо-лее	5,400	664,1
		"Сургутнефтегаз"	Федоровское	1988	91	"	"	В сред. 9,5	2,731	248,683
		"Красноленинскнефтегаз"	Талинское	1990	13	"	"	3–9*	2,477	32,200
		"Когалымнефтегаз"	Повховское	1990	8	"	"	2–12*	0,785	6,280
2	Технология ПНП с применением ПДС со стабилизирующими добавками (СПДС)	Всего:			453				4,111	1862,463
		"Варьеганнефть"	Варьеганское	1989	3	"	Добывающая	7*	1,960	5,880
		"Сургутнефтегаз"	Федоровское	1989	2	"	То же	Более 4*	0,911	1,822
			Русскинское	1994	2	ЮС ₁	Нагнетательная	4–8*	1,650	3,300
		"Лукойл-Лангепаснефтегаз"	Нивагальское, С.-Урьевское	1995	5	В ₈ , А ₅ , А ₁₋₂	То же	4*	0,270	1,352
		"Ноябрьскнефтегаз"	Новогоднее	1995	3		"		0,687	2,060
		Всего:			15				0,957	14,360
3	Технология ПНП с	"Нижневартовск-	Самотлорское	1989	11	А ₁ , А ₂₋₃	Нагнета-	6–26*	11,92	131,200

4	применением ПДС с ПАВ Технология ПНП с применением ПДС с Na ₂ CO ₃	нефтегаз" "Ноябрьскнефтегаз" Всего:	Холмогорское	1989	6 17	БС ₈ , БС ₁₁	тельная То же	2–14*	1,680 4,160	10,080 150,442
Итого по Западной Сибири:					485					2017,983
Татарстан										
1	Технология ПНП с применением ПДС	"Татнефть" "Татнефтеотдача"	Ромашкинское, Ново-Елховское, Бавлинское	1981	504	Девон, бобрик	Нагнетательная	6–48*	2,321	1169,713
2	Технология ПНП с применением модифицированной ПДС	"Татнефть" "Татнефтеотдача"	Архангельск, Ерсубайкинское, ИМ-Сульчинское, Бавлинское	1992	17	Карбонат	То же	12–48*	1,194	20,295
3	Технология ПНП с применением ГОК с ПДС	"Татнефтеотдача"	Ромашкинское	1992	45	Девон, бобрик	"	4–48*	3,859	173,644
4	Технология ПНП с применением ПДС с CaCl ₂	"Татнефтеотдача"	Ромашкинское	1993	20	"	"	4–36*	1,799	35,979
5	Технология ПНП с применением СПДС	"Татнефть"	Ромашкинское	1995	5	"	Добывающая	3–11*	0,173	0,863
6	Технология ПНП с применением ПДС с щелочами	"Татнефтеотдача"	Ерсубайкинское, Ямашинское, Ромашкинское	1996	5	Карбонат, девон	Нагнетательная	7–14*	0,091	0,455
7	Технология ПНП с применением системно-циклич. ПДС	"Татнефть"	Ромашкинское	1997	2	Девон	То же	12*	2,356	7,992
Всего по Татарстану:					598					1408,901

Продолжение табл. 5.25

№ п/п	Название технологии	Регион внедрения, ПО, АО	Месторождение	Начало внедрения, год	Кол-во участ-ков	Пласт	Вид сква-жины для об-работки	Длитель-ность эф-фекта, мес.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т.		
									на 1 об-работку	Всего	
Другие регионы											
1	Технология ПНП с применением ПДС	“Башнефть”	Четырманское, Аргеевское, Сатаевское, Серафимовское, Игровское, Арланское, Туймазинское, Южно-Максимовское, Шкаповское, Воядинское	1986	21	D _I , C _I , D _{IV}	Нагнетательная		1,457	30,6	
2	Технология ПНП с применением модифицированной ПДС	“Пермнефть”	Павловское	1994	3	Тульск	То же	3*		1,0	
		“Удмуртнефть”	Уньвинское	1994	1	Карбонат	”	5*	0,71	0,71	
			Всего:		25					32,31	
			Уньвинское	1994	1	Карбонат	”	5*	0,800	0,800	
			Мишкинское	1994	1	”	”	8*	0,800	0,800	
			Возейское	1993	9	”	”	В сред. 10,3	1,272	11,447	
	Всего:			11					12,247		
Всего:					36					44,557	
ИТОГО ПО ВСЕМ РЕГИОНАМ РФ:					1119					3,102	3471,481
* Эффект продолжается.											

Таблица 5.26

Комплекс технологий для повышения нефтеотдачи пластов на основе ПДС

Наименование технологии – способ разработки	Геолого-технические условия применения
Неоднородных пластов с применением ПДС	В терригенных и карбонатных отложениях
Неоднородных пластов с применением ПДС со стабилизирующими добавками	1. В терригенных и карбонатных отложениях 2. Для ограничения притока высоконапорных закачиваемых вод добывающих скважин
Обводненных месторождений с применением ГОК и ПДС	В терригенных отложениях, в пластах с алевролитами
Обводненных пластов с применением ПДС с регулируемыми свойствами	В терригенных и карбонатных отложениях
Неоднородных пластов с применением ПДС с хлористым кальцием	В терригенных отложениях, в пластах с опресненными водами
Неоднородного нефтяного пласта с применением ПДС с карбонатом натрия	В терригенных и карбонатных отложениях
Неоднородных пластов с применением ПДС с СТА	В терригенных отложениях

материалами типа ПДС нефтewытесняющих агентов: ПАВ, композиций ПАВ, кислот и щелочей – ПДС–ПАВ, ПДС–СТА (стабилизированный тощий абсорбент), СНПХ-95М, алюмохлорид–ПДС. Эти технологии основываются на перераспределении нефтewотмывающих реагентов в менее проницаемые пропластки и доотмыв нефти в основном канале.

Разработанные технологические схемы воздействия модифицированных ПДС на продуктивные пласты прошли испытания на опытных участках нефтяных месторождений Татарстана и Западной Сибири, находящихся на поздней стадии эксплуатации при обводненности добываемой продукции 95 – 98 %.

Полимердисперсные системы и их модификации являются эффективным средством повышения нефтеотдачи карбонатных пластов – дополнительная добыча нефти на 27 обработанных участках месторождений АО "Татнефть", "Коминетфть", "Удмуртнефть" за период 1991 – 1995 гг. составила 32397 т, в среднем на 1 обработку – 1200 т.

Модификация полимердисперсных систем применительно к извлечению нефти в более сложных геолого-физических условиях на поздних стадиях разработки месторождений позволяет повысить эффективность по сравнению с базовой технологией (ПДС) по дополнительной добыче нефти на 17 %.

Результаты промышленного внедрения комплексной технологии ПНП на месторождениях Татарстана приведены в табл. 5.25.

**5.5. ОГРАНИЧЕНИЕ ПРИТОКА ВОД
В СКВАЖИНЫ ПРЕВРАЩЕНИЕМ КОМПОНЕНТОВ
НЕФТЕВОДОНАСЫЩЕННОГО ПЛАСТА
СЕРНОЙ КИСЛОТОЙ В ВОДОИЗОЛИРУЮЩУЮ
МАССУ**

**5.5.1. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ
СЕРНОЙ КИСЛОТЫ С КОМПОНЕНТАМИ
ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ДЛЯ СОЗДАНИЯ
ВОДОИЗОЛИРУЮЩЕЙ МАССЫ**

Как известно, концентрированная серная кислота H_2SO_4 в пластовых условиях может вступать во взаимодействие с обоими компонентами системы горная порода – пластовая жидкость [150]. Наряду с образованием различных сульфокислот при реагировании H_2SO_4 с нефтью процесс сопровождается окислением и конденсацией наиболее высокомолекулярной части ее с переходом в кислый гудрон, формирование которого происходит сравнительно интенсивно (в течение 6 – 12 мин).

Количество образующегося кислого гудрона зависит от соотношения нефти и серной кислоты и повышается с увеличением содержания асфальто-смолистых веществ в нефти. Свежий гудрон, содержащий до 16 – 19 % силикагелевых смол и 5 – 7 % асфальтенов, представляет собой подвижную массу с вязкостью 60 мПа·с, которая увеличивается в результате окисления, конденсации и структурирования. В процессе закачки серной кислоты, по мере продвижения ее по пласту, происходит искусственное обогащение пласта сульфат-ионами. Введение в насыщенные жесткими хлоркальциевыми водами пласты сульфат-ионов приводит к выпадению гипса и коагуляции заводненных каналов. Гипс образуется также при взаимодействии серной кислоты с карбонатными составляющими нефтенасыщенной породы.

Экспериментальные исследования взаимодействия серной кислоты с нефтью применительно к решению задач ограничения движения вод в пластах описаны в работах [192, 155 и др.]. Основные положения, использованные в разработке новых технологий, состоят в следующем.

Большая часть продуктов реакции серной кислоты с нефтью входит в состав кислого гудрона. На первом этапе исследования продуктов реакции серной кислоты с компонентами пласта изучалось изменение вязкости кислого гудрона во времени с использованием

прибора "Реотест". Методика исследований состояла в смешивании серной кислоты с нефтью в стеклянном сосуде и получении образцов нефтесернокислотной смеси (НСКС), выдерживаемых в статических условиях при температуре 293 – 313 К. По истечении расчетного времени отстой сливался, и образцы загружались в измерительный цилиндр "Реотеста". Определялась вязкость образовавшейся массы и ее среднее значение по результатам пяти измерений различных образцов, приготовленных в одинаковых условиях. Максимальное отклонение измерений, установленное по методу Стьюдента, не превышало 3,8 %.

В экспериментах по определению вязкости кислого гудрона, находящегося в динамических условиях, приготовленные образцы сразу погружались в измерительный цилиндр, после чего включали прибор.

В качестве взаимодействующих компонентов системы использовалась нефть бобриковского горизонта C_1^{bb} Ромашкинского месторождения (см. табл. 3.9), а также отработанная на нефтеперерабатывающих заводах алкилированная серная кислота (АСК). Наиболее интенсивно вязкость в статических условиях повышается в первый час после приготовления, затем кривая несколько выполаживается и через 7 ч достигает значения 11300 мПа·с (рис. 5.21). Зависимость вязкости от времени, полученную обработкой данных экспериментов, можно выразить формулой

$$\mu = 12275,8 - 12173e^{-0,26\tau}, \quad (5.26)$$

где τ – время выдержки нефтесернокислотной смеси (НСКС) при заданной температуре.

При постоянной нагрузке ($D_r = 1\text{c}^{-1}$) вязкость кислого гудрона,



Рис. 5.21. Зависимость динамической вязкости кислого гудрона от скорости сдвига (1) и времени покоя (2)

полученного смешением компонентов при том же соотношении, достигает 305 – 309 мПа·с и стабилизируется на этом уровне. Это можно объяснить разрушением структуры, формирующейся при взаимодействии серной кислоты с асфальтено-смолистыми веществами в динамических условиях. Изменение вязкости кислого гудрона в динамических условиях следующее.

Время выдержки кислого гудрона, ч	0,1	1	3	5
Вязкость, мПа·с	190	228	305	309
.....				

Приведенная на рис. 5.21 кривая зависимости вязкости от величины скорости сдвига описывается уравнением

$$\mu = 1721,87 D_r^{-0,60}. \quad (5.27)$$

Перепад давления ΔP , при котором кислый гудрон начинает фильтроваться в пористой среде как вязкопластическая жидкость, определяется по формуле

$$\Delta P = \frac{\alpha_a \tau_0}{\sqrt{k}} (r_e - r_n), \quad (5.28)$$

где $\alpha_a = 0,017$; τ_0 – предельное напряжение сдвига; r_n и r_e – радиусы соответственно контура распространения кислого гудрона и скважины; k – проницаемость пласта.

Для обеспечения фильтрации кислого гудрона из пласта в скважину должно выполняться условие $\Delta P > \Delta P_0$ (где ΔP – перепад давления, приложенный к зоне распространения кислого гудрона). Вытеснение кислого гудрона из пласта с дебитом q при заданных параметрах пористой среды и флюидов достигается при разности давлений в пласте и на забое скважины [121]:

$$\Delta P = \frac{\alpha_a \tau_0}{\sqrt{k}} (\sqrt{r_n^2 + q\tau / m\pi h} - r_n) + \frac{q\mu_a}{2\pi kh} \ln \frac{\sqrt{r_n^2 + q\tau / m\pi h}}{r_n} + \frac{q\mu_a}{2\pi kh} \frac{r_e}{\sqrt{r_n^2 + q\tau / m\pi h}}, \quad (5.29)$$

где h – толщина пласта; q – расход жидкости; τ – время фильтрации; μ_r и $\mu_{ж}$ – вязкость соответственно кислого гудрона и пластовой жидкости (воды); m – пористость.

По мере увеличения проницаемости пористой среды значения перепада давления, при котором начинается фильтрация жидкостей рассматриваемой системы, снижается. Увеличение фильтрационного сопротивления пористой среды с ростом проницаемости для предот-

вращения вытеснения кислого гудрона, как следует из анализа формулы (5.20), можно обеспечить увеличением радиуса распространения его в пласте с применением большого количества НСКС или использованием нефти с более высоким содержанием смол и асфальтенов. Как показала практика применения НСКС в терригенных и карбонатных продуктивных пластах нефтяных месторождений Татарстана, для этой цели можно использовать девонскую нефть, содержащую 8 – 10 % смол и 3 – 4 % асфальтенов. Однако при температурах 293 – 333 К наиболее эффективны нефти верхних горизонтов, содержание в которых смол и асфальтенов соответственно 15 и 5 %.

При химическом взаимодействии серной кислоты с компонентами минерализованной воды образуются малорастворимые в воде сульфаты и сульфаты кальция, что позволяет рассматривать серную кислоту в пластовых условиях как осадкообразователь. При растворении одного объема карбоната кальция в серной кислоте получается около двух объемов малорастворимого гипса. В карбонатных коллекторах или терригенных, скелет которых содержит карбонатные составляющие, образующийся при реакции серной кислоты с нефтью, кислый гудрон наполняется кристаллами гипса и других соединений серной кислоты с горными породами и солями пластовой воды, увеличивая тем самым объем закупоривающей массы.

Таким образом, уплотнение, коагуляция асфальтенов и конденсация смол при взаимодействии серной кислоты с нефтью приводит к образованию кислого гудрона с вязкостью 30 – 60 мПа·с, который через 1 – 1,5 ч при температуре 303 К превращается в нетекучую массу с вязкостью $(7 - 10) \cdot 10^{-3}$ мПа·с. Наполнение его продуктами реакции кислоты с карбонатными составляющими пород в пластовых условиях увеличивает объем образующейся массы и создает дополнительный эффект изоляции. Этот механизм взаимодействия серной кислоты с минералами пород и пластовыми жидкостями с частичным превращением их в водоизолирующую массу был использован для разработки новой технологии ограничения движения вод независимо от их минерализации для температурных условий 273 – 333 К [13].

На этой же основе разработан и другой способ для пластов с температурой 373 – 423 К [14]. В пласт закачивают отходы процесса алкилирования парафиновых углеводородов олефиновыми фракциями в присутствии концентрированной серной кислоты в качестве катализатора следующего состава, % (масс.): смолисто-масляные вещества – 6 – 10; сульфокислота – 9 – 11; серная кислота – 80 – 85. Этот состав по своим свойствам близок к истинным растворам, поэтому легко прокачивается в низкопроницаемые пласты. Исследова-

ниями установлено, что при высоких температурах (373 К и выше) через определенное время (5 ч и более) в результате реакции сульфирования, разложения сульфосоединений, окисления и уплотнения происходит образование твердого продукта, который представляет собой смесь из смол, асфальтенов, карбонов и других соединений.

5.5.2. ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОД В ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ НСКС

При разработке технологии ограничения водопритоков в добывающие скважины с применением концентрированной серной кислоты в смеси с нефтью учитывались следующие основные требования:

- 1) сохранение проницаемости нефтенасыщенной части пласта для нефти, т.е. обеспечение селективности изоляции путей водопритоков;
- 2) получение кислого гудрона в призабойной зоне пласта или на устье скважины;
- 3) соблюдение оптимального соотношения между серной кислотой и нефтью для получения необходимого количества кислого гудрона;
- 4) исключение возможности обратного вытеснения кислого гудрона из пласта;
- 5) освоение скважин после водоизоляционных работ без дополнительного или повторного вскрытия пласта.

В ТатНИПИнефть и АО "Татнефть" были проведены экспериментальные работы по применению НСКС в промысловых условиях [154, 192, 155, 92].

Для реализации описанных выше механизмов образования водоизолирующей массы в пластовых условиях разработаны технологические схемы получения и закачки нефтесернокислотной смеси в обводненный коллектор (рис. 5.22). Схема I применяется для получения кислого гудрона непосредственно в обводненной скважине путем одновременно-раздельной закачки серной кислоты по насосно-компрессорным трубам и нефти по кольцевому пространству. Схема II основывается на закачивании ранее приготовленной на устье НСКС с известными параметрами через НКТ в обводненный пласт нефти по кольцевому пространству для сохранения проницаемости верхней части пласта. В отдельных случаях предусматривается использование пакера. Схема III, как и схема I, связана с получением кислого гудрона на забое скважины, но с последующим закреплением интервалов перфорации цементом или отверждающимися смолами типа ТСД-9 с формалином.

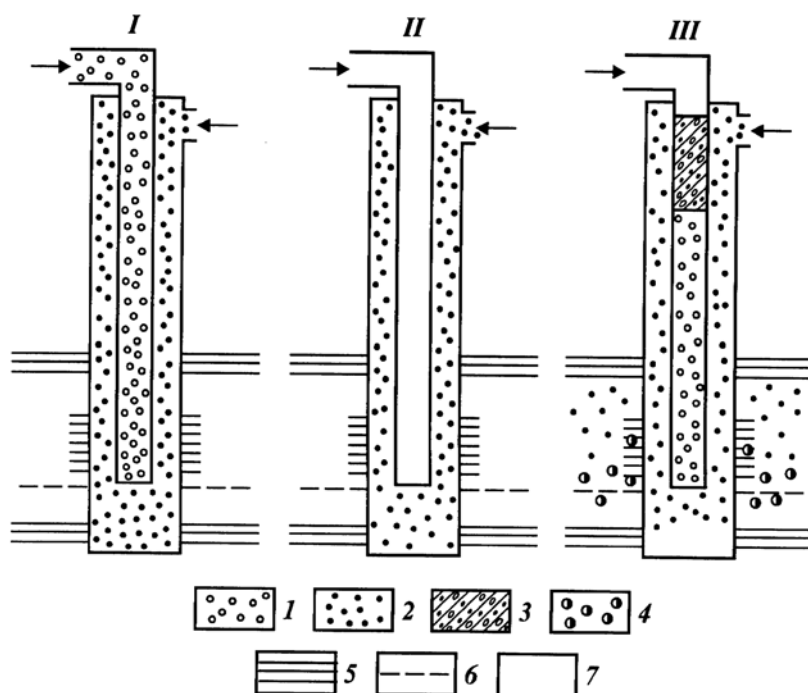


Рис. 5.22. Технологические схемы применения НСКС для ограничения притока вод в скважины:

1 – серная кислота; 2 – нефть; 3 – тампонажный материал; 4 – нефtekислотная смесь; 5 – глинистые породы; 6 – водонефтяной контакт; 7 – вода

Постоянной подачей нефти по кольцевому пространству при закачивании кислоты решаются две задачи: 1) восполнение недостающей для образования кислого гудрона нефти, так как в промытых водой зонах количество остаточной нефти не превышает 10 – 28 % порового объема [40, 150]; 2) сохранение проницаемости пласта для нефти в результате постоянного поступления ее в верхние перфорированные отверстия, а кислоты в нижние под действием гравитационных сил – плотность серной кислоты в 2 – 2,5 раза превышает плотность нефти.

Объем кислого гудрона W , необходимый для закупоривания обводненных зон пласта, определяется по формуле

$$W = 0,785d^2hm, \quad (5.30)$$

где d – диаметр зоны распространения кислого гудрона по пласту; h – толщина обводненной части пласта; m – эффективная пористость пласта.

При постоянных значениях h и m значение радиуса распространения кислого гудрона, как следует из формулы (5.30), является функцией параметров q , μ , τ_0 , k и ΔP , где ΔP – перепад давления, возникающий в призабойной зоне при добыче нефти из пласта. Объем закачиваемого кислого гудрона можно представить в виде функции

$$W = f(\mu, \tau_0, k, \Delta P, q, h, m). \quad (5.31)$$

Известно, что зависимость первых пяти членов между собой описывается уравнением [121]

$$\Delta P = ak^b, \quad (5.32)$$

где a и b – коэффициенты, выражающие зависимость градиента давления от скорости фильтрации и вязкости жидкостей в пласте.

Для предотвращения фильтрации жидкости из пласта, заполненного кислым гудроном, необходимо, чтобы

$$\text{grad } P(d/2) \geq \Delta P, \quad (5.33)$$

где $\text{grad } P$ – градиент давления, при котором начинается вытеснение кислого гудрона из пористой среды.

Тогда при подстановке значения $d \geq 2\Delta P/\text{grad } P$ в формулу (5.30) получим минимально необходимый объем НСКС:

$$W = \frac{\pi h m \Delta P^2}{a^2 k^{2b}}. \quad (5.34)$$

Остальные технологические параметры применения НСКС определяются опытным путем в промысловых условиях.

Испытания разработанных технологий проводились в обводненных скважинах Ромашкинского, Ново-Елховского, Бавлинского, Ямашевского, Ульяновского и других месторождений Татарстана, приуроченных к терригенным и карбонатным отложе-

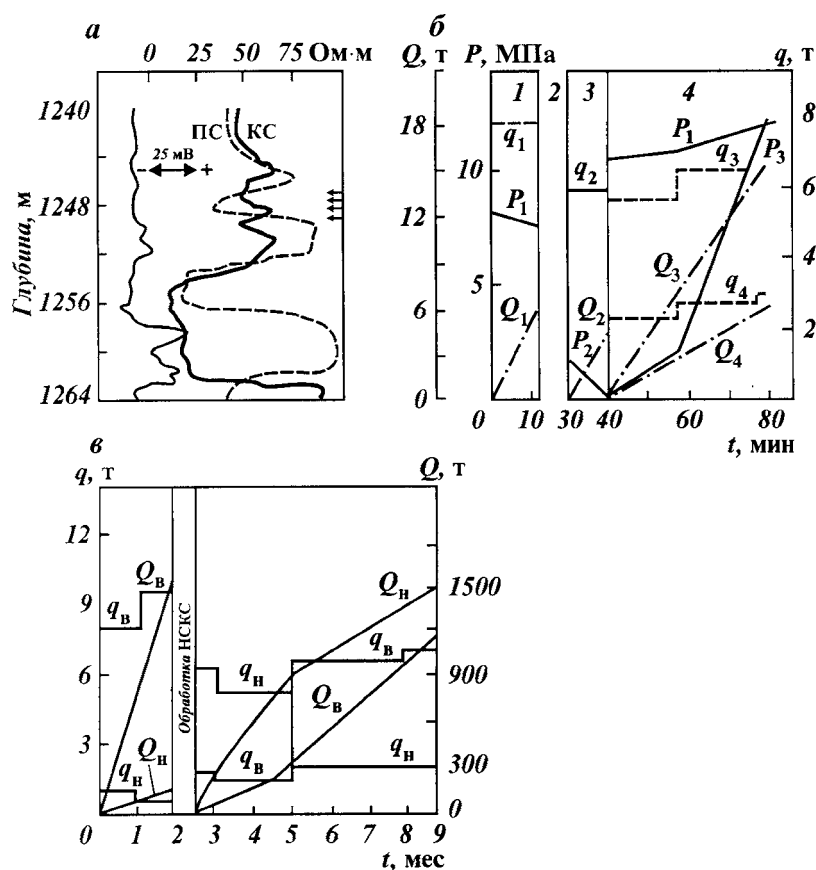


Рис. 5.23. Результаты геофизических исследований, параметры закачки НКС и рабочие характеристики скв. 1639 Ромашкинского месторождения:

а – диаграмма стандартного электрокаротажа; *б* – графики изменения давления P , расхода кислоты и нефти при закачивании НКС; *в* – изменение дебита нефти и воды до и после проведения работ по ограничению движения воды в пласте; 1 – определение проницаемости пласта; 2 – подготовка скважины к закачке НКС; 3 – замена нефти в НКТ на АСК; 4 – закачка НКС в пласт

ниям девона и верхнего карбона. Ниже, на примере скв. 1639, приводится описание технологических операций, типичных для разрабатываемой технологии. Нефтекислотная смесь закачивалась для ограничения притока подошвенной воды. До обработки НКС скважина работала с дебитом нефти 0,5 т/сут при обводненности 95 % (рис. 5.23). По технологической схеме I закачено через НКТ в скважину 6 м³ отработанной серной кислоты, по кольцевому пространству – 15 м³ безводной нефти бобриковского горизонта. Для

м³ безводной нефти бобриковского горизонта. Для предотвращения смешения серной кислоты с водой до и после нее в НКТ закачано по 200 л дизтоплива. Весь цикл работ по закачке НСКС составил 1 ч 23 мин (см. рис. 5.23). После этого, приподняв трубы на 85 м выше перфорационных отверстий, скважину оставили под давлением на 24 ч для взаимодействия кислоты с пластом.

Скважина освоена без повторного вскрытия пласта перфорацией при помощи насоса СНГН-2-43, спущенного на глубину 938 м. После нагнетания НСКС суточный дебит нефти увеличился с 0,5 до 6,5 т/сут, а содержание воды уменьшилось в 5,8 раза. Накопленная добыча нефти за 20 мес. эксплуатации скважины после закачки НСКС составила 1500 т, уменьшение объема попутной воды – 16,8 тыс. м³.

Опытно-промышленные работы с применением НСКС по разработанным технологическим схемам проведены в скважинах, эксплуатирующих продуктивные горизонты девонского Д₁, Д₀ и верхнего карбона С₁^{вв}, С₁, С₁^п. Особенность применения НСКС по этим горизонтам заключается в том, что значительная часть работ проведена в скважинах, эксплуатирующих карбонатные коллекторы, где способы цементирования практически не дают результатов, т.е. успешность их не превышает 20 – 30 %. В группу опытных были включены скважины с предельным обводнением продукции (скв. 256, 1379), подлежащие ликвидации (скв. 15890, 16023, 15108, 15899), в которых известные методы цементирования и закачивания смол не давали результатов. Отклонения в методике допускались лишь в зависимости от применяемых схем: по схеме II через НКТ закачивалась готовая смесь нефти с кислотой, а по схеме III производилось цементирование. Для получения НСКС использовалась дегазированная нефть бобриковского и турнейского горизонтов с содержанием асфальтенов до 8 и смол до 23 %, алкилированная серная кислота Уфимского НПЗ. Скважины осваивались без дополнительного вскрытия эксплуатационных колонн перфорацией.

Анализ результатов опытно-промышленных работ позволил установить возможность извлечения дополнительной нефти из высокообводненных пластов с применением новой технологии, основанной на превращении компонентов нефти и пород в водоизолирующую массу, подтверждая тем самым обоснованность выдвинутых в данной работе теоретических положений. Наиболее ярким подтверждением их является достижение высоких показателей в карбонатных коллекторах, проницаемость пород которых не превышает 0,1 мкм². Успешность процессов ограничения притока вод в них достигает 75 % (табл. 5.27), что намного превышает показатели способа цементирования. В результате на каждую скважино-операцию до-

Таблица 5.27

Результаты применения НСКС для ограничения притока закачиваемой воды в добывающих скважинах АО "Татнефть"

НГДУ	Количество ремонтов		Количество дополнительно добытой нефти, т		Уменьшение объема попутной воды, м ³		Длительность эффекта, мес.	
	всего	из них успешных	всего	на один успешный ремонт	всего	на один успешный ремонт	всего	на одну скважину
Альметьев-нефть	16	9	18368	2041	167493	18610	147	16,8
Елхов-нефть	6	2	5697	2848	95187	47599	14	7,0
Лениногорскнефть	8	4	3599	900	31883	7971	57	16,2
Сулеев-нефть	6	4	759	189	350089	87522	174	43,2
Азнакаев-нефть	28	19	83347	4386	133081	70000	344	28,0
Иркеннефть	9	2	24691	12645	41530	20765	12	6,0

полнительно извлечено в среднем 736 т нефти, а объем попутно добываемой воды уменьшился на 36,2 тыс. м³.

Высокие результаты были получены с применением НСКС и в терригенных отложениях верхнего карбона (табл. 5.28). При обводненности продукции до 95 – 98 % в 58 скважинах было извлечено дополнительно 29 тыс. т нефти при уменьшении количества попутно извлекаемой воды на 1,02 млн м³. Такие же результаты были получены и в более сложных условиях ограничения притока подошвенных вод.

Таблица 5.28

Технологические показатели применения НСКС в терригенных и карбонатных продуктивных пластах

Тип коллектора	Изолируемая вода	Количество скважино-операций			Прирост добычи нефти и объем изолированной воды на 1 скважино-операцию	
		всего	из них успешных		нефть, т	вода, м ³
			количество	%		
Карбонатный	Подошвенная	8	6	75	452	11100
	Нижняя	11	5	45	406	29184
Терригенный	Подошвенная	43	26	60	542	18798
	Нижняя	15	9	60	386	14424
Итого		77	46	59,7		

Технология ограничения притока вод с применением НСКС в добывающих скважинах в терригенных и карбонатных коллекторах решением ведомственной комиссии Миннефтепрома от 15.12.1977 г. принята к промышленному внедрению в нефтедобывающей промышленности [92].

Дальнейшее развитие работ с НСКС было направлено на решение задач по ограничению притока в скважины закачиваемых вод при разработке залежей с применением высоких давлений на линии нагнетания. Фильтруемость в пористую среду НСКС при постоянном поступлении нефти в верхние перфорационные отверстия эксплуатационного фильтра скважины позволяет решать эту задачу в значительной части скважин без отключения обводненного пласта из разработки, применив I и II из разработанных технологических схем. Главная особенность процесса в отличие от ограничения пластовых вод заключается в нагнетании НСКС в пласты с высоким давлением с предварительным дренированием пластов и применением других вспомогательных операций с использованием пакера.

За 1980 – 1982 гг. ограничение высоконапорных закачиваемых вод с применением нефтесернокислотной смеси по предложенной технологии было проведено в 73 скважинах Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений (табл. 5.29). Среднее пластовое давление составляло 19,2 МПа. Средняя величина успешности равняется 54,8 %, что на 22 – 25 % выше, чем при отключении пластов цементированием. Дополнительная добыча нефти из отремонтированных скважин достигает 136,39 тыс. т, объем изолированной воды – 2,017 млн м³.

Полученные результаты позволяют внедрять разработанную технологию с применением нефтесернокислотной смеси при обводне-

Таблица 5.29

Технологические показатели эффективности применения НСКС в зависимости от характера обводненности скважин и геологического строения пластов

Изолируемая вода	Количество ремонтов		Количество дополнительно добытой нефти, т		Объем изолированной воды, м ³		Средняя продолжительность эффекта, мес.
	всего	из них успешных	всего	на один успешный ремонт	всего	на один успешный ремонт	
Подожвенная	30	16	22207	1388	198366	12398	16,0
Нижняя	129	76	258564	3402	900554	11984	21,5
Закачиваемая	73	40	136391	3425	1613840	40372	18,4

нии как пластовой, так и закачиваемой водами.

Эффект от воздействия НСКС на обводненный пласт по ряду скважин продолжается более 2 – 2,5 лет, добыча дополнительной нефти достигает более 2500 т, объем изолированной воды – более 4200 м³ на одну скважино-операцию.

5.5.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЛАСТИ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОД В СКВАЖИНЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ НСКС

Одна из задач промысловых исследований состоит в определении оптимальных условий эффективного применения НСКС в зависимости от:

- геологического строения продуктивного пласта;
- коллекторских свойств;
- обводненности добываемой продукции;
- технологических параметров нагнетания НСКС в пласт.

Методически решение задачи основывается на статистическом анализе результатов обработки НСКС обводненных пластов в 232 скважинах. За основной критерий оптимальности технологических параметров и условий применения приняты технологические и экономические показатели (см. табл. 5.29).

Ограничение притока подошвенных вод из водонефтяных пластов с применением НСКС позволило извлечь из каждой успешно обработанной скважины 1388 т дополнительной нефти. В литологически неоднородных пластах этот показатель составляет 3402 т, т.е. в этой разнице проявляется зависимость эффективности применения разработанной технологии от неоднородности коллектора. В целом указанные работы экономически оправданы – расчетами установлено, что среднегодовой эффект от внедрения метода составляет 3,44 млн руб., а на одну обработку – 27,6 тыс. руб. в ценах 1991 г., что позволяет использовать технологию в обоих случаях.

С увеличением проницаемости коллектора в определенных пределах успешность применения НСКС возрастает, а затем начинает снижаться. Статистическая зависимость, полученная математической обработкой фактических данных для терригенных пород (табл. 5.30), описывается уравнением

$$Y = 204\sqrt{kS} \exp(-1,19k), \quad (5.35)$$

где k – проницаемость пород, мкм².

Расхождение между фактическими данными (см. табл. 5.30) и расчетными по формуле (5.35) не превышает 3,8 %. Экстраполируя значения успешности в пределах изменения проницаемости от 0 до

Таблица 5.30

**Успешность обработок скважин с применением НСКС
при различной проницаемости пласта**

Показатели	Коэффициент проницаемости, мкм ²					
	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1
Успешность обработок фактическая, %	62	74	75	71	68	64
Успешность обработок, рассчитанная по формуле (5.35), %	57	78	79	74	66	62

1,5 мкм² по уравнению (5.35), при помощи критерия $Y_{\max}/2$ (где Y – успешность работ) определяем, что $Y_{\max} = 80\%$ при $k = 0,42$ мкм², а наиболее эффективная область применения НСКС располагается в пределах 0,2 – 0,7 мкм².

Проведенный сравнительный анализ по результатам применения гипана в тех же условиях показал, что наиболее эффективная область применения гипана соответствует проницаемости, равной 0,4 мкм² и более. Следовательно, при заполнении пор обводненного пласта кислым гудроном, образующимся при экзотермическом процессе взаимодействия концентрированной серной кислоты с нефтью, успешность работы в менее проницаемых пластах выше, чем при использовании ионогенных полимеров типа гипана. Объем массы в этих условиях достаточен для изменения проницаемости пористой среды. С увеличением проницаемости и водопроводящих каналов частичное заполнение кислым гудроном крупных пор и трещин не обеспечивает достаточного фильтрационного сопротивления для снижения подвижности воды. При структурировании гипана отвержденная масса располагается по всему объему. Хотя и в этом случае поры заполняются частично, подвижность воды снижается значительно больше, чем при НСКС, подтверждая тем самым вывод о зависимости эффекта воздействия не только от количества реагента, но и от механизма образования водоизолирующей массы.

Анализ успешности ограничения притока вод с применением НСКС в зависимости от обводненности добываемой продукции подтверждает ранее выработанный критерий определения области эффективного применения методов ограничения водопритокров по содержанию воды в извлекаемой жидкости, обводненность должна быть более 70 % [154, 192, 155].

Эффективность применения НСКС для ограничения притока вод зависит от следующих технологических параметров: давления нагнетания, объема закачиваемой смеси, соотношения нефти и кислоты и от приемистости скважины. Изменение давления нагнетания в насосно-компрессорных трубах и кольцевом пространстве между

сосно-компрессорных трубах и кольцевом пространстве между НКТ и эксплуатационной колонной при одновременно-раздельной закачке кислоты с нефтью и постоянной производительности агрегатов характеризует процесс фильтрации жидкостей через эксплуатационный фильтр в пласт. Стабильные значения давления в кольцевом пространстве скважины после выхода на режим свидетельствуют о равномерной фильтрации тампонирующей смеси и нефти в каналы фильтра. Повышение его по сравнению с установившимся указывает на увеличение фильтрационного сопротивления в каналах поступления воды из-за закупоривания их кислым гудроном и содержащимися в нем минеральными наполнителями и уменьшение поглощающего интервала фильтра. Дальнейший рост давления приводит к задавливанию НСКС в нефтенасыщенную часть пласта и снижению его проницаемости относительно нефти. Величина приведенного давления ξ (в отн. ед.) определяется по уравнению

$$\xi = P_i/P_0, \quad (5.36)$$

где P_i – текущее давление нагнетания; P_0 – давление нагнетания нефти в кольцевом пространстве скважины в процессе исследования ее на приемистость по нефти.

Безразмерное время определяется из соотношения

$$\theta = \tau_i/\tau_b, \quad (5.37)$$

где τ_i – время, соответствующее определенной стадии нагнетания жидкости; τ_b – время выравнивания давления в НКТ и кольцевом пространстве скважин.

Кривые 1 и 2 (рис. 5.24) характеризуют изменение давления соответственно в заливочных трубах (НКТ) и кольцевом пространстве при исследовании приемистости скважин нагнетанием воды; кривая 3 – при закачивании нефти по кольцевому пространству при открытой линии к НКТ; кривая 4 – при заполнении кислотой насосно-компрессорных труб. После указанных операций начинается нагнетание кислоты по НКТ и нефти по кольцевому пространству в пласт. Кривые 5 и 6 показывают типичное изменение давлений в кольцевом пространстве и НКТ при одновременной закачке нефти и кислоты. Однако давление нагнетания при одинаковых условиях проведения процесса может отклоняться от расчетного в сторону увеличения (кривые 7 и 8). Такой характер изменения давлений указывает на ограниченную фильтрацию нефти и кислоты в пласт, что является следствием нагнетания жидкостей в скважину при производительности агрегатов, превышающей ее приемистость, или резкого закупоривания путей водопритоков. В обоих случаях необходимо снизить производительность агрегатов, а при продолжении роста давления

процесс прекратить, чтобы исключить закупоривание нефтенасыщенной части пласта кислым гудроном.

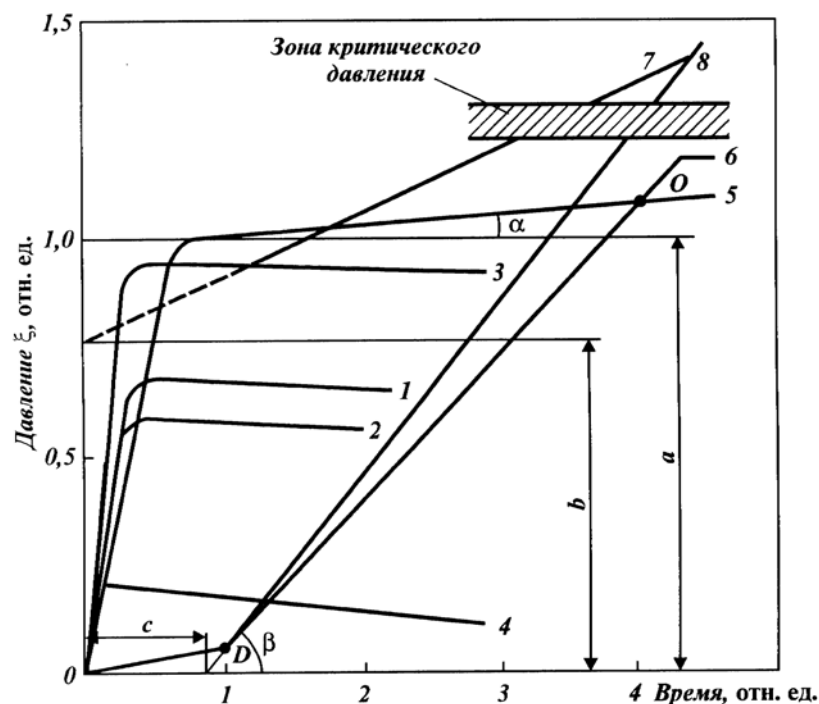


Рис. 5.24. Графики изменения давления на устье скважины в процессе нагнетания жидкости в скважину:

1 и 2 – давление в НКТ и в кольцевом пространстве; 3 – при закачивании нефти по кольцевому пространству; 4 – при заполнении НКТ кислотой; 5 и 6 – в кольцевом пространстве; 7 и 8 – то же при ограниченной приемистости пласта

Для оценки влияния режимов нагнетания на успешность проводимых работ и затрат времени на освоение скважин проведен анализ скважин, обработанных НСКС (табл. 5.31). Скважины разделены на три группы в зависимости от изменения давления в точке O , т.е. на пересечении линий 5 и 6 при одновременной закачке нефти и кислоты. При стабилизации значений давления нагнетания или небольшом отклонении их от линии DO (не более 10 %) скважины отнесены в первую группу. Во вторую – отнесены скважины, в которых процесс закачки прекращается при превышении этого предела на 11 – 25 %; в третью – скважины со значительным превышением критических давлений (заштрихованная зона на рис. 5.24).

Таблица 5.31

Показатели успешности ремонтов по группам скважин с различным режимом нагнетания НСКС

Группа скважин	Количество скважин		Затраты времени на освоение, скв.-ч
	всего	из них успешных	
1	60	32	26,0
2	18	12	28,8
3	4	2	192,0

Динамика изменения давлений, выраженная кривыми 5 и 6, характерна для 76 % обработанных скважин. Максимальное отклонение фактических давлений от расчетных составляет 9,8 %. Максимальная успешность воздействия НСКС достигается во второй группе скважин. При проведении работ в режиме, который описывается кривыми 7 и 8, резко увеличиваются затраты на освоение скважин.

Анализ кривых изменения относительного давления во времени (θ) показывает, что после стабилизации режима закачки (кривая 5) давление изменяется по линейной зависимости

$$\xi = a + b_1\theta. \quad (5.38)$$

Аналогичный характер изменения имеет увеличение давления в НКТ (кривая 6), т.е. к завершению технологического процесса

$$\xi = b_2(\theta - c_0), \quad (5.39)$$

где b_1 и b_2 – характеризуют угол наклона указанных линий относительно оси времени; a и c – отрезки, отсекаемые этими линиями на оси координат.

В точке O $\xi_5 = \xi_6$, тогда $a + b_1\theta = b_2(\theta - c_0)$. Решая эти уравнения относительно θ , находим

$$\theta = a + b_2c_0/(b_2 - b_1). \quad (5.40)$$

Подставляя в уравнение (5.38), получим давление, соответствующее времени выравнивания его в НКТ и кольцевом пространстве:

$$\xi_5 = b_1(a + b_1c_0)/(b_2 - b_1). \quad (5.41)$$

Коэффициенты b_1 и b_2 соответствуют значениям тангенса угла наклона прямых к оси ординат, т.е. $b_1 = \operatorname{tg} a$ и $b_2 = \operatorname{tg} b$. Тогда

$$\xi_5 = \operatorname{tg} b(a + c \operatorname{tg} a) / \operatorname{tg} b - \operatorname{tg} a. \quad (5.42)$$

Значения коэффициентов a и c определяются по величине отсекаемых на осях координат отрезков (см. рис. 5.24).

Максимально допустимые давления в кольцевом пространстве не должны превышать более чем на 20 % давление, фиксированное в процессе определения приемистости изолируемого пласта при работе агрегатов, участвующих в закачивании жидкости в пласт (на рис. 5.24 заштрихованная зона). Тогда

$$\xi_{\max} = 1,2 \operatorname{tg} \beta (a + c \operatorname{tg} \alpha) / \operatorname{tg} \beta - \operatorname{tg} \alpha, \quad (5.43)$$

по которому определяется ожидаемое конечное давление и регулируется режим нагнетания компонентов.

Методом статистического анализа на основании данных, полученных по 232 скважинам, установлены пределы закачивания НСКС в зависимости от приемистости обводненного пласта (табл. 5.32). При объемных соотношениях кислоты и нефти 1:1, 1:2, 1:3, 1:4 успешность РИР соответственно составляет 54, 59, 67 и 57 %, максимальная успешность получена при соотношении 1:3.

Результаты применения цементирования пласта после закачивания НСКС согласно схеме *III* (см. рис. 5.22) показывают, что это приводит к увеличению стоимости работ при одинаковых технологических показателях.

По результатам проведенных исследований определены следующие граничные условия эффективного применения метода:

- 1) проницаемость пород: терригенные – 0,2 – 0,7 мкм²; карбонатные – 0,1 мкм² и более;
- 2) обводненность добываемой продукции – до 99 %;
- 3) минерализация воды – не ограничивается;
- 4) дебит скважины по жидкости – 1 т/сут и более;
- 5) пластовая температура – не выше 323 К;
- 6) характер обводнения – нижняя, подошвенная и закачиваемая воды.

Таким образом, с применением серной кислоты с учетом граничных условий можно реализовать предложенный механизм превращения компонентов продуктивного пласта в водоизолирующую мас-

Таблица 5.32

Рекомендуемые объемы НСКС в зависимости от приемистости

Приемистость скважины, м ³ /ч	Объем нефтесернокислотной смеси на 1 м толщины пласта, м ³	
	при 10 МПа	при 8 МПа
< 20	5	3,5
> 20	7	5,0

су. Такими компонентами в коллекторе являются асфальтены и смолы, содержащиеся в нефти, карбонатные составляющие горных пород или растворенные в пластовой воде соли кальция. Основным материалом в новой технологии является кислый гудрон, образующийся при взаимодействии серной кислоты с асфальтенами и смолами нефти, при недостатке последних в пласте они подаются дополнительно по трубам. В условиях терригенных и карбонатных коллекторов месторождений Урало-Поволжья при температуре в пласте 293 – 333 К наиболее эффективно использование нефтей с массовым содержанием смол и асфальтенов более 15 %.

Технология ограничения притока вод в добывающие скважины внедрена на промыслах АО "Татнефть". Общий объем внедрения на 01.01.87 составил 910 скважино-операций. Анализ технико-экономических показателей применения НСКС в 220 скважинах показывает, что применение метода позволило извлечь дополнительно из обводненных пластов 0,754 млн т нефти, сократить объем попутной воды на 19,1 млн м³. Фактический экономический эффект составил за 1976 – 1982 гг. 15,77 млн руб. (в ценах 1991 г.).

5.5.4. ВНЕДРЕНИЕ РАЗБУРИВАЕМЫХ ПАКЕРОВ-ОТСЕКATEЛЕЙ ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЕВОДОНАСЫЩЕННЫЕ ПЛАСТЫ

Развитие методов разработки нефтяных месторождений, основанных на применении повышенных давлений, и переход основных нефтяных месторождений на позднюю стадию эксплуатации ставят новые задачи по созданию технологического оборудования, способствующего повышению надежности методов ограничения притока вод в пластах и отключению высокообводненных зон. Отключение таких пластов с высокой проводимостью приводит к уменьшению степени неоднородности коллектора и, как следствие, к увеличению охвата их заводнением и, как показано в работах [73, 124, 144], повышает текущую и конечную нефтеотдачу пластов.

Технология отключения обводненных пластов и пропластков в принципе сводится к тампонированию обводненного интервала закачиванием цемента отверждающими смолами. При этом она может осуществляться с использованием и технических средств – пакеров, летучек и других устройств [7, 54, 145, 156, 202, 216 и др.]. Анализ современных методов отключения обводненных пластов, применяемых в нефтепромысловой практике (рис. 5.25), выявил следующие недостатки:

низкую успешность отключения обводненных пластов тампони-рованием через заливочные трубы: в нижних интервалах пласта – 50 – 70 %, в "верхних" и "средних" – 30 – 35 % [50];

отсутствие надежных пакерующих устройств для закачивания тампонирующих смесей [54, 145]. Применение пакеров многоразового пользования не устраняет разбавление смеси при снятии их с установленного места. Пакеры одноразового действия отечественного производства не обеспечивают достаточную надежность при современных методах разработки залежей заводнением [138, 202];

взрывные пакеры с резиновыми и металлическими уплотнительными элементами при больших преимуществах по ускорению процесса не решают задачу при отключении пластов, обводненных высоконапорными водами;

применение перекрывающих патрубков, гофр, что сужает диаметр ствола, при повторной перфорации снижается качество разобщения пластов;

мосты из дисперсных материалов и отверждающихся систем, которые применимы только для отключения нижних пластов или носят вспомогательный характер.

Для решения задач своевременного отключения обводненных высоконапорными водами пластов и закачивания в них водоизолирующих материалов была разработана новая технология с использованием специальных разбуриваемых пакеров-отсекателей, детальное описание конструкции которых приводится в работах [15, 89, 94]. Основная конструктивная особенность, в отличие от известных в нефтяной практике, заключается в том, что они позволяют соединять заливочные трубы с подпакерной зоной на любом этапе процесса при помощи хвостовика и выполнять ряд других вспомогательных операций. С целью ускорения посадки пакера, упрощения технологии эксплуатации и охраны окружающей среды разработано устройство для опрессовки колонн труб в скважине, исключающее излив жидкости во время подъемных операций [15].

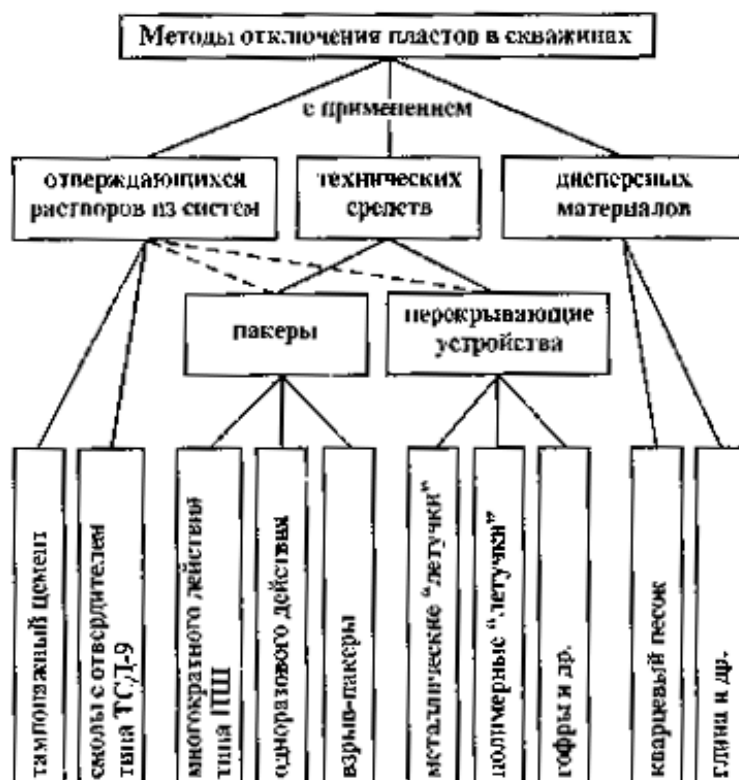


Рис. 5.25. Классификация способов отклонения обводненных пластов из раз-
работки, применяемых в нефтенеромысловой практике

Опытно-промышленные работы по испытанию технологии про-
водились на заводняемых с применением высоких давлений закачки
площадях Ромашкинского месторождения. Как видно из данных
табл. 5.33, эксперименты проводились в сложных гидродинамиче-
ских условиях при аномальных пластовых давлениях:

Таблица 5.33

Результаты отключения обводненных пластов разбуриваемыми пакерами-отсекателями на Ромашкинском месторождении

№ скважины	Интервал перфорации, м		Отключаемый пласт	Давление отключаемого пласта, МПа	Глубина установки пакера, м	Давление за- качки тампо- нажного мате- риала, МПа	Тампонажный мате- риал	
	до отключения	после отключения					тип	объем, м ³
13459	1836,8–1838,0	1832,8–1835,2	Нижний	18,5	1836,0	11–12	Смола	1,2
576	1636,0–1638,0	1636,0–1638,0	То же	21,0	1638,5	18–20	Цемент	0,8
	1640,0–1641,0	–					"	3,0
4818	1777,0–1780,0	1770,0–1780,0	"	19,5	1782,0	18	"	0,4
	1784,0–1787,0	–						
5445a	1729,0–1732,0	–	Верхний	18,0	1720,0	16	"	4,5
	1735,0–1737,0	1735,0–1737,0						
5418	1745,0–1748,0	1745,0–1748,0	Нижний	19,4	1756,0	16	"	0,8
	1759,0–1762,0	–						
7384	1692,0–1696,0	–	Верхний	19,6	1698,0	21	"	2,0
	1700,0–1704,0	1700,0–1704,0						
12415	1634,0–1637,0	1634,5–1637,0	Нижний	19,0	1639,0	18	"	3,0
	1640,0–1644,0	1644,0–1645,0					Смола	1,0
2187	1604,0–1608,0	1604,0–1608,0	Верхний	20,6	1598,0	16–21	"	3,0
	1618,0–1621,0	1618,0–1621,0					Цемент	1,0
7303	1691,0–1692,0	1691,2–1692,0	Закачиваемый	25,0	1676,0	14	"	3,2
	1696,0–1698,0	1696,5–1698,0						

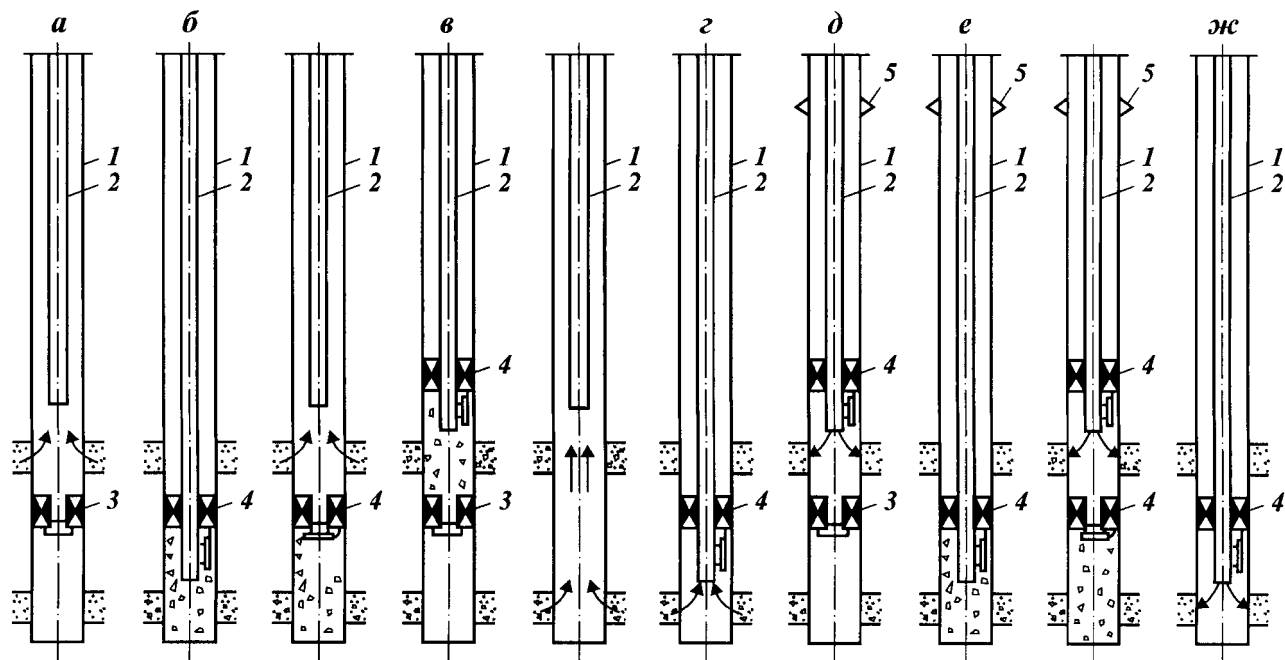


Рис. 5.26. Технологические схемы отключения пластов с применением разбуриваемых пакеров-отсекателей:
б, в, е – закачивание тампонирующей смеси; *а, г, д, ж* – с использованием заглушки без тампонирующей смеси; *1 и 2* – колонны НКТ; *3 и 4* – пакеры ПР-Г и ПР-К; *5* – место нарушения колонны

Таблица 5.34

Условия применения разработанных технологий и водоизолирующих составов

Технологии, методы, водоизолирующие составы	Минерализация воды, мг·экв/л	Проницаемость, мкм ²	Тип коллектора		Пластовое давление, МПа	Температура, К	Обводненность добываемой продукции, %
			терригенный	карбонатный			
Ограничение притока минерализованных вод в скважины с применением:							
гипана	Не менее 880	0,35–0,6	+	–	20	278–353	70–99
сополимера МАК-ДЭА	Не менее 300	Более 0,30	+	+	20	278–370	Более 70
Ограничение притока вод в скважины с применением:							
НСКС ₁	Не ограничивается	0,2–0,6	+	–	20	273–353	Более 70
НСКС ₂	То же	0,2–0,6	+	+	50	373–473	70–99
Составы:							
композиция на основе акриламида и гипана (АА-Г)	"	Более 0,2	+	–	27,5	273–373	До 99
композиция на основе сополимера по полиметакриловой кислоты с акриламидом (ПМАК-АА)	"	Более 0,2	+	+	23	283–373	До 99
Увеличение охвата пластов воздействием с применением ПДС	Не более 800	Более 0,35	+	+	25	278–353	70–99
Отключение обводненных пластов с использованием пакеров-отсекателей	Не ограничивается	Не ограничивается	+	+	30	До 373	Не ограничивается

а) в скв. 5445а, 7384, 2187 из разработки отключались "верхние" (в литологической колонке) пласты с давлением до 20,6 МПа;

б) в скв. 13459, 576, 4818, 5418, 12415 – нижние пласты с давлением выше 18 МПа;

в) в скв. 7303, 9967 устранена затрубная циркуляция и произведено отключение пласта при давлениях 23 – 25 МПа.

Из указанных скважин в девяти успешно отключены пласты с высоким давлением. В двух нагнетательных (скв. 7303, 9967) устранены сильные перетоки между смежными пластами по заколонному пространству, достигающие до 212 м³/сут. Аналогичные результаты были получены на Узеньском месторождении п-ова Мангышлак и Урьевском месторождении Западной Сибири при температурах забоя до 353 К. По результатам проведенных опытно-промышленных работ к внедрению рекомендованы следующие технологические схемы применения пакеров-отсекателей (рис. 5.26). Определены условия эффективного применения технологии в зависимости от пластового давления, температуры забоя и технических условий в скважинах. На 01.01.87 технология внедрена в 24 скважинах месторождений Татарстана и Западной Сибири, что позволило сократить затраты времени на отключение пластов на 65,7 %.

По результатам опытно-промышленных работ и внедрения в производство разработанных методов в различных физико-химических и геологических условиях определены следующие оптимальные условия эффективного применения их при разработке нефтяных месторождений (табл. 5.34).

В табл. 5.34 не приведена система заводнения, при которой наиболее эффективно применена ПДС. Обобщение результатов внедрения ее на нефтяных месторождениях Западной Сибири и Урало-Поволжья показывает, что использование ПДС наиболее целесообразно при площадном и очаговом методах заводнения.

**ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ЗАВОДНЕНИЕМ****1.1. МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА
РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Разработка многопластовых нефтяных месторождений заводнением осуществляется путем выделения эксплуатационных объектов, разбуриваемых самостоятельной сеткой скважин, включающих один или несколько пластов, имеющих достаточные запасы нефти. Эта система должна обеспечить добычу нефти при оптимальных технико-экономических показателях [10, 12, 39, 40, 75, 113, 126, 164, 186, 187, 200]. В реальных условиях в составе объекта разработки оказываются неоднородные по геологическому строению, коллекторским свойствам и продуктивной характеристике пласты, что приводит к ухудшению условий выработки части коллектора, имеющей низкую проницаемость, к неравномерному их заводнению, к снижению коэффициента охвата объекта воздействием, отбору больших объемов закачиваемой воды и в конечном счете к ухудшению технико-экономических показателей разработки [19, 81 и др.].

Основные методы воздействия на продуктивные пласты, направленные на увеличение текущей и конечной нефтеотдачи, основываются на искусственном заводнении коллекторов и осуществляются путем реализации различных способов заводнения, таких как площадной, законтурный, внутриконтурный. Поддержание пластового давления совместно-раздельной закачкой воды при дифференцированном давлении используется для интенсификации разработки месторождений в начальных стадиях и как вторичный метод разработки после извлечения значительных запасов нефти [39, 40, 75, 113, 164, 186, 187, 188, 200]. В условиях послойной и зональной неоднородности пластов одним из путей интенсификации добычи нефти является очагово-избирательное заводнение, позволяющее наиболее

рационально использовать энергию закачиваемой воды и более полно учитывать характер неоднородности строения объекта разработки. Основная особенность указанной системы состоит в том, что в качестве нагнетательных выбираются скважины с лучшими продуктивными характеристиками и хорошей гидродинамической связью с окружающими скважинами. Они должны располагаться рассредоточенно по площади и окружены добывающими скважинами для снижения эффекта интерференции. Широкие промышленные испытания и внедрение избирательного заводнения показали его недостаточную эффективность: наряду с интенсификацией добычи нефти оно способствует увеличению нефтеотдачи пластов [44, 113, 136, 186 и др.].

Более совершенной системой является очаговое заводнение, основанное на поддержании пластового давления, которое осуществляется на отдельных участках нефтяного месторождения путем нагнетания воды в скважины, переведенные из добывающего фонда или дополнительно пробуренные для этой цели. Наряду с другими очевидными преимуществами метода очаговое заводнение позволяет избирательно изменять направление потоков и градиента давления на фронте вытеснения нефти водой и отбора жидкостей с целью вытеснения нефти из менее проницаемых зон пласта. Результаты промышленных испытаний очагового заводнения с одновременным повышением давления нагнетания на Ромашкинском, Ново-Елховском месторождениях Республики Татарстан показали, что в условиях зональной и послойной неоднородности, а также прерывистости продуктивных пластов этот метод позволяет значительно увеличить коэффициент нефтеотдачи за счет увеличения охвата пластов воздействием, являясь эффективным средством вовлечения в активную разработку относительно малопродуктивных коллекторов [73, 186, 200 и др.].

Большая практика разработки нефтяных месторождений Урало-Поволжья, Западной Сибири и других районов показала, что главная особенность, характерная для всех методов заводнения, заключается в неравномерности распределения воды в коллекторе: обводняются пласты с лучшими фильтрационными характеристиками, при этом невыработанными остаются отдельные менее проницаемые пласты и пропластки [39, 40, 44, 73, 113, 135, 141, 184, 186, 187, 200]. Неравномерность процесса заводнения и неполная выработка запасов объясняются исключительной сложностью геологического строения продуктивных пластов, трудностью регулирования процесса вытеснения нефти водой из залежей, а также отсутствием радикальных методов ограничения отбора воды из скважин, эксплуатирующих частично обводненные пласты. Как показали исследования глубинными потокомерами, на второй стадии разработки Ромашкинского

месторождения средняя работающая толщина в 226 скважинах составила 50 % от перфорированной части коллекторов [40], при этом охват песчаников пластов "а", "б", "в", "г" изменяется в пределах 48 – 83 %, алевролитов – от 28 до 60 %.

На основании обобщения результатов теоретических и экспериментальных исследований М.Л. Сургучев [186] делит способы повышения эффективности методов заводнения на две большие группы: одна основывается на применении тепловых, химических и газовых агентов, другая – на совершенствовании технологии и системы заводнения. Рассматривая вопросы совершенствования технологии, отмечает, что при стационарном режиме образуется система постоянных трубок тока, определяющих охват пласта воздействием. Для вовлечения в работу новых систем трубок тока необходимо изменить гидродинамический режим фильтрации. Решить эту задачу можно с помощью методов регулирования разработки заводнением, основными из которых по вышеприведенной классификации являются [73, 164, 211]:

- применение повышенных давлений на линии нагнетания;
- изменение направления фильтрационных потоков;
- циклическое воздействие на пласт;
- режим эксплуатации скважин;
- выделение объектов разработки по коллекторским свойствам;
- выбор сетки скважин и порядок разбуривания.

Перечисленные принципы регулирования широко применяются в системе разработки нефтяных месторождений [8, 26, 30, 40, 44, 73, 75, 81, 113, 135, 141, 164, 170, 184–188, 200 и др.].

Результаты применения повышенных давлений на линии нагнетания, близких к горным, на Бавлинском месторождении, Абдрахмановской и других площадях Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений показали, что с увеличением депрессии на пласт происходит увеличение работающей толщины и коэффициента гидропроводности пласта за счет ослабления структурно-механических свойств нефти в малопроницаемых пропластках [8, 40, 73, 75, 141]. Среднее увеличение работающей толщины пласта при росте давления с 11 до 15 МПа составило 22,1 % [75]. Перевод на повышенное давление закачки воды позволил довести суммарный прирост добычи нефти по Ромашкинскому месторождению на начало 1980 г. до $160 \cdot 10^6$ т. При этом выявлены следующие особенности применения этого метода:

при повышении давления нагнетания до 0,8 – 0,9 горного (23 – 25 МПа) происходит вовлечение в работу менее продуктивных пропластков, однако пласты с проницаемостью менее $0,3 \text{ мкм}^2$ на Ромаш-

кинском месторождении при этом не включаются в активную разработку [75];

с повышением давления нагнетания выше горного коэффициент охвата по толщине пласта увеличивается незначительно или остается на постоянном уровне при более интенсивном обводнении добываемой продукции;

с увеличением толщины заводняемого пласта коэффициент охвата уменьшается, так как с повышением давления поглощение воды увеличивается, главным образом, за счет роста приемистости интервалов с лучшими коллекторскими свойствами;

ограничивающим фактором повышения давления является разрыв пласта, приводящий к образованию трещин и ухудшению условий для вытеснения нефти закачиваемой водой.

Улучшение вытеснения нефти с высокой вязкостью ($\mu_n = 100 - 300$ мПа·с) только за счет повышения давления сопряжено с большими трудностями, в пласте с проницаемостью $0,308$ мкм² необходимо создать давление 30 МПа/м, чтобы коэффициент нефтеотдачи был равен $0,5$ [45]. Этим можно объяснить наиболее контрастное проявление фактора давления нагнетания на обводненных месторождениях с высоковязкой нефтью. На Ново-Хазинском и Арланском месторождениях, где $\mu_n > 50$ мПа·с, при текущей нефтеотдаче $10 - 17$ % содержание воды в добываемой продукции составило $68 - 72$ %, что указывает на небольшой охват объекта разработки нефтевытеснением [2, 135, 194]. Данная особенность заводнения характерна для большинства месторождений с неоднородными пластами. В юрских отложениях месторождения Узень в горизонтах XIII–XVIII с толщиной пластов от 31 до 61 м при обводнении 93 % фонда добывающих скважин нефтеотдача составила всего 9 % [135, 146], а на Самотлорском месторождении по основному пласту БВ₈ коэффициент охвата заводнением при обводненности добываемой продукции $65 - 70$ % составляет всего $0,21$. На поздней стадии разработки нефтяных месторождений низкая эффективность применения повышенных давлений нагнетания воды связана с образованием высокопроницаемых промытых зон, по которым фильтруется основная масса воды, не оказывая положительного влияния на выработку малопроницаемых нефтесодержащих пропластков.

Применение высоких давлений на линии нагнетания, как показано в вышеперечисленных работах, не позволяет решить задачу полного охвата неоднородных пластов заводнением вследствие преимущественного движения нефтевытесняющего агента (воды) по высокопроницаемым интервалам коллектора.

Неполный охват обводненного пласта воздействием полностью не устраняется и при таких методах регулирования, как изменение

направления потоков или циклическое заводнение, хотя применение их приводит к увеличению отборов нефти на второй и третьей стадиях разработки [118, 186, 200 и др.]. В работе [211] показано, что на Ромашкинском и Самотлорском месторождениях применение циклического заводнения в 1974–1978 гг. позволило дополнительно извлечь 136 тыс. т нефти, что на одну скважину составляет 2520 т.

Авторы этих исследований отмечают, что эффективность применения циклического воздействия на месторождения Татарстана на поздней стадии разработки при высокой обводненности добываемой продукции (более 70 – 80 %) снижается. Наименьшие и нулевые приросты добычи нефти наблюдаются по скважинам, где продолжительность применения методов заводнения более 10 лет, что свидетельствует о снижении эффективности метода на поздней стадии разработки.

На увеличение выработки пластов после обводнения продукции скважин направлены методы форсирования отбора жидкости с применением высокопроизводительных насосов. Эффективность данного метода зависит от многих факторов: расположения скважин на залежи, удаленности от линии нагнетания, характера обводнения и др. С учетом условий применения метода нефтеотдача повышается на 2 – 3 % [98]. Наиболее благоприятны для применения данного метода скважины, в которых процесс обводнения протекал равномерно и характеризовался низкими темпами. Однако анализ работ [8, 98, 126, 194, 201 и др.] и фактических данных по форсированию отбора жидкостей из пластов показывает, что в настоящее время отсутствуют критерии применения метода в зависимости от физико-геологических и технологических условий разработки месторождения.

Важными вопросами эффективной разработки месторождений являются выбор оптимальной сетки скважин и порядок разбуривания. В России принято двухстадийное разбуривание: первоначально разбуривается редкая сетка скважин с последующим избирательным уплотнением с целью повышения охвата неоднородных пластов заводнением, увеличения конечной нефтеотдачи и стабилизации добычи нефти [186]. Эффект уплотнения зависит от расчлененности объекта разработки, коллекторских характеристик совместно эксплуатируемых пластов и стадии разработки месторождения. Влияние стадии разработки на эффективность наглядно иллюстрируется примером по Ромашкинскому месторождению: в начальный период внедрения метода (1962 – 1972 гг.) среднегодовая добыча нефти на одну дополнительную скважину росла, а в последующие годы (1973 – 1979 гг.) наблюдалось ее снижение [75]. В 1988 г. добыча снизилась по сравнению с 1979 г. с 2 – 11,2 тыс. т (по группам) до 1,1 – 6,6 тыс.

т в год на одну скважину. Бурение дополнительных скважин на поздней стадии разработки месторождений сопровождается отрицательными последствиями не только из-за интерференции и уменьшения запасов и добычи нефти на одну пробуренную скважину, но и в связи с быстрым продвижением контуров нефтеносности и сокращением периода эксплуатации скважин по сравнению со сроками их физического износа. Как и при всех методах заводнения, основанных на гидродинамическом воздействии, не исключается опережающее обводнение пласта по высокопроницаемым пропласткам и оставление неизвлеченных запасов нефти в малопроницаемых пластах или отдельных прослоях коллектора с разной проницаемостью.

Увеличения охвата малопроницаемых пластов заводнением при совместной разработке многопластовых залежей можно добиться формированием объектов самостоятельной эксплуатации путем избирательного включения в них пластов с одинаковыми и близкими коллекторскими свойствами по всей толщине продуктивного пласта [75]. В сущности, метод основывается на изменении неоднородности эксплуатационного объекта, состоящего из нескольких изолированных друг от друга пластов, различающихся по подвижности жидкостей, при котором не исключается и отключение из разработки пластов с высокими фильтрационными характеристиками для воды. Применение указанного выше принципа в системе разработки Ромашкинского месторождения позволило значительно увеличить охват малопроницаемых алевролитов заводнением. Однако сходство характеристик пластов, объединяемых в один эксплуатационный объект, не является достаточным условием равномерной выработки запасов нефти из послойно-неоднородных пластов [75]. Указанная особенность метода формирования объекта объясняется сохранением присущего заводнению недостатка – неравномерной фильтрации воды в неоднородном коллекторе.

Проведенный обзор работ показывает, что полный охват пластов заводнением и конечная нефтеотдача резко снижаются при усилении степени геологической неоднородности разрабатываемых объектов. В неоднородных пластах нагнетаемая вода прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым

Таблица 1.1

Условия применения основных методов регулирования разработки заводнением в обводненных пластах

Наименование метода	Принцип действия метода на увеличение охвата заводнением	Условие надежного применения метода при обводненности продукции, %	Недостатки метода
Повышение давления нагнетания	Увеличение градиента давления	До 75–85	Ограниченная возможность установленных мощностей для полного охвата пластов
Изменение направления потоков	Повышение охвата дренированием	До 75–85	Использование метода только на отдельных участках месторождения (локальность)
Циклическая закачка и отбор	Изменение градиента пластового давления	70–80	Низкая эффективность в высокообводненных пластах на поздней стадии разработки
Форсирование отбора жидкостей из пласта	Увеличение градиента давления	75–80	Неопределенность условий применения
Выделение пластов в отдельный объект эксплуатации по коллекторским свойствам	Уменьшение влияния неоднородности пластов	Не ограничены	Применение метода только в литологически неоднородных пластах
Уплотнения сетки скважин	Увеличение градиента давления, перенос фронта вытеснения, интенсификация отбора жидкости из пласта и др.	Не более 80–90	Высокая стоимость работ, быстрое продвижение фронта вытеснения, приводящее к сокращению периода эксплуатации скважин

пропласткам, оставляя невытесненной нефть в малопроницаемых слоях, участках, зонах. Современные методы регулирования заводнением залежей, основанные на гидродинамическом воздействии на пласт, способствуют увеличению охвата воздействием не вовлеченных в разработку участков. Однако они эффективны лишь в определенных физико-геологических условиях, т.е. не обладают универсальностью и не обеспечивают полный охват пласта заводнением в условиях высокой обводненности добываемой продукции (табл. 1.1). На поздних стадиях разработки залежей влияние этого фактора является превалирующим вследствие образования промытых зон, по которым фильтруется основной объем нефтевытесняющего агента, не оказывая влияния на менее проницаемые нефтенасыщенные пропластки. Этим можно объяснить стабилизацию значений коэффициента

нефтеотдачи при современных методах заводнения на уровне 0,3 – 0,5 от балансовых запасов.

Таким образом, одним из главных условий дальнейшего повышения эффективности заводнения залежей является ограничение движения воды по каналам с низким фильтрационным сопротивлением, что позволит более рационально использовать ее энергию для вытеснения нефти. В научно-технической литературе недостаточно освещены исследования, касающиеся роли водоизоляционных работ в качестве средства регулирования заводнением.

1.2. ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ ПРЕЖДЕВРЕМЕННОГО ОБВОДНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

В условиях нефтенасыщенных коллекторов достижение высоких значений коэффициента охвата при разработке залежей методами заводнения требует решения целого ряда дополнительных задач, связанных с исследованиями причин и характера обводнения пластов и скважин, созданием на их основе эффективных методов ограничения движения вод и выбором оптимальных условий применения их в системе разработки месторождений в целях повышения нефтеотдачи. В данном разделе приведены основные результаты анализа причин обводнения более 2000 скважин на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири во взаимосвязи с геологическим строением продуктивного пласта, физико-химическими условиями образования водоизолирующей массы и режимами заводнения применительно к решению задач повышения охвата пласта заводнением [49, 50, 54, 137, 138, 145, 154].

Согласно классификации факторов обводнения добывающих скважин (рис. 1.1), составленной по результатам опубликованных исследований, основные причины обводнения продукции скважин разделены на две большие группы:

- технические;
- геолого-физические и технологические.

Устранение этих причин создает благоприятные условия для разработки многопластовых залежей с применением методов регулирования разработки заводнением и других, основанных на гидродинамическом воздействии на коллектор.

Группа технических причин включает нарушения герметичности эксплуатационной колонны вследствие ослабления резь-



Рис. 1.1. Классификация основных факторов обводнения скважин

бовых соединений, коррозионного разрушения, прожога электрическим током, механического повреждения труб при ремонтных работах и других нарушений крепи скважины выше продуктивного интервала перфорации. Методы восстановления технического состояния крепи скважины [31, 32 и др.] предусматривают цементирование заколонного пространства и ликвидацию нарушений обсадных колонн нагнетанием тампонирующего материала, сменой труб, установкой перекрывающих устройств. В результате устранения нарушений в крепи скважины обеспечивается изоляция притока посторонних вод, не участвующих в вытеснении нефти, что способствует

повышению эффективности эксплуатации скважин. Детально группа технических причин обводнения в работе не рассматривается, за исключением нарушения крепи в интервале продуктивного пласта, устранение которых достигается закачкой тампонирующего состава.

Вторая группа факторов объединяет причины, связанные с обводнением скважин водой, поступающей по продуктивным пластам. При совместной эксплуатации пластов естественный темп обводнения скважин зависит от физико-геологических свойств пород и насыщающих жидкостей, который ускоряется при искусственном заводнении при высоких давлениях нагнетания. Разница в вязкости воды и нефти в значительной мере усиливает процесс неравномерности продвижения фронта воды как по толщине, так и по площади [39].

При геологическом изучении крупнейших нефтяных месторождений Урало-Поволжья, Западной Сибири и других районов установлена изменчивость толщины песчаных прослоев, их коллекторских свойств и литологического состава [3, 29, 30, 44, 73, 81, 82, 126, 135, 141, 167, 184, 201, 211 и др.]. Выделяются следующие типичные формы распространения терригенных коллекторов [201]:

- пластовый характер распространения алевро-песчаников на обширных территориях с толщиной песчаников 3 – 8 м с полным замещением коллектора глинами или отдельными прослоями;

- переслаивание песчаников и глин. Те и другие литологические разновидности имеют широкое распространение по площади, песчаники выклиниваются в глинах и наоборот;

- распространение песчаников в виде рукавов, шнуров, полос глин и сообразно этому наличие литологически ограниченных рукавообразных, шнурковых залежей, ширина которых может изменяться от 100 – 200 м до 5 – 6 км;

- непрерывное распространение песчаников толщиной более 10 – 15 м на обширной площади, превышающей залежи на данном месторождении;

- в большинстве случаев проницаемость в направлении, параллельном и перпендикулярном напластованию, различна;

- минимальная проницаемость, наблюдающаяся в интервалах пласта, непосредственно прилегающих к его кровле и подошве.

Влияние геологического строения продуктивного горизонта на характер обводнения пластов и скважин в процессе разработки месторождений заводнением изучалось многими исследователями [2, 8, 29, 88, 121, 146, 168, 170, 186, 211 и др.]. Случайность (хаотичность) распределения зональной, послойной, внутрислойной неоднородности не во всех случаях позволяет регулировать равномерность продвижения фронта заводнения только расстановкой скважин в начале

разработки залежей или изменением производительности скважин [30]. При зональной неоднородности пласта на высокопроницаемых участках даже при весьма малых отборах нефти происходит опережающее внедрение контурных вод, а на слабопроницаемых участках при сильной интенсификации отбора нефти контурные воды внедряются с резким отставанием [8]. При искусственном заводнении указанные процессы проявляются более контрастно.

Таким образом, неоднородность пластов по проницаемости – одна из главных причин неравномерного вытеснения нефти водой и преждевременного обводнения высокопроницаемых пропластков и добывающих скважин при неполной выработке пластов. Эксплуатация их сопровождается отбором большого количества попутной воды.

Наиболее сложной проблемой является извлечение нефти из водонефтяных зон в литологически однородных пластах, которые содержат значительную часть неизвлеченных запасов. Основные причины поступления подошвенной воды следующие [49, 138, 148, 172, 190, 191, 203, 207]:

- приближение контурных вод по мере отбора нефти из пласта;
- образование конуса подошвенной воды;
- образование каналов в заколонном пространстве скважины.

В теоретических исследованиях причины обводнения добываемой продукции подошвенной водой сводятся в основном к определению оптимального интервала вскрытия нефтенасыщенной части пласта и к подсчету предельного безводного дебита эксплуатации. Приближенные решения этих задач были получены М. Маскетом, И.А. Чарным, Н.С. Пискуновым, Н.Ф. Ивановым, Д.М. Миллиончиковым, А.П. Телковым и др. Теоретические исследования показывают, что обводнение несовершенной скважины, вскрывшей литологически однородный пласт, наступает очень быстро, и до момента его наступления из скважины можно извлечь незначительную часть нефти. По теории совместного притока нефти и воды в несовершенную скважину, вскрывшую неоднородный пласт с подошвенной водой, количественное соотношение притока нефти и воды описывается уравнением [207]

$$Q_n/Q_v = (k_n \cdot \mu_v \cdot h_n) / (k_v \cdot \mu_n \cdot h_v), \quad (1.1)$$

где Q_n и Q_v – приток соответственно нефти и воды; k_n и k_v – коэффициенты проницаемости соответственно нефтяной и водонасыщенной частей пласта; μ_n и μ_v – динамическая вязкость соответственно нефти и воды в пластовых условиях; h_n и h_v – толщина соответственно нефтенасыщенной и водонасыщенной частей пласта.

Согласно этой формуле относительное содержание воды в продукции скважины не зависит ни от степени вскрытия пласта, ни от депрессии, а является функцией соотношения толщин водо- и нефтенасыщенных частей пласта, их проницаемости и вязкости жидкостей.

Возможность образования конусов при эксплуатации водонефтяных пластов рассматривалась С.А. Султановым, Р.Г. Сулеймановым, С.В. Сафроновым, В.А. Харьковым, В.М. Орлинским, А.П. Телковым, Р.Х. Муслимовым, Р.Г. Габдуллиным и др. [106, 141, 148, 172, 183, 184, 203 и др.]. Однако степень участия различных путей водоприток в скважины из водонасыщенных пластов ими не определялась. Анализ промысловых данных по разработке литологически однородных водонефтенасыщенных пластов показал, что в большинстве скважин фактическое время конусообразования значительно превышает расчетное, определенное по методикам, приведенным в работах [148, 190, 203, 207]. Увеличение продолжительности безводного периода эксплуатации указывает на наличие в литологически однородном пласте пропластков низкой проницаемости, т.е. имеет место внутрипластовая проницаемостная неоднородность [138, 191], что подтверждается различной длительностью подъема ВНК при одинаковом отборе жидкостей из коллекторов [41, 141, 184, 201].

По результатам проведенных исследований закономерностей обводнения скважин, пробуренных в литологически однородных и неоднородных пластах, установлено, что для обеих категорий скважин типичны следующие этапы обводнения:

- появление и постоянный рост содержания воды в добываемой продукции;

- резкое (скачкообразное) возрастание количества воды;

- стабилизация обводненности (рис. 1.2).

Такой ступенчатый переход повторяется несколько раз, что характерно для большинства скважин исследуемых месторождений. Эту закономерность можно объяснить образованием микроканалов в заколонном пространстве вследствие разрушения глинистой корки в зоне контакта цементного камня с породой или в самом цементном камне [49]. В период стабилизации обводнения размеры канала в сечении и толщина пласта-обводнителя не изменяются или изменяются незначительно. Рост обводненности продукции скважин соответствует резкому расширению путей притока вод и подключению новых обводненных пропластков. Разрушение материала, заполняющего заколонное пространство, будет продолжаться до тех пор, пока поверхность раздела нефть – вода вблизи скважины будет деформироваться [172, 190, 191, 203].

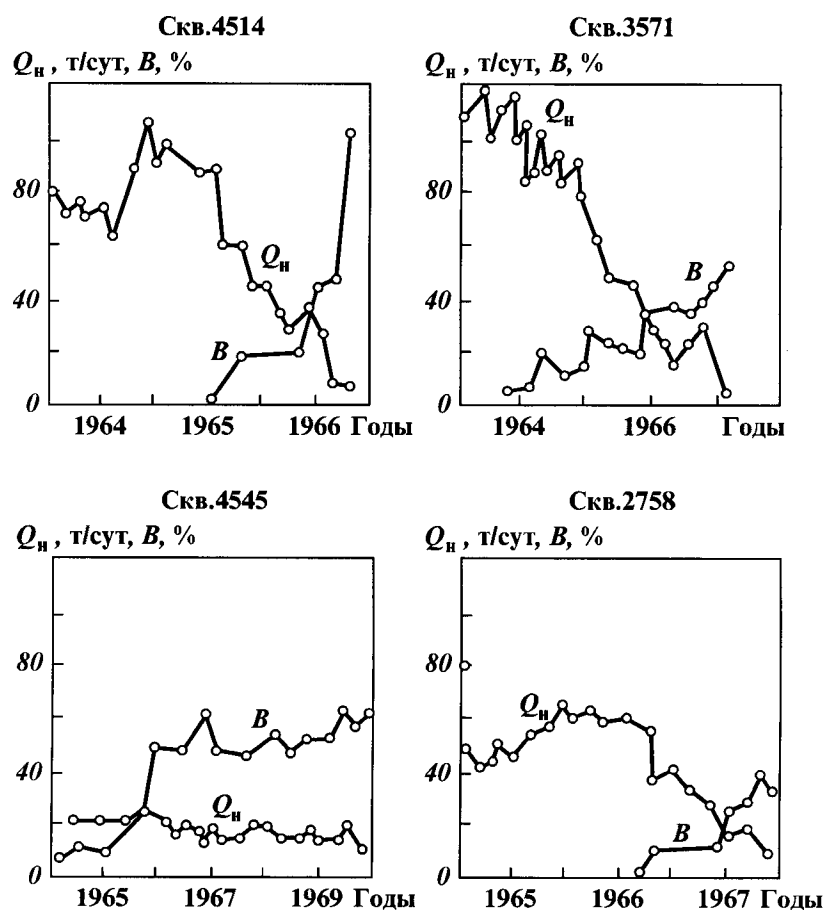


Рис. 1.2. Динамика дебита нефти и обводненности продукции скважин, эксплуатирующих литологически однородный и неоднородный пласты: в скв. 4514 и 3571 – литологически однородный, в скв. 4545 и 2758 – неоднородный пласты; Q_n – дебит нефти; B – обводненность продукции

Отсутствие условий для резких изменений количества поступающей из пористой среды воды позволяет заключить, что ступенчатый характер возрастания обводненности добываемой продукции при постоянном отборе жидкости указывает на подключение в работу нового пласта-обводнителя. В работе [49] на основании экспериментальных исследований прочности цементного камня за колонной предложен следующий механизм подключения новых пластов.

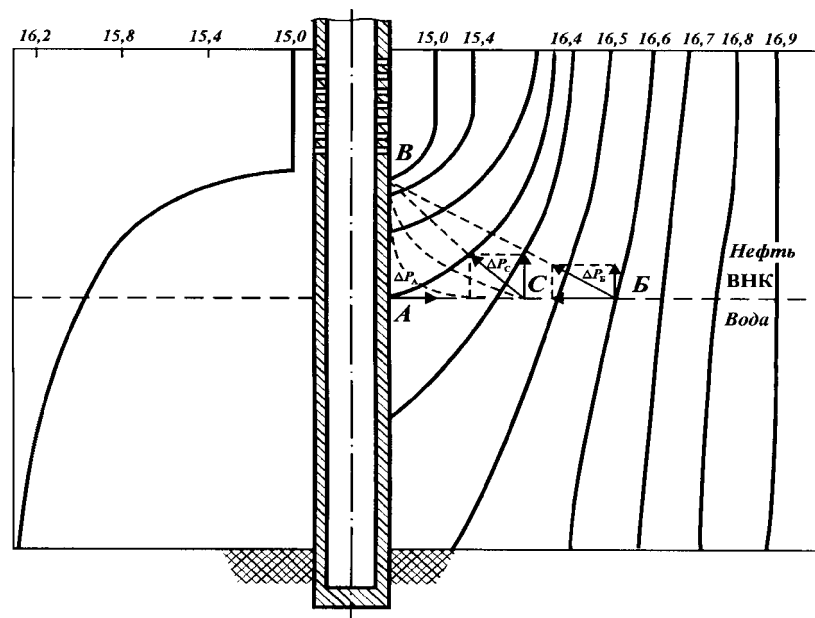


Рис. 1.3. График распределения давления в призабойной зоне пласта и схема движения воды к зоне фильтра скважины: слева – изменение давления на стенку скважины, справа – в пласте от фильтра

Основная масса воды, поступающей в зону фильтра, движется по линии AB , как по наикратчайшему, по сравнению с линией BC , пути с меньшим фильтрационным сопротивлением, с максимальным перепадом давления (рис. 1.3). Этим объясняется интенсивное движение воды в зоне крепи скважины и, как следствие, эрозийное разрушение глинистой корки и цементного камня.

Данный процесс может быть ускорен при наличии химически активных элементов. В результате происходит подключение в работу новых пропластков-обводнителей, резко изменяющих содержание воды в добываемой продукции.

Результаты исследований притока жидкостей в скважины, в которых не был вскрыт ВНК [138, 191], подтверждают вышеприведенную гипотезу обводнения добывающих скважин. В большинстве из них наблюдалось равномерное обводнение во времени (рис. 1.4). Исключение составляла скв. 6786а, которая резко обводнилась до 18 %, что могло быть вызвано наличием естественных трещин, соединяющих водоносную часть пласта с нефтенасыщенной.

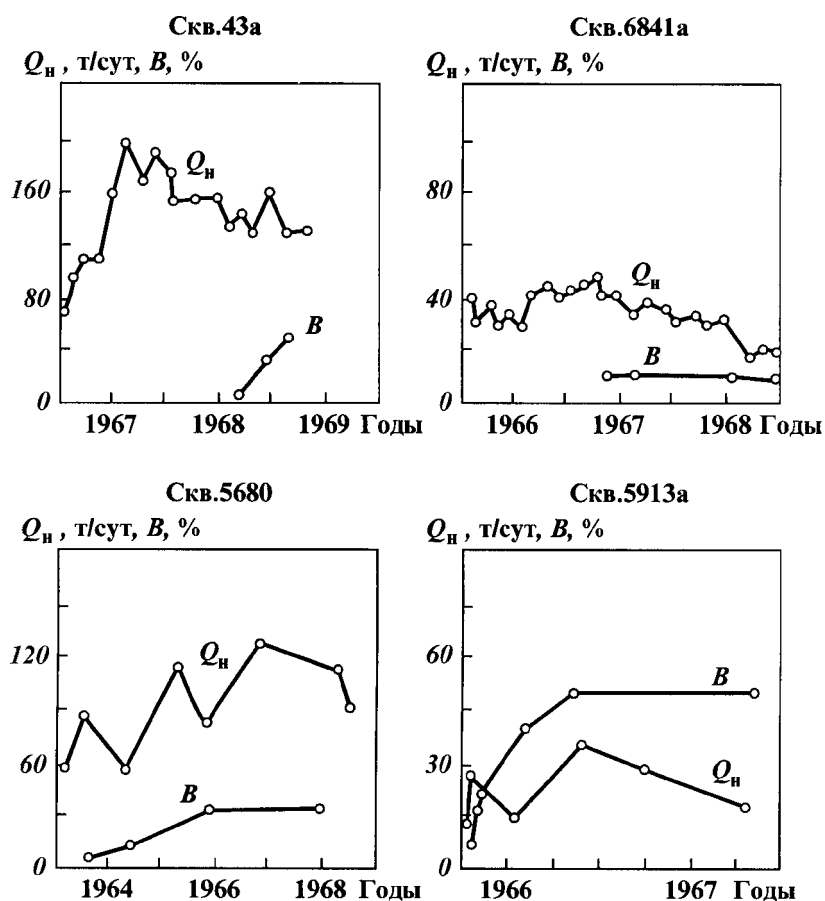


Рис. 1.4. Динамика дебита нефти и обводненности добываемой продукции в скважинах, не вскрывших ВНК:
 Q_n – дебит нефти; B – обводненность добываемой продукции

Эти результаты согласуются с выводами приведенных выше теоретических работ и подтверждают экспериментальные данные о наличии в литологически однородных по геофизическим данным пластах пропластков разной проницаемости, влияющих на движение жидкостей в коллекторе. О неоднородности таких пластов свидетельствуют результаты глубинных исследований дистанционными расходомерами [73], которые показали неравномерное распределе-

ние давления в разрезе одного и того же пласта. Такие характеристики, как гидропроводность и пьезопроводность, в пределах одного и того же пласта изменяются в широких пределах, что способствует неравномерности обводнения, усиливающейся при искусственном заводнении [30, 39, 187, 200]. Несмотря на применение интенсивной системы разработки с высокими давлениями (15 – 20 МПа) на линии нагнетания на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения, выработка запасов отдельных пластов и участков происходит неравномерно, 1/6 извлекаемых запасов нефти не вовлечены в разработку вообще в момент перехода на четвертую стадию эксплуатации при резком снижении добычи нефти и росте обводненности добываемой продукции [40, 73, 200]. Для более эффективного использования энергии закачиваемой воды при вытеснении нефти необходимо ограничить движение воды в высокопроницаемых обводненных пропластках.

Наличие неоднородных по проницаемости пропластков показывает, что качественное разобщение продуктивного пласта при этих условиях является первым этапом борьбы за увеличение охвата его воздействием, исключая преждевременное обводнение нефтесодержащих пропластков. Этот этап должен начаться в период строительства скважины. В связи с этим представляет интерес метод разобщения пластов с применением полимерцементных растворов с отверждающим фильтратом [11], внедренный на многих скважинах месторождений Республики Татарстан [49, 51, 138, 180].

Изучение закономерностей обводнения пластов на первой и второй стадиях разработки Ново-Елховского месторождения показало следующее. Обводнение скважин происходило с самого начала разработки и увеличивалось с ростом объема закачки (рис. 1.5). Обводненный фонд после интенсификации закачки до 16 млн м³ в год (на 1.01.1972) на второй стадии разработки залежи включал 326 скважин, из них 234 обводнились по заколонному пространству из нижележащих водоносных пластов (табл. 1.2). Большая часть обводнившихся закачиваемой водой скважин приходится на разрезающий и первый эксплуатационный ряды. Для них характерен рост обводненности до 80 – 90 % за сравнительно короткие сроки, при этом отбор нефти из пласта не превышал 13 – 20 % от извлекаемых запасов.

Интенсивное обводнение связано с возрастанием объема закачки, что влияет на рост объема не только попутно добываемой закачиваемой воды на одну скважину, но и поступающей по заколонному пространству пластовой и контурной воды из-за приближения водонефтяного контакта.

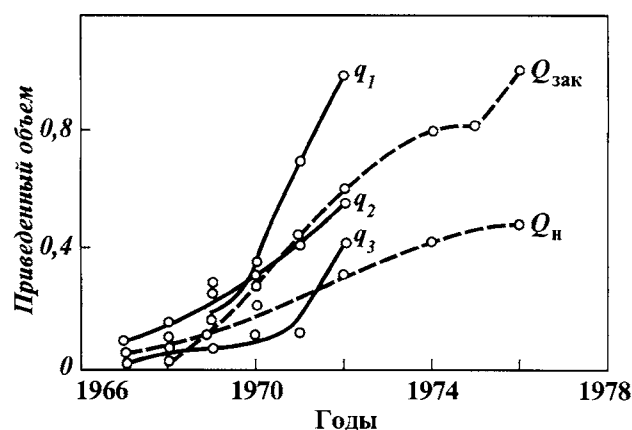


Рис. 1.5. Изменение удельного объема попутно извлекаемой воды на одну скважину с ростом закачки и отбора нефти на Акташской площади:
 q_1 — закачиваемая вода; q_2 и q_3 — пластовые воды, поступающие соответственно по заколонному пространству и из-за подъема ВНК; $Q_{\text{зак}}$ — объем закачки воды в пласт; Q_n — отбор нефти

Максимальный отбор нефти и заводнение происходят по пластам "г" и "д", обладающим лучшими коллекторскими свойствами и выдержанностью в пространстве. Заводнение их значительно опережало заводнение в вышележащих объектах эксплуатации — в пластах "а" и "б". По данным института ТатНИПИнефть, основной объем закачки (79 %) приходится на пласты "в" и "г". Влияние закачки на пласты "б₁" и "б₂₊₃" было незначительным, а на пласт "а" практически отсутствовало. В результате такого распределения закачиваемой воды между нижними и верхними пластами возникли значительные перепады давления [159], которые привели к росту числа обводненных скважин по заколонному пространству.

Таблица 1.2

Распределение обводненного фонда скважин Ново-Елховской площади на второй стадии разработки

Показатель	Тип поступающей в скважины воды				
	пластовая			закачиваемая	верхняя
	по заколонному пространству	из-за подъема ВНК	продвижение контурной воды		
Число скважин	234	6	36	95	2

Таблица 1.3

Динамика отбора попутной воды на Ново-Елховской площади на первой и второй стадиях разработки

Годы	Объем попутной воды, тыс. м ³		Годы	Объем попутной воды, тыс. м ³	
	пластовой	закачиваемой		пластовой	закачиваемой
1968	804,9	444,6	1973	2026,4	2332,7
1969	1058,4	798,1	1974	1963,0	2723,2
1970	1330,4	1301,7	1975	2199,5	3147,1
1971	1732,1	1732,4	1976	2644,4	3582,1
1972	1887,6	2020,3			

Анализ динамики отбора попутной воды в добывающих скважинах на начальных стадиях разработки Ново-Елховской площади – в период увеличения объема закачки – показал, что интенсивность обводнения скважин закачиваемой водой, определяемая как отношение разности объемов извлекаемой воды в начале и в конце рассматриваемого периода, значительно выше, чем интенсивность обводнения пластовой водой, причем рост этого показателя связан с увеличением не числа обводненных скважин, а с содержанием вод в них. Так, в 1972 г. из 95 обводненных закачиваемой водой скважин добыли 2,02 млн м³ воды, в то время как остальные 1,88 млн м³ пластовой воды добыты из 278 скважин (табл. 1.3). Максимальному росту объема закачки соответствовало резкое возрастание попутно извлекаемой воды на одну скважину (см. рис. 1.5). Для поздних стадий характерно обводнение скважин закачиваемыми водами, т.е. при сохранении тех же режимов заводнения следует ожидать резкого увеличения отбора попутно извлекаемой воды.

Анализ разработки отдельных нефтяных площадей по классификации М.М. Ивановой [88] показывает, что интегральные показатели разработки подобны друг другу (рис. 1.6). Суммарная добыча жидкостей и другие показатели составляют модель разработки Ново-Елховского месторождения в целом, аналогичную предыдущим. Различие заключается в большой длительности первой и второй стадий за счет более позднего включения в разработку Акташской площади. Максимальный годовой отбор нефти $Q_n^{\max}$ по месторождению достигнут только в 1976 г., по Ново-Елховской площади – в 1968 г. Следует отметить, что отдельные участки нефтеносной площади с низким фильтрационным сопротивлением и зоны на линии нагнетания обводняются уже на первых стадиях разработки месторождения. Вследствие опережающей выработки обводнение пласта "в" (рис. 1.6) произошло уже на второй стадии разработки площади в 1973 г., т.е. в этот период для восточного блока Ново-Елховской площади уже наступила поздняя стадия эксплуатации, коэффици-

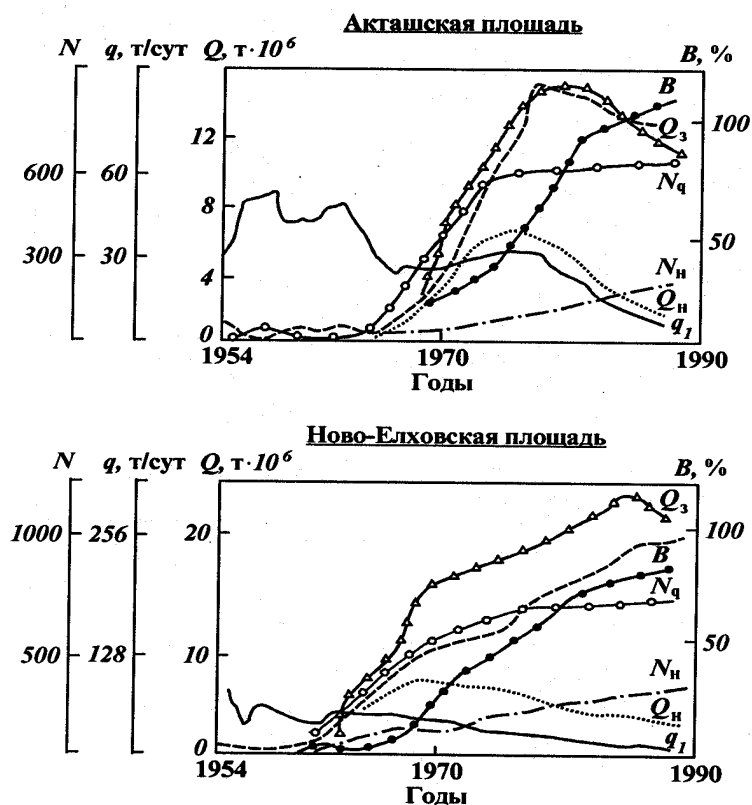


Рис. 1.6. Изменение некоторых технологических показателей разработки отдельных площадей Ромашкинского нефтяного месторождения по годам

ент текущей нефтеотдачи при этом достиг 0,44. В целом модель разработки блока подобна моделям разработки всей площади и месторождения (см. рис. 1.6) и подтверждает вывод А.П. Крылова о том, что стадия разработки месторождения представляет собой сумму множества начальных и поздних стадий выработки отдельных пластов и участков пласта. Отсюда возникает необходимость индивидуального подхода к применению новых методов воздействия на пласты в зависимости от состояния разработки как всего месторождения, так и отдельных объектов.

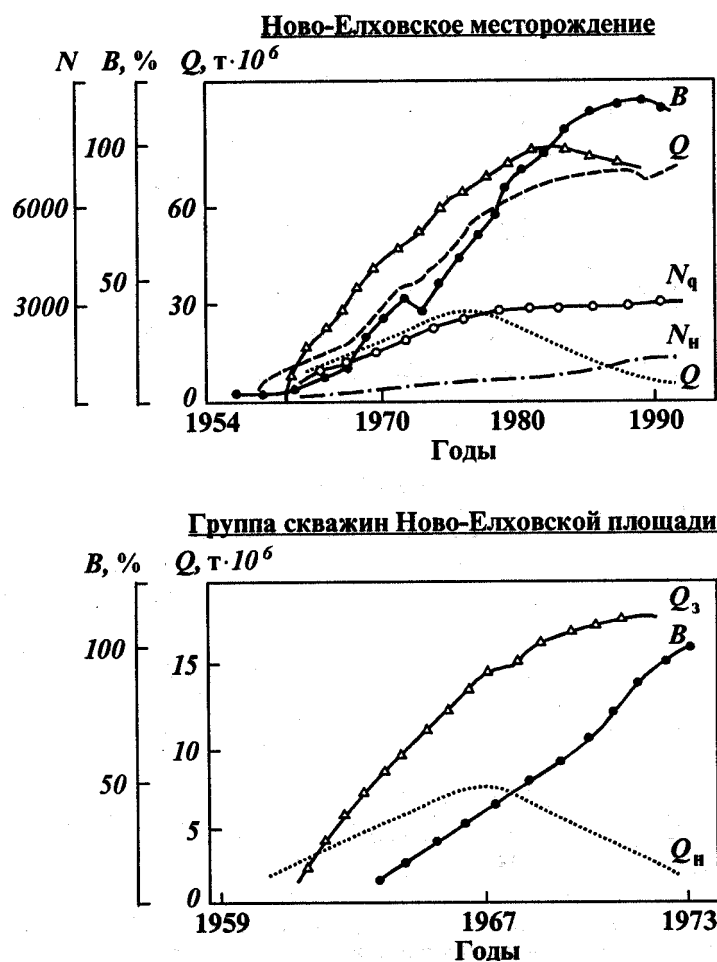


Рис. 1.6. Продолжение

Обводненность добываемой продукции является одним из основных критериев оценки степени выработанности пластов: при содержании воды в пределах 96 – 98 % они отключаются из разработки [126, 186]. Как показано на примере Ново-Елховского и других месторождений, указанные значения обводненности вследствие неоднородности пластов могут наступить значительно раньше достижения проектных показателей из-за прогрессирующего обводнения высокопроницаемых зон. При этом в малопроницаемых и застойных зонах остается большое количество неизвлеченной нефти.

Добыча нефти, основанная на отборе большого количества попутной воды, не является радикальным методом ни с технологической, ни с экономической точек зрения [200]. В определенный момент времени проявляется противоречивость принципа регулирования разработки заводнением путем сочетания закачки воды при высоких давлениях нагнетания и форсированного отбора жидкости вследствие неравномерного обводнения залежи. На начальных стадиях это является высокоэффективным методом, обеспечивающим высокую нефтеотдачу при низких затратах на добычу нефти. Однако после вытеснения нефти из высокопроницаемых зон пласта дальнейшее увеличение объемов закачки и давления нагнетания приводит к резкому росту объемов попутно извлекаемой воды и, как следствие, повышению себестоимости добываемой продукции при значительных невыработанных запасах нефти в низкопроницаемой части коллектора и обширных водонефтяных зонах. Как видно из рис. 1.6, на всех площадях Ново-Елховского месторождения это обстоятельство вынудило уменьшить объемы закачки, хотя в этот период была реальная необходимость повышения давления нагнетания для обеспечения вытеснения нефти из низкопроницаемых пластов и пропластков. Из вышеуказанного следует, что рациональное использование энергии закачиваемой воды для заводнения на поздней стадии разработки нефтяных месторождений становится одним из основных условий извлечения остаточной нефти из обводненных пластов, так как в этот период практически весь фонд скважин требует проведения мероприятий по ограничению притока воды в добывающие скважины всего месторождения.

Наиболее вероятными причинами обводнения добываемой жидкости являются прорыв контурных и закачиваемых вод по высокопроницаемым прослоям неоднородного коллектора в добывающие скважины, образование конусов подошвенной воды и поступление ее из смежных водонасыщенных пластов по заколонному пространству (рис. 1.7). Эти процессы могут происходить на отдельных участках и в скважинах на всех этапах разработки нефтяного месторождения. Поэтому комплексное решение проблемы рационального использования энергии закачиваемых вод для повышения нефтеотдачи пластов должно включать крупные технологические мероприятия:

- качественное разобщение продуктивных пластов в процессе строительства скважин;

- ограничение притока воды в добывающие скважины путем проведения изоляционных работ;

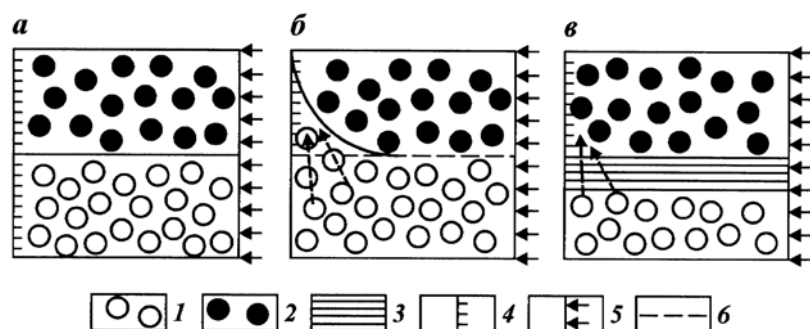


Рис. 1.7. Схемы поступления воды в добывающую скважину:
а – поступление воды по двум пропласткам; *б* – образование конуса подошвенной воды;
в – прорыв воды по заколонному пространству;
1 – нефтесодержащая порода; *2* – водонасыщенная часть пласта; *3* – глинистый пропласток; *4* – интервал вскрытия пласта; *5* – направление нагнетания воды; *6* – прорыв пластовой воды

ограничение движения воды в промытых высокопроницаемых пропластках нефтеводонасыщенного коллектора.

Последние два мероприятия взаимосвязаны между собой: в первом случае задача решается путем ограничения притока подошвенных и нижних вод через добывающие скважины, во втором – через нагнетательные ограничением движения закачиваемых и контурных вод по всему пласту. Как показано в предыдущем разделе, эти технологические мероприятия в условиях высокой обводненности извлекаемой продукции могут повысить эффективность методов заводнения. Поэтому создание высокоэффективных технологий ограничения водопритокков в скважины, особенно движения вод в промытых пластах и пропластках, является одним из важных элементов совершенствования методов регулирования разработки залежей заводнением.

1.3. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ВОЗМОЖНОСТИ УВЕЛИЧЕНИЯ ОХВАТА ПЛАСТА ЗАВОДНЕНИЕМ НА ИХ ОСНОВЕ

По классификации М.Л. Сургучева [186] второе направление развития новых методов повышения нефтеотдачи основывается на увеличении коэффициента вытеснения нефти водой [47, 86, 87, 105, 127, 150, 157–159, 215]. Для этой цели можно применять химические реа-

генты, улучшающие нефтевытесняющие свойства воды, поверхностно-активные вещества и различные композиции.

Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ) основывается на повышении нефтеотмывающих свойств воды и активации полимерных и диффузных процессов вытеснения при снижении межфазного натяжения на границе раздела нефть – вода. Адсорбируясь на поверхности капель нефти и породы, ПАВ препятствуют коалесценции капель и прикреплению их к породе. При низком поверхностном натяжении капли нефти легко деформируются, уменьшая тем самым работу, необходимую для проталкивания их через сужения пор [87]. Моющее действие водных растворов ПАВ проявляется и по отношению к нефти, покрывающей поверхность породы тонкой пленкой, что приводит к разрыву пленки и диспергированию нефти в водной фазе, а также к стабилизации дисперсии. Адсорбируясь на поверхности раздела фаз и вытеснив активные компоненты нефти, ПАВ облегчают деформацию менисков в порах пласта, благодаря чему ускоряется процесс капиллярного впитывания воды. В результате действия перечисленных факторов снижается давление нагнетания, уменьшается удельный расход воды, повышается воздействие на пласт, возрастает темп отбора и уменьшаются сроки разработки. В то же время авторы работы [159] отмечают, что, несмотря на положительное воздействие оторочек ПАВ при заводнении пластов на текущую нефтеотдачу и снижение отбора воды, по промысловым данным однозначно оценить эффективность затруднительно, так как прирост коэффициента нефтеотдачи не превышает 2 – 5 %, что свидетельствует об ограниченных возможностях методов повышения нефтеотдачи, основанных только на принципе снижения межфазного натяжения.

Для повышения нефтеотдачи в условиях месторождений Республики Татарстан в качестве основного реагента использовались сернокислотные отходы нефтеперерабатывающих заводов – так называемая алкилированная серная кислота (АСК). Реагент в своем составе содержит серную кислоту (80 – 86 %), сульфокислоты (10 – 13 %), смолисто-маслянистые вещества (5 – 8 %), карбоновые кислоты (0,5 %). Сущность метода заводнения с применением АСК для повышения нефтеотдачи заключается в комплексном воздействии на процессы, протекающие на фронте вытеснения и в зоне фильтрации вытесняющего агента, целым рядом факторов, являющихся результатом взаимодействия концентрированной серной кислоты с насыщенными пласт флюидами и минералами скелета порового пространства [105, 150]. Авторы данного метода считают, что наиболее благоприятное влияние на механизм повышения нефтеотдачи оказывают такие химические факторы, как процесс внутрипластового

сульфирования углеводородов, конечными продуктами которого являются поверхностно-активные вещества, коллоидное растворение смолистых компонентов нефти, образование малорастворимых в воде солей кальция и углекислоты. Существенное влияние на вытеснение нефти оказывают физические и гидродинамические факторы, к которым относятся: выделение тепла, увеличение локальной эффективной вязкости вытесняющего агента, избирательное выпадение гипса в зонах нарушения химического равновесия, увеличение пористости и проницаемости коллектора за счет растворения карбонатных составляющих скелета порового пространства, уменьшение набухаемости глин. Как видно, точного описания принципа вытеснения по данному методу не сделано из-за сложности происходящих процессов.

Процессы вытеснения нефти щелочными растворами реализуются закачиванием в пласт 0,2 – 0,5 поровых объемов раствора щелочи с концентрацией 0,5 % и последующим нагнетанием воды. Применение щелочи для увеличения нефтеотдачи основывается на снижении поверхностного натяжения на границе вытесняющего агента с нефтью в результате химической реакции, приводящей к образованию в зоне контакта ПАВ натриевых мыл. Они легко растворяются в пресной воде, закачиваемой после оторочки щелочи [37, 87, 105, 150, 215]. Поверхностно-активные вещества указанного типа резко снижают поверхностное натяжение на границе нефть – раствор ПАВ и повышают смачиваемость пласта водой. В некоторых случаях непосредственной реакции не происходит, а имеет место так называемая "активизация" таких компонентов нефти, как смолы и асфальтены, приводящая к образованию высоковязкой эмульсии типа "нефть в воде". В результате такого взаимодействия уменьшается подвижность вытесняющей воды, возможность преждевременного прорыва ее в добывающую скважину и снижается обводненность добываемой продукции.

На поздней стадии разработки нефтяного месторождения основная часть вытесняющего агента – водного раствора щелочи, дренируется по промытым интервалам горизонта, не совершая полезной работы по вытеснению нефти, и отбирается первым рядом добывающих скважин. В связи с этим для регулирования подвижности щелочного раствора чередуют зачатки растворов хлорида кальция или магния и силиката натрия. При взаимодействии щелочи с указанными солями образуются гидроокиси в виде геля или осадка, которые снижают гидропроводность высокопроницаемых зон, что приводит к увеличению охвата пласта воздействием [37, 86, 215].

Применение тринатрийфосфата натрия (ТНФ) в качестве реагента, повышающего нефтеотдачу, основывается на его хороших сма-

чивающих свойствах. Смешение раствора ТНФ с водой приводит к заметному уменьшению угла смачивания [105, 150]. Улучшению его нефтеотмывающих свойств способствует то обстоятельство, что девонская нефть не индифферентна к растворам ТНФ: это является вариантом щелочного заводнения. При химическом взаимодействии ТНФ с солями кальция погребенной и закачиваемой вод может образовываться на фронте вытеснения практически нерастворимый высокодисперсный ортофосфат кальция. Кристаллики этого вещества частично закупоривают поры, промытые водой, увеличивая тем самым гидравлическое сопротивление и эффективную вязкость воды, что способствует повышению охвата пласта заводнением.

При внутрипластовом гидролизе солей алюминия для вытеснения нефти используется "раствор" гидроокиси алюминия [105]. В результате взаимодействия с карбонатными составляющими пласта и погребенными водами сульфат алюминия распадается с образованием высокодисперсной системы, практически нерастворимой в воде гидроокиси алюминия, обладающей повышенной эффективной вязкостью по сравнению с водой.

Полимерное заводнение основывается на способности полимеров, в частности полиакриламида, даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность, за счет чего увеличивается охват пластов заводнением. Основа механизма процесса – это уменьшение соотношения вязкостей нефти и воды в пласте [86, 157, 158]. Кроме того, частицы полиакриламида (ПАА) вступают во взаимодействие со скелетом пористой среды и, адсорбируясь на поверхности пород, снижают скорость фильтрации воды [157, 186].

Результаты анализа эффективности полимерного заводнения показывают, что область применения его, как и других методов повышения нефтеотдачи, ограничивается обводненностью добываемой продукции, равной 60 – 70 % и обусловленной, как правило, образованием в продуктивном пласте высокопроницаемых промытых зон. В этих условиях фильтрационное сопротивление пористой среды при обработке полимером практически не изменяется. Этим объясняется применение полимерного заводнения главным образом на начальных стадиях разработки нефтяных месторождений.

Мицеллярно-полимерное заводнение направлено как на увеличение охвата продуктивных пластов воздействием, так и на устранение капиллярных сил в заводненных пластах. Механизм процесса вытеснения нефти мицеллярными растворами определяется их физико-химическими свойствами. В силу того, что межфазное натяжение между мицеллярным раствором и пластовыми жидкостями (нефтью и водой) очень низкое, происходит устранение действия капилляр-

ных сил, вытеснение нефти и воды. Для продвижения оторочки мицеллярного раствора вслед за ней в пласт закачивают водный раствор полимера с вязкостью, близкой к вязкости мицеллярного раствора, а затем обычную воду. Ввиду небольшого опыта применения трудно судить об эффективности метода. Азнакаевский эксперимент по закачке этого раствора показал сложность технологии и снижение продуктивности пласта [186].

Анализируя механизмы действия методов повышения нефтеотдачи на продуктивный пласт, следует учитывать сложность оценки процессов как в лабораторных, так и в промысловых условиях. Можно констатировать, что разработчики вышеприведенных технологий уделяют большое внимание увеличению коэффициента вытеснения. В основном все физико-химические методы повышения нефтеотдачи разработаны в целях отмывания нефти в пласте путем снижения межфазного натяжения, повышения смачиваемости пласта водой, увеличение охвата при этом является сопутствующим эффектом.

Проблема охвата пластов воздействием остается нерешенной и при использовании таких маловязких высокоэффективных нефтевытесняющих агентов, как растворители нефти в различных модификаторах, газ, газоводные оторочки и др. Из-за неоднородности коллекторов и неблагоприятного соотношения вязкостей жидкостей в пласте растворители продвигаются по наиболее проницаемым пропласткам и преждевременно прорываются в добывающие скважины [150, 159]. Анализ результатов исследований эффективности методов повышения нефтеотдачи с применением ПАВ, полимеров, тринатрийфосфата, концентрированной серной кислоты в сравнительно одинаковых условиях девонского горизонта на нефтяных месторождениях Республики Татарстан показывает, что наиболее высокие результаты достигаются при использовании химреагентов, которые наряду с улучшением нефтевытеснения за счет отмыва нефти обеспечивают увеличение охвата пласта воздействием. Эти выводы подтверждаются результатами обработки пластов сульфированным адсорбентом, создающим в пластовых условиях с серной кислотой высоковязкую оторочку [150].

Таким образом, при значительном повышении нефтеотдачи в процессе первичного вытеснения нефти на поздней стадии разработки месторождений с неоднородными пластами проблема охвата их воздействием физико-химическими методами полностью не решается. Основная причина неохвата заводнением участков пласта, как и при закачивании воды, заключается в прорыве нефтевытесняющего агента по наиболее высокопроницаемым зонам вследствие неоднородности нефтеводонасыщенного коллектора. Основная масса неф-

ти остается в не охваченных заводнением многочисленных линзах песчаников, в местах развития алевролитов и невырабатываемых водонефтяных зонах. На поздней стадии разработки залежей или отдельных участков применение указанных методов недостаточно эффективно без предварительного ограничения движения вод в пласте.

1.4. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ОГРАНИЧЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ВОД ПРИ ЗАВОДНЕНИИ ПЛАСТОВ

В условиях резкой неоднородности продуктивных пластов по проницаемости и свойствам насыщающих жидкостей значительные запасы нефти отбираются в водный период эксплуатации добывающих скважин. При обводненности извлекаемой жидкости свыше 96 – 98 % эксплуатация скважин экономически нецелесообразна, они или исключаются из разработки, или проводятся водоизоляционные работы. Исходя из этого, основная задача всех методов воздействия на пласт, направленных на повышение нефтеотдачи, сводится к обеспечению максимального отбора нефти до момента полного обводнения продукции добывающих скважин. Следует учесть, что 50 – 70 % балансовых запасов нефти остаются неизвлеченными из недр в виде менее проницаемых пропластков и линз из-за преждевременного прорыва воды или другого нефтewытесняющего агента по узким высокопроницаемым зонам. Как показано выше, полный охват пластов воздействием не достигается даже при использовании современных методов регулирования разработки заводнением – циклического воздействия, изменения направления потоков, давления нагнетания и форсирования отборов, а также физико-химических методов повышения нефтеотдачи закачиванием различных агентов. По этой причине на поздней стадии разработки многопластовых месторождений ограничение движения вод в промытых пластах и притока их в скважины является одной из наиболее важных технических проблем дальнейшего повышения нефтеотдачи обводненных нефтесодержащих пластов.

При всей важности ограничения движения нефтewытесняющего агента по высокопроницаемым зонам коллектора методы повышения нефтеотдачи, основанные как на гидродинамическом воздействии, так на применении различных агентов, практически не влияют на фильтрационное сопротивление обводненных зон. Эффект действия первых достигается главным образом изменением градиентов давления за счет изменения производительности скважин, вторых – в ре-

зультате повышения коэффициента нефтевытеснения с применением нефтеотмывающих химреагентов, за исключением полимерного заводнения, применение которого основывается на выравнивании проводимости путем снижения подвижности воды.

Большая нефтепромысловая практика применения методов ограничения притока вод в скважины [40, 47] показала возможность успешного выравнивания проводимости пластов за счет повышения фильтрационного сопротивления обводненных зон с применением водоизолирующих материалов и других средств. Однако недостаточная изученность механизма действия методов ограничения притока вод в добывающие скважины и движения в пластах привела к недооценке роли их в системе разработки нефтяного месторождения, чем можно объяснить отсутствие высокоэффективных методов воздействия на обводненные пласты на поздней стадии их эксплуатации – при отборе не более 30 – 50 % запасов нефти.

Регулирование процесса разработки в условиях прогрессирующего обводнения необходимо вести в двух взаимосвязанных направлениях:

- снижение обводненности продукции скважин за счет вовлечения в более интенсивную разработку слабопроницаемых пластов, а также широкого внедрения средств по ограничению притока вод к забоям добывающих скважин и движения их по обводненным зонам;

- обеспечение полноты выработки запасов обводнившихся пластов путем отбора большого количества жидкости.

Объективной необходимостью для повышения охвата менее проницаемой части продуктивного пласта воздействием при прогрессирующем обводнении является ограничение фильтрации нефтевытесняющего агента по промытым зонам коллектора и поступления в скважины. Это приводит к перераспределению энергии закачиваемой воды и других реагентов в пласте, и тем самым создаются условия для извлечения нефти из невыработанных зон без использования дополнительных мощностей.

Ограничение притока воды в добывающие скважины на промыслах осуществляется под обобщенным названием ремонтно-изоляционных работ (РИР). Влияние их на нефтеотдачу изучено недостаточно, и они рассматриваются как метод интенсификации добычи нефти из обводненных скважин. Дифференциация их по функциональному назначению в технологических процессах показала следующее.

В зависимости от факторов, обуславливающих преждевременное обводнение скважин, ремонтно-изоляционные работы делятся на две большие группы. В первую группу входят работы по восстановлению технического состояния крепи скважины с целью предотвраще-

ния поступления посторонних вод из пластов, удаленных от продуктивного: герметизация колонн, восстановление целостности цементного кольца в заколонном пространстве и др. При этих ремонтах воды в заколонном пространстве изолируются закачиванием отверждающихся систем типа тампонажного цемента и синтетических смол с отвердителем или производится замена колонн, этим и предотвращается поступление посторонних вод в ствол скважины и создаются нормальные условия ее эксплуатации. Входящие в данную группу РИР позволяют повысить коэффициент эксплуатации скважины как капитального сооружения и способствуют интенсификации добычи нефти.

Ко второй группе относятся работы, связанные с ограничением притока воды непосредственно из послойно-неоднородного продуктивного пласта. При этом применяют методы, позволяющие отключить обводненный пласт или пропласток из разработки либо снизить проницаемость обводненных зон для воды. Первые способы применяются в литологически неоднородных пластах, т.е. когда в продуктивном объекте смежные пласты достаточно надежно обособлены друг от друга непроницаемыми пропластками. Первоначально обводнению подвергаются пласты, имеющие лучшие коллекторские характеристики, поэтому из разработки отключаются в первую очередь наиболее проницаемые пропластки и пласты, по которым вода прорывается в добывающую скважину. Такое поинтервальное отключение из разработки обводнившихся пластов, когда еще не произошло обводнение продукции скважин по всему горизонту, позволяет увеличить коэффициент текущей нефтеотдачи на 4 – 5 % при снижении водонефтяного фактора в 1,5 – 1,7 раза по сравнению с совместной выработкой пластов без воздействия [146].

В частично обводненном неоднородном пласте отсутствие непроницаемых пропластков исключает возможность отключения из разработки обводненной части коллектора. В этом случае ограничение движения воды по промытым и другим высокопроницаемым интервалам, как показывает практика применения селективных водоизолирующих материалов, можно осуществлять, увеличивая фильтрационное сопротивление обводненных зон. Для этого необходимо применять фильтрующиеся в пористую среду водоизолирующие материалы, обладающие избирательными физико-химическими свойствами относительно нефти и воды. Отбор нефти из частично обводненного пласта зависит не только от количества прокачиваемой воды и подвижности нефти, но и от фильтрационного сопротивления обводненной зоны. Рассмотрим математическую модель неоднородного пласта, состоящего из двух пропластков равной толщины и площади сечения с проницаемостью k_n и k_b , разделенных непрони-

цаемой перегородкой и насыщенных нефтью и водой, вязкость которых обозначим соответственно μ_n и μ_v (см. рис 1.7).

С учетом неньютоновского характера движения нефти с начальным градиентом сдвига условия вытеснения нефти из продуктивного пласта по обобщенному закону Дарси описываются уравнением [236]

$$\begin{aligned}\bar{V}_n &= -k_n / \mu_n (\nabla P - (G \nabla P / |\nabla P|)) \quad \text{при } |\nabla P| > G; \\ \bar{V}_n &= 0 \quad \text{при } |\nabla P| < G; \\ \bar{V}_v &= (-k_v / \mu_v) \nabla P,\end{aligned} \quad (1.2)$$

где $\bar{V}_n$ – вектор скорости фильтрации в нефтенасыщенном пропластке; $\bar{V}_v$ – вектор скорости фильтрации в водонасыщенном пропластке; G – модуль градиента давления, необходимого для преодоления предельного напряжения сдвига.

Отсюда, учитывая линейный характер вытеснения, можно получить выражение для удельного расхода нефти ($\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$) при общем удельном расходе жидкости ($\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$)

$$q_n = (k_n / \mu_n) / (k_n / \mu_n + k_v / \mu_v) \cdot (q - (k_v / \mu_v) \cdot \tau). \quad (1.3)$$

Из формулы (1.3) следует, что при стационарном режиме фильтрации приток нефти из рассматриваемого нефтеводонасыщенного пласта зависит от подвижности воды – k_v/μ_v . С уменьшением этого соотношения приток нефти будет возрастать, т.е. повышение фильтрационного сопротивления обводненной части этого пласта приводит к увеличению отбора нефти. Кроме того, при стационарном режиме указанный нефтенасыщенный пропласток подключается в работу только при определенном значении фильтрационного сопротивления, обеспечивающем выполнение условий согласно формуле (1.2). Это показывает, что, регулируя подвижность воды, можно увеличить охват заводнением, следовательно, конечную нефтеотдачу.

Фильтрационное сопротивление пласта определяется по обратной величине его гидропроводности [160]

$$\Phi = \mu/(kh), \quad (1.4)$$

регулировать значениями которого можно путем изменения вязкости нефтевытесняющего агента μ или проницаемости пористой среды k . При заводнении залежей на стационарном режиме снижение проницаемости часто является единственным целесообразным средством

повышения фильтрационного сопротивления обводненного пласта ввиду сложности увеличения вязкости огромного объема закачиваемой воды. Для решения этой задачи можно воспользоваться водоизолирующими материалами, избирательно ограничивающими движение вод в обводненных зонах залежи.

Эта схема воздействия на нефтеводонасыщенный пласт, основанная на повышении фильтрационного сопротивления обводненных пропластков с применением водоизолирующих химреагентов, принята за основу при разработке новых технологий увеличения охвата пластов заводнением и конечной нефтеотдачи. Реализация этого принципа воздействия в ряде методов ограничения водопритоков в добывающие скважины показывает, что они относятся к категории технологических мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов. К сожалению, до настоящего времени этим методам не придавалось должного значения, хотя применение их не требует существенного изменения в сложившуюся систему разработки и осуществляется в органическом единстве с традиционными методами заводнения. Возможность применения методов ограничения притока вод в скважины при предельных значениях обводненности добываемой продукции (95 – 99 %) позволяет повысить нефтеотдачу обводненных пластов, исключаемых из разработки при обычном заводнении. Недооценка роли работ по ограничению движения вод в промытых пластах и притока их в скважину привело к тому, что до настоящего времени недостаточно изучены вопросы взаимодействия химреагентов с компонентами продуктивного пласта и возможности использования последних в качестве водоизолирующего материала. Поздние стадии разработки нефтяных месторождений оказались не обеспеченными эффективными методами воздействия на обводненные пласты с частично промытыми зонами, хотя конечная нефтеотдача их не превышает 0,3 – 0,5.

Применение методов ограничения притока вод в добывающие скважины не только повышает охват пласта воздействием и увеличивает нефтеотдачу, но снижает энергетические затраты на подъем, транспорт извлекаемой жидкости, специальную подготовку высокообводненной нефти, подготовку и утилизацию возрастающих объемов добываемой воды и затрат на защиту нефтепромыслового оборудования от коррозии, солеотложений и др.

Ограничение движения пластовых и закачиваемых вод путем повышения фильтрационного сопротивления обводненных зон нефтеводонасыщенного коллектора является одним из направлений совершенствования методов заводнения залежей, позволяющее повысить их эффективность на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Снижение степени неоднородности обводненного продуктивного пласта по подвижности пластовых жидкостей в ре-

зультате увеличения фильтрационного сопротивления обводненных зон создает более благоприятные условия для применения физико-химических методов повышения нефтеотдачи. Следовательно, развитие теоретических и практических основ регулирования процессов разработки многопластовых нефтяных месторождений путем изменения фильтрационного сопротивления обводненных зон нефтеводонасыщенного коллектора с применением водоизолирующих химреактивов является актуальной проблемой для повышения его конечной нефтеотдачи.

МЕТОДЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОД В СКВАЖИНЫ И УВЕЛИЧЕНИЕ ОХВАТА ПОСЛОЙНО-НЕОДНОРОДНОГО ПЛАСТА ВОЗДЕЙСТВИЕМ

2.1. МЕТОДЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОД В СКВАЖИНЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Анализ современных методов и технологий ограничения притока вод в скважины с точки зрения оценки возможности их использования для решения задачи увеличения охвата залежей заводнением показал, что применение их при эксплуатации обводненных продуктивных пластов способствует увеличению отбора из них нефти.

В научно-технической литературе не освещено с достаточной полнотой теоретическое и экспериментальное обоснование применения технологий по ограничению движения вод в пластах при разработке нефтяных месторождений. Одной из причин указанного является недостаточная изученность механизма образования водоизолирующей массы химреагентами и воздействия их на нефтенасыщенный пласт.

Результаты многолетних исследований по этой проблеме приведены в работах [50, 53, 54, 61 137, 145, 147, 154 и др.]. Основные выводы из этих работ заключаются в следующем.

Сущность любой ремонтно-изоляционной работы в добывающей скважине с применением водоизолирующего материала сводится к перекрытию путей притока воды в нее избирательным воздействием на источник обводнения: на смежные пласты и пропластки-обводнители, обводненные зоны в продуктивном объекте, а также на

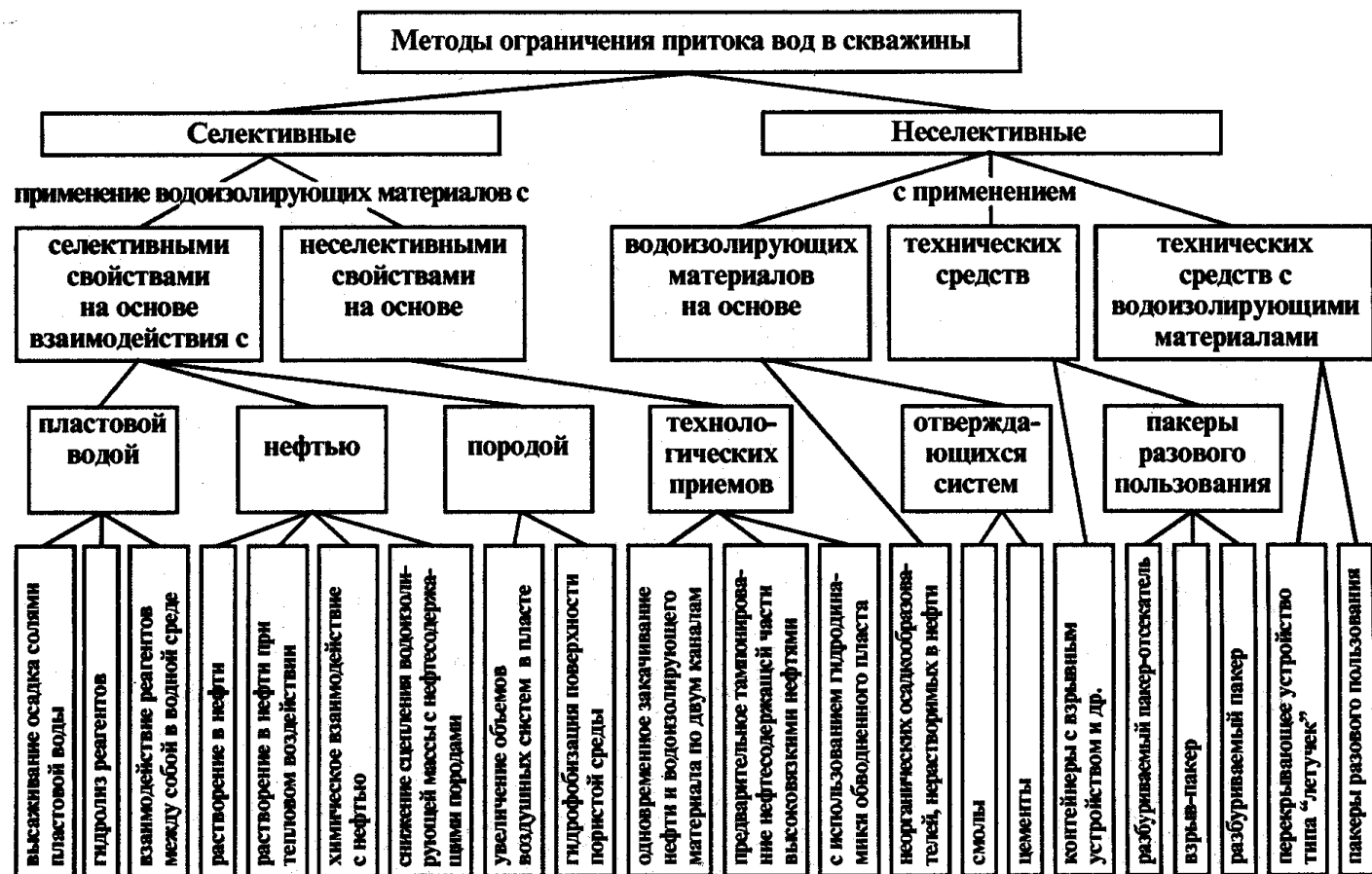


Рис. 2.1. Классификация методов ограничения притока вод в скважины

пути водопритоков в виде трещин в коллекторе и других каналов в заколонном пространстве. Для этой цели разработаны различные методы с применением водоизолирующих материалов и технических средств.

Методы ограничения притока вод в скважины в зависимости от влияния закачиваемого реагента на проницаемость нефтенасыщенной части пласта, вскрытого перфорацией, делятся на селективные и неселективные (рис. 2.1). Такое разделение определяется физико-химическими свойствами материала.

Ограничение притока воды носит неселективный характер, если используется для этой цели материал, который, независимо от насыщенности среды нефтью или водой, образует экран, не разрушающийся в течение длительного времени в пластовых условиях. Отключение коллектора или части его разработки при неселективных методах осуществляется цементированием, закачиванием в пласт фильтрующихся в пористую среду химпродуктов, установлением пакеров и перекрывающихся устройств. При этом основными материалами являются цемент, образующий в пластовых условиях вследствие гидратации твердую малопроницаемую массу, сохраняющую длительное время свои механические свойства [35, 202], полимерцементные растворы на основе тампонажного цемента и фенолформальдегидных смол или мономеров акриламида [11, 49, 51, 90, 130, 180, 217], пеноцементы, разработанные для условий неустойчивых сильновыработанных пластов месторождений [70]. Пеноцементы используются на промыслах ОАО "Татнефть", АНК "Башнефть", в Западной Сибири и др. Определены области эффективного применения их в зависимости от геолого-физических условий [31, 183, 202, 204 и др.].

Методы цементирования [7, 31, 49, 50, 54, 106, 138, 145, 183, 195, 202, 216 и др.] сводятся к задавливанию цементной суспензии в пути водопритоков по заливочным трубам с пакерующим устройством и без него. Для нагнетания суспензии используется как эксплуатационный фильтр, так и специальные отверстия, создаваемые в интервале источника обводнения. Нагнетание через эксплуатационный фильтр предполагает ограниченную фильтрацию цементных частиц в пористую среду. Излишняя часть суспензии вымывается или разрушается, нефтенасыщенная часть пласта повторно вскрывается перфорацией [49, 50, 54, 138, 145, 204, 216]. При цементировании через спецотверстия цементный мост в зоне перфорации не разрушается.

Указанная технология на промыслах Республики Башкортостан широко применялась для установления экранов в зоне водонефтяного контакта (ВНК) путем гидроразрыва. Успешность операций не

Таблица 2.1

Результаты цементирования по скважинам Ромашкинского месторождения

Способ изоляции притока вод	Успешность РИР при цементировании через								
	эксплуатационный фильтр						спецфильтр с пакером		
	без пакера			с пакером			общее кол-во ремонтов	из них успешных	
	общее кол-во ремонтов	из них успешных		общее кол-во ремонтов	из них успешных			кол-во	%
		кол-во	%		кол-во	%			
<i>Пластовые воды</i>									
Нижних подошвенных:									
отключение обводненной части пласта	8	2	25	15	9	60	21	10	48
отключение обводненного пласта	46	26	56	15	7	46	—	—	—
тампонирование каналов в заколонном пространстве	20	12	60	80	42	52	35	17	48
Итого:	74	40	54	110	58	53	46	24	52
<i>Закачиваемые воды</i>									
отключение нижнего пласта	103	71	69	21	14	67	—	—	—
отключение средних и верхних пластов	14	5	36	—	—	—	64	28	43

превышала 35 – 45 % [7, 106, 195, 202, 216], что объясняется слабой управляемостью распространением трещин в продуктивном пласте [54, 90, 202]. Ограничение притока воды в успешных операциях, как указывают авторы этих работ, является результатом заполнения крупных каналов в заколонном пространстве скважины цементной суспензией и отключения части пласта из разработки.

На месторождениях Республики Татарстан эти работы проводились без гидроразрыва пласта. Как видно из табл. 2.1, успешность их изменяется в пределах от 25 до 69 % при различных методах цементирования и видах обводнения. Результаты анализа распределения успешности проводимых операций в зависимости от геологического строения пластов и технологии цементирования показали следующее.

1. В 89,5 % рассмотренных скважин цемент применялся для отключения обводненного пласта из разработки. Средняя успешность работ составила 55 %.

2. Максимальная успешность (69 %) была достигнута при отключении нижних пластов, минимальная (25 %) – при ограничении подошвенных вод.

3. В литологически однородных пластах с подошвенной водой цементирование с последующим сохранением прежнего эксплуатационного фильтра обеспечивало 25 % успешных операций, при частичном отключении пласта – 48 %.

4. Применение вспомогательных средств (пакеров, перекрывающих устройств) не приводит к существенным изменениям в успешности ремонта, что связано, с одной стороны, с конструктивными недостатками технических средств, с другой – с несоответствием свойств тампонирующего материала условиям эксплуатации пластов.

5. Безрезультатное цементирование, при котором не произошло отключение обводненных пластов из разработки, является следствием ограниченной фильтруемости цементной суспензии в пористую среду, в микротрещины, недостаточной седиментационной устойчивости. Сюда же можно отнести высокий модуль упругости и низкие адгезионные свойства образующегося камня относительно поверхности, покрытой нефтью [31, 49, 216].

Обобщение результатов анализа методов цементирования показало, что механизм ограничения водопритоков основывается на отключении обводненного пласта или пропластка из разработки, либо заполнении крупных трещин в матрице пласта и каналов движения воды в заколонном пространстве скважины. Ограниченная фильтруемость цементной суспензии в пористую среду ($0,1 - 0,2 \text{ м}^3$ на 1 м перфорированного интервала) [106, 36, 216] указывает на локальный характер действия этой технологии на обводненный пласт.

Известные в научно-технической литературе неселективные методы с применением фильтрующих в пористую среду материалов [33, 116, 181, 202 и др.] по механизму образования водоизолирующей массы можно разделить на две большие группы – основанные на отверждении самого закачанного раствора в полном объеме и на образовании водоизолирующей массы в результате взаимодействия закачиваемых реагентов.

В общей классификации полимерных, олигомерных и мономерных материалов по физико-химическим принципам образования закупоривающего материала [61] к первой из указанных групп относятся смолы, которые вступают в реакции полимеризации, поликонденсации с образованием сплошной полимерной массы с простран-

ственной структурой. Наиболее широко в нефтепромысловой практике применяются фенолформальдегидные смолы ТСД-9, ТС-10, жидкие фенолформальдегидные смолы СФЖ-3012, ВР-1, ГТМ-3, резорциноформальдегидные и мочевиноформальдегидные смолы, отверждающиеся в присутствии таких отвердителей, как формалин, уротропин, органические и минеральные кислоты, независимо от свойств жидкой среды пласта [16, 31, 32, 76, 116, 131, 156 и др.].

К методам, основанным на образовании водоизолирующей массы в результате взаимодействия закачиваемых реагентов, относится метод нагнетания в пласт готовой смеси жидкого стекла (Na_2SiO_3) с соляной кислотой, которая со временем переходит в нерастворимый кремнезоль. Успешность применения метода оказалась невысокой, технологические операции после закачивания указанных компонентов завершаются последующим цементированием [33]. Сюда же относятся методы, основанные на последовательном закачивании в пласт нескольких реагентов, образующих осадок в результате химического взаимодействия между собой. Для этих целей применяют SO_2 и H_2S , MgCl_2 в сочетании с NaOH , NH_4OH , $\text{Ca}(\text{OH})_2$ [33, 34, 184].

В отличие от цемента и смол, отверждающихся в полном объеме, осадкообразующие реагенты только частично закупоривают пористую среду. Эти методы, как и методы, основанные на механическом смешении в пластовых условиях, не нашли широкого применения из-за низкой эффективности воздействия на пласт. К тому же в нефтенасыщенной части коллектора не исключается снижение проницаемости.

Закачивание в обводненный продуктивный пласт фильтрующихся в пористую среду неселективных материалов также приводит к отключению его из разработки независимо от свойств насыщающих жидкостей. Согласно теоретическим исследованиям [73, 14, 170] своевременное отключение обводненного интервала многопластовых залежей приводит к сокращению сроков разработки и увеличению конечной нефтеотдачи в результате повышения охвата пласта заводнением. Целесообразность применения указанной технологии в системе разработки Ромашкинского месторождения подтверждена добычей свыше 10 млн т нефти в результате отключения высокообводненных пластов [126]. Эти результаты можно объяснить ослаблением влияния неоднородности коллектора по проницаемости и перераспределением потоков, так как из разработки в первую очередь отключаются наиболее высокопроницаемые пласты, по которым происходит опережающее обводнение скважин.

Для исключения негативных явлений, связанных с закачиванием неселективного материала в пласт, в нефтепромысловой практике

разработан ряд технологий, исключающих попадание его в нефтенасыщенную часть коллектора: с применением пакеров, путем одновременно-раздельной закачки водоизолирующего состава и нефти [154, 213] и предварительное тампонирующее нефтенасыщенной части коллектора высоковязкими углеводородными жидкостями. На преимущественной фильтрации водорастворимых смол типа ТСД-9 в обводненные зоны с низким фильтрационным сопротивлением основывается селективный метод изоляции [31]. Однако из них широкое применение нашли только методы, в которых закачивание водоизолирующих материалов производится с использованием пакеров.

Второе направление разработки методов ограничения притока вод в скважины основывается на закачивании в пласт реагентов, избирательно снижающих проницаемость обводненных зон. Для селективного закупоривания путей водопритоков в научно-технической и патентной литературе предлагается большой перечень водоизолирующих материалов. Применение цементной суспензии на углеводородной основе для этой цели базируется на отверждении ее в водонасыщенной части пласта и при сохранении жидкого состояния в нефтенасыщенной из-за отсутствия воды для гидратации цементных частиц [7, 31, 106, 104, 216 и др.]. Большинство проведенных работ завершается повторным вскрытием пласта перфорацией из-за отсутствия притока и многократного снижения продуктивности скважин, что можно объяснить гидратацией цемента остаточной водой и коагуляцией порового пространства частицами цемента [54, 204 и др.].

Указанного недостатка лишены фильтрующие в пласт водоизолирующие материалы, обладающие селективностью физико-химических свойств относительно нефти и воды. Анализ зависимости технологических процессов от свойств реагентов и механизма образования водоизолирующей массы, приводимых в научно-технической литературе, позволяет выделить пять групп селективных методов [53]:

1. Методы селективной изоляции, основанные на образовании водоизолирующей массы, растворимой в нефти и нерастворимой в водной среде, с использованием таких материалов, как нафталин, парафин, растворенные в анилине, крезоле, ацетоне, спирте, и других перенасыщенных растворов твердых углеводородов в растворителях [33, 34]. Применяются вязкие нефти, эмульсии и другие нефтепродукты [106], нефтерастворимые смолы и латексы типа СКД-1 [96, 103]. Селективная изоляция парафином осуществляется путем предварительного подогрева пласта или нагнетанием его в пласт в расплавленном виде. При охлаждении в водонасыщенной части парафин выпадает в осадок, а в нефтенасыщенной – он растворим. Мо-

гут применяться термопластичные полимеры – полиолефины [197], изменяющие свое физическое состояние под воздействием пластовой температуры. Наиболее доступны из них полиэтилен низкого давления (ПНД) и побочные продукты его производства, слабо растворяющиеся в воде, но разрушающиеся в углеводородной жидкости (керосине, бензине, нефти). Термопластичными полимерами обработано более 20 скважин на Малгобекском месторождении в условиях трещиноватых карбонатных коллекторов. Успешность операций составила 72 – 78 % при добыче дополнительно около 2,5 тыс. т нефти на одну скважино-обработку.

Из перечисленных реагентов промышленно внедрены только нефтерастворимые латексы и ПНД при ограничении водопритоков в скважины, т.е. при решении частных задач повышения охвата пласта заводнением в призабойных зонах пласта.

2. Вторая группа методов избирательного действия на обводненную часть пласта основывается на образовании закачиваемыми в пласт реагентами осадков в водонасыщенных зонах (см. рис. 2.1). Предлагается закачивать неорганические соединения типа FeSO_4 , M_2SiO_3 (М – одновалентный щелочной металл), которые, реагируя между собой в водной среде, образуют гидрат закиси железа и силикагель [34]. В результате гидролиза в обводненных зонах пласта образуется осадок – гипаносерноокислотной смеси [25], кремнийорганических соединений (силаны) [55]. Более прочную массу образуют кремнийорганические олигомеры, оказывающие продолжительный эффект воздействия на коллектор [124, 214]. Опытные-промышленные испытания указанных составов, произведенные на Анастасиевско-Троицком месторождении Краснодарской области и месторождениях Грузии в карбонатных коллекторах, показали возможность эффективного применения их для ограничения водопритоков в скважины.

Полиизоцианты, в частности, полиуретаны, в водной среде увеличиваются в объеме в 10 – 15 раз по сравнению с первоначальным [205]. Проведенные институтом КазНИПИнефть на месторождении Узень промысловые испытания полиуретанового клея КИП-Д, отверждающегося только в водной среде, показали реальность осуществления ограничения притока воды в скважинных условиях с применением указанного реагента. Незначительность объема осадка и сложность технологии с применением полимеров удерживают широкое внедрение данной группы технологий в производство.

3. Третья группа селективных методов основана на взаимодействии реагентов с солями пластовых вод. На осаждении и структурировании ионами поливалентных металлов Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{3+} и других основаны методы ограничения движения воды в пласте с применением таких высокомолекулярных соединений, как производные цел-

люлозы и акриловых кислот. При смешении с водой производные целлюлозы образуют объемистый волокнистый осадок, сшитый катионами кальция [33, 181]. При взаимодействии производных целлюлозы и акриловых кислот с указанными катионами из раствора высаживается ряд сополимеров полиакриловой и метакриловой кислот с высокой степенью гидролиза [114, 138, 156, 162 и др.]. В нефтяной среде они сохраняют свои первоначальные физические свойства, обеспечивая тем самым селективность воздействия на нефтенасыщенную породу.

В отечественной нефтяной практике из полимерных материалов наиболее широко испытывались латексы и мылонафты, их способность образовывать водоизолирующую массу основывается на коагуляции полимера при смешении с минерализованной водой и сохранении первоначальных физических свойств в нефти [96, 106, 120, 138]. Однако полимеры, как водоизолирующий материал, по свойствам неравнозначны. Несмотря на одинаковые условия применения гипана, латекса ДВХБ-70 и мылонафта были получены совершенно различные результаты.

Детализация технологических операций с применением ДВХБ-70 и других латексов приводится в работе [138]. Из 40 скважинообработок в НГДУ "Альметьевнефть" успешными были только 15. Анализ неудачных обработок показал, что ДВХБ-70 при взаимодействии с катионами пластовой воды образует крупные полимерные частицы, которые не фильтруются в пласт, а при избытке ПАВ, вводимых для стабилизации дисперсии латекса, полимер не высаживается. Аналогичные результаты были получены при испытании мылонафта [120], что не позволило создать эффективную технологию ограничения притока вод в скважины этими материалами. Положительные результаты были получены только в 1980 – 1984 гг. с использованием нефтерастворимых полимеров [96].

До 70-х годов в отрасли отсутствовали эффективные технологии и химреагенты для селективного воздействия на нефтенасыщенные пласты, что сильно затрудняло выработку коллекторов с остаточной нефтью. В АО "Татнефть" такая проблема стояла особенно остро из-за сосредоточенности значительных запасов нефти в водонефтяных пластах, насыщенных высокоминерализованной водой. Сотрудниками института ТатНИПИнефть был разработан ряд технологий, основанных на применении ионогенных полимеров – гидролизованного полиакрилонитрила (гипана) и сополимера МАК-ДЭА [52, 55, 129, 53, 162 и др.]. В отличие от латексов и мылонафта растворы этих полимеров, несмотря на мгновенную реакцию с электролитом, сохраняют свою подвижность, что объясняется образованием структурированного слоя только на поверхности полимерного раствора. Механизм

образования водоизолирующей массы указанными полимерами основывается на структурировании полимерного раствора и отверждении осадка в электролите, содержащем катионы поливалентных металлов. Опытнo-промышленные работы показали высокую эффективность технологий с применением этих полимеров в терригенных отложениях с минерализованной пластовой водой и возможность применения сополимера МАК-ДЭА в карбонатных коллекторах. Все это позволило впервые в отечественной нефтяной практике создать селективный метод ограничения водопритоков в скважины, внедренный в отрасли в промышленных масштабах.

4. Четвертую группу составляют методы, селективность воздействия которых основывается на взаимодействии реагента с поверхностью пород, покрытых нефтью. К этой группе относятся методы с применением частично гидролизованного ПАА, мономеров акриламида, гипаноформальдегидной смеси (ГФС) и др. [38, 68, 11, 114, 133, 134, 157, 165, 176, 205, 230].

Количество сорбируемого полимера, как известно [114, 157], зависит от вещественного состава пород, заряда их поверхности и свойств насыщающих жидкостей. Известняк по сравнению с кварцем обладает значительно большей адсорбционной активностью вследствие повышенной концентрации ионов Ca^{2+} . Этим можно объяснить увеличение адсорбционной активности кварца при контакте с полимерными растворами, содержащимися в малых количествах CaCl_2 .

Ионы Ca^{2+} , сорбируемые поверхностью кварца, служат связующими мостами между твердой фазой и молекулами полимера. Это необходимо учитывать при выборе полимера при проектировании технологического процесса. При адсорбционном и механическом удержании полимера в пласте возникает остаточный фактор $R_{\text{ост}}$. Величина его, определяемая как соотношение подвижности воды до и после обработки пористой среды полимерным раствором [157]

$$R_{\text{ост}} = (k/\mu)_1 : (k/\mu)_2, \quad (2.1)$$

зависит от минерализации воды, молекулярной массы полимера, степени гидролиза и проницаемости пористой среды [38, 157, 230]. $R_{\text{ост}}$ в нефтенасыщенных породах от 3 до 8 раз ниже, чем в водонасыщенных, что объясняется сродством полимерных частиц с органическими соединениями нефти [114]. К тому же в нефтенасыщенной части пласта ухудшаются условия для адсорбционного и механического удержания частиц полимера из-за образования пограничного слоя асфальтенов и смол на поверхности породы [114, 38].

Возможность эффективного применения полиакриламидов в качестве селективного водоизолирующего материала подтверждена отечественной и зарубежной нефтепромысловой практикой [68, 157,

176, 205, 230 и др.]. Так, на Арланском месторождении путем закачивания ПАА через эксплуатационный фильтр в 10 скважинах дополнительно из обводненного коллектора извлечено 29,7 тыс. т нефти [176], на Радаевском (Самарская область) – 3,4 тыс. т при успешности работ на 90 % [139]. Аналогичные результаты получены на Мид-Континенте (США) в 120 скважинах – закачиванием полимерного раствора в добывающие скважины достигнуто резкое сокращение водонефтяного фактора [230].

Факторами, снижающими эффективность применения растворов ПАА при ограничении притока вод в добывающие скважины, являются минерализация воды и высокая проницаемость пластов; фильтрационное сопротивление пористой среды в этих условиях изменяется незначительно [138]. С целью совершенствования технологии применения ПАА предложено совместно и отдельно закачивать его с катионами поливалентных металлов: Fe^{3+} , Cu^{2+} , Cr^{3+} , Zn^{2+} , Co^{2+} , Al^{3+} , которые участвуют в сшивке гидролизированных макромолекул и в образовании геля в пластовых условиях [5, 176].

По механизму образования полимерной массы и селективности действия на коллектор способы применения водных растворов мономеров акриламида [11, 165] и гипаноформалиновой смеси (ГФС) [68] отличаются от описанных выше методов тем, что в пластовых условиях образуется полимерная масса с трехмерной пространственной структурой. Избирательность действия ГФС на движение вод в коллекторе обеспечивается низким сцеплением новообразований с поверхностью, покрытой нефтью, – при создании депрессии на забое они вытесняются из пласта. Промысловые испытания на Ромашкинском, Туймазинском, Серафимском нефтяных месторождениях подтвердили реальность достижения указанного принципа воздействия на частично обводненные пласты. Несмотря на закачивание указанных растворов через эксплуатационный фильтр скважины происходит рост дебита нефти при ограничении поступления воды.

5. Пятую группу составляют методы, основанные на гидрофобизации пород призабойной зоны с применением ПАВ, аэрированных жидкостей, полиорганосилоксанов и других химпродуктов [68, 106, 124, 214 и др.]. Механизм действия этой группы методов заключается в снижении фазовой проницаемости для воды, в образовании пузырьков газа, которые достаточно прочны в водной среде и легко разрушаются в присутствии нефти. Основной недостаток этих методов состоит в низкой эффективности в условиях интенсивного отбора жидкости из пласта и высоких давлений нагнетания при заводнении, характерных для современных методов разработки.

Образование водоизолирующей массы в результате взаимодействия химреагентов с пластовыми жидкостями является характерной

особенностью селективных методов ограничения притока вод в скважины. В некоторых методах компоненты продуктивного пласта являются наполнителями или структурообразователями, что указывает на возможность использования их в качестве водоизолирующего материала. Сохранение подвижности нефти после закачивания водоизолирующих материалов с избирательными свойствами позволяет закачивать их в удаленные от скважины обводненные зоны пласта и тем самым решать практические задачи увеличения охвата воздействием пласта в целом.

По результатам проведенных исследований составлена классификация методов ограничения притока вод в скважины (см. рис. 2.1), составлен ассортимент химпродуктов, применяемых в нефтепромысловой практике в целях ограничения водопритокков (табл. 2.2). Изучение механизма действия их на продуктивный пласт позволило выделить три принципа, характеризующие методы ограничения движения вод в пласте:

- 1) отключение обводненного интервала пласта из разработки;
- 2) избирательное снижение проницаемости обводненной зоны пласта;
- 3) изменение фазовой проницаемости пород.

Избирательность взаимодействия химреагентов с компонентами продуктивного пласта является одним из главных условий эффективного управления фильтрацией жидкостей в нефтеводонасыщенном коллекторе на основе изменения фильтрационного сопротивления его в обводненных зонах.

Большинство известных из научно-технической литературы методов исходят из принципиальной возможности получения

Таблица 2.2

Ассортимент химпродуктов, применяемых для ограничения притока вод в скважины

Наименование	Тип материала
Синтетические смолы: фенолоформальдегидные	ТСД-9 и ТС-10; БР-12 или СФ-282; ФР-50А, ФРЭС; СФК-3; ГТМ-3, БР-1 или СФМ-3012
мочевиноформальдегидные	МФ-17
конденсированные амины	Крепитель "М"
Предельные полимеры, полиолефины	Толуилендиаминовая смола ТДА Полиэтиленовая крошка Полиизобутилен
Полимеры акриловых кислот и их производных:	
сополимеры полиакриловой кислоты и их производные	Гипан
сополимеры метакриловой кислоты	Полиакриамидгелеобразный и сухой Метас Флокулянт "Комета" МАК-ДЭА
Непредельные полимеры:	
полибутадиен ДВХБ-70 и их сополимеры	ВМВП-10Х
латексы	ДВКБ-70
диеновые эпоксидные смолы	СКС-30 или СКС-50 СКД-1 Эпоксидные смолы ЭД-16 и ЭД-5
Эпоксидные полимеры:	
эпоксифатическая смола	ТЭГ-1
эпоксифенольная смола	ГТМ-3, АРЭФС
Полиуретаны:	
полиэфируретаиды – изопианата	Клей КИП-Д
Производные целлюлозы:	
сложные эфиры целлюлозы (карбоксиметилцеллюлозы)	КМЦ-500 КМЦ-600
простые эфиры целлюлозы	Оксиэтилированная целлюлоза Метилцеллюлоза
Кремнийорганические соединения:	
органохлорсиланы	Метилхлорсилан, фенилтрихлорсилан
олигомерные органосилоксаны	Этилакрилхлорсилаксаны ТСН, ТСЭ Полидиорганосилоксаны Жидкое стекло Этилсиликат Метоксиаэросил Диэтиленгликоль аэросил
силикаты	
Неорганические соединения:	
кислоты	Соляная Алкилированная серная кислота
соли-электролиты	
Мономеры:	
амиды кислот	Акриламид
олефины	Стирол

Продолжение табл. 2.2

Наименование	Тип материала
Углеводородные соединения нефти: продукты сульфирования	НЧК (нейтрализованный черный контакт), контакт Петрова (кислый гудрон) Высокоокисленный битум X-1 (битумный структурообразователь)
окисленные битумы	
Органические низкомолекулярные соединения:	Формалин Уротропин Полиэтиленполиамин (ПЭПА) Бензосульфокислота Оксиалкилированные алкилфенолы
альдегид	
амины и производные	
кислота органическая	
Поверхностно-активные вещества (ПАВ)	

водоизолирующего материала на основе химических реакций. В ОАО "НИИНефтепромхим" проведен детальный анализ состояния работ по разработке и внедрению методов ограничения притока вод в добывающие скважины с применением химпродуктов [61, 147]. По результатам этих исследований было установлено следующее.

1. Крайне неравномерно распределение применения химреагентов для ограничения водоприток в скважины по нефтедобывающим объединениям (табл. 2.3). Из 18,6 тыс. т химреагентов большая часть – 12,5 тыс. т использована в АО "Татнефть". В нефтегазодобывающих предприятиях, кроме АО "Татнефть", АНК "Башнефть", "Куйбышевнефть", "Краснодарнефтегаз", применяется лишь 21%, что указывает на большие резервы добычи дополнительной нефти за счет применения химреагентов.

2. В нефтяной отрасли было разработано свыше 44 водоизолирующих составов с использованием 56 различных химпродуктов. Из них только 11 находятся на стадии внедрения, 20 – на стадии опытно-промышленных испытаний, 4 технологии испытываются в промышленных условиях и 9 – на стадии теоретических и лабораторных исследований.

3. Водоизолирующие работы проводились в основном с применением отечественных химпродуктов. По количественному отношению они распределяются так:

- а) полимеры – 76,1 % от общего количества, из них 74,74 % занимают полимеры акриловых кислот;
- б) фенолоформальдегидные и другие смолы – 10,53 %;
- в) неорганические кислоты и кремнийорганические соединения – 1,97 %;
- г) другие химпродукты – 10,79 % (табл. 2.4).

В отрасли 63,43 % химреагентов применяются по технологиям, разработанным институтами ТатНИПИнефть и НИИнефтепромхим.

Таблица 2.3

Потребление химпродуктов для ограничения водопритоков в скважины и технологическая эффективность их применения при разработке нефтяных месторождений на 1.01.1989 г.

Производственные объединения	Количество хим-продуктов		Дополнительная добыча нефти, доля от общего объема	Объем изолированной воды, млн м ³
	тыс. т	% от общего количества		
Татнефть	12,534	63,80	0,6800	57,14
Башнефть	1,060	6,80	0,8900	—
Куйбышевнефть	1,740	8,70	0,0960	0,52
Нижневартовскнефть	0,002	0,01	0,0001	—
Узбекнефть	0,010	0,05	0,0250	—
Саратовнефтегаз	0,720	3,60	0,0460	—
Оренбургнефть	0,400	2,00	0,0200	0,12
Краснодарнефтегаз	1,940	9,70	0,0090	0,25
Туркменнефть	0,008	0,04	0,0004	—
Грознефть	0,008	0,04	0,0040	—
Коминнефть	0,002	0,01	0,0001	—
Томскнефть	0,002	0,01	0,0001	—
Сургутнефтегаз	0,080	0,40	0,0040	—
Мангышлакнефть	0,500	2,50	0,0250	—
Азнефть	0,048	2,40	0,0240	0,95
Пермнефть	0,020	0,10	0,0010	—
Киргизнефть	0,006	0,03	0,0003	—
Урайнефтегаз	0,010	0,05	0,0003	—
Нижневолжскнефтегаз	0,002	0,10	0,0010	—

Таблица 2.4

Потребление химпродуктов на промыслах в виде отдельных композиций

Композиции химпродуктов	Водоизолирующий состав	Количество химпродуктов	
		тыс. т	% от общего количества
На основе полимеров	ПАА	0,230	1,23
	ПАА – дисперсная добавка	0,340	1,82
	ПАА – смола ТС-10 – формалин	0,580	3,11
	ПАА – кислый гудрон (ВУС)	0,880	4,72
	Гипан	0,836	52,72
	Гипан – формалин – HCl (ГФС)	1,534	8,22
	Гипан – HCl	0,352	1,89
	Гипан – ПАА	0,192	1,03
	МАК-ДЭА	0,012	0,064
	"Метас", "Комета"	0,006	0,032
	Полимеры ПНД, ППП, ПБП	0,034	0,18
	Латекс СКС-30 ШХП и др.	0,128	0,69
	Клей КИП-Д – растворитель	0,080	0,04
	Смола ГТМ-3+ПЭПА	0,175	0,94
На основе синтетических смол			

Продолжение табл. 2.4

Композиции химпродуктов	Водоизолирующий состав	Количество химпродуктов	
		тыс. т	% от общего количества
На основе синтетических смол	Смола ТЭГ – ПЭПА	0,0036	0,02
	ТСД-9 (ТС-10) – формалин	1,6042	8,60
	ТСД-9 (ТС-10) + уротропин	0,019	0,10
	Смола СФК – HCl + ПАВ	0,2149	1,18
	АЦФЗ – диэтаноламид жирных кислот	0,045	0,034
	ТДА – ацетон – формалин-ЭД-5	0,053	0,28
	Крепитель "М" – HCl	0,3430	1,84
	Этилсиликат (ЭС-2)	0,020	0,11
На основе кремнийорга- нических соединений	Метилтрихлорсилан, фенилтри- хлорсилан	0,012	0,06
На основе других хим- продуктов	Водонефтяная эмульсия (ССБ)	0,045	0,24
	АСК – нефть	1,936	10,36
	Пеноцементы (сульфанол Б – ДС+РАС) – КМИЦ и др.	0,0315	0,17
	Магний гранулированный	0,015	0,08

4. Большинство методов рассчитано на закачивание концентрированных растворов химреагентов в количестве от 5 до 25 м³, т.е. предназначены для воздействия на призабойную зону пласта добывающих скважин. За пределами этой зоны фильтрационные характеристики сохраняются на прежнем уровне, что не позволяет увеличивать охват коллектора заводнением.

5. Поздние стадии разработки нефтяных месторождений не обеспечены эффективными методами воздействия на обводненные зоны продуктивного пласта, доступными на промыслах и обеспеченными дешевыми водоизолирующими материалами.

2.2. ХИМПРОДУКТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНЫ

Для решения практических задач повышения охвата продуктивного пласта воздействием на поздней стадии эксплуатации, как показано в первом разделе (см. рис. 1.7), при стационарном режиме заводнения основным условием является увеличение фильтрационного сопротивления обводненных зон. В литологически неоднородных пластах для этой цели применяется тампонажный цемент, позволяющий отключить из разработки высокопроницаемые обводненные интервалы и тем самым снизить неоднородность эксплуатационного объекта. В

частично выработанных пластах с внутренней неоднородностью одним из основных условий решения указанной задачи является фильтруемость водоизолирующего состава в пористую среду. Наиболее полно указанному требованию отвечают, как показали результаты детального анализа свойств применяемых в нефтепромысловой практике хемпродуктов [52, 53, 61, 111, 147 и др.], водоизолирующие составы, представляющие собой композиции реагентов с различными физико-химическими свойствами. По результатам анализа составлены классификации реагентов по нескольким принципам (рис. 2.2 и 2.3), которые позволяют эффективно применять их при решении вышеуказанных задач в системе разработки нефтяных месторождений.

Основную группу хемпродуктов составляют реагенты, создающие в пластовых условиях закупоривающую массу – синтетические смолы, сополимеры акриловых кислот, латексы, полиуретаны и др. К вспомогательным отнесены химические реагенты, выполняющие роль отвердителя, осадителя, стабилизатора, наполнителя, модификаторов, регулирующих физико-химические и эксплуатационные свойства основного водоизолирующего материала. В их число входят формалин, уротропин, полиэтиленполиамин (ПЭПА), хлористый кальций, бензолсульфокислота, соляная и алкилированная серная кислоты. При их отсутствии водоизолирующие составы в пластовых условиях не образуют закупоривающий материал с необходимыми свойствами.

К наполнителям – модификаторам отнесены производственные целлюлозы, органические производные кремния (аэросилы), НЧК, кислый гудрон, смолы ФР-12 и ТС-10 в составе ВУС на основе полиакриламида [61]. В качестве стабилизаторов используют производные целлюлозы. В ассортимент не включены некоторые поверхностно-активные вещества (ДС-РАС, КССБ, сульфанола), используемые для стабилизации аэрированных жидкостей.

По физико-химическому принципу образования закупоривающей массы в пластовых условиях все водоизолирующие материалы подразделены на три большие группы: отверждающиеся, осадкообразующие и гелеобразующие (см. рис. 2.2). Некоторые реагенты относятся к двум классам: осадко- и гелеобразующему, например, полимеры кислот акрилового ряда. Подробнее данная классификация обоснована в работе [61]. Основные положения ее состоят в следующем.

В группу отверждающихся входят все синтетические смолы и реагенты, относящиеся к классу олигомерных соединений. Синтетические смолы участвуют в образовании полимерной



Рис. 2.2. Классификация химических продуктов для ограничения притока вод по функциональному назначению, химической природе и механизму образования водоизолирующей массы



Рис. 2.3. Классификация полимеров и полимерообразующих реагентов по физико-химическим процессам образования водоизолирующей массы

массы в присутствии отвердителя независимо от свойств насыщающей пласт жидкости. К этому классу водоизолирующих материалов относятся (см. рис. 2.2):

отверждающиеся под действием отвердителя (формальдегида) смолы сланцевых фенолов, резорцинформальдегидные смолы (ТСД-9, СФН-3012, ВР-1). Катализаторами отверждения могут служить щелочи, например, каустическая сода, а в отдельных случаях – соляная и бензолсульфокислоты. Продукты отверждения – нерастворимые полимеры сетчатого строения, которые могут в своем составе содержать минеральный наполнитель [49, 130, 219];

отверждающаяся в присутствии формалина под действием органических и минеральных кислот мочевиноформальдегидная смола (МФ);

отверждающаяся под действием щелочи ацетоноформальдегидная смола (АЦФ-3), которая может использоваться и с минеральным наполнителем [156];

отверждающиеся по механизму полимеризации в присутствии триэтанолamina эпоксидные смолы [131], а также алкилрезорциновая эпоксифенольная смола (АЭФС), отверждающаяся по механизму поликонденсации в присутствии полиэтиленполиамина [16, 76]. Полимеризующиеся композиции обладают повышенной адгезией к металлу, что позволяет использовать их для герметизации эксплуатационных колонн и в качестве смазки для резьбовых соединений [16].

Кроме смол в эту группу входят образующиеся в присутствии иницирующих добавок в сплошную полимерную массу с трехмерной пространственной структурой мономеры акриламида в условиях высоких температур стирола [61, 172]. Под действием воды вследствие гидролитической поликонденсации отверждаются кремнийорганические олигомеры – дихлоргидроокиси-полиорганосилоксаны, хлорсиланы марок ТСЭ, ТСМ, ТСК [124]. Для образования полимерного тампонажного материала трехмерной структуры в качестве сшивающих агентов применяют органохлортрисилоксаны, которые добавляются к олигомерам [55, 214]. Изоцианатные олигомерные соединения (УФП-50 АО, клей КИП-Д), относящиеся к классу уретановых форполимеров, отверждающихся по механизму реакции полиприсоединения.

Из неорганических соединений к этой группе относятся: жидкое стекло, которое под действием соляной кислоты из гелеобразного состояния переходит в нерастворимый кремнезоль. Без воздействия извне в гелеобразное состояние переходят такие композиции акриловых кислот, как ВУС, ГФС, которые образуют сплошную массу в пласте в результате действия структурообразователей (формалина, смолы ТЭГ и других добавок).

Классификация водоизолирующих материалов на основе полимеров и полимеробразующих мономеров (см. рис. 2.3) позволяет детализировать механизм образования водоизолирующей массы по классу материалов и применение реагентов по физико-геологическим и технологическим условиям разработки залежи. Исследования на кернах [138] показывают, что растворы мономеров акриламида, превращающиеся в полимеризованную массу в присутствии инициаторов, могут эффективно применяться для ограничения движения вод в низкопроницаемых коллекторах, в которых использование других реагентов малоэффективно.

Олигомерные соединения, содержащие реакционноспособные группы, могут вступать в реакции полимеризации, поликонденсации и полиприсоединения, создавая отверждающуюся массу для отключения пластов и герметизации колонн. Группа осадкообразующих химпродуктов, применяемых на промыслах, представлена в основном полимерами (см. рис. 2.2), механизм образования водоизоли-

рующей массы которых базируется на взаимодействии химвеществ с пластовыми жидкостями и породами. Эта способность позволяет широко использовать осадкообразующие полимеры для избирательного воздействия на обводненные зоны пласта.

В методе ограничения притока вод в добывающие скважины с применением концентрированной серной кислоты [13] используются все три принципа образования водоизолирующей массы:

1) взаимодействуя с карбонатными составляющими пород и солями пластовых вод, серная кислота образует осадок – малорастворимый гипс;

2) в присутствии серной кислоты происходит полимеризация и поликонденсация асфальтенов и смол, содержащихся в нефти с образованием кислого гудрона;

3) при высоких температурах под каталитическим действием серной кислоты кислый гудрон превращается в отвержденную массу.

Ввиду превалирования процесса осадкообразования при взаимодействии с компонентами продуктивного пласта серная кислота отнесена к осадкообразующим.

Классификация химвеществ по функциональному назначению и механизму физико-химических превращений показывает, что в процессе образования водоизолирующей массы в пластовых условиях взаимодействие закачиваемых реагентов с компонентами продуктивного пласта является основным фактором, определяющим характер воздействия их на коллектор. Избирательность указанного процесса относительно нефте- и водонасыщенных зон служит предпосылкой применения композиции для регулирования изменения фильтрационных характеристик на основе пород коллектора в удаленных участках. При этом проницаемость пласта для нефти не снижается. Взаимодействие ряда реагентов с элементами пластовой системы способствует усилению образования водоизолирующей массы, повышая тем самым эффективность и надежность метода. На этом принципе созданы селективные методы ограничения притока минерализованных вод ионогенными полимерами типа гипана, сополимера МАК-ДЭА, концентрированной серной кислотой в смеси с нефтью.

2.3. ПРИНЦИПЫ СЕЛЕКТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЕВОДОНАСЫЩЕННЫЕ ПЛАСТЫ

Один из важных этапов решения проблемы повышения охвата пластов заводнением на поздней стадии эксплуатации – это обеспечение избирательности воздействия закачиваемых реагентов на обводненные зоны коллектора при сохранении проницаемости нефти. Анализ эффективности методов ограничения притока вод в добывающие скважины и движения их в коллекторе в зависимости от физико-химических свойств реагентов, геолого-технических условий, области их применения, а также механизма ограничения движения вод в скважины дан в работах [52, 53, 55, 61, 138].

Сущность применяемых на промыслах методов ограничения притока вод в скважины сводится к избирательному воздействию на пути водопритокков и источник обводнения водоизолирующими материалами, а также техническими средствами.

Решение практических задач повышения охвата пласта заводнением при закачивании водоизолирующих материалов основывается на заполнении ими путей водопритокков в призабойной зоне или самом пласте. В зависимости от влияния водоизолирующих материалов на проницаемость нефтенасыщенной части пласта методы ограничения притока вод в скважины делятся на селективные и неселективные, что определяется главным образом физико-химическими свойствами этих материалов. Результат ограничения притока вод носит неселективный характер при использовании материала, который независимо от насыщенности среды нефтью, водой или газом образует экран, длительное время неразрушающийся в пластовых условиях. В итоге происходит отключение коллектора в данной скважине из разработки. Этим и определяется основное требование к технологии работ данной группы методов – точное определение местоположения обрабатываемого пласта.

Для повышения охвата частично обводненного пласта заводнением необходимо избирательно снизить проницаемость водонасыщенных зон или полностью закупорить их. Возможность выполнения этих условий достигается при фильтрации водоизолирующего состава только в обводненный интервал пласта или когда закачиваемый реагент не снижает проницаемость нефтесодержащих интервалов. Как показывает практика водоизоляционных работ, наибольшая эффективность достигается при сочетании указанных факторов. Для решения этой задачи предпочтительнее применение реагентов или композиций, обладающих избирательными физико-химическими свойствами относительно нефти и воды. Как показали результаты

Таблица 2.5

Физико-химические основы избирательного действия химреагентов при взаимодействии с нефтеводонасыщенными породами

Компоненты продуктивного пласта	Принцип избирательности взаимодействия реагентов с пластом
Нефть	1. Растворение в углеводородной жидкости (нефти) 2. Замедление или прекращение физико-химических процессов превращения реагентов в закупоривающую массу в углеводородной среде и др.
Вода	1. Образование водоизолирующей массы только в водной среде 2. Образование водоизолирующей массы при взаимодействии с солями пластовых вод
Порода	1. Снижение адгезионных сил связи водоизолирующей массы при наличии на поверхности пород нефти 2. Снижение фазовой проницаемости пористой среды относительно воды

Таблица 2.6

Геолого-физические факторы, способствующие селективному действию водоизолирующих реагентов на пласт

Показатели	Причины проявления гидродинамических факторов
Геологические особенности строения продуктивного пласта	Неоднородность коллектора по проницаемости, приводящая при заводнении к образованию высокопроницаемых промытых зон
Неоднородность свойств пластовых жидкостей	Более высокая вязкость нефти по сравнению с вязкостью воды
Фазовая проницаемость	Фазовая проницаемость обводненных зон для гидрофильных растворов выше, чем в нефтенасыщенных
Изменения проницаемости коллектора	При заводнении вследствие растворения солей, выноса неустойчивых пород разность проницаемостей в нефте- и водонасыщенных зонах изменяется
Изменение вязкости пластовых жидкостей при заводнении	Вследствие заводнения пластов пресной водой с более низкой температурой разность между вязкостью нефти и воды изменяется

промысловых применений селективных методов изоляции притока воды в скважины, важно использовать принцип избирательности при взаимодействии химреагентов с компонентами пластовой системы (табл. 2.5). Это позволяет увеличивать фильтрационное сопротивление обводненных зон пласта.

Другим важным фактором избирательного действия реагентов на пути движения вод в коллекторе является гидродинамическая обста-

новка в пласте, обусловленная неоднородностью его по проницаемости, свойствами насыщающих жидкостей и режимами фильтрации. Прорыв закачиваемых и пластовых вод по зонам с высокими фильтрационными характеристиками приводит к образованию высокопроницаемых зон. При этом условия для закачивания реагентов в обводненную зону улучшаются и эффективность избирательного ограничения движения вод возрастает (табл. 2.6).

Селективное воздействие химпродуктов основывается на различии физико-химических свойств пластовых жидкостей (нефти и воды) и физико-геологических особенностях строения продуктивного объекта, определяющих гидродинамическую обстановку коллектора. Инертность закачиваемых реагентов относительно углеводородных жидкостей исключает химическое взаимодействие с образованием закупоривающей массы в нефтенасыщенных интервалах, а преимущественная фильтрация водоизолирующего состава в обводненные зоны способствует сохранению проницаемости коллектора для нефти.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОИЗОЛИРУЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ В НЕФТЕВОДО- НАСЫЩЕННЫХ ПЛАСТАХ

3.1. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ СОСТАВА И СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ВОД ПРИ ЗАВОДНЕНИИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Анализ свойств и классификация химпродуктов по механизму образования водоизолирующей композиции в пластовых условиях показал, что воздействие их на обводненный пласт основывается на физико-химическом взаимодействии с породой и насыщающими флюидами. В подавляющем большинстве работ, посвященных способам ограничения движения вод в пластах, физико-химические аспекты рассматриваемого процесса исследуются применительно к отдельным реагентам и условиям коллектора без учета совокупного множества факторов взаимодействия с пластовой системой. Закономерности физико-химического взаимодействия в системе технологическая жидкость – пласт изучены недостаточно для обоснования и прогнозирования выбора химреагентов и эффективного воздействия на обводненные пласты на различных этапах разработки залежей.

Взаимодействие закачиваемых реагентов с компонентами пластовых жидкостей и пород рассматривается как один из основных факторов изменения фильтрационных характеристик коллектора. Экономически выгодно использовать такие химические продукты, которые способствуют превращению компонентов пластовых жидкостей и пород в водоизолирующий состав. Пластовая вода, нефть и порода рассматриваются не только как компоненты взаимодействующей системы, но и как потенциальные источники сырья для создания в коллекторе водоизолирующей массы, необходимой для изменения направления движения закачиваемой воды.

Учет изменчивости состава и свойств пластовых вод по месторождению, горизонтам и во времени при заводнении коллекторов является одним из основных факторов, определяющих выбор метода и реагента для воздействия на пласт. Другим не менее важным фактором является химическая активность пород по отношению к технологическим жидкостям. Для разработки эффективной технологии, основанной на использовании компонентов пластовых жидкостей и пород, необходимы подробные сведения о составе и свойствах пород, закономерностях изменения их при заводнении, устойчивости пород к разрушению при взаимодействии с химреагентами. Для оценки применимости водоизолирующих материалов для условий разработки месторождения необходим дифференцированный подход к изучению свойств пластовой воды, нефти и химического состава пород.

Состав пластовых вод при разработке нефтяных месторождений путем заводнения подвергается глубоким изменениям по химическому составу, степени минерализации и физическим свойствам, что, в свою очередь, отражается на фильтрационных характеристиках пород. Анализ большого промыслового материала по нефтяным месторождениям Урало-Поволжья, Западной Сибири и других нефтедобывающих регионов и экспериментальных исследований позволяет выявить ряд закономерностей изменения состава вод при заводнении нефтяных пластов. Методически эти исследования сводятся к систематическому определению состава добываемых вместе с нефтью вод в течение продолжительного времени разработки залежей, вплоть до полного обводнения закачиваемой водой. В результате исследований установлена зависимость ионного состава пластовой воды от ее плотности, что позволило разработать методику прогнозирования изменения состава вод. Результаты этих исследований могут быть использованы при выборе способов изоляции пластовых вод в нефтяных скважинах.

Как известно [4, 28, 151, 182, 186], основными веществами, растворенными в пластовых водах, являются хлориды, сульфаты и карбонаты щелочных и щелочноземельных металлов. Диссоциируя в воде, указанные соединения образуют ионы Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- . В небольших количествах встречаются NH_4^+ , NO_3^- , Br^- , I^- , Li^+ и др. Результаты исследования ионного состава пластовых вод 152 месторождений Урало-Поволжья, Западной Сибири и полуострова Мангышлак показывают, что в них до начала закачки пресных вод содержалось до 26 различных компонентов (табл. 3.1). Пластовые воды отличаются количественным содержанием ионов, которое изменяется по месторождениям, а на одном и том же месторождении – по стратиграфическим горизонтам. Результаты исследований хи-

мического состава вод на заводняемых пресной водой участках 22 нефтеносных площадей Ромашкинского месторождения по горизонту Д₁ показали, что со временем они приближаются к составу закачиваемых вод (табл. 3.2). При этом закономерности изменения плотности воды (рис. 3.1), косвенно связанные с изменением минерализации ее в процессе заводнения залежей, для каждой скважины носят индивидуальный характер. Известная формула [182], показывающая зависимость плотности пластовой воды от минерализации $\rho = f(C_{\text{и}})$, не позволяет определять содержание отдельных компонентов, необходимых для количественной и качественной оценки их роли в образовании водоизолирующей массы при взаимодействии с хирреантами.

Для получения эмпирической зависимости содержания ионов от плотности воды, поступающей в скважину вместе с нефтью, был проанализирован состав вод по скважинам, эксплуатирующимся в течение длительного времени. Для основных ионов пластовой воды горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения – Na⁺, K⁺, Ca²⁺, Mg²⁺, Cl⁻ – указанная зависимость в пределах изменения плотности пластовых вод 1030 – 1185 кг/м³ носит линейный характер (рис. 3.2) и аппроксимируется уравнением

$$c = c_{\text{уд}} (\rho - 1000) \text{ при } 1000 < \rho < 1200, \quad (3.1)$$

где ρ – плотность воды, поступающей в скважину, $c_{\text{уд}}$ – постоянная величина для данного вида иона, характеризующая концентрацию.

Полученная закономерность подтверждена результатами обработки данных об изменении состава вод при заводнении продуктивных пластов девонского горизонта и верхнего карбона на 121-м месторождении Урало-Поволжья и Западной Сибири. Для Лениногорской площади с применением метода наименьших квадратов получены следующие эмпирические зависимости

$$c_{\text{Ca}} = 6765,4 (\rho - 1000) \text{ при } 1000 < \rho < 1200; \quad (3.2)$$

$$c_{\text{Cl}} = 25588,3 (\rho - 1000) \text{ при } 1000 < \rho < 1200; \quad (3.3)$$

$$c_{\text{Mg}} = 1925,7 (\rho - 1000) \text{ при } 1000 < \rho < 1200; \quad (3.4)$$

$$c_{\text{Na+K}} = 17888,9 (\rho - 1000) \text{ при } 1000 < \rho < 1200. \quad (3.5)$$

Пределы отклонения фактических данных от усредненных значений концентраций, вычисленных по уравнениям (3.2 – 3.5), составили 2,4 – 6,15 % (табл. 3.3).

Таблица 3.1

Химический состав и свойства пластовых и закачиваемых вод нефтяных месторождений

Наименование параметров		Вид ионов	Месторождения Татарстана						
			Ромашкинское						
			Д ₁	C ₁ ^{вв}	1	БР+СТЛ	СРП	Б	ВР
Сiäâð- жаiäå иiïä	Макро- компо- ненты, мг·эquiv/л	Cl ⁻	4485,04	—	4093,2	4393,2	3472,9	3628,8	3074,6
		SO ₄ ²⁻	0,24	—	18,2	20,4	25,1	15,8	25,1
		HCO ₃ ⁻	0,40	—	4,4	2,0	3,3	3,4	2,1
		Ca ²⁺	1000,14	—	551,3	526,7	451,4	514,4	521,3
		Mg ²⁺	331,29	—	262,4	284,1	230,5	362,7	281,4
		Na ⁺ + K ⁺	3154,28	—	—	—	—	—	—
	Микро- компо- ненты, мг/л	I ⁻ /Br ⁻	7,44/872,3	7,90/376,12	4,21/288,00	1,70/290,00	3,40/256,60	2,29/184,00	5,27/203,00
		B ³⁺ /NH ₄ ⁺	11,3/186,7	31,92/153,54	—/116,34	—/138,58	—/104,10	—/115,20	—/83,15
		Fe ²⁺ /K ⁺	207,2/—	160,95/—	23/—	—	—	—	—
		Ba ²⁺ /Sr ²⁺	80,0/438,2	—	—	—	—	—	—
		B ₂ O ₃ ²⁻ /Li ⁺	—	—	12/—	—	—	—	—
		F ⁻ /Si ⁴⁺	—	—	—	—	—	—	—
		ÑO ₂ ⁻ /Fe ³⁺	—	—	—	—	—	—	—
дН		5,8	5,8	5,8	5,7	5,9	6,1	6,7	
Плотность, кг/м ³		1183,1	1165,1	1158,3	1162,1	1130,1	1132,7	1118,9	
Вязкость, мПа·с		1,92	1,47	1,45	1,46	1,40	1,42	1,38	

Продолжение табл. 3.1

Наименование параметров		Вид ионов	Месторождения Башкортостана					İañoiðieäiëy Näiäðñeie iäe.	
			Туймазинское		Арланское			Запруднен-ское	Краснояр-ское
			Д ₁	пластовые воды	закачиваемые воды		горизонт С ₁	горизонт С ₁	горизонт С ₁₁
				речная	сточная				
Содер- жание ионов	Макро- компо- ненты,	Cl [−]	4864,52	—	0,50	2742,66	4330,100	1650,70	4597,18
		SO ₄ ^{2−}	0,48	12,88	4,60	20,05	2,220	4,23	16,88
		HCO ₃ [−]	—	—	5,30	2,58	1,550	0,82	7,92

	мг·экв/л	Ca ²⁺	1368,46	697,92	6,20	731,36	413,216	651,50	391,00
		Mg ²⁺	401,47	461,37	3,00	252,22	211,15	60,83	212,50
		Na ⁺ + K ⁺	3085,88	3288,17	1,20	1781,58	3702,83	1252,17	4026,09
	Микро-компоненты, мг/л	I ⁻ /Br ⁻	5,00/1148,00	9,00/509,00	—	—	—	—/585,00	9,00/649,00
		B ³⁺ /NH ₄ ⁺	—/154,00	—/184,00	—	—	—	—	—
		Fe ²⁺ /K ⁺	—/200,0	—	—/0,5	—/49,2	—	—	—
		Ba ²⁺ /Sr ²⁺	—	—	—	—	—	15,0/—	—
		B ₂ O ₃ ²⁻ /Li ⁺	—/36,0	—/77,0	—	—	—/49,2	—/124,0	—/153,0
		F ⁻ /Si ⁴⁺	—	—	—	—	—	—	—
		NO ₃ ²⁻ /Fe ³⁺	—	—	—	—	—	0,8/—	—
δН			6,8	6,8	7,4	5,5	—	—	—
Плотность, кг/м ³			1191	1171	1000	1120	1184	1070	1162
Вязкость, мПа·с			1,98	1,88	1,08	1,46	1,63	1,30	1,47

Продолжение табл. 3.1

Наименование параметров		Вид ионов	Месторождения Тюменской области							
			Мамонтовское		Самотлорское				Правдинское	
			сеноман	БС ₁₀	сеноман	А ₂₋₃	А ₄₋₅	Б ₈	БС ₆	БС ₇
Содержание ионов	Макро-компоненты, мг·экв/л	Cl ⁻	306,5	275,00	315,40	430,0	419,9	471,20	226,5	224,00
		SO ₄ ²⁻	—	0,13	—	—	—	—	0,4	—
		HCO ₃ ⁻	3,0	13,50	2,6	30,0	16,40	3,20	22,8	28,0
		Ca ²⁺	22,0	18,10	31,90	64,00	28,37	114,26	4,5	8,3
		Mg ²⁺	7,0	3,20	10,44	12,0	27,58	3,94	1,9	2,2
	Микро-компоненты, мг/л	Na ⁺ + K ⁺	—	—	—	—	13,00	—	244,8	241,5
		I ⁻ /Br ⁻	22,80/44,60	19,97/53,05	10,10/42,30	13,50/49,10	13,20/59,10	11,2/66,40	20,4/46,30	20,01/44,71
		B ³⁺ /NH ₄ ⁺	8,80/—	18,20/—	13,20/—	22,00/—	20,60/—	20,6/—	62,3/24,0	—/18,0
		Fe ²⁺ /K ⁺	—/48,00	—/54,00	—/50,00	—/96,00	—/80,00	—/90,00	—	—
		Ba ²⁺ /Sr ²⁺	—/52,00	—/56,00	—/65,30	—/160,00	—/163,00	—/293,8	—	—
		B ₂ O ₃ ²⁻ /Li ⁺	—/0,13	—/9,66	—	—	—	—	—	—
		F ⁻ /Si ⁴⁺	—/8,00	1,80/11,70	0,83/3,30	2,16/17,20	2,34/16,50	4,5/18,6	—/30,60	—/37,00
		NO ₃ ²⁻ /Fe ³⁺	6452,00/—	6153,4/—	6340,0/—	8188,00/—	8748,00/—	8193,0/—	—	—

Продолжение табл. 3.1

Наименование параметров	Вид ионов	Месторождения Тюменской области							
		Мамонтовское		Самотлорское				Правдинское	
		сеноман	БС ₁₀	сеноман	А ₂₋₃	А ₄₋₅	Б ₈	БС ₆	БС ₇
δН		7,4	—	7,15	7,9	7,6	7,0	6,8	7,6
Плотность, кг/м ³		—	—	—	1015	1015	1018	1010	1010
Минерализация, г/л		18,0	17,15	18,46	24,3	25,56	27,45	502,5	504,0
Вязкость, мПа·с		—	—	—	1,33	1,33	1,38	1,24	1,24

Продолжение табл. 3.1

Наименование параметров		Вид ионов	Месторождения Гурьевской области (Казахстан)							
			Сев. Магат	Южн. Ма- кат	Ю.-Вост. Магат	Ю.-Вост. Магат	Сев. Магат	Доссор	Зап. Ис- кине	Зап. Ис- кине
Содер- жание ионов	Макро- компо- ненты, мг·экв/ /л	Cl ⁻	2192,40	2433,92	2977,13	4326,76	3728,73	1598,59	3151,44	5288,17
		SO ₄ ²⁻	—	—	—	—	Сл.	Сл.	7,75	2,01
		HCO ₃ ⁻	1,89	7,33	2,69	2,13	1,15	9,84	24,10	1,87
		Ca ²⁺	123,00	81,70	150,70	245,00	176,60	99,50	46,90	82,15
		Mg ²⁺	125,58	167,25	149,42	91,67	158,92	145,00	124,50	91,08
		Na ⁺ + K ⁺	—	—	—	399,13	—	—	—	—
	Микро- компо- ненты, мг/л	I ⁻ /Br ⁻	0,64/101,50	Сл./100,60	Сл./117,20	2,10/141,40	1,40/132,90	—	—/94,40	—/103,00
		B ³⁺ /NH ₄ ⁺	—	—/22,97	—/22,97	—/26,78	—/26,78	—	—	—/15,30
		Fe ²⁺ /K ⁺	—/158,90	—/193,90	—/218,80	—/333,00	—	—	—/444,80	—/453,60
		Ba ²⁺ /Sr ²⁺	9,1/—	11,6/—	10,0/—	10,0/—	10,4/—	—	—	9,1/—
		B ₂ O ₃ ²⁻ /Li ⁺	—	—	—	—	—	—	—	—
		F ⁻ /Si ⁴⁺	—	—	—	—	—	—	—	—
		NO ₃ ²⁻ /Fe ³⁺	—	—	—	—	—	—	—	—
δН			—	7,0	—	—	6,2	—	5,7	—
Плотность, кг/м ³			1,0860	1,0950	1,1110	1,1480	1,1440	1,0595	1,1870	1,1962
Минерализация, г/л			2227,7	2460,5	2554,9	—	—	—	—	—
Вязкость, мПа·с			1,31	1,31	1,40	1,42	1,41	1,27	1,91	1,94

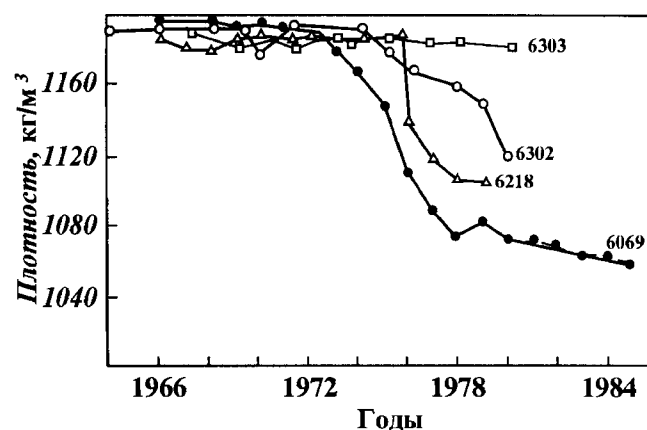


Рис. 3.1. Изменение плотности добываемой воды при заводнении пласта Д₁ Лениногорской площади:
6303, 6302, 6218, 6069 – номера скважин

Таблица 3.2

Ионный состав пластовой и закачиваемой вод на месторождениях Татарстана

Наименование показателей	Концентрация ионов в воде			
	пластовой		закачиваемой	
	мг/л	мг-экв/л	мг/л	мг-экв/л
HCO ₃ ⁻	24,4	0,40	122,0	2,00
Cl ⁻	159028,0	4485,00	111,9	3,30
SO ₄ ²⁻	11,5	0,24	162,9	3,39
Ca ²⁺	20042,9	1000,14	97,0	4,34
Mg ²⁺	4028,5	331,29	14,5	1,19
Na ⁺ + K ⁺	72548,4	3154,28	72,7	3,16
Σ _i	255683,7	8971,42	576,0	17,38
pH	6,0	—	7,6	—
Плотность, кг/м³	1189,1	—	1000,6	—

В отличие от основных компонентов пластовой воды концентрации ионов SO₄²⁻, HCO₃⁻, pH среды при снижении плотности извлекаемой воды увеличиваются. Максимальные значения содержания SO₄²⁻ наблюдаются при плотности 1020 – 1080 кг/м³ (рис. 3.3). По мере снижения плотности до 1020 кг/м³ имеющие кислую среду воды девонского и бобриковского горизонтов (pH = 4,2÷6,2) приобретают слабощелочную (pH = 7,0÷7,5) реакцию, приближаясь к pH закачиваемой воды (рис. 3.4).

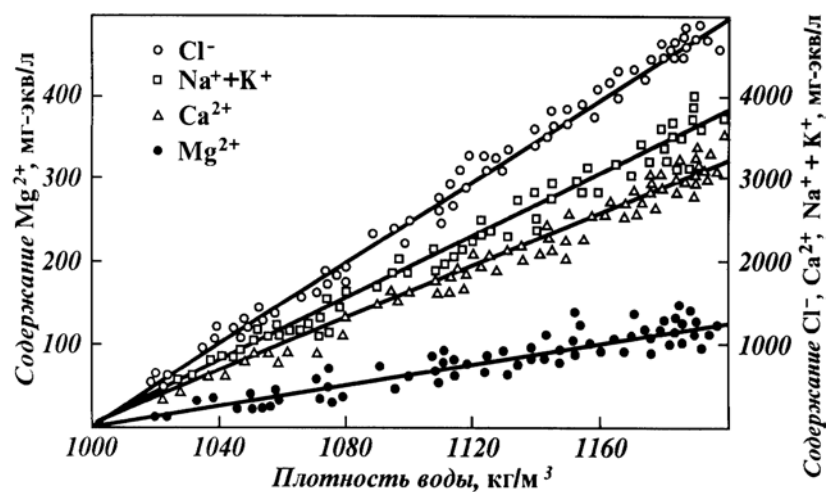


Рис. 3.2. Графики зависимости содержания ионов от плотности пластовой воды

Таблица 3.3

Пределы отклонения фактических значений содержания ионов от расчетных

Ионы	Пределы отклонения, мг-экв/л	Отклонения, %
Ca^{2+}	$\pm 64,98$	$\pm 6,15$
Mg^{2+}	$\pm 18,87$	$\pm 9,2$
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	$\pm 265,59$	$\pm 3,2$
Cl^-	$\pm 215,80$	$\pm 2,4$

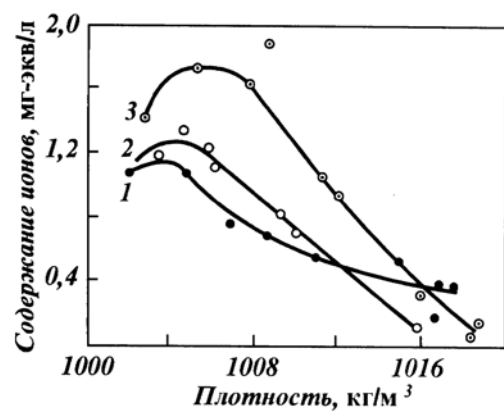


Рис. 3.3. Зависимость концентрации ионов SO_4^{2-} от плотности попутной воды: 1 – вода скважины № 42 пласта А₄ Козловского месторождения; 2 – вода скважины № 839 пласта Д₁ Ромашкинского месторождения; 3 – вода скважины № 680 пласта Д₁ Ромашкинского месторождения

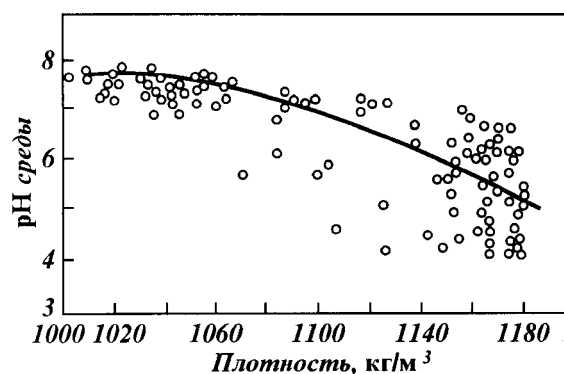


Рис. 3.4. Зависимость pH среды от плотности воды, поступающей из пласта горизонта Д₁ Абдрахмановской площади

По микрокомпонентному составу воды девонского и бобриковского горизонтов относятся к бромисто-железистым (табл. 3.4). В бобриковском горизонте содержание микрокомпонентов в 2 – 2,5 раза меньше, чем в водах девона, что согласуется с выводами других исследователей о росте их концентрации с увеличением глубины залегания пластов [28, 36, 182, 189]. При снижении плотности воды концентрация микрокомпонентов в попутной воде уменьшается.

Содержание ионов в пластовой воде различается как по отдельным месторождениям, так и по разрезу одной и той же залежи, кроме того, общая минерализация и химический состав вод существенно изменяются в процессе заводнения, поэтому необходим дифференцированный подход к выбору химреагентов. С целью оптимального применения химреагентов в технологических процессах необходимо прогнозировать и учитывать изменение состава пластовых вод.

Выполненные исследования позволили предложить методику прогноза ионного состава пластовой воды, используя зависимости содержания ионов от плотности воды (формулы 3.1 – 3.5). Методика основывается на экстраполяции значений плотности воды для каждого объекта (скважины) с использованием фактических данных за

Таблица 3.4

Содержание микрокомпонентов в пластовых водах

Горизонт	Плотность, кг/м ³	Концентрация ионов, мг/л							
		Г ⁻	Br ⁻	B ²⁻	MH ₄ ⁺	Fe ²⁺	Ca ²⁺	Ba ²⁺	Si ²⁺
Девонский	1,183	7,44	372,31	11,80	186,70	207,27	1545,67	80,05	438,27
Бобриковский	1,165	7,90	376,12	31,92	153,54	160,95	160,95	—	—

предыдущие 5 – 7 лет. Для краткосрочного прогнозирования были использованы методы аналитической аппроксимации эмпирических данных функций различного вида и математической статистики [117, 122, 222].

Для скважины 6069 Лениногорской площади (см. рис. 3.1) по данным за 1976 – 1979 гг. прогнозируемая область изменения плотности воды описывается аппроксимирующей функцией вида

$$\rho = a_0 t^{b_0} + 1, \quad (3.6)$$

где t – годы эксплуатации скважины, начиная с первого года прогноза, $t = 1, 2, 3, \dots, n$; a_0 и b_0 – коэффициенты, характеризующие отклонения плотности от единицы.

Подставляя значение плотности в формулу (3.1), получим

$$c_{уд} = c_{уд} a_0 t^{b_0}. \quad (3.7)$$

Для ионов Cl^- численные значения a_0 и b_0 составляют соответственно 0,1752 и –0,4516; $c_{уд} = 25588,32$ (формула 3.3), тогда

$$c_{Cl} = 25588,32 \cdot 0,1752 t^{-0,4516}. \quad (3.8)$$

Контрольные измерения плотности воды в этой скважине по истечении пяти лет показали, что максимальное отклонение расчетных данных по формуле (3.8) от фактических значений не превышает 4,2 %.

В пластовых водах кроме неорганических соединений содержатся нафтеновые и гуминовые кислоты и бензол. По данным института ТатНИПИнефть, в водах бобриковского и девонского горизонтов концентрация нафтеновых кислот колеблется в пределах 2,3 – 3,8 г/л, гуминовых 1,7 – 2,0 мг/л. Воды нефтяных месторождений Урало-Поволжья, Западной Сибири, полуострова Мангышлак и других районов содержат богатую и разнообразную микрофлору. Необходимость учета этого при решении промысловых задач показана в работах [21, 22, 69, 19]. Результаты экспериментов показали, что жизнедеятельность микрофлоры пластовых вод приводит к биологическому разложению частично гидролизированных полиакриламидов на 60 – 70 %, что приводит к снижению вязкости раствора полимера в 1,5 – 2,6 раза.

Таким образом, состав и свойства пластовых вод при заводнении нефтяных залежей изменяются в широких пределах. При решении практических задач по выбору способов воздействия на нефтеводонасыщенные пласты этим и обуславливается необходимость детального изучения их и прогнозирования на определенный период как

одного из основных факторов, определяющих выбор химреагента и эффективность его применения.

3.2. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ НЕФТЕЙ С ВОДОИЗОЛИРУЮЩИМИ МАТЕРИАЛАМИ

Состав и свойства нефтей различных месторождений, как углеводородного сырья, хорошо изучены применительно к технологическим процессам нефтевытеснения и интенсификации добычи и подготовки ее на промыслах [1, 4, 36, 143, 149, 168, 170, 174, 178 и др.]. Содержание углеводородов в нефти превышает 75 %, а доля углеводородных компонентов, таких как сера, кислород и азот, а также металлоорганических компонентов и органических солей колеблется в широких пределах. В пластовых условиях активность определяется главным образом близкими по своим физическим и химическим свойствам асфальто-смолистыми компонентами с молекулярной массой более 500–600 [178]. В отличие от смол, имеющих молекулярную массу 500 – 1000, асфальтены нерастворимы в низших метановых углеводородах C_3 – C_7 , имеют более высокую молекулярную массу (1000 – 5000).

В диспергированном состоянии асфальтены не соединяются в большие ассоциаты и не осаждаются из нефти и битума, что объясняется расположением алифатических заместителей по краям асфальтеновых молекул, и в зависимости от химического состава нефти асфальтены могут находиться в виде истинных или коллоидных растворов. В высоковязких нефтях асфальтены находятся в коллоидном состоянии, т.е. они представляют дисперсную фазу, а углеводороды и смолы – дисперсионную среду [149, 174].

Смолы и асфальтены – наиболее полярные компоненты нефти, что обусловлено наличием гетероатомов и функциональных групп. В асфальтенах содержится до 0,2 % (масс.) ванадия и 0,06 % никеля, образующих металлоорганические комплексы (порфирины). Поверхностная активность порфиринов зависит от содержания в их молекулах карбоксильных групп, придающих молекуле четко выраженный полярный характер [115, 149]. С увеличением содержания порфиринов поверхностная активность асфальтенов, а следовательно, и нефтей, повышается.

В процессах вытеснения нефти из пористой среды основное внимание уделяется таким параметрам, как межфазное натяжение, вязкость, а при добыче нефти – выделению ее отдельных компонентов (парафинов и асфальтосмолистых веществ). Влияние нефтей на свойства химически активных водоизолирующих материалов прак-

тически мало изучено, хотя взаимодействие их является сложным процессом, сопровождающимся образованием соединений с новыми свойствами. При этом необходимо учитывать такие противоречивые особенности технологического процесса, как закупоривание обводненных зон пласта при увеличении проницаемости относительно нефти.

Свойства нефтей необходимо рассматривать, с одной стороны, для выявления возможности селективного воздействия на продуктивный пласт, с другой – для изыскания таких реагентов, которые при взаимодействии с нефтью образуют в нефтенасыщенном коллекторе водоизолирующую массу.

Многие нефти в пластовых условиях обладают структурно-механическими свойствами [74]. Поверхностно-активные компоненты нефти образуют пространственную структуру, препятствующую движению нефти в пористой среде. Вязкость пластовой воды, как правило, не превышает 1,4 – 1,9 мПа·с, что в несколько раз ниже вязкости нефти. Эта особенность свойств пластовых жидкостей, обуславливающая различный характер сопротивления пористой среды, способствует избирательному нагнетанию технологической жидкости в обводненную часть пласта и была использована на Туймазинском месторождении при селективном ограничении водопритоков в добывающие скважины с применением отверждающих смол ТСД-9 [31] и на Самотлорском – с применением глинистой суспензии [11]. Нефть по своим поверхностным свойствам относится к гидрофобным жидкостям, чем обуславливается низкая фазовая проницаемость пород для гидрофильных водоизолирующих составов.

Избирательное действие реагентов (см. табл. 2.6) способствует изменению свойств поверхности пород, находящихся в контакте с нефтью [115]. Нефти, содержащие нафтеновые кислоты, проявляют высокие поверхностно-активные свойства относительно щелочей. Проницаемость нефтенасыщенной части коллектора сохраняется после обработки пластов ионогенными полимерами типа ПАА при существенном уменьшении ее в водонасыщенной части в результате адсорбции на поверхности породы и механического удержания полимерных частиц [55, 114 и др.]. В нефтяной среде частично гидролизированные полиакриламиды не проявляют свои ионогенные свойства и адсорбируются значительно меньше, чем в водной среде. Как показали результаты исследований на линейных моделях пласта с пористой средой из кварцевого песка, при одинаковых условиях фильтрационное сопротивление нефтенасыщенных интервалов снижается существеннее, чем водонасыщенных (табл. 3.5).

Таблица 3.5

Изменение остаточного фактора сопротивления нефтеводонасыщенных пластов при обработке полимерами

Проницаемость пласта, мкм ²	Остаточный фактор сопротивления после обработки					
	гипаном		МАК-ДЭА		ПАА	
	вода	нефть	вода	нефть	вода	нефть
0,55	6,5	2,95	4,9	1,68	2,5	1,20
1,22	14,4	1,85	10,1	0,89	1,6	1,10
1,80	16,0	1,51	12,1	1,16	1,3	1,04
2,20	28,1	1,28	15,9	1,00	1,1	1,00

Более низкое фильтрационное сопротивление нефтенасыщенной пористой среды по сравнению с водонасыщенной при обработке указанными полимерами связано не только с адсорбционными процессами, но и взаимодействием полимеров с нефтью. Как показали результаты экспериментальных исследований, при смешении раствора гипана с нефтью, как и с эмульсией электролитов, образуется подвижная масса, которая сохраняет свою подвижность и после интенсивного перемешивания (табл. 3.6). Однако ввиду быстрого расщепления смеси на гипан и эмульсию не всегда удавалось оценить ее вязкость вискозиметром ВПЖ-3. Во всех случаях в присутствии нефти гипан не высаживался из раствора, в том числе и при длительном хранении смеси. Отсутствие обменных реакций между частично гидролизированным ионогенным полимером и низкомолекулярными электролитами при наличии нефти можно объяснить наличием углеводородной оболочки на поверхности полимерного раствора, экранирующей катионы, образующейся в результате взаимодействия функциональных групп полимера с химически активными компонентами нефти. Таким образом, селективность воздействия ионогенных полимеров на нефтеводонасыщенный пласт основывается не только на высаживании полимера катионами пластовых вод, как утверждается во многих работах, но и на взаимодействии с нефтью.

Возможность получения водоизолирующих композиций в пласте с участием нефти основывается на следующих ее свойствах. Смолистоасфальтеновые вещества (САВ) подвергаются таким химическим превращениям [149], как окисление, галогенирование, гидрирование, хлорметилирование и конденсация асфальтеновых концентратов с формальдегидом. В условиях высоких температур (более 370 К) сульфирование САВ приводит к образованию полифункциональных катионитных мембран, которые могут быть использованы как водоизолирующий материал. Реакция может протекать и при низких тем-

Таблица 3.6

Характеристика продуктов взаимодействия гипана с эмульсией нефти и электролитов при объемном соотношении 1:2

Состав эмульсии, см ³			Плотность эмульсии, кг/м ³	Вязкость смеси гипана с эмульсией, мПа·с	Состояние смеси гипана с эмульсией
нефть	пластовая вода горизонта Д ₁	25%-ный раствор CaCl ₂			
200	—	—	889	—	Происходит расслоение нефти и гипана
198	2	—	892	—	Расслоение эмульсии и гипана
190	10	—	892	—	Расслоение эмульсии и гипана
180	20	—	898	—	Расслоение, в зоне контакта образуется загущенная масса
100	100	—	1042	167,1	Расслоение, в зоне контакта образуется загущенная масса
50	150	—	1099	—	Образуется подвижная масса при смешении, затем происходит расслоение
—	150	—	—	—	Структурированная масса
190	—	10	—	35,8	Расслоение, в зоне контакта образуется загущенная масса
180	—	20	—	44,0	Расслоение, в зоне контакта образуется загущенная масса
150	—	50	—	79,0	При перемешивании образуется вязкая масса, эмульсия и гипан расслаиваются
100	—	100	—	176,0	При перемешивании образуется вязкая масса, эмульсия и гипан расслаиваются
50	—	150	—	—	При перемешивании образуется вязкая масса, эмульсия и гипан расслаиваются
10	—	190	—	—	При перемешивании образуется вязкая масса, эмульсия и гипан расслаиваются

пературах с образованием кислого гудрона и других сульфопродуктов [150].

Исследования показали, что количество и свойства образующегося кислого гудрона зависят от содержания в нефти асфальтенов и смол. Так, на Ромашкинском месторождении с учетом одинаковых объемов из нефти девонского горизонта при взаимодействии с серной кислотой выделяется в 2,7 раза меньше кислого гудрона, чем из нефти верхнего карбона. Методические вопросы этих исследований приводятся в работах [92, 155, 192]. При превращении кислого гудрона в водоизолирующую массу его вязкость со временем в результате структурирования смол и асфальтенов возрастает до $(9 - 11) \cdot 10^3$

мПа·с. Исследование свойств нефтей, проведенные применительно к решению задач охвата пластов воздействием, позволили разработать новые методы ограничения притока вод в добывающие скважины с применением нефтесернокислотной смеси (НСКС) [13]. Метод основывается на превращении асфальтенов и смол нефти в кислый гудрон в условиях обводненного пласта. На этой же основе разработан метод [14] с учетом высокотемпературных условий (373 – 473 К), когда в пласт закачиваются отходы процесса алкилирования парафиновых углеводородов олефиновых фракций в присутствии H_2SO_4 . При высоких температурах в результате реакции сульфирования, разложения сульфосоединений окисления образуется твердый продукт. В первом и во втором методе продуктивный пласт служит реактором термохимических процессов взаимодействия кислоты с нефтью и другими элементами пластовой системы.

3.3. ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ПОРОД ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ПРИМЕНИТЕЛЬНО К РЕШЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАДАЧ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОД В СКВАЖИНЫ

В системе пласт – технологическая жидкость породы являются, с одной стороны, средой, вмещающей пластовые и технологические жидкости, а с другой – активным компонентом взаимодействующей системы. По изменению коллекторских свойств пород в результате взаимодействия оценивается эффективность применения химреагентов для воздействия на обводненный пласт. Изучение физико-химических свойств пород обуславливается изысканием таких реагентов, которые при взаимодействии с ними в нефтеводонасыщенном пласте могут образовывать водоизолирующую массу. Известно, что минеральный состав породы обуславливает ее коллекторские (фильтрационно-емкостные), физико-химические (адсорбционные) и химические свойства. При закачивании реагентов в пласт наряду с процессами адсорбции и изменения поверхностных свойств происходит также химическое взаимодействие реагентов с минеральными составляющими коллекторов.

Продуктивные пласты основных месторождений представлены терригенными и карбонатными отложениями. Типичным для терригенных отложений является замещение коллекторов, представленных песчаниками и алевролитами, глинистыми породами, что обуславливает литологическую неоднородность [80, 141, 174, 184, 188, 201 и др.] По гранулометрическому составу породы коллектора в терригенных отложениях, в частности горизонта D_1 месторождений

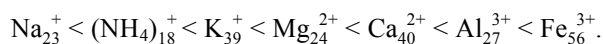
Урало-Поволжья, содержат размеры зерен 0,06 – 0,14 мм до 87 – 92 %, частицы мелкоалевролитовые (0,01 – 0,05 мм) – до 6 – 10 % и пелитовые (менее 0,01 мм) – до 2 – 3 % [80]. По минеральному составу песчано-алевролитовая фракция этого горизонта является мономинеральной, содержание кварца в ней составляет 98 – 99 %. В небольшом количестве присутствуют полевые шпаты, мусковиты и обычный комплекс аксессуарных минералов. Пелитовая фракция представлена полиминеральным составом, в котором преобладают кварц и кальций. В глинистой фракции (мелкопелитовая с размерами зерен менее 0,001 мм) преобладает каолинит, в несколько меньшем количестве присутствуют гидрослюда, галлузит, кварц и кальций [40, 80, 126]. В девонских песчаниках содержится около 1 % этой фракции, и, присутствуя в виде незначительной примеси, она приводит к уплотнению породы и развитию скварцования. В еще меньшем количестве в цементирующем материале отмечается присутствие регенерационного кварца и карбонатного цемента. В полимиктовых коллекторах месторождений п-ова Мангышлак, Среднего Приобья и Западной Сибири цементирующий материал в породах преимущественно глинистый, присутствует также регенерационный кварц [80, 135]. Алевролиты по минеральному составу не отличаются от песчанников, но более глинисты и карбонатны. Содержание последних достигает 9 %.

Размеры пор для пород терригенных отложений распределяются следующим образом: до 12 мкм – 16,65 %; от 12 до 16,8 мкм – 62,69 %; от 16,8 до 22,5 мкм – 16,26 %, от 22,5 до 32,05 мкм – 4,4 %. Преобладание в продуктивном пласте каналов диаметром от 12 до 16,8 мкм (62,69 %) является предпосылкой для неравномерной фильтрации жидкостей [186].

Большинство минералов, встречающихся в породах, имеют отрицательный потенциал. Исключение составляет CaCO_3 , который в зависимости от происхождения может иметь либо "+", либо "-" потенциал. Карбонаты неорганического происхождения (кальцит, арагонит, доломит, сидерит, перекристаллизованные чистые известняки, мрамор) в водных растворах электролитов обнаруживают положительный потенциал, а органического происхождения (ископаемые коралловые полигняки, современные и древние ракушники) могут иметь отрицательный потенциал [174]. Наличием заряда на поверхности обуславливается одно из важных физико-химических свойств пород продуктивного пласта – адсорбция, которая в определенных условиях способствует удержанию в пласте полимеров, ПАВ и других реагентов. Частицы этих реагентов могут "пришиваться" к породе, например, в результате взаимодействия с катионами поливалент-

ных металлов, находящимися на поверхностных адсорбционно-активных центрах.

Взаимодействие химвеществ с породами продуктивных пластов основывается на их химическом составе и способности к обменным реакциям. Применительно к решению задач ограничения движения вод с использованием компонентов породы представляют интерес процессы, приводящие к изменению структуры минералов с выделением новых продуктов, которые могут служить наполнителями в водоизолирующем составе или выполнять другие функции в зависимости от свойств реагентов. Указанная особенность свойств пород наиболее полно характеризуется энергией поглощения породами различных катионов, которая зависит от атомной массы и валентности и возрастает с их увеличением [174]:



Общая сумма обменных катионов составляет обменную емкость, величина которой зависит от величины коллоидного комплекса, минералогического состава и pH раствора [174, 209]. Особое положение занимает водородный ион, по энергии поглощения он превышает Ca^{2+} и находится между кальцием и алюминием. Являясь наиболее активным агентом химического разрушения горных пород, он, как следует из энергетических расчетов, не только не требует энергии извне для разрыва связей в решетке минералов, но и способствует при этом ее выделению. Высокая активность H^{+} в химическом разрушении минералов объясняется тем, что, обладая ничтожными размерами, он легко проникает в решетку минерала и разрывает связи, для чего необходимы наличие "дырки" в кристаллической решетке и дефицит положительных зарядов в ней. В этом отношении наиболее благоприятными оказались минералы, содержащие, во-первых, крупные катионы Na^{+} , K^{+} , Ca^{2+} в кристаллической решетке (полевые шпаты, амфиболы, пироксены, слюды) и, во-вторых, обладающие наибольшим количеством дефектов в структурах (алюмоокислородные тетраэдры и др.). Благодаря несоизмеримости, например в структуре силикатов ребер кремнекислородных тетраэдров с размерами крупных катионов, водород легко проникает в решетку этих минералов и образует с кислородом в вершине алюмосиликатных тетраэдров прочную OH^{-} группу, разрывая кислородные мостики $\text{Si}^{4+}-\text{O}-\text{Al}^{3+}$ [209]. Наиболее устойчивы к разрушению минералы, не содержащие крупные катионы типа кварца.

Наименее активными компонентами пород являются зерна кварца (кремнезема), которые могут растворяться только в плавиковой кислоте и медленно в растворах щелочей. Растворы кислот (серной, соляной и др.) в первую очередь взаимодействуют с карбонатными

породами и цементом. Известняк (CaCO_3), доломит $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, магнезит (MgCO_3) легко растворяются в соляной и азотной кислотах. При взаимодействии карбонатных пород с серной кислотой образуется малорастворимый гипс, объем которого в 1,5 – 2,0 раза превышает объем исходного материала [150]. Для изучения возможности использования отреагировавшей с нефтью серной кислоты была исследована ее способность вступать в реакцию гипсообразования с карбонатом кальция, превращая последний в водоизолирующую массу (табл. 3.7).

Неполное растворение карбонатов, по-видимому, связано с образованием мелкокристаллического гипса, экранирующего контакт серной кислоты с породой, и обволакиванием присутствующими в кислоте органическими примесями [150, 215]. Возможность реализации данного принципа образования водоизолирующей массы испытывалась на промыслах ОАО "Татнефть". На основе этого принципа был разработан новый высокоэффективный способ ограничения водопритоков в добывающих скважинах [13].

Таблица 3.7

Результаты исследований взаимодействия алкилированной серной кислоты с нефтью и карбонатом кальция

Объемное соотношение исходных АСК и нефти	Время контакта АСК с нефтью, ч	Содержание свободной кислоты, % (масс.)	Количество прореагировавшего CaCO_3 , % (масс.)
1:1	3	74	75
1:1	5	80	73
1:2,5	3	93	72
1:2,5	6	92	63
1:3,0	96	67	75

Аналогичные процессы растворения (выщелачивания) компонентов горных пород происходят также при воздействии пресной и насыщенной углекислым газом вод, а также водных растворов электролитов. В этом случае взаимодействие веществ идет очень медленно. При воздействии химически чистой воды в течение 15 лет на базальт, роговую обманку, ортоклаз и микроклин в раствор переходит соответственно 1,01; 0,805; 0,418; 0,365 % от веса исходных пород [125]. Минеральные компоненты пласта химически взаимодействуют с водой, водными растворами (кислыми, нейтральными и щелочными). Наряду с растворением минералов и горных пород происходят обменные реакции между ними и солевыми растворами. Поверхность минеральных зерен в результате взаимодействия с растворами изменяет свой химический состав и физико-химические свойства. Эксперименты по исследованию растворимости (разруше-

ния) минералов пород в воде проведены в основном в статических условиях. При заводнении продуктивных пластов, длительность которого составляет 25 – 50 лет, указанные процессы происходят в динамических условиях фильтрации воды, что дает основание предположить возможность перехода в раствор большего объема пород. Растворение приведенных выше минералов в воде позволяет объяснить образование высокопроницаемых промытых зон в коллекторе при фильтрации закачиваемой воды в течение многих лет. Увеличение их проницаемости происходит не только из-за выноса неустойчивых глинистых пород, но и из-за растворения минеральных компонентов пласта. Для оценки реальных возможностей использования указанных особенностей пород был проведен анализ химсостава пород по методикам, приведенным в работе [174]. В качестве образцов использовались породы, извлеченные из продуктивного горизонта в виде кернов, которые измельчались перед анализом. Приготовленные образцы подвергались валовому (силикатному) анализу для определения в них содержания окислов и катионному обмену для определения количества обменных катионов (табл. 3.8). По результатам исследований было установлено, что главное отличие пород месторождений Татарстана и п-ова Мангышлак состоит только в количественном содержании окислов. Основным компонентом в терригенных пластах является кварц, содержание которого изменяется от 85 до 99 % к весу сухого образца. Наибольшей обменной емкостью обладают породы месторождений полуострова Мангышлак – 15,7 – 18,9 мг·экв, для нефтяных месторождений Татарстана – 6,23 – 10,4 мг·экв, что обусловлено минеральным составом цементирующего вещества. В породах – коллекторах п-ова Мангышлак в глинистом

Таблица 3.8

Результаты исследований химического состава пород продуктивных горизонтов нефтяных месторождений п-ова Мангышлак и Татарстана

Химический состав пород	Содержание, % к массе сухого образца					
	Узень XIV, скв. 3100	Жетыбай XII, скв. 245	Каламкас, скв. 78	Ромашкинское Д ₁ , скв. 2340	Н.-Елховское С ₁ , скв. 2637	Ромашкинское Д ₁ , скв. 15593
<i>Карбонатный анализ (кислотная вытяжка из исходного образца)</i>						
Нерастительный остаток	0,58	92,74	34,93	98,12	99,68	99,67
SiO ₂ общая	0,23	1,41	2,01	0,45	0,30	0,33
Al ₂ O ₃	0,00	0,80	2,69	0,09	0,00	0,00
Fe ₂ O ₃	0,00	0,11	0,00	0,00	Следы	Следы
FeO	0,06	0,69	2,12	0,12	Следы	Следы
CaO	0,46	0,27	0,56	0,56	0,00	0,07
MgO	0,55	0,50	0,90	0,05	0,00	0,05
Na ₂ O	—	0,12	1,36	—	—	—
K ₂ O	—	0,14	0,14	—	—	—
SO ₃ общая	Следы	0,00	0,27	0,09	0,00	0,08
CO ₂	42,57	0,50	0,80	0,65	0,20	0,20
Прочее	44,69	2,82	4,35	0,82	0,33	0,36
Сумма	99,57	99,60	99,33	99,30	99,31	99,36
Влага при 105°	0,15	0,35	0,58	0,16	0,08	0,09
<i>Силикатный (валовый) анализ</i>						
SiO ₂ общая	0,08	79,5	70,90	97,03	98,62	98,63
Al ₂ O ₃	0,00	9,74	10,69	0,00	0,00	0,00
TiO ₂	0,03	0,40	0,52	0,12	0,08	0,08
Fe ₂ O ₃	0,00	1,79	3,80	0,29	0,29	0,29
CaO	53,52	0,56	1,12	0,84	0,14	0,14
MgO	0,70	0,65	1,10	0,05	0,00	0,00
Na ₂ O	0,09	2,44	3,41	0,05	0,06	0,03
K ₂ O	0,00	2,12	3,15	0,08	0,09	Следы
SO ₃ общая	1,29	0,37	1,21	0,36	0,34	0,18
Прочее	44,69	2,82	4,35	0,82	0,33	0,36
Сумма	99,40	99,94	99,25	99,91	99,95	99,71
<i>Катионный обмен</i>						
Ca ²⁺ , мг·экв	11,54	11,96	12,30	9,59	5,43	5,43
Ca ²⁺ , %	0,32	0,33	0,34	0,27	0,15	0,15
Mg ²⁺ , мг·экв	0,00	0,85	1,19	0,00	0,00	0,00
Mg ²⁺ , %	0,00	0,01	0,014	0,00	0,00	0,00
MgO, %	0,00	0,017	0,02	0,00	0,00	0,00
Na ⁺ , мг·экв	0,60	1,60	4,46	0,50	0,60	0,65
Na ⁺ , %	0,014	0,037	0,10	0,01	0,014	0,015
Na ₂ O, %	0,019	0,05	0,14	0,015	0,019	0,02
K ⁺ , мг·экв	0,20	1,30	1,01	0,36	0,20	0,31
K ⁺ , %	0,007	0,05	0,04	0,014	0,007	0,012
K ₂ O, %	0,009	0,06	0,05	0,017	0,009	0,014
Σ, мг·экв	12,34	15,71	18,96	10,45	6,23	6,39

цементе преобладают монтмориллониты и смешанно-слоистые образования, характеризующиеся высокими обменными способностями. Обменная способность пород карбонатных отложений на 22 – 35 % ниже, чем терригенных.

Химическая активность пород нефтяных месторождений полуострова Мангышлак, полимиктовых коллекторов залежей Западной Сибири значительно выше, чем у пород нефтяных месторождений Татарстана. Этому способствует большое содержание глин и карбонатных компонентов, что, в свою очередь, является причиной сравнительно интенсивного разрушения, и не только при прокачивании кислот и щелочей, но и воды, используемой для заводнения. Химическая активность при взаимодействии с водой или растворами солей определяется в значительной степени поверхностным растворением глинистых частиц, между глиной и раствором происходит обмен катионов. Этот процесс обмена можно рассматривать как адсорбционный между глинистыми частицами и внешним раствором. В технологических процессах бурения скважин диспергирование глин, способность к обменным реакциям и их адсорбционные свойства широко используются для приготовления коллоидных растворов, большинство которых основывается на взаимодействии глинистых частиц с различными химпродуктами, в том числе и с полимерами. Глины отличаются от других пород лишь количественным содержанием окислов (табл. 3.9).

В глинистых породах различного возраста преобладает гидрослюда, на втором месте – минералы монтмориллонита, на третьем – коалинит. Химическая активность при взаимодействии с водой или

Таблица 3.9

Химический состав глинистых пород по месторождениям, % (масс.)

Химический состав глин	Тип глины			
	каолинитовая (п-ов Мангышлак)	монтмориллонитовая (Азербайджан)	гидрослюдистая (Ленинградская обл.)	гидрослюдистая (Прикаспийская впадина)
SiO ₂	46,87	65,04	51,21	53,13
TiO ₂	0,64	0,21	0,33	0,46
Al ₂ O ₃	37,85	17,07	21,23	22,71
Fe ₂ O ₃	1,98	3,39	4,90	3,20
FeO	–	0,21	2,94	2,16
CaO	0,67	0,83	1,29	1,18
MgO	1,18	3,53	4,24	3,43
K ₂ O	0,51	0,15	6,23	5,96
Na ₂ O	0,38	2,37	0,33	0,29
H ₂ O	7,31	5,17	4,36	5,62
Прочее	2,72	6,11	7,23	1,87

Таблица 3.10

Примерный химический состав пластовых вод, нефтеводосодержащих пород

Наименование	Химический						
Пластовая и закачиваемая воды	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	I^- / Br^-
Породы терригенных отложений	Ti	SO_3	Al_2O_3	CaO	MgO	Na_2O	MnO
Породы карбонатных отложений	—	SO_3	—	CaSO_4	MgO	—	—
Глины	TiO_3	SO_3	Al_2O_3	CaO	MgO	Na_2O	—
Реагенты ассортимента водоизолирующих материалов (для полимера)	$-(\text{CH}_2-\text{CH})_n-(\text{CH}_2-\text{CH})_m-(\text{CH}_2-\text{CH})_p-(\text{CH}_2-\text{CH})_n-$ $\begin{array}{c} \\ \text{NaOOC} \end{array}$ (гипан) $\begin{array}{c} \\ \text{H}_2\text{NaOC} \end{array}$ $\begin{array}{c} \\ \text{CH} \end{array}$ (полиакриламид) $\begin{array}{c} \\ \text{H}_2\text{NaOC} \end{array}$						

растворами солей определяется в значительной степени поверхностным растворением глинистых частиц – между глиной и раствором происходит обмен катионов. Этот процесс обмена можно рассматривать как адсорбционный процесс между глинистыми частицами и внешним раствором.

Наличие у глинистых частиц положительного заряда позволяет использовать в технологических процессах очистки воды полимеры анионного характера [9, 166, 209].

Неустойчивость глинистых пород продуктивного пласта, диспергирование в водной среде, фильтрация мелкодисперсных твердых частиц глин и взаимодействие с химпродуктами на основе адсорбционных процессов являются надежной основой применения этих частиц в технологических процессах ограничения движения вод в обводненных зонах нефтяного коллектора, в том числе использования одного из компонентов продуктивного пласта в качестве водоизолирующего материала.

Продуктивные пласты представляют собой проницаемую систему горных пород, химические составы которых близки между собой и отличаются главным образом по количественному содержанию отдельных компонентов. Другим отличительным признаком является величина емкости обмена и содержание минералов с крупными катионами, высокие значения которых свидетельствуют о неустойчивости пород при взаимодействии с технологическими жидкостями (табл. 3.10).

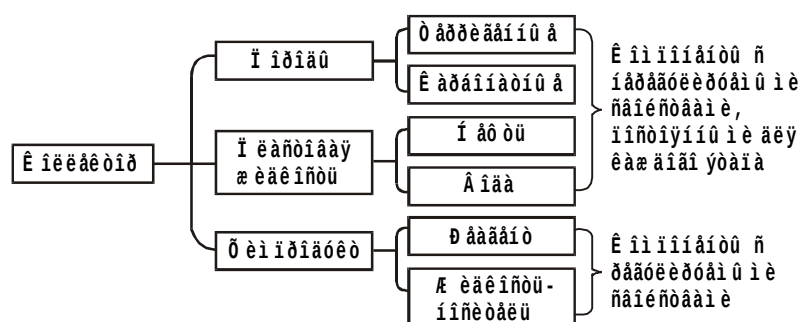
При взаимодействии пород продуктивного пласта с закачиваемой водой, которая может иметь кислую, нейтральную и щелочную среду, происходит растворение составляющих пласт минералов, час-

состав					
B^{3-}/NH_4^+	Fe^{2+}/K^+	Ba^{2+}/Sr^{2+}	B_2O_3/Li^+	F^-/Si^{4+}	CO_3^{2-}/Fe^{3+}
B_2O_3	FeO/K_2O	SrO	P_2O_5/Li_2O	F^-/SiO_2	Fe_2O_3
—	—	—	—	—	$CaCO_3$
—	K_2O	—	—	SiO_2	$CaMg(CO_3)_2$
		R	R		Fe_2O_3
OSO_3H					R—
		$Cl-(Si-O-Si)_n-Cl$			
		OC_2H_5 OC_2H_5			
		(хлорсиланы)			(серная
кислота)					

При закачивании технологических жидкостей происходят обменные реакции как с пластовыми жидкостями, так и с минералами пород. В результате поверхность зерен минералов изменяет свои физико-химические свойства, образуются новые минералы и химические соединения, переходящие в закачиваемую в пласт композицию. На основании этого породы пласта можно рассматривать как составляющие для образования водоизолирующей массы. Из множества вариантов использования компонентов пласта с указанной целью для реализации рекомендованы продукты взаимодействия карбонатных составляющих пород с кислотами и глинистые породы, обладающие большей емкостью обмена.

Продуктивный пласт нефтяных месторождений представляет собой сложенную из пород различного минералогического состава (см. табл. 3.10) трещиновато-пористую среду, насыщенную нефтью и водой. Эта система, состоящая из пород и пластовых жидкостей, в начальных условиях находится в равновесном состоянии. При введении в коллектор технологической жидкости равновесие нарушается.

ся, возникает новая система порода – пластовая жидкость – технологическая жидкость, в которой происходят сложные химические взаимодействия между компонентами пластовой системы и закачиваемых жидкостей. Схематично взаимодействующую в коллекторе систему можно представить в следующем виде.



Возникающий при этом градиент химического потенциала, который зависит от вида и концентрации компонентов системы, вызывает перемещение веществ в пористой среде, т.е. градиент химического потенциала становится движущей силой процесса взаимодействия системы. В большинстве технологических операций, основанных на применении химпродуктов, указанный процесс носит диффузионный характер. Вследствие этого движение пластовой воды, представляющей коллоидный раствор, сопровождается различными видами взаимодействия с твердыми частицами породы. В результате изменяются свойства и воды, и твердого тела, а в зависимости от расстояния и времени изменяется и сам характер взаимодействия [152]. При заводнении пластов с применением пресных вод диффузионный переход частиц пород в раствор сопровождается увеличением коэффициента проницаемости пласта.

К таким процессам следует отнести возникновение осмотического давления поровой воды в водонасыщенных породах, содержащих водорастворимые соли. Оно обусловлено изменением концентрации раствора в порах грунта в направлении фильтрации. Осмотический напор в поровой воде может сильно увеличить или уменьшить избыточный напор воды при гравитационной фильтрации и даже изменить его знак [152].

Особенности перемещения веществ под действием градиента концентраций остаются в силе при закачивании в пласт технологических растворов на водной основе, имеющих иной химический потенциал, чем пластовые жидкости. В результате обменных процессов под действием диффузионных и осмотических сил в

под действием диффузионных и осмотических сил в пластовых условиях происходит изменение фазового состояния ионогенных полимеров от жидкого до твердого [55], осаждение дисперсий латексов, мылонафтов [10, 96, 103]. Химические реакции сульфирования нефти приводят к образованию, с одной стороны, сульфокислот, способствующих вытеснению нефти из пласта [150], с другой, – кислого гудрона, который в определенных физико-геологических условиях может применяться в качестве водоизолирующих агента. В зависимости от свойств химреагентов и компонентов продуктивного пласта может образоваться нефтewытесняющий агент, водоизолирующее соединение или средство ОПЗ, изменяющее фазовую проницаемость пород относительно нефти или воды.

Взаимодействие горных пород с технологическими жидкостями можно отнести к гетерогенным процессам, которые состоят из следующих стадий:

- диффузия реагента из жидкой фазы и реакционной поверхности твердого тела;

- химическая реакция между обоими веществами;

- унос продуктов реакции с поверхности.

В порах и трещинах, через которые происходит фильтрация вводимых в коллектор жидкостей, реагент первоначально вступает во взаимодействие с пластовой жидкостью как на фронте передвижения, так и в зоне контакта с породой, на которой образуется промежуточный слой (рис. 3.5). Свойство жидкости этого слоя во многом предопределяет характер взаимодействия закачиваемого реагента с минералами продуктивного пласта [115]. Закачиваемая вода на поверхности пород, наряду с образованием фазы с особыми свойствами, вступает в химическое взаимодействие с твердой поверхностью, образуя новые соединения, приводящие к некоторым изменениям их свойств, а в определенных условиях – к затуханию фильтрации [142]. Более интенсивно в этот процесс включаются глинистые минералы, обладающие свойством диспергироваться в результате ионообменных процессов в водном растворе. Совершенно иной характер носит взаимодействие реагентов с поверхностью пород, покрытых нефтью. Промежуточный слой, образующийся на поверхности пород из молекул углеводородов, обладает большой упругостью, и его толщина достигает $(0,4 - 0,8) \cdot 10^{-8}$ м [27]. Это препятствует непосредственному контакту химреагентов с минералами, а следовательно, проявлению адгезионных сил между ними и химических реакций.

Выбор ионогенных полимеров в зависимости от свойств пластовых жидкостей для заводнения залежей объясняется следующим образом. Жидкость-носитель (вода) в кварцевых коллекторах сущест-

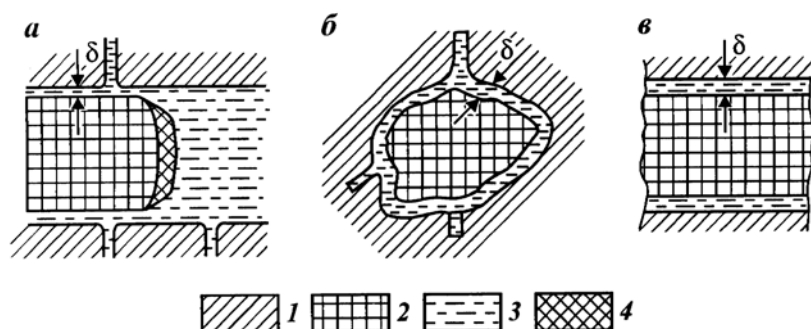


Рис. 3.5. Схема расположения компонентов системы горная порода – пластовая площадь – технологическая жидкость:

а – в канале пористой среды; *б* – сечение канала "а"; *в* – часть трещины; 1 – порода; 2 и 3 – соответственно технологическая и пластовая жидкости; 4 – зона смешения

венного влияния на фильтрационные свойства не оказывает. Основное изменение гидродинамики обводненного пласта происходит в результате взаимодействия полимерных частиц непосредственно с породой и пластовыми жидкостями. Диффундируя из жидкой фазы, они адсорбируются и механически удерживаются в пористой среде. Экспериментальные исследования, проведенные с гипаном и полиакриламидами, показали, что механизм изменения фильтрационного сопротивления пористой среды зависит от минерализации воды. В связи с этим для ограничения притока минерализованных вод в скважины были рекомендованы производные акриловых кислот с высокой степенью гидролиза, позволяющие использовать в качестве структурообразователя катионы поливалентных металлов пластовых вод [55, 99, 100]. Полиакриламидами, наоборот, водоизолирующие свойства проявляют в среде пресных вод, резко теряя свои вязкостные свойства при незначительном содержании солей – более 4 – 5 г/л [58, 60], что исключает превращение компонентов пластовой воды в водоизолирующую массу. В то же время ПАА обладают высокими флокулирующими свойствами относительно дисперсных частиц горных пород, находящихся во взвешенном состоянии. Это свойство полиакриламидов было реализовано для превращения мелких частиц пород в водоизолирующую массу в слабоминерализованной воде [13, 155].

Выбор реагента должен производиться в зависимости от физико-химических свойств пород и пластовых жидкостей с учетом изменения химического потенциала компонентов пластовой воды при заводнении и прогноза ее ионного состава с использованием зависимо-

сти его от плотности воды (формулы 3.2 – 3.8) по приведенной выше методике.

Другим важным фактором взаимодействия химреагентов является избирательность действия закачиваемых реагентов на водонасыщенные зоны коллектора. В решении задачи избирательного воздействия на частично обводненные пласты практически фокусируются все основные требования к химпродуктам, применяемым для управления подвижностью пластовых жидкостей:

- фильтруемость в пористую среду;

- избирательность физико-химических свойств относительно нефти и воды;

- регулируемость процесса физико-химических превращений в пластовых условиях во времени и фильтрационных характеристик пород в зависимости от состава и коллекторских свойств.

Избирательность действия ионогенных полимеров на обводненные продуктивные пласты практически целиком и полностью основывается на физико-химических процессах взаимодействия с пластовыми жидкостями. Наряду с изменяющимися в водной среде свойствами они практически инертны относительно углеводородных жидкостей, т.е. в них не проявляется ионная сила полиэлектролитов. Детализация перечисленных процессов относительно ионогенных полимеров показывает, что селективному воздействию способствуют следующие физико-химические факторы:

- изменение фазового состояния в водной среде;

- химическая инертность относительно нефти;

- изменение поверхностных свойств полимерного раствора в контакте с нефтью;

- образование пограничного раствора в контакте с нефтью;

- более высокая вязкость нефти по сравнению с водой;

- низкая фазовая проницаемость нефтенасыщенного коллектора для гидрофильных жидкостей.

Анализ свойств водоизолирующих материалов и компонентов продуктивного пласта и изменений, происходящих при взаимодействии их между собой, показывает, что указанными физико-химическими процессами можно управлять выбором химреагентов.

При разработке новых технологий воздействия на обводненный пласт предложена методика выбора реагента, основанная на оценке следующих физико-химических процессов взаимодействия их с водоизолирующими химреагентами:

- физико-химическое превращение технологической жидкости при взаимодействии с пластовой водой и нефтью;

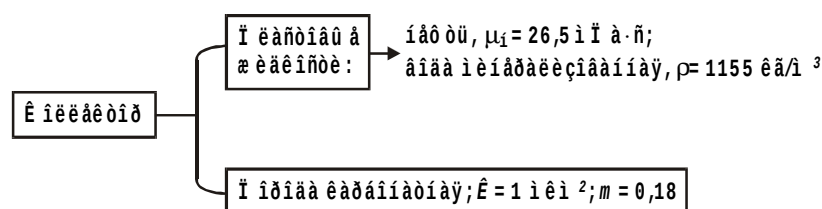
- взаимодействие реагентов технологической жидкости с минералами скелета породы пласта;

вытеснение жидкости-носителя и вспомогательных компонентов технологической жидкости (водоизолирующего состава) из обработанной зоны;

взаимодействие водоизолирующей массы с фильтрующимися через пласт нефтевытесняющими жидкостями и их компонентами.

В соответствии с перечисленной последовательностью при выборе водоизолирующих составов проводятся следующие виды исследований:

качественно оцениваются основные компоненты продуктивного пласта, т.е. компоненты с нерегулируемыми свойствами во взаимодействующей системе



составляется сводная таблица о составе пород и пластовых вод обрабатываемого объекта (см. табл. 3.10), на основе которой разрабатывается карта взаимодействия компонентов с химреагентом;

производится количественная оценка ионного состава вод и прогноз возможных изменений его при заводнении залежи;

исследуется состав нефти и определяются основные ее параметры – вязкость, плотность, содержание асфальтенов, смол;

используя данные о свойствах химпродуктов (см. табл. 2.2, см. рис. 2.2 и 2.3), производится выбор химпродукта, избирательно воздействующего на нефтенасыщенный пласт и частично превращающего компоненты пластовой системы в водоизолирующую массу;

изучается влияние физико-химических превращений технологической жидкости в присутствии компонентов пластовой системы на подвижность нефти и воды в пористой среде.

Таким образом, обобщение результатов исследований позволяет констатировать, что физико-химическое воздействие пород, пластовых жидкостей и водоизолирующих химпродуктов в пластовых условиях является одним из главных факторов обеспечения избирательного воздействия на нефтеводонасыщенный коллектор.

ВОДОИЗОЛИРУЮЩИЕ СОСТАВЫ НА ОСНОВЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ХИМПРОДУКТОВ С КОМПОНЕНТАМИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

4.1. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ВОДОИЗОЛИРУЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ С КОМПОНЕНТАМИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Рациональное использование энергии пластовых и закачиваемых вод является одним из главных условий наиболее полного извлечения нефти из нефтеводонасыщенного коллектора. После образования в продуктивном пласте высокопроницаемых промытых зон регулирование заводнением осложняется – значительная часть воды поступает в добывающие скважины и фильтруется по пласту, не оказывая существенного влияния на процесс вытеснения нефти. Исследования по разработке новых методов и водоизолирующих составов проводятся в указанных направлениях, т.е. по ограничению водопритокков в добывающие скважины и в пласты. При одинаковой конечной цели методы решения этих задач отличаются тем, что если ограничение водопритокков в скважинах достигается применением небольших объемов технологической жидкости, то во втором случае для ограничения движения вод в удаленных зонах требуется закачивание ее в больших объемах с использованием дешевых и недефицитных материалов. При этом необходимо обеспечить селективность воздействия на нефте- и водонасыщенные зоны пласта.

Этим требованиям наиболее полно отвечают химреагенты, взаимодействующие с компонентами продуктивного пласта и способствующие при этом частичному превращению их в водоизолирующую массу. Для ограничения водопритокков в скважины по крупным каналам и трещинам применяется ряд составов на основе мономеров акриламида и комплексообразующих полимеров, создающих в пластовых условиях сплошную массу с трехмерной пространственной структурой. Для ограничения движения вод в обширных промытых

водой зонах пласта предложена полимердисперсная система на основе низкоконцентрированных растворов ПАА и глинистой суспензии, применение которой наиболее эффективно на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Обобщением результатов исследований, проведенных по изучению взаимодействия ПАА с дисперсной фазой пород [46, 65–67, 199], показано, что наряду с полимером на процесс флокуляции существенное влияние оказывают физико-химические свойства самой суспензии, в частности, содержание твердой фазы, степень дисперсности, минерализации воды, температура среды. При этом каждой марке глины соответствует своя оптимальная концентрация полимера, обеспечивающая максимальную скорость оседания. Особенность и характер образования коагуляционно-тиксотропных структур в водных растворах глинистых минералов зависят от кристаллического строения последних. Результаты анализа водных вытяжек пород нефтяных коллекторов и ионного состава вод показывают, что они отличаются, главным образом, по количественному содержанию главных компонентов в породообразующих минералах и водах (см. табл. 3.10). Исследования по изучению закономерностей взаимодействия главных компонентов пластовых жидкостей и пород проводились с разными водоизолирующими материалами. Методикой исследования закономерностей такого взаимодействия поэтапно предусматривается решение следующих задач:

- изучение влияния минерализации и компонентного состава пластовых вод на образование водоизолирующей массы;

- установление кинетики процесса взаимодействия реагентов с пластовыми жидкостями;

- изучение влияния взаимодействия водоизолирующих материалов на фильтрационные характеристики пород продуктивного пласта;

- выбор водоизолирующих материалов для управления подвижностью пластовых жидкостей в обводненных коллекторах;

- обоснование технологических параметров применения химреагентов в зависимости от свойств пород и пластовых жидкостей.

Для изучения возможных вариантов химических реакций анализируются составы пластовых вод и горных пород (см. табл. 3.10). Затем составляется карта взаимодействия реагента с компонентами пластовой воды (табл. 4.1) и оценивается хими-

Таблица 4.1

Карта взаимодействия реагентов на основе акриловых кислот
компонентами пластовой воды

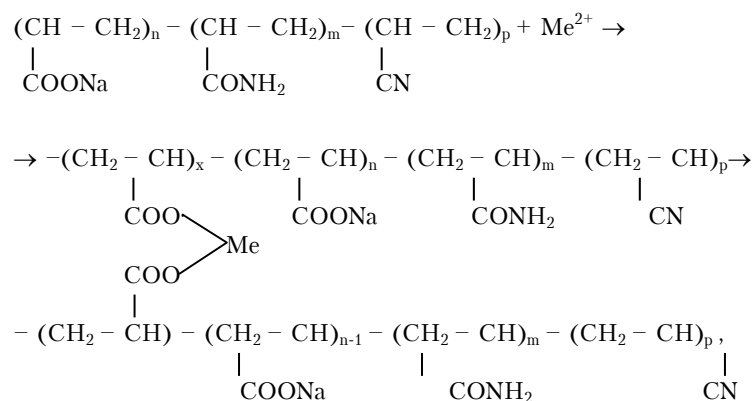
с

Ионы пласто-вых вод	Гипан	Полиакриламид		Флоку- лянт "Комета"	Тамп- акрил	Амиф- лок	Метас	Сополимер МАК-ДЭА
		негидро- лизован- ный	гидро- лизован- ный					
Cl ⁻	—	—	—	—	—	—	—	—
SO ₄ ²⁻	—	—	—	—	—	—	—	—
HCO ₃ ⁻	—	—	—	—	—	—	—	—
Ca ²⁺	+	—	+	+	+	—	+	+
Mg ²⁺	+	—	+	+	+	—	+	+
Na ⁺ + K ⁺	—	—	—	—	—	—	—	+
I ⁻	—	—	—	—	—	—	—	—
Br ⁻	—	—	—	—	—	—	—	—
NH ₄ ⁺	—	—	—	—	—	—	—	—
Fe ²⁺	+	—	+	+	+	—	+	+
Ba ²⁺	+	—	+	+	+	—	+	+
Sr ²⁺	+	—	+	+	+	—	+	+
B ³⁺	—	—	—	—	—	—	—	—
Li ⁺	—	—	—	—	—	—	—	—
F ⁻	—	—	—	—	—	—	—	—
Sr ⁴⁺	+	—	+	+	+	—	+	+
CO ₃ ²⁻	—	—	—	—	—	—	—	—
Fe ³⁺	+	—	+	+	+	—	+	+
S ²⁻	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание: знак "+" — взаимодействие происходит; знак "—" — взаимодействие отсутствует.

ческая активность компонентов системы. При этом из анализа исключаются те компоненты, которые не вступают в реакцию с исследуемым реагентом или не оказывают при реагировании существенного влияния на пластовые процессы образования водоизолирующих составов из-за их незначительного содержания, хотя они и вносят определенный вклад в ионную силу раствора. В хлоркальциевых водах девонского горизонта (см. табл. 4.1) относительно анионных сополимеров такими ионами являются Fe²⁺, Ba²⁺, Sr²⁺, Fe³⁺, содержание которых не превышает 180 – 250 мг/л.

После определения значимых для данной системы компонентов составляются уравнения реакций. Относительно гидролизованного полиакрилонитрила (гипана) такими компонентами в девонских водах являются ионы поливалентных металлов Ca²⁺, Mg²⁺. Образование водоизолирующей массы в общем виде можно представить схемой [85]



где Me – ион двухвалентных металлов.

Следующий этап исследований кинетики процессов взаимодействия включает изучение физико-химических процессов превращения технологических жидкостей в водоизолирующую массу.

Закономерности взаимодействия водоизолирующих химреагентов с пористой средой, насыщенной пластовыми жидкостями (нефтью и водой), и влияние их на фильтрационные характеристики можно изучать на насыпных моделях пласта или естественных кернах.

Согласно принятой модели воздействия на нефтеводонасыщенный пласт водоизолирующими химреагентами влияние процесса взаимодействия технологической жидкости на пласт оценивается по изменению фильтрационного сопротивления обводненных зон. При использовании отверждающихся материалов типа тампонажного цемента или смол ТСД-9 результат их взаимодействия с пористой средой оценивается по степени проницаемости (закупоривания)

$$q = [(K_1 - K_2)/K_1] 100 \% = \Delta K/K_1 100 \%, \quad (4.1)$$

где K_1 и K_2 – коэффициент проницаемости пласта соответственно до и после его обработки.

Как известно, влияние свойств фильтрующихся жидкостей, в том числе полимерных растворов, на фильтрационную характеристику пород оценивается по изменению подвижности жидкости в пористой среде, обратная величина которой выражает фильтрационное сопротивление пласта [160, 207]. Для одномерной фильтрации в линейных моделях пласта подвижность фильтрующихся жидкостей определяется из формулы Дарси

$$k/\mu = Q\Delta P/(FL) \quad (4.2)$$

или

$$k/\mu = q/\text{grad } P, \quad (4.3)$$

где q – удельный расход жидкости, $\text{м}^3/(\text{с}\cdot\text{м}^2)$.

После вытеснения из пласта технологической жидкости эффект взаимодействия ее с коллектором можно характеризовать по остаточному фактору сопротивления $R_{\text{ост}}$, представляющему собой отношение подвижности фильтрующейся жидкости до и после промывки реагентом через пористую среду [157]

$$R_{\text{ост}} = (k/\mu)_1/(k/\mu)_2, \quad (4.4)$$

где $(k/\mu)_1$ и $(k/\mu)_2$ – подвижность жидкости соответственно до и после промывки реагентом.

Величина $R_{\text{ост}}$ зависит от множества факторов, таких как молекулярная масса полимера, степень гидролиза, концентрация полимера в растворе, минерализация воды, скорость фильтрации жидкости и проницаемость пористой среды и др.

По результатам проведенных исследований по определению минерализации пластовых и закачиваемых вод, физико-химических процессов взаимодействия и изменений фильтрационных характеристик пород производится выбор химреагента. Наиболее оптимальными являются химреагенты или их композиции, позволяющие наряду с избирательным воздействием на обводненную зону пласта использовать компоненты продуктивного пласта в качестве водоизолирующего материала.

Обоснование технологических параметров выбранного реагента осуществляется по влиянию его на подвижность жидкостей, кинетике процесса взаимодействия.

4.2. ИССЛЕДОВАНИЕ КИНЕТИКИ ИОНООБМЕННОГО ПРОЦЕССА СИСТЕМЫ ПОЛИМЕР – ЭЛЕКТРОЛИТ

Для оптимального практического применения выявленных закономерностей [5, 52, 58, 59, 165] образования водоизолирующей массы ионогенными полимерами необходимо изучение кинетики ионообменного процесса в системе ионогенный полимер – минерализованная пластовая вода.

Экспериментальные исследования проводились с сополимерами акриловых кислот, варианты возможных реакций которых с пластом приводились в (4.1). Они содержат различные химически активные группы, чем обеспечивается многофункциональность их как водоизолирующего химпродукта, в частности, ионогенные полимеры – соединения, способные образовывать макроионы в полимерной цепи.

Электростатическое взаимодействие заряженных групп цепи друг с другом приводит к существенному изменению конформации макромолекул в растворах от свернутых в клубок до линейных при увеличении заряда макроиона [136]. При взаимодействии ионогенных полимеров с электролитами в широком диапазоне изменяются физико-химические свойства, в том числе фазовое состояние от жидкого до твердого, что позволяет использовать их для ограничения движения вод в нефтеводонасыщенных пластах.

Пластовые воды нефтяных месторождений представляют собой сложные растворы различных солей, т.е. электролит, который определяет характер взаимодействия закачанного реагента с пластом. Вопрос осаждения ионогенных полимеров под действием электролитов не имеет однозначного объяснения [26, 83]. Гипотеза коагуляционного осаждения основана на изменении заряда в двойном электрическом слое макромолекул полиэлектролитов, но в этом процессе не учитывается химическое взаимодействие по ионообменному механизму. Наиболее полно изучены особенности взаимодействия полимеров с такими ионами, как Fe^{3+} , Ni^{2+} , Cu^{2+} , Zn^{2+} , Co^{2+} , Cr^{3+} , Cd^{3+} . Осаждение ими поликислот представляет сложный механизм с образованием комплексов, которые имеют преимущественно хелатное строение. Стабильность компонентов для исследованного ряда ионов увеличивается в следующем порядке: $\text{Ni}^{2+} < \text{Zn}^{2+} < \text{Cu}^{2+} < \text{Fe}^{3+}$. Гелеобразование в полном объеме происходит вследствие ассоциации электролитов с макромолекулами и последующего образования солевых связей между ними. Указанный процесс зависит от размера и заряда катиона. По способности к гелеобразованию Ca^{2+} , Sr^{2+} и Ba^{2+} располагаются в следующий ряд: $\text{Ca}^{2+} < \text{Sr}^{2+} < \text{Ba}^{2+}$ [9, 198, 226]. Установлено сильное влияние на гелеобразование степени нейтрализации полиэлектролита: процесс происходит при определенной концентрации добавленных электролитов. Установлено, что одновалентные ионы щелочных металлов ($\text{Na}^+ + \text{K}^+$) способствуют образованию осадков в поликислотах, однако связь их с полиионами значительно хуже по сравнению с поливалентными катионами – взаимодействие их происходит без химических реакций. Таким образом, отличие осаждающих свойств различных электролитов вызвано различными физико-химическими свойствами катионов: радиусом, валентностью и степенью гидратации. Анализ результатов экспериментальных исследований по изучению закономерностей взаимодействия пластовых вод с полимерами и сополимерами кислот акрилового ряда [52, 58, 59, 138, 165] позволяет установить некоторые особенности этого процесса. На образование водоизолирующей массы ионогенными полимерами влияют:

тип пластовой жидкости;

ионный состав пластовой воды;

природа полимера;
концентрация полимера и электролита в растворе.

При взаимодействии с катионами металлов вышеуказанные реагенты осаждаются или изменяют свое фазовое состояние, а в нефти они сохраняются в жидком состоянии. Критическая концентрация гелеобразования и состояние образующегося осадка гипана и сополимера МАК-ДЭА зависят от природы катионов и концентрации электролита (табл. 4.2). При одной и той же концентрации полимера для осаждения гипана двухвалентных ионов Ca^{2+} требуется меньше, чем для тампакрила и метаса (рис. 4.1). Для

Таблица 4.2

Характеристика осадка при взаимодействии гипана и МАК-ДЭА с электролитами 10%-ной концентрации

Электролит	Концентрация электролита, % (масс.)	Характер и состояние осадка	
		Гипана	МАК-ДЭА
CaCl_2	5–6	Частичное (10–30 %*)	Частичное (50 %*)
	9–10	Частичное (до 90 %)	Полное, волокнообразный
	12–30	Полное – эластичный осадок	Полное, высокоэластичный, пленка на поверхности
NaCl	40–50	Твердый хрупкий осадок	Твердый хрупкий осадок
	До 10	Осаждения нет	Помутнение раствора
	Свыше 20	Дисперсный осадок	Дисперсный осадок
FeCl_2	5	Осаждение с образованием дисперсного осадка	Осаждение с образованием дисперсного осадка
BaCl_2	1,0	Частичное (до 30 %)	Частичное (до 30 %)
KCl	До 10	Частичное (до 90 %)	Полное, волокнообразный
	До 10	Осаждения нет	Осаждения нет
	Свыше 20	Дисперсный осадок	Осаждение интенсивное
MgCl_2	1,0	Осаждения нет	Осаждения нет
	1,0–2,5	Частичное	Частичное
	5	Полное, волокнообразный	–
K_2MnO_4	0,5	Осаждения нет	
	5,0	Полное осаждение	
	10,0	Студнеобразный осадок	
	1,0	Осаждения нет	Осаждения нет
	Свыше 5	Образование эластичной массы	
	–	Вязкотекучая масса	Вязкотекучая масса
Нефть	–	Вязкотекучая масса	Вязкотекучая масса

*Здесь и далее объемные проценты.

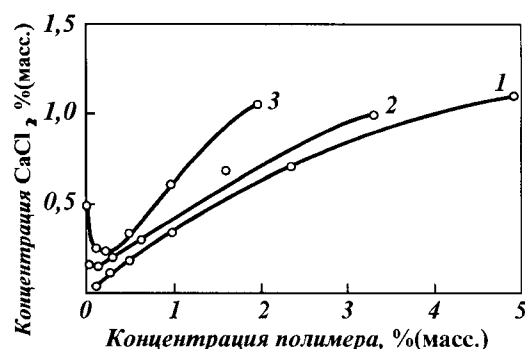


Рис. 4.1. Зависимость критической концентрации CaCl_2 от концентрации полимера в воде:

1 – для гипана; 2 – для тампакрила; 3 – для метана

осаждения последних при низких концентрациях необходим избыток электролита. Критическое соотношение CaCl_2 и полимера в области низких концентраций возрастает до нескольких десятков. С увеличением концентрации эта разность уменьшается и стабилизируется при концентрациях более 1 %.

Главными факторами, определяющими механизм образования водоизолирующей массы ионогенными полимерами и ее свойства, являются степень гидролиза (α^0) и концентрация ионогенных полимеров в растворе, от которых зависит фазовое состояние продукта взаимодействия. При низкой степени гидролиза, под который подразумевается, как отмечалось ранее, содержание карбоксильных групп (в мольных процентах) от общего количества функциональных групп в макромолекулярной цепи, они не вступают в ионный обмен с электролитами, растворы их не изменяют фазового состояния, хотя вязкостные характеристики при этом претерпевают определенные изменения. С увеличением α^0 до 40 – 50 % картина резко меняется: при контактировании с электролитами эти полимеры за короткий срок выпадают в осадок, что указывает на иной механизм взаимодействия по сравнению с низкогидролизованнами. Данное обстоятельство побудило к дальнейшему исследованию физико-химических свойств высокогидролизованных полимеров применительно к решению задач ограничения движения в пластах минерализованных вод, а частично гидролизованных ($\alpha^0 < 30$ %) – в слабоминерализованных и пресных водах.

В литературе не уделяется достаточно внимания вопросу взаимодействия низкомолекулярных электролитов с концентрированными растворами полимеров, процесс взаимодействия сополимеров акриловых кислот и пластовых вод слабо изучен. Процесс осаждения для подобных систем рассматривается как обычная реакция коагуляции [90, 103], хотя ряд особенностей этого процесса не подтверждают полную правомерность такого объяснения. Не изучены в

достаточной мере вопросы структурирования полимеров в пластовых условиях и процессы взаимодействия полимеров с коллектором, хотя современные представления об электролитах позволяют сделать определенный вывод о механизме этих реакций применительно к решению задач повышения охвата воздействием заводняемых коллекторов.

Первоначально экспериментальные исследования с концентрированными растворами полимеров со степенью гидролиза $\alpha^0 > 40\div 50\%$ основывались на представлениях об образовании осадка только при механическом перемешивании с электролитом [53, 103, 156, 216, 230], т.е. в результате конвективной диффузии. Однако результаты работ, проведенных во ВНИИнефть и Гипровостокнефть, показывают, что при движении полимерного раствора в пористой среде осадок образуется в основном на фронте движения и в незначительных количествах, что явно не подтверждается результатами промысловых экспериментов.

Механизм образования водоизолирующей массы полимерами в динамических и статических условиях, т.е. в условиях конвективной и молекулярной диффузии, рассматривается в работах [55, 58–60]. Ниже приводятся результаты экспериментальных исследований механизма образования водоизолирующей массы гидролизованном полиакрилонитрилом (гипаном).

Гипан – продукт щелочного гидролиза полиакрилонитрила при температуре 369 – 373 К – представляет собой линейный сополимер, содержащий 63 – 80 % акрилата натрия, 10 – 27 % акриламида и 1 – 10 % акрилонитрила с молекулярной массой $6 \cdot 10^4 - 1 \cdot 10^5$ [85], т.е. по своему химическому строению гипан композиционно неоднороден. Вследствие наличия ионогенных групп ($-\text{COONa}$, $-\text{CONH}_2$) он проявляет полиэлектролитные свойства. Наличие зарядов в макромолекулярной цепи делает его чрезвычайно неустойчивым к действию электролитов, при взаимодействии с которыми данный сополимер легко выделяется из раствора в виде осадка или эластичной массы. Согласно техническим условиям гипан выпускается промышленностью в виде водного раствора 10 – 18%-ной концентрации. С ростом температуры вязкость, поверхностное натяжение и плотность полимерного раствора снижаются (рис. 4.2). Статистическая обработка экспериментальных данных зависимости вязкости от температуры (кривая 1) позволяет представить уравнение регрессии в следующем виде:

$$\mu(T) = \mu_0 + \exp[-\phi_0 (T - T_0)], \quad 263 < T < 363, \quad (4.5)$$

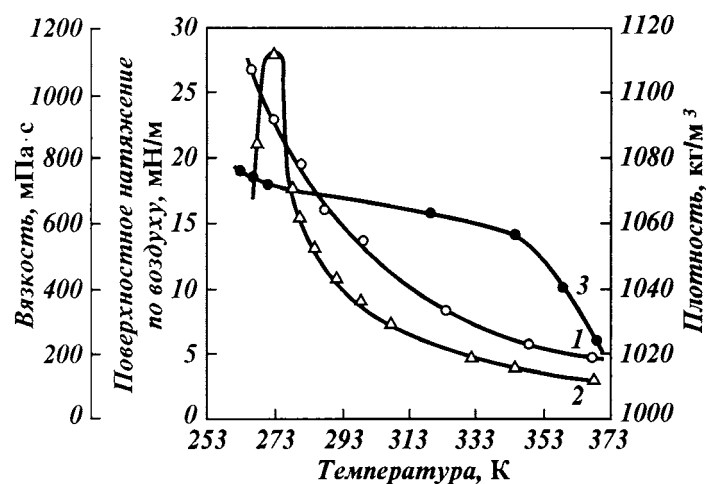


Рис. 4.2. Зависимости физических характеристик гипана от температуры:
1 – динамическая вязкость; 2 – плотность; 3 – поверхностное натяжение

а концентрационную зависимость этого параметра [52, 138]:

$$\mu(c) = \mu_v + \mu_y c^\phi, \quad 1 < c < 18, \quad (4.6)$$

где μ_v и μ_0 – вязкости растворителя (воды) и гипана при 293 К; μ_y – удельный прирост вязкости на единицу концентрации полимера в растворе; ϕ и ϕ_0 – показатели, характеризующие влияние концентрации и температуры на вязкостные свойства полимера; T_0 и T – исходная и текущая температуры раствора; c – массовая концентрация полимера.

Визуальные исследования показали, что свойства осаждаемого гипана зависят не только от концентрации электролита (см. табл. 4.2), но и от содержания полимера в растворе и температуре среды. Гипан из низкоконцентрированного раствора (1 – 1,5 %) осаждается в виде хлопьевидного осадка. Высококонцентрированный раствор ($c > 6$ %) при тех же условиях перемешивания превращается в эластичную массу с жидкой фазой внутри. Образование плотного структурированного слоя полимера на поверхности раздела взаимодействующей системы замедляет процесс и предотвращает загущение раствора в полном объеме, что является одним из важных факторов, способствующих сохранению жидкого состояния гипана при закачивании в пласты с минерализованной водой.

Полимерная масса, высаженная при механическом перемешивании, при дальнейшем хранении в электролите переходит из эластичного в твердое состояние [52, 55, 138]. При этом прочность осаждаемой массы нарастает во времени при некотором уменьшении объема образца

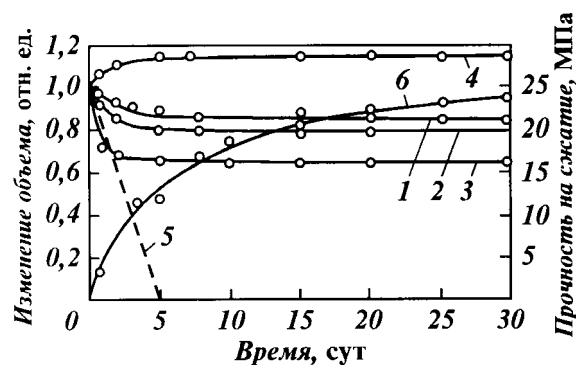


Рис. 4.3. Изменение прочности и объема высаженного гипана в различных средах во времени:

1 – в пластовой воде горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения; 2 и 3 – в 15 и 30%-ном растворах CaCl₂; 4 – в нефти; 5 – в водопроводной воде или 10%-ном растворе NaOH; 6 – прочность на сжатие

вследствие усадки (рис. 4.3). Характер изменения кривых 1 – 3 и 5 показывает, что 80 – 85 % всех изменений происходит за первые 2 – 3 сут. Рост прочности образцов после указанного времени свидетельствует о продолжении процесса взаимодействия в системе и после прекращения механического воздействия. Анализ состава электролитов показал, что указанные изменения сопровождаются поглощением ионов полимерным раствором. Диффузионный характер процесса подтверждается и в работах [220].

В пресной воде или щелочной среде (10%-ный раствор NaOH) образцы разрушились, переходя через высоковязкое состояние в мелкодисперсный осадок. В нефти отвержденный гипан набухает (кривая 4 на рис. 4.3), поверхность становится рыхлой и непрочной, что способствует избирательности действия его относительно нефтенасыщенных пород.

Увеличение концентрации электролита (CaCl₂) до 40 – 45 % при температуре 293 К приводит при механическом перемешивании к резкому ускорению процесса взаимодействия – за короткое время гипан выпадает в осадок в виде хрупкой соли. Аналогичных изменений можно достичь при более низких концентрациях электролита, но при более высоких температурах (353 – 363 К) – 10%-ный раствор гипана при смешении с 15%-ным раствором CaCl₂ превращается в хрупкую массу. Идентичность состояния образующейся массы при разных условиях дает основание предположить ускорение процесса высаживания полимера под действием высоких градиентов концентрации катионов и температуры. В отличие от первого случая, во втором причиной

ускоренного превращения может быть разрыхление структуры и повышение кинетической энергии частиц. Как показано в работах [205, 211], диффузия веществ в жидкости – относительно медленный процесс, включающий стадии массопереноса, массопередачу и химическую стадию. Еще медленнее процесс идет в пористом твердом теле. Последнее обусловлено удлинением пути диффузии, что проявляется в обратной пропорциональности скорости диффузии $\sqrt{t}$. Эта закономерность – характерный признак внутренней диффузии. Существенно, что при диффузии в полубесконечное тело указанная закономерность справедлива для любого времени [211]. Изучение диффузии в любой системе сводится к анализу влияния на коэффициенты диффузии температуры, давления и состава. Из них наиболее важным являются концентрационные зависимости, включающие информацию связанную со структурой и фазовым состоянием компонентов [205]. Методика проведения экспериментов по изучению кинетики взаимодействия в системе пластовая вода – полимерный раствор состояла в следующем. В пробирку (рис. 4.4) последовательно наливается 35 см³ минерализованной пластовой воды (состав приведен в табл. 4.3), 10 см³ 10%-ного раствора полимера так, чтобы не разрушить пленку, образующуюся в момент соприкосновения реагентов. Поверхность раздела взаимодействия жидкостей фиксируется указателем уровня, сосуд плотно закрывается и отмечается время начала процесса. При отборе проб пластовая вода сливается из пробирки через отверстия, предварительно залитые парафином. Опыты проводились при температуре (295±2) К с использованием гипана, сополимера МАК-ДЭА и тампакрила.

Пробы анализируются на содержание ионов Cl⁻ (потенциометрическим титрованием AgNO₃), Ca²⁺, Na⁺, K⁺ (методом пламенной фотометрии) и Mg²⁺ (атомно-адсорбционной спектрометрией).

Проведенные эксперименты в свободном объеме можно отнести к первому этапу. На втором этапе изучалось взаимодействие ионогенных полимеров с электролитом в пористой среде. Модель пласта представляет однородную пористую среду из песка, насыщенного 10%-ным раствором полимеров. В пробирки помещают до 20,2 г (≈10 см³) пасты, доливают сверху по 25 см³ пластовой воды и закрывают пробкой. Через определенные промежутки времени отбирают пробы воды и анализируют на содержание ионов (табл. 4.4). При реакции катионов металлов типа Ca²⁺ по схеме [85]

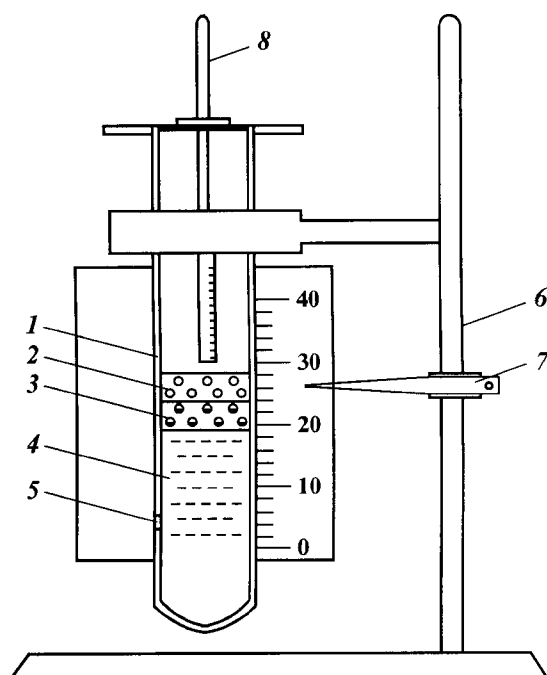


Рис. 4.4. Установка для исследования взаимодействия ионогенных полимеров с электролитом:

1 – пробирка; 2 – раствор полимера; 3 – структурированная масса; 4 – электролит; 5 – отверстие для слива; 6 – штатив; 7 – указатель уровня; 8 – контрольный щуп

Таблица 4.3

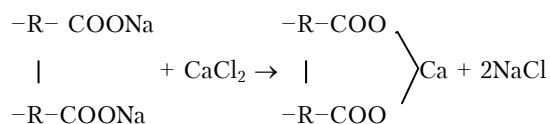
Изменение содержания ионов пластовой воды Ромашкинского месторождения при взаимодействии с полимерными растворами (мг-экв/л)

Ионы электро- лита	Время отбора, сут							
	0,0	0,3	1,2	2,2	4,0	7,3	14,2	∞
<i>Гипан</i>								
Cl^-	4723,1	4284,7	4025,0	3913,5	3815,8	3744,4	3697,7	3673,5
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	3200,2	3037,9	2941,8	2900,5	2864,4	2837,9	2820,7	2811,7
Ca^{2+}	1100,4	893,0	778,2	726,7	681,6	648,6	627,1	615,9
Mg^{2+}	383,2	313,1	271,5	253,7	238,1	226,6	219,2	215,3
<i>Тампакрил</i>								
Cl^-	4723,1	4296,0	4042,6	3933,9	3838,7	3769,1	3723,6	3700,0
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	3200,2	3067,5	2988,6	2955,0	2925,5	2903,9	2889,7	2882,4
Ca^{2+}	1172,4	944,0	808,6	750,4	699,6	664,43	638,0	625,4
Mg^{2+}	415,0	321,2	234,4	268,6	254,6	233,0	233,0	234,6

Таблица 4.4

Изменение содержания ионов в пластовой воде
Ромашкинского месторождения в процессе взаимодействия
с полимерно-песчаной смесью (ППС) (мг-экв/л)

Ионы электро- лита	Время отбора, сут								
	0,0	0,2	0,5	1,0	3,0	5,0	10,0	16,0	∞
<i>ППС с гитаном</i>									
Cl^-	4723,1	4538,5	4463,6	4399,4	4301,7	4265,8	4232,8	4220,5	4211,1
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	3237,0	3131,9	3104,1	3070,4	3044,2	3030,9	3018,7	3014,2	3010,9
Ca^{2+}	1100,4	1012,5	976,9	946,4	899,8	882,7	867,0	861,2	856,9
Mg^{2+}	383,2	357,4	346,9	337,9	324,1	319,1	314,4	312,7	311,5
<i>ППС с тампакрилом</i>									
Cl^-	4723,1	4594,0	4541,6	4496,7	4428,3	4403,2	4380,1	4371,5	4365,2
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	3237,0	3128,9	3099,9	3075,2	3037,4	3023,5	3010,8	3006,0	3002,6
Ca^{2+}	1100,4	1061,2	1045,4	1031,8	1011,0	1003,4	996,4	993,8	991,9
Mg^{2+}	383,2	365,7	358,6	352,5	343,2	339,8	336,7	335,5	334,6
<i>ППС с сополимером МАК-ДЭА</i>									
Cl^-	4723,1	4568,9	4506,3	4452,8	4371,1	4341,6	4313,6	4303,3	4295,9
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	3237,0	3085,7	3053,3	3017,1	2961,7	2941,5	2922,8	2915,8	2910,8
Ca^{2+}	1100,4	1053,5	1034,4	1018,2	993,3	984,2	975,8	972,7	970,4
Mg^{2+}	383,2	366,7	360,0	354,3	345,6	342,4	339,4	338,3	337,5



наряду с катионами в пластовой воде снижается содержание анионов Cl^- . Это можно объяснить выравниванием концентраций в обеих фазах под действием градиента химического потенциала. Для оценки процесса диффузии выполнены следующие исследования.

1. По результатам анализов устанавливалась зависимость концентрации ионов c_τ от времени τ , т.е. кинетика диффузии ионов из электролита в полимерный раствор:

$$c_\tau = (c_0 - c_\infty)e^{a\sqrt{\tau}} + c_\infty, \quad (4.7)$$

где c_0 – начальная концентрация ионов в пластовой воде; c_∞ – конечная концентрация ионов в пластовой воде после достижения равновесия; a – постоянная, зависящая от типов ионов и полимера.

Уравнение (4.7) удовлетворяет по построению начальному и конечному условиям (рис. 4.5) и не зависит от диаметра трубок.

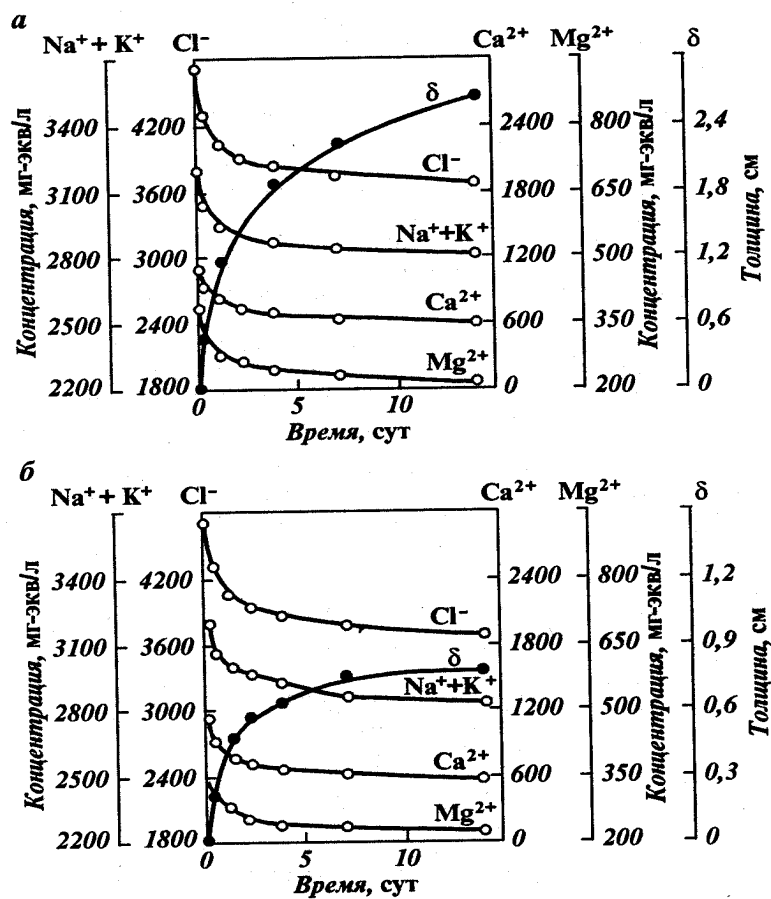


Рис. 4.5. Кинетика изменения концентрации ионов пластовой воды пласта Д₁ Ромашкинского месторождения при взаимодействии с полимерами в пористой среде

Параметр a определяется из условия наилучшего соответствия уравнения (4.7) экспериментальным данным (см. табл. 4.3 и 4.4). Используя метод наименьших квадратов для обработки экспериментальных данных получено следующее нелинейное уравнение для нахождения параметра a :

$$\sum_{i=1}^N \left[(c_i - c_{\infty}) e^{-a\sqrt{\tau_i}} - (c - c_{\infty}) e^{-2a\sqrt{\tau_i}} \right] \sqrt{\tau_i} = 0, \quad (4.8)$$

где c_i – экспериментальные значения концентрации в i -й момент времени τ_i , $i = 1, 2, 3 \div N$.

Численное решение с использованием ЭВМ дает практически во всех случаях значение a , мало отличающееся от единицы (табл. 4.5, 4.6).

Следует отметить, что несовпадение в значениях концентраций, определенных экспериментально и по уравнению (4.7), не превосходит 0,05 % в свободном объеме и 0,4 % в пористой среде.

Анализ кривых зависимостей c_{τ} от времени показал, что концентрации всех ионов снижаются со временем (рис. 4.5 и 4.6). Так как условия для конвективной диффузии отсутствуют, перемещение ионов в полимерный раствор можно объяснить, в данном случае, действием градиента концентраций ионов. При этом диффузия ионов Cl^- , Na^+ , K^+ протекает без химических реакций, в то время как Ca^{2+} , Mg^{2+} вступают в реакцию с карбоксильными группами и образуют нерастворимую структурированную массу на поверхности раздела растворов, толщина которой со временем увеличивается.

Таблица 4.5

Результаты экспериментов, использованные для расчета коэффициента диффузии в свободном объеме

Ионы	a		α_0		H , см	
	Гипан	Тампакрил	Гипан	Тампакрил	Гипан	Тампакрил
Cl^-	1,000594	0,999997	3,5000	3,5000	3,527	3,527
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	1,000604	0,999988	3,5000	3,5000	3,527	3,527
Ca^{2+}	1,000057	0,999973	1,2712	1,1433	3,527	3,527
Mg^{2+}	1,000515	1,000093	1,2823	1,5786	3,527	3,527

Таблица 4.6

Результаты экспериментов, использованные для расчета коэффициента диффузии в пористой среде

Ионы	a			α_0			H , см		
	Гипан	Сополи- мер МАК- ДЭА	Тамп- акрил	Гипан	Сополи- мер МАК- ДЭА	Тамп- акрил	Гипан	Сополи- мер МАК- ДЭА	Тамп- акрил
Cl^-	1,0010	1,0011	1,0004	8,226	10,046	12,187	3,6	3,4	3,3
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	1,3982	1,3929	1,3830	8,226	10,046	12,187	3,6	3,4	3,3
Ca^{2+}	1,0011	1,0009	1,0010	3,506	7,465	9,141	3,6	3,4	3,3
Mg^{2+}	0,9947	1,0012	1,0007	4,342	7,392	6,891	3,6	3,4	3,3

2. Больше значение для управления технологическими процессами имеет ионный обмен, интенсивность которого можно описать известным законом диффузии (первый закон Фика)

$$\bar{j} = -D \operatorname{grad} c, \quad (4.9)$$

где $\bar{j}$ – единичный поток ионов; D – коэффициент диффузии; c – концентрация ионов.

При известном $\operatorname{grad} c$ интенсивность взаимодействия определяется коэффициентом диффузии, величина которого зависит от подвижности иона в полимерном растворе и проводимости последнего по отношению к этому иону. Однако в наших экспериментах невозможно измерить $\operatorname{grad} c$, следовательно, нельзя вычислить коэффициент диффузии непосредственно из формулы (4.9). Для приближенного вычисления коэффициента диффузии поступают следующим образом.

Определяют общее количество ионов M_τ в полимерном растворе к моменту времени τ :

$$\sum_{i=1}^N [(c_i - c_\infty) e^{-a\sqrt{\tau_i}} - (c - c_\infty) e^{-2a\sqrt{\tau_i}}] \sqrt{\tau_i} = 0 \quad (4.10)$$

где V_{nb} – объем пластовой воды, из которого ионы диффундируют в полимерный раствор.

Результирующая функция $M_\tau = f(\tau)$ может быть представлена в виде безразмерной функции F – степени завершенности процесса или степени достижения равновесия [104]:

$$F = \frac{M_\tau - M_0}{M_\infty - M_0} = \frac{C_0 - C_\tau}{C_0 - C_\infty}, \quad (4.11)$$

где M_0 и M_∞ – соответственно начальное и конечное количество ионов в полимерном растворе (в равновесном состоянии).

Подставляя значения c из уравнения (4.7) в уравнение (4.11), получаем

$$F = 1 - e^{a\sqrt{\tau}}. \quad (4.12)$$

Следует отметить, что рассматриваемая задача диффузии в цилиндр с непроницаемыми торцом и боковой поверхностью эквивалентна задаче, описанной в [104]. Решение уравнения диффузии для этой задачи имеет вид [104]

$$F = 1 - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2a_0(1+a_0)}{1+a_0+a_0^2x_n^2} e^{-x_n^2 F_0}, \quad (4.13)$$

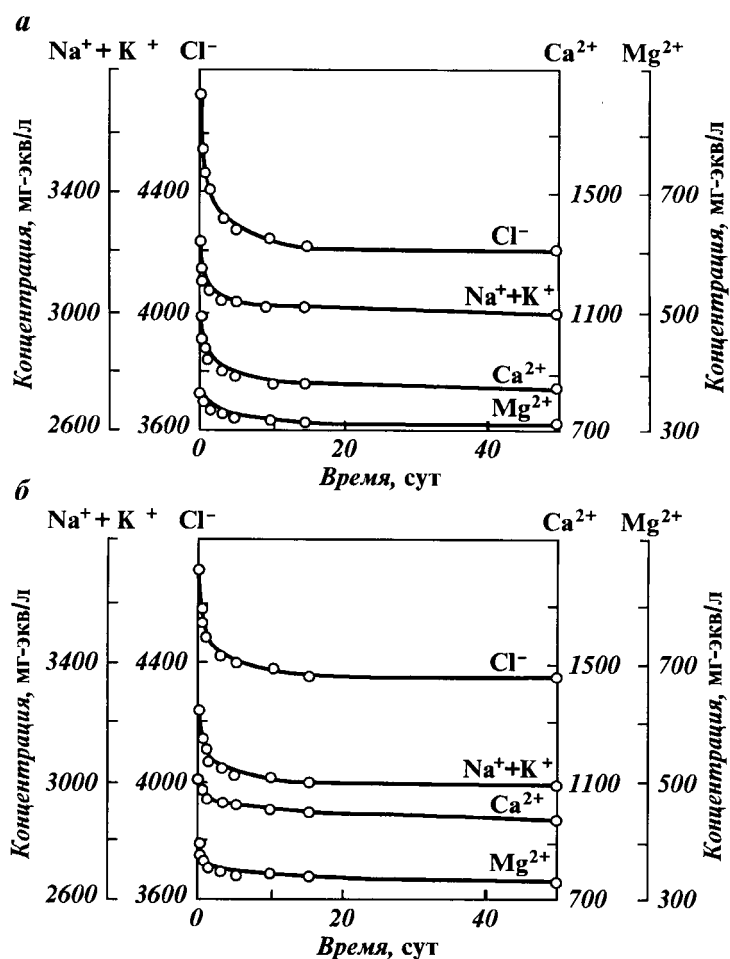
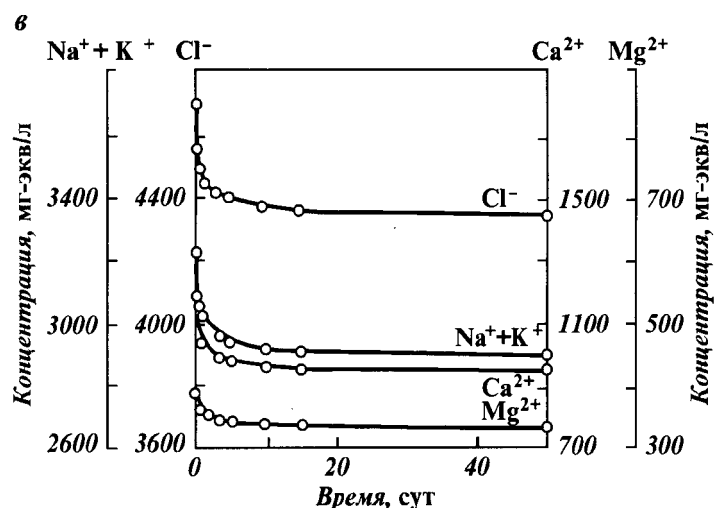


Рис. 4.6. Кинетика изменения концентрации ионов в пластовой воде пласта Д1 Ромашкинского месторождения при взаимодействии с полимерами в пористой среде в статических условиях

где F_0 – безразмерный критерий Фурье, равный $D\tau/H^2$; x_n – положительные ненулевые корни уравнения; H – высота слоя, см.

$$\operatorname{tg} x + \alpha_0 x = 0, \quad (4.14)$$

где $\alpha_0 = V_p/(K_0 V_c)$; V_p – объем раствора, из которого происходит диффузия; K_0 – коэффициент Генри в уравнении адсорбции; V_c – объем сорбента.



Приравнивание функции (4.12), полученной путем математической обработки экспериментальных данных, и выражения (4.13), позволяет провести расчет коэффициентов диффузии [104]. Для этого в принципе можно использовать зависимость F от F_0 , протабулированную в работе [221]. Однако этот способ громоздок, поскольку для расчета одного значения коэффициента диффузии приходится трижды проводить интерполяцию. Коэффициенты диффузии определялись на ЭВМ путем решения следующего уравнения методом половинного деления:

$$\sum_{n=1}^k \frac{2a_0(1+a_0)}{1+a_0+a_0^2x_n^2} e^{-x_n^2 D \tau / H^2} = e^{-a\sqrt{\tau}} \quad (4.15)$$

для множества заданных значений τ . Число членов в ряду принято равным 10. Численные эксперименты показали, что значение коэффициентов диффузии совпадает с точностью до 10^{-7} , уже начиная с $k = 6$, что свидетельствует о достаточно быстрой сходимости ряда

$$\sum_{n=1}^{\infty} \frac{2a_0(1+a_0)}{1+a_0+a_0^2x_n^2} \cdot e^{-x_n^2 F_0} \quad (4.16)$$

Как отмечено в работе [104], обычно берут 4 – 5 членов ряда вида (4.16). Используемые при расчетах параметры приведены в табл. 4.5 и 4.6 соответственно для свободного объема и пористой среды.

При вычислении α_0 по уравнению (4.14) учтено, что для ионов Cl^- , Na^+ , K^+ величина $K_0 = 1$ ввиду выравнивания их концентраций в

равновесном состоянии в пластовой воде и полимерном растворе. Для расчета α_0 в оставшихся вариантах используется соотношение [104]

$$\frac{c_0 - c}{c_0} = \frac{1 - \bar{c}_0(1 + \alpha_0)}{1 + \alpha_0}, \quad (4.17)$$

где $\bar{c}_0$ – начальная концентрация диффундирующего вещества в фазе сорбента.

В гипане и других рассматриваемых полимерах для ионов Ca^{2+} , Mg^{2+} имеем $c_0 = 0$, тогда

$$\alpha_0 = \frac{c_\infty}{c_0 - c_\infty}. \quad (4.18)$$

Данные, приведенные в табл. 4.7, свидетельствуют, что в рассматриваемых системах значения D [221] не остаются постоянными в процессе взаимодействия, а уменьшаются с увеличением длительности процесса. За 30 сут это уменьшение составляет от 4,5 до 6,1 раза. Наиболее быстро коэффициенты убывают в первые 3 – 5 сут, что объясняется структурированием концентрированных растворов гипана и тампакрила. Визуальные наблюдения показали, что полимер при контактировании с электролитом не осаждается, а образует прочную массу с трехмерной пространственной структурой, создающей дополнительное препятствие на пути продвижения ионов.

Зависимость толщины структурированного слоя δ_τ от времени определяется по формуле

$$\delta_\tau = \delta_\infty(1 - e^{-b\sqrt{\tau}}), \quad (4.19)$$

где δ_τ и δ_∞ – текущее и предельное значение толщины слоя; b – неизвестный параметр, который определяется по данным экспериментов методом наименьших квадратов.

Коэффициент диффузии ионов в пористой среде меньше в 6,1 – 8,1 раза, чем в свободном объеме, что объясняется удлинением пути диффундирования вследствие извилистости каналов движения ионов электролита (табл. 4.8). В результате диффузионного проникновения ионов в пористую среду, насыщенную полимерами, вся масса полимерно-песчаной смеси со временем превращается в монолитную структурированную массу. Полученные результаты подтверждают выводы, приведенные в

Таблица 4.7

Изменение коэффициентов диффузии ($D(\tau) \cdot 10^{-5} \text{ см}^2/\text{с}$) при взаимодействии полимеров в свободном объеме

τ , сут	Гипан				Тампакрил			
	Cl^-	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}
0,2	5,077	5,077	3,024	3,045	5,072	5,072	2,796	3,493
0,5	4,248	4,248	2,711	2,728	4,244	4,244	2,531	3,076
1,0	3,496	3,495	2,371	2,384	2,493	3,493	2,234	2,663
2,0	2,737	2,737	1,954	1,963	2,735	2,735	1,857	2,145
3,0	2,232	2,232	1,701	1,709	2,331	2,331	1,624	1,855
5,0	1,882	1,882	1,401	1,406	1,881	1,881	1,342	1,517
7,0	1,625	1,625	1,221	1,226	1,624	1,624	1,172	1,319
10,0	1,385	1,385	1,050	1,054	1,384	1,384	1,009	1,131
13,0	1,229	1,229	0,936	0,940	1,228	1,228	1,901	1,007
30,0	0,831	0,831	0,641	0,643	0,830	0,831	0,618	0,687

Таблица 4.8

Изменение коэффициентов диффузии ($D(\tau) \cdot 10^{-5} \text{ см}^2/\text{с}$) при взаимодействии полимеров с пластовой водой в пористой среде

τ , сут	Гипан				Тампакрил				Сополимер МАК-ДЭА			
	Cl^-	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}
0,2	1,80	3,04	1,47	1,55	1,74	2,88	1,68	1,60	1,76	2,94	1,68	1,68
0,5	1,46	2,31	1,23	1,29	1,40	2,18	1,17	1,31	1,42	2,23	1,37	1,37
1,0	1,18	1,78	1,01	1,05	1,12	1,68	1,09	1,05	1,14	1,72	1,10	1,10
2,0	0,91	1,34	0,78	0,82	0,86	1,25	0,84	0,81	0,88	1,29	0,85	0,85
3,0	0,77	1,12	0,67	0,70	0,73	1,05	0,71	0,69	0,74	1,08	0,72	0,72
5,0	0,62	0,89	0,54	0,56	0,58	0,83	0,57	0,55	0,59	0,85	0,58	0,58
7,0	0,53	0,76	0,47	0,48	0,50	0,71	0,49	0,48	0,51	0,73	0,50	0,50
10,0	0,45	0,64	0,40	0,41	0,43	0,60	0,42	0,41	0,43	0,62	0,42	0,42
13,0	0,40	0,57	0,35	0,37	0,38	0,53	0,37	0,36	0,38	0,55	0,37	0,37
30,0	0,27	0,38	0,24	0,25	0,25	0,36	0,25	0,24	0,26	0,36	0,25	0,25

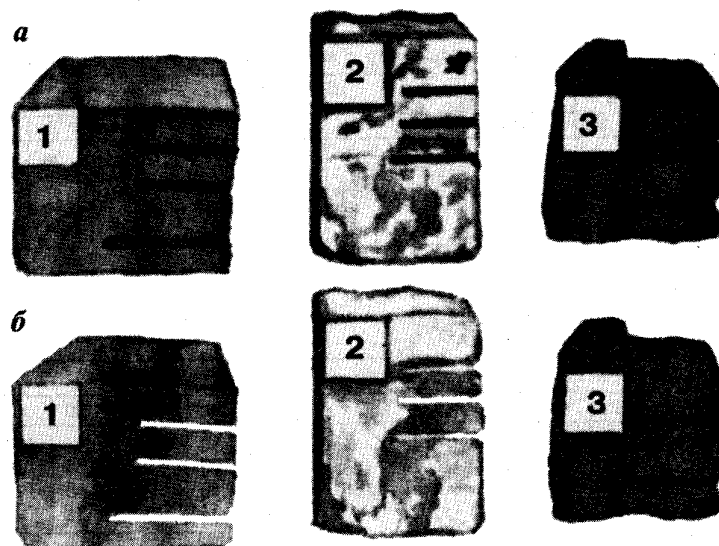


Рис. 4.7. Образцы структурированной массы гипана в щелях образцов пород пласта Д₁ Ромашкинского месторождения:

а – образцы до обработки гипаном; *б* – образцы после обработки гипаном и выдерживания в электролите; 1 и 2 – керны в растворе CaCl_2 и в пластовой воде; 3 – образцы, находящиеся в нефти

работах [106, 169]. Полимеры, молекулы которых характеризуются наличием связей вида $-\text{C}-\text{C}-\text{C}-$, например ионогенные полимеры акрилового ряда, имеют благодаря повышенной гибкости высокую проницаемость.

Введение в цепь поливалентных катионов снижает гибкость цепной молекулы и, следовательно, проницаемость. Как следует из результатов экспериментальных исследований, образование полимером водоизолирующей массы может происходить в пористой среде, где нет условий для конвективной диффузии. Для изучения механизма образования водоизолирующей массы в крупных порах и трещинах проведены эксперименты с естественными кернами продуктивных пластов Ромашкинского месторождения (табл. 4.9). Щели с раскрытием до 2 мм и менее, перерезанные на кернах, заполнялись полимерным раствором высокой концентрации, после чего образцы хранились в пластовых жидкостях (рис. 4.7). По изменению фазового состояния полимерного раствора и сцепления с кернами на основании визуальных исследований оценивался характер взаимодействия реагента с породой.

Через трое суток хранения образцов в пластовой воде горизонта D_1 весь объем трещин оказался заполненным структурированной массой, имеющей прочное сцепление с поверхностью пород во всех направлениях. Вследствие усадки при взаимодействии с электролитами образующаяся масса имеет пустоты, по которым может фильтроваться жидкость, а в нефтяной среде (образец № 3) полимер остается в жидком состоянии и вытекает [58]. В аналогичных экспериментах с глинистыми породами гипаном заполнялись трещины размером не более 0,1 – 0,2 мм, образовавшиеся при разбуривании кернов. После выдержки в пластовой воде образцы представляли собой монолитную массу, что указывало на диффузионное проникновение ионов электролита в микротрещины, заполненные полимером. Данное свойство ионогенных полимеров в присутствии электролитов было использовано для создания способа склеивания материалов в скважинах при отключении обводненных пластов [12].

Для выявления зависимости коэффициентов диффузии D_t от степени минерализации пластовой воды и концентрации полимера проведена серия опытов в свободном объеме по изучению кинетики ионообменного процесса в системе полимер – электролит при различных концентрациях гипана и CaCl_2 (табл. 4.10).

Опыты проводились и обрабатывались по описанной выше методике, часть результатов для Ca^{2+} приводится в табл. 4.11 и на рис. 4.8.

Таблица 4.9

Данные наблюдений о породах и средах хранения образцов с гипаном

№ образца	№ скважины	Наименование нефтеносной площади	Интервал глубин отбора керна, м	Среда хранения
1	11719	Сармановская	1683,8–1685,6	30%-ный раствор CaCl_2
2	15141	Зай-Каратайская	1781,0–1787,0	Пластовая вода горизонта D_1
3	6536	Ю-Ромашкинская	1788,0–1790,0	Нефть горизонта D_1
4	10340	Куакбанская	842,0–847,0	Пластовая вода горизонта C_1
5а	9398	Ю-Ромашкинская	1772,4–1774,3	Пластовая вода горизонта D_1
5б	9398	Ю-Ромашкинская	1775,5–1777,3	Пластовая вода горизонта D_1
6	15093	Федотовская	642,7–649,7	Пластовая вода горизонта C_1
7	10700	Холмовская	1729,0–1735,0	Пластовая вода горизонта D_1

Таблица 4.10

Взаимодействующие системы полимер – электролит

Показатели	Шифр системы											
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Концентрация электролита, %	5	5	5	10	10	10	15	15	15	20	20	20
Концентрация гипана, %	10	15	20	10	15	20	10	15	20	20	15	20

Таблица 4.11

Изменение коэффициента диффузии ионов Ca^{2+} , $D \cdot 10^{-6} \text{ см}^2/\text{с}$, в зависимости от концентрации электролита

Шифр системы	Время взаимодействия, сут									
	0,2	0,5	1,0	2,0	3,0	5,0	7,0	10,0	13,0	30,0
V ₁	1,43	1,41	1,38	1,32	1,27	1,18	1,10	1,01	0,93	0,69
V ₂	0,87	0,84	0,82	0,78	0,75	0,70	0,66	0,61	0,58	0,44
V ₃	0,60	0,58	0,55	0,51	0,48	0,44	0,40	0,36	0,33	0,29
V ₄	0,42	0,41	0,40	0,39	0,38	0,36	0,34	0,33	0,31	0,25

Анализ приведенных данных позволяет заключить, что увеличение концентрации полимера и электролита выше определенного предела приводит к резкому снижению скорости диффузии. Таким критерием для гипана, как видно из рис. 4.8, *в* и *г*, является концентрация полимера в растворе 10 – 15 % масс., а для CaCl_2 – 50 – 100 кг/м³ (рис. 4.8, *а* и *б*). Эти пределы приняты за оптимальные в технологических процессах с гипаном [52].

Экспериментальные исследования взаимодействия ионогенных полимеров со степенью гидролиза более 40 – 50 % с электролитами показали, что процесс этот основывается на ионном обмене и происходит в статических условиях. Диффузия ионов минерализованной воды в концентрированные растворы приводит к образованию полимерминеральной массы с трехмерной пространственной структурой как в свободном объеме, так и в пористой среде.

Вследствие недооценки влияния ионообменного процесса в пластовых условиях на образование водоизолирующей массы некоторые исследователи пришли к выводу о бесперспективности развития данного направления исследований [156, 173]. Выявленный механизм образования водоизолирующей массы

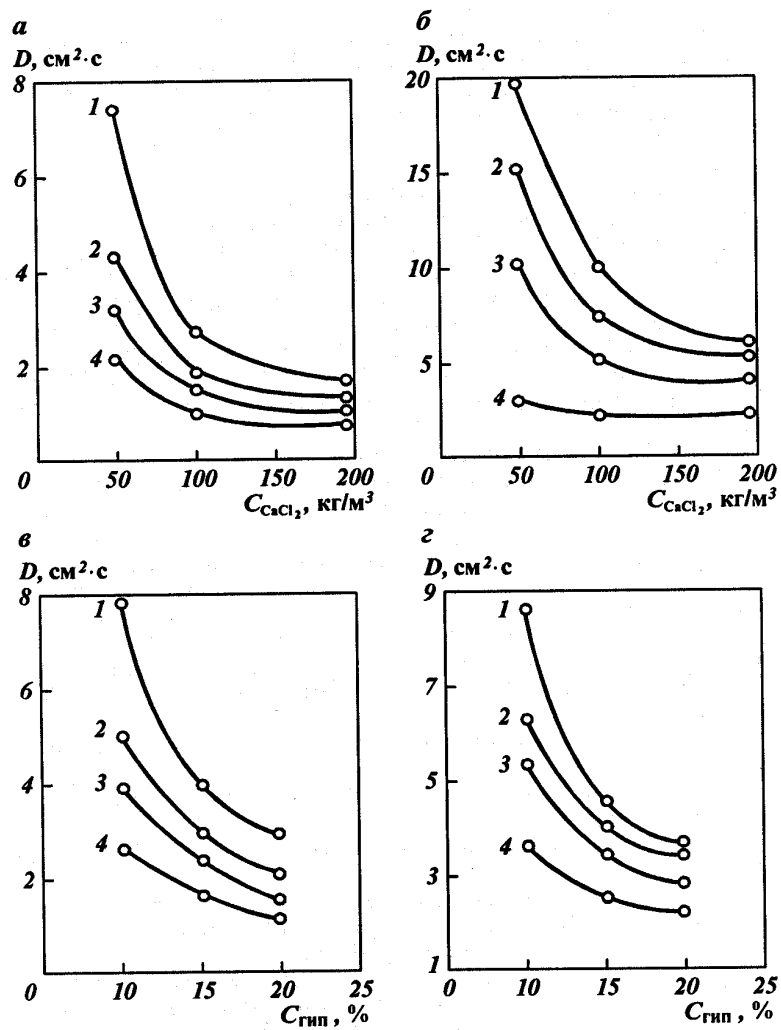


Рис. 4.8. Зависимости коэффициента диффузии и концентрации электролита и гипана:
 а и б – в 10%-ном растворе гипана соответственно ионов Ca^{2+} и Cl^- ; в и г – в 15%-ном растворе гипана соответственно ионов Ca^{2+} и Cl^- ; 1, 2, 3 и 4 – соответственно через 0,2; 2; 10 и 30 сут

позволяет изменить отношение к применению их в технологических процессах и разработать высокоэффективные способы ограничения водопритоков в добывающие скважины.

В карбонатных отложениях гипан не образует прочную структурированную массу вследствие недостаточного содержания ионов Ca^{2+} .

Для слабоминерализованных и карбонатных пород разработан новый способ ограничения движения вод в пластах с применением сополимера метакриловой кислоты с диэтиламмониевой солью (МАК-ДЭА) [19]. Как и гипан, этот сополимер взаимодействует с электролитами в динамических и статических условиях, под действием ионов поливалентных металлов он превращается в структурированную массу. Результаты детальных исследований физико-химических и технологических свойств МАК-ДЭА изложены в работах [27, 52, 58, 60, 95, 162]. Выделим следующие основные особенности свойств этого сополимера:

МАК-ДЭА хорошо растворяется в воде;

сополимер обладает полиэлектролитными свойствами благодаря наличию в молекулярной цепи ионогенных групп, степень гидролиза достигает 50 – 60 %.

Вискозиметрическими исследованиями установлены следующие зависимости свойств сополимера МАК-ДЭА от концентрации в растворе и температурных условий:

при массовой концентрации, равной 0,45 г/л, в растворе наблюдается образование ассоциатов, имеющих флуктуационный характер, а при массовой концентрации более 5 % – молекулы сополимера объединены в ассоциаты;

с повышением температуры вязкость раствора понижается (рис. 4.9);

растворы высоких концентраций (выше 5 %) имеют ярко выраженный псевдопластический характер;

наименьшая эффективная вязкость 5%-ного раствора при 278 К составляет 22 мПа·с;

сополимер обладает поверхностно-активными свойствами на границе раздела МАК-ДЭА – керосин, δ составляет 7,2 мН/м, на границе гипан – керосин – 22 мН/м.

По характеру взаимодействия с электролитами сополимер МАК-ДЭА идентичен гипану: низкоконцентрированный полимер осаждается, а при достаточно высокой концентрации образует структурированную массу в полном объеме раствора. При хранении осажженного сополимера МАК-ДЭА в электролитах прочность его возрастает при незначительной усадке образца (табл. 4.12).

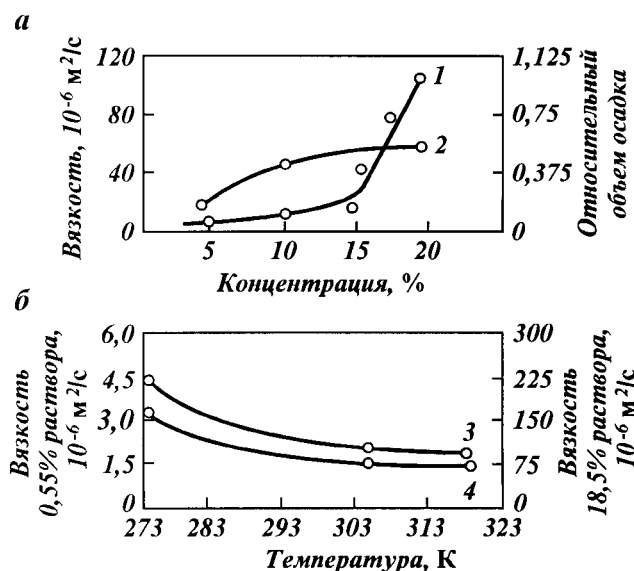


Рис. 4.9. Изменение вязкости водного раствора сополимера МАК-ДЭА и относительного объема структурированного осадка от концентрации полимера и температуры:

1 – вязкость при температуре 293 °; 2 – относительный объем; 3 и 4 – вязкость соответственно при концентрациях полимера 18,5 и 0,55 % (масс.)

Объем осадка сополимера МАК-ДЭА, высаженного минерализованной пластовой водой горизонта Д₁, достигает 56 % от объема исходного раствора (рис. 4.9, а). В отличие от гипана, он увеличивает фильтрационное сопротивление карбонатных пород (рис.4.10, кривая 4)

Таблица 4.12

Изменение свойств осажженного сополимера МАК-ДЭА при хранении в различных средах

Время выдержки, сут	Пластовая вода горизонта Д ₁		15%-ный раствор CaCl ₂		15%-ный раствор NaCl	
	усадка, %	σ_{50} , МПа	усадка, %	σ_{50} , МПа	усадка, %	σ_{50} , МПа
1	18,8	6,1	17,3	4,9	20,0	1,4
2	19,3	10,5	20,3	6,8	18,7	1,6
4	20,8	11,8	21,8	7,5	17,7	2,2
8	21,8	12,8	21,9	7,9	17,6	2,5
16	22,0	13,3	21,5	9,3	19,6	2,7

П р и м е ч а н и е. σ_{50} – условная прочность, определяемая при деформации образца на 50 %.

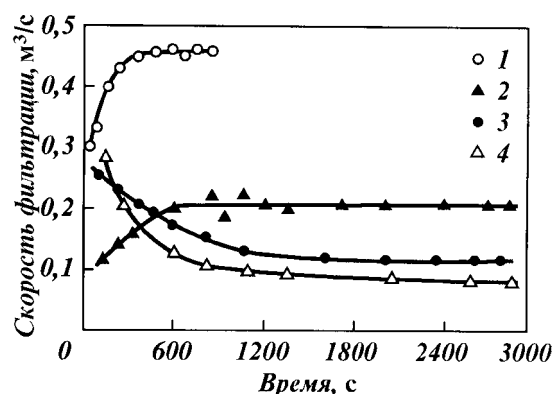


Рис. 4.10. Изменение скорости фильтрации керосина, нефти и воды через песок аник, обработанный водными растворами сополимера МАК-ДЭА:
1 и 2 – соответственно керосина и нефти; 3 и 4 – при фильтрации пластовой воды соответственно через терригенные и карбонатные породы соответственно ионов Ca^{2+} и Cl^-

На рис. 4.10 приведены некоторые результаты фильтрации пластовых вод и углеводородных жидкостей через песок аник (кривые 1 – 3) и карбонатную породу (кривая 4), обработанные водным раствором сополимера МАК-ДЭА 5%-ной концентрации. Как видно из характера изменения кривых, после прокачивания через пористую среду МАК-ДЭА наблюдается снижение скорости фильтрации воды (кривые 3 и 4), сохранение проницаемости относительно нефти и керосина, а в некоторых случаях даже ее увеличение (кривые 1 и 2). Эти результаты подтвердились и при модельных исследованиях по ограничению водопритоков в скважины.

Аналогичные исследования были проведены с частично гидролизованными полиакриламидами $-\alpha^0 < 7 - 28 \%$ (ПАА-гель, Пушер-500, CS-6, РДА-1020). Эти полимеры не вступают в ионный обмен с электролитами, в пластовых водах девона и верхнего карбона нефтяных месторождений растворы их сохраняют свое фазовое состояние. Введение минерализованной воды горизонта D_1 приводит лишь к снижению (в 6 – 8 раз) вязкости полимерного раствора по сравнению с растворами на пресной воде (рис. 4.11). При тех же условиях у гелеобразного ПАА вязкость снижается всего в 1,5 раза (кривая 3), что является следствием более низкой степени гидролиза ($\alpha^0 = 7 \%$) по сравнению с Пушер-500 и РДА-1020 ($\alpha^0 = 13 - 25 \%$).

Максимальное снижение вязкости растворов всех полиакриламидов происходит в области концентрации солей 1 – 3 г/л, дальнейшее увеличение которой практически на этот параметр не влияет. Вязкость их растворов на минерализованной воде остается в 10 раз ниже, чем на

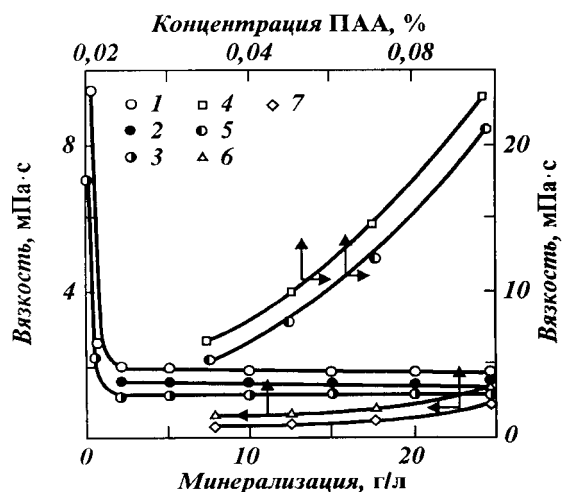


Рис. 4.11. Графики зависимости полиакриламидов от степени минерализации воды и концентрации полимера:

1 – РДА-1020; 2 – Пушер-500; 3 – ПАА (гель) в минерализованной воде; 4 и 5 – РДА-1020 и CS-6 в дистиллированной воде; 6 и 7 – те же полимеры в минерализованной воде с содержанием солей 25 г/л

дистиллированной (кривые 1 и 4), что необходимо учитывать при использовании ПАА на промыслах при минимальной вязкости – минерализации пластовых вод, как правило, более 3 – 4 г/л (см. табл. 3.1 и 3.3).

Результаты проведенных исследований взаимодействия ионогенных полимеров с пластовыми водами позволяют классифицировать их по степени гидролиза как водоизолирующие реагенты и определить область эффективного применения в зависимости от минерализации воды. В условиях пластов с минерализованной водой наиболее эффективно применять полимеры со степенью гидролиза более 40 – 50 %, вступающие в ионный обмен, используя катионы пластовой воды в качестве составляющего элемента водоизолирующей массы.

4.3. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ИОНОГЕННЫХ ПОЛИМЕРОВ С ПОРИСТОЙ СРЕДОЙ

В пористом пласте, представляющем собой непрерывно изменяющиеся по размерам и направлениям каналы фильтрации, водоизолирующий реагент вступает во взаимодействие как с породой, так и с насыщающими жидкостями. Изменение физических свойств пород при этом приводит к изменению и фильтрационных характеристик. Для

моделирования процессов, происходящих в пласте, использовалась пористая среда из насыпного кварцевого песка. При этом были приняты следующие условия моделирования:

нефть Ромашкинского месторождения, разбавленная керосином до вязкости 5 мПа·с;

состав вод, используемых для заводнения пластов, соответствует пластовой или закачиваемой воде Ромашкинского, Самотлорского и других месторождений;

пористая среда – молотый кварцевый песок с проницаемостью от 0,15 до 8,2 мкм² и пористостью 23 – 28 %;

температура среды – 293 – 393 К;

длина и диаметр моделей соответственно 1 м и $3,3 \cdot 10^{-2}$ м;

начальная нефтенасыщенность 70 – 80 %.

Методика эксперимента предполагает следующую последовательность выполнения работ:

- 1) вакуумирование моделей пласта и дегазация пластовой воды;
- 2) насыщение пористой среды водой или нефтью;
- 3) определение абсолютной проницаемости модели пласта и подвижности насыщающей жидкости (1 этап);
- 4) прокачивание водоизолирующего реагента (2 этап);
- 5) ожидание взаимодействия закачиваемого реагента с породой (24 – 72 часа);
- 6) повторное исследование изменений подвижности насыщающей жидкости прокачиванием в режиме заданного давления при скорости фильтрации 0,3 – 1,0 м/сут и отмывание пласта (3 этап).

За основной критерий эффективности обработки реагентами принято изменение подвижности закачиваемой в пористую среду жидкости $\varepsilon = k/\mu$, по которому после прокачивания реагента определяется остаточный фактор сопротивления $R_{ост}$ по формуле (4.3). По результатам экспериментов строятся графики зависимости указанных параметров от объема прокачиваемой жидкости или времени фильтрации жидкостей (рис. 4.12).

Анализ кривых зависимостей $k/\mu = f(Q_{ж})$ показывает, что стабильность значений этой функции при прокачивании воды и нефти (рис. 4.12, кривая 1) резко нарушается после перехода к нагнетанию высоковязкого раствора гипана (кривая 2). На 3-м этапе эксперимента подвижность нефти и дистиллированной воды, не вступающей в реакцию с полимерами, восстанавливается в 4 – 18 раз быстрее, чем у минерализованной пластовой

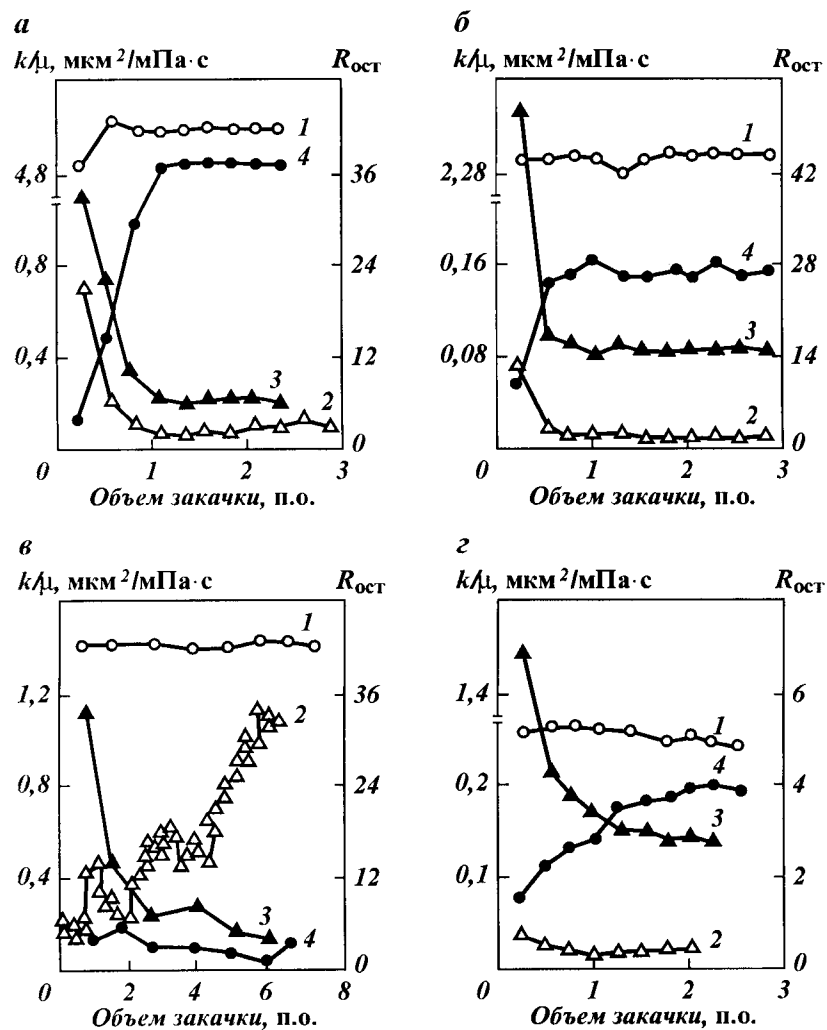


Рис. 4.12. Изменения подвижности жидкостей и остаточного фактора сопротивления для воды при обработке пористой среды гипаном:
 k/μ – подвижность жидкости; $R_{ост}$ – остаточный фактор сопротивления; 1, 2 и 3 – подвижности соответственно на первом, втором и третьем этапах фильтрации жидкостей; 4 – остаточный фактор сопротивления

воды горизонта D_1 (кривая 3). При этом после прокачивания их в количестве 2,5 – 3 порового объема подвижность восстанавливается на 50 – 80 % по сравнению с 2,5 – 3,5 % в пластах с минерализованной

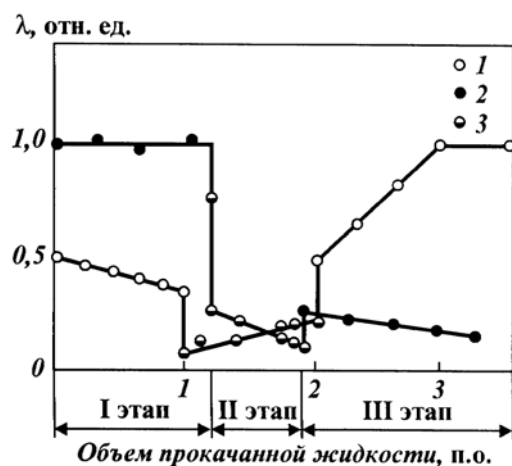


Рис. 4.13. Изменение относительной подвижности жидкостей (λ) при фильтрации через пористую среду, обработанную сополимером МАК-ДЭА: 1 — пластовая вода пласта Д₁ Ромашкинского месторождения; 2 — нефть; 3 — водный раствор МАК-ДЭА

водой (кривая 3). Остаточный фактор сопротивления (кривая 4) в присутствии минерализованной воды (рис. 4.12, а, б) в 9 – 11 раз превышает $R_{\text{ост}}$ нефтенасыщенного пласта и в 70 – 80 раз — насыщенного дистиллированной водой (см. рис. 4.12, в, г).

Наиболее полно избирательность воздействия полимерного раствора на подвижность воды проявляется при обработке пористой среды сополимером МАК-ДЭА (рис. 4.13). Как видно из характера изменения приведенной подвижности жидкостей λ , определенной по отношению $(k/\mu)_{\text{max}} : (k/\mu)$, в пласте с минерализованной водой отмечено ее снижение (кривая 1), в нефтенасыщенном — происходит увеличение (кривая 2). В отличие от гипана указанный характер воздействия МАК-ДЭА сохраняется и в карбонатных породах. Результаты экспериментов с МАК-ДЭА показывают, что применение его в частично обводненных пластах может дать двойной эффект — ограничение притока воды по обводненным пропласткам и увеличение подвижности нефти в нефтесодержащих пропластках.

Возможность использования выявленных свойств гипана и сополимера МАК-ДЭА в условиях реальных пластов была установлена в экспериментах, выполненных при давлении 22 – 25 МПа на установке УИПК-1М. Установлено, что и в этих условиях значения остаточного фактора сопротивления пластов с минерализованной водой от 6,8 до 10,7 раза превышают значения $R_{\text{ост}}$ нефтяных пластов. При взаимодействии гипана и МАК-ДЭА с пористой средой, насыщенной минерализованной пластовой водой, значения остаточного фактора сопротивления кратно превышают $R_{\text{ост}}$, создаваемого им в нефтенасыщенной среде и в среде с дистиллированной водой. Возникновение некоторого остаточного фактора сопротивления при

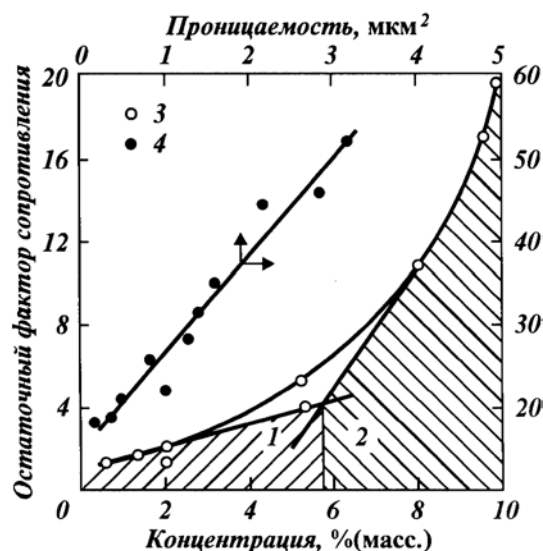
анионном характере гипана и при отрицательном заряде поверхности пористой среды указывает на механическое удержание (защемление) полимерных частиц в сужениях и тупиковых зонах. По-видимому, полностью не исключается и адсорбция на нарушениях кристаллической решетки. В целом эти результаты подтвердили, с одной стороны, предполагаемый механизм образования водоизолирующей массы в пластовых условиях, основанный на диффузных процессах, с другой, возможность реализации их для избирательного воздействия на нефтеводонасыщенный пласт.

Для изучения закономерностей изменения подвижности пластовых жидкостей при обработке полимерами в зависимости от проницаемости пористой среды, концентрации полимера и минерализации пластовой воды проведена серия экспериментов [48, 55, 58, 60, 61, 64]. Основные результаты лабораторных опытов заключаются в следующем.

С увеличением проницаемости пористой среды в пределах $0,1 - 6,5 \text{ мкм}^2$ и ростом концентрации полимера в растворе от $0,5$ до 10% остаточный фактор сопротивления возрастает (рис. 4.14). Зависимость этого безразмерного коэффициента от проницаемости пласта и концентрации гипана в вышеуказанных пределах описывается уравнением

$$R_{\text{ост}} = 1 + uKc_{\text{гип}}^0, \quad 0,1 < K < 6,5; \quad 0,5 < c < 1,2, \quad (4.20)$$

Рис. 4.14. Зависимость остаточного фактора сопротивления от концентрации гипана и начального коэффициента проницаемости пористой среды:
1 – область осаждения хлопьевидного осадка; 2 – область структурирования в объеме раствора; 3 и 4 – соответственно зависимости от концентрации гипана и проницаемости пористой среды



где u и ω – коэффициенты, характеризующие изолирующее свойство гипана при различных соответственно проницаемостях и концентрациях.

Степенная зависимость остаточного фактора сопротивления от концентрации полимера отражает различие механизма образования водоизолирующей массы при разном содержании гипана в растворе. Если в интервале концентраций от 0 до 5 % рост составляет 4 единицы, то от 5 до 10 % – 14. Последний из указанных интервалов соответствует образованию прочной массы с трехмерной пространственной структурой [138, 143, 144], в то время как первый – хлопьевидного осадка, легко вымываемого из линейных моделей пластов. Эта особенность образования водоизолирующей массы проявляется и на кривых зависимостей степени закупоривания θ от концентрации полимера и проницаемости пористой среды (рис. 4.15), полученных по результатам экспериментов.

Крайняя неравномерность движения полимерного раствора подтверждается и в экспериментах на естественных кернях, выполненных по методике института Гипровостокнефть. Суть этой методики заключается в фиксировании появления закачиваемого через керн гипана на выходе образца. Продукты реакции гипана с электролитом в виде белого пятна появляются уже после прокачивания водного раствора гипана всего в количестве 0,36±0,42 п.о. Несмотря на высокий градиент давления (0,1 – 0,2 МПа/м), гипан продолжает поступать по отдельным каналам, т.е. основная масса гипана фильтруется по наиболее крупным порам, оставляя невытесненной воду

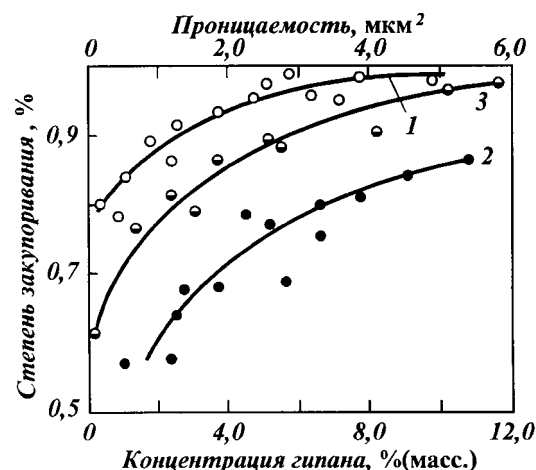


Рис. 4.15. Графики зависимости степени закупоривания пористой среды от концентрации гипана и начальной проницаемости пористой среды: 1 и 2 – от концентрации гипана; 3 – от коэффициента проницаемости пористой среды

в мелких каналах.

Аналогичный вывод был получен в экспериментах с сополимером МАК-ДЭА [61]. Методика состоит в кристаллооптическом анализе на шлифах и аншлифах, изготовленных из кернов пород продуктивного горизонта до и после прокачивания через них полимерного раствора и отверждения последнего в электролите. Изучение микрофотографий шлифов, обработанных лишь смолой ФР-12, показало полное насыщение смолой всех пор породы (рис. 4.16, *а*). В образцах, обработанных сополимером, обнаруживаются прозрачные площади и просветы, характеризующие пустоты, а также площади красного цвета, характеризующие отвержденную смолу. Образование пустот объясняется удалением осадка сополимера при обработке шлифов вследствие недостаточной прочности. Характер этих пустот на срезах зависит от размеров пор пород. При размерах пор 10 – 50 мкм (см. рис. 4.16, *б*) на периферийных участках частиц песка остова пород отчетливо видны пустоты, что указывает на расположение осажденного сополимера на

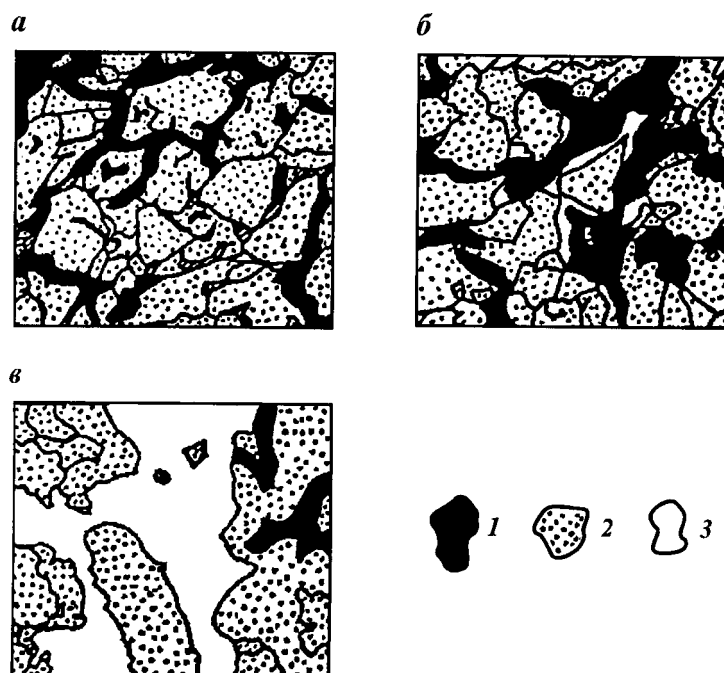


Рис. 4.16. Фрагменты срезов пород, обработанных сополимером МАК-ДЭА: 1 – участки отвержденной смолы ФР-12; 2 – частицы породы; 3 – участки, характеризующие местоположение закупоривающего материала

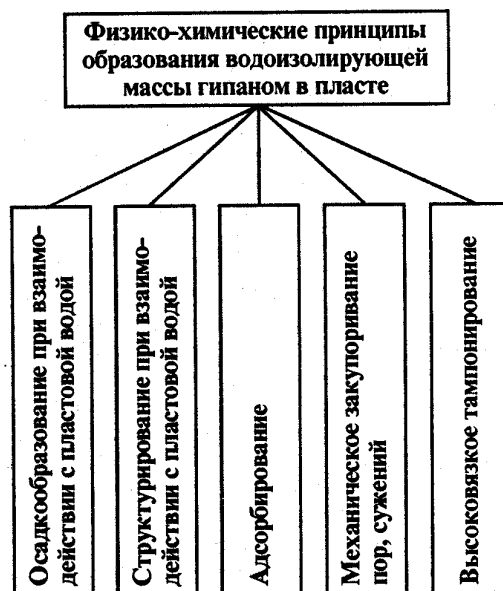
поверхности частиц, обрамляющих поры. При увеличении же размеров пор и трещин все поровое пространство заполняется сополимером, который при обработке шифа выкрашивается, оставляя в нем пустоты (см. рис. 4.16, в). В ядрах с низкой проницаемостью следов осадка не обнаруживается, следовательно, в малые поры раствор сополимера не фильтруется.

Результаты исследований механизма образования водоизолирующей массы ионогенными полимерами со степенью гидролиза более 40 – 50 % позволяют заключить, что ограничение движения вод такими реагентами в пластах происходит в результате экранирования главным образом крупных пор и трещин и снижения “живого” сечения средних пор коллектора при неизменном состоянии микропор, что должно привести к снижению степени неоднородности продуктивного пласта по проницаемости.

На основе обобщения результатов проведенных лабораторных и модельных исследований предложена следующая схема образования водоизолирующей массы ионогенными полимерами в пластовых условиях (рис. 4.17).

Растворы ионогенных полимеров типа частично гидролизованного полиакриламида (ПАА), как было показано выше, не вступают в ионный обмен и не изменяют своего фазового состояния при взаимодействии с пластовыми водами. Применение их в качестве водоизолирующего материала основывается на адсорбционных свойствах макромолекул ПАА на горных породах и механическом удержании агрегатов полимера в сужениях и тупиковых зонах [38, 111, 157], приводящих к повышению фильтрационного сопротивления пористой среды. В отличие от гипана после прокачивания ПАА величина остаточного фактора сопротивления снижается с увеличением проницаемости пород, приближаясь к единице при $K = 1,5 \div 1,8 \text{ мкм}^2$ (рис. 4.18). Пятикратное увеличение содержания полимера (кривая 1) незначительно увеличивает область эффективного применения ПАА с ростом проницаемости (кривая 2). К тому же при смещении с минерализованной водой остаточный фактор сопротивления, создаваемый раствором ПАА, снижается на 30 – 40 % [157, 158]. Перечисленные особенности свойств ограничивают применение полиакриламида в качестве водоизолирующего материала в пластах с высокопроницаемой промытой зоной и минерализованной водой. В связи с этим одно из направлений совершенст-

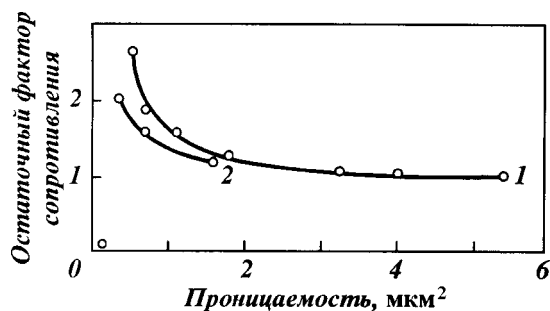
Рис. 4.17. Физико-химические принципы образования водоизолирующей массы гипаном



образования полимерного заводнения основывается на укрупнении макромолекул ПАА введением для сшивки катионов поливалентных металлов типа Fe^{2+} , Ca^{2+} , Al^{3+} , Cr^{3+} и создания вязкоупругих составов на основе концентрированных полимерных растворов [68, 176].

Для образования водоизолирующей массы помимо процессов химических превращений типа щелочного гидролиза полиакриламида можно использовать непосредственно полимеризацию мономеров акриламида, имеющих функциональные группы, обладающие гидрофильностью [131]. Полимеризация комплексно связанных

Рис. 4.18. Зависимость остаточного фактора сопротивления от проницаемости пористой среды при обработке водными растворами ПАА:
1 — 0,05%-ным раствором ПАА; 2 — 0,01%-ным раствором ПАА



мономеров позволяет вводить в полимерную цепь самые разнообразные по химическим свойствам фрагменты и широко варьировать свойство полимеров. Для этих целей могут применяться слабощитые карбоксильные полиэлектролиты и полимер-полимерные комплексы [25, 83]. Они применяются для создания различных ионитных мембран для очистки минерализованных и загрязненных вод. С целью изучения закономерностей процесса полимеризации в зависимости от физико-химических условий в скважине, создания более эффективных способов была проведена серия экспериментальных исследований с мономерами акриламида [17, 18, 52, 134, 165]. Результаты исследований позволили разработать новый водоизолирующий состав с использованием линейного полимера с амидной группой в структуре и мономеров акриламида [173]. Полимеризация акриловых кислот в присутствии полимеров, а также акриламида в водном растворе полиметакриловой кислоты, происходящая по матричному механизму, приводит к образованию полимер-полимерных комплексов, обладающих своеобразными свойствами, близкими к свойствам мембран [124, 136]. Экспериментальными исследованиями была установлена контролируемость кинетического поведения систем ПАА – АК и ПАА – МАК. Показано, что образующиеся при этом полимеры обладают ограниченной набухаемостью в водной среде и усадкой в углеводородной среде.

Матричная полимеризация ионогенных полимеров типа акриламида и полиметакриловой кислоты в присутствии окислительно-восстановительной системы позволяет создать в пористых и трещиноватых пластах сплошную полимерную массу с трехмерной пространственной структурой. Индукционный период полимеризации этой композиции регулируется в широком диапазоне температур от 280 до 350 К. Полимеризованная масса в водной среде набухает на 80 – 90 %, а в углеводородной (нефть, керосин, бензин и др.) – гель имеет усадку до 70 % от первоначального объема и становится хрупким, чем исключается закупоривание нефтенасыщенных пластов. [17]. Такие композиции могут быть получены с применением и других сополимеров полиакриловых кислот, что в перспективе позволяет значительно расширить ассортимент водоизолирующих реагентов для увеличения охвата обводненных пластов воздействием.

Механизм ограничения движения вод в пластах ионогенными полимерами основывается на комплексном взаимодействии их с пористой средой (адсорбция, механическое удержание) и пластовыми жидкостями (осаждение, структурирование, сохранение фазового состояния и др.), особенности взаимодействия в первую очередь зависят от степени их гидролиза. Установлена преимущественная фильтрация полимерных растворов по наиболее крупным порам и каналам. Остаточная вода в мелких каналах и микропорах при закачивании в

пласт полимеров типа гипана является источником ионов для образования ими водоизолирующей массы. Однако следует отметить, что применение концентрированных растворов полимеров или ВУСов со сшивкой полимеров катионами поливалентных металлов позволяет оказывать воздействие на пласт в ограниченных объемах в основном через добывающие скважины. После образования обширных промытых зон на поздней стадии разработки нефтяных месторождений применение их становится экономически нецелесообразным, что обуславливает поиск новых водоизолирующих реагентов.

4.4. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ ПОЛИАКРИЛАМИДА С ДИСПЕРСНЫМИ ЧАСТИЦАМИ ПОРОД ПРИМЕНительно К РЕШЕНИЮ ЗАДАЧ УВЕЛИЧЕНИЯ ОБЪЕМА ВОЗДЕЙСТВИЕМ НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

После образования промытых зон в нефтяной залежи эффективность методов заводнения и ограничения притока вод в скважины путем закачивания небольшого объема водоизолирующих материалов резко снижается при сравнительно низких коэффициентах текущей нефтеотдачи. Вопросы повышения выработки обводненных пластов обсуждаются в периодической отечественной и зарубежной литературе десятилетиями [2, 8, 30, 54, 73, 75, 98, 168, 194]. Однако эта проблема продолжает оставаться актуальной и в настоящее время, поскольку современные методы воздействия на залежи не обеспечивают существенного увеличения нефтеотдачи пластов. Одна из главных причин относительно низкой нефтеотдачи состоит в том, что как при гидродинамических методах воздействия на пласт, так и физико-химических, не устраняется основной фактор неполного охвата коллектора – проницаемостная неоднородность, которая усугубляется на поздней стадии разработки месторождений с образованием обширных промытых зон. Одним из эффективных направлений совершенствования методов заводнения и повышения нефтеотдачи является увеличение фильтрационного сопротивления этих зон за счет создания остаточного фактора сопротивления с применением водоизолирующих химреагентов. Снижение подвижности воды в обводненных пропластках при этом позволяет уменьшить неоднородность нефтеводонасыщенного коллектора по характеру и степени вытеснения нефти и тем самым увеличить охват пластов воздействием.

Известные в зарубежной практике методы основаны на применении концентрированных растворов химпродуктов, что практически

исключает применение их для заполнения обширных промытых зон коллектора.

Новые способы получения водоизолирующей массы в пластовых условиях, основанные на использовании флокулирующих свойств относительно твердых дисперсных частиц, приводящих к образованию полимердисперсных систем (ПДС), разработаны в ОАО «НИИНефтепромхим». Основными компонентами этой системы являются полимеры с флокулирующими свойствами и дисперсные частицы горных пород. Наличие ионогенных групп в полимерной цепи обеспечивает достаточно высокую адсорбционную связь ее не только с поверхностью пор и трещин, но и с твердыми дисперсными частицами пород. Являясь полифункциональными полимерами, они оказывают различное воздействие на гравитационную устойчивость твердых частиц. В зависимости от изменения характера взаимодействия полимера с дисперсной системой выделяют три области концентраций [43, 47]:

- полного связывания полимера (флокуляции);
- переходную (коагуляционную);
- стабилизации.

Процессы флокуляции и стабилизации наблюдаются в системах, имеющих различную степень дисперсности, начиная от коллоидных растворов с размером частиц около 0,1 мкм и кончая грубыми суспензиями, промышленными шлаками и агрегатами пород с размером частиц до 1000 мкм, в широком интервале массовых концентраций твердой фазы – от 0,001 до 15 – 30 %. Несмотря на различный эффект, оба процесса имеют одну и ту же физическую природу, основаны на взаимодействии твердых частиц породы и молекул полиэлектролита, в результате чего образуются полимерминеральные комплексы с новыми физическими свойствами, устойчивыми к размыву потоком.

Область полного связывания полимера характеризуется низким содержанием его в растворе. Агрегирующее свойство, проявляющееся в области низких концентраций, связано с образованием между дисперсными частицами мостиков из макромолекул полимеров, сегментов или элементов надмолекулярных структур. Этот интервал зависит от минералогического состава пород, концентрации твердой фазы, природы полимера и его молекулярного веса [9, 43, 47]. Разветвленные и сетчатые молекулы менее эффективны, чем линейные. При большом содержании числа боковых групп и образовании клубков частицы минеральных дисперсий не могут соприкасаться с активными участками полимера. В процессах флокуляции и повторной диспергации из глинополимерного агломерата определяющим является адсорбция.

Интервалы коагуляции и стабилизации относятся к области высоких концентраций, для нее характерны повышенная вязкость растворов и гелеобразование с пространственной структурой [47].

Закономерности флокуляции в жидких дисперсных системах, изложенные в трудах С.С. Воляцкого, Ю.И. Вайцера, Д.Н. Минца, К.С. Ахмедова и др. показывают, что оптимальная доза полимера, обеспечивающая образование наиболее крупных хлопьев и быструю седиментацию обратно пропорциональна квадрату радиуса частиц [9, 43]. Расход полимера зависит от удельной поверхности дисперсной фазы, и изменение этой поверхности с увеличением или уменьшением весовой концентрации коллоидных частиц приводит к изменению оптимальной дозы полимера. Существенное влияние на расход полимера могут оказать минерализация воды и температура среды. Однако эти закономерности используются главным образом в технологических процессах очистки вод и структурировании почв. Вопросы применения их для воздействия на пористые среды, в частности на нефтяные коллекторы, исследователями не рассматривались. В связи с этим были проведены лабораторные испытания, основная задача которых заключалась в изучении возможности реализации флокуляционных процессов в пластовых условиях и снижения подвижности воды с применением дешевых и недефицитных материалов. В качестве дисперсного материала была выбрана глина, используемая на промыслах для приготовления буровых растворов, суспензия которой представляет собой полидисперсную систему. Для осаждения коллоидных частиц глины необходимо их укрупнение под влиянием кинетической энергии или же уменьшение ξ у коллоидных частиц, величина которой не постоянна и зависит от pH среды, температуры, химического состава и степени дисперсности глинистых частиц. Одним из путей снижения ξ -потенциала является добавление в воду полимера, в качестве которого в экспериментах были использованы частично гидролизованные полиакриламиды.

Методика исследований включала:

- 1) оценку флокулирующих свойств известных и доступных на промыслах полиакриламидов;
- 2) определение оптимальных соотношений концентрации дисперсной фазы и полимеров;
- 3) изучение зависимости процессов флокуляции от минерализации воды, температуры среды и степени дисперсности внутренней фазы;
- 4) исследование физико-химических свойств полимерминерального осадка;
- 5) изучение влияния полимердисперсных систем на фильтрационную характеристику пористых сред и охват их заводнением.

Флокулирующие свойства полимеров изучались методом седиментационного анализа, основанного на измерении скорости накопления осадка на дне погруженной в суспензию чашки торсионных весов ВТ-500. В качестве дисперсной фазы служила глина Альметьевского и Махарадзевского заводов глинопорошка,

дисперсионной средой – пресная вода реки Камы и сточная вода Северо-Алметьевского товарного парка, которые используются для заводнения нефтяных залежей Ромашкинского месторождения (табл. 4.13). Из ионогенных полимеров были выбраны известные на промыслах частично гидролизированные полиакриламиды (ПАА): РДА-1020 (Нитто Кемикл, Япония), CS-6 (Санье Кемикл, Япония), Пушер-500 (Дау Кемикл, США) и гелеобразный ПАА (Ленинск-Кузнецкий завод полукоксования) (табл. 4.14).

Методика проведения экспериментов состояла в следующем. В мерный цилиндр заливается 0,5 л суспензии глины с содержанием твердой фазы 0,5 – 1 % масс., которая перемешивается лепестковой мешалкой. Затем в цилиндр погружается чашка из фольги, подвешенная на тонкой капроновой нити к рычагу торсионных весов. Отсчет времени производится по увеличению массы осадка в чашке, один цикл которого продолжается до опускания чашки до нижнего уровня. Опыт заканчивается при полном осветлении суспензии и прекращении уплотнения осадка на дне цилиндра.

Результаты экспериментов в виде зависимости $M_t = f(\tau)$ (где M_t – масса глины, выпавшей за время τ с начала опыта) представлены на рис. 4.19. Расположение кривых на координатной плоскости показывает, что ускорение процесса осаждения частиц глины происходит только до определенного содержания ПАА в суспензии. Например, для Пушер-500 таким пределом является $C_{ПАА} = 0,5$ мг/л (кривая 3). При дальнейшем увеличении содержания полимера процесс замедляется (кривые 4 – 7) и наступает стабилизация процесса осаждения.

Таблица 4.13

Физико-химическая характеристика вод

Вода	Плотность, кг/м ³	Содержание ионов, мг/л							Характеристика по Пальмеру	
		Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺	Σ	S ₁ /S ₂	A ₁ /A ₂
Пресная	1000,6	116,90	162,90	122,00	87,00	14,50	72,70	576,00	36,36/40,62	0/23,02
Сточная	1054,0	41875,80	76,80	67,10	5506,00	1034,40	18878,40	67438,50	69,42/30,48	0/0,10

Таблица 4.14

Основные характеристики чистых гидролизованых полиакриламидов

Полимер	Внешний вид	Содержание, % масс.		Степень гидролиза полимера, %	Молекулярная масса, М · 10 ⁶	Вязкость 0,05 %-ного раствора, мПа · с (t=293±2 К)	
		полимера	воды			в дистиллиро- ванной воде	в пластовой воде
РДА-1020	Порошок	88–90	10–12	13–15	10–12	9,55	2,65
CS-6	То же	84	16	18–20	155	11,91	–
Пупер-500	"	74	10/16	25	4–5	7,30	2,21
ПАА-гель	Гель	9	75/16	7–9	0,5–3,5	1,79	1,68

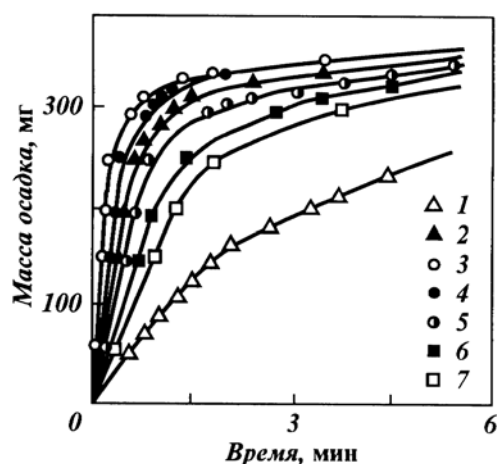


Рис. 4.19. Кинетика осаднения 0,5%-ной суспензии глины полимером Пушер-500

Концентрация полимера, мг/л:
1 – 0; 2 – 0,1; 3 – 0,5; 4 – 1,0;
5 – 10,0; 6 – 20; 7 – 50

Интенсивность процесса зависит от типа полимера. Для оценки флокулирующих свойств различных ПАА и определения оптимального соотношения их с дисперсной фазой в системе была принята скорость оседания частиц, определяемая условно по времени выпадения в осадок половины всего количества глины. Анализ зависимостей скорости оседания глины от концентрации полимера $V_T = \varphi(C_{\text{ПАА}})$ показал (рис. 4.20), что максимальная скорость соответствует определенному предельному значению концентрации $C_{\text{ПАА}}$, при достижении которой увеличение концентрации полиакриламида снижает интенсивность

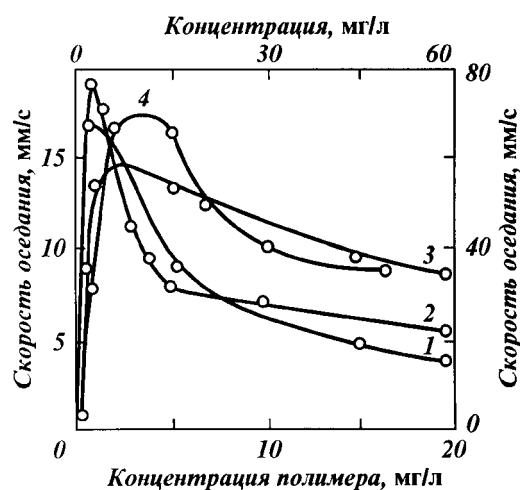


Рис. 4.20. Зависимость скорости оседания частиц 0,5%-ной суспензии глины от концентрации полимера: 1 – Пушер-500; 2 – РДА-1020; 3 – ПАА (гель); 4 – CS-6

флокуляции и приводит к стабилизации процесса осаждения (кривая 3). Для полимера Пушер-500 эта концентрация составляет 0,5 – 0,6 мг/л, для ПАА-гель – 2мг/л. По этому критерию полиакриламиды располагаются в ряд CS-6 > РДА-1020 > Пушер-500 > ПАА-гель, который соответствует уменьшению их молекулярной массы. Это означает, что выбранный критерий вполне отражает общие закономерности флокуляционных процессов частиц глины в присутствии полимеров [9, 43, и др.]. Эксперименты с частично сшитыми полимерами ДК-drill (Нетто, Кемикл, Япония) показали, что при одинаковом с ПАА характере осаждения глинистых частиц он обладает менее выраженными флокулирующими свойствами, подтверждая тем самым влияние дополнительных сшивок на соприкосновение с активными центрами полимера.

По разработанной методике была проведена серия экспериментов по изучению влияния на процесс взаимодействия ПАА с дисперсной фазой пород в зависимости от содержания твердой фазы и степени ее дисперсности. минерализации воды, температуры среды, результаты которых приведены в работах [46, 65–67, 199]. Основные положения этих исследований, использованных для создания новых технологий, заключаются в следующем.

1. С увеличением концентрации глины в суспензии расход полимера для обеспечения максимальной скорости оседания возрастает пропорционально соотношению между ними (табл. 4.15).

2. С увеличением степени дисперсности глины расход полимера увеличивается, при изменении фракционного состава глинопорошка от 0,07 до 0,16 мм расход CS-6 повышается от 0,003 до 0,006 мг на 1 мг глины.

3. Повышение температуры среды приводит к сокращению расхода ПАА – при повышении от 291 до 358 К расход ПАА сокращается в 8 раз (табл. 4.16).

Таблица 4.16

Зависимость флокулирующего действия ПАА в пластовой воде от температуры и размера фракций глины

Фракция глины, мм	Относительное содержание глины в растворе полимера ПАА РДА-1020, мг/мг, при температуре			
	291 К	313 К	333 К	348 К
До 0,07	0,0040	0,0010	0,0006	0,00025
От 0,07 до 0,09	0,0024	0,0009	0,0004	0,00020
От 0,09 до 0,125	0,0020	0,0007	0,0002	0,00010
От 0,125 до 0,16	0,0016	0,0005	0,0001	–

4. С увеличением минерализации воды расход полимера для обеспечения процесса флокуляции увеличивается. При приготовлении суспензии глины (глина Альметьевского завода глинопорошка) на минерализованной воде, содержащей 10 г/л солей, для обеспечения максимальной скорости осаждения твердых частиц затрачивается ПАА РДА-1020 в 2,3 раза больше по сравнению с пресной водой.

Таблица 4.15

Изменение скорости (мм/с) оседания частиц глины в зависимости от концентрации ПАА марки CS-6 в суспензиях из глинопорошка Альметьевского завода

Содержание глины в суспензии, %	Концентрация ПАА марки CS-6, % (масс.)						
	0	0,0005	0,001	0,0015	0,002	0,005	0,01
0,1	0,08	1,00	2,17	2,00	1,83	1,23	0,83
0,5	0,30	0,67	1,50	4,33	4,33	3,17	2,16

От концентрации полимера зависит объем высаженной из суспензии глины (рис. 4.21). Максимальный объем осажженных глинистых частиц соответствует полимерам, имеющим более высокую молекулярную массу (кривые 3 и 4). Наибольшая скорость оседания частиц наблюдается при концентрациях ПАА в пределах 1 – 5 мг/л. С увеличением содержания глины в суспензии объем осадка возрастает. Наибольшая стабильность по объему отмечается в минерализованной воде при росте концентрации полимера CS-6 (кривая 1). Эти результаты подтвердились при

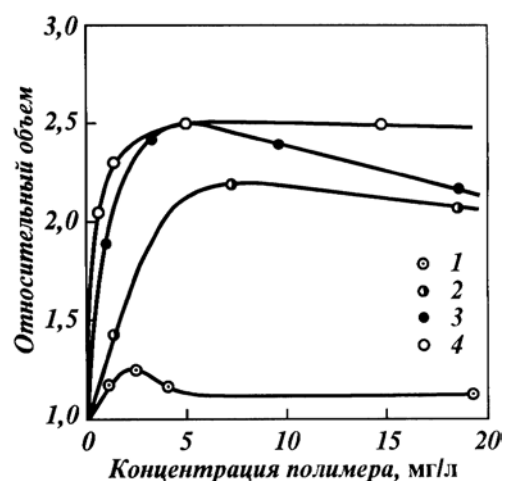


Рис. 4.21. Зависимость относительного объема осадка глины от концентрации полимера в дисперсной среде:
 1 – 0,5%-ная суспензия в воде р. Кама, Пушер-500; 2 – 1%-ная суспензия в воде р. Кама, РДА-1020; 3 – 1%-ная суспензия в воде р. Кама, CS-6; 4 – 1%-ная суспензия в сточной воде, CS-6

исследовании размеров глинополимерных агломератов при помощи телевизионного микроскопического анализатора (ТМА). Методика исследований ТМА состояла в следующем.

Суспензия глины 0,5%-ной концентрации после тщательного перемешивания в течение одной минуты разбавляется до 0,125 %, наносится на предметное стекло в виде микропорций (капель) и покрывается сверху вторым предметным стеклом. Приготовленный образец микроскопируется на всей площади, а с телевизионного экрана производятся замеры отдельных частиц. После измерения 520 частиц рассчитывается гистограмма распределения их по размерам. Таким же образом исследуется суспензия после введения полимерного раствора. Результаты исследований на ТМА суспензий глины Альметьевского завода и осадков ее в присутствии 0,001%-ных растворов ПАА CS-6 и полимера ДК-drill приведены на рис. 4.22 и 4.23. Дисперсионный анализ распределения частиц глины по размерам показал следующее.

1. В суспензии глины содержатся частицы размером до 4 мкм – 46,6 %, до 10 мкм – 74,6 %. Общий интервал измерения размеров частиц составляет 1 – 60 мкм (кривая 1).

2. При введении в суспензию полимера ДК-drill и полиакриламида марки CS-6 размеры глинополимерных комплексов на порядок превышают размеры глинистых частиц (кривые 2 и 3):

а) в суспензии с ДК-drill максимальное число (5 %) приходится на частицы размерами 5 – 25 мкм, а общий интервал измерения составляет 1 – 150 мкм (кривая 2);

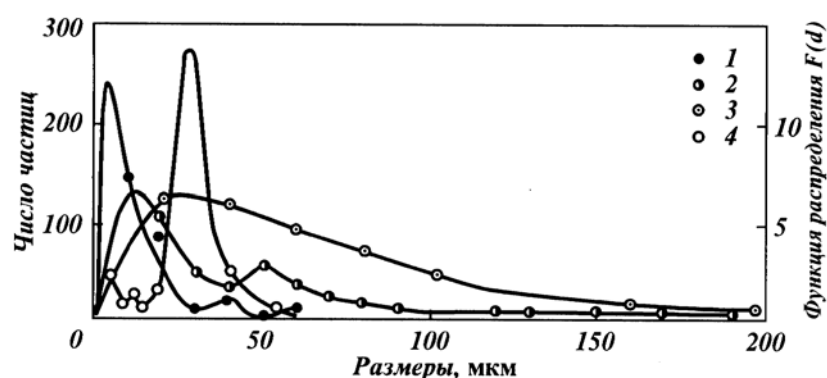


Рис. 4.22. Кривые распределения размеров частиц глины, глинополимерных композиций пор естественного песка аника:

1 – глина; 2 и 3 – ПДС на основе полимеров ДК-drill и CS-35; 4 – поры песка аника

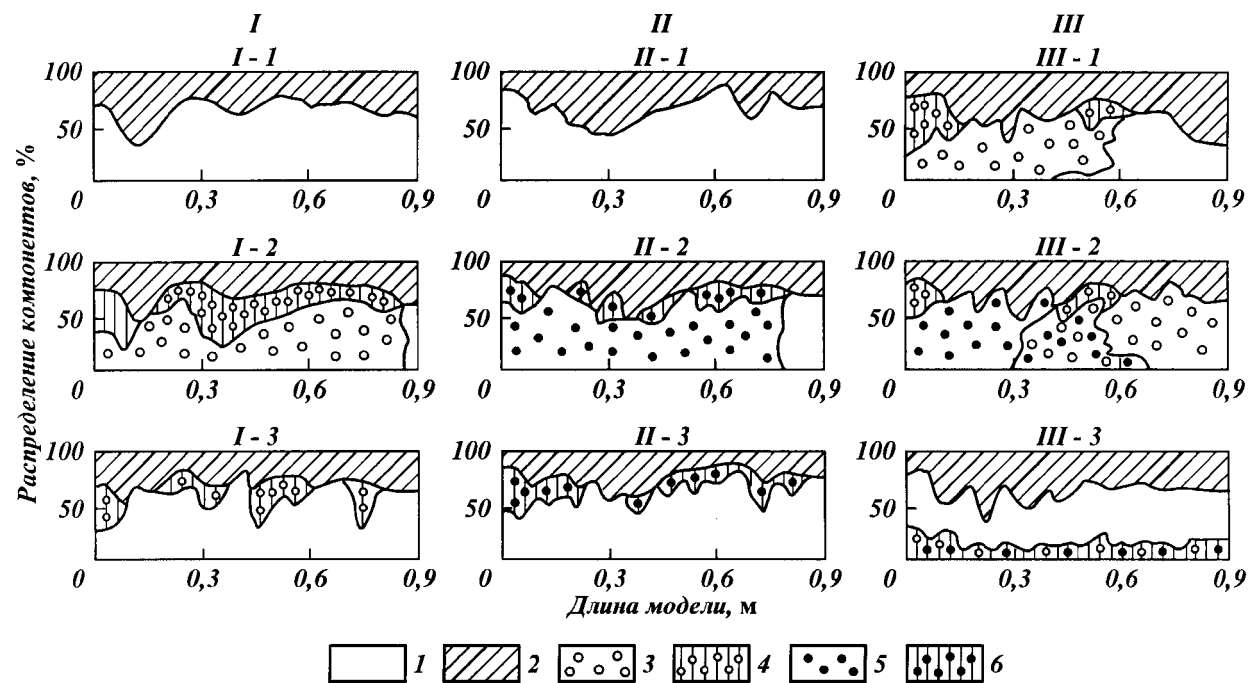


Рис. 4.23. Распределение компонентов ПДС в пористой среде:

1 – "свободная" вода; 2 – связанная вода; 3 – раствор полимера; 4 – адсорбированный полимер; 5 – глинистый раствор; 6 – адсорбированная глина

б) в суспензии с полиакриламидом CS-6 максимальное число (89 %) приходится на частицы, имеющие размер 10 – 100 мкм, при общем изменении интервала распределения их от 10 до 200 мкм. Размеры отдельных частиц достигают 250 мкм (кривая 3).

3. С увеличением молекулярной массы полимера число частиц с большими размерами возрастает.

Введение флокулянта в суспензию глин приводит к увеличению объема осадка. Это объясняется связыванием твердых частиц между собой макромолекулами, занимающими дополнительный объем, и увеличением межструктурных пространств, заполненных растворителем (водой). Вследствие большой энергии связи системы полимер – твердая поверхность прочность хлопьев значительно выше, чем у осадка без флокулянта [43].

Как известно [142], фильтрация глинистых частиц в пористой среде зависит от геометрического фактора и структурно-механических свойств глинистой суспензии. Геометрический фактор заключается в том, что размеры частиц должны быть в несколько раз меньше размера пор породы. По данным различных исследователей, размеры коагулирующих частиц должны быть в 3 – 10 раз меньше размера пор. Для характеристики условия переноса или удержания пористой средой взвешенных в воде частиц Ю.М. Пехтманом, А.С. Абрамсоном [142] экспериментально установлен параметр, по которому свободное перемещение по поровым каналам происходит при диаметре пор d_p , превышающем в 10 раз диаметр частиц d_c . При $d_p < 3d_c$ проникновение отсутствует, при $3d_c < d_p < 10d_c$ происходит коагуляция пор. Теоретическими исследованиями И.А. Сидорова, Ю.А. Поддубного, В.А. Кана [175, 176] показано, что в пористых пластах нефтяных коллекторов для закачивания дисперсных частиц твердых пород должно соблюдаться условие $d_c < 0,33d_p$. А.Д. Орнатский, В.В. Асколонов [142] и другие этот критерий выражают через соотношение размеров глинистых частиц и коагулирующей породы: для вымывания их в песчаный грунт оно должно быть не менее 0,11 – 0,21. Для фильтрации частиц в пористой среде должно соблюдаться условие $d_c < (0,4 - 0,7)d_p$. При проницаемости $K = 2,7$ мкм² условиям $d_c < 0,33d_p$ соответствует 91 % глинистых частиц и только 9 % из них должны коагулировать пласт в зоне входа. У монтмориллонитовой глины данным условиям отвечает 84,7 % частиц, а у коалинитовой – 30,2 % (табл. 4.17), откуда вытекает необходимость выбора глин по фракционному составу в зависимости от коллекторских свойств пород. Из глин, приведенных в табл. 4.17, большей фильтруемостью обладают монтмориллонитовые глины.

Таблица 4.17

Фракционный состав суспензий глин, % (масс.)

Тип глины	Твердые частицы размером, мкм				
	до 1	1–10	1–20	20–50	более 50
Монтмориллонитовая	60	20,5	4,2	10,3	5,0
Коалинитовая	–	2,6	27,6	50,1	19,7
Биклянская (Татарстан)	19,1	55,7	16,1	5,1	3,9

Влияние второго фактора – структурирования на фильтрацию суспензии в пористой среде проявляется в том, что при определенной концентрации глинистые частицы, связываясь между собой, преждевременно образуют коагулирующую массу, что затрудняет закачивание ее в пласт. Чем меньше концентрация глины, тем больше глубина проникновения частиц в пористую среду. Кроме концентрации существенное влияние на структурирование оказывают минералогический состав глины, минерализация воды и химические добавки. Из практики применения глинистых растворов для бурения скважин известно, что предельная концентрация начала структурирования бентонитовых глин составляет 0,9 – 1 % [166]. Данная концентрация была принята как критерий для определения одного из граничных условий применения глин для образования полимердисперсных систем (ПДС).

Согласно вышеописанной методике, закачивание ПДС в линейные модели пластов из насыпного кварцевого песка производилось в следующей последовательности: раствор ПАА – разделительная жидкость (вода) – глинистая суспензия. Последовательность закачек основывается на разной скорости движения в пористой среде высоковязкого раствора ПАА ($\mu_{\text{ПАА}} = 4,5 \div 7,2$ мПа·с) и маловязкой суспензии глин ($\mu_{\text{гс}} = 1,2 \div 1,5$ мПа·с), в результате второй компонент постепенно перемешивается с первым, причем разделительная жидкость препятствует преждевременному взаимодействию их и является средством регулирования места осаждения материалов в обводненных зонах коллектора.

Распределение компонентов жидкости во внутривпоровом пространстве модели пористой среды при закачке полимердисперсной системы и отдельных его компонентов изучалось методом импульсивного ядерного магнитного резонанса (ЯМР). Известно, что вода имеет несколько энергетических состояний, зависящих от структуры порового пространства, размера пор и типа поверхности поровых каналов. Времена релаксации молекул воды, находящихся у поверхности поровых каналов и в центре породы, различаются. Поскольку молекулы воды находятся в постоянном движении, то

происходит постоянный их обмен. Скорость обмена зависит от силы связи молекул с поверхностью твердого тела и от величины удельной поверхности. В зависимости от соотношения между скоростью обмена и временами релаксации наблюдаются различные релаксационные характеристики.

Исследуемые модели пористых сред, изготовленные из насыпного кварцевого песка, имеют относительно малую удельную поверхность, поэтому вклад пристеночных молекул составляет менее одного процента, а скорость обмена достаточно высокая. Следовательно, в пределах одной поры наблюдается одно время релаксации, величина которого зависит от радиуса пор и типа поверхности. Как насыпные, так и реальные пористые среды составлены из пор различного радиуса, причем на графике распределения пор по размерам имеются два и более максимума, соответствующих наиболее вероятным размерам пор. Аналогично релаксационная кривая для таких пористых сред состоит из двух и более составляющих с различными временами релаксации. Из разложения релаксационных кривых для водонасыщенной модели можно получить распределение жидкости по длине модели, т.е. определить количество жидкости, не участвующей и участвующей в фильтрации, или динамическую пористость модели. Исследования по распределению компонентов ПДС проведены на релаксометре, работающем на частоте 20 мГц с постоянным магнитным полем. Методика экспериментов состояла в последовательной оценке распределения количества “свободной” и “связанной” воды по длине модели, насыщенной водой (см. рис. 4.23, модель *I-1*), одним из компонентов ПДС (модель *I-2*) и после вытеснения их водой в количестве трех поровых объемов (модель *I-3*). В третьей модели была прокачана ПДС в предполагаемом технологическом варианте.

В модели *I* после прокачивания воды динамическая пористость составила 69 % от общей пористости модели, средний радиус пор, по которым происходила фильтрация, равняется 5,7 мкм. В фильтрации не участвовали поры со средним радиусом 3,08 мкм, которые составляют 31 % от общей пористости. После прокачивания ПАА в количестве одного порового объема полимерный раствор занял всю динамическую пористость модели и часть пористости, занятой “связанной” водой. Фактически раствор полимера заполнил всю длину модели, причем полимер в пористой среде занял мелкие и крупные поры. После прокачивания трех поровых объемов воды часть полимера, находящаяся в более мелких порах, осталась в пласте. Адсорбция полимера в более мелких порах подтверждается тем, что после прокачивания через пласт воды в количестве трех поровых объемов средний радиус пор, образующих динамическую пористость, увеличился и составил 6,24 мкм, а средний радиус пор, в которых находилась “связанная” вода, не изменился (табл. 4.18). Слабое изменение времен

Таблица 4.18

Результаты исследования параметров пористой среды методом
ядерно-магнитного резонанса до и после обработки ПДС

Номер модели	Этапы исследования	Фильтрующая часть пористости				Нефильтрующая часть пористости			
		Пористость динамическая, %	Время релаксации, с	Проницаемость, мкм ²	Средний радиус пор, мкм	Пористость динамическая, %	Время релаксации, с	Проницаемость, мкм ²	Средний радиус пор, мкм
1	Первоначальный	69	0,174	0,621	5,70	31	0,059	0,083	3,08
	Конечный	59	0,193	0,629	6,24	41	0,069	0,108	3,07
3	Первоначальный	70	0,441	2,481	8,99	30	0,137	0,256	4,91
	Конечный	60	0,433	2,202	9,16	40	0,142	0,326	4,31
4	Первоначальный	60	0,316	1,235	7,46	40	0,092	0,201	3,21
	Конечный	55	0,256	0,963	6,32	45	0,079	0,150	2,93

релаксации как для “свободной”, так и для “связанной” воды, наблюдаемое для данной модели после прокачки полимера и воды, свидетельствует об отсутствии монослойной адсорбции. При монослойной адсорбции происходит изменение типа поверхности, что должно было бы привести к значительному изменению времени релаксации.

Распределение компонентов глинистой суспензии в пласте с проницаемостью 1,5 мкм² изучалось на модели *II-1* (см. рис. 4.23). Динамическая пористость водонасыщенной модели составила 70 %, а средний радиус пор, образующих эту пористость, составил 8,99 мкм. Глинистый раствор, закачиваемый в эту модель, проник практически на 90 % длины модели (модель *II-2*), причем часть глинистого раствора, попавшая в поры меньше 9 мкм, фильтровалась с меньшей скоростью по сравнению с раствором, попавшим в более крупные поры. После прокачивания воды в количестве трех поровых объемов (*II-3*) глинистый раствор остался в порах, имеющих диаметр 4 – 5 мкм и менее, что привело к уменьшению динамической пористости модели на 10 % (см. табл. 4.18).

В модели *III* с проницаемостью 1,237 мкм² обработка была произведена 0,05%-ным раствором ПАА в количестве 0,5 порового

объема и 1%-ной суспензией глины Биклянского глинокарьера (рис. 4.23, III-3). До введения компонентов ПДС средние радиусы пор в водонасыщенной модели составляли 3,21 мкм для “связанной” и 7,46 мкм для “свободной” воды, динамическая пористость равнялась 60 %. После промывания пористой среды водой в количестве трех поровых объемов динамическая пористость уменьшилась на 5 %, а средние радиусы пор составили 2,93 и 6,32 мкм соответственно для нефилтрукующейся и фильтрующей частей, причем происходит уменьшение времени релаксации компонентов в пористой среде. Последнее свидетельствует об адсорбции полимерных и глинистых частиц на поверхности как крупных, так и мелких пор.

Механизм взаимодействия полимера с породами и дисперсными частицами в пластовых условиях по разработанной технологии представляется следующим образом. Движущийся впереди суспензии полимерный раствор модифицирует поверхность пористой среды вследствие адсорбции и механического удержания макромолекул ПАА, снижая тем самым концентрацию раствора. Частицы глины или других пород, поступающие в пласт в виде суспензии, вступают во взаимодействие с макромолекулами полимера, адсорбированными на породах и находящимися во взвешенном состоянии. Первый фактор, с одной стороны, снижает проникновение в мелкие поры, с другой, приводит к прочному удержанию дисперсных частиц, а второй фактор способствует флокуляции. Наличие свободных сегментов макромолекул после первичной адсорбции обеспечивает прочную связь дисперсных частиц образующихся полимердисперсных агрегатов с поверхностью горных пород, создавая тем самым объемную устойчивую в динамическом потоке массу.

Для обеспечения описанного механизма в полимердисперсной системе предусматривается использовать растворы ПАА 0,05 – 0,08%-ной концентрации. Увеличение расхода полимера в пластовых условиях в 6 – 8 раз от минимально необходимого для флокуляции в пресных водах обуславливается следующими факторами:

- минерализацией дисперсионной среды;
- увеличением содержания глины;
- необходимостью обеспечения стабилизации системы в призабойной зоне и флокуляции в удаленных от скважины зонах.

Технологическая схема применения ПДС испытывалась на линейных моделях пластов по описанной выше методике. В отличие от экспериментов с гипаном при закачивании ПДС неоднородный пласт моделировался путем одновременной фильтрации по двум параллельно соединенным пропласткам с разной проницаемостью. Для этой цели была разработана специальная установка (УИПДС) (рис. 4.24), позволяющая закачивать в пористую среду суспензии глин или других

твердых частиц и одновременно проводить опыты на нескольких параллельных моделях пласта.

В экспериментах использовалась следующая последовательность выполнения операций:

- 1) исследование проницаемости пористой среды прокачиванием воды или нефти в зависимости от цели эксперимента;
- 2) прокачивание через модель пласта последовательно раствора ПАА – воды – глинистой суспензии, в нескольких опытах цикл закачки повторялся в зависимости от характера решаемых задач;
- 3) выдерживание моделей пластов под давлением;
- 4) вытеснение всей системы из модели пласта водой и оценка эффективности обработки прокачиванием воды.

Эффективность воздействия ПДС на водонасыщенные пласты оценивали по изменению подвижности воды в результате обработки и остаточному фактору сопротивления. Учитывая механизм действия водоизолирующего материала на пласт, для оценки степени снижения

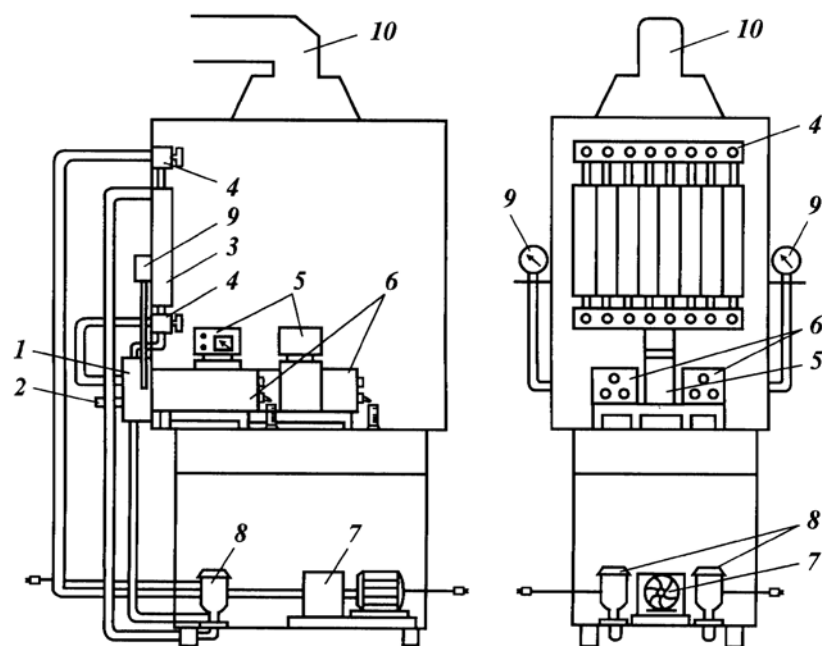


Рис. 4.24. Общий вид установки УИПДС:

1 – распределительная камера; 2 – переключатель; 3 – контейнер для реагентов; 4 – перепускной кран; 5 – термостат; 6 – термокамера; 7 – компрессор; 8 – электронасос; 9 – манометр; 10 – вытяжная труба

неоднородности был введен коэффициент χ , который для двухслойной линейной модели с различной проницаемостью прослоев определяется как соотношение подвижностей воды:

$$\chi = (k/\mu)_1 : (k/\mu)_2, \quad (4.21)$$

а уменьшение степени неоднородности определяется по формуле

$$\frac{\chi_I}{\chi_{II}} = \frac{[(k/\mu)_1 : (k/\mu)_2]_I}{[(k/\mu)_1 : (k/\mu)_2]_{II}}, \quad (4.22)$$

где I и II соответствуют периодам фильтрации жидкости до и после прокачивания ПДС или другой технологической жидкости.

На первом этапе опыты проводились с отдельными моделями пласта различной проницаемости с применением технологических жидкостей в количестве 1 п.о. при постоянном перепаде давления, равном 0,5 МПа (рис. 4.25). При анализе характера изменения зависимостей $k/\mu = f(q)k$ подтвердилось преимущество последовательного закачивания полимерного раствора с глинистой суспензией:

а) подвижность воды при обработке ПДС (кривая 1) снижается в 5 раз по сравнению с обработкой глинистой суспензией (кривая 2);

б) подвижность воды после обработки ПДС при прокачивании четырех поровых объемов воды восстанавливается всего на 36 %, а при обработке глиной или полимером – на 82 – 90 % (кривая 3);

в) степень неоднородности пропластков при обработке ПДС уменьшается в 4 – 5 раз, а при использовании отдельных компонентов системы в 1,2 – 1,5 раза;

г) с повышением проницаемости пористой среды подвижность воды снижается более интенсивно (кривые 1 и 4).

Обобщение результатов серии экспериментов с ПДС в моделях пластов с различной проницаемостью (табл. 4.19) и их математическая обработка показывают, что с увеличением проницаемости остаточный фактор сопротивления увеличивается и удовлетворительно аппроксимируется уравнением вида

$$R_{\text{ост}} = b + ak, \quad (4.23)$$

где a и b – коэффициенты, определенные методом наименьших квадратов; k – коэффициент проницаемости пористой среды.

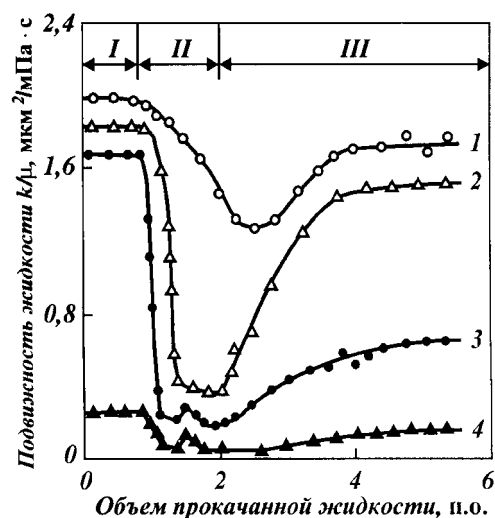


Рис. 4.25. Изменение подвижности воды после ПДС, ПАА и глинистой суспензии:
1 и 2 — пласты, обработанные соответственно глиной и ПАА CS-6; 3 и 4 — пласты, обработанные ПДС; I и III — области, соответствующие фильтрации воды; II — область фильтрации технологической жидкости

На втором этапе моделирования процессов фильтрации с применением ПДС изучалось влияние остаточного фактора сопротивления согласно формуле (4.23) на вытеснение нефти из моделей неоднородного нефтенасыщенного пласта и охвата его заводнением. Неоднородный пласт моделировался двумя параллельно соединенными с установкой УИПДС линейными моделями пласта разной проницаемости, по которым после предварительного вытеснения нефти водой прокачивалась технологическая жидкость — ПДС. Вначале нефть вытеснялась водой до стабилизации коэффициента нефтевытеснения β_1 или до полного обводнения вытесняемой из пласта жидкости. Режим заводнения моделировался постоянным расходом жидкостей, соответствующим изменениям скорости фильтрации в пределах 0,3 — 0,9 м/сут. В табл. 4.20 приведены характеристики моделей пластов до вытеснения нефти, использованных в одной из серии экспериментов, а результаты их — в табл. 4.21 и 4.22.

Таблица 4.19

Изменение фильтрационных характеристик моделей пластов с различной проницаемостью при обработке ПДС

Проницаемость пластов, мкм ²	Массовая концентрация, %		Фактор сопротивления в процессе фильтрации		Остаточный фактор сопротивления после прокачивания воды в объеме	
	ПАА	глинистой суспензии	ПДС	глинистой суспензии	1 порового объема	3 поровых объемов
0,28	0,05	0,50	2,6	1,25	1,60	1,12
0,34	0,05	0,50	2,5	1,35	1,10	1,08
0,38	0,05	0,50	2,8	1,90	1,70	1,21
0,66	0,05	0,50	3,2	2,34	1,99	1,81
0,74	0,05	0,65	2,1	2,48	1,79	1,98
0,90	0,05	0,50	3,3	2,60	2,30	1,50
1,14	0,05	0,50	3,1	2,83	2,33	2,31
1,21	0,01	0,25	2,1	1,49	1,20	1,40
1,71	0,05	0,05	5,6	4,20	2,67	2,00

Таблица 4.20

Параметры моделей пласта до вытеснения нефти

Номер пласта	Номер модели	Коэффициент проницаемости, мкм ²	Пористость, %	Объем пор, мл	Начальная водонасыщенность, %	Объем нефти в модели, мл
1	2	2,51	29	236	21,0	184,5
	8	0,15	21	194	27,4	142,3
2	3	2,52	32	243	30,6	193,1
	6	0,25	25	195	27,4	143,5
3	4	2,50	29	239	21,3	188,0
	9	0,35	22	199	24,4	150,4

Анализ результатов проведенных экспериментов показал следующее. Характерной особенностью процесса первичного заводнения в первом пласте с моделями № 2 и № 8 является то, что при полном обводнении добываемой продукции ($\theta = 100\%$, рис. 4.26, *в*) вследствие прорыва воды по высокообводненному пропластку (№ 2) из малопроницаемого (№ 8) было извлечено всего 10,9 % нефти (см. табл. 4.21). Снижение фильтрационного сопротивления обводненного пласта, на что указывает рост подвижности в нем фильтрующихся жидкостей (рис. 4.26, кривая 3), приводит к практическому прекращению процесса вытеснения нефти из малопроницаемого пропластка (№ 8).

В соответствии с принятой моделью воздействия на обводненный неоднородный пласт № 1 с целью извлечения остаточной нефти закачано 0,2 порового объема 0,05%-ного раствора полиакриламида марки CS-6 и столько же глинистой суспензии (ГС), содержащей 0,5 % глины.

Таблица 4.21

Изменение нефтенасыщенности и коэффициентов нефтевытеснения до и после обработки ПДС

Номер модели	Проницаемость, мкм ²	Соотношение проницаемостей пропластков	Нефтенасыщенность, %	Показатели заводнения пластов								
				до применения ПДС				после применения ПДС				
				Обводненность, % (об.)	Остаточная нефтенасыщенность, % (об.)	Коэффициент нефтевытеснения, %	Прогнозный прирост при полном обводнении, %	Обводненность, % (об.)	Остаточная нефтенасыщенность, % (об.)	Прирост коэффициента нефтевытеснения, %		Конечный коэффициент нефтевытеснения, %
										всего	по сравнению с прогнозным	
2	2,5	—	78,2	100	27,4	64,9	—	100	—	—	—	64,9
8	0,15	—	72,6	0	58,2	10,9	—	100	—	—	—	62,8
2+8	—	16	76,1	100	44,7	41,2	0	100	27,5	22,5	22,5	63,7
3	2,52	—	79,4	100	28,9	63,6	—	100	—	—	—	63,6
6	0,25	—	72,5	0	64,2	11,5	—	100	—	—	—	70,2
3+6	—	10	76,3	96	43,0	43,7	12,3	100	24,7	23,8	11,5	67,5
4	2,5	—	78,6	100	31,0	60,5	—	100	—	—	—	60,5
9	0,35	—	75,6	0	43,6	42,3	—	100	—	—	—	65,4
4+9	—	7	77,5	92	36,7	52,1	3,2	100	25,9	11,1	7,2	63,2

Таблица 4.22

Изменение фильтрационных характеристик и охвата пластов воздействием после обработки ПДС

Номер модели	Проницаемость, мкм^2	Соотношение проницаемости пропластков	Доля фильтрующей жидкости по пластам, п.о.		Подвижность воды в пластах при обработке ПДС, $\text{мкм}^2/\text{мПа} \cdot \text{с}$		Остаточный фактор сопротивления	Неоднородность пластов при обработке ПДС		Прирост коэффициента охвата после обработки с ПДС, %	Объем закачки воды, п.о.	
			раствора ПАА	глинистой суспензии	до закачки ПДС	после закачки ПДС		до	после		при заводнении и с использованием ПДС	прогнозный при обычном заводнении
2	2,50	—	0,19	0,17	0,640	0,14	4,58	—	—	—	—	—
8	0,15	—	0,01	0,03	0,00	0,008	—	—	—	—	—	—
2+8	—	16	0,20	0,20	0,640	0,149	4,33	259	58	35,8	5,0	—
3	2,52	—	0,185	0,173	0,370	0,175	2,13	—	—	—	—	—
6	0,25	—	0,015	0,027	0,062	0,011	—	—	—	—	—	—
3+6	—	10	0,20	0,20	0,037	0,187	2,01	32	15	19,6	3,5	24
4	2,50	—	0,17	0,16	0,350	0,094	3,68	—	—	—	—	—
9	0,35	—	0,03	0,04	0,029	0,029	—	—	—	—	—	—
4+9	—	7	0,20	0,20	0,386	0,123	3,30	11,8	3,2	10,6	1,8	2,4

Рис. 4.26. Динамика процесса нефтewытеснения с применением ПДС в послойно-неоднородном пласте (а) и отдельно по пропласткам (б и в):

1 – коэффициент вытеснения; 2 – обводненность жидкости на выходе из образца пористой среды; 3 – подвижность жидкости; I – область фильтрации раствора полимера; II – область фильтрации суспензии глины

Снижение подвижности воды в 3,2 раза в высокопроницаемом пропластке (рис. 4.26, б, кривая 1) наблюдается вследствие изменения направления фильтрационных потоков (см. табл. 4.21). Таким образом, были созданы условия для лучшего охвата нефтewытеснением менее проницаемой части модели пласта. В результате коэффициент нефтewытеснения по менее проницаемому пропластку увеличился с 10,9 до 62,8 %, а общий – вырос с 41,2 до 63,7 % (см. табл. 4.21).

Анализ зависимостей подвижности, остаточного фактора сопротивления и коэффициента нефтевытеснения от объема прокачиваемых жидкостей позволяет выявить следующие особенности механизма увеличения коэффициента вытеснения нефти из моделей неоднородных пластов:

1) несмотря на прокачку 78,8 % от общего объема ПДС через высокопроницаемый пропласток (см. табл. 4.22), коэффициент нефтевытеснения в нем не увеличивается (рис. 4.26, *в*, кривая 1), т.е. ПДС не обладает более высоким нефтеотмывающим свойством, чем вода;

2) обработка неоднородного пласта ПДС снижает степень неоднородности его по подвижности жидкостей в 2 – 4 раза;

3) после прокачивания через модель пористой среды более трех поровых объемов воды остаточный фактор сопротивления сохраняется на одном и том же уровне, что указывает на достаточно высокую устойчивость глинополимерного комплекса в динамических условиях нефтевытеснения;

4) относительное увеличение подвижности жидкостей в менее проницаемых нефтенасыщенных пропластках и снижение ее в высокопроницаемых и промытых водой пропластках после прокачивания ПДС (рис. 4.26, *б* и *в*, кривая 3) указывают на избирательный характер ее воздействия, в зависимости от проницаемости пропластков и насыщенности их нефтью и водой;

5) после прохождения оторочки ПДС через высокопроницаемый пропласток, т.е. после $q \leq 2,58$ п.о., подвижность жидкостей в пласте № 2 остается на уровне, который образовался при фильтрации ПДС в пористой среде (рис. 4.26, *в*, кривая 3), что указывает на преобладающее значение создаваемого ею остаточного фактора сопротивления для нефтевытеснения.

Эксперименты на следующих парах моделей (№№ 3 – 6 и 4 – 9) проводились по той же методике, что и на моделях №№ 2 – 8. Отличие заключалось в соотношении проницаемостей, составляющих 10:1 и 7:1 и в закачивании ПДС в период стабилизации коэффициента нефтевытеснения при обводненности вытесняемой жидкости, равной 92 – 96 % (см. табл. 4.21). В связи с этим коэффициент нефтевытеснения определялся с учетом прогнозной нефтеотдачи без ПДС, т.е. $\Delta\beta$ рассчитывали по разнице между прогнозным (β_p) и фактическим (β_f) значениями вытеснения после обработки по формуле

$$\Delta\beta = (Q_{\text{нф}} - Q_{\text{нп}})/Q_{\text{но}}, \quad (4.24)$$

где $Q_{\text{нф}}$, $Q_{\text{нп}}$ – количество вытесненной из моделей нефти соответственно фактическое и прогнозное; $Q_{\text{но}}$ – начальное содержание нефти в модели пласта.

$Q_{\text{нп}}$ определяется расчетным путем, приняв за базу стабилизированную величину обводненности вытесняемой жидкости и экстраполируя ее до базового значения в процессе эксперимента.

Основные закономерности влияния ПДС на нефтевытеснение, выявленные на моделях №№ 2 – 8, наблюдаются и в условиях неполного обводнения пластов. Увеличение нефтевытеснения по сравнению с прогнозным в результате повышения фильтрационного сопротивления высокопроницаемых прослоев, обводненных до 100 %, составляет 11,5 и 7,2 % (см. табл. 4.21 и 4.22). При этом прирост коэффициента нефтевытеснения увеличивается с ростом их неоднородности, определяемой по формуле (4.21), а с увеличением χ от 3,2 до 58 $\Delta\beta$ возрастает с 7,2 до 22,5 %.

Результаты лабораторных исследований процессов вытеснения остаточной нефти из моделей неоднородных пластов с применением ПДС позволяют оценить влияние проницаемостной неоднородности пласта и объема оторочки на прирост коэффициента вытеснения. Эффективность применения ПДС возрастает с увеличением степени неоднородности коллектора – в наших экспериментах с изменением величины K_1/K_2 от 7 до 16 коэффициент нефтевытеснения увеличивается по сравнению с заводнением (штриховые линии) от 8 до 26 % (рис. 4.27, а). В результате обработки экспериментальных данных лабораторных исследований установлена линейная зависимость прироста нефтевытеснения от указанного соотношения, т.е.

$$\Delta\beta_1 = 0,247(K_1/K_2) - 0,542. \quad (4.25)$$

Степень линейной связанности $\Delta\beta$ по K_1/K_2 характеризуется коэффициентом корреляции, который определяется по формуле

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i y_i - \bar{x} \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n x_i^2 - n \bar{x}^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n y_i^2 - n \bar{y}^2}}, \quad (4.26)$$

где $\bar{x}$ и $\bar{y}$ – средние значения нефтевытеснения и отношения K_1/K_2 ; x_i и y_i – исходные значения указанных параметров; n – число экспериментов.

Коэффициенты корреляции и регрессии, полученные по этой формуле, составили: $r = 0,996$ и $d = 0,247$. Это подтверждает достаточно твердую зависимость между $\Delta\beta_1$ и K_1/K_2 .

С ростом объема оторочки ПДС происходит как рост отбора нефти, так и увеличение коэффициента нефтевытеснения (см. рис. 4.27, б). Обработка опытных данных методами математической статистики показала линейную зависимость $\Delta\beta_2$ от объема оторочки ПДС $W_{\text{ПДС}}$

$$\Delta\beta_2 = 2,333 W_{\text{ПДС}} - 11,833. \quad (4.27)$$

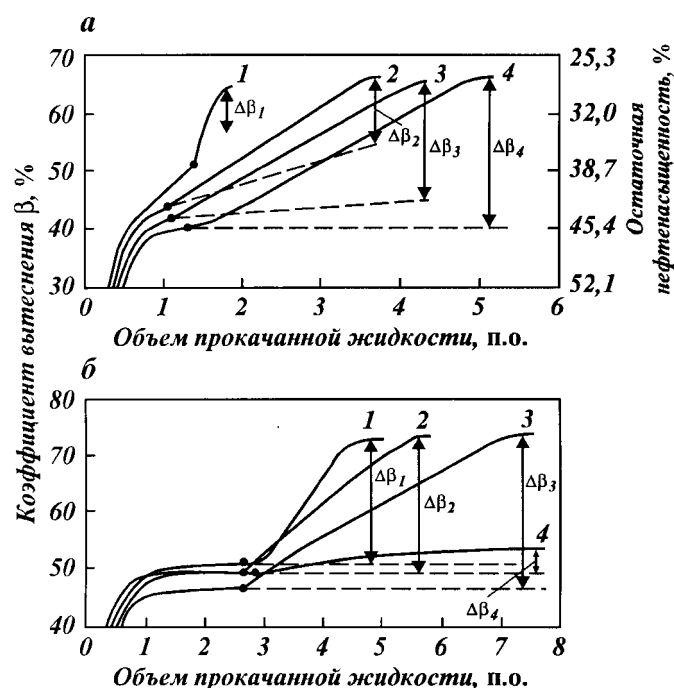


Рис. 4.27. Изменение коэффициента вытеснения нефти из послойно-неоднородной пористой среды в зависимости от объема прокачанной жидкости:
a – при различных соотношениях коэффициентов проницаемостей пропластков; отношение проницаемостей: 1 – 7; 2 – 10; 3 – 13; 4 – 16; *б* – при различных объемах оторочек ПДС; объем оторочек ПДС: 1 – 60 %; 2 – 40 %; 3 – 20 %; 4 – 10 %

Коэффициент корреляции при этом составил $r = 0,933$, что указывает на наличие достаточно тесной зависимости между исследуемыми параметрами.

Полимердисперсная система, состоящая из полиакриламида и глины, как показали эксперименты, не обладает лучшими нефтевытесняющими свойствами по сравнению с водой. Прирост коэффициента нефтеотдачи пласта после обработки ПДС является следствием увеличения охвата их воздействием закачиваемой водой. Из анализа динамики роста $\Delta\beta$ в зависимости от объема прокачанной жидкости видно (см. рис. 4.27, *a*), что в одних условиях после полного обводнения высокопроницаемого пропластка менее проницаемый нефтенасыщенный пропласток отключается из работы (кривая 4), на что указывает постоянство коэффициента вытеснения, хотя из него извлечено всего 10,9 % начального объема нефти (см. табл. 4.21). В некоторых случаях

малопроницаемые пропластки продолжают работать с незначительным приростом коэффициента нефтевытеснения при обводненности продукции до 92 – 99 % (кривая 1–3). Закачка ПДС приводит к резкому увеличению коэффициента нефтевытеснения и ускорению отбора нефти (см. рис. 4.27). В первом из указанных условий прирост коэффициента $\Delta\beta_4$ обусловлен повторным подключением в работу менее проницаемого пропластка, т.е. в результате увеличения охвата пласта воздействием. Прирост коэффициента охвата модели пласта можно определить по балансовому методу [30]

$$\Delta\beta_{\text{охв}} = [Q_{\text{доп}} / (Q_{\text{бал}} \cdot \beta')] 100 \%, \quad (4.28)$$

где $Q_{\text{доп}}$ – количество дополнительно извлеченной нефти в результате воздействия ПДС; $Q_{\text{бал}}$ – объем нефти в малопроницаемом пропластке до начала заводнения (см. табл. 4.20); β' – коэффициент вытеснения нефти из малопроницаемого пропластка № 8 (см. табл. 4.21). Тогда

$$\Delta\beta_{\text{охв}} = [73,53 / (326,6 \cdot 0,62)] 100 \% = 35,8 \%.$$

Таким образом, ПДС в условиях модели неоднородного пласта позволяет увеличить охват их воздействием на 35,8 % и обеспечивает прирост нефтеотдачи по сравнению с первичным заводнением.

В остальных пластах такая оценка затруднительна, так как при длительном закачивании воды, как следует из прогноза роста коэффициента β для кривых 1 – 3 (штриховые линии), в конечном итоге можно достичь уровня 65 – 68 % без обработки ПДС. Но для этого требуется закачать от 2,4 до 24 п.о. воды, а при закачивании ПДС 1,8 – 5,0 п.о. (см. табл. 4.22). При разработке нефтяных месторождений заводнением закачивание воды более 3 – 4 п.о. экономически не всегда целесообразно. Применение ПДС в этих условиях ускоряет отбор нефти из пласта при меньших объемах закачки и позволяет выработать участки, которые при обычном заводнении остались бы невыработанными. Прирост коэффициента охвата при этом можно определить по разнице между приростом добычи нефти с использованием ПДС в конце процесса вытеснения (заводнения) и прогнозным, ожидаемым при обычном заводнении. В рассматриваемых выше экспериментах эти данные соответствуют приростам вытеснения $\Delta\beta_1 - \Delta\beta_4$ (см. рис. 4.27, а). Как показали расчеты по формуле (4.28), в экспериментах прирост коэффициента охвата неоднородного пласта воздействием составляет 10,6 – 35,8 % (см. табл. 4.22).

Моделированием пластовых процессов с применением ионогенных полимеров установлена принципиальная возможность повышения нефтеотдачи неоднородного пласта на основе увеличения фильтрационного сопротивления обводненной части водоизолирующим материалом. Увеличение фильтрационного сопротивления с возрастанием проницаемости приводит к снижению степени

неоднородности продуктивного пласта и росту охвата его заводнением (воздействием). Технологическая схема последовательно-чередующегося закачивания раствора ПАА и глинистой суспензии в пористую среду позволяет реализовать флокулирующие свойства полимеров в пластовых условиях с целью увеличения охвата воздействием водой послойно-неоднородного нефтеводонасыщенного пласта.

По результатам проведенных исследований рекомендованы следующие наиболее оптимальные условия применения ПДС, состоящей из ПАА и глинистой суспензии:

Коэффициент проницаемости, мкм^2 , более	0,15
Коэффициент пористости, %, более	15
Минерализация воды, г/л	0 – 120
Концентрация ПАА в ПДС, %	0,001 – 0,1
Концентрация глины в ПДС, %	0,1 – 1,0
Объемное соотношение раствора полимера и глинистой суспензии ПАА/ГС	1:1 и более

4.5. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ВОД В ПЛАСТЕ ИОНОГЕННЫМИ ПОЛИМЕРАМИ

Закачиваемый в пласт водный раствор полимера в первую очередь заполняет наиболее крупные поры и трещины – каналы с наименьшим фильтрационным сопротивлением. В процессе разработки залежей нефть остается невытесненной в тех порах и трещинах, размеры которых меньше размеров макромолекул полимера и их ассоциатов. В этих условиях взаимодействие полимерного раствора с ионами солей пластовой воды происходит в следующей последовательности:

1) во время движения в порах разного сечения полимерный раствор механически смешивается с электролитом (наблюдается конвективная и молекулярная диффузия);

2) после прекращения нагнетания ионообменный процесс в статических условиях продолжается между полимерным раствором и остаточной водой на поверхности пород, в мелких порах, капиллярах и микротрещинах в результате молекулярной диффузии.

Ограничение притока воды в скважины происходит вследствие заполнения наиболее крупных пор и каналов и изменения тем самым фильтрационных свойств пласта. Последнее достигается как механическим заполнением крупных пор инертными относительно пластовых жидкостей материалами, так и химически активными реагентами или их композициями, вступающими во взаимодействие с компонентами нефтяного пласта. В технологических процессах ограничения движения вод предпочтение отдается химически активным

реагентам, обладающим избирательностью свойств относительно нефти и воды.

Эффект воздействия, как следует из анализа кривых рис. 4.28, зависит от множества факторов, основными из которых являются коэффициент проницаемости породы, свойства реагента и компонентов пластовой системы. Функция $R_{ост} = f(k)$ для гипана и ПДС с увеличением проницаемости пористой среды возрастает, а у ПАА уменьшается. Исходя из механизма образования водоизолирующей массы этими реагентами, указанное различие в значениях $R_{ост}$ можно объяснить образованием в пластовых условиях гипаном и ПДС массы с жесткой и объемной структурой, размеры частиц полиакриамида остаются неизменными, что не позволяет создать мембрану в крупных порах. Такое фильтрационное сопротивление гипан может создать только в условиях пористой среды с минерализованной водой. Этим обуславливается главное требование к выбору реагента – учет конкретных геолого-физических и химических условий в продуктивном пласте.

Некоторые исследователи, недооценив влияние ионообменных процессов в пористой среде на образование водоизолирующей массы полимерами акрилового ряда, пришли к выводу о бесперспективности дальнейших исследований в данном направлении [156, 157]. Процесс взаимодействия между ними, как показали исследования, не завершается с прекращением конвективной диффузии после прекращения закачки, а продолжается в статических условиях. В пористой среде в результате молекулярной диффузии ионов пластовой воды полимерный раствор превращается в структурированную массу, закупоривающую водопроводящие каналы.

По результатам теоретических и экспериментальных исследований взаимодействия ионогенных полимеров акриловых кислот со степенью

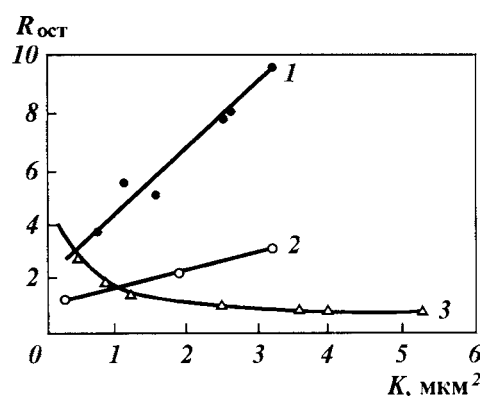


Рис. 4.28. Зависимость фактора остаточного для воды сопротивления от проницаемости пористой среды после закачки: 1 – гипан 10%-ной концентрации; 2 – ПДС; 3 – ПАА 0,05%-ной концентрации

гидролиза более 40 % с электролитами механизм образования водоизолирующей массы в пластовых условиях представляется следующим образом.

В процессе закачивания в пласт полимерного раствора часть его вследствие конвективной диффузии взаимодействует с солями пластовой воды, образуя хлопьевидный осадок перед фронтом движения основного объема полимерного раствора. После того как раствор полимера заполнит наиболее крупные поры и трещины и движение в коллекторе прекратится, полимерный раствор вступает в ионный обмен с остаточной минерализованной пластовой водой на поверхности пород и в микротрещинах. В статических условиях основной движущей силой процесса структурирования является молекулярная диффузия. Под действием разности концентраций ионов электролита на поверхности пород и в зоне сообщения крупных каналов с микроканалами, содержащими минерализованную воду, образуется структурированная масса полимера, приводящая к сужению размеров крупных пор, в которых находится полимер (рис. 4.29). В зоне сообщения с микроканалами процесс проходит более интенсивно вследствие постоянного поступления по ним ионов из пластовой воды, в результате чего происходит полное перекрытие канала структурированным полимером.

Снижение концентрации ионов в зоне контакта с полимером приводит к изменению градиента химического потенциала системы – возникает разность концентраций солей в водах, содержащихся в микроканалах и окружающей пористой среде. Под действием градиента концентраций происходит диффузия ионов в эти микроканалы из более удаленных зон пласта. Не исключено, что пленочная вода, находящаяся между полимером и породой, является каналом для проникновения поступающих катионов к полимерному раствору.

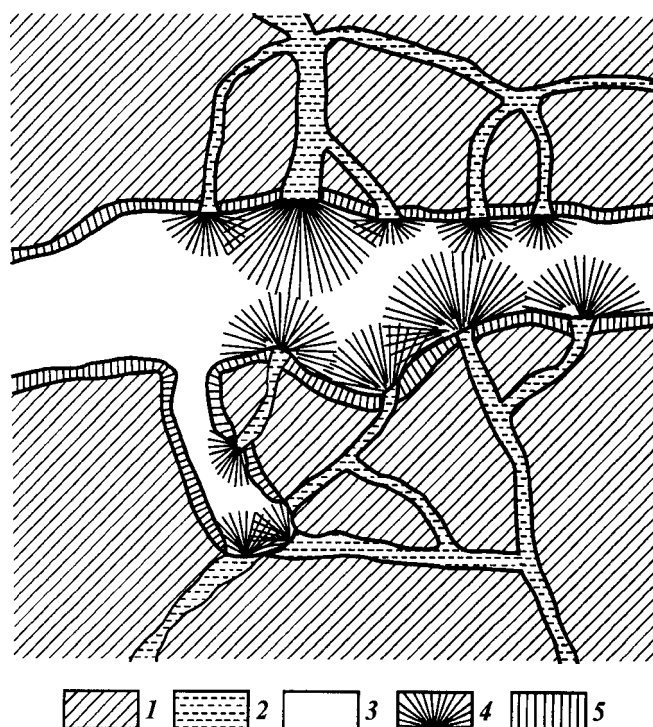
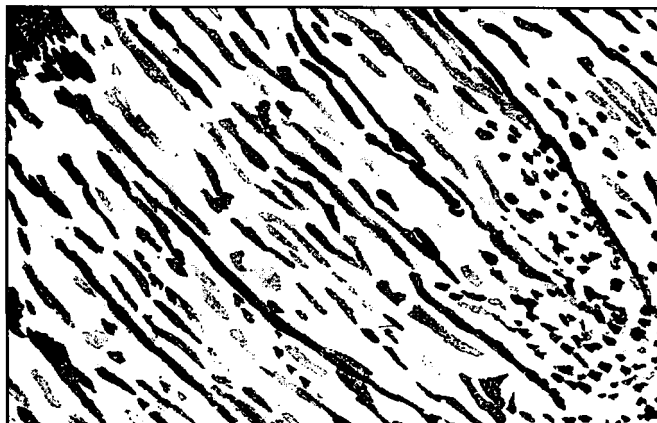


Рис. 4.29. Схема структурирования гипана в пористой среде при взаимодействии с пластовой водой:

1 – порода; 2 – пластовая вода; 3 – гипан в жидком состоянии; 4 и 5 – структурированная масса гипана в результате взаимодействия с элементами пластовой системы

Структурирование гипана под действием электролита можно рассматривать с позиций ионотропного гелеобразования в коллоидных системах [27, 106, 223, 224]. При диффузии катионов Ca^{2+} , Mg^{2+} , Sr^{2+} , Zn^{2+} , Ba^{2+} , Ni^{2+} , Cr^{3+} в полиэлектролиты образуется гель с капиллярно-пористой структурой, свойства которого зависят от природы и концентрации полимера и электролита. Электронно-микроскопические исследования, проведенные с гипаном и сополимером МАК-ДЭА, показали аналогичный характер взаимодействия их с электролитами: при диффузии ионов Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^{+} из пластовой воды они образуют полимерную массу с капиллярно-пористой структурой (рис. 4.30, а). В пористой среде из кварцевого песка гипан, высаживаясь из раствора под действием солей, покрывает поверхность зерен так же, как на подложке при изготовлении полупроницаемых мембран (см. рис. 4.30, б). При

a



б

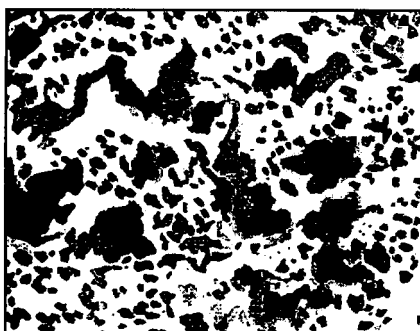


Рис. 4.30. Структурированная масса гипана:

a – в свободном объеме при взаимодействии с пластовой водой пласта Д₁ (увеличение 750); *б* – в песчанике при вытеснении 15%-ным раствором (увеличение 100)

создании депрессии на забое скважины поступающая из пласта минерализованная вода фильтруется через эту массу, которая удерживает содержащиеся в ней катионы.

В технике рассматриваемое явление используется при изготовлении полупроницаемых мембран для разделения жидкостей и освобождения их от солей методом обратного осмоса и ультрафильтрации [77, 224, 231]. Метод обратного осмоса в отличие от осмоса, заключающегося в самопроизвольном переходе растворителя в раствор, представляет собой принудительное вытеснение растворителя из раствора через мембрану

[77, 128]. Величина осмотического давления зависит от концентрации растворенных веществ.

Минерализованная пластовая вода представляет собой смесь электролитов. В ее состав входят следующие соли: CaCl_2 , MgCl_2 , NaCl , KCl . Осмотическое давление таких систем определяется по выражению

$$\pi = \Phi RT \sum_{i=1}^n c_i, \quad (4.29)$$

где Φ – практический осмотический коэффициент; c_i – концентрация i -го компонента.

Для пластовой воды Ромашкинского месторождения (горизонт Д₁), имеющей состав: $\text{Ca}^{2+} = 20040,4$ мг/л; $\text{Mg}^{2+} = 4028,5$ мг/л; $\text{Na}^+ + \text{K}^+ = 72548,4$ мг/л в пересчете на $(\text{Na}^+ + \text{K}^+)\text{Cl}^- = 159028,0$; $\text{HCO}_3^- = 24,99$), – осмотическое давление составляет 28 МПа. Механизм ограничения движения минерализованной воды в пористой среде с применением ионотропных гелей идентичен процессу разделения растворов методом обратного осмоса.

В случае идеальной полупроницаемой мембраны движущая сила процесса обратного осмоса определяется по формуле [77]

$$\Delta P = P - \pi_1, \quad (4.30)$$

где P – избыточное (рабочее) давление над исходным раствором; π_1 – осмотическое давление раствора.

При недостаточно высокой селективности мембраны происходит диффузия соли из раствора в воду. При этом в подложках и пористом слое мембраны возможно наложение солей, содержащих собственное осмотическое давление. Замеренное осмотическое давление представляет собой разницу между осмотическим давлением исходного раствора и фильтрата, полученного в результате диффузии соли с противоположной стороны мембраны. Тогда движущая сила обуславливается перепадом давления

$$\Delta P = P - (\pi_1 - \pi_2) = P - \Delta\pi, \quad (4.31)$$

где π_2 – осмотическое давление фильтрата, прошедшего через мембрану.

Основными факторами, оказывающими влияние на скорость обратного осмоса, являются природа и концентрация разделяемого раствора, гидродинамические условия, температура и рабочее давление. Увеличение концентрации растворенных веществ приводит к повышению осмотического давления раствора, что снижает эффективную движущую силу. В процессе разделения растворов через мембрану проходит преимущественно растворитель, что приводит к увеличению концентрации растворенного вещества у поверхности мембраны. Явление образования на поверхности мембраны

пограничного слоя, в котором концентрация растворенного вещества больше, чем в основном объеме раствора, получило название концентрационной поляризации [77, 128, 198]. Влияние этой поляризации всегда отрицательно сказывается на процессе разделения методом обратного осмоса, что выражается в следующем:

1) вследствие увеличения осмотического давления раствора, определяемого концентрацией вещества в пограничном слое, снижается эффективное давление;

2) с увеличением концентрации вещества уменьшается толщина слоя "связанной" воды на поверхности и в порах мембраны, ослабевают силы взаимодействия между ионами и молекулами воды в растворах неорганических веществ. В связи с этим на поверхности мембраны могут выпадать в осадок малорастворимые соли. Возникающие при этом высокое давление и температура приводят к увеличению усадки полимерных мембран и резкому снижению их проницаемости.

В условиях обводненного пласта, как показано лабораторными исследованиями, рассматриваемый процесс реализуется образованием ионотропных гелей из закачанного полимерного раствора, пористая среда для которых является подложкой. При создании депрессии снижением забойного давления они выполняют функцию полупроницаемой мембраны относительно поступающей из пласта минерализованной воды. При ограничении притока воды реализуется самый крайний случай процесса разделения растворов обратным осмосом, когда из-за высокой концентрации солей пластовое давление недостаточно для создания движущей силы процесса обратного осмоса.

Таким образом, физическая сущность ограничения движения минерализованных вод в пористом пласте ионогенными полимерами высокой степени гидролиза типа гипана основывается на обратноосмотическом эффекте разделения низкомолекулярных электролитов.

Для проверки данной гипотезы были проведены экспериментальные исследования по изучению проницаемости мембран, полученных структурированием гипана. Методика эксперимента состояла в следующем. В камеру высокого давления кернодержателя установки УИПК-1 в качестве упора был помещен высокопроницаемый керн, на котором установили при помощи металлического фильтра мембрану с подложкой. Мембраны были подготовлены по методике изготовления катионитных мембран [198] путем нанесения на проницаемую подложку из плотной бумаги или другого пористого материала раствора полимера толщиной 1 – 2 мм. Вся система в камере закрывалась упором кернодержателя и манжетами бокового обжима. Затем вся система погружалась в электролит и выдерживалась при температуре 295 К от 8 до 72 ч в зависимости от задачи эксперимента. Для нанесения на подложку пористого материала использовали раствор гипана 10%-ной

концентрации, а в качестве электролита – пластовую воду горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения и водный раствор хлористого кальция.

При проведении эксперимента готовая мембрана устанавливалась в камере высокого давления так, чтобы электролит в камеру поступал со стороны полимерного слоя, электролит закачивался при помощи поршневого насоса при постоянном объемном расходе. В процессе эксперимента регистрировались расход жидкости, давление фильтрации через мембрану и температура среды. После прокачивания расчетных объемов жидкости кернодержатель разбирался и визуально обследовалось состояние мембран. По результатам измерений строились графики зависимости давления и подвижности электролита от времени фильтрации (рис. 4.31 и 4.32).

Возрастание давления и стабилизация фильтрации на определенном уровне при прокачивании электролита (см. рис. 4.31) – кривые M_4 , M_8 , M_{12} и M_{26} – указывают на доуплотнение изготовленных из гипана мембран за счет удержания катионов при обратноосмотических процессах. Вывод подтверждается отсутствием этого эффекта при прокачивании водопроводной воды (кривые M_9 , M_6 , M_{13}), исключая проявление обратноосмотических сил. Анализ изменений кривых давления показывает, что рабочее давление фильтрации зависит от природы электролитов, концентрации их в растворе и времени выдержки полимера с мембраной в электролите (табл. 4.23), а также от толщины полимерной мембраны на подложке.

Качество мембран, выдержанных в 30%-ном растворе CaCl_2 , значительно выше качества мембран, выдержанных в пластовой воде, что согласуется с закономерностями обратноосмотического процесса. Расчетное значение π для 30%-ного раствора CaCl_2 составляет 45 МПа [77]. Для начала фильтрации при совершенной мембране согласно уравнению (4.27) необходимо увеличить давление на величину

$$\Delta P_1 = |P - \pi| = |29 - 45| = 16 \text{ МПа}.$$

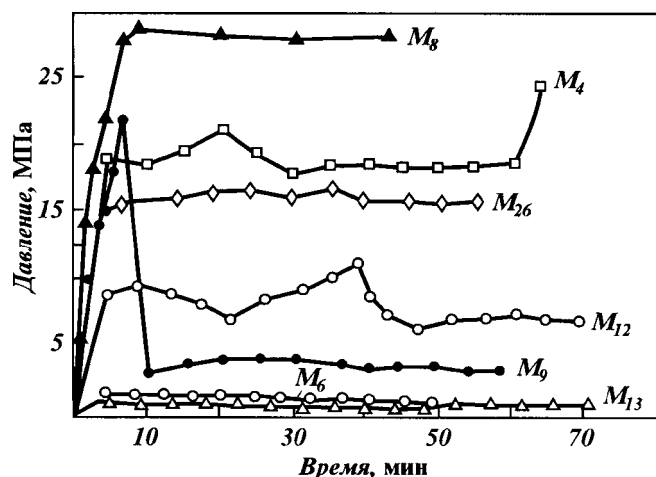


Рис. 4.31. Изменение давления закачки при фильтрации электролита через полимерную мембрану:

M_4 , M_9 и M_8 – мембраны, выдержанные соответственно в 10 и 30%-ном растворах CaCl_2 в течение 24 ч; M_{26} и M_{12} , M_6 , M_{13} – мембраны, выдержанные в минерализованной воде пласта D_1 Ромашкинского месторождения соответственно 72 и 36 ч

Изменение давления обратноосмотического процесса в зависимости от времени выдержки мембраны в электролите согласуется с кинетическими кривыми ионообменного процесса при взаимодействии гипана с пластовой водой – максимальные значения давлений достигаются при выдерживании мембран не менее 48 – 72 ч.

В связи с использованием пресных вод для заводнения нефтяных залежей минерализация пластовой воды со временем снижается. Результаты влияния данного фактора на подвижность воды, фильтрующейся через полимерную мембрану из гипана, показаны на рис. 4.32. Методика эксперимента основывается на постепенном снижении концентрации солей разбавлением электролита дистиллированной водой. На первом этапе прокачивается пластовая вода горизонта D_1 ($\rho = 1180 \text{ кг/м}^3$), на втором – пластовая вода, разбавленная дистиллированной в соотношении 1:1, а на третьем то же, но в соотношении 1:4 и на последнем этапе – пресная вода.

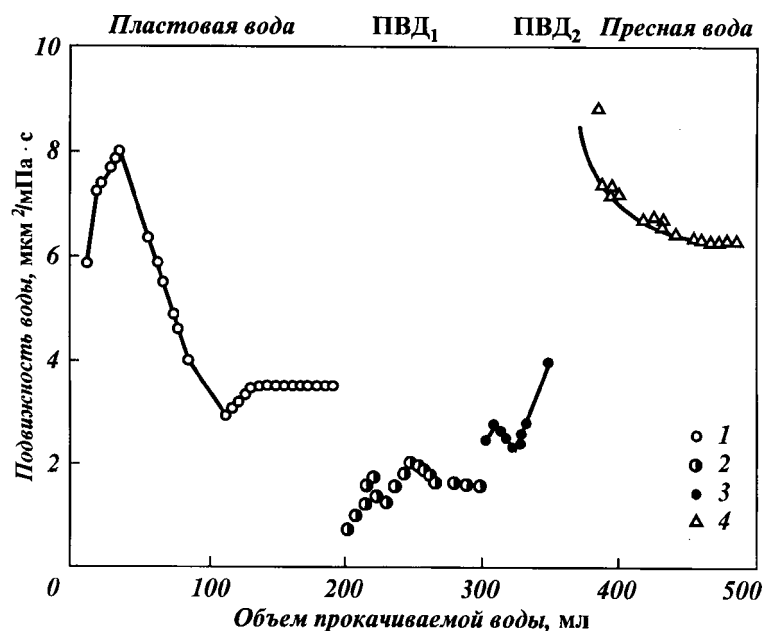


Рис. 4.32. Изменение подвижности воды с различной минерализацией при фильтрации через мембрану из гипана:
 1 – пластовая вода (ПВД) горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения; 2 – та же вода после разбавления с дистиллированной в соотношении 1:2; 3 – при соотношении 1:4; 4 – пресная вода

Снижение подвижности пластовой воды на первом этапе эксперимента еще раз подтвердило образование динамической мембраны вследствие удержания катионов. Однако при неизменности режима закачки на втором этапе двухкратное снижение минерализации воды не привело к росту подвижности. Это можно объяснить

Таблица 4.23

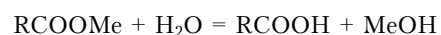
Изменение рабочего давления, МПа, обратноосмотического процесса мембраны с гипаном 10%-ной концентрации в зависимости от времени выдержки

Тип электролита	Время выдержки мембраны в электролите, ч				
	16	24	48	72	96
	Давление начала фильтрации воды через мембрану				
30%-ный раствор CaCl ₂	12,6	27,5*	29,0*	28,0*	29,6*
Пластовая вода горизонта Д ₁	3,3	4,8	10,4	11,2	19,0

* При указанных давлениях фильтрация не происходила.

следствием обратноосмотического эффекта концентрированных растворов солей, накопившихся в каналах и на поверхности мембран, а также донасыщением гидратных оболочек катионов металлов на поверхностном слое фильтра, что привело к увеличению их размеров и задержке в порах [77, 198]. При продолжительном контактировании происходит постепенный осмотический перенос молекул воды через мембрану, о чем свидетельствует появление фильтрации. Изменение подвижности, соответствующее снижению минерализации фильтрующейся воды, началось на третьем этапе при содержании солей 65 г/л, достигло $4 \cdot 10^{-4}$ мкм²/мПа·с, а на четвертом этапе – до $7,23 \cdot 10^{-4}$ мкм²/мПа·с.

С понижением степени минерализации осмотическое давление пластовой воды уменьшается. Перепады давления, создаваемые в призабойной зоне для вызова притока нефти из пласта, становятся достаточными для обеспечения движущей силы обратного осмоса, т.е. для фильтрации слабоминерализованной воды через полимерную мембрану. При фильтрации пресной воды создаются условия для гидролиза солевых форм полиэлектролита по следующей реакции:



и выноса полимера из пласта.

Ограничение движения минерализованных вод в трещиновато-пористых пластах ионогенными полимерами со степенью гидролиза более 40 % (гипан, МАК-ДЭА и др.) основывается на образовании иотропных гелей с капиллярно-пористой структурой, обладающих свойствами полупроницаемых мембран. Механизм образования их базируется на процессах диффузии ионов поливалентных металлов в полимерный раствор во время движения его в пористой среде и после прекращения движения. В статических условиях структурирование полимерного раствора происходит в результате ионного обмена с солями в остаточной воде на поверхности пород и в микроканалах под действием градиента химического потенциала, т.е. разности концентраций солей в полимере и водах коллектора. Соли пластовых вод при этом являются структурирующим элементом водоизолирующей массы. При фильтрации электролита к забою скважины под действием создаваемой для вызова притока депрессии катионы поливалентных металлов удерживаются полимерным раствором, образуя динамическую массу. При достаточно плотных мембранах происходит концентрационная поляризация катионов и самоуплотнение полимера содержащимися в фильтрационной жидкости солями. Соли пластовых вод в данном случае выполняет роль закупоривающей массы. Применение ионогенных полимеров данной группы полностью

основывается на использовании солей пластовых вод в качестве одного из компонентов водоизолирующей композиции.

Движущей силой обратноосмотического процесса в пластовых условиях при разработке нефтяных месторождений является депрессия, создаваемая на забое скважины для притока жидкости из пласта, или градиент давления, возникающий в пласте между нагнетательной и добывающей скважинами. Участок пласта в призабойной зоне можно рассматривать в целом как динамическую мембрану, в водосодержащей части которой, после закачивания ионогенных полимеров со степенью гидролиза более 50 %, происходит образование иотропного тела, снижающего проницаемость для минерализованной воды при сохранении ее для нефти. При поступлении пресных вод полимеры разрушаются. Следовательно, в этих условиях, свойство мембран не должно зависеть от минерализации воды или максимально ограничить движение пресных вод.

В зависимости от свойств ионогенных полимеров можно выделить три типа методов ограничения движения вод в пористой среде.

1. Методы, основанные на образовании сплошных полимерных мембран, исключающих перенос через них молекул воды. Такими свойствами обладают разработанные институтом ТатНИПИнефть и ОАО "НИИНефтепромхим" сополимеры мономеров акриламида, составы на основе гипана и акриламида, продукты матричной полимеризации акриламида с полиметакриловой кислотой [17, 18], обладающие по сравнению с другими составами рядом преимуществ по селективности свойств.

2. Методы создания мембран путем закачивания в пласт взаимодействующих анионоактивных и катионоактивных полиэлектролитов, образующих полиэлектролитные комплексы. Стойкость таких комплексов основывается на образовании в водной среде пары катионит – анионит, которая не участвует в ионном обмене. К этой группе можно отнести ионогенные полимеры, образующие осадок при гидролизе и тем самым снижающие подвижность воды.

3. Методы, основанные на применении частично гидролизированных полиакриламидов, создающих в среде слабоминерализованных и пресных вод устойчивое фильтрационное сопротивление. Механизм действия их на подвижность воды исследователями объясняется поразному [157, 161, 176, 230 и др.]:

образованием пристенных слоев, сужающих размеры фильтрационных каналов в пористой среде;

нахождением в свободном состоянии части сегментов адсорбированных макромолекул на поверхности пород, приводящим к изменению подвижности жидкостей в зависимости от режимов фильтрации;

действием молекул ПАА на поры пласта по принципу обратного клапана.

Разное объяснение одного и того же процесса получено, по-видимому, в связи с тем, что эксперименты проводились с полимерами разной молекулярной массы при разных режимах и проницаемостях пород. Анализ показывает, что при фильтрации воды в пористой среде все эти факторы могут проявиться, но не определено, при каких условиях они могут оказать существенное влияние на фильтрационное сопротивление пород. Зависимость остаточного фактора сопротивления от проницаемости $R_{ост} = f(k)$ показывает, что с увеличением проницаемости пористой среды $R_{ост}$ снижается и при $K > 1,5 - 2$ мкм² ПАА не работает как водоизолирующий материал, что объясняется изменением условий для образования мембран. При соизмеримости макромолекул с диаметром пор имеется возможность соприкосновения свободных сегментов в нескольких точках с поверхностью пород и между собой, тем самым они образуют полимерную сетку-мембрану по всему сечению канала. В крупных каналах из-за несоизмеримости полимерных частиц с диаметром пор происходит образование только пристенного слоя [122]. А.З. Гарейшиной экспериментально доказано расщепление макромолекулярных цепочек микрофлорой пластовых вод, в результате чего молекул. масса ПАА уменьшится в 4–5 раз [69, 119].

В связи с рассмотренными особенностями свойств полиакриламидов было предложено увеличить их молекулярную массу путем сшивки макроцепей катионами поливалентных металлов типа Cr^{2+} , Fe^{3+} , Zn^{2+} , Cu^{2+} [38, 86, 157, 205]. Институтами Гипровостокнефть и ВНИИнефть для этой цели предложены хромовые квасцы $KCr(SO_4)_2 \cdot 2H_2O$. Частично сшитый из линейного полимера полиакриламид, имеющий трехмерную структуру, своим размером на порядок и более превосходит размеры исходного полимера [157]. Стойкость структурированного полимера объясняется образованием нерастворимых в воде хелатных соединений и гидроокисей указанных выше металлов в результате гидролиза [131]. Однако недостаток этого направления модификации растворов ПАА заключается в том, что сшивка макромолекул полимера эффективна при использовании концентрированных растворов и не дает ощутимых результатов при концентрациях ПАА 0,05 – 0,06 %, используемых при полимерном заводнении. Применение сшитых полимеров, таким образом, позволяет решать задачи разработки нефтяных месторождений и не решает проблему увеличения охвата пластов заводнением на поздней стадии.

Другое направление совершенствования полимерного заводнения, разрабатываемое ОАО "НИИнефтепромхим", основывается на использовании флокулирующих свойств частично гидролизованных полиакриламидов с введением в качестве наполнителя дисперсных частиц горных пород. Эффект достигается путем последовательного

закачивания полимерного раствора и суспензий глин, которые в пласте образуют глинополимерные композиции с увеличенным объемом по сравнению с объемом исходных материалов. Значение остаточного сопротивления возрастает с увеличением проницаемости, что наиболее полно отвечает разработке пластов на поздней стадии эксплуатации нефтяных месторождений.

Принцип воздействия ионогенных полимеров на обводненную часть неоднородного продуктивного пласта основывается на создании полимерных мембран в наиболее крупных каналах породы, фильтрационное сопротивление которой возрастает в процессе движения пластовых и закачиваемых вод за счет удержания в них ионов и твердых частиц пород. Образование полимерных мембран главным образом в высокопроницаемых и обводненных участках приводит к выравниванию степени неоднородности продуктивного пласта по проницаемости и тем самым к увеличению охвата неоднородного пласта заводнением. Моделирование пластовых процессов с обводненностью добываемой продукции 92 – 99 % показывает, что данный способ воздействия на коллектор позволяет повысить коэффициент нефтеотдачи, величина которого при одинаковых условиях зависит от степени неоднородности пласта.

Исследования, выполненные в этой области, привели к созданию новых технологий воздействия на высокообводненные продуктивные пласты [17, 18, 20, 21, 22], обладающие рядом преимуществ в направлении повышения охвата обводненных пластов заводнением, и повышению тем самым нефтеотдачи.

Разработанные принципы избирательного воздействия на обводненный коллектор производными акриловых кислот легли в основу ряда технологий ограничения движения вод в пластах, внедренных в отрасли: технологии селективной изоляции притока минерализованных вод в терригенных отложениях гипаном, в карбонатных – сополимером МАК-ДЭА. Разработан состав на основе мономеров акриламида и других линейных полимеров для ограничения слабоминерализованных и пресных вод. Новым является направление ограничения движения вод в промытых зонах коллектора на поздней стадии разработки залежей с применением ПДС на основе флокулирующих свойств ПАА. Исследования, проведенные с гетерополисахаридами (ГПС), показали возможность применения разработанных методик относительно других реагентов для управления фильтрационными свойствами пород. На основании взаимодействия ГПС с карбонатными породами был создан новый метод временного ограничения притока вод в скважины [21]. Проведенные исследования послужили основанием разработки составов и способов воздействия на обводненные продуктивные пласты и рекомендованы к внедрению в нефтедобывающей промышленности [17, 18, 20, 21, 22].

***ПРОМЫСЛОВЫЕ
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ НОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ ПРИМЕНЕНИЯ
ИЗОЛИРУЮЩИХ ХИМРЕАГЕНТОВ
И РЕЗУЛЬТАТЫ ИХ ВНЕДРЕНИЯ
В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ***

***5.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ
ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОИЗОЛИРУЮЩИХ
МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ
НА ОБВОДНЕННЫЕ ПЛАСТЫ***

Основные задачи промысловых исследований состоят в изучении механизма воздействия водоизолирующего материала на нефтеводонасыщенный пласт в геолого-физических условиях разработки месторождений с целью внедрения новых технологий и обоснования области эффективного их применения. Решение их включает следующие вопросы:

1. Реализация процессов взаимодействия химреагентов с компонентами продуктивного пласта и частичное превращение последних в водоизолирующую массу для регулирования движения вод в неоднородных пластах и ограничения поступления их в добывающие скважины.
2. В настоящее время отсутствует достаточно полная информация о размерах промытых водой зон в продуктивном пласте, о наличии пропластков, отличающихся разной проницаемостью, в том числе малопроницаемых с произвольным пространственным расположением. Методикой предусматривается определение объема рабочего раствора технологических жидкостей в различных геолого-физических условиях разработки нефтяных месторождений.

3. С целью разработки новых технологий проводятся исследования:

по ограничению притока пластовых вод введением реагентов в коллектор через добывающую скважину;

по ограничению движения закачиваемых вод в продуктивном пласте введением водоизолирующих химреагентов через нагнетательную скважину;

по разработке ускоренных методов ограничения водопритокров в скважины с применением селективных водоизолирующих материалов и других средств в целях увеличения объема работ по воздействию на пласт. Для всех промысловых экспериментов с водоизолирующими химреагентами типичной является следующая последовательность технологических операций:

а) разработка технологической схемы применения водоизолирующего состава согласно лабораторным регламентам;

б) разработка технологии приготовления и транспортирования реагентов в объект воздействия при сохранении необходимых свойств;

в) создание условий для протекания взаимодействия процессов и образования водоизолирующей массы;

г) оценка технико-экономической эффективности воздействия.

В каждом из перечисленных циклов физико-химические свойства реагентов, входящих в состав водоизолирующей композиции, являются основным фактором, определяющим технологический процесс. Последовательность технологических операций определяется на стадии лабораторных и модельных исследований, корректировка же их производится с учетом конкретных условий скважин и пластов (диаметр ствола, коллекторские свойства пород, приемистость пластов и др.). На рис. 5.1 показана классификация технологических схем применения различных химреагентов в качестве водоизолирующего материала, составленная на основе анализа известных в нефтепромысловой практике технологий [50, 53, 145, 218 и др.]. Характерной особенностью многих из них является применение разделительных жидкостей между химически активными компонентами водоизолирующего состава. В некоторых случаях технологической схемой может предусматриваться одновременно-раздельная закачка их по разным каналам и смешение в призабойной зоне пласта. При этом могут использоваться различные вспомогательные средства – пакеры, перекрывающие устройства, временные мосты.



Рис. 5.1. Классификация способов ограничения притока пластовых вод в добывающие скважины

Следующий цикл технологических операций – приготовление рабочего раствора химреагентов для закачки. В зависимости от свойств применяемых реагентов рабочие растворы приготавливаются:

- на устье скважины в специальных емкостях, откуда транспортируются на забой скважины;

- в заливочных трубах, используемых в качестве смесительной камеры, путем раздельного ввода реагентов;

- в продуктивном пласте, выполняющем роль реактора физико-химических превращений закачиваемых реагентов.

Процессы образования водоизолирующей массы в пласте также во многом определяются физико-химическими свойствами закачиваемых реагентов. Применение материалов, образующих водоизолирующие экраны независимо от свойств насыщающих жидкостей, приводит, как правило, к отключению обводненного пласта, а приток нефти обеспечивается повторной перфорацией колонны. Эта задача может решаться с применением как малоподвижных отверждающихся составов типа цементной суспензии, так и фильтрующихся в пористую среду растворов химреагентов. Технология работ с применением цементных суспензий, как водоизолирующих материалов, достаточно полно освещена в научно-технической литературе [39, 40, 164, 126]. Вышеуказанный недостаток цементирования устраняется при использовании таких материалов, как смолы ТСД-9, ФР-12, АЦФ-1, которые обладают фильтруемостью в пласты и отверждаются в любой среде. Однако применение этих смол требует более строгого подхода к выделению объекта отключения от нефтенасыщенного интервала продуктивного пласта, так как при закачивании их через общий фильтр не исключается изоляция нефтесодержащих зон пласта. В связи с этим проведение работ по ограничению водоприток в добывающие скважины неселективными водоизолирующими материалами основывается на:

- строгом отделении обводненного интервала продуктивного пласта от нефтенасыщенного с применением пакерующих устройств и временных мостов;

- разбуривании мостов из отверждающихся материалов с применением тяжелого бурового оборудования;

- повторном вскрытии продуктивных пластов перфорацией.

Большинство селективных методов ограничения водоприток в скважины основывается на применении реагентов с избирательными физико-химическими свойствами относительно нефти и воды, обеспечивающими снижение проницаемости пласта для воды. Применение таких материалов значительно упрощает технологию проведения работ. Как показывает анализ видов работ (табл. 5.1), из технологическо-

го цикла при этом исключаются наиболее трудоемкие операции, занимающие до 75 % производительного времени. Значительно сокращается время на исследование скважины по определению обводненных интервалов пласта.

Согласно результатам лабораторных исследований ионогенные полимеры, на основе которых разрабатывались технологии ограничения притока вод в скважины, относятся к группе селективных водоизолирующих материалов. За базовую принята схема, основанная на последовательном закачивании реагентов с использованием разделительных жидкостей (см. рис. 5.1), исключающих преждевременное смешение полимеров с минерализованными водами. Наряду с избирательностью физико-химических свойств относительно нефти и вод растворы гипана, сополимера МАК-ДЭА и полиакриламида обладают хорошей фильтруемостью в пористой среде, что позволяет закачивать эти реагенты в полном объеме в обводненный пласт. Это означает, что в определенных геолого-физических условиях и с учетом конструкции скважин технологический процесс можно проводить и без извлечения подземного оборудования. Каналами для транспортирования водоизолирующей композиции могут служить при механизированной добыче – кольцевое пространство скважины, при фонтанном способе – подъемные трубы и кольцевое пространство скважины.

Одним из главных вопросов методики промысловых наблюдений является определение объема водоизолирующего состава, который, с одной стороны, зависит от свойства реагентов, с другой, – от коллекторских свойств пород и объема промытых зон. Для большинства химреагентов при ограничении водоприток в скважины этот объем определяется из расчета заполнения ими обводненного участка призабойной зоны пласта, который не всегда соответствует фактическим объемам закачки. В связи с этим, как было отмечено выше, определение объема рабочего раствора целесообразно производить на основе промысловых экспериментов.

Согласно предложенной модели воздействия на нефтеводонасыщенный пласт, основанной на изменении фильтрационного сопротивления его обводненной зоны, определение объема рабочего раствора производится по остаточному сопротивлению, создаваемому химреагентом в пористой среде.

В промыслово-экспериментальных исследованиях завершающим этапом является оценка эффективности нового метода. В качестве основного показателя технологической эффективности методов ограничения водопритока в скважины принято использовать количество дополнительно добытой нефти $Q_n^{доп}$ и уменьшение объема попут-

Таблица 5.1

Типичные технологические операции при ограничении водопритоков в скважины с применением водоизолирующих материалов

Технологические операции	Методы	
	Неселек- тивные	Селектив-ные
Определение эксплуатационных показателей работающей скважины	+	+
Отбор проб, исследование состава и физико-химических свойств пластовых жидкостей	+	+
Исследование скважины и работа пласта (герметичность колонн, приемистость, профиль притока, определение путей водопритоков и др.)	+	+
Установка подъемных сооружений	+	—
Подготовка ствола скважины для транспортирования водоизолирующего материала (извлечение подземного оборудования, спуск труб и др.)	+	—
Приготовление рабочего раствора водоизолирующей композиции	+	+
Доставка рабочего раствора в объект воздействия	+	+
Ожидание взаимодействия реагентов в пласте	+	+
Разбуривание "мостов" в стволе скважины	+	—
Повторное вскрытие пласта перфорацией	+	—
Освоение и пуск скважины в работу	+	+
Проведение комплекса исследований по оценке эффективности технологии	+	+

ной воды Q_v^n , добываемой вместе с нефтью. На основании этих характеристик рассчитывается экономический эффект процесса.

Количество дополнительно добытой нефти определяется по формуле

$$Q_n^{\text{доп}} = Q_n^{\Phi}(\tau) - Q_n^p(\tau), \quad (5.1)$$

где Q_n^{Φ} – фактическая суммарная добыча нефти после обработки за время τ ; Q_n^p – расчетная добыча нефти за тот же период без воздействия.

Уменьшение объема попутной воды рассчитывается по формуле

$$Q_v^n = Q_n^{\Phi}(\varphi_1 - \varphi_2), \quad (5.2)$$

где φ_1 и φ_2 – водонефтяной фактор соответственно до и после проведения обработки; $\varphi_1 = Q_v/Q_n$, (где Q_n и Q_v – среднемесячная добыча нефти и воды за последний месяц перед обработкой); $\varphi_2 = Q_v^{\Phi}/Q_n^{\Phi}$ (где Q_v^{Φ} – накопленный объем воды, извлеченной попутно с нефтью за эффективный период работы скважины в результате обработки пласта).

Полимердисперсными системами обрабатывали отдельные участки, эффективность этой технологии определялась по изменению отбора жидкости по определенным участкам. По технологическим показателям рассчитывался экономический эффект от применения метода в промысловых условиях, а также эффект от ускорения технологических процессов, проводимых без извлечения подземного скважинного оборудования, отключения обводненных пластов с применением пакеров-отсекателей. Базой расчета в последнем случае является время проведения технологического процесса по обычной технологии. По технико-экономическим показателям определяется целесообразность внедрения новой технологии в производство.

Разработка многопластовых нефтяных месторождений с применением высоких давлений нагнетания вносит целый ряд особенностей в решение теоретических и практических задач по ограничению поступления пластовых и закачиваемых вод в добывающие скважины.

Для изучения механизма действия водоизолирующих материалов на нефтеводонасыщенный коллектор и влияния его на выработку пластов были поставлены целевые эксперименты в высокообводненных скважинах Березовской, Северо-Алметьевской и Миннибаевской площадей Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений АО "Татнефть", находящихся на третьей и четвертой стадиях разработки. Методика экспериментов состояла в определении количественных изменений притока нефти и воды из высокообводненного продуктивного пласта и интервалов поступления жидкостей по его толщине до и после обработки водоизолирующими материалами. Постоянство режима работы скважин обеспечивалось эксплуатацией их компрессорным способом. Для определения глубины расположения пластов и притока жидкостей из обводненного пласта использовали методы ГК, НГК, ИНГК, СТД, ДСД, ВБС и термометрии. Конечный результат работы скважин оценивался по изменению профиля притока и содержанию нефти и воды в добываемой продукции. Экспериментальный участок состоял из восьми добывающих скважин, из них скв. 8041, 8042, 5649, 8066 обводнились высоконапорными закачиваемыми водами с незначительным содержанием солей, скв. 2696 – минерализованной пластовой водой (табл. 5.2). Составами вод определялся и вы-

Таблица 5.2

Геолого-техническая характеристика объектов испытания по ограничению притока жидкости из продуктивного пласта селективными водоизолирующими материалами

Показатели	Скважины				
	2696	8041	8042	5649	8066
Нефтеносная площадь	Елховская	Березовская	Березовская	Сев.-Альметьевская	Березовская
Категория скважин	Добывающая	Добывающая	Добывающая	Добывающая	Добывающая
Продуктивный пласт	Д ₁	Д ₀	Д ₀	Д ₁	Д ₀
Глубина спуска эксплуатационной колонны, м	1725	1773	1773	1788	1691
Искусственный забой, м	1720	1767	1763	1784	1678
Интервалы перфорации, м	1716–1710	1728,0–1733,6	1728,0–1734,0	1685,5–1694,0	1631,5–1639,0
Подземное оборудование	ЭЦН-130	ЭЦН-200	ЭЦН-130	ЭЦН-90	ЭЦН-80
Пластовое давление, МПа	16,6	14,3	15,5	15,0	15,6
Дебит жидкости, м ³ /сут	150	160	113	35	89
Дебит нефти, т/сут	27,0	32,0	29,0	12,0	4,45
Обводненность продукции, %	82	90	80	75	95
Вид обводнения	Подожненной водой	Закачиваемой водой	Закачиваемой водой	Закачиваемой водой	Закачиваемой водой
Плотность воды, кг/м ³	1179	1030	1040	1010	1003
Водоизолирующий материал	Гипан	TСМ	TСМ	TСМ	УФП-50АО

бор водоизолирующего материала – кремнийорганический тампонажный материал ТСМ и уретановый форполимер УФА-50АО для первой группы скважин и гипан – для скв. 2696.

Закачивание реагентов производилось по технологической схеме, предусматривающей использование разделительных буферных жидкостей между различными компонентами водоизолирующего состава (см. рис. 5.1). В качестве буферной жидкости при закачивании гипана использовалась пресная вода, кремнийорганические соединения – дизтопливо, дистиллят. Эти же жидкости применялись для продавливания реагентов в пласт. Принятая технологическая схема обеспечивала доставку материалов в обводненный пласт. При завершении продавливания реагентов в пласт наблюдалось некоторое повышение давления (на 3,5 – 5,5 МПа) в скв. 8741 и 2696, что свидетельствует о начале взаимодействия реагентов с пластовой водой. Затем скважины закрывались на 48 ч, в течение этого времени продолжалось образование водоизолирующей массы. По истечении указанного времени скважины промывались дизтопливом или дистиллятом, за исключением скв. 2696, где в качестве промывочной жидкости использовалась пресная вода. В процессе освоения скважин компрессором проводились исследования глубинными дистанционными фотокамерами и отбор проб извлекаемых жидкостей.

Анализ диаграмм геофизических исследований и эксплуатационных показателей работы скважин до и после обработки пластов реагентами (рис. 5.2 – 5.4) выявил следующие характерные изменения в работе скважин:

- снизилось содержание воды в добываемой продукции;
- повысился дебит нефти;
- увеличилась работающая толщина продуктивного пласта;
- увеличилась доля пропластков, дающих нефть или нефть с водой.

Анализ технологических параметров скв. 8041 показал, что в результате реализации технологий содержание воды в добываемой продукции снизилось на 43 %, приток нефти увеличился в 2,5 раза, водонефтяной фактор снизился с 3,2 до 0,6. Аналогичные изменения произошли в скв. 8042, 5649 и др. (см. рис. 5.3). Как показали результаты геофизических и дебитометрических исследований, увеличение дебита нефти, как правило, соответствует увеличению работающей толщины пласта, что указывает на перераспределение потоков в призабойной зоне. При этом в работу подключаются менее проницаемые нефтесодержащие алевролитовые пропластки. Такие пропластки в скв. 8041 расположены в интервале

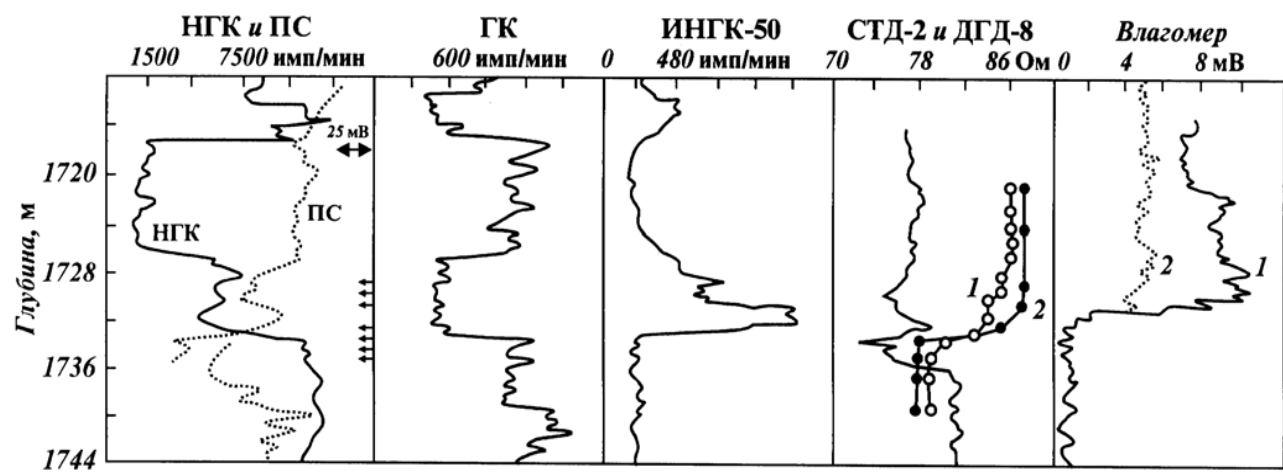


Рис. 5.2. Диаграммы геофизических исследований нефтенасыщенности пласта девонского горизонта, профиля притока и влагомера в скв. 8041 Березовской площади:
1 и 2 – соответственно до и после обработки

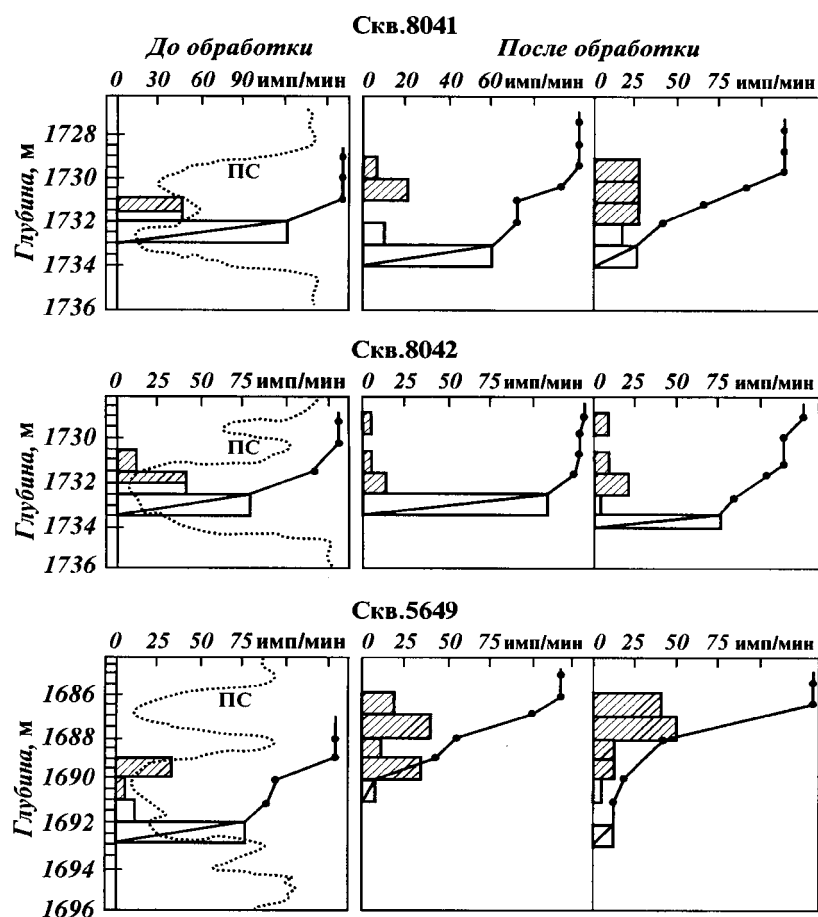


Рис. 5.3. Профили притока жидкости из обводненного пласта до и после обработки водоизолирующим составом (скважины Ромашкинского месторождения)

глубин 1728,6 – 1729,8 м, в скв. 8042 1729 – 1731 м (см. рис. 5.3). Коэффициент охвата нефтewытеснением по толщине пласта, определенный по А.П. Крылову, составил по скв. 8041 – 60 %, скв. 8066 – 35 %, скв. 5649 – 34,4 %, скв. 8042 – 26,4 %. Аналогичные изменения произошли и в скв. 2696 после закачки гипана. Ограничение притока воды по нижним перфорационным отверстиям привело к резкому

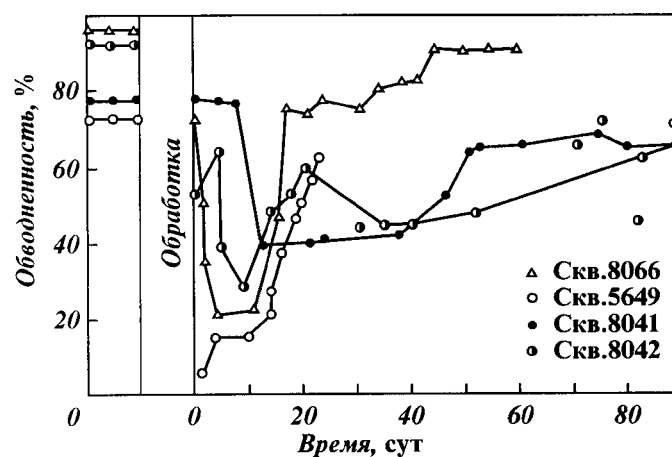


Рис. 5.4. Изменение содержания воды в добываемой продукции в скважинах Ромашкинского месторождения после обработки пласта селективными водоизолирующими составами

росту притока нефти из верхней части фильтра и увеличению дебита нефти в 4,5 раза (табл. 5.3). Только в течение одного года из обводненного пласта было дополнительно извлечено 23,9 тыс. т нефти, объем попутной воды уменьшился на 88,3 тыс. м³. Таким образом,

Таблица 5.3

Результаты обработки гипаном обводненного пласта горизонта Д₁ Ново-Елховского месторождения (данные по скв. 2696)

Месяцы	Содержание нефти (т) и воды (%) в добываемой продукции							
	до обработки		после обработки					
	1969 г.		1970 г.		1971 г.		1972 г.	
	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода
I	859	65	280	75	1550	—	434	70
II	898	65	278	45	1400	—	406	70
III	964	65	150	85	1550	—	434	70
IV	976	65	Обработка гипаном		1500	—	250	70
V	710	65	12	—	1240	50	140	70
VI	721	70	1032	—	1200	50	420	70
VII	729	58	1240	—	775	50	434	70
VIII	625	50	1240	—	682	50	322	70
IX	290	60	1200	—	550	50	420	80
X	429	60	1120	—	372	70	279	80
XI	426	75	1500	—	294	70	270	80
XII	267	75	1550	—	434	70	279	80

в скважинных условиях показано, что повышение фильтрационного сопротивления обводненных пропластков водоизолирующими химреагентами приводит к увеличению охвата продуктивного пласта заводнением и, как следствие, извлечению остаточной нефти. Эти результаты являются практическим подтверждением теоретического построения структуры воздействия на частично обводненный неоднородный пласт водоизолирующими химреагентами, что позволяет распространить его на любой участок нефтеводонасыщенного коллектора.

Для обеспечения эффективного воздействия на весь нефтенасыщенный объем залежей требуется знать местоположение всех линз, экранов, барьеров [186]. Из практики известно, что ограничение притока вод с применением одного и того же количества технологической жидкости при сравнительно одинаковых условиях дает разные результаты [172]. Это объясняется геолого-физическими особенностями строения продуктивного пласта, а именно – неравномерностью свойств по проницаемости, которая не фиксируется современными геофизическими методами. Количество закачанной жидкости практически зависит от расположения малопроницаемых и непроницаемых пропластков в призабойной зоне (рис. 5.5). В неоднородном пласте с непроницаемым пропластком между нефте- и водонасыщенными частями (см. рис. 5.5, *а*) применение небольшого количества реагента может обеспечить охват заводнением всего коллектора и отбор большей части остаточной нефти. Наличие малопроницаемых пропластков при близком их расположении к скважине способствует эффективному применению водоизолирующих материалов (см. рис. 5.5, *б, в*) и подключению в работу ранее невырабатываемых зон, как это было показано в обводненных скважинах Березовской и Северо-Алметьевской площадей. В то же время использовать эти пропластки в качестве экрана с применением небольших объемов технологической жидкости не всегда удается (см. рис. 5.5, *г*). При этом может быть получен результат, аналогичный результату обработки однородного водонефтяного пласта с применением такого же количества реагента (см. рис. 5.5, *д*). В таких случаях для полного охвата их воздействием необходимо заполнить водоизолирующим материалом всю обводненную зону (см. рис. 5.5, *з*). Очевидно, при любом геологическом строении коллектора не исключается наличие в них трещин, нарушений крепи в заколонном пространстве и других каналов, по которым вода может поступать в скважины (см. рис. 5.5, *ж*).

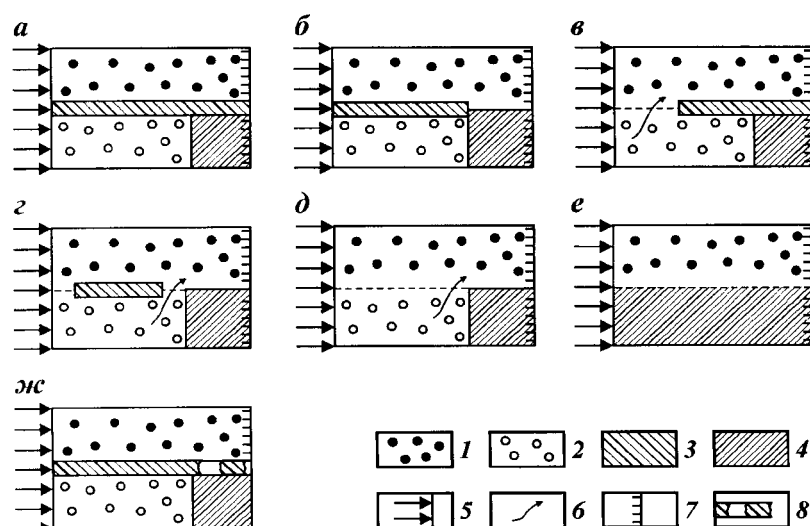


Рис. 5.5. Схема расположения технологической жидкости в послойно-неоднородном пласте:

1 и 2 – нефте- и водосодержащие породы; 3 – водонепроницаемые породы; 4 – водоизолирующий состав; 5 – направление давления нефти; 6 – новое направление давления воды после обработки; 7 – перфорационные отверстия; 8 – трещины нарушения крепи

Объем водоизолирующего состава, необходимого для заполнения пористой среды и трещин, можно определить по формуле

$$Q_{\text{тж}} = 0,785D^2h_{\text{в}}m, \quad (5.3)$$

где D – диаметр зоны распространения водоизолирующего состава; $h_{\text{в}}$ – толщина обводненной части пласта; m – эффективная пористость пласта.

Этот вариант обычно применяется при ограничении притока воды в добывающую скважину закачиванием раствора в призабойную зону обводненного пласта. Использование при этом небольших объемов концентрированных растворов химпродуктов и других материалов основывается на необходимости создания достаточно высокого фильтрационного сопротивления на ограниченном участке призабойной зоны (см. рис. 5.5, а, б, в, жс).

При образовании обширных промытых зон (см. рис. 5.5, д, е) применение концентрированных растворов затруднено технологически и нецелесообразно экономически. В этих условиях предлагается использовать принцип повышения фильтрационного сопротивления обводненных пластов не заполнением, а прокачиванием водоизоли-

рующей композиции в виде оторочки, которая вследствие адсорбции и других процессов взаимодействия реагентов приводит к снижению подвижности воды в пористой среде. Количество технологической жидкости при этом зависит от величины создаваемого остаточного фактора сопротивления, который может определяться экспериментально в лабораторных условиях, например в виде зависимости $R_{\text{ост}} = f(K)$. Тогда объем технологической жидкости для проведения технологического процесса можно рассчитать по формуле

$$Q_{\text{тж}} = 0,785 D_{\text{пз}}^2 h_{\text{пз}} m q(R_{\text{ост}}), \quad (5.4)$$

где $D_{\text{пз}}$ – диаметр промытых зон вокруг скважины; m ; $h_{\text{пз}}$ – толщина промытой зоны, м; $q(R_{\text{ост}})$ – удельный расход технологической жидкости, являющийся функцией создаваемого остаточного фактора сопротивления.

При оценке влияния изменения фильтрационного сопротивления промытых зон на выработку пластов важным является определение увеличения охвата нефтеносного коллектора заводнением. В условиях неоднородных пластов проведенная выше оценка влияния ограничения фильтрации воды на охват пласта по изменению его работающей толщины при заводнении только частично характеризует этот сложный технологический процесс, относящийся к целым нефтеносным площадям. Коэффициент охвата определяется как отношение порового объема продуктивного пласта, охваченного вытеснением, ко всему поровому объему [186, 75, 188, 30, 168, 167, 195]. Для расчета этих объемов предложен ряд зависимостей с различными геолого-физическими параметрами пласта. В ряде работ коэффициент охвата рассчитывается как произведение коэффициентов охвата по толщине η_h и площади η_s :

$$\eta_{\text{охв}} = \eta_h \eta_s. \quad (5.5)$$

Эти коэффициенты носят средний и интегральный характер, так как в реальных пластах послойное заводнение не выдерживается; η_h зависит от координаты точек пласта и так же, как η_s , имеет различные значения для разных слоев. При определении η_h большинство авторов за основу принимают профили приемистости и притока [75, 188 и др.]:

$$\eta_h = h_{\text{раб}}/h_{\text{перф}}, \quad (5.6)$$

где $h_{\text{раб}}$ и $h_{\text{перф}}$ – соответственно работающие и перфорированные толщины пласта.

Коэффициент охвата по площади при известных коэффициентах вытеснения и нефтеотдачи определяется из формулы (5.5):

$$\eta_s = \eta / (\beta \eta_h), \quad (5.7)$$

где η – проектный коэффициент нефтеотдачи пласта.

Погрешность определения истинного коэффициента η_h в этих формулах составляет 14 – 30 %, что объясняется несовершенством вскрытия пластов при бурении [15]. Ряд исследователей предлагает значение η_s рассчитывать в зависимости от площади пласта, приходящейся на одну скважину, т.е. по плотности сетки скважин. Большинство из рассмотренных формул носят экспоненциальный характер, установленный В.Н. Щелкачевым:

$$\eta_s = \eta_0 \exp(-\alpha^* S), \quad (5.8)$$

где α^* – коэффициент, зависящий от геологических особенностей строения пластов и свойств жидкостей.

Наиболее достоверным является определение охвата пласта на основе фактической добычи нефти [30].

Вышеприведенные методики расчета $\eta_{охв}$ предназначены для оценки результатов отдельных крупных площадей, по которым имеются статистические данные, или их можно рассчитать. Для небольших групп скважин (элемента нефтеносной площади) наиболее приемлемым является балансовый метод оценки, основанный на применении утвержденных для данной площади балансовых запасов, коэффициента нефтевытеснения $\beta_{выт}$ и фактически дополнительно добытой нефти:

$$\Delta \eta_{охв} = Q_{доп} / (Q_{бал} \beta_{выт}). \quad (5.9)$$

Таким образом, технологическая основа применения водоизолирующих химреагентов и других средств воздействия на обводненные пласты заключается в обеспечении нефтевытеснения с одновременным блокированием промытых каналов нефтеводонасыщенного коллектора.

5.2. ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОД В СКВАЖИНЫ ГИПАНОМ

Промысловые исследования по ограничению движения вод с применением новых материалов предусматривают:

апробацию разработанных схем в различных геолого-физических и химических условиях;

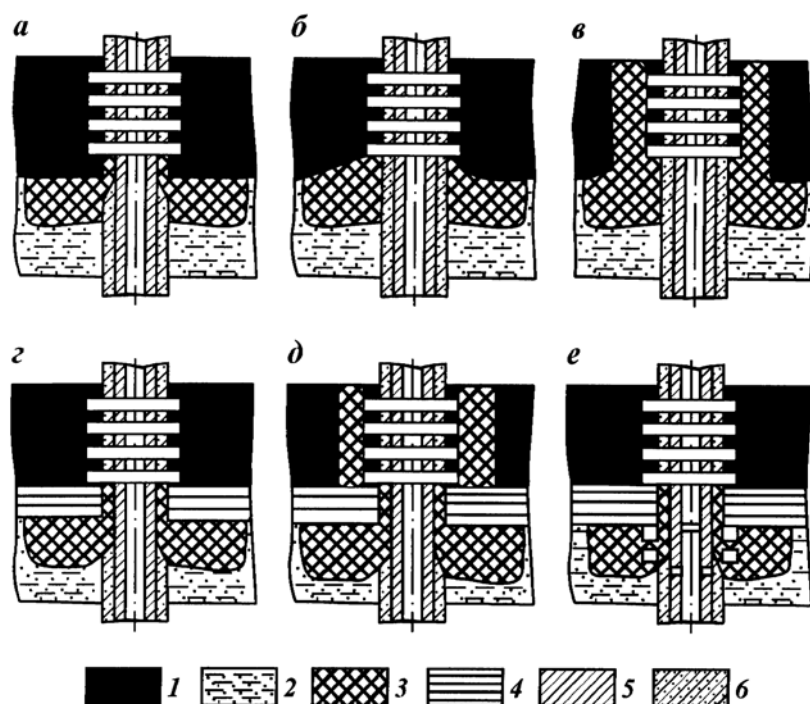


Рис. 5.6. Схема расположения раствора гипана в призабойной зоне нефтеводонасыщенного пласта:

a – в – в пластах с водонефтяным контактом; *г – е* – в пластах с глинистым прослоем; *1* и *2* – соответственно нефтенасыщенная и водонасыщенная породы; *3* – раствор гипана; *4* – глина; *5* – обсадная колонна; *6* – цемент

организацию опытно-промышленных работ (ОПР) по отработке технологий и изучению оптимальных условий их внедрения;
оценку технико-экономических показателей;
внедрение технологии в производство.

Результаты моделирования пластовых процессов и опытных работ по применению на промыслах гипана для проведения водоизоляционных работ в призабойной зоне пласта в различных геолого-физических условиях (рис. 5.6) [98, 100] показывают, что селективность его свойств относительно нефти и воды позволяет вводить полимерный раствор в нефтеводонасыщенный коллектор через эксплуатационный фильтр. На этой основе были разработаны технологические схемы (*I – IV*) применения гипана (рис. 5.7), основанные на взаимодействии концентриро-

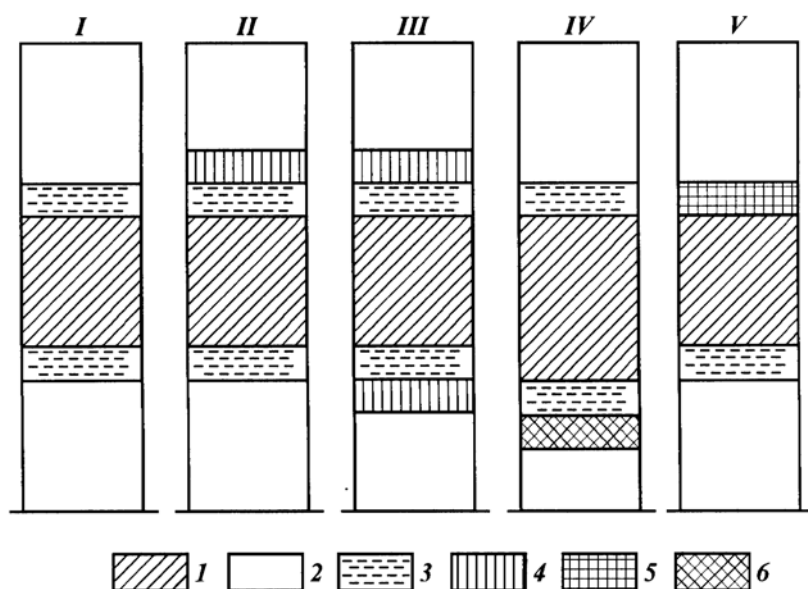


Рис. 5.7. Принципиальные схемы закачивания технологических жидкостей при обработке скважины водоизолирующим составом на основе гипана:
 1 – гипан; 2 – пластовая вода; 3 – пресная вода; 4 – водный раствор CaCl_2 ; 5 – цементная суспензия; 6 – раствор HCl ; I – V – схемы закачивания технологических жидкостей

ванного раствора полимера с минерализованной водой. Для создания прочной мембраны в призабойной зоне пласта в схемах II, III предусмотрено вслед за гипаном закачивание электролита, что исключает обратное вытеснение неотвержденного полимерного раствора из пласта с высоким давлением. В продуктивном пласте с низкой минерализацией воды пути водопритокков предварительно следует заполнить раствором CaCl_2 или другого электролита (схема III). Этим достигается высаживание полимера из раствора в более полном объеме. Несмотря на высокую обводненность добываемой жидкости, некоторые скважины имеют низкую приемистость. В этом случае можно предусмотреть предварительное дренирование обводненных пропластков закачиванием соляной кислоты (схема IV). Цементирование по V схеме применяется для исключения обратного вытеснения гипана из пласта, а в ряде случаев для установления мостов в стволе скважины и проведения других вспомогательных операций.

Первые испытания технологии проводились в скважинах Ромашкинского, Ново-Елховского и других месторождений республики Татарстан, эксплуатирующих девонский горизонт D_1 и пласт

нижнего карбона C_1^{bb} , геолого-техническая характеристика которых приведена в табл. 5.4. Основная задача экспериментов состояла в оценке эффективности применения гипана в различных геолого-физических условиях, используя разработанные технологические схемы. В скважины закачивался раствор гипана, в качестве электролита – раствор $CaCl_2$ или пластовая вода девонского горизонта D_1 , концентрация полимерного раствора изменялась при этом в пределах 6 – 10 %. При выборе концентрации учитывалось, что при взаимодействии с электролитом происходит структурирование полимерного раствора и сохраняется достаточно высокое значение коэффициента диффузии ионов (см. рис. 4.14). Исходя из этих же задач, содержание $CaCl_2$ ограничивалось в пределах 5 – 15 %. Применимость гипана в данном объекте оценивалась по концентрации ионов в пластовой воде согласно формулам (3.1 – 3.5), а также прогнозированием минерализации воды по формуле (3.8).

Как показали исследования методами рассеянных гамма-излучений (ЦМТУ) и гамма-каротажа (рис. 5.8), в скв. 5708 вода поступала из-за нарушения герметичности заколонного пространства в интервале 1656 – 1664 м. После исследования приемистости скважин под давлением $P_{и}$ при производительности агрегатов q в скважину последовательно было закачано 5 м³ пресной воды, 4,6 – 5,2 м³ гипана 10%-ной концентрации, 0,5 м³ пресной воды. Всю эту систему задавливали в пласт через заливочные трубы (НКТ), спущенные до верхних перфорационных отверстий. Скважина после 72-часовой выдержки была освоена компрессорным способом. Приток нижней воды после обработки был ликвидирован, на что указывают изменения диаграмм ГК и подтверждается уменьшением содержания воды в добываемой продукции при росте добычи нефти. В результате проведенных работ дебит нефти скважины 5708 увеличился со 150 до 1100 т/мес при снижении содержания воды от 90 до 28 %. Через восемь месяцев эксплуатации контрольные измерения показали, что среднемесячная добыча нефти в 6,6 раза превышает добычу до обработки пласта гипаном.

В скв. 2696 произведена закачка по схеме II в пласт "гд" девонского горизонта D_1 для ограничения притока подошвенной воды, вскрытый пескоструйной перфорацией на кровле всего на 0,5 м выше ВНК (рис. 5.9). Перед проведением обработки обводненность добываемой продукции составляла 85 % при суточном дебите нефти 6,2 т/сут, приемистость скважины составляла 23,1 м³/ч при давлении 8,3 МПа. Через фильтр скважины по

Таблица 5.4

**Характеристика объектов для проведения испытаний гипана
в качестве водоизолирующего материала в горизонте Д₁ Ромашкинского месторождения**

Показатели	Добывающие скважины			
	5708	2696	7834	5546
Нефтеносная площадь	Северо-Алметьевская	Елховская	Ташляйрская	Чишминская
Глубина спуска эксплуатационной колонны, м	1687,0	1780,2	1658,0	1775,0
Искусственный забой, м	1677,0	1775,0	1655,3	1772,0
Интервалы перфорации, м	1644,0–1651,0	1755,0–1759,0 1767,0–1769,0	1640,0–1642,0	1747,6–1753,6
Пластовое давление, МПа	17,1	17,7	16,5	17,2
Проницаемость, мкм ²	0,42–0,48	0,38–0,44	0,58–0,63	0,39–0,49
Вид обводнения	Нижняя вода	Подошвенная вода	Подошвенная вода	Нижняя вода
Плотность воды, кг/м ³	1178	1182	1180	1178
Подземное оборудование	НГН-2-56	НГН-2-56	НГН-2-56	Фонтанные трубы
Дебит жидкости, м ³ /сут	45,0	30,0	26,3	28,1
Обводненность продукции, %	90,0	82,9	96,0	98,0
Дебит нефти, т/сут	5,0	6,2	0,5	0,6
Текущий коэффициент нефтеотдачи по площади	0,31	0,40	0,10	0,28

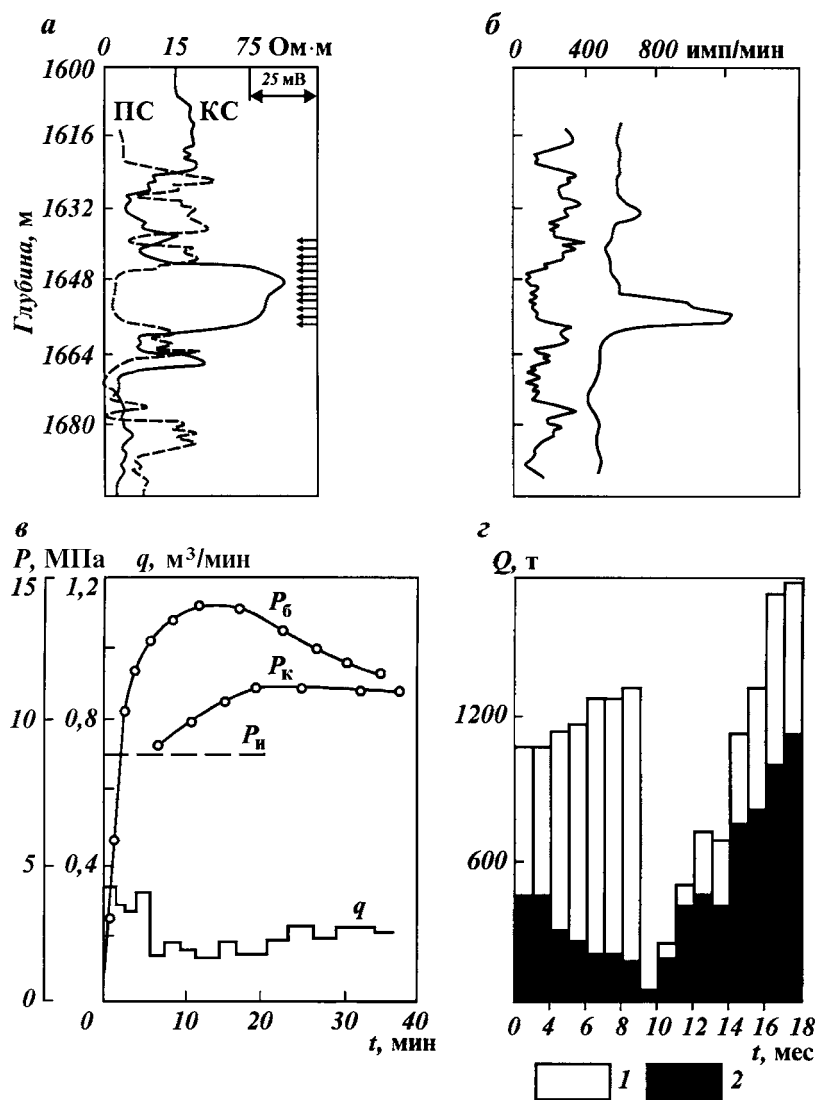


Рис. 5.8. Диаграммы геофизических исследований (а и б), технологические показатели закачки (в) и добычи жидкости (г) скв. 5708 Ромашкинского месторождения: $P_б$ и $P_к$ – давление нагнетания гипана соответственно через НКТ и по кольцевому пространству; $P_и$ – давление нагнетания воды при исследовании пласта; q – объемный расход закачиваемой жидкости; t – время; 1 – вода; 2 – нефть

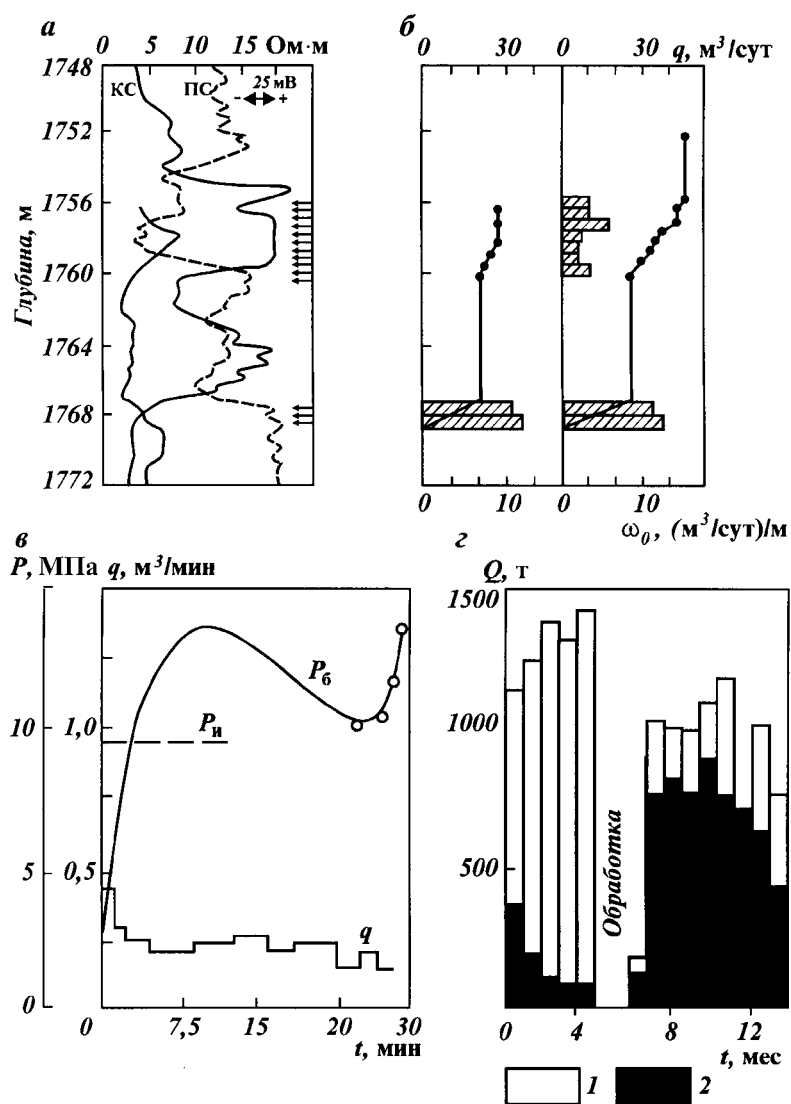


Рис. 5.9. Диаграммы геофизических исследований (а), профили притока жидкостей (б), графики изменения технологических показателей закачивания (в) и добычи жидкости (г) из скв. 2696, обводненной подошвенной водой:
 P_6 – давление нагнетания гипана через НКТ; ω_0 – удельная приемистость скважины; P_n – давление нагнетания при определении приемистости скважины; q – объемный расход закачки; Q – количество извлекаемой жидкости; t – время; 1 – вода; 2 – нефть

насосно-компрессорным трубам диаметром 75 мм с использованием пакера последовательно закачано 0,6 м³ пресной воды, 4,3 м³ гипана, 0,3 м³ пресной воды, 1 м³ 15%-ного раствора CaCl₂. Освоение произведено после выдержки скважины под давлением без повторного вскрытия перфорацией. Скважина стабильно начала функционировать с дебитом 26,6 т/сут, обводненность уменьшилась с 85 до 30 %. За 3,5 года дополнительно было извлечено 23,9 тыс. т нефти, объем попутно извлекаемой воды сокращен на 88,3 тыс. м³. Исследования расходомером до и после обработки показали, что в результате обработки гипаном в работу были подключены ранее бездействующие пропластки в интервале глубин 1755 – 1758 м. Аналогичные результаты были получены и в остальных скважинах 7834-11546 технологических параметров показал идентичность характера изменения давления при нагнетании гипана через НКТ в обеих скважинах при различном геологическом строении пластов (кривые P_6 на рис 5.9). Давление нагнетания по кольцевому пространству значительно ниже, чем по насосно-компрессорным трубам, что обусловлено уменьшением потерь давления на трение (кривая P_k на рис. 5.8). Характерным для технологической схемы II является резкое повышение давления при попадании раствора CaCl₂ в призабойную зону пласта. Это указывает на образование в призабойной зоне пласта полимерной "мембраны" вследствие взаимодействия электролита с гипаном, как это было показано в лабораторных условиях (см. рис. 4.31). На основе обобщения большого числа промысловых экспериментов построен график функции $P = f(\tau)$ в приведенных координатах (рис. 5.10), где за единицу принято максимальное давление, возникающее на буфере при закачивании гипана через НКТ. Точка $\tau = 1$ соответствует концу закачивания гипана в

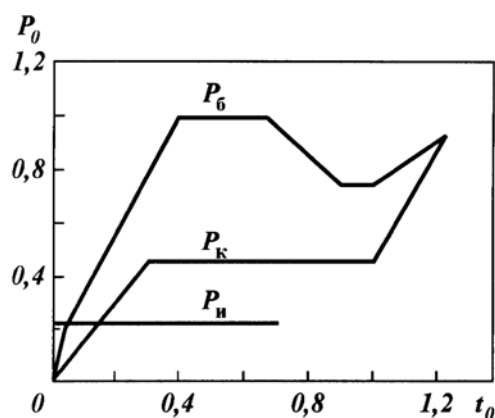


Рис. 5.10. Изменение давления нагнетания раствора гипана во времени:

$P_и$, P_6 , P_k – давления нагнетания соответственно при исследовании приемистости, закачивания полимера через НКТ и по кольцевому пространству скважины

пласт. Кривая P_6 характеризует изменение давления, связанное с изменением вязкости прокачиваемых через НКТ жидкостей, – при заполнении труб полимерным раствором происходит рост, а при замещении его менее вязкой продажной жидкостью снижение давления. Вторичное повышение давления происходит при циклической закачке полимерного раствора через НКТ по технологической схеме II, обусловленное взаимодействием гипана с электролитом (штриховые линии), закачиваемым в пласт за полимером [99, 129].

После заполнения водой давление в кольцевом пространстве P_k отражает давление, при котором гипан фильтруется в пласт. В большинстве скважин после некоторого повышения в начале процесса закачки давление стабилизируется при значениях, значительно меньших горного, т.е. ожидаемый рост давления по мере увеличения объема закачиваемой жидкости не происходит. При закачке гипана в скв. 7834 было обнаружено, что полимерный раствор, несмотря на высокую вязкость, равную 300 мПа·с, в терригенных отложениях девона фильтруется при значительно меньших давлениях по сравнению с расчетными. Проницаемость водонасыщенной части пласта, определенная по геофизическим данным, составила 0,634 мкм². Пластовое давление равнялось 16,5 МПа. Обводнение добываемой продукции произошло подошвенной водой вследствие близкой перфорации к ВНК и низкого качества разобочения пласта. Для этих условий ожидаемый перепад давления при закачивании гипана определяется по закону Дарси:

$$\vartheta = \frac{-kh}{\mu} \nabla P; \quad (5.10)$$

для зоны гипана [121]

$$\vartheta = \frac{-kh}{\mu} \left(1 - \frac{\tau_0}{|\nabla P|}\right) \nabla P; \quad (5.11)$$

в случае плоскорадиальной фильтрации в призабойной зоне пласта

$$\nabla P = dP / dr; \quad (5.12)$$

$$|\nabla P| = -dP / dr; \quad (5.13)$$

$$\vartheta = q / 2\pi r; \quad (5.14)$$

с учетом (5.13), (5.14) формулы (5.10) и (5.11) имеют вид

$$\frac{q\mu_{\text{н}}}{2\pi khr} = -\frac{dP}{dr}; \quad (5.15)$$

$$\frac{q\mu_{\text{а}}}{2\pi khr} = -\frac{dP}{dr}\tau_0. \quad (5.16)$$

Интегрируя (5.15) в пределах $(R_{\text{г}}, R_{\text{к}})$, (5.16) в пределах $(r_{\text{с}}, R_{\text{г}})$, получим

$$\frac{q\mu_{\text{г}}}{2\pi kh} \ln \frac{R_{\text{г}}}{R_{\text{а}}} = -(P_{\text{г}} - P_{\text{а}}); \quad (5.17)$$

$$\frac{q\mu_{\text{а}}}{2\pi kh} \ln \frac{R_{\text{а}}}{r_{\text{с}}} = -(P_{\text{а}} - P_{\text{н}}) - \tau(R_{\text{а}} - r_{\text{с}}); \quad (5.18)$$

суммируя (5.17 и 5.18), получим

$$P_{\text{н}} - P_{\text{г}} = \tau(R_{\text{а}} - r_{\text{н}}) + \frac{q\mu_{\text{а}}}{2\pi kh} \ln \frac{R_{\text{а}}}{r_{\text{с}}} + \frac{q\mu_{\text{г}}}{2\pi kh} \ln \frac{R_{\text{г}}}{R_{\text{а}}}, \quad (5.19)$$

где $r_{\text{с}}$, $R_{\text{г}}$, $R_{\text{к}}$ – радиусы соответственно скважины, контура распространения гипана и контура питания, $r_{\text{с}} = 0,073$ м, $R_{\text{г}} = 1,6$ м, $R_{\text{к}} = 200$ м; h – толщина пласта, равная 5,8 м; K – проницаемость пласта, равная 0,6 мкм²; μ – вязкость гипана 10,2%-ной концентрации, $\mu = 332$ мПа·с; q – расход закачиваемого раствора гипана, равный 1350 см³/с; τ_0 – начальный градиент давления, необходимый для сдвига гипана, равный 2,92 мГ/см².

Как видно из рис. 5.11, расчетное давление нагнетания (кривая 3) к концу закачки достигает 64 МПа, в то время как фактическое – 8 – 10 МПа (кривая 6). Несоответствие объемной скорости фильтрации высоковязких полимерных жидкостей расчетной наблюдается и на других месторождениях Урало-Поволжья [120], что можно объяснить наличием системы трещин и микротрещин, которые раскрываются при перепадах давления значительно меньше горного. Очевидно, интервалы $a - в$ на кривой 6 (см. рис. 5.11) соответствуют раскрытию микротрещин, $в - с$ – фильтрации полимерного раствора через раскрытые трещины в пласт, что приводит к стабилизации процесса при установившемся режиме нагнетания. Отклонение от нее

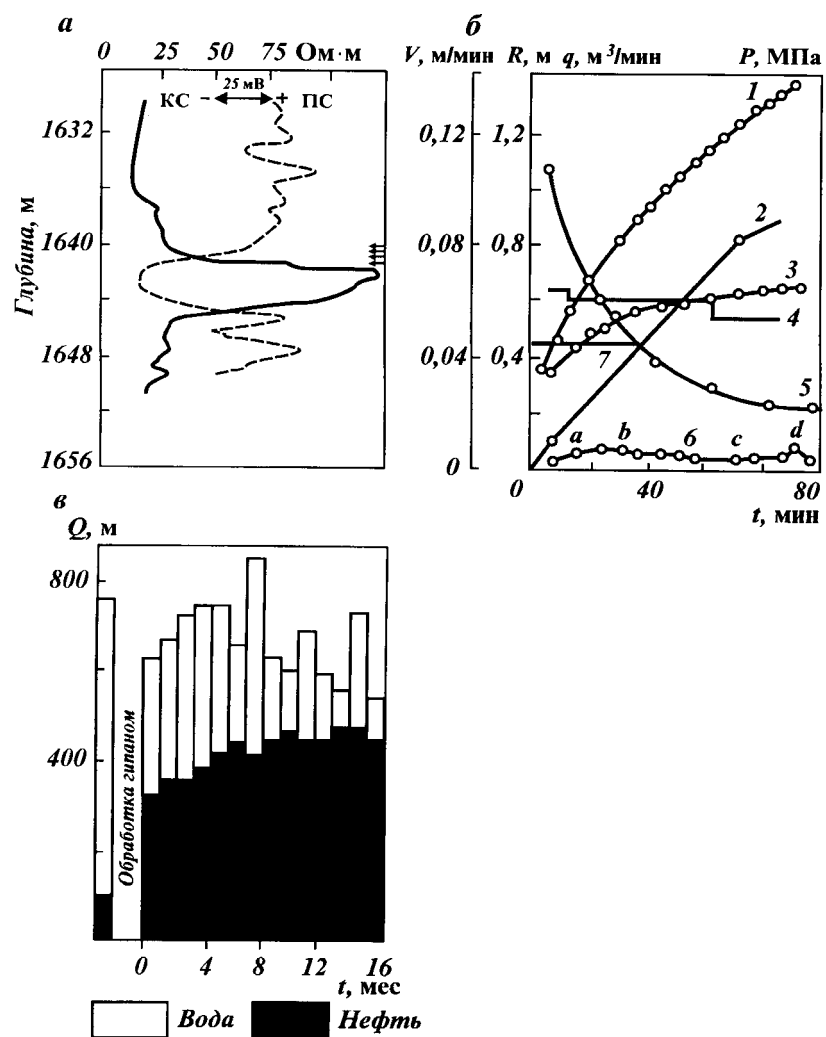


Рис. 5.11. Результаты геофизических и гидродинамических исследований скв. 7834 Чишминской площади Ромашкинского месторождения:
 а – геофизические; б – параметры закачивания гипана в пласт Д₁; в – добыча жидкости; 1 – радиус распространения гипана; 2 – объем закачанного гипана; 3 и 6 – соответственно расчетное и фактическое давление нагнетания; 4 – производительность агрегатов; 5 – скорость фильтрации; 7 – давление, создаваемое на пласт при испытании на приемистость

происходит при поступлении в пласт за гипаном раствора CaCl_2 .

Несмотря на неравномерную фильтрацию гипана в пласт, в большинстве скважин наблюдается снижение притока воды и приток добычи нефти. Это указывает на поступление основной массы воды по наиболее крупным порам и трещинам, так как гипан, как было показано в лабораторных условиях, фильтруется по высокопроницаемым каналам. Наличие притока нефти при закачивании его через эксплуатационный фильтр скважины подтверждает селективный характер воздействия гипана на нефтеводонасыщенный пласт.

Во многих скважинах были получены аналогичные результаты [58, 99, 100], подтверждающие важность использования процессов взаимодействия реагента с компонентами продуктивного пласта для избирательного ограничения притока вод в скважины, как это было установлено теоретическими и лабораторными исследованиями.

Детально описанные выше технологические операции, связанные с закачиванием гипана, характерны для всех разработанных схем. Общими для первых испытаний были следующие факторы:

- увеличение отбора нефти из обводненных скважин;

- сокращение объема попутной воды;

- идентичность характера изменения технологических параметров закачивания гипана в пласт, которые послужили основой для проведения широких промышленных испытаний на разных нефтяных месторождениях с целью внедрения метода в нефтяной промышленности. Основная задача опытно-промышленных работ, заключающаяся в определении оптимальных и граничных условий применения разработанных технологий, методически решалась путем установления зависимости эффективности проводимых работ от следующих факторов:

- геологических особенностей строения продуктивного пласта (литологической однородности, удаленности источника обводнения, расположения пластов в литологической колонне) [54, 129, 145];

- способов воздействия на пласт (отключение, частичное отключение, закачивание фильтрующихся материалов) [129, 145, 154];

- способов доставки водоизолирующего материала в источник обводнения [50, 54, 138, 145];

- пластового давления [54, 90];

- минерализации воды [61, 138];

- обводненности добываемой продукции и дебита нефти в скважинах [137, 138].

Для выявления скважин месторождения, у которых ожидается рост добычи нефти после обработки гипаном, был применен метод ранговой классификации.

В качестве факторов, влияющих на эффективность обработки, были выбраны дебиты всех скважин и степени их обводненностей на момент принятия решения.

Предварительный выбор этих двух факторов основывается на предположениях:

1) дебиты скважин в какой-то степени отражают влияние толщины пласта и его коллекторских свойств;

2) степень обводненности свидетельствует о дренированности путей водоприток в продуктивном пласте.

Далее доказательство согласованности изменения выбранных факторов и эффекта обработки гипаном обосновывалось наличием корреляционной зависимости с помощью ранговой корреляции Спирмена, приведенной во временном методическом руководстве по анализу и диагностированию взаимодействия скважин. В качестве исходного информационного массива использовались:

1) для первого фактора ряд из дебитов скважин всего месторождения на дату перед обработкой и ряд из длительностей эффекта обработки скважин;

2) для второго фактора ряд из процентов обводненностей скважин всего месторождения перед обработкой и ряд из длительностей эффекта обработки. Для первого фактора коэффициент ранговой корреляции получен равным $r = 0,99$, значение $t_r = 75,9$. Табличное значение t_r с числом степеней свободы $\nu = n - 2 = 119 - 2 = 117$ и уровнем значимости 0,05 равно $t_r = 1,98$. Так как расчетное значение больше табличного, значение r признается достоверным, т.е. связь между первым фактором (дебитами) и эффектом обработки диагностируется. Аналогично для второго фактора $r = 0,99$, $t_r = 75,9$.

Приведем описание метода ранговой классификации для выбора скважин Акташской площади Ново-Елховского месторождения под обработку гипаном по дебитам скважин и степени обводненности добываемой продукции. В табл. 5.5 представлены интервалы значения каждого фактора и соответствующие ранги.

В табл. 5.6 приведены значения факторов (дебитов нефти и процентов обводненности) вышеуказанных 119 скважин с подошвенной водой и присвоенные им ранги и результаты обработки по ранговой классификации.

Таблица 5.5

Интервалы значений факторов и соответствующие ранги

Обводненность добываемой жид- кости, % (об.)	R	Дебит нефти до обработки, т/сут	Обводненность добываемой жидкости, % (об.)	R	Дебит нефти до обработки, т/сут
< 68,5	1	< 2,14	82,6–86,0	6	10,31–12,34
68,5–72,0	2	2,14–4,18	86,1–89,5	7	12,35–14,38
72,1–75,5	3	4,19–6,22	89,6–93,0	8	14,39–16,42
75,6–79,0	4	6,23–8,26	93,1–96,5	9	16,43–18,46
79,1–82,5	5	8,27–10,30	96,5–100	10	18,46

В результате обработки промыслового материала было получено решающее правило оценки эффекта по сумме рангов (табл. 5.7).

Таблица 5.6

Значения факторов, присвоенные ранги и результаты обработок по ранговой классификации

№ сква- жины	Дебит нефти, т/сут	Обвод- ненность продук- ции, %	Значения рангов		Суммар- ное значе- ние ран-гов	Эффективность	
			дебит нефти	% воды		по значе- ниям рангов	по факти- ческим данным
1	2	3	4	5	6	7	8
1365	3,7	98,5	2	10	12	Э	Э
1401	2,4	98,5	2	10	12	Э	НЭ
1310	0,2	98,0	1	10	11	Э	Э
1394	0,2	98,0	1	10	11	Э	Э
1433	1,0	99,0	1	10	11	Э	Э
1462	1,0	93,2	1	9	10	Э	Э
1338	0,2	98,0	1	10	11	Э	Э
1706	2,0	98,0	1	10	11	Э	Э
2308	1,1	97,7	1	10	11	Э	Э
1275	0,1	99,1	1	10	11	Э	Э
1807	2,4	97,1	2	10	12	Э	НЭ
1869	0,9	97,0	1	10	11	Э	Э
1527	0,2	98,0	1	10	11	Э	Э
1759	1,7	87,1	1	7	8	НЭ	Э
1494	0,3	93,1	1	9	10	Э	Э
1914	1,0	94,8	1	9	10	Э	Э
1587	3,0	85,0	2	6	8	НЭ	Э
3219	2,0	96,0	1	9	10	Э	Э
1403a	0,4	98,0	1	10	11	Э	Э
1367	1,0	98,0	1	10	11	Э	Э
1381	0,4	97,0	1	10	11	Э	Э
1569	4,5	96,4	3	9	12	Э	Э
1304	0,1	99,0	1	10	11	Э	Э
1403	19,0	92,0	10	8	18	Э	Э
1462	0,5	97,2	1	10	11	Э	Э

Продолжение табл. 5.6

№ сква- жины	Дебит нефти, т/сут	Обвод- ненность продук- ции, %	Значения рангов		Суммар- ное значе- ние ран-гов	Эффективность	
			дебит нефти	% воды		по значе- ниям рангов	по факти- ческим данным
1	2	3	4	5	6	7	8
1338	2,8	92,0	2	8	10	Э	Э
1927	2,7	93,4	2	9	11	Э	Э
1464	1,0	95,4	1	9	10	Э	Э
1529	0,7	97,7	1	10	11	Э	Э
1886	5,0	95,0	3	9	12	Э	Э
1712a	2,0	84,3	1	6	7	НЭ	НЭ
2216	2,0	98,5	1	10	11	Э	НЭ
2182	0,4	97,0	1	10	11	Э	Э
1776	0,2	97,7	1	10	11	Э	Э
1338	0,5	96,0	1	9	10	Э	Э
1338	2,8	92,0	2	8	10	Э	Э
1365	3,7	98,5	2	10	12	Э	Э
1367	1,0	98,0	1	10	11	Э	Э
1433	0,1	99,0	1	10	11	Э	Э
1337	0,1	98,1	1	10	11	Э	НЭ
1433	0,4	99,0	1	10	11	Э	Э
1389	1,0	91,9	1	10	11	Э	Э
1378	0,8	98,2	1	10	11	Э	Э
2376	0,3	97,5	1	10	11	Э	Э
1991	1,7	83,2	1	6	7	НЭ	Э
1539	5,0	96,0	3	9	12	Э	Э
13385	14,0	93,2	7	9	16	Э	Э
1869	0,8	97,3	1	10	11	Э	Э
1310	0,2	98,0	1	10	11	Э	Э
1394	0,2	98,0	1	10	11	Э	Э
1401	2,4	98,5	2	10	12	Э	Э
1335	13,6	93,0	7	8	15	Э	Э
458	0,1	85,0	1	6	7	НЭ	Э
2151	0,1	96,2	1	9	10	Э	Э
486	2,0	98,0	1	10	11	Э	Э
419	4,0	95,0	2	9	11	Э	Э
306	1,0	98,0	1	10	11	Э	Э
727	0,2	99,7	1	10	11	Э	Э
420	3,1	94,9	2	9	11	Э	Э
470	6,0	95,0	3	9	12	Э	Э
458	1,9	77,0	1	4	5	НЭ	Э
359a	1,0	95,9	1	9	10	Э	Э
357	0,3	98,2	1	10	11	Э	Э
487	0,1	99,0	1	10	11	Э	Э
10906	0,9	99,0	1	10	11	Э	Э
375	2,0	98,8	1	10	11	Э	Э
3835	2,0	99,0	1	10	11	Э	Э
10923	1,5	98,0	1	10	11	Э	Э
18844	6,8	80,9	4	5	9	НЭ	НЭ
8252	1,8	98,0	1	10	11	Э	Э

Продолжение табл. 5.6

№ сква- жины	Дебит нефти, т/сут	Обвод- ненность продук- ции, %	Значения рангов		Суммар- ное значе- ние ран-гов	Эффективность	
			дебит нефти	% воды		по значе- ниям рангов	по факти- ческим данным
1	2	3	4	5	6	7	8
10948	4,5	98,0	3	10	13	Э	НЭ
10987	1,9	98,0	1	10	11	Э	Э
4906	4,0	88,0	2	7	9	НЭ	Э
8521	0,1	88,0	1	7	8	НЭ	Э
8562	0,1	99,0	1	10	11	Э	Э
8644	0,1	98,0	1	10	11	Э	НЭ
8550	0,1	99,9	1	10	11	Э	Э
8582	0,1	98,0	1	10	11	Э	Э
13086	1,5	99,0	1	10	11	Э	Э
7020	2,0	99,0	1	10	11	Э	Э
6519	3,0	81,0	2	5	7	НЭ	Э
6100	2,0	99,0	1	10	11	Э	Э
11113	1,0	99,0	1	10	11	Э	Э
18557	1,0	99,0	1	10	11	Э	Э
18511	1,0	99,0	1	10	11	Э	Э
18528	1,6	99,0	1	10	11	Э	Э
6042	1,0	99,0	1	10	11	Э	Э
18553	1,0	99,0	1	10	11	Э	Э
6238	0,4	97,0	1	10	11	Э	НЭ
18507	0,1	99,0	1	10	11	Э	НЭ
11180	1,0	99,0	1	10	11	Э	Э
11052	2,0	99,0	1	10	11	Э	Э
4898	1,0	97,0	1	10	11	Э	Э
8451	0,6	99,0	1	10	11	Э	Э
8522	3,0	84,0	2	6	8	НЭ	Э
8452	0,8	99,0	1	10	11	Э	Э
11056	0,5	98,0	1	10	11	Э	Э
18508	2,0	99,0	1	10	11	Э	Э
11026	4,0	99,0	2	10	12	Э	Э
6047	4,0	99,0	2	10	12	Э	Э
10923	2,0	99,0	1	10	11	Э	Э
4679	1,0	95	1	9	10	Э	НЭ
9994	2,0	92,5	1	8	9	НЭ	НЭ
2926	3,2	91,0	2	8	10	Э	Э
2580	2,1	98,5	1	10	11	Э	Э
7664	2,0	90,0	1	8	9	НЭ	Э
1910a	19,0	85,0	10	6	16	Э	Э
601	1,0	96,0	1	9	10	Э	НЭ
6374a	2,9	96,3	2	9	11	Э	НЭ
4016	13,1	96,0	7	9	16	Э	Э
4008	2,0	76,0	1	4	5	НЭ	НЭ
5070	3,0	96,9	2	10	12	Э	Э
136	0,5	90,0	1	8	9	НЭ	НЭ
5874	1,4	98,5	1	10	11	Э	Э
15769	1,0	96,0	1	9	10	Э	Э

Продолжение табл. 5.6

№ сква- жины	Дебит нефти, т/сут	Обвод- ненность продук- ции, %	Значения рангов		Суммар- ное значе- ние ран-гов	Эффективность	
			дебит нефти	% воды		по значе- ниям рангов	по факти- ческим данным
1	2	3	4	5	6	7	8
3175	0,1	98,0	1	10	11	Э	Э
14915	0,1	97,0	1	10	11	Э	Э
14946	0,1	99,0	1	10	11	Э	Э
14865	0,1	99,0	1	10	11	Э	Э

П р и м е ч а н и я. Обозначения в графах 7 и 8: Э – есть эффект; НЭ – нет эффекта.

Таблица 5.7

Правила оценки эффекта по сумме рангов

Сумма рангов	$R < 10$	$R \geq 10$
Эффективность	Нет эффекта	Есть эффект

Прогноз, полученный по описанной методике, для 82 % скважин совпал с фактическими результатами обработки гипаном, что указывает на применимость выбранных критериев по дебиту нефти и обводненности продукции для определения области эффективного применения разработанной технологии.

Приняв за критерий эффективности проводимых операций коэффициент успешности, численно равный отношению количества успешных обработок к общему количеству операций в процентах, проведен анализ методом ранжирования опытно-промышленных работ в 236 скважинах на различных месторождениях Татарстана (табл. 5.8 и 5.9) и оценка влияния технологических параметров и обводненности продукции на этот показатель.

Следует отметить, что применение описанной методики для выявления участков месторождения, у которых следует ожидать эффект роста добычи нефти после закачки полимердисперсной системы, дало правильный прогноз для 71,5 % опытных участков Альметьевской площади. При этом в качестве факторов, влияющих на эффективность обработки, были выбраны средняя обводненность продукции, пластовое давление и толщина обрабатываемого пласта. Для всех трех факторов предварительно была доказана связь с эффектом обработки.

Разработанные технологические схемы применения гипана в наиболее сложных условиях ограничения притока подошвенных вод без отключения пласта обеспечили успешность работ 67,6 %, при цементировании – 45 %. Максимальная успешность при закачивании через эксплуатационный фильтр скважины достигнута при закачивании

Таблица 5.8

**Результаты ограничения притока подошвенной воды гипаном
в литологически однородных пластах**

Показатели	Количество обработанных скважин		
	Всего	В том числе успешных	
		количество	%
1. Технологическая схема	102	69	67,6
I	31	21	67,7
II	30	22	73,3
III	5	4	80,0
IV	15	10	66,6
V	21	12	57,1
2. Способ закачивания гипана			
2.1. Через эксплуатационный фильтр:	92	62	67,3
с извлечением подземного оборудования:	72	47	65,2
а) без применения пакера	52	38	73,0
б) с применением пакера	30	15	50,0
без извлечения подземного оборудования	20	15	75,0
Удаленность нижних перфорационных отверстий от ВНК, м:			
3,0–5,0	66	44	66,6
5,1–8,0	34	27	79,4
8,1 и более	19	12	63,1
2.2. Через спецфильтр при удаленности нижних перфорационных отверстий от ВНК, м:			
3–5	10	7	70,0
5,1–7	3	1	33,0
7,1 и более	2	1	50,0
3. Удельный расход гипана на 1 м толщины пласта, м ³ :			
0,10–0,30	16	10	62,5
0,31–0,60	28	22	79,0
0,61–0,90	10	7	70,0
0,91–1,10	12	8	66,0
1,11–1,85	4	2	50,0
4. Обводненность добываемой жидкости из пласта, %:	102	66	64,7
до 70	22	13	60,0
71–90	25	17	76,0
91–95	17	13	76,4
95–100	32	25	63,2

гипана без извлечения подземного оборудования при удаленности нижних перфорационных отверстий от ВНК в пределах 3 – 5 м.

В литологически однородных и неоднородных пластах, вскрытых перфорацией, максимальная успешность работ (77 – 85 %) достигается при удельном расходе гипана в пределах 0,31 – 0,90 м³ на 1 м толщины. С увеличением этого параметра успешность проведенных

обработок снижается до 50 – 66 %, что можно объяснить фильтрацией значительной части полимера в нефтенасыщенный пласт и обратным вытеснением неотвержденного полимерного раствора при освоении скважины. Исходя из полученных результатов в качестве оптимального рекомендован удельный расход гипана в пределах 0,45 – 0,65 м³ на 1 м толщины перфорированного интервала пласта.

Таблица 5.9

Результаты работ по ограничению притока нижних вод гипаном в литологически неоднородных пластах

Показатели	Количество обработок		
	Всего	В том числе успешных	
		количество	%
1. Технологическая схема	134	102	76,1
I	25	22	88,0
II	58	48	83,2
III	1	1	100
IV	17	12	71,0
V	22	16	72,7
I (2 цикла)	6	2	33,3
IV (2 бёёёа)	5	1	20,0
2. Способ закачивания гипана			
2.1. Через эксплуатационный фильтр:			
с извлечением подземного оборудования:			
а) без применения пакера	34	29	85,3
б) с применением пакера	40	29	72,5
без извлечения подземного оборудования	23	20	86,9
2.2. Через спецфильтр	16	10	62,5
3. Продолжительность отверждения, ч:			
до 24	15	11	73,3
36–46	25	21	84
56	8	6	75
96	12	8	66,6
4. Удельный расход гипана на 1 м толщины водоносного слоя, м ³ :			
0,10–0,30	8	6	75
0,31–0,60	14	12	85
0,61–0,90	9	7	77
0,91–1,2	7	5	71
5. Обводненность добываемой продукции, %:			
до 70	7	5	71
71–80	11	8	73
81–90	13	10	77
91–95	27	23	85

Зависимость коэффициента успешности от обводненности продукции соответствует разработанному критерию проведения работ по ограничению водопритокков [137], наилучшие показатели получе-

ны при содержании воды в пределах 70 – 95 % (см. табл. 5.8, п. 4, табл. 5.9, п. 5), т.е. в условиях максимальной обводненности извлекаемой нефти. Физическая сущность этого критерия заключается в том, что высокая обводненность продукции является следствием образования крупных каналов, в которые хорошо фильтруются водоизолирующие материалы. В зависимости от дебитов он составляет: $q > 10$ т/сут – содержание воды 70 % и более, в малодебитных ($q < 10$ т/сут) – более 95 %. Исследования, проведенные на линейных моделях пласта, показали, что оптимальным условием применения гипана по степени закупоривания пор является $K = 0,3$ мкм² и более, с которыми согласуются результаты промысловых исследований [62]. Для условий Ромашкинского месторождения в диапазоне проницаемости от 0,1 до 1 мкм² зависимость успешности от проницаемости описывается эмпирической формулой

$$Y = 71,2\sqrt{K}. \quad (5.20)$$

Успешность считается удовлетворительной при условии $Y \geq Y_{\max} / \sqrt{2}$ (по аналогии с резонансными кривыми в радиотехнике [237]). Граница успешного применения гипана при $K \geq \geq 0,4$ мкм², $Y_{\max} = 71,2$ % достигается при $K = 1$ мкм². Анализ результатов применения гипана в скважинах с различной минерализацией пластовых вод (табл. 5.10) показал следующее.

1. Рост притока нефти при ограничении притока воды достигается при минерализации воды в пределах 1140 – 1160 кг/м³ (скв. 7434, 387, 6824).

2. В пласте с плотностью воды 1020 – 1114 кг/м³ закачивание гипана не повлияло на приток жидкости.

3. В пластах с давлением 19,0 – 19,5 МПа (скв. 7834, 7824) при плотности воды 1150 – 1160 кг/м³ обработка гипаном позволила извлечь дополнительно свыше 6 тыс. т нефти, что подтверждает эффективность применения гидролизованного полиакрилонитрила при пластовых давлениях до 19 МПа.

4. В условиях высоких давлений в пластах со слабоминерализованной водой гипан можно использовать как высоковязкий тампон.

Наиболее наглядно зависимость поступления жидкостей от минерализации воды после обработки гипаном наблюдалась в скв. 7424 (рис. 5.12) – после снижения ее плотности ниже 1140 кг/м³ (кривая 3) происходит прорыв воды (кривая 2) и

Таблица 5.10

Технологические показатели ограничения притока закачиваемой воды гипаном в скважинах АО "Татнефть"

Номер скважины	Плотность пластовой воды, кг/м ³	Пластовое давление, МПа	Объем пластовой воды горизонта Д ₁ , закачанной до обработки, м ³	Количество последовательно закачиваемых компонентов композиции, м ³							Технологические показатели			
				Пресная вода	30%-ный раствор CaCl ₂	Пресная вода	Гипан	Пресная вода	Пластовая вода горизонта Д ₁	30%-ный раствор CaCl ₂	До обработки		После обработки	
											дебит нефти, т/сут	обводненность, %	дебит нефти, т/сут	обводненность, %
7462	1172	17,9	6,0	–	1,5	0,4	2,5	0,4	–	0,4	10,00	60	0,30	85
7834	1160	19,0	9,0	0,3	–	–	5,5	0,3	–	1,0	0,00	100	20,00	50
7424	1150	19,5	10,0	0,2	–	–	5,5	0,2	–	0,4	14,00	75	22,00	39
387	1130	18,8	5,5	0,2	–	–	2,5	0,2	1,5	–	0,00	100	0,50	88
365	1114	17,7	12,0	–	0,8	0,3	2,7	–	–	–	0,80	85	0,20	85
					0,8	0,3	1,8	0,2	–	0,8				
6824	1114	18,0	6,0	0,3	–	–	4	0,2	–	0,6	1,00	75	3,00	60
3166	1091	19,8	20	0,5	–	–	4,0	0,3	1,5	–	0,09	90	0,07	93
714	1091	19,0	9,0	0,2	–	–	4,0	0,3	1,5	–	0,40	99	0,09	99
560	1030	18,2	45,0	–	2	0,3	2,5	0,2	–	1,5	18,00	90	2,00	90
650	1022	18,9	10,0	0,2	–	–	3,0	0,2	–	–	–	100	–	100
			1,5	0,2	–	–	3,0	0,2	–	–				
			1,5	0,2	–	–	3,0	0,2	2,0	–	–	100	–	100
6638	1020	20,2	9,0	0,2	–	–	4,0	0,2	–	0,6	22,00	65	5,00	65

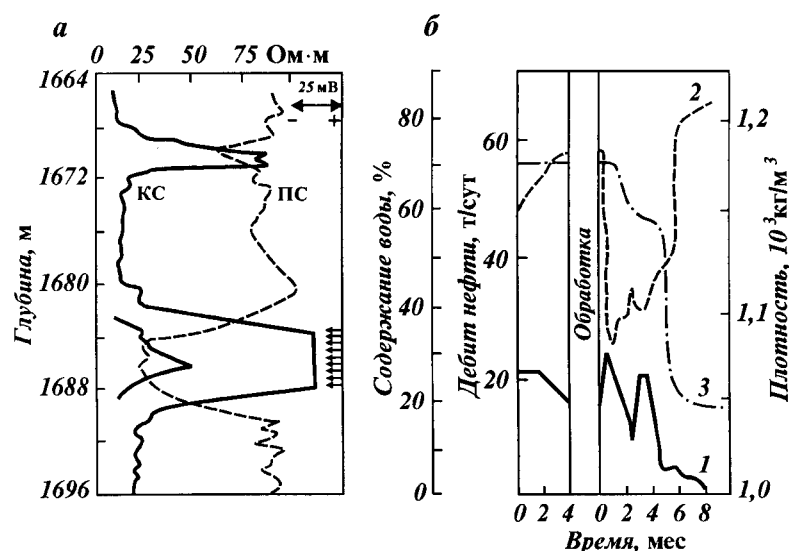


Рис. 5.12. Диаграммы геофизических исследований (а) и рабочие параметры (б) скв. 7424 Ташлиарской площади Ромашкинского месторождения:
1 – дебит нефти; 2 – содержание воды в продукции скважины; 3 – плотность попутно извлекаемой воды

снижение дебита нефти (кривая 2). Эти результаты согласуются с лабораторными исследованиями (см. рис. 4.3, б): при плотности пластовых вод менее 1140 кг/м³ – применение гипана малоэффективно. Как показано выше, с применением гипана не всегда достигается ограничение водопритока и увеличение дебита нефти. Анализ показал, что основными причинами недостаточной эффективности операции являются нарушение условий выбора скважин, низкая минерализация пластовой воды, наличие нескольких пластов при закачивании без пакера, высокие пластовые давления (более 20 МПа), наличие нарушений в колонне труб, а также несоблюдение технологии закачки. При воздействии на обводненный пласт с соблюдением установленных технологических параметров период эффективной работы скважин (τ_e) колеблется от нескольких месяцев до 10 лет, но в среднем составляет около 3 лет. Так, по группе скважин Ново-Елховского месторождения τ_e колеблется от восьми до 30 мес., причем 44 % из них эффективно продолжают работать и в течение более длительного времени (рис. 5.13).

По результатам проведенных исследований гипан рекомендуется применять в следующих условиях (табл. 5.11).

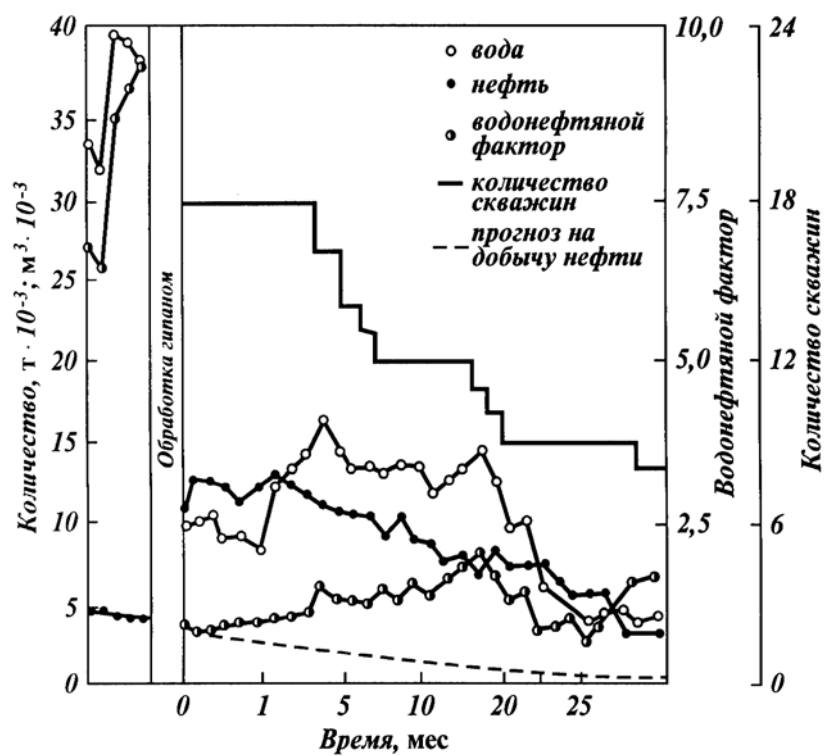


Рис. 5.13. Изменение показателей работы группы скважин Ново-Елховского месторождения

Таблица 5.11

Условия применения гипана для ограничения притока минерализованных вод в скважины

Показатели	Пределы изменения показателей	
	от	до
Проницаемость, мкм ²	0,35	6,0
Обводненность продукции, %	70	Более
Концентрация катионов поливалентных металлов, мг·экв/л	900	Более
Пластовое давление, МПа	0	19
Температура, К	278	353
Тип коллектора	Терригенные	

С применением гипана или других полимеров, обладающих такими же свойствами на промыслах, можно решать следующие практические задачи:

- 1) ограничения притока минерализованной воды как в однородных, так и в неоднородных пластах;
- 2) временного ограничения притока высоконапорных пресных вод за счет вязкопластических свойств;
- 3) выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах;
- 4) ликвидации интенсивных поглощений с добавлением наполнителей.

На месторождениях Республики Татарстан с применением гипана были обработаны обводненные пласты в 442 скважинах (табл. 5.12), получены следующие результаты: дополнительно добыто 2,3 млн т нефти, объем попутной воды уменьшен на 46,5 млн м³, среднегодовой прирост добычи нефти за счет применения гипана составил 329,2 тыс. т при снижении объема попутной воды на 6,64 млн м³.

По неполным данным на 01.01.84 было проведено в различных регионах страны (табл. 5.13) 1486 скважино-операций по ограничению водопритокков в скважины. Общий объем дополнительно добытой нефти, определенный расчетным путем, составил 5,011 млн т.

Основная часть закачек гипана проводилась на промыслах АО "Татнефть" в скважинах, эксплуатирующих терригенные отложения. По сравнению с базовым методом (цементированием) в наиболее сложных условиях ограничения притока подошвенной воды за 1976 – 1982 гг. прирост дополнительной добычи нефти по 295 скважинам составил 311,4 тыс. т, объем изолированной воды 4,68 млн м³, или на 1 т закачанного полимера 264,7 т нефти и 4593,7 м³ сокращенной

Таблица 5.12

Результаты ограничения притока вод гипаном в добывающие скважины на нефтяных месторождениях Татарстана

Год	Количество скважино-операций			Объем дополнительно добытой нефти, т	Объем изолированной воды, м ³	На одну скважино-операцию	
	всего	из них успешных				нефти, т	воды, м ³
		количество	%				
1969	2	2	100	60133	254021	30066	127011
1970	54	22	40,7	418572	9982550	7751,3	184862
1971	37	20	54,0	151142	5721209	4084,9	154627
1972	62	37	59,0	440547	11495296	7105,5	185408
1973	80	65	81,2	558775	10200719	6984,5	127508
1974	70	56	80,0	396475	3962504	5663,9	56607
1975	137	96	70,0	278877	4958140	3319,9	59025

Таблица 5.13

Объем внедрения и технологические показатели применения гипана в нефтедобывающих регионах с 1970 по 1982 г.

Нефтяные районы	Количество скважино-операций			Прирост добычи нефти, тыс. т	Объем сокращенной воды, тыс. м ³
	всего	из них успешных			
		кол-во	%		
Татарстан	1415	962	68,1	4350,0	98100,0
Самарская обл.	25	12	48,0	294,0	1147,00
Западная Сибирь	16	6	37,5	317,5	544,6
Башкортостан	11	7	63,6	17,8	80,1
Мангышлакская обл.	7	3	42,8	7,6	29,3
Саратовская обл.	7	5	71,4	25,1	50,2
Белоруссия	6	2	33,3	1,6	8,1
Всего:	1486	966	67,0	5013,6	99969,3

воды. Эта технология в АО "Татнефть" является регламентированным геологическим мероприятием по выработке нефтеводонасыщенных пластов девона и верхнего карбона и действует уже более 16 лет. Среднегодовой объем внедрения метода по отчетным данным АО "Татнефть" на 01.01.88 составлял 50 – 70 скважино-операций.

На нефтяных месторождениях Самарской области с применением гипана по технологическим схемам I, II, IV на 01.01.78 проведено 25 скважино-операций в терригенных отложениях Радаевского, Козловского, Запрудненского, Алакаевского месторождений горизонтов Д₁, Д₂, С₁ при обводненности добываемой продукции 80 – 95 % (табл. 5.14). Проницаемость пластов составляла 0,12 – 1,1 мкм², пористость – 18 – 22 %, вязкость нефти – 6,3 – 12,7 мПа·с, температура пласта – 312 – 330 К, пластовое давление – 19 – 30 МПа, плотность воды – 1090 – 1190 кг/м³. Несмотря на низкую минерализацию пластовой воды в ряде скважин, успешность работ составила 60 %, что на 28 % выше, чем при цементировании. Дополнительно добыто на одну обработанную скважину 2466 т нефти, объем изолированной воды сокращен на 83926 м³.

Для месторождений п-ова Мангышлак и Западной Сибири характерна низкая минерализация пластовой воды при температуре пласта 353 – 363 К. В связи с этим работы проводились главным образом по технологическим схемам III и V с предварительным закачиванием в пласт электролитов (табл. 5.15,

Таблица 5.14

Результаты работ по ограничению притока воды на нефтяных месторождениях Самарской области с применением гипана за 1973–1974 гг.

№ скважины	Месторождение	Дебит нефти и обводненность				Количество дополнительно добытой нефти, т	Уменьшение объема попутной воды, м³
		до изоляции		после изоляции			
		нефть, т/сут	обводненность, %	нефть, т/сут	обводненность, %		
33	Радаевское	1,0	98,0	22,0	68,0	7000,0	327950
198	То же	0,1	99,0	6,0	75,0	320,0	9672
15	"	6,0	68,0	0,1	98,0	—	—
154	"	3,0	96,0	8,0	88,0	1783,0	29776
180	"	7,0	92,0	11,0	90,0	4861,0	7778
122	"	2,0	94,0	14,0	42,0	4036,0	66916
124	"	0,5	97,0	0,1	99,0	—	—
136	"	2,0	94,0	8,0	74,0	811,0	11718
147	"	2,0	98,0	2,0	98,0	—	—
197	"	0,1	99,0	3,0	57,0	2765,0	23723
17	Запрудненское	25,0	47,0	17,0	53,0	—	—
43	То же	1,6	98,0	2,5	38,0	22300,0	101242

5.16). В работах, проведенных институтом КазНИПИнефть, наряду с раствором хлорида кальция (15 % вес.) применялся 5%-ный раствор сульфата меди. В скв. 1635, 1678, 1447, 1139, 406 гипан закачивался для ограничения поступления подошвенной, в скв. 447 – нижней, в скв. 867 – закачиваемой воды. В скв. 1678, 1447 и 447 наряду с ограничением притока воды достигнут рост дебита нефти, дополнительно добыто 3270 т нефти. Отбор попутной воды сокращен на 6558 м³. В скважинах с предварительной закачкой CuSO₄ наряду с положительным эффектом произошло сокращение притока нефти. Это указывает на образование в нефтенасыщенной части водоизоли-

Таблица 5.15

Результаты применения гипана в скважинах месторождения Узень

Объект раз- работки	Плотность воды, кг/м³	Количество обработок		Объем рас- твора гипа- на, м³	Объем электролита, м³	
		всего	из них ус- пешных		до гипана	после гипана
Без подъема эксплуатационного оборудования						
XIII–XIV	1100	5	2	5	4	1,0
С подъемом эксплуатационного оборудования						
XV	1030	1	1	6	20	3,0
XII	1020	1	0	5	3,0	–

Таблица 5.16

Результаты применения гипана на нефтяных месторождениях Западной Сибири

№ скважины*	Тип воды, поступающей в скважину	Объем закачанного гипана, м ³	Количество дополнительно добытой нефти, т	Уменьшение объема попутно извлекаемой воды, м ³
444	Закачиваемая	10,0	3540	16720
728	То же	9,0	2640	11210
731	"	1,5	1625	11681
16а	Подожвенная	4,2	22130	21500
2258	То же	4,0	1800	3423
779	Нижняя	3,3	285782	495200
Итого			317586	544900
* Обработка пластов гипаном произведена в скв. 469а, 709, 778, 705, 728, 734, 764, 765, 37 и 547, обводненных закачиваемыми водами. Обработка оказалась безуспешной.				

рующей массы в результате проникновения в пласт электролита и гипана в условиях высоких температур (350 К).

Опытно-промышленные работы с применением гипана в Западной Сибири проводились на Самотлорском, Шаимском и Усть-Балыкском месторождениях в скважинах, вскрывших нефтеносные пласты АВ, АВ₈, ВС₃, ВС₈, ВС₇. Наряду с неоднородностью и прерывистостью для этих пластов, в отличие от месторождений Урало-Поволжья, характерны: низкая минерализация воды (1010 – 1020 кг/м³) и высокая температура забоя (343 – 353 К). Ввиду низкой минерализации пластовых и закачиваемых вод нагнетание гипана проводилось по технологическим схемам III и IV с предварительной закачкой в пласт от 15 до 50 м³ 15%-ного раствора CaCl₂. Значительно был увеличен объем электролита, закачиваемого за гипаном. Всего проведено 16 закачек в скважины, работающие при обводненности продукции от 80 до 99 %. В результате обработки обводненных пластов гипаном из них дополнительно извлечено 317 тыс. т нефти, объем попутной воды уменьшился на 544 тыс. м³ (см. табл. 5.16). Основной эффект от применения полимера был получен в скважинах, обводненных пластовой водой, успешность которых составляет 75 % при обводнении закачиваемой водой – 25 %. Ввиду быстрого обводнения эксплуатационного фонда закачиваемой водой эта технология не была рекомендована для условий месторождений Западной Сибири.

Кроме рассмотренных выше нефтяных регионов работы с применением гипана проводятся на месторождениях Республики Украина, Республики Беларусь, Краснодарского края, Саратовской области,

Республики Башкортостан и других нефтяных районов [205, 84, 179, 107, 101]. При использовании полимера в условиях, приведенных в табл. 5.13, эффективность технологии оказалась высокой. Опыт работы в условиях месторождений Западной Сибири и п-ова Мангышлак показал возможность применения гипана при температурах до 353 К и пластовых давлениях до 30 МПа. В карбонатных породах, где содержание ионов поливалентных металлов не превышает 8 мг·экв/л, и при pH = 5,6, применение гипана оказалось малоэффективным, поэтому область применения метода была ограничена терригенными породами.

Извлечение такого количества нефти, которое приведено в табл. 5.16, показывает, что ограничение водопритоков в добывающие скважины закачиванием небольшого количества химреагентов является эффективным средством отбора нефти в наиболее слабо вырабатываемой части продуктивного пласта при разработке залежей заводнением. Обычно эта нефть не рассматривается как дополнительно добытая, хотя она извлечена в условиях предельного обводнения добываемой продукции, что в свое время привело к недооценке роли водоизоляционных работ при эксплуатации нефтяных месторождений. В целях оценки влияния их на нефтеотдачу пластов на некоторых участках Ново-Елоховского месторождения в группе скважин гипаном были обработаны водонефтяные пласты горизонта Д₁. На рис. 5.14 показан один из таких участков, начальные извлекаемые запасы нефти которого составили 942 тыс. т. При текущем коэффициенте нефтеотдачи участка 0,11 в скв. 595 (11.74) и 596 (04.75) при обводненности добываемой продукции на 99 % проведена обработка пласта полимерным раствором в объеме 6 м³ через эксплуатационный фильтр скважины по технологической схеме II. В результате в скв. 595 содержание воды снизилось с 99 до 75 %, а в скв. 596 – с 98 до 20 %, что позволило продлить период рентабельной эксплуатации на 5 лет. Отбор нефти определялся из предположения о влиянии проводимых операций по ограничению водопритоков только на соседний ряд скважин. Излом на характеристике вытеснения, построенной по суммарным эксплуатационным показателям скважин участка (см. рис. 5.14), свидетельствует об извлечении дополнительной нефти. После обработки гипаном за счет заводнения нефтенасыщенного пласта за три года было извлечено дополнительно

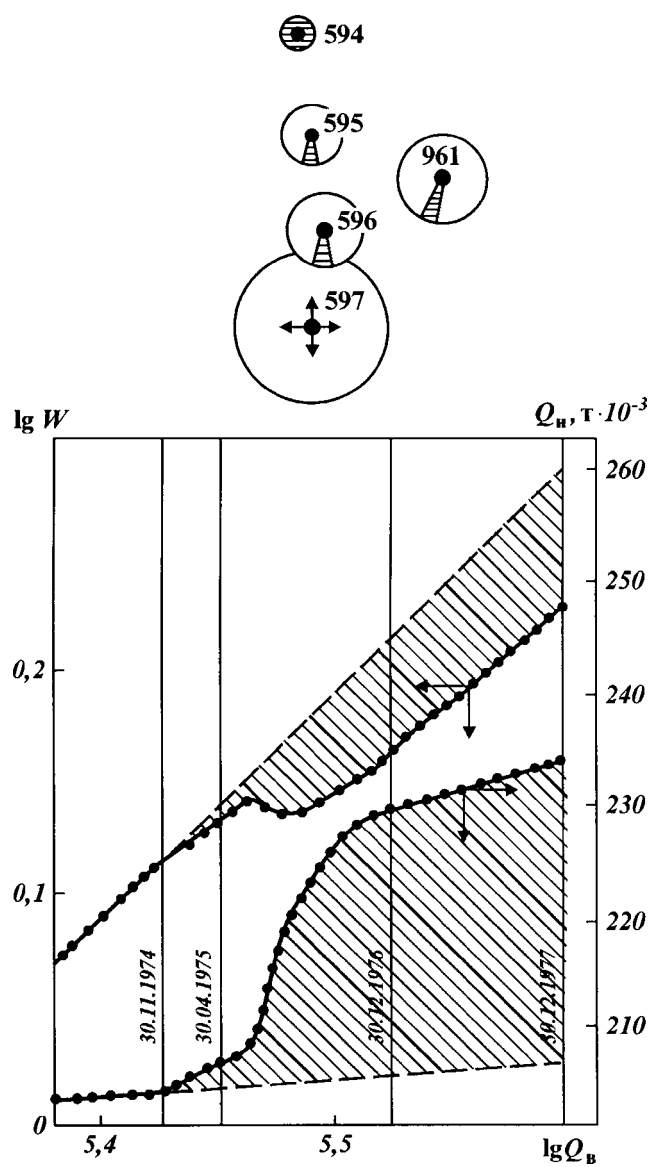


Рис. 5.14. Схема размещения скважин опытного участка на Елховской площади и динамика характеристик вытеснения нефти до и после обработки водоизолирующими составами (скв. 594, 595, 596, 961)

28,3 тыс. т нефти. Прирост коэффициента нефтеотдачи по участку, рассчитанный по балансовому методу, составляет 1,5 %, охвата – 1,8 %. Аналогичные результаты были получены и на другом участке (скв. 419, 420, 421, 155, 475а) Елховской площади, где обработка гипаном была произведена (скв. 419, 420) при текущей нефтеотдаче, равной 0,26. Изменение гидродинамической обстановки в продуктивном пласте закачиванием гипана позволило извлечь из данного участка дополнительно 47,8 тыс. т нефти. Абсолютный прирост коэффициента нефтеотдачи составил 1,1 %, а охвата – 1,37 %.

Характеристики вытеснения на этих участках показывают, что повышение фильтрационного сопротивления обводненных зон водонефтяного пласта гипаном приводит к увеличению нефтеотдачи в результате улучшения охвата заводнением. Следует отметить, что приведенный метод оценки эффективности операций применим для определения успешности водоизоляционных работ в добывающих скважинах.

5.3. ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА В СКВАЖИНЫ СЛАБОМИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ВОД В ТЕРРИГЕННЫХ И КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ СОПОЛИМЕРОМ МАК-ДЭА

Сополимер метакриловой кислоты с диэтиламмониевой солью (МАК-ДЭА) по своим физико-химическим свойствам близок к гипану. Готовый к применению реагент представляет собой 18 – 20%-ный водный раствор сополимера, который содержит небольшое количество (около 10 %) непрореагировавшего диэтиламина. Вязкость раствора составляет 100 – 120 мПа·с, а межфазное натяжение на границе с керосином – 8 – 9 мН/м. Наряду с ограничением притока воды растворы МАК-ДЭА снижают фильтрационное сопротивление пласта для нефти. Селективность воздействия полимера на обводненный пласт обеспечивает рост подвижности нефти и снижение проницаемости для воды. Структурирование МАК-ДЭА происходит при меньшей минерализации пластовой воды по сравнению с гипаном, что позволяет применять сополимер в пластах, обводненных слабоминерализованными водами и в карбонатных коллекторах.

По таким технологическим параметрам, как вязкость, плотность, фильтруемость, высаживание полимера электролитами, сополимер МАК-ДЭА идентичен с гипаном [27, 95, 61]. В связи с этим промысловые испытания его как водоизолирующего материала проводились в обводненных скважинах, эксплуатирующих продуктивные пласты верхнего карбона и девона, по технологическим схемам I, II

Таблица 5.17

Геолого-техническая характеристика объемов испытания МАК-ДЭА и технологические параметры закачки

№ скважины	Тип поступающей в скважину воды	Плотность пластовой воды, кг/м ³	Пластовое давление, МПа	Объем МАК-ДЭА, м ³	Давление закачки, МПа
1867	Подошвенная	1178	18,5	7	18,5
1807	Нижняя	1142	13,6	5	14,0
1801	Подошвенная	1121	19,0	5	22,5

и V. Минерализация воды в этих горизонтах составляет от 110 до 220 г/л.

Первые испытания были проведены в скважинах Ново-Елховского месторождения, обводненных подошвенной и нижней водами по горизонту Д₁ (табл. 5.17). Закачивание полимера производили по схеме I. После заполнения ствола скважины минерализованной водой горизонта Д₁ и определения приемистости через насосно-компрессорные трубы, открытый конец которых был установлен на уровне верхних перфорационных отверстий, последовательно в пласт закачивалось 0,5 м³ пресной воды, расчетный объем сополимера МАК-ДЭА и повторно 0,5 м³ пресной воды.

За эффективный период эксплуатации опытных скважин (от 4 до 8 мес.) из обводненного пласта дополнительно извлечено 2523 т нефти, объем попутной воды сокращен на 23,67 тыс. м³ (табл. 5.18). На 1 м³ закачанного 12%-ного раствора МАК-ДЭА дополнительно добытое количество нефти составляет 109 т, объем изолированной воды – 1000 м³ [162]. Испытания данной технологии показали, что закачивание сополимера МАК-ДЭА как в карбонатных, так и терригенных отложениях приводит к ограничению притока слабоминера-

Таблица 5.18

Результаты обработки обводненных пластов сополимером МАК-ДЭА в скважинах Ново-Елховского месторождения

№ сква- жины	Дебит скважины, т/сут		Обводненность, %		Дополнитель- ная добыча нефти, т	Объем изоли- рованной воды, м ³	Продолжи- тельность эффекта, мес.
	до	после	до	после			
	обработки						
1867	0,3	2,9	99	87	126	1410	4
1807	0,6	9	99	73	1932	7080	8*
1801	3,7	6,3	96	83	465	15810	8**

* В скважине сделано два ремонта с применением МАК-ДЭА.

** Эффект изоляции сохраняется и после восьми месяцев.

* В скважине сделано два ремонта с применением МАК-ДЭА.

** Эффект изоляции сохраняется и после восьми месяцев.

лизированных и минерализованных вод и повышению отбора нефти [95]. В условиях месторождений Татарстана применение МАК-ДЭА наиболее эффективным оказалось в продуктивных пластах верхнего карбона C_1^{bb} , C_1 , в которых эффективность работ с гипаном снижается из-за недостаточной минерализации вод. Технологический эффект, определенный по сравнению с гипаном как с базовым реагентом, составляет 1128 т дополнительно извлеченной нефти на одну обработанную скважину при сокращении объема попутной воды на 27,5 тыс. м³. Внедрение разработанной технологии на 21-й скважине с обводненностью продукции 85 – 95 % позволило дополнительно извлечь 23,6 тыс. т нефти. Решением ведомственной комиссии Миннефтепрома от 26.08.84 селективный метод ограничения притока слабоминерализованных вод в скважины закачиванием сополимера МАК-ДЭА в терригенных и карбонатных продуктивных пластах принят к промышленному внедрению. Объем внедрения на 01.01.88 превышал 45 скважино-операций, по этим результатам полимер МАК-ДЭА был рекомендован к промышленному выпуску.

Результаты широких промышленных испытаний селективных водоизолирующих материалов на месторождениях Урало-Поволжья, Западной Сибири и п-ова Мангышлак показали, что в определенных физико-геологических условиях технологический процесс ограничения притока вод в скважины можно производить без извлечения подземного оборудования. Этим достигается значительное сокращение затрат времени и средств на установку тяжелых подъемных сооружений на устье скважины и другие вспомогательные операции [48, 97, 132, 93].

5.4. МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ ОХВАТА ПЛАСТА ЗАВОДНЕНИЕМ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛИМЕРДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ

Методы ограничения притока вод из обводненных пластов путем закачивания водоизолирующих материалов через добывающие скважины по своему действию на коллектор носят локальный характер. Это обусловлено главным образом технологическими затруднениями воздействия на весь пласт через добывающую скважину и распределением остаточной нефти в заводняемых пластах. Проблемный характер решения этой задачи сохраняется в настоящее время в нефтедобывающей промышленности из-за отсутствия эффективных технологий ограничения движения вод в нефтеводонасыщенных пластах, а именно, в высокопроницаемых обводненных зонах независимо от расположения их относительно скважин.

Нефтяные пласты месторождений Урало-Поволжья и Западной Сибири по участкам и площадям имеют неравномерное распределение проницаемости, трещиноватости, закарстованности и т.п. Такая же неравномерность наблюдается и по толщине пласта – имеются локальные внутриформационные размывы, заполненные крупнозернистым, крупнообломочным или гравийным материалом [201, 30, 108, 126]. Из-за неоднородности продуктивного пласта происходит неравномерное продвижение вод при заводнении и образование обширных промытых зон в коллекторе. В этих условиях возникают особые требования к водоизолирующему составу: принцип действия его должен основываться на увеличении фильтрационного сопротивления обводненных зон без заполнения их по всему объему. Кроме того, он должен отвечать, во-первых, изменчивой естественной проницаемости от скважины к скважине, от подошвы пласта до кровли; во-вторых, изменяющейся во времени проницаемости в связи с динамическим коэффициентом фильтрации; в-третьих, условиям тампонирующего в грубообломочных, сильнотрещиноватых породах с различной степенью раскрытости трещин. При нагнетании в пласт тампонирующий материал первоначально проникает в трещины, образующие отдельные блоки в коллекторе, и другие высокопроницаемые зоны, оконтуривает их, заполняет, осаждается или твердеет. Внутриблоковые части и менее проницаемые зоны пласта остаются открытыми, по которым образуются вторичные пути для продвижения воды [143, 144]. Следовательно, методы ограничения притока вод в добывающие скважины, основанные на применении небольшого количества водоизолирующего материала с определенными физико-химическими свойствами, не могут обеспечить одинаковую успешность работ в разнообразных условиях нефтяных коллекторов, при различных режимах заводнения и позволяют только частично решить задачу охвата коллектора заводнением. В зависимости от стадии разработки и эффективности методов заводнения объем невыработанных зон может достигать 0,25 – 0,5 порового объема [30, 168]. В этих условиях для повышения охвата необходимо увеличить фильтрационное сопротивление промытых зон. Вследствие большого объема обводненной части коллектора и удаленности от скважины указанная цель не может быть достигнута посредством закачки малых объемов водоизолирующих реагентов.

Анализируя зарубежный опыт применения физико-химических методов воздействия на пласты, И.А. Сидоров, Ю.А. Поддубный и др. [177] отмечают, что для повышения охвата пласта заводнением практикуется закачка материалов двух типов:

- 1) химически активных веществ;
- 2) суспензий твердых частиц горных пород и других материалов.

К первому типу относятся карбоксиметилцеллюлоза и полиакриламиды со сшивающими агентами (Ca^{2+} , Fe^{3+} , Cu^{2+} и др.), растворы полиакриламидов катионного и анионного свойств для взаимодействия в пластовых условиях, а также другие реагенты, которые, реагируя между собой, образуют гели, например, силикаты щелочных металлов, растворы полиизоциануратовой соли и др. Они рекомендуются для пористых сред.

В трещиноватых коллекторах рекомендуется применять суспензии тонкоизмельченных легких твердых частиц, однако они очень неустойчивы в динамическом потоке воды. Закачивают микрогели, геометрические размеры которых препятствуют движению их через пористую матрицу пласта, образуя пленку на стенке трещин. Опытные работы с применением карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) со сшивающим агентом в пятиточечной системе разработки залежи с сеткой скважин 80×80 показали возможность повышения охвата таких участков на 10 – 11 %.

Однако широкому внедрению перечисленных методов препятствует дефицитность и дороговизна применяемых реагентов. Следует учесть, что образование обширных промытых зон на поздней стадии эксплуатации крупных залежей диктует необходимость обработки больших объемов пласта, а по этим технологиям требуется применять большое количество химреагентов. Поэтому желательно использовать высокоэффективные технологии на основе применения дешевых и недефицитных материалов, легко окупаемых экономически. Анализ проведенных в этом направлении работ на нефтяных месторождениях Татарстана показал, что они практически ограничивались выравниванием профиля приемистости скважин (табл. 5.19). Результаты работ оценивались без связи с добычей нефти и режимом разработки залежей. В то же время они позволили установить фильтруемость суспензий глины, извести, цемента и мела в продуктивные пласты терригенных отложений девона и верхнего карбона, что явилось основой для применения в этих условиях полимердисперсной системы.

Таблица 5.19

Сведения об использованных для выравнивания профиля приемистости скважин различных материалов в АО "Татнефть"

Материал	Частота применения	Объем смеси на одну скважину-операцию, м ³	Материал	Частота применения	Объем смеси на одну скважину-операцию, м ³
Мел	14	152,0	Латекс ДВХБ-70	4	160,0
Глинистый раствор	10	48,5	Известь – мел	2	228,0
Мел – цемент	7	111,0	Акриламид	2	22,3
Магний – соляная кислота – гипан	4	98,8	Эластичные шарики	1	68,8
			Дивинилные остатки	1	137,4

Методикой промысловых испытаний и с применением ПДС предусматривалось:

1) проведение опытных работ на высокообводненных участках пласта (80 – 99 %) с целью установления дальнейшего повышения нефтеотдачи после традиционных методов заводнения;

2) испытание технологии ограничения движения вод в терригенных отложениях девона и верхнего карбона;

3) изучение возможности ограничения закачиваемых вод нагнетанием ПДС через эксплуатационный фильтр добывающей скважины;

4) испытание воздействия ПДС на отдельный обводненный участок пласта по технологической схеме применения физико-химических методов повышения нефтеотдачи, т.е. закачиванием через нагнетательную скважину;

5) проведение геофизических и гидродинамических исследований для оценки охвата пласта воздействием;

6) оценка эффективности воздействия ПДС на отдельный участок по характеристикам вытеснения.

На первом этапе промышленных испытаний полимердисперсной системой обрабатывали обводненные пласты через добывающие скв. 5799, 8003, 16375 (НГДУ "Альметьевскнефть") и 6627 (НГДУ "Джалильнефть") (табл. 5.20). Основная задача состояла в изучении возможности закачки ПДС в продуктивный пласт и влияния обработки на приток жидкости. Для приготовления полимерного раствора использовался полиакриламид РДА-1020. Глинистая суспензия готовилась из биклянской глины (Альметьевский завод глинопорошка). Оба компонента готовились на пресной воде р. Камы, используемой для заводнения пластов. В пласт последовательно закачивались раствор ПАА и глинистая суспензия. В каждый цикл закачивалось по 50 – 70 м³ технологической жидкости при производительно-

сти насосов 2,8 – 3,15 м³/мин. Давление нагнетания изменялось от 10 до 15 МПа в пластах девонского горизонта (скв. 8003, 6799) и в пределах 6 – 8 МПа – верхнего карбона (скв. 6627, 16375). При этих режимах в обводненные пласты было закачено 160 – 220 м³ ПДС.

Скважины осваивались через 48 – 72 ч после обработки. В трех из них произошло сокращение попутной воды на 10 – 22 % и прирост дебита нефти от 10 до 20 % (табл. 5.20). Одна обработка оказалась неэффективной (скв. 16375). За четыре месяца эффективной работы в скв. 8003 дополнительно из обводненного пласта было извлечено свыше 100 т нефти, объем попутной воды сокращен на 1700 м³, а в скв. 6627 добыто 388 т нефти при уменьшении объема попутной воды на 20,7 тыс. м³. Текущий водонефтяной фактор ϕ при этом снизился с 30 до 4 (см. рис. 5.14).

В скв. 13124 Холмовской площади ПДС закачивалась в полностью обводненную скважину в количестве 422 м³ при аномальном пластовом давлении 18,2 МПа, при объемном расходе 2 – 4 м³/мин (рис. 5.15, *в*). В результате интервалы приемистости претерпели большие изменения (см. рис. 5.15, *б* и *з*), что указывает на перераспределение потоков в призабойной зоне пласта.

Таким образом, промысловые испытания в добывающих скважинах подтвердили фильтруемость компонентов ПДС в терригенные продуктивные пласты с проницаемостью 0,38 – 0,68 мкм² и показали избирательность их действия на обводненную часть пласта. Кроме того, эти результаты являются доказательством принципиальной возможности воздействия водоизолирующим материалом на частично обводненный пласт в сравнительно далеко расположенных от скважин зонах коллектора.

Таблица 5.20

Результаты применения ПДС для ограничения притока закачиваемых вод в добывающие скважины на Ромашкинском месторождении

№ скважины	Индекс горизонта	Проницаемость, мкм ²	Количество ПДС, м ³	Обводненность, %		Дебит нефти, т/сут	
				до обработки	после обработки	до обработки	после обработки
5799*	Д ₁	0,42	210	98,4	63,3	0,20	0,22
8073*	Д ₁	0,51	170	96,1	91,7	0,90	1,00
16375	С ₁ ^{ВВ}	0,68	160	99,0	99,0	0,03	0,03
6627	С ₁ ^{ВВ}	0,61	220	96,8	80,1	1,90	4,20
13124	Д ₁	0,38	422	100,0	67,0**	–	–

* Скважины, подлежащие ликвидации из-за высокого обводнения.

** Приток воды снизился на 33 %.

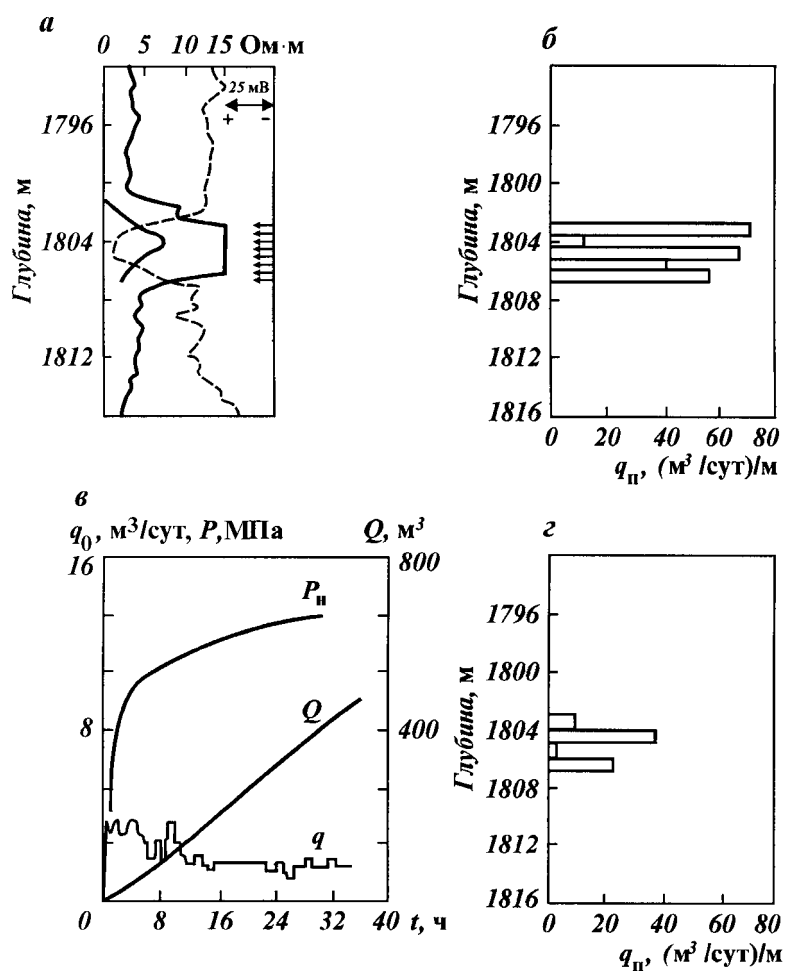


Рис. 5.15. Геофизические (а) и промысловые рабочие характеристики (б, в, г) скв. 13124 Холмовской площади Ромашкинского месторождения до (б), во время (в) и после закачивания ПДС (г):

P_n – давление нагнетания ПДС; Q – объем закачанного раствора; q_0 – объемный расход нагнетания ПДС; q_n – проницаемость пласта

На втором этапе опытно-промышленные работы с ПДС проводились по технологической схеме применения нефтевытесняющих агентов, т.е. полимердисперсной системой обрабатывались отдельные участки обводненного пласта с закачиванием ее через нагнетательные скважины. Основной характеристикой вытеснения, по которой определялись расчетная и дополнительная добыча нефти, была

зависимость логарифм накопленно-го водонефтяного фактора $\lg W$ – логарифм накопленной добычи воды $\lg Q_v$. Для проверки надежности полученных результатов определялась зависимость накопленная добыча нефти Q_n – логарифм накопленной добычи воды $\lg Q_v$. После определения суммарных объемов накопленной нефти и воды по скважинам участка и построения графика выбранной характеристики по фактическому значению Q_v^Φ на дату анализа находят $\lg Q_v^\Phi$ и по линейной зависимости устанавливают прогнозное значение $\lg Q_n^{\text{пр}}$ как ординату абсциссы $\lg Q_v^\Phi$. По формуле

$$Q_n^{\text{пр}} = Q_v^\Phi / W^{\text{пр}} \quad (5.21)$$

находили прогнозную добычу нефти на дату анализа. Дополнительная добыча нефти вычисляется как разность между прогнозной и фактической

$$\Delta Q_n = Q_n^\Phi - Q_n^{\text{пр}}. \quad (5.22)$$

Абсолютный прирост коэффициента охвата заводнением вычисляли по выражению

$$\Delta \eta_{\text{охв}} = \Delta \eta / \beta_{\text{выт}}, \quad (5.23)$$

где $\Delta \eta$ – прирост коэффициента нефтеотдачи, равный отношению $\Delta Q_n / Q_{\text{бал}}$ (где $Q_{\text{бал}}$ – балансовые запасы нефти участка); $\beta_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения, взятый из проекта разработки месторождения.

Кроме того, коэффициент охвата оценивался по изменению работающей толщины пласта расходомерами.

Опытные работы проводились на участках Ромашкинского месторождения с обводненностью продукции до 78 – 86 % при текущих коэффициентах нефтеотдачи в пределах 0,279 – 0,595 от балансовых запасов (табл. 5.21), что указывает на поздние стадии эксплуатации.

Технология закачки ПДС, состоящая в последовательном нагнетании в пласт компонентов ПДС, практически в обоих пластах одинакова, за исключением давления нагнетания ПДС, которое в девонском горизонте на 18 – 23 % выше, чем в бобриковском (рис. 5.16, з). Влияние закачки ПДС на участке нагнетательной скв. 11228 с добывающими скважинами 2312, 2328, 2329, 11229, 20796 проявилось через 4 – 5 мес. – возросли дебиты нефти при снижении содержания воды в добываемой продукции (см. рис. 5.16, д). На участках горизонта $C_1^{\text{БВ}}$ указанное время составило 1 – 3 мес., а в отдельных случаях – 0,5 – 0,8 мес. (см. рис. 5.16, д). В результате ограничения движения воды по пласту на участке скв. 11228 за 16 мес. эффективной работы дополнительно извлечено 6738 т нефти, а на участках скв. 16353, 6628, 16671 – соответственно по 6968, 5575 и 7872 т нефти за 14 – 19

Таблица 5.21

Характеристика объектов внедрения и технологические параметры закачивания ПДС на опытных участках Ромашкинского месторождения

Показатели	Участки нагнетательных скважин			
	по пласту Д ₁	по пласту С _{1вв}		
	11228	16553	6628	16671
Площадь участка, га	140,5	95,3	50,8	71,1
Плотность сетки скважин, га/скв.	28,1	23,8	16,9	17,8
Балансовые запасы участка, тыс. т	1959,1	1000,3	305,5	472,8
Проницаемость, мкм ²	0,324	0,803	0,768	0,768
Пористость, доли ед.	0,188	0,212	0,324	0,224
Вязкость нефти, мПа·с	3,7	4,3	3,8	3,7
Обводненность продукции, добываемой с участка, %	78	82	86	86
Текущий коэффициент нефтеотдачи, доли ед.	0,595	0,279	0,339	0,404
Среднесуточный дебит жидкости всех скважин участка, т/сут	300	131	152	187
Плотность закачиваемой воды, кг/м ³	1000	1050	1125	1125
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,72	0,65	0,62	0,62
Объем закачанной ПДС, м ³	1200	1000	1890	1890
Приемистость при давлении, (м ³ /сут)/МПа:				
до закачки	340/9,5	720/13,0	—	—
после закачки	288/10,5	770/14,2	—	—

мес. Эти данные получены по трем характеристикам вытеснения, которые дали расхождение в пределах 3 – 5 %, что указывает на достоверность результатов. Абсолютный прирост охвата пласта, определенный по балансовому методу с использованием фактического прироста добычи по формуле (5.9), составил 0,5 – 2,7 % (табл. 5.22).

На основании результатов промысловых испытаний 22.12.83 технология принята к внедрению в отрасли по решению ведомственной комиссии Миннефтепрома.

Второй этап промысловых исследований был направлен на решение задач о применении полимердисперсных систем в по-

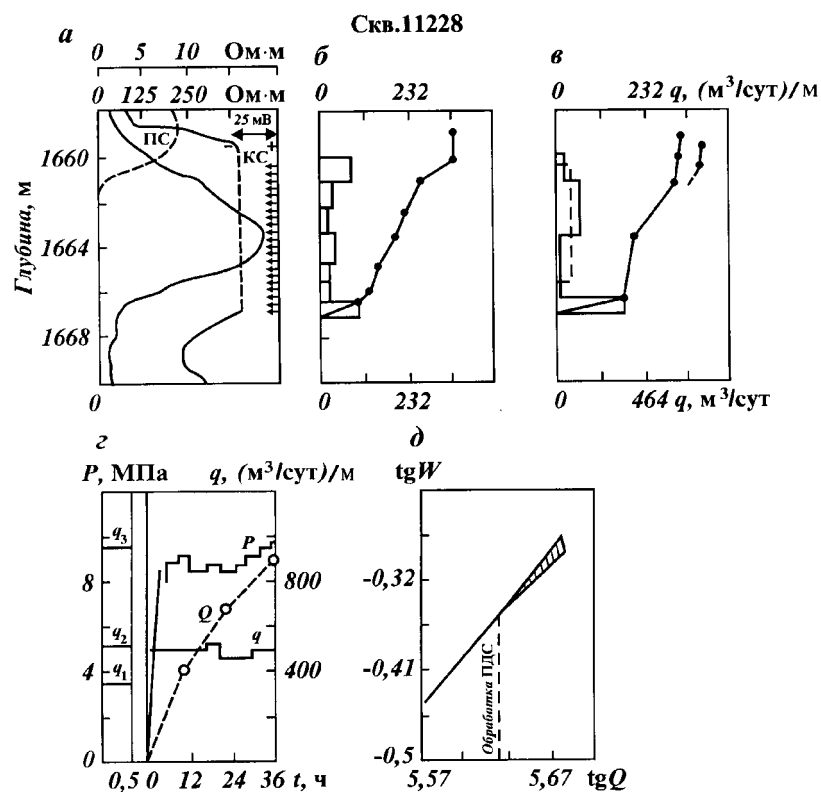


Рис. 5.16. Диаграммы геофизических исследований (а), профили приемистости до закачки (б) и после закачки ПДС (в), графики изменения рабочих параметров нагнетания (z) и прирост добычи нефти (д) по скв. 11228 Ромашкинского месторождения

лимитовых коллекторах нефтяных месторождений Западной Сибири и п-ова Мангышлак. Исследования на линейных моделях с образцами пород продуктивного пласта подтвердили идентичность механизма воздействия ПДС на неоднородный пласт, состоящий как из кварцевого песка, так и из полимиктовых песчаников A_{1-2} , т.е. с увеличением неоднородности коэффициент отдачи при обработке ПДС возрастает. Первые ОНР с применением ПДС были начаты на Самолторском, Урьевском и Локосовском месторождениях. Опытно-промышленные работы проводились по методике, разработанной для терригенных отложений месторождений Урало-Поволжья. Результаты оценивались с применением термометрии по изменению профиля приемистости и притока нефти в добывающие скважины

Таблица 5.22

Технико-экономические показатели обработки ПДС на опытных участках Ромашкинского месторождения (в ценах 1991 г.)

Показатели	Участки нагнетательных скважин			
	по пласту D_1	по пласту $C_1^{вв}$		
	11228	16353	6628	16671
Дополнительная добыча нефти, т:	6738	6968	5575	7872
приведенная на 1 м ³ ПДС, т/м ³	5,2	7,0	3,0	4,2
приведенная на 1 т ПАА, т/т	9243	16590	7240	10223
Затраты на внедрение, тыс. руб.	13,002	7,133	7,605	3,978
Затраты на закачку 1 м ³ ПДС, тыс. руб.	10,0	7,1	4,0	2,0
Затраты на внедрение для дополнительной добычи 1 т нефти, руб/т	1,930	1,024	1,838	0,505
Экономический эффект, руб.	320,4	340,7	276,9	397,8
Экономический эффект на 1 руб. затрат на внедрение, руб.	24,65	47,77	36,42	100,00
Повышение коэффициента нефтеотдачи, %	0,3	0,7	1,8	1,7
Увеличение коэффициента охвата заводнением, %	0,5	1,1	2,9	2,7
Продолжительность эффекта, мес	16	18	19	14

участка. Как видно из данных табл. 5.20 и рис. 5.17, изменения притока жидкости и профиля притока в скважинах носят аналогичный характер с месторождениями Татарстана, т.е. закачивание ПДС приводит к увеличению работающей толщины пласта и росту добычи нефти, подтверждая правомерность приведенных выше объяснений механизма действия ее и в полимиктовых коллекторах.

В целях уточнения характера действия ПДС на продуктивный пласт и глубины проникновения компонентов водоизолирующей системы по радиусу проведен анализ результатов комплекса геофизических и гидродинамических исследований, выполненных на опытных участках. Этот комплекс включает термометрию, измерение профиля приемистости до и после обработки скважин ПДС, пластовые и забойные давления, по которым строятся индикаторные диаграммы и кривые восстановления давления, а также определяются изменения притока жидкости в добывающие скважины и обводненности добываемой продукции.

Данные исследований РГД и термометрии (см. рис. 5.17), изменения профиля приемистости как на месторождениях Татарстана, так и Западной Сибири носят различный характер при сравнительно одинаковых результатах. Их можно объединить в три группы:

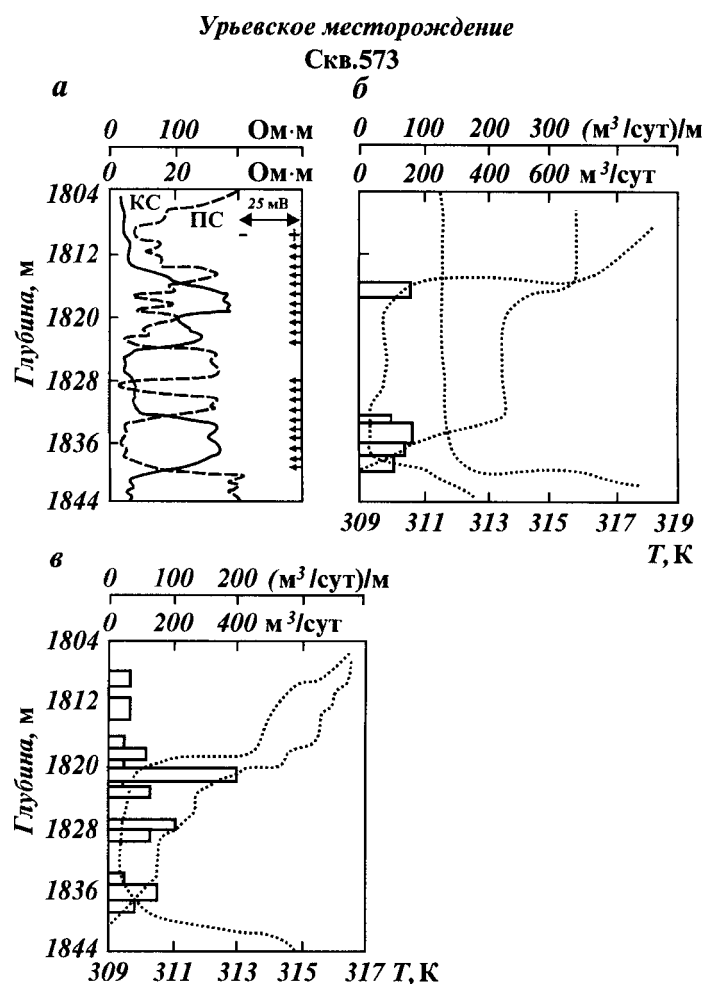


Рис. 5.17. Стандартный каротаж (а) и результаты геофизических исследований нагнетательных скважин до (б) и после обработки ПДС (в, з)

1) скважины, в которых локальные значения работающей толщины продуктивного пласта возрастают за счет подключения в работу ранее разрабатываемых пропластков. В скв. 573 и 15829 Урьевского и Ромашкинского месторождений (см. рис. 5.17) после закачивания ПДС произошло двукратное увеличение работающей толщины пласта. Такие изменения наблюдались и в скв. 15844, 26150, 5891, 16671 и др.;

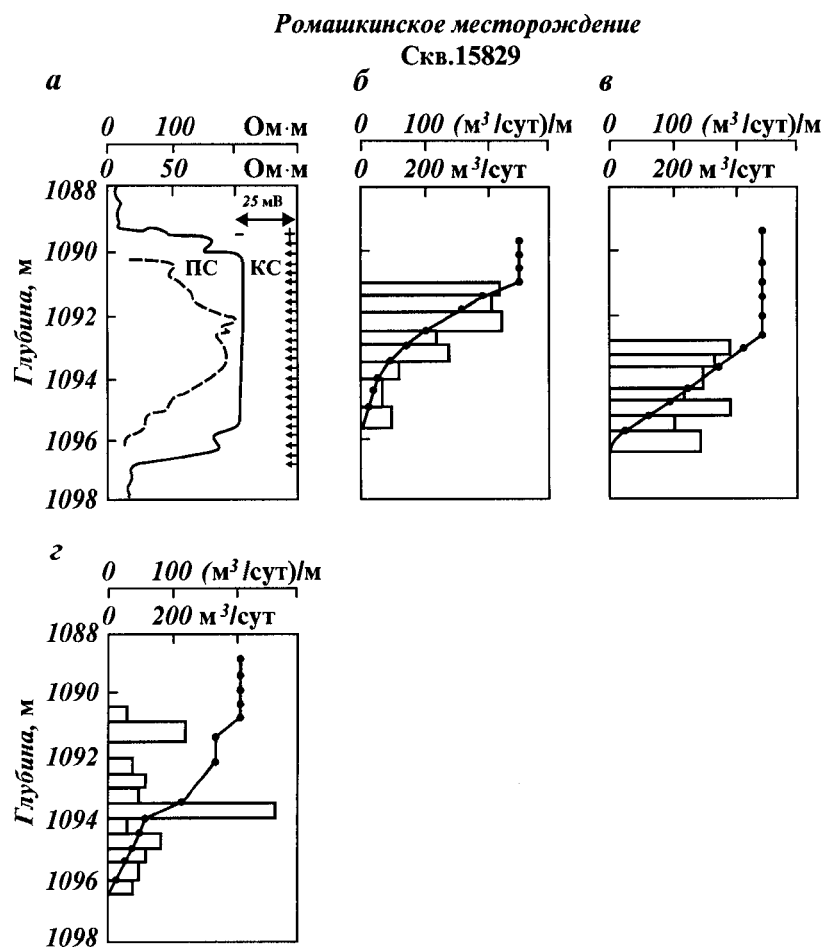


Рис. 5.17. Продолжение

2) при неизменной работающей толщине пласта происходит перераспределение фильтрационных потоков вследствие уменьшения приемистости высокопроницаемых и увеличения ее в малопроницаемых пропластках (скв. 1740, 11228, 16982, 6428 и др.);

3) полное прекращение приемистости высокопроницаемых пропластков после обработки ПДС при подключении в работу новых пропластков (скв. 15829, 15752, 16671, 14840 и др.).

Таблица 5.23

Результаты обработки ПДС обводненных участков Ромашкинского и Урьевского месторождений

№ скв.	Нефтеносная площадь	Индекс горизонта	Обводненность продукции, %	Дополнительная добыча нефти, т
15844	Чишминская	$C_1^{вв}$	68	7917
16671	То же	$C_1^{вв}$	79	10849
15829	"	$C_1^{вв}$	98	524
26150	"	$C_1^{вв}$	96	477
16232	"	$C_1^{вв}$	79	2964
6628	"	$C_1^{вв}$	86	8776
5891	Миннибаевская	$C_1^{вв}$	77	667
17401	Сев.-Альметьевская	$C_1^{вв}$	84	6635
11228	Альметьевская	D_1	78	6738
14840	То же	D_1	98	96
21500	"	D_1	92	11193
15752	Березовская	$C_1^{вв}$	96	8099
573	Урьевское мест-е	$BВ_6$	84	15541
538	То же	$BВ_6$	54	7261
15829	Чишминская	$C_1^{вв}$	90	8666

Несмотря на различный характер изменения профиля приемистости скважин на этих участках дополнительно извлечено до 7 – 11 тыс. т нефти (табл. 5.23), что указывает на подключение в работу ранее не работавших нефтенасыщенных прослоев.

Изучение индикаторных диаграмм нагнетательных скважин до и после обработки ПДС показывает, что изменение коэффициента приемистости скважин главным образом носит линейный характер. При этом происходит (рис. 5.18):

1) увеличение коэффициента приемистости (скв. 15752), которое в основном связано с подключением в работу новых пропластков (скв. 13566, 15752, 16672 и др.);

2) снижение коэффициента приемистости, как в скв. 11228, в которой произошло перераспределение потоков при неизменной толщине работающей части пласта (скв. 27036, 27061, 10024, 17401);

3) коэффициент приемистости остается неизменным (скв. 3068) при колебании количества дополнительной нефти в широких пределах (скв. 21500, 3068, 15712, 14840, 16353, 27061);

4) коэффициент приемистости после закачки ПДС резко увеличивается, как в скв. 13443, индикаторные диаграммы имеют выпуклость к оси давления после достижения некоторого значения забойного давления, что характерно для трещиноватых коллекторов.

На участках первых трех групп скважин в результате обработки ПДС дополнительно извлечено от 96 до 11000 т нефти (см. табл.

5.23), что указывает на перераспределение потоков во всех трех случаях. Исключение составляет участок скв. 13443 с вогнутой индикаторной диаграммой, где добыча нефти не изменяется, что дает основание предположить интенсивное увеличение поглощения ПДС по заколонному пространству.

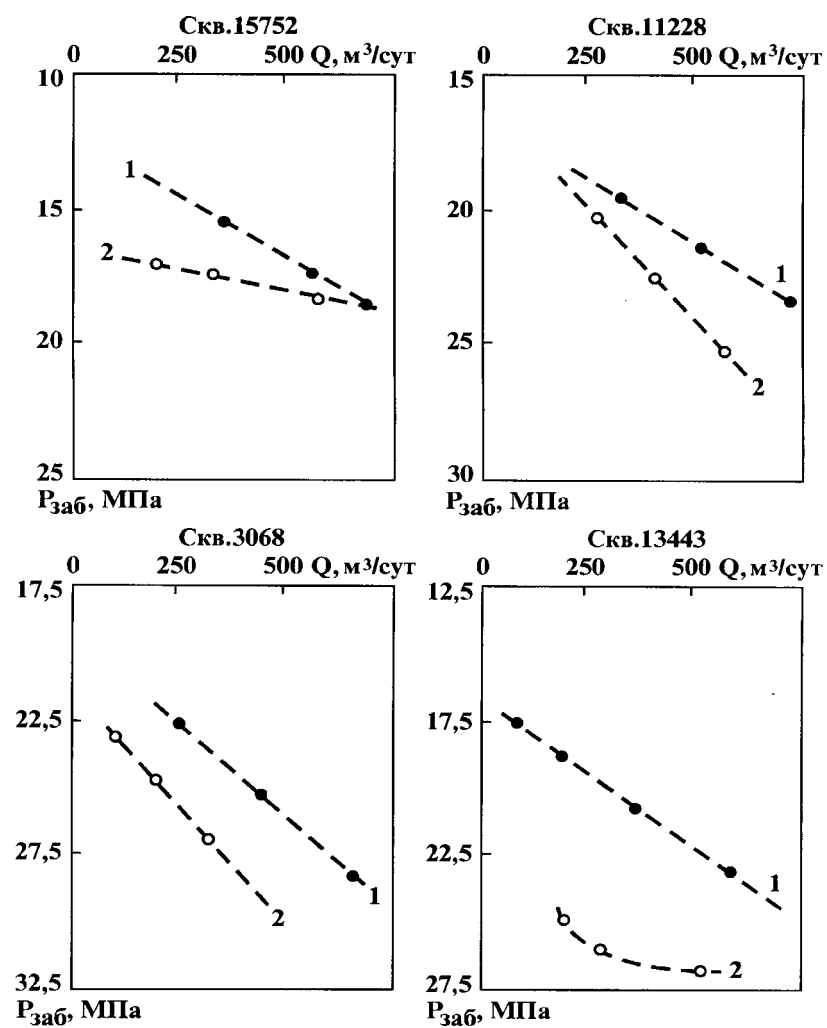


Рис. 5.18. Индикаторные диаграммы скважин до (1) и после (2) обработки ПДС

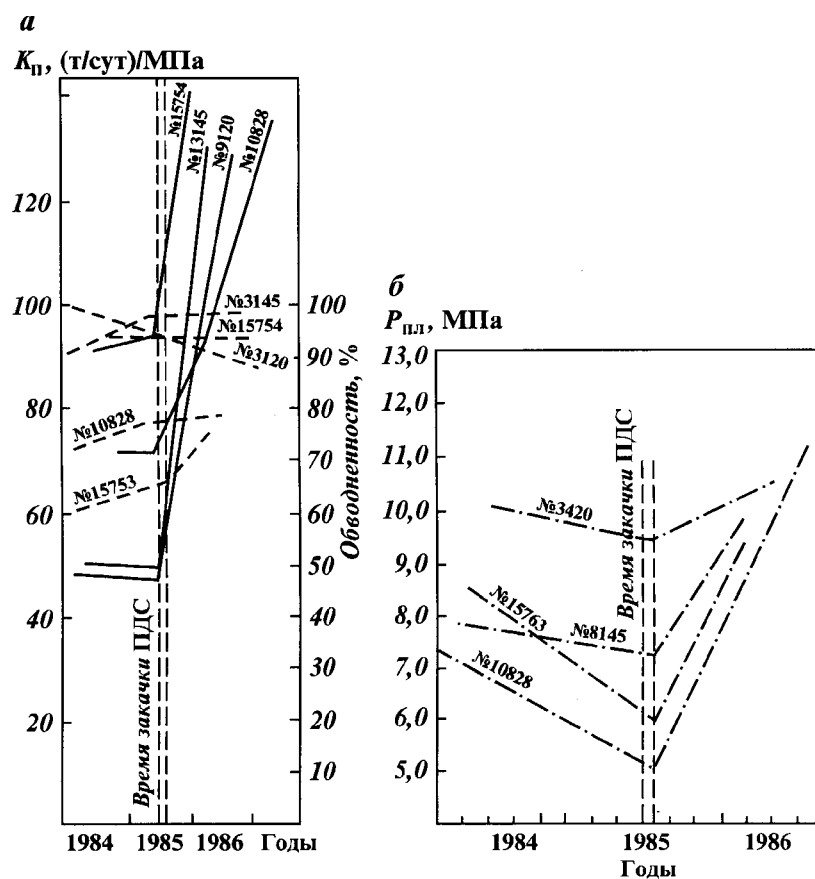


Рис. 5.19. Изменения коэффициента продуктивности, обводненности добываемой жидкости (а) и пластового давления (б) до и после закачки ПДС: 15754 – номер скважины; — — — обводненность; — — — продуктивность; — · — · — пластовое давление

Результаты гидродинамических исследований, проведенные в добывающих скважинах экспериментальных участков, позволяют установить: после обработки нефтеводонасыщенного коллектора происходит увеличение пластового давления, что приводит к росту коэффициента продуктивности скважин. Тенденция уменьшения этого коэффициента и пластового давления до обработки после закачивания ПДС сменяется на возрастание этих параметров во времени при снижении обводненности добываемой продукции (рис. 5.19).

Как показали исследования методом кривых восстановления давления (КВД), такой характер изменения притока жидкостей основывается на изменении фильтрационных характеристик пласта. Так, на участке скв. 4094 (Самотлорское месторождение) коэффициент гидропроводности в добывающих скважинах изменяется в скв. 4095 от 8,00 до 1,86 мкм²·м/мПа·с, в скв. 7181 – от 20 до 2,7 и в скв. 12160 – от 0,64 до 0,46. Повторное исследование методом КВД через три месяца после обработки ПДС показало увеличение гидропроводности пласта в скв. 12160 до 1,3 мкм²·м/мПа·с и рост притока нефти. Анализ кривых восстановления давления показал, что встречаются случаи неоднократного увеличения коэффициента гидропроводности после обработки ПДС. На участках скв. 17401 и 16671 (Ромашкинское месторождение) гидропроводность после обработки ПДС при постоянной величине работающей толщины пласта увеличилась соответственно от 0,095 до 0,4 и от 0,0015 до 0,196 мкм²·м/мПа·с. На участках указанных скважин в результате обработки дополнительно извлечено от 6,6 до 10,6 тыс. т нефти.

Закачивание ПДС в пористую среду приводит к изменению продуктивности продуктивного пласта. Для оценки глубины фильтрации ПДС по радиусу были использованы такие параметры, как гидропроводность и пьезопроводность. Наиболее полную информацию о фильтрационных свойствах пласта дает кривая восстановления давления, которая позволяет определить не только средние значения фильтрационных характеристик в некоторых областях пласта, но и их изменения в удаленных зонах, и оценить само расстояние до места определения характеристики пласта. Когда нефтяной пласт имеет зональную неоднородность, появляется возможность разделения комплексного гидродинамического параметра – гидропроводности на отдельные составляющие, не проводя дополнительных исследований. Известно, что [102, 123] неоднородность пласта фиксируется в виде изломов на преобразованных КВД. Расстояние до излома КВД можно оценить по формуле

$$R = r_{\text{зд}} + \sqrt{\pi k \tau}, \quad (5.24)$$

где $r_{\text{пр}}$ – приведенный радиус скважин; k – пьезопроводность ближней к нагнетательной скважине зоны; τ – время, за которое волна возмущения, вызванная остановкой или пуском скважин, дошла до границы неоднородности.

Вне зоны релаксационных процессов высокого порядка, где появляется возможность определения границы неоднородности пласта или глубины проникновения технологической жидкости, изменение гидродинамической характеристики после закачки ПДС можно найти по соотношению

$$\kappa_1/\kappa_2 = \tau_1/\tau_2, \quad (5.25)$$

где индексы 1 и 2 соответствуют значениям параметров до и после обработки ПДС.

Из формулы 5.25 следует, что по изменению времени прихода волны возмущения до границы неоднородности в пласте можно оценить изменение коэффициента пьезопроводности в данной зоне.

Процесс уменьшения проницаемости высокопроницаемых промытых зон пласта за счет воздействия ПДС происходит за относительно короткий интервал времени, и мала вероятность изменения коэффициента сжимаемости пористой среды и вязкости насыщающей жидкости в исследуемой зоне. Это позволяет сделать допущение, что изменение коэффициента пьезопроводности в рассматриваемом интервале обусловлено только изменением проницаемости пласта. Последнее, в свою очередь, дает возможность расчленить на составляющие коэффициент гидропроводности, определяемый по КВД.

На рис. 5.20 представлены КВД нагнетательной скв. 15829 (НГДУ "Джалильнефть") до и после закачки ПДС. В данной скважине обработка ПДС произведена дважды через достаточно большой интервал времени. До обработки ПДС на расстоянии $\lg \tau_1 = 3,5$ по оси времени наблюдается излом КВД. После первой обработки ПДС происходит смещение точки излома КВД в сторону больших времен – $\lg \tau_2 = 3,61$. Отношение времени волны возмущения до границы

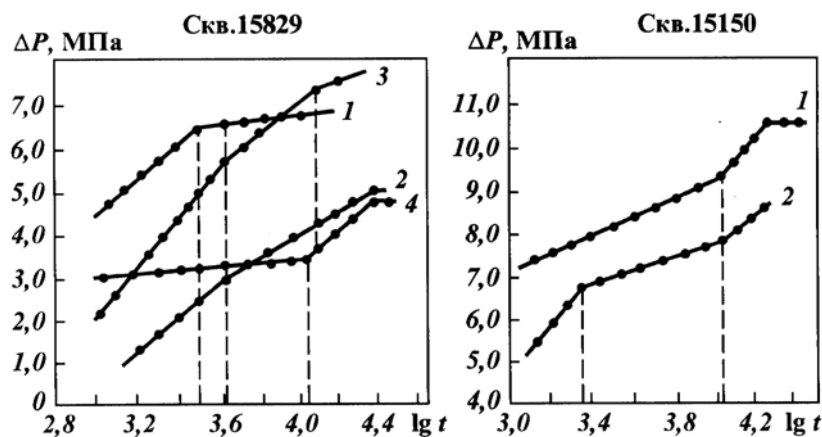


Рис. 5.20. Кривые восстановления забойного давления в нагнетательных скважинах Ромашкинского месторождения до и после обработки ПДС:
1 и 3 – до обработки ПДС; 2 и 4 – после обработки ПДС

неоднородности до и после закачки ПДС равно $\tau_2 / \tau_1 = 1,26$, что соответствует, как следует из формулы 5.25, уменьшению коэффициента проницаемости данного участка в 1,26 раза. Уменьшается и коэффициент гидропроводности в 1,9 раза – от 0,21 до 0,11 мкм²·м/мПа·с.

В призабойной зоне с радиусом до 50 – 60 м многозвенный характер КВД обусловлен релаксационными процессами высоких порядков, что осложняет изучение этой области. Однако резкое изменение гидропроводности в призабойной зоне пласта после закачивания до 2 – 3 тыс. м³ ПДС (см. рис. 5.20, кривые 2 и 4). Анализ характера изменения кривых КВД скв. 15150, 15184 и появление излома на других участках по оси $\lg t$ показали возможность оценки параметров фильтрации ПДС. Расчеты, проведенные с использованием формулы (5.24), показывают, что эти изменения в вышеуказанных скважинах наблюдаются на расстоянии 70 – 85 м от точки обработки ($\lg t = 3,1 \div 3,4$), т.е. вне релаксационных процессов высоких порядков.

При анализе КВД опытных участков после обработки ПДС встречаются случаи неоднократного увеличения коэффициента гидропроводности. Например, по данным КВД участка скв. 17401 Ромашкинского месторождения значения kh/μ в ближней зоне после обработки ПДС возрастают с 0,005 до 0,41 мкм²·м/мПа·с, а по РГД происходит только перераспределение фильтрационных потоков при постоянной величине работающей толщины. На участке скв. 16671 коэффициент гидропроводности изменяется с 0,0015 до 0,195 мкм²·м/мПа·с после закачки ПДС. Эта скважина находится в водонефтяной зоне. Как показывают результаты термометрии и исследований расходомерами в скважине, водонефтяная зона с толщиной 1 м, поглощающая всю закачиваемую воду, после обработки ПДС перестает принимать, что приводит к подключению в работу всей нефтенасыщенной части пласта толщиной 7 м. На этих участках через добывающие скважины было дополнительно извлечено 6,6 и 10,8 тыс. т нефти. По-видимому, многократное возрастание величины гидропроводности в призабойной зоне в несколько раз (см. рис. 5.20, кривые 3 и 4) указывает на проникновение ПДС на значительное расстояние от забоя скважин. При наличии узких промытых зон или литологических каналов существует вероятность проникновения ее на большие расстояния.

Анализ характера изменения кривых КВД скв. 15150 и 15844 показал появление излома после закачки ПДС на расстоянии 70 – 85 м от нагнетательной скважины ($\lg t = 3,1 \div 3,4$), т.е. вне релаксационных процессов высоких порядков. Образование их можно объяснить неравномерным проникновением ПДС в пористую среду из-за ее неод-

нородности, так как в обратном случае $2 \div 3$ тыс. м³ ПДС не распространилось бы по радиусу более чем на $30 \div 35$ м от нагнетательной скважины.

Анализ результатов геофизических и гидродинамических исследований показал, что под воздействием ПДС в продуктивном пласте происходят различного рода положительные эффекты. Увеличение фильтрационного сопротивления промытых водой зон нефтеводонасыщенного коллектора после закачивания полимердисперсной системы на основе ПАА и глинистой суспензии приводит к росту пластового давления, коэффициента продуктивности добывающих скважин и в итоге – к извлечению дополнительной нефти, подтверждая тем самым выводы теоретических исследований на модели неоднородного пласта, приведенные в формулах (1.2) – (1.4). При этом полученные результаты практически не зависят от характера изменения профиля приемистости скважин и индикаторных диаграмм, хотя они в целом характеризуют состояние призабойной зоны пласта.

Разработанная технология на первых этапах по состоянию на 01.01.80 была внедрена на 87 участках нефтяных месторождений Татарстана, на 13 – Башкортостана и на 18 – Западной Сибири. Значительная часть этих работ проводилась в НГДУ "Джалильнефть" и "Альметьевнефть" после заводнения методом циклического воздействия.

Уже на первом этапе внедрения из 30 высокообводненных участков месторождений Татарстана было дополнительно извлечено 99,2 тыс. т нефти при экономическом эффекте 5,043 млн руб. в ценах 1980 г. (табл. 5.24), что подтверждает наличие больших резервов совершенствования методов заводнения. На это указывает и то, что технология воздействия с ПДС не увязана с системой разработки и в основном применялась при очаговом заводнении. Как известно [81], в сильно-неоднородных пластах нагнетательные скважины более рассредоточены по площади, что дает возможность подвергнуть отдельные участки пласта большему воздействию. В этом отношении усилить эффективность воздействия можно применением ПДС, позволяющей локально изменить направления потоков. На поздней стадии разработки месторождений ПДС может способствовать извлечению нефти из целиков, исключая в определенных случаях бурение дополнительных скважин.

Таблица 5.24

**Технико-экономическая эффективность применения ПДС
на 30 участках нефтяных месторождений Татарстана на 01.01.88**

Показатели	НГДУ			Всего
	Альметьев-нефть		Джалиль-нефть	
	Горизонт			
	Д ₁	C ₁ ^{вв}	C ₁ ^{вв}	
Количество обработанных скважин	8	7	15	30
Дополнительная добыча нефти, т:				
всего	28353	27979	42854	99216
на 1 обработанный участок	3544	3997	2857	3307
на 1 м ³ ПДС	1,56	2,65	1,59	1,79
на 1 т ПАА	3982	6891	3174	4033
Расход материала на обработанный участок:				
ПДС, м ³	2265	1506	1793	1852
ПАА, т	0,89	0,58	0,90	0,82
глинопорошка, т	48,4	38,2	58,4	51,1
Затраты на внедрение, руб.:				
всего	113697	60310	103430	277437
на 1 обработанный участок	14212	8616	6895	12581
на закачку 1 м ³ ПДС	6,27	5,72	3,84	4,99
на 1 т дополнительно добытой нефти	4,01	2,16	2,42	2,80
Экономический эффект, тыс. руб.:				
всего	2441,4		2601,6	5043,0
на 1 обработанный участок	162,8		173,4	168,1
на 1 руб. затрат на внедрение, руб.	14,0		25,2	18,2
Примечание. Цены 1991 г.				

Результаты широких испытаний и внедрения технологий повышения нефтеотдачи высокообводненных пластов с применением полимердисперсных систем на месторождениях Татарстана, Западной Сибири и других регионов подтвердили эффективность нового направления ПНП (табл. 5.25).

Развитием данного направления явилась разработка технологий ПНП с применением модифицированных ПДС (табл. 5.26).

Научно-исследовательские работы по модификации ПДС проводились в следующих направлениях: повышение эффективности ПДС как базового метода на основе усовершенствования ее характеристик; регулирование реологических свойств, совмещение эффекта увеличения охвата с улучшением нефтевытесняющих свойств ПДС. Создание технологий комплексного действия, основанных на закачивании за водоизолирующими

Таблица 5.25

Результаты внедрения технологий повышения нефтеотдачи пластов с применением полимердисперсных систем (ПДС) на нефтяных месторождениях РФ в период 1981–1997 гг.

№ п/п	Название технологии	Регион внедре- ния, ПО, АО	Месторождение	Начало внедре- ния, год	Кол-во участ- ков	Пласт	Вид сква- жины для об- работки	Длитель- ность эф- фекта, мес.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т.	
									на 1 об- работку	Всего
Западная Сибирь										
1	Технология ПНП с применением поли- мердисперсных сис- тем (ПДС)	"Лукойл-Ланге- паснефтегаз"	Локосовское, Урь- евское, По-точное, Лас-Еганское, Покачевское, Ю.- Покачевское	1986	218	Полимик- товые	Нагне- татель- ная	4-32	4,180	911,200
		"Нижневартовск- нефтегаз"	Самотлорское	1986	123	"	То же	5* и бо-лее	5,400	664,1
		"Сургутнефтегаз"	Федоровское	1988	91	"	"	В сред. 9,5	2,731	248,683
		"Красноленинск- нефтегаз"	Талинское	1990	13	"	"	3-9*	2,477	32,200
		"Когалымнефтегаз"	Повховское	1990	8	"	"	2-12*	0,785	6,280
	Всего:				453				4,111	1862,463
2	Технология ПНП с применением ПДС со стабилизирующи- ми добавками (СПДС)	"Варьеганнефть"	Варьеганское	1989	3	"	Добыва- ющая	7*	1,960	5,880
		"Сургутнефтегаз"	Федоровское	1989	2	"	То же	Более 4*	0,911	1,822
			Русскинское	1994	2	ЮС ₁	Нагнета- тельная	4-8*	1,650	3,300
		"Лукойл-Ланге- паснефтегаз"	Нивагальское, С.-Урьевское	1995	5	В ₈ , А ₅ , А ₁₋₂	То же	4*	0,270	1,352
		"Ноябрьскнефте- газ"	Новогоднее	1995	3		"		0,687	2,060
	Всего:				15				0,957	14,360
3	Технология ПНП с	"Нижневартовск-	Самотлорское	1989	11	А ₁ , А ₂₋₃	Нагнета-	6-26*	11,92	131,200

4	применением ПДС с ПАВ Технология ПНП с применением ПДС с Na ₂ CO ₃	нефтегаз" "Ноябрьскнефтегаз" Всего:	Холмогорское	1989	6 17	БС ₈ , БС ₁₁	тельная То же	2–14*	1,680 4,160	10,080 150,442
Итого по Западной Сибири:					485					2017,983
Татарстан										
1	Технология ПНП с применением ПДС	"Татнефть" "Татнефтеотдача"	Ромашкинское, Ново-Елховское, Бавлинское	1981	504	Девон, бобрик	Нагнетательная	6–48*	2,321	1169,713
2	Технология ПНП с применением модифицированной ПДС	"Татнефть" "Татнефтеотдача"	Архангельск, Ерсубайкинское, ИМ-Сульчинское, Бавлинское	1992	17	Карбонат	То же	12–48*	1,194	20,295
3	Технология ПНП с применением ГОК с ПДС	"Татнефтеотдача"	Ромашкинское	1992	45	Девон, бобрик	"	4–48*	3,859	173,644
4	Технология ПНП с применением ПДС с CaCl ₂	"Татнефтеотдача"	Ромашкинское	1993	20	"	"	4–36*	1,799	35,979
5	Технология ПНП с применением СПДС	"Татнефть"	Ромашкинское	1995	5	"	Добывающая	3–11*	0,173	0,863
6	Технология ПНП с применением ПДС с щелочами	"Татнефтеотдача"	Ерсубайкинское, Ямашинское, Ромашкинское	1996	5	Карбонат, девон	Нагнетательная	7–14*	0,091	0,455
7	Технология ПНП с применением системно-циклич. ПДС	"Татнефть"	Ромашкинское	1997	2	Девон	То же	12*	2,356	7,992
Всего по Татарстану:					598					1408,901

Продолжение табл. 5.25

№ п/п	Название технологии	Регион внедрения, ПО, АО	Месторождение	Начало внедрения, год	Кол-во участ-ков	Пласт	Вид сква-жины для об-работки	Длитель-ность эф-фекта, мес.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т.		
									на 1 об-работку	Всего	
Другие регионы											
1	Технология ПНП с применением ПДС	“Башнефть”	Четырманское, Аргеевское, Сатаевское, Серафимовское, Игровское, Арланское, Туймазинское, Южно-Максимовское, Шкаповское, Воядинское	1986	21	D _I , C _I , D _{IV}	Нагнетательная		1,457	30,6	
2	Технология ПНП с применением модифицированной ПДС	“Пермнефть”	Павловское	1994	3	Тульск	То же	3*		1,0	
		“Пермнефть” “Удмуртнефть” “Коминнефть”	Уньвинское	1994	1	Карбонат	”	5*	0,71	0,71	
			Всего:		25					32,31	
			Уньвинское	1994	1	Карбонат	”	5*	0,800	0,800	
			Мишкинское	1994	1	”	”	8*	0,800	0,800	
			Возейское	1993	9	”	”	В сред. 10,3	1,272	11,447	
	Всего:			11					12,247		
Всего:					36					44,557	
ИТОГО ПО ВСЕМ РЕГИОНАМ РФ:					1119					3,102	3471,481
* Эффект продолжается.											

Таблица 5.26

Комплекс технологий для повышения нефтеотдачи пластов на основе ПДС

Наименование технологии – способ разработки	Геолого-технические условия применения
Неоднородных пластов с применением ПДС	В терригенных и карбонатных отложениях
Неоднородных пластов с применением ПДС со стабилизирующими добавками	1. В терригенных и карбонатных отложениях 2. Для ограничения притока высоконапорных закачиваемых вод добывающих скважин
Обводненных месторождений с применением ГОК и ПДС	В терригенных отложениях, в пластах с алевролитами
Обводненных пластов с применением ПДС с регулируемыми свойствами	В терригенных и карбонатных отложениях
Неоднородных пластов с применением ПДС с хлористым кальцием	В терригенных отложениях, в пластах с опресненными водами
Неоднородного нефтяного пласта с применением ПДС с карбонатом натрия	В терригенных и карбонатных отложениях
Неоднородных пластов с применением ПДС с СТА	В терригенных отложениях

материалами типа ПДС нефтewытесняющих агентов: ПАВ, композиций ПАВ, кислот и щелочей – ПДС–ПАВ, ПДС–СТА (стабилизированный тощий абсорбент), СНПХ-95М, алюмохлорид–ПДС. Эти технологии основываются на перераспределении нефтewотмывающих реагентов в менее проницаемые пропластки и доотмыв нефти в основном канале.

Разработанные технологические схемы воздействия модифицированных ПДС на продуктивные пласты прошли испытания на опытных участках нефтяных месторождений Татарстана и Западной Сибири, находящихся на поздней стадии эксплуатации при обводненности добываемой продукции 95 – 98 %.

Полимердисперсные системы и их модификации являются эффективным средством повышения нефтеотдачи карбонатных пластов – дополнительная добыча нефти на 27 обработанных участках месторождений АО "Татнефть", "Коминетфть", "Удмуртнефть" за период 1991 – 1995 гг. составила 32397 т, в среднем на 1 обработку – 1200 т.

Модификация полимердисперсных систем применительно к извлечению нефти в более сложных геолого-физических условиях на поздних стадиях разработки месторождений позволяет повысить эффективность по сравнению с базовой технологией (ПДС) по дополнительной добыче нефти на 17 %.

Результаты промышленного внедрения комплексной технологии ПНП на месторождениях Татарстана приведены в табл. 5.25.

**5.5. ОГРАНИЧЕНИЕ ПРИТОКА ВОД
В СКВАЖИНЫ ПРЕВРАЩЕНИЕМ КОМПОНЕНТОВ
НЕФТЕВОДОНАСЫЩЕННОГО ПЛАСТА
СЕРНОЙ КИСЛОТОЙ В ВОДОИЗОЛИРУЮЩУЮ
МАССУ**

**5.5.1. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ
СЕРНОЙ КИСЛОТЫ С КОМПОНЕНТАМИ
ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ДЛЯ СОЗДАНИЯ
ВОДОИЗОЛИРУЮЩЕЙ МАССЫ**

Как известно, концентрированная серная кислота H_2SO_4 в пластовых условиях может вступать во взаимодействие с обоими компонентами системы горная порода – пластовая жидкость [150]. Наряду с образованием различных сульфокислот при реагировании H_2SO_4 с нефтью процесс сопровождается окислением и конденсацией наиболее высокомолекулярной части ее с переходом в кислый гудрон, формирование которого происходит сравнительно интенсивно (в течение 6 – 12 мин).

Количество образующегося кислого гудрона зависит от соотношения нефти и серной кислоты и повышается с увеличением содержания асфальто-смолистых веществ в нефти. Свежий гудрон, содержащий до 16 – 19 % силикагелевых смол и 5 – 7 % асфальтенов, представляет собой подвижную массу с вязкостью 60 мПа·с, которая увеличивается в результате окисления, конденсации и структурирования. В процессе закачки серной кислоты, по мере продвижения ее по пласту, происходит искусственное обогащение пласта сульфат-ионами. Введение в насыщенные жесткими хлоркальциевого типа водами пласты сульфат-ионов приводит к выпадению гипса и коагуляции заводненных каналов. Гипс образуется также при взаимодействии серной кислоты с карбонатными составляющими нефтенасыщенной породы.

Экспериментальные исследования взаимодействия серной кислоты с нефтью применительно к решению задач ограничения движения вод в пластах описаны в работах [192, 155 и др.]. Основные положения, использованные в разработке новых технологий, состоят в следующем.

Большая часть продуктов реакции серной кислоты с нефтью входит в состав кислого гудрона. На первом этапе исследования продуктов реакции серной кислоты с компонентами пласта изучалось изменение вязкости кислого гудрона во времени с использованием

прибора "Реотест". Методика исследований состояла в смешивании серной кислоты с нефтью в стеклянном сосуде и получении образцов нефтесернокислотной смеси (НСКС), выдерживаемых в статических условиях при температуре 293 – 313 К. По истечении расчетного времени отстой сливался, и образцы загружались в измерительный цилиндр "Реотеста". Определялась вязкость образовавшейся массы и ее среднее значение по результатам пяти измерений различных образцов, приготовленных в одинаковых условиях. Максимальное отклонение измерений, установленное по методу Стьюдента, не превышало 3,8 %.

В экспериментах по определению вязкости кислого гудрона, находящегося в динамических условиях, приготовленные образцы сразу погружались в измерительный цилиндр, после чего включали прибор.

В качестве взаимодействующих компонентов системы использовалась нефть бобриковского горизонта C_1^{bb} Ромашкинского месторождения (см. табл. 3.9), а также отработанная на нефтеперерабатывающих заводах алкилированная серная кислота (АСК). Наиболее интенсивно вязкость в статических условиях повышается в первый час после приготовления, затем кривая несколько выполаживается и через 7 ч достигает значения 11300 мПа·с (рис. 5.21). Зависимость вязкости от времени, полученную обработкой данных экспериментов, можно выразить формулой

$$\mu = 12275,8 - 12173e^{-0,26\tau}, \quad (5.26)$$

где τ – время выдержки нефтесернокислотной смеси (НСКС) при заданной температуре.

При постоянной нагрузке ($D_r = 1\text{с}^{-1}$) вязкость кислого гудрона,



Рис. 5.21. Зависимость динамической вязкости кислого гудрона от скорости сдвига (1) и времени покоя (2)

полученного смешением компонентов при том же соотношении, достигает 305 – 309 мПа·с и стабилизируется на этом уровне. Это можно объяснить разрушением структуры, формирующейся при взаимодействии серной кислоты с асфальтено-смолистыми веществами в динамических условиях. Изменение вязкости кислого гудрона в динамических условиях следующее.

Время выдержки кислого гудрона, ч	0,1	1	3	5
Вязкость, мПа·с	190	228	305	309
.....				

Приведенная на рис. 5.21 кривая зависимости вязкости от величины скорости сдвига описывается уравнением

$$\mu = 1721,87 D_r^{-0,60}. \quad (5.27)$$

Перепад давления ΔP , при котором кислый гудрон начинает фильтроваться в пористой среде как вязкопластическая жидкость, определяется по формуле

$$\Delta P = \frac{\alpha_a \tau_0}{\sqrt{k}} (r_e - r_{fn}), \quad (5.28)$$

где $\alpha_a = 0,017$; τ_0 – предельное напряжение сдвига; r_k и r_c – радиусы соответственно контура распространения кислого гудрона и скважины; k – проницаемость пласта.

Для обеспечения фильтрации кислого гудрона из пласта в скважину должно выполняться условие $\Delta P > \Delta P_0$ (где ΔP – перепад давления, приложенный к зоне распространения кислого гудрона). Вытеснение кислого гудрона из пласта с дебитом q при заданных параметрах пористой среды и флюидов достигается при разности давлений в пласте и на забое скважины [121]:

$$\begin{aligned} \Delta P = & \frac{\alpha_a \tau_0}{\sqrt{k}} (\sqrt{r_{fn}^2 + q\tau / m\pi h} - r_{fn}) + \frac{q\mu_a}{2\pi kh} \ln \frac{\sqrt{r_{fn}^2 + q\tau / m\pi h}}{r_{fn}} + \\ & + \frac{q\mu_a}{2\pi kh} \frac{r_e}{\sqrt{r_{fn}^2 + q\tau / m\pi h}}, \end{aligned} \quad (5.29)$$

где h – толщина пласта; q – расход жидкости; τ – время фильтрации; μ_r и $\mu_{ж}$ – вязкость соответственно кислого гудрона и пластовой жидкости (воды); m – пористость.

По мере увеличения проницаемости пористой среды значения перепада давления, при котором начинается фильтрация жидкостей рассматриваемой системы, снижается. Увеличение фильтрационного сопротивления пористой среды с ростом проницаемости для предот-

вращения вытеснения кислого гудрона, как следует из анализа формулы (5.20), можно обеспечить увеличением радиуса распространения его в пласте с применением большого количества НСКС или использованием нефти с более высоким содержанием смол и асфальтенов. Как показала практика применения НСКС в терригенных и карбонатных продуктивных пластах нефтяных месторождений Татарстана, для этой цели можно использовать девонскую нефть, содержащую 8 – 10 % смол и 3 – 4 % асфальтенов. Однако при температурах 293 – 333 К наиболее эффективны нефти верхних горизонтов, содержание в которых смол и асфальтенов соответственно 15 и 5 %.

При химическом взаимодействии серной кислоты с компонентами минерализованной воды образуются малорастворимые в воде сульфаты и сульфаты кальция, что позволяет рассматривать серную кислоту в пластовых условиях как осадкообразователь. При растворении одного объема карбоната кальция в серной кислоте получается около двух объемов малорастворимого гипса. В карбонатных коллекторах или терригенных, скелет которых содержит карбонатные составляющие, образующийся при реакции серной кислоты с нефтью, кислый гудрон наполняется кристаллами гипса и других соединений серной кислоты с горными породами и солями пластовой воды, увеличивая тем самым объем закупоривающей массы.

Таким образом, уплотнение, коагуляция асфальтенов и конденсация смол при взаимодействии серной кислоты с нефтью приводит к образованию кислого гудрона с вязкостью 30 – 60 мПа·с, который через 1 – 1,5 ч при температуре 303 К превращается в нетекучую массу с вязкостью $(7 - 10) \cdot 10^{-3}$ мПа·с. Наполнение его продуктами реакции кислоты с карбонатными составляющими пород в пластовых условиях увеличивает объем образующейся массы и создает дополнительный эффект изоляции. Этот механизм взаимодействия серной кислоты с минералами пород и пластовыми жидкостями с частичным превращением их в водоизолирующую массу был использован для разработки новой технологии ограничения движения вод независимо от их минерализации для температурных условий 273 – 333 К [13].

На этой же основе разработан и другой способ для пластов с температурой 373 – 423 К [14]. В пласт закачивают отходы процесса алкилирования парафиновых углеводородов олефиновыми фракциями в присутствии концентрированной серной кислоты в качестве катализатора следующего состава, % (масс.): смолисто-масляные вещества – 6 – 10; сульфокислота – 9 – 11; серная кислота – 80 – 85. Этот состав по своим свойствам близок к истинным растворам, поэтому легко прокачивается в низкопроницаемые пласты. Исследова-

ниями установлено, что при высоких температурах (373 К и выше) через определенное время (5 ч и более) в результате реакции сульфирования, разложения сульфосоединений, окисления и уплотнения происходит образование твердого продукта, который представляет собой смесь из смол, асфальтенов, карбонов и других соединений.

5.5.2. ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОД В ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ НСКС

При разработке технологии ограничения водопритоков в добывающие скважины с применением концентрированной серной кислоты в смеси с нефтью учитывались следующие основные требования:

- 1) сохранение проницаемости нефтенасыщенной части пласта для нефти, т.е. обеспечение селективности изоляции путей водопритоков;
- 2) получение кислого гудрона в призабойной зоне пласта или на устье скважины;
- 3) соблюдение оптимального соотношения между серной кислотой и нефтью для получения необходимого количества кислого гудрона;
- 4) исключение возможности обратного вытеснения кислого гудрона из пласта;
- 5) освоение скважин после водоизоляционных работ без дополнительного или повторного вскрытия пласта.

В ТатНИПИнефть и АО "Татнефть" были проведены экспериментальные работы по применению НСКС в промысловых условиях [154, 192, 155, 92].

Для реализации описанных выше механизмов образования водоизолирующей массы в пластовых условиях разработаны технологические схемы получения и закачки нефтесернокислотной смеси в обводненный коллектор (рис. 5.22). Схема I применяется для получения кислого гудрона непосредственно в обводненной скважине путем одновременно-раздельной закачки серной кислоты по насосно-компрессорным трубам и нефти по кольцевому пространству. Схема II основывается на закачивании ранее приготовленной на устье НСКС с известными параметрами через НКТ в обводненный пласт нефти по кольцевому пространству для сохранения проницаемости верхней части пласта. В отдельных случаях предусматривается использование пакера. Схема III, как и схема I, связана с получением кислого гудрона на забое скважины, но с последующим закреплением интервалов перфорации цементом или отверждающимися смолами типа ТСД-9 с формалином.

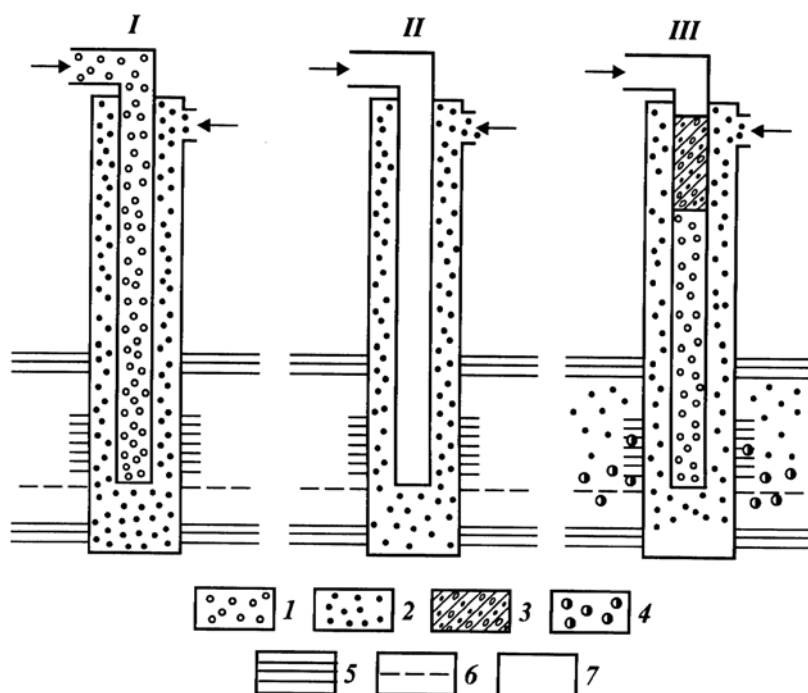


Рис. 5.22. Технологические схемы применения НСКС для ограничения притока вод в скважины:

1 – серная кислота; 2 – нефть; 3 – тампонажный материал; 4 – нефtekислотная смесь; 5 – глинистые породы; 6 – водонефтяной контакт; 7 – вода

Постоянной подачей нефти по кольцевому пространству при закачивании кислоты решаются две задачи: 1) восполнение недостающей для образования кислого гудрона нефти, так как в промытых водой зонах количество остаточной нефти не превышает 10 – 28 % порового объема [40, 150]; 2) сохранение проницаемости пласта для нефти в результате постоянного поступления ее в верхние перфорированные отверстия, а кислоты в нижние под действием гравитационных сил – плотность серной кислоты в 2 – 2,5 раза превышает плотность нефти.

Объем кислого гудрона W , необходимый для закупоривания обводненных зон пласта, определяется по формуле

$$W = 0,785d^2hm, \quad (5.30)$$

где d – диаметр зоны распространения кислого гудрона по пласту; h – толщина обводненной части пласта; m – эффективная пористость пласта.

При постоянных значениях h и m значение радиуса распространения кислого гудрона, как следует из формулы (5.30), является функцией параметров q , μ , τ_0 , k и ΔP , где ΔP – перепад давления, возникающий в призабойной зоне при добыче нефти из пласта. Объем закачиваемого кислого гудрона можно представить в виде функции

$$W = f(\mu, \tau_0, k, \Delta P, q, h, m). \quad (5.31)$$

Известно, что зависимость первых пяти членов между собой описывается уравнением [121]

$$\Delta P = ak^b, \quad (5.32)$$

где a и b – коэффициенты, выражающие зависимость градиента давления от скорости фильтрации и вязкости жидкостей в пласте.

Для предотвращения фильтрации жидкости из пласта, заполненного кислым гудроном, необходимо, чтобы

$$\text{grad } P(d/2) \geq \Delta P, \quad (5.33)$$

где $\text{grad } P$ – градиент давления, при котором начинается вытеснение кислого гудрона из пористой среды.

Тогда при подстановке значения $d \geq 2\Delta P/\text{grad } P$ в формулу (5.30) получим минимально необходимый объем НСКС:

$$W = \frac{\pi h m \Delta P^2}{a^2 k^{2b}}. \quad (5.34)$$

Остальные технологические параметры применения НСКС определяются опытным путем в промысловых условиях.

Испытания разработанных технологий проводились в обводненных скважинах Ромашкинского, Ново-Елховского, Бавлинского, Ямашевского, Ульяновского и других месторождений Татарстана, приуроченных к терригенным и карбонатным отложе-

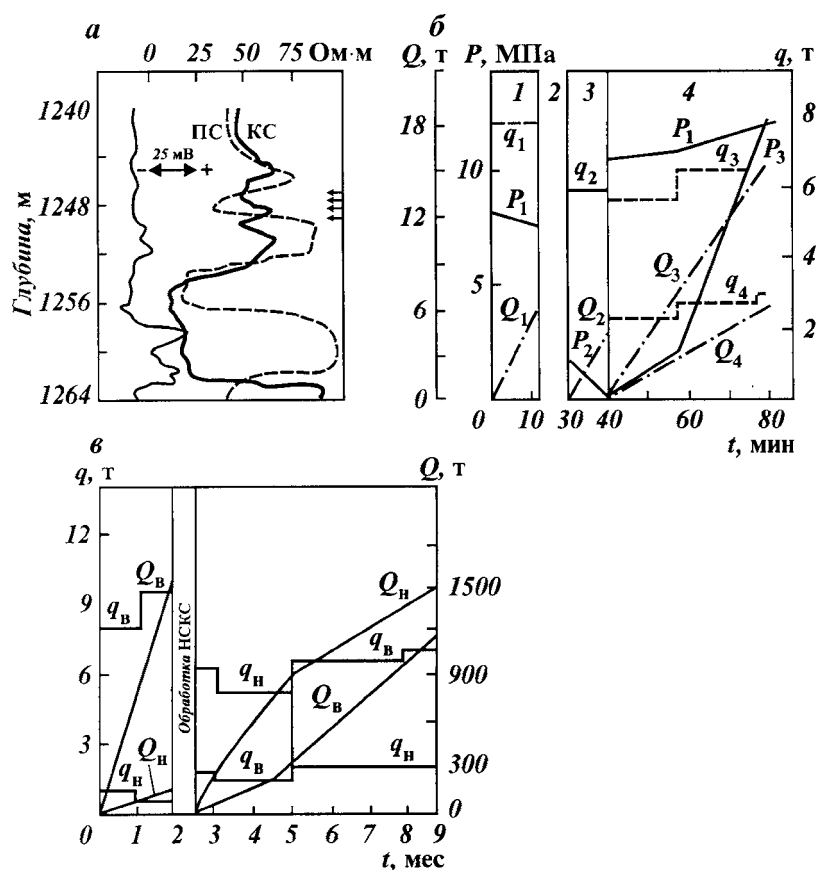


Рис. 5.23. Результаты геофизических исследований, параметры закачки НКС и рабочие характеристики скв. 1639 Ромашкинского месторождения:

а – диаграмма стандартного электрокаротажа; *б* – графики изменения давления P , расхода кислоты и нефти при закачивании НКС; *в* – изменение дебита нефти и воды до и после проведения работ по ограничению движения воды в пласте; 1 – определение проницаемости пласта; 2 – подготовка скважины к закачке НКС; 3 – замена нефти в НКТ на АСК; 4 – закачка НКС в пласт

ниям девона и верхнего карбона. Ниже, на примере скв. 1639, приводится описание технологических операций, типичных для разрабатываемой технологии. Нефтекислотная смесь закачивалась для ограничения притока подошвенной воды. До обработки НКС скважина работала с дебитом нефти 0,5 т/сут при обводненности 95 % (рис. 5.23). По технологической схеме I закачено через НКТ в скважину 6 м³ отработанной серной кислоты, по кольцевому пространству – 15 м³ безводной нефти бобриковского горизонта. Для

м³ безводной нефти бобриковского горизонта. Для предотвращения смешения серной кислоты с водой до и после нее в НКТ закачано по 200 л дизтоплива. Весь цикл работ по закачке НСКС составил 1 ч 23 мин (см. рис. 5.23). После этого, приподняв трубы на 85 м выше перфорационных отверстий, скважину оставили под давлением на 24 ч для взаимодействия кислоты с пластом.

Скважина освоена без повторного вскрытия пласта перфорацией при помощи насоса СНГН-2-43, спущенного на глубину 938 м. После нагнетания НСКС суточный дебит нефти увеличился с 0,5 до 6,5 т/сут, а содержание воды уменьшилось в 5,8 раза. Накопленная добыча нефти за 20 мес. эксплуатации скважины после закачки НСКС составила 1500 т, уменьшение объема попутной воды – 16,8 тыс. м³.

Опытно-промышленные работы с применением НСКС по разработанным технологическим схемам проведены в скважинах, эксплуатирующих продуктивные горизонты девонского Д₁, Д₀ и верхнего карбона С₁^{вв}, С₁, С₁^п. Особенность применения НСКС по этим горизонтам заключается в том, что значительная часть работ проведена в скважинах, эксплуатирующих карбонатные коллекторы, где способы цементирования практически не дают результатов, т.е. успешность их не превышает 20 – 30 %. В группу опытных были включены скважины с предельным обводнением продукции (скв. 256, 1379), подлежащие ликвидации (скв. 15890, 16023, 15108, 15899), в которых известные методы цементирования и закачивания смол не давали результатов. Отклонения в методике допускались лишь в зависимости от применяемых схем: по схеме II через НКТ закачивалась готовая смесь нефти с кислотой, а по схеме III производилось цементирование. Для получения НСКС использовалась дегазированная нефть бобриковского и турнейского горизонтов с содержанием асфальтенов до 8 и смол до 23 %, алкилированная серная кислота Уфимского НПЗ. Скважины осваивались без дополнительного вскрытия эксплуатационных колонн перфорацией.

Анализ результатов опытно-промышленных работ позволил установить возможность извлечения дополнительной нефти из высокообводненных пластов с применением новой технологии, основанной на превращении компонентов нефти и пород в водоизолирующую массу, подтверждая тем самым обоснованность выдвинутых в данной работе теоретических положений. Наиболее ярким подтверждением их является достижение высоких показателей в карбонатных коллекторах, проницаемость пород которых не превышает 0,1 мкм². Успешность процессов ограничения притока вод в них достигает 75 % (табл. 5.27), что намного превышает показатели способа цементирования. В результате на каждую скважино-операцию до-

Таблица 5.27

Результаты применения НСКС для ограничения притока закачиваемой воды в добывающих скважинах АО "Татнефть"

НГДУ	Количество ремонтов		Количество дополнительно добытой нефти, т		Уменьшение объема попутной воды, м ³		Длительность эффекта, мес.	
	всего	из них успешных	всего	на один успешный ремонт	всего	на один успешный ремонт	всего	на одну скважину
Альметьев-нефть	16	9	18368	2041	167493	18610	147	16,8
Елхов-нефть	6	2	5697	2848	95187	47599	14	7,0
Лениногорскнефть	8	4	3599	900	31883	7971	57	16,2
Сулеев-нефть	6	4	759	189	350089	87522	174	43,2
Азнакаев-нефть	28	19	83347	4386	133081	70000	344	28,0
Иркеннефть	9	2	24691	12645	41530	20765	12	6,0

полнительно извлечено в среднем 736 т нефти, а объем попутно добываемой воды уменьшился на 36,2 тыс. м³.

Высокие результаты были получены с применением НСКС и в терригенных отложениях верхнего карбона (табл. 5.28). При обводненности продукции до 95 – 98 % в 58 скважинах было извлечено дополнительно 29 тыс. т нефти при уменьшении количества попутно извлекаемой воды на 1,02 млн м³. Такие же результаты были получены и в более сложных условиях ограничения притока подошвенных вод.

Таблица 5.28

Технологические показатели применения НСКС в терригенных и карбонатных продуктивных пластах

Тип коллектора	Изолируемая вода	Количество скважино-операций			Прирост добычи нефти и объем изолированной воды на 1 скважино-операцию	
		всего	из них успешных		нефть, т	вода, м ³
			количество	%		
Карбонатный	Подошвенная	8	6	75	452	11100
	Нижняя	11	5	45	406	29184
Терригенный	Подошвенная	43	26	60	542	18798
	Нижняя	15	9	60	386	14424
Итого		77	46	59,7		

Технология ограничения притока вод с применением НСКС в добывающих скважинах в терригенных и карбонатных коллекторах решением ведомственной комиссии Миннефтепрома от 15.12.1977 г. принята к промышленному внедрению в нефтедобывающей промышленности [92].

Дальнейшее развитие работ с НСКС было направлено на решение задач по ограничению притока в скважины закачиваемых вод при разработке залежей с применением высоких давлений на линии нагнетания. Фильтруемость в пористую среду НСКС при постоянном поступлении нефти в верхние перфорационные отверстия эксплуатационного фильтра скважины позволяет решать эту задачу в значительной части скважин без отключения обводненного пласта из разработки, применив I и II из разработанных технологических схем. Главная особенность процесса в отличие от ограничения пластовых вод заключается в нагнетании НСКС в пласты с высоким давлением с предварительным дренированием пластов и применением других вспомогательных операций с использованием пакера.

За 1980 – 1982 гг. ограничение высоконапорных закачиваемых вод с применением нефтесернокислотной смеси по предложенной технологии было проведено в 73 скважинах Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений (табл. 5.29). Среднее пластовое давление составляло 19,2 МПа. Средняя величина успешности равняется 54,8 %, что на 22 – 25 % выше, чем при отключении пластов цементированием. Дополнительная добыча нефти из отремонтированных скважин достигает 136,39 тыс. т, объем изолированной воды – 2,017 млн м³.

Полученные результаты позволяют внедрять разработанную технологию с применением нефтесернокислотной смеси при обводне-

Таблица 5.29

Технологические показатели эффективности применения НСКС в зависимости от характера обводненности скважин и геологического строения пластов

Изолируемая вода	Количество ремонтов		Количество дополнительно добытой нефти, т		Объем изолированной воды, м ³		Средняя продолжительность эффекта, мес.
	всего	из них успешных	всего	на один успешный ремонт	всего	на один успешный ремонт	
Подожвенная	30	16	22207	1388	198366	12398	16,0
Нижняя	129	76	258564	3402	900554	11984	21,5
Закачиваемая	73	40	136391	3425	1613840	40372	18,4

нии как пластовой, так и закачиваемой водами.

Эффект от воздействия НСКС на обводненный пласт по ряду скважин продолжается более 2 – 2,5 лет, добыча дополнительной нефти достигает более 2500 т, объем изолированной воды – более 4200 м³ на одну скважино-операцию.

5.5.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЛАСТИ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОД В СКВАЖИНЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ НСКС

Одна из задач промысловых исследований состоит в определении оптимальных условий эффективного применения НСКС в зависимости от:

- геологического строения продуктивного пласта;
- коллекторских свойств;
- обводненности добываемой продукции;
- технологических параметров нагнетания НСКС в пласт.

Методически решение задачи основывается на статистическом анализе результатов обработки НСКС обводненных пластов в 232 скважинах. За основной критерий оптимальности технологических параметров и условий применения приняты технологические и экономические показатели (см. табл. 5.29).

Ограничение притока подошвенных вод из водонефтяных пластов с применением НСКС позволило извлечь из каждой успешно обработанной скважины 1388 т дополнительной нефти. В литологически неоднородных пластах этот показатель составляет 3402 т, т.е. в этой разнице проявляется зависимость эффективности применения разработанной технологии от неоднородности коллектора. В целом указанные работы экономически оправданы – расчетами установлено, что среднегодовой эффект от внедрения метода составляет 3,44 млн руб., а на одну обработку – 27,6 тыс. руб. в ценах 1991 г., что позволяет использовать технологию в обоих случаях.

С увеличением проницаемости коллектора в определенных пределах успешность применения НСКС возрастает, а затем начинает снижаться. Статистическая зависимость, полученная математической обработкой фактических данных для терригенных пород (табл. 5.30), описывается уравнением

$$Y = 204\sqrt{kS} \exp(-1,19k), \quad (5.35)$$

где k – проницаемость пород, мкм².

Расхождение между фактическими данными (см. табл. 5.30) и расчетными по формуле (5.35) не превышает 3,8 %. Экстраполируя значения успешности в пределах изменения проницаемости от 0 до

Таблица 5.30

**Успешность обработок скважин с применением НСКС
при различной проницаемости пласта**

Показатели	Коэффициент проницаемости, мкм ²					
	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1
Успешность обработок фактическая, %	62	74	75	71	68	64
Успешность обработок, рассчитанная по формуле (5.35), %	57	78	79	74	66	62

1,5 мкм² по уравнению (5.35), при помощи критерия $Y_{\max}/2$ (где Y – успешность работ) определяем, что $Y_{\max} = 80\%$ при $k = 0,42$ мкм², а наиболее эффективная область применения НСКС располагается в пределах 0,2 – 0,7 мкм².

Проведенный сравнительный анализ по результатам применения гипана в тех же условиях показал, что наиболее эффективная область применения гипана соответствует проницаемости, равной 0,4 мкм² и более. Следовательно, при заполнении пор обводненного пласта кислым гудроном, образующимся при экзотермическом процессе взаимодействия концентрированной серной кислоты с нефтью, успешность работы в менее проницаемых пластах выше, чем при использовании ионогенных полимеров типа гипана. Объем массы в этих условиях достаточен для изменения проницаемости пористой среды. С увеличением проницаемости и водопроводящих каналов частичное заполнение кислым гудроном крупных пор и трещин не обеспечивает достаточного фильтрационного сопротивления для снижения подвижности воды. При структурировании гипана отвержденная масса располагается по всему объему. Хотя и в этом случае поры заполняются частично, подвижность воды снижается значительно больше, чем при НСКС, подтверждая тем самым вывод о зависимости эффекта воздействия не только от количества реагента, но и от механизма образования водоизолирующей массы.

Анализ успешности ограничения притока вод с применением НСКС в зависимости от обводненности добываемой продукции подтверждает ранее выработанный критерий определения области эффективного применения методов ограничения водопритокров по содержанию воды в извлекаемой жидкости, обводненность должна быть более 70 % [154, 192, 155].

Эффективность применения НСКС для ограничения притока вод зависит от следующих технологических параметров: давления нагнетания, объема закачиваемой смеси, соотношения нефти и кислоты и от приемистости скважины. Изменение давления нагнетания в насосно-компрессорных трубах и кольцевом пространстве между

сосно-компрессорных трубах и кольцевом пространстве между НКТ и эксплуатационной колонной при одновременно-раздельной закачке кислоты с нефтью и постоянной производительности агрегатов характеризует процесс фильтрации жидкостей через эксплуатационный фильтр в пласт. Стабильные значения давления в кольцевом пространстве скважины после выхода на режим свидетельствуют о равномерной фильтрации тампонирующей смеси и нефти в каналы фильтра. Повышение его по сравнению с установившимся указывает на увеличение фильтрационного сопротивления в каналах поступления воды из-за закупоривания их кислым гудроном и содержащимися в нем минеральными наполнителями и уменьшение поглощающего интервала фильтра. Дальнейший рост давления приводит к задавливанию НСКС в нефтенасыщенную часть пласта и снижению его проницаемости относительно нефти. Величина приведенного давления ξ (в отн. ед.) определяется по уравнению

$$\xi = P_i/P_0, \quad (5.36)$$

где P_i – текущее давление нагнетания; P_0 – давление нагнетания нефти в кольцевом пространстве скважины в процессе исследования ее на приемистость по нефти.

Безразмерное время определяется из соотношения

$$\theta = \tau_i/\tau_b, \quad (5.37)$$

где τ_i – время, соответствующее определенной стадии нагнетания жидкости; τ_b – время выравнивания давления в НКТ и кольцевом пространстве скважин.

Кривые 1 и 2 (рис. 5.24) характеризуют изменение давления соответственно в заливочных трубах (НКТ) и кольцевом пространстве при исследовании приемистости скважин нагнетанием воды; кривая 3 – при закачивании нефти по кольцевому пространству при открытой линии к НКТ; кривая 4 – при заполнении кислотой насосно-компрессорных труб. После указанных операций начинается нагнетание кислоты по НКТ и нефти по кольцевому пространству в пласт. Кривые 5 и 6 показывают типичное изменение давлений в кольцевом пространстве и НКТ при одновременной закачке нефти и кислоты. Однако давление нагнетания при одинаковых условиях проведения процесса может отклоняться от расчетного в сторону увеличения (кривые 7 и 8). Такой характер изменения давлений указывает на ограниченную фильтрацию нефти и кислоты в пласт, что является следствием нагнетания жидкостей в скважину при производительности агрегатов, превышающей ее приемистость, или резкого закупоривания путей водопритоков. В обоих случаях необходимо снизить производительность агрегатов, а при продолжении роста давления

процесс прекратить, чтобы исключить закупоривание нефтенасыщенной части пласта кислым гудроном.

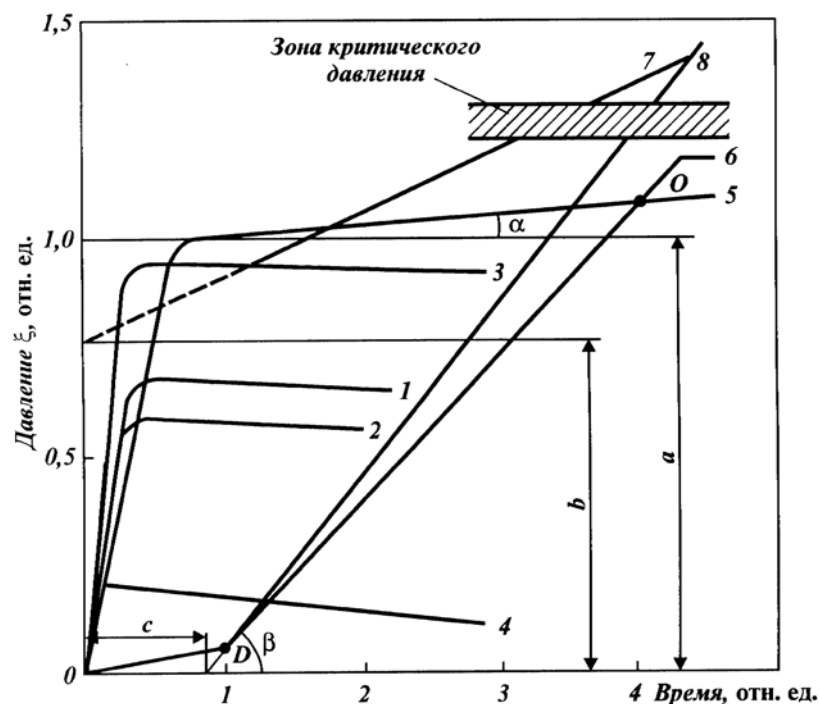


Рис. 5.24. Графики изменения давления на устье скважины в процессе нагнетания жидкости в скважину:

1 и 2 — давление в НКТ и в кольцевом пространстве; 3 — при закачивании нефти по кольцевому пространству; 4 — при заполнении НКТ кислотой; 5 и 6 — в кольцевом пространстве; 7 и 8 — то же при ограниченной приемистости пласта

Для оценки влияния режимов нагнетания на успешность проводимых работ и затрат времени на освоение скважин проведен анализ скважин, обработанных НСКС (табл. 5.31). Скважины разделены на три группы в зависимости от изменения давления в точке O , т.е. на пересечении линий 5 и 6 при одновременной закачке нефти и кислоты. При стабилизации значений давления нагнетания или небольшом отклонении их от линии DO (не более 10 %) скважины отнесены в первую группу. Во вторую — отнесены скважины, в которых процесс закачки прекращается при превышении этого предела на 11 – 25 %; в третью — скважины со значительным превышением критических давлений (заштрихованная зона на рис. 5.24).

Таблица 5.31

Показатели успешности ремонтов по группам скважин с различным режимом нагнетания НСКС

Группа скважин	Количество скважин		Затраты времени на освоение, скв.-ч
	всего	из них успешных	
1	60	32	26,0
2	18	12	28,8
3	4	2	192,0

Динамика изменения давлений, выраженная кривыми 5 и 6, характерна для 76 % обработанных скважин. Максимальное отклонение фактических давлений от расчетных составляет 9,8 %. Максимальная успешность воздействия НСКС достигается во второй группе скважин. При проведении работ в режиме, который описывается кривыми 7 и 8, резко увеличиваются затраты на освоение скважин.

Анализ кривых изменения относительного давления во времени (θ) показывает, что после стабилизации режима закачки (кривая 5) давление изменяется по линейной зависимости

$$\xi = a + b_1\theta. \quad (5.38)$$

Аналогичный характер изменения имеет увеличение давления в НКТ (кривая 6), т.е. к завершению технологического процесса

$$\xi = b_2(\theta - c_0), \quad (5.39)$$

где b_1 и b_2 – характеризуют угол наклона указанных линий относительно оси времени; a и c – отрезки, отсекаемые этими линиями на оси координат.

В точке O $\xi_5 = \xi_6$, тогда $a + b_1\theta = b_2(\theta - c_0)$. Решая эти уравнения относительно θ , находим

$$\theta = a + b_2c_0/(b_2 - b_1). \quad (5.40)$$

Подставляя в уравнение (5.38), получим давление, соответствующее времени выравнивания его в НКТ и кольцевом пространстве:

$$\xi_5 = b_1(a + b_1c_0)/(b_2 - b_1). \quad (5.41)$$

Коэффициенты b_1 и b_2 соответствуют значениям тангенса угла наклона прямых к оси ординат, т.е. $b_1 = \operatorname{tg} a$ и $b_2 = \operatorname{tg} b$. Тогда

$$\xi_5 = \operatorname{tg} b(a + c \operatorname{tg} a) / \operatorname{tg} b - \operatorname{tg} a. \quad (5.42)$$

Значения коэффициентов a и c определяются по величине отсекаемых на осях координат отрезков (см. рис. 5.24).

Максимально допустимые давления в кольцевом пространстве не должны превышать более чем на 20 % давление, фиксированное в процессе определения приемистости изолируемого пласта при работе агрегатов, участвующих в закачивании жидкости в пласт (на рис. 5.24 заштрихованная зона). Тогда

$$\xi_{\max} = 1,2 \operatorname{tg} \beta (a + c \operatorname{tg} \alpha) / \operatorname{tg} \beta - \operatorname{tg} \alpha, \quad (5.43)$$

по которому определяется ожидаемое конечное давление и регулируется режим нагнетания компонентов.

Методом статистического анализа на основании данных, полученных по 232 скважинам, установлены пределы закачивания НСКС в зависимости от приемистости обводненного пласта (табл. 5.32). При объемных соотношениях кислоты и нефти 1:1, 1:2, 1:3, 1:4 успешность РИР соответственно составляет 54, 59, 67 и 57 %, максимальная успешность получена при соотношении 1:3.

Результаты применения цементирования пласта после закачивания НСКС согласно схеме *III* (см. рис. 5.22) показывают, что это приводит к увеличению стоимости работ при одинаковых технологических показателях.

По результатам проведенных исследований определены следующие граничные условия эффективного применения метода:

- 1) проницаемость пород: терригенные – 0,2 – 0,7 мкм²; карбонатные – 0,1 мкм² и более;
- 2) обводненность добываемой продукции – до 99 %;
- 3) минерализация воды – не ограничивается;
- 4) дебит скважины по жидкости – 1 т/сут и более;
- 5) пластовая температура – не выше 323 К;
- 6) характер обводнения – нижняя, подошвенная и закачиваемая воды.

Таким образом, с применением серной кислоты с учетом граничных условий можно реализовать предложенный механизм превращения компонентов продуктивного пласта в водоизолирующую мас-

Таблица 5.32

Рекомендуемые объемы НСКС в зависимости от приемистости

Приемистость скважины, м ³ /ч	Объем нефтесернокислотной смеси на 1 м толщины пласта, м ³	
	при 10 МПа	при 8 МПа
< 20	5	3,5
> 20	7	5,0

су. Такими компонентами в коллекторе являются асфальтены и смолы, содержащиеся в нефти, карбонатные составляющие горных пород или растворенные в пластовой воде соли кальция. Основным материалом в новой технологии является кислый гудрон, образующийся при взаимодействии серной кислоты с асфальтенами и смолами нефти, при недостатке последних в пласте они подаются дополнительно по трубам. В условиях терригенных и карбонатных коллекторов месторождений Урало-Поволжья при температуре в пласте 293 – 333 К наиболее эффективно использование нефтей с массовым содержанием смол и асфальтенов более 15 %.

Технология ограничения притока вод в добывающие скважины внедрена на промыслах АО "Татнефть". Общий объем внедрения на 01.01.87 составил 910 скважино-операций. Анализ технико-экономических показателей применения НСКС в 220 скважинах показывает, что применение метода позволило извлечь дополнительно из обводненных пластов 0,754 млн т нефти, сократить объем попутной воды на 19,1 млн м³. Фактический экономический эффект составил за 1976 – 1982 гг. 15,77 млн руб. (в ценах 1991 г.).

5.5.4. ВНЕДРЕНИЕ РАЗБУРИВАЕМЫХ ПАКЕРОВ-ОТСЕКATEЛЕЙ ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЕВОДОНАСЫЩЕННЫЕ ПЛАСТЫ

Развитие методов разработки нефтяных месторождений, основанных на применении повышенных давлений, и переход основных нефтяных месторождений на позднюю стадию эксплуатации ставят новые задачи по созданию технологического оборудования, способствующего повышению надежности методов ограничения притока вод в пластах и отключению высокообводненных зон. Отключение таких пластов с высокой проводимостью приводит к уменьшению степени неоднородности коллектора и, как следствие, к увеличению охвата их заводнением и, как показано в работах [73, 124, 144], повышает текущую и конечную нефтеотдачу пластов.

Технология отключения обводненных пластов и пропластков в принципе сводится к тампонированию обводненного интервала закачиванием цемента отверждающими смолами. При этом она может осуществляться с использованием и технических средств – пакеров, летучек и других устройств [7, 54, 145, 156, 202, 216 и др.]. Анализ современных методов отключения обводненных пластов, применяемых в нефтепромысловой практике (рис. 5.25), выявил следующие недостатки:

низкую успешность отключения обводненных пластов тампони-рованием через заливочные трубы: в нижних интервалах пласта – 50 – 70 %, в "верхних" и "средних" – 30 – 35 % [50];

отсутствие надежных пакерующих устройств для закачивания тампонирующих смесей [54, 145]. Применение пакеров многоразового пользования не устраняет разбавление смеси при снятии их с установленного места. Пакеры одноразового действия отечественного производства не обеспечивают достаточную надежность при современных методах разработки залежей заводнением [138, 202];

взрывные пакеры с резиновыми и металлическими уплотнительными элементами при больших преимуществах по ускорению процесса не решают задачу при отключении пластов, обводненных высоконапорными водами;

применение перекрывающих патрубков, гофр, что сужает диаметр ствола, при повторной перфорации снижается качество разобщения пластов;

мосты из дисперсных материалов и отверждающихся систем, которые применимы только для отключения нижних пластов или носят вспомогательный характер.

Для решения задач своевременного отключения обводненных высоконапорными водами пластов и закачивания в них водоизолирующих материалов была разработана новая технология с использованием специальных разбуриваемых пакеров-отсекателей, детальное описание конструкции которых приводится в работах [15, 89, 94]. Основная конструктивная особенность, в отличие от известных в нефтяной практике, заключается в том, что они позволяют соединять заливочные трубы с подпакерной зоной на любом этапе процесса при помощи хвостовика и выполнять ряд других вспомогательных операций. С целью ускорения посадки пакера, упрощения технологии эксплуатации и охраны окружающей среды разработано устройство для опрессовки колонн труб в скважине, исключающее излив жидкости во время подъемных операций [15].

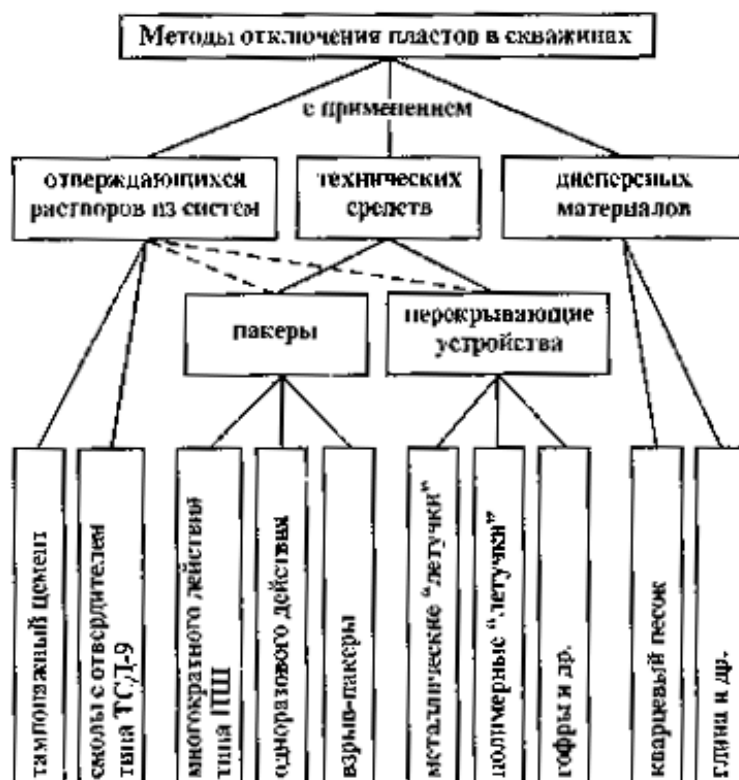


Рис. 5.25. Классификация способов отклонения обводненных пластов из раз-
работки, применяемых в нефтенеромысловой практике

Опытно-промышленные работы по испытанию технологии про-
водились на заводняемых с применением высоких давлений закачки
площах Ромашкинского месторождения. Как видно из данных
табл. 5.33, эксперименты проводились в сложных гидродинамиче-
ских условиях при аномальных пластовых давлениях:

Таблица 5.33

Результаты отключения обводненных пластов разбуриваемыми пакерами-отсекателями на Ромашкинском месторождении

№ скважины	Интервал перфорации, м		Отключаемый пласт	Давление отключаемого пласта, МПа	Глубина установки пакера, м	Давление за- качки тампо- нажного мате- риала, МПа	Тампонажный мате- риал	
	до отключения	после отключения					тип	объем, м ³
13459	1836,8–1838,0	1832,8–1835,2	Нижний	18,5	1836,0	11–12	Смола	1,2
576	1636,0–1638,0	1636,0–1638,0	То же	21,0	1638,5	18–20	Цемент	0,8
	1640,0–1641,0	–					"	3,0
4818	1777,0–1780,0	1770,0–1780,0	"	19,5	1782,0	18	"	0,4
	1784,0–1787,0	–						
5445а	1729,0–1732,0	–	Верхний	18,0	1720,0	16	"	4,5
	1735,0–1737,0	1735,0–1737,0						
5418	1745,0–1748,0	1745,0–1748,0	Нижний	19,4	1756,0	16	"	0,8
	1759,0–1762,0	–						
7384	1692,0–1696,0	–	Верхний	19,6	1698,0	21	"	2,0
	1700,0–1704,0	1700,0–1704,0						
12415	1634,0–1637,0	1634,5–1637,0	Нижний	19,0	1639,0	18	"	3,0
	1640,0–1644,0	1644,0–1645,0					Смола	1,0
2187	1604,0–1608,0	1604,0–1608,0	Верхний	20,6	1598,0	16–21	"	3,0
	1618,0–1621,0	1618,0–1621,0					Цемент	1,0
7303	1691,0–1692,0	1691,2–1692,0	Закачиваемый	25,0	1676,0	14	"	3,2
	1696,0–1698,0	1696,5–1698,0						

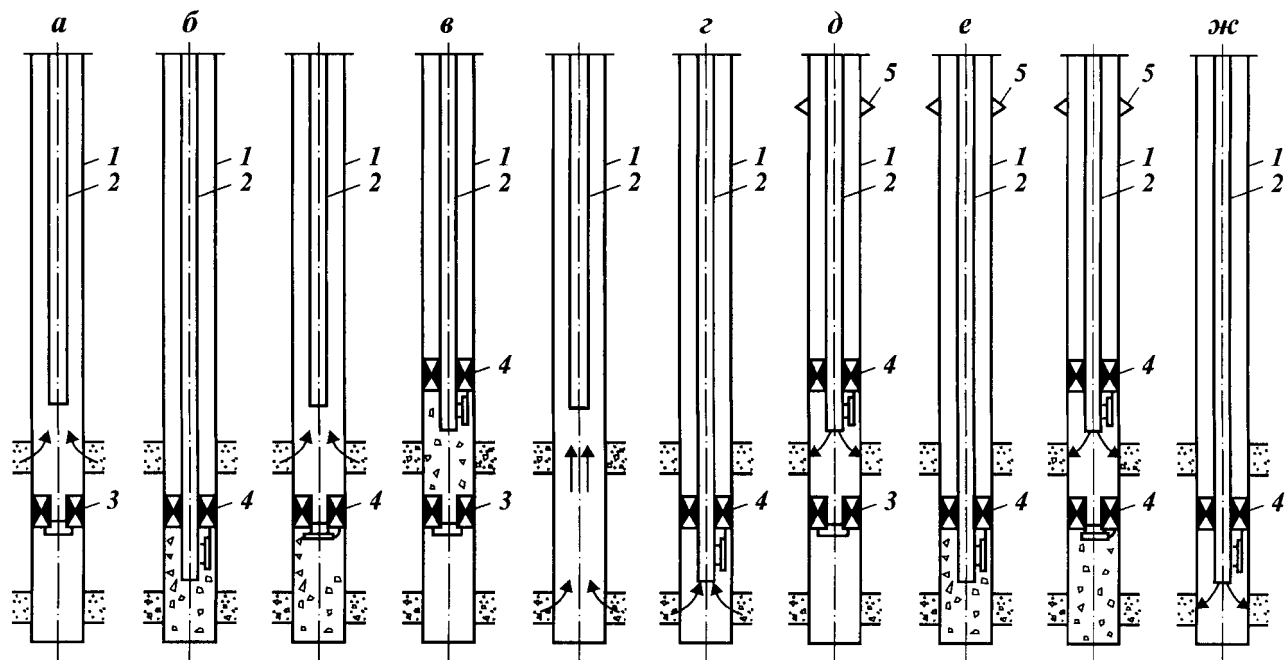


Рис. 5.26. Технологические схемы отключения пластов с применением разбуриваемых пакеров-отсекателей:
б, в, е – закачивание тампонирующей смеси; *а, г, д, ж* – с использованием заглушки без тампонирующей смеси; *1 и 2* – колонны НКТ; *3 и 4* – пакеры ПР-Г и ПР-К; *5* – место нарушения колонны

Таблица 5.34

Условия применения разработанных технологий и водоизолирующих составов

Технологии, методы, водоизолирующие составы	Минерализация воды, мг·экв/л	Проницаемость, мкм ²	Тип коллектора		Пластовое давление, МПа	Температура, К	Обводненность добываемой продукции, %
			терригенный	карбонатный			
Ограничение притока минерализованных вод в скважины с применением:							
гипана	Не менее 880	0,35–0,6	+	–	20	278–353	70–99
сополимера МАК-ДЭА	Не менее 300	Более 0,30	+	+	20	278–370	Более 70
Ограничение притока вод в скважины с применением:							
НСКС ₁	Не ограничивается	0,2–0,6	+	–	20	273–353	Более 70
НСКС ₂	То же	0,2–0,6	+	+	50	373–473	70–99
Составы:							
композиция на основе акриламида и гипана (АА-Г)	"	Более 0,2	+	–	27,5	273–373	До 99
композиция на основе сополимера по полиметакриловой кислоты с акриламидом (ПМАК-АА)	"	Более 0,2	+	+	23	283–373	До 99
Увеличение охвата пластов воздействием с применением ПДС	Не более 800	Более 0,35	+	+	25	278–353	70–99
Отключение обводненных пластов с использованием пакеров-отсекателей	Не ограничивается	Не ограничивается	+	+	30	До 373	Не ограничивается

а) в скв. 5445а, 7384, 2187 из разработки отключались "верхние" (в литологической колонке) пласты с давлением до 20,6 МПа;

б) в скв. 13459, 576, 4818, 5418, 12415 – нижние пласты с давлением выше 18 МПа;

в) в скв. 7303, 9967 устранена затрубная циркуляция и произведено отключение пласта при давлениях 23 – 25 МПа.

Из указанных скважин в девяти успешно отключены пласты с высоким давлением. В двух нагнетательных (скв. 7303, 9967) устранены сильные перетоки между смежными пластами по заколонному пространству, достигающие до 212 м³/сут. Аналогичные результаты были получены на Узеньском месторождении п-ова Мангышлак и Урьевском месторождении Западной Сибири при температурах забоя до 353 К. По результатам проведенных опытно-промышленных работ к внедрению рекомендованы следующие технологические схемы применения пакеров-отсекателей (рис. 5.26). Определены условия эффективного применения технологии в зависимости от пластового давления, температуры забоя и технических условий в скважинах. На 01.01.87 технология внедрена в 24 скважинах месторождений Татарстана и Западной Сибири, что позволило сократить затраты времени на отключение пластов на 65,7 %.

По результатам опытно-промышленных работ и внедрения в производство разработанных методов в различных физико-химических и геологических условиях определены следующие оптимальные условия эффективного применения их при разработке нефтяных месторождений (табл. 5.34).

В табл. 5.34 не приведена система заводнения, при которой наиболее эффективно применена ПДС. Обобщение результатов внедрения ее на нефтяных месторождениях Западной Сибири и Урало-Поволжья показывает, что использование ПДС наиболее целесообразно при площадном и очаговом методах заводнения.

УДК 622.276

Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. – 285 с.: ил. – ISBN 5-8365-0022-3

Проанализированы факторы преждевременного обводнения продуктивных пластов и скважин при заводнении многопластовых нефтяных месторождений. Рассмотрены методы ограничения движения вод и увеличения охвата послойно-неоднородного пласта воздействием. Изложены физико-химические основы применения водоизолирующих материалов в нефтеводонасыщенных пластах. Обоснована перспективность метода регулирования заводнения пластов изменением фильтрационного сопротивления обводненных зон с применением водоизолирующих материалов.

Для научных и инженерно-технических работников нефтяной промышленности, аспирантов и студентов вузов.

Табл. 76, ил. 75, список лит. – 236 назв.

Gazizov A.Sh., Gazizov A.A. Increase of field development efficiency by restricting water in the formations. – M.: Nedra, 1999. – 285 p.; ill.

The book analyses the factors of premature flooding of the producing formations and wells during waterflooding of the multilayer fields. The methods for restricting water flow and increasing sweep efficiency of the heterogeneous formation have been considered. The physical and chemical characteristics for using water shutoff agents in the oil and water saturated formations have been presented. Good prospects of the method for formation flooding control by varying filtration resistance of the watered zones using the water shutoff agents have been substantiated.

The book is for scientists and engineers working in the oil industry, graduate students of institutes.

ISBN 5-8365-0022-3

© А.Ш. Газизов, А.А. Газизов, 1999

© Оформление. ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Абдуллин Ф.С.* О раскрытии трещины продуктивного пласта в процессе закачки воды в пласт // ТНТО. Опыт освоения и эксплуатации нагнетательных скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1970. – 95 с.
2. *Абызбаев И.М., Габдрахманов А.Г.* О некоторых факторах, снижающих эффективность разработки при заводнении многопластовых месторождений с высоковязкими нефтями (на примере Новохазинской площади Арланского месторождения) // Геология и разработка нефтяных месторождений Башкирии. – Уфа, 1976. – С. 118–125.
3. *Азаматов В.И.* Результаты изучения неоднородности пластов горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения с целью оценки нефтеотдачи // Тр.ТатНИИ. – 1967. – Вып. X. – С. 37–45.
4. *Амерханов И.М.* Пластовые нефти Татарской АССР и изменение их параметров в зависимости от различных факторов. – Бугульма: 1975. – 482 с.
5. *Амиян В.А., Васильева Н.П., Жданов С.А.* Применение пен для снижения притока воды в эксплуатационных скважинах // Опыт проведения ремонтно-изоляционных работ в эксплуатационных скважинах. – М.: ВНИИОЭНГ, 1968. – С. 140–160.
6. *Аринушкина Е.В.* Руководство по химическому анализу почв. – М.: Изд-во МГУ, 1972. – 490 с.
7. *Арутюнов Б.И.* Изоляция посторонних вод в эксплуатационных скважинах. – Баку: Азернефть, 1955. – 324 с.
8. *Афанасьев А.В., Горбунов А.Т., Шустеф И.Н.* Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания. – М.: Недра, 1974. – 213 с.
9. *Ахмедов К.С., Сатаев И.К.* Водорастворимые полиэлектролиты для бурения. – Ташкент: Изд. ФАН Узб.ССР, 1982. – 164 с.
10. *А.с. 108945 СССР.* Химический способ изоляции пластовых вод / Г.Н. Панченко (СССР). Бюл. из. – 1948. – № 9.
11. *А.с. 326157 СССР, МКИ. С 048 25/00.* Полимерцементные растворы для газовых и нефтяных скважин / А.Ф. Шамсутдинова, А.Ш. Газизов, И.Г. Юсупов и др. (СССР). – № 1421266/29-33; Заявлено 03.04.70; Опубл. 19.01.72. Бюл. № 4.
12. *А.с. 385988 СССР, МКИ. С 09 5/02.* Способ склеивания материалов / Б.М. Калашников, Н.Н. Кубарева, И.Г. Юсупов, А.Ш. Газизов, Б.Е. Доброскок,

В.К. Петухов (СССР). – № 1697480/ 23-05; Заявлено 14.09.71; Оpubл. 14.04.73. Бюл. № 26.

13. *А.с. 661102 СССР*, МКИ² Е 21 В 33/ 13. Способ изоляции притока вод в нефтяную скважину / И.Ф. Глумов, В.Д. Кочетков, А.Ш. Газизов и др. (СССР). – № 1997364/ 22-03; Заявлено 15.02.74; Оpubл. 05.05.79. Бюл. № 17.

14. *А.с. 775294 СССР*, МКИ³ Е 21 В 33/ 13. Способ изоляции обводнившегося пласта / Б.З. Сергеев, А.Ш. Газизов, В.В. Калашнев, А.И. Есипенко (СССР). – № 2706634/ 22-03; Заявлено 13.12.78; Оpubл. 30.10.80. Бюл. № 40.

15. *А.с. 832378 СССР*, МКИ³ Е 21 В 41/ 00. Устройство для опрессовки колонн труб в скважине / А.А. Попов, А.Ш. Газизов, Х.А. Асфандияров и др. (СССР). – № 2761478/ 22-03; Заявлено 28.04.79; Оpubл. 23.05.81. Бюл. № 19.

16. *А.с. 808510 СССР*, МКИ³ С 09 К 310. Герметизирующая смазка / А.Ш. Газизов, В.Х. Каримов, Г.Н. Заляйтинов и др. (СССР). – № 2712985/ 23-05; Заявлено 09.01.79; Оpubл. 28.02.82. Бюл. № 19.

17. *А.с. 1006715 СССР*, МКИ³ Е 21 В 33/ 138. Состав для снижения проницаемости пласта / А.Ш. Газизов, И.С. Кунеевская (СССР). – № 3305780/ 22-03; Заявлено 22.06.81; Оpubл. 23.03.82. Бюл. № 11.

18. *А.с. 927985 СССР*, МКИ³ Е 21 В 43/ 32. Способ снижения проницаемости пористой среды / А.Ш. Газизов, Н.Ф. Жданов, Е.В. Кузнецов и др. (СССР). – № 2932286/ 22-03; Заявлено 09.04.80; Оpubл. 15.05.82. Бюл. № 18.

19. *А.с. 929824 СССР*, МКИ³ Е 21 В 43/ 32. Способ изоляции притока вод в нефтяную скважину / Е.В. Кузнецов, А.Ш. Газизов, Ю.В. Баранов и др. (СССР). – № 1904852/ 22-03; Заявлено 29.03.73; Оpubл. 23.05.82. Бюл. № 19.

20. *А.с. 933963 СССР*, МКИ² Е 21 В 43/ 32. Способ изоляции притока вод в скважину / А.Ш. Газизов, В.К. Петухов, И.Ю. Исмагилов и др. (СССР). – № 2931799/ 22-03; Заявлено 29.05.80; Оpubл. 07.06.82. Бюл. № 31.

21. *А.с. 1051226 СССР*, МКИ³ Е 21 В 33/ 13. Способ временной изоляции пласта / А.Ш. Газизов, А.З. Гарейшина, В.К. Петухов и др. (СССР). – № 3386217/ 03; Заявлено 28.01.82; Оpubл. 30.10.83. Бюл. № 40.

22. *А.с. 1123354 СССР*, МКИ³ Е 21 В 43/ 32. Способ стабилизации полимерного раствора / А.З. Гарейшина, А.Ш. Газизов, И.А. Швецов и др. (СССР).

23. *А.с. 1438301 СССР*, МКИ³ Е 21 В 43/ 20. Способ разработки неоднородного пласта / Д.В. Булыгин, И.Г. Нигматулин, А.Ш. Газизов и др. – Заявлено 10.12.86; Оpubл. 10.06.96. Бюл. № 16.

24. *Бадьянов В.А.* Методика прогнозирования коэффициента воздействием прерывистых пластов при разработке нефтяных месторождений // НТС. Нефть и газ Тюмени. – 1971. – № 9. – С. 38–42.

25. *Барабанов В.П., Крупин С.В. и др.* Возможность использования предварительного структурирования полимерных композиций при гидроизоляционных работах. // Изв. вузов. Нефть и газ. – Баку, 1975. – № 5. – С. 45–48.

26. *Баранов Ю.В.* Исследование поведения сополимеров метакриловой кислоты в пористых средах в присутствии растворов электролитов // Автореферат дис. канд. техн. наук. – Казань: КХТИ, 1975. – 26 с.

27. Баранов Ю.В., Газизов А.Ш., Кузнецов Е.В. О свойствах полиакриловых кислот, их сополимеров для изоляции вод // Тр. ТатНИПИнефть. – Куйбышев, 1975. – Вып. 32. – С. 180–186.
28. Богомолов Г.В., Герасимов В.Г. Гидрогеология Волго-Уральской нефтегазоносной области. – М.: Недра, 1967. – 422 с.
29. Боксерман А.А., Губанов Б.Ф. О циклическом воздействии на пласты, разделенные непроницаемыми перемычками // Нефтяное хозяйство. – 1969. – № 7. – С. 34–38.
30. Борисов Ю.П., Воинов В.В., Рябинина З.К. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1970. – 288 с.
31. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н. Новые методы ограничения притока воды в нефтяные скважины. – М.: Недра, 1974. – 210 с.
32. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Уметбаев В.Г. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1981. – 232 с.
33. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н. Способы изоляции воды в нефтяных и газовых скважинах // Обзор отечественных и иностранных изобретений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972. – 63 с.
34. Блинов Г.С., Рошаль Э.Е. Селективная изоляция пластов в нефтяных скважинах // Опыт проведения ремонтно-изоляционных работ в эксплуатационных скважинах. – М.: ВНИИОЭНГ, 1968. – С. 192–198.
35. Булатов А.И. Цементирование глубоких скважин. – М.: Недра, 1964. – 282 с.
36. Бурдынь Т.А., Закс Ю.Б. Химия нефти, газа и пластовых вод. – М.: Недра, 1978. – 278 с.
37. Бученков Л.Н. Контроль за процессом щелочного воздействия на Трехозерном месторождении // РНТС. Нефтепромышленное дело. – 1981. – № 11. – С. 20–22.
38. Бэрчик Э.Д. Использование полимеров при заводнении // Инженер-нефтяник. – М.: ПИ. – 1968. – № 9. – С. 80–84.
39. Вахитов Г.Г. Эффективные способы решения задач разработки неоднородных нефтеводонасыщенных пластов. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 216 с.
40. Вахитов Г.Г., Валиханов А.В., Муслимов Р.Х. и др. Разработка нефтяных месторождений Татарии с применением повышенных давлений. – Казань: Таткнигоиздат, 1971. – 233 с.
41. Вахитов Г.Г. О независимости формы водонефтяного контакта в неоднородном пласте от величины перепадов давлений в скважинах // Известия КФ АН СССР: Серия физико-математических и технических наук. – 1959. Вып. 13. – С. 55–63.
42. Веденин С.В., Винокуров В.М., Захарченко Т.А., Щепкин В.Д. Определение среднего диаметра пор гранулярных коллекторов нефти и газа импульсным методом ЯМР // Геология нефти и газа. – 1974. – № 4. – С. 47–52.
43. Вейцер Ю.И., Минц Д.М. Высокомолекулярные флокулянты в процессах очистки воды. – М.: Стройиздат. – 1975.

44. *Владимиров В.Г., Мухарский Э.А.* Исследование эффективности избирательного заводнения на примере участка Ново-Елховского месторождения // Тр. ТатНИПИнефть. – Куйбышев, 1979. – Вып. 24. – С. 112-119.
45. *Влияние градиента давления на вытеснение нефти с аномальными свойствами / В.В. Девликамов, М.М. Кабиров, В.Г. Султанов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 8. – С. 48-50.*
46. *Влияние фазово-дисперсного состава глинистой суспензии на процессы флокуляции полиакриламида / А.Л. Фабричная, А.Ш. Газизов, В.Е. Рубанов и др. – ВНИПИнефтепромхим. – М: ВНИИОЭНГ, 1986. – Деп. рук. – 7 с.*
47. *Водорастворимые полимеры и их взаимодействие с дисперсными системами / К.С. Ахмедов, З.А. Арипов, Г.Н. Вирская и др. – Ташкент: Изд-во ФАН Узб. ССР, 1969. – 125 с.*
48. *Временная инструкция по применению гидролизованного полиакрилонитрила (гипана) для изоляции пластовых вод / А.Ш. Газизов, И.Г. Юсупов, А.Ю. Юмадилов и др. – Бугульма, 1973. – 29 с.*
49. *Газизов А.Ш.* Исследование и применение полимерцементных растворов для разобщения продуктивных пластов нефтяных скважин // Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Уфа: УНИ, 1971. – 165 с.
50. *Газизов А.Ш., Клеев А.М., Калашников Б.М.* О результатах изоляции нижних пластовых вод цементными суспензиями на Сулеевской и Алькеевской площадях Ромашкинского месторождения // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1973. – № 10. – С. 3-6.
51. *Газизов А.Ш., Юсупов И.Г.* Влияние полимерных добавок на основе водорастворимых смол на прочность контакта цементного камня с горными породами // РНТС. Бурение. – 1974. – № 2. – С. 15-18.
52. *Газизов А.Ш., Кунеевская И.С., Кубарева Н.Н.* Полимерные материалы для селективной изоляции пластовых вод. // Тр. ТатНИПИнефть. – Казань, 1975. – Вып. XXVIII. – С. 164-176.
53. *Газизов А.Ш., Юсупов И.Г., Максупов Р.А.* Технологические особенности изоляционных работ в нефтяных скважинах // Тр. ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1975. – Вып. XXXII. – С. 159-204.
54. *Газизов А.Ш., Быков М.Г., Арсенов А.К.* Методы изоляции обводнившихся пластов в скважинах // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1976. – № 9. – С. 66-68.
55. *Газизов А.Ш., Маслов И.И.* Селективная изоляция притока пластовых вод в нефтяных скважинах. – М.: ВНИИОЭНГ // О.И. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1977. – 50 с.
56. *Газизов А.Ш.* Уточняются изоляционные свойства гипана // Нефтяник: ПМЖ. – 1978. – № 1. – С. 14-15.
57. *Газизов А.Ш., Емельянова А.В., Попович Ю.Д.* Методические вопросы прогнозирования объемов ремонтно-изоляционных работ в добывающих скважинах // Тр. ТатНИПИнефть. – Казань, 1978. – Вып. XXXIX. – С. 81-86.
58. *Газизов А.Ш.* Физико-химические особенности некоторых сополимеров акриловых кислот, применяемых в целях ограничения движения вод в обводненном пласте // Проблемы использования химических средств и методов увеличения нефтеотдачи пластов: Тезисы докладов V республи-

канской межотраслевой научно-практической конференции. – Уфа: УНИ, 1980. – С. 141–143.

59. Газизов А.Ш. Химизация технологических процессов ограничения притока вод в добывающие скважины // Проблемы использования химических средств и методов увеличения нефтеотдачи пластов: Тезисы докладов V межотраслевой научно-практической конференции. – Уфа: УНИ, 1980. – С. 164–168.

60. Газизов А.Ш., Жданов Н.Ф. Физико-химические основы применения ионогенных полимеров в технологических процессах добычи нефти из обводненных скважин // Проблемы использования химических средств с целью увеличения нефтеотдачи: Тезисы докладов VI республиканской межотраслевой научно-практической конференции. – Уфа: УНИ, 1981. – С. 181–183.

61. Газизов А.Ш., Баранов Ю.В. Применение водорастворимых полимеров для изоляции притока вод в добывающие скважины. – М.: ВНИИОЭНГ // О.И. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1982. – 32 с.

62. Газизов А.Ш., Габдуллин Р.Г. Применение ионогенных полимеров для ограничения притока вод в добывающие скважины // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1982. – № 11. – С. 16–18.

63. Газизов А.Ш. РД 39-23-1187-84. Инструкция по применению полиакриламида с глинистой суспензией в обводненных скважинах для увеличения добычи нефти и ограничения притока воды. – Казань: НПО "Союзнефтепромхим". – 1984. – 20 с.

64. Газизов А.Ш. Физико-химические основы применения ионогенных полимеров в технологических процессах ограничения движения вод в нефтяных коллекторах. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – Деп. рук. № 1314/нг. – 15 с.

65. Газизов А.Ш. О механизме действия полимердисперсных систем на обводненные продуктивные пласты. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – Деп. рук. № 1315/нг. – 15 с.

66. Газизов А.Ш., Махмутова Д.Р. Совершенствование полимерного заводнения с применением полимердисперсных систем // НТС. Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1987. – № 10 – С. 27–29.

67. Газизов А.Ш. Полимердисперсная композиция для повышения охвата пластов воздействием // Сб. трудов ВНИПинефтепромхим. – Казань, 1987. – С. 85–93.

68. Галлямов М.Н., Рахимкулов Р.Ш. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений. – М.: Недра, 1978. – 207 с.

69. Гарейшина А.З., Газизов А.Ш., Яус Л.И. Биологическая деструкция полимерных растворов, применяемых для повышения нефтеотдачи пласта // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1984. – № 8. – С. 18–19.

70. Гасанов Т.М. Применение пеноцементного раствора для изоляции вод // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1979. – № 1. – С. 23–24.

71. Гидродинамические и физико-химические свойства горных пород / А.А. Веригин, С.В. Васильев, В.С. Саркисян и др. – М.: Недра, 1977. – 269 с.

72. Гиматутдинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1977. – 269 с.

73. Губанов Б.Ф. Исследование и разработки методов и технических средств увеличения нефтеотдачи путем повышения охвата пластов воздействием // Автореферат на соискание ученой степени д-ра техн. наук. – М.: ВНИИнефть. – 1982. – 36 с.
74. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. – М.: Недра, 1975. – 167 с.
75. Дияшев Р.Н. Совместная разработка нефтяных пластов – М.: Недра, 1984. – 207 с.
76. Дон Н.С., Лопатин Ю.С. РД 39-2-247–79. Инструкция по технологии ликвидации негерметичности обсадных колонн и заколонных перетоков в бурящихся и добывающих скважинах с помощью алкилрезорциновой эпоксиэфенольной смолы (АЭФС) – М.: ВНИИОЭНГ, 1979. – 22 с.
77. Дытнерский Ю.И. Обратный осмос и ультрафильтрация. – М.: Химия, 1978. – 352 с.
78. Евтушенко В.Е., Ворфоломеева Г.В. Зависимость структуры гелей альгинаты от основности коагулирующей кислоты и гелей альгинатов от валентности катионов // Коллоидный журнал. – 1966. – Т. 22. – № 4. – С. 504–509.
79. Еникеев В.Р., Козлов Ю.А., Алиева Д.М. Анализ результатов форсированной эксплуатации скважин // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1963. – № 5. – С. 3–5.
80. Жариков В.А. Основы физико-химической петрографии. – М.: Изд-во МГУ, 1976. – 420 с.
81. Желтов Ю.П. Исследование в области гидродинамики трещиноватых и литологически неоднородных пластов // Теория и практика добычи нефти. – М.: Недра, 1968. – С. 32–38.
82. Желтов Ю.В., Кузнецов Д.В. Виды неоднородности и вопросы методики ее изучения // Физико-геологические факторы при разработке нефтяных и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1969. – С. 12–35.
83. Жданов Н.Ф. Синтез, некоторые свойства и область применения ионогенных полимеров на основе акриловых кислот // Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Казань: КХТИ, 1982.
84. Зарубин Ю.П., Кравченко И.И. Метод изоляции подошвенных вод в условиях месторождений Украины // Республиканские вести. – Киев, 1977. – № 4. – С. 66–70.
85. Злотник Д.Е., Зубова Е.Н. Разработка и производство технологии гипана // Глинистые растворы в бурении. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – С. 75–78.
86. Закачка загущенной воды в пласт / А.Г. Габдрахманов, В.С. Асмадовский, Ф.Я. Исламов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 21. – С. 22–26.
87. Ибрагимов Г.З., Хисамутдинов А.А. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти. – М.: Недра, 1983. – 285 с.
88. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. – М.: Недра, 1976. – 246 с.
89. Изоляция пластов с применением разбуриваемых пакеров / Х.А. Асфандияров, А.Ш. Газизов, А.А. Попов и др. // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1976. – № 9. – С. 57–59.
90. Изоляция путей водопритокков в нефтяных скважинах полимерцементным раствором на основе мономеров акриламида / П.И. Нешта, Б.М. Ка-

лашников, И.А. Сидоров, А.Ш. Газизов // Исследователи – производству: Альметьевск, 1972. – С. 21–27.

91. *Интенсификация* выработки запасов нефти в поздней стадии разработки / Е.В. Лозин, М.Г. Овнатанов, Ю.И. Брагин и др. – М: ВНИИОЭНГ, ОИ Сер. Нефтепромысловое дело. – 1982. – Вып. 25. – 28 с.

92. *РД 39-1-33-77*. Инструкция по технологии изоляции притока вод в нефтяные скважины с применением алкилированной серной кислоты в смеси с нефтью / И.Ф. Глумов, В.Д. Кочетков, А.Ш. Газизов и др. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1977. – 28 с.

93. *РД 39-01-1096-84*. Инструкция по технологии изоляции притока вод с использованием селективных изолирующих материалов без подъема скважинного оборудования / Р.Г. Габдуллин, М.М. Загиров, А.Ш. Газизов, И.Г. Юсупов и др. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1984. – 38 с.

94. *РД 39-01-63-78*. Инструкция по отключению пластов с применением разбуриваемого пакера-отсекателя конструкции ТатНИПИнефть / Х.А. Асфандияров, А.Ш. Газизов, А.А. Попов – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1978. – 22 с.

95. *Исследование* сополимеров метакриловой кислоты в качестве водо-изолирующих материалов / А.Ш. Газизов, И.Г. Юсупов, Ю.В. Баранов и др. // Тр.ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1979. – Вып. XI. – С. 160–168.

96. *Исследование* свойств латексно-нефтяных эмульсий, применяемых для изоляции водопритокков в нефтяных скважинах / О.В. Поздеев, Э.Д. Паскин, В.М. Данило, Н.П. Чайковская // Тр. ИГРГИ: Особенности геологии и разработки нефтяных месторождений Пермского Приуралья. – М.: 1981. С. 91–97.

97. *РД 39-3-1168-84*. Временная инструкция по ограничению притока вод в скважины с применением сополимера МАК-ДЭА / Р.Р. Кадыров, А.Ш. Газизов, Ю.В. Баранов – Бугульма, 1984. – 25 с.

98. *Казаков А.А.* Эффективность форсированного отбора жидкости на зарубежных месторождениях. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – 52 с.

99. *Калашников В.М., Газизов А.Ш., Юсупов И.Г.* Промысловые испытания гидролизованного полиакриламида (гипана) при изоляции пластовых вод // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1971. – № 5. – С. 3–5.

100. *Калашников В.М., Газизов А.Ш., Юсупов И.Г.* Анализ и оценка эффективности изоляции нижних вод гипаном и цементным раствором на месторождениях Татарии // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1973. – № 7. – С. 25–28.

101. *Калинин В.Ф., Драгунов А.А., Чилькин А.М.* Применение гидролизованного полиакрилонитрила для ограничения притока воды на Соколовогорском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 1. – С. 57–59.

102. *Каменецкий С.Г., Степанов В.П., Кузьмин.* Нефтепромысловые исследования пластов. – М.: Недра, 1974. – 245 с.

103. *Кирпичников П.А., Корней И.В.* Свойства латексов на основе винилхлорида и бутадиена. – М.: ЦНИИТнефтехим, 1971. – С. 29–32.

104. *Кокотов Ю.А., Пасечник В.А.* Равновесие и кинетика ионного обмена. – Л.: Химия, 1970. – 335 с.

105. *Кочетков В.Д., Абдулхаиров Р.М., Подымов Е.Д.* Методическое руководство по расчету и планированию охвата запасов и добычи нефти за счет применения методов повышения нефтеотдачи. – Бугульма, 1983. – 74 с.

106. *Кравченко И.И., Иманаев А.Г.* Изоляция вод в нефтяных скважинах. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 187 с.
107. *Кривонос И.В., Москалева Г.М.* Исследование возможности применения гипана для селективной изоляции обводненных интервалов в трещиноватых породах // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1975. – № 11. – С. 32–34.
108. *Крупнов Н.К.* Механизм заиливания трещин трещиновато-пористых пластов нагнетанием воды с повышенным содержанием мехпримесей // Нефтяное хозяйство. – 1968. – № 18. – С. 18–20.
109. *Крылов А.П.* О некоторых вопросах нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 3. – С. 37–40.
110. *Крылов А.П.* Научные основы разработки нефтяных месторождений. – М.: Гостоптехиздат, 1974. – 520 с.
111. *Кукин В.В., Швецов А.И.* Фильтрационные характеристики растворов полиакраламида (ПАА) // Тр. КуйбышевНИИ НП. – М., 1968. – С. 18–31.
112. *Липатов Ю.С., Сергеева Л.М.* Адсорбция полимеров. – Киев: Наукова думка, 1972. – 272 с.
113. *Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д.* Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1975. – 174 с.
114. *Мартос В.Н.* Применение полимеров в нефтедобывающей промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, ОЗЛ., 1974. – 96 с.
115. *Мархасин И.Л.* Физико-химическая механика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1977. – 213 с.
116. *Маслов И.И., Гарушев А.Р.* Изоляция пластовых вод на нефтяных месторождениях Краснодарского края. – Краснодар // Тр. Краснодарского гос. НИПИ. – Вып. 7. – С. 151–157.
117. *Мелентьев И.Б.* Приближенные методы вычисления. – М.: Госизфизмат, 1963. – 463 с.
118. *Мельников А.И., Копылов Л.М.* Циклическое заводнение на месторождениях Шаимского района // Нефтяное хозяйство. – 1982. – № 3. – С. 37–40.
119. *РД 39-3-974-83.* Методика определения биоразлагаемости полиакриламидов / А.З. Гарейшина, А.Ш. Газизов, Л.И. Яус и др. – Казань: НПО "Союзнефтепромхим", 1983. – 17 с.
120. *Минеев И.Д., Гончаров В.П.* Латекснонефтяная эмульсия. Новый материал для изоляции подошвенных вод в нефтяных и газовых скважинах // Тр. Нижне-Волжского НИИ геол. и геофиз. – М., 1969. – Вып. 12. – С. 310–316.
121. *Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С.* Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1977. – 228 с.
122. *Мирзаджанзаде А.Х., Ковалев А.Г., Зайцев Ю.В.* Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей. – М.: Недра, 1972. – 200 с.
123. *Молокович Ю.М., Непримеров Н.Н., Пикуза В.И., Штажин А.В.* Релаксационная фильтрация. – Казань: КГУ, 1982. – 132 с.
124. *Моляренко А.В., Земцев Ю.В., Шапатын А.С.* Опытные промышленные испытания селективных водоизолирующих реагентов на основе крем-

нийорганических соединений // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 1. – С. 35–38.

125. *Морозов С.С.* Изменения химического состава, физических и физико-химических свойств магматических горных пород и минералов при взаимодействии с водными растворами // Растворение и выщелачивание горных пород. – М.: Госиздательство литературы по строительству и архитектуре. – 1957. – С. 125–129.

126. *Муслимов Р.Х.* Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения. – Казань: КГУ, 1979. – 212 с.

127. *Муслимов Р.Х., Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д.* Нефтеотдача пласта и пути ее повышения // Сб. Исследователи – производству. – Татнигиздат, 1968. – Вып. 6. – С. 35–39.

128. *Начинкин О.И.* Механизм образования капиллярно-пористой структуры полимерных мембран // Пластические массы. – 1979. – № 10. – С. 25–27.

129. *Некоторые* особенности технологии изоляции подошвенных вод с использованием гипана / А.Ю. Юмадилов, А.Ш. Газизов, Р.Х. Галеев и др. // Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 10. – С. 15–17.

130. *Некоторые* результаты исследования процессов гидратации тампонажного цемента в дисперсионных средах на основе смол с щелочными отвердителями / И.Г. Юсупов, А.Ш. Газизов, Л.М. Тарасова и др. // Тр. ТатНИПИнефть. – Казань, 1971. – Вып. XIII. – С. 58–68.

131. *Николаев А.Ф., Охрименко Г.И.* Водорастворимые полимеры. – Л.: Химия, 1979. – 144 с.

132. *Об опыте* изоляции пластовых вод с применением гипана в НГДУ "Джалильнефть" / В.М. Юдин, С.А. Султанов, А.Ш. Газизов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1975. – № 12. – С. 55–59.

133. *Об особенностях* движения воды по трубам при водоизоляционных работах / А.Ю. Юмадилов, А.Ш. Газизов, Б.Е. Доброскок и др. // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1977. – № 10. – С. 15–18.

134. *Об особенностях* использования растворов на основе мономеров акриламида для ограничения водопритоков / Р.Г. Булгаков, А.Ш. Газизов, А.Ю. Юмадилов и др. // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1972. – № 12. – С. 8–10.

135. *Об условиях* рациональной разработки месторождения Узень Западного Казахстана / Э.М. Халимов, Э.М. Тимашев, В.В. Лаптев и др. // Геология и разработка нефтяных месторождений Башкирии. – Уфа, 1975. – С. 191–197.

136. *О взаимодействии* полиакриламида с полиакриловой кислотой / А.Ф. Николаев, В.Г. Шибанович, Г.П. Тернас и др. // Высокомолекулярные соединения. Сер. Б. 1979. – Т. 21. – № 10. – С. 723–739.

137. О выборе скважин для проведения ремонтно-изоляционных работ / А.Ш. Газизов, В.К. Петухов, А.Ю. Юмадилов и др. // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1976. – № 6. – С. 24–29.

138. *Ограничение* притока пластовых вод в нефтяные скважины / Р.Т. Булгаков, А.Ш. Газизов, Р.Г. Габдуллин, И.Г. Юсупов. – М.: Недра, 1976. – 176 с.

139. *О некоторых особенностях создания искусственных водопроницаемых пропластков гипана* / А.Ю. Юмадилов, И.Г. Юсупов, А.Ш. Газизов и др. // РНТС. Нефтепромышленное дело. 1973. – № 6. – С. 8–9.
140. *Оптимизация применения полиакриламида при добыче нефти из обводненных скважин*. Отчет НИР, рук. Газизов А.Ш. – ВНИПИнефтепромхим. – Казань, 1986. – 92 с.
141. *Орлинский Б.М.* Контроль за разработкой многопластовых залежей нефти геофизическими методами // Диссертация на соискание ученой степени д-ра геол.-минер. наук. – Бугульма, 1979. – 406 с.
142. *Орнатский Н.В., Сергеев Е.М., Шехтман Ю.М.* Исследование процесса кольматации песков. – М.: Изд-во МГУ, 1955. – 250 с.
143. *О свойствах материалов, применяемых для ограничения движения вод в условиях пласта* / А.Ш. Газизов, И.Ю. Исмагилов, В.И. Каменев и др. // Тр. ТатНИПИнефть. – Казань, 1975. – Вып. XXVIII. – С. 154–164.
144. *Особенности изоляции пластовых вод в нефтяных скважинах с применением гидролизованного полиакрилонитрила* / А.Ш. Газизов, И.Ю. Исмагилов, В.М. Черненко и др. // Тр. ТатНИПИнефть. – Казань, 1975. – Вып. XXVIII. – С. 189–196.
145. *Оценка эффективности изоляционных работ в скважинах, обводненных закачиваемой водой на Ромашкинском месторождении* / А.П. Глушнев, А.Ш. Газизов, И.Г. Юсупов и др. // РНТС. Нефтепромышленное дело. – 1973. – № 1. – С. 25–27.
146. *Ошитко М.В., Ракутин И.В.* Оценка эффективности совместно-раздельной выработки пластов на примере Ромашкинского месторождения // Тр. ТатНИПИнефть. – Куйбышев, 1973. – Вып. XVI. – С. 154–182.
147. *Петухов В.К., Газизов А.Ш.* Состояние и перспектива применения химпродуктов в технологических процессах ограничения притока вод в скважины. – М.: ВНИИОЭНГ // О.И. Сер. Нефтепромышленное дело. – 1982. – 32 с.
148. *Пискунов Н.С., Тислюк Е.В.* О скорости образования водяного конуса при различном характере вскрытия водонефтяного пласта // Тр. ВНИИнефть. – М., 1959. – Вып. 19. – С. 35–40.
149. *Поконова Ю.В.* Химия высокомолекулярных соединений нефти. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1980. – 172 с.
150. *Повышение нефтеотдачи пластов на месторождениях Татарии*. / И.Ф. Глумов, Р.Х. Муслимов, Ф.Т. Хаммадеев и др. – Казань: Таткнигоиздат, 1978. – 120 с.
151. *Покровский В.Д.* К вопросу формирования минерального состава воды, закачиваемой в нефтеносные пласты Ромашкинского месторождения // Тр. ТатНИИ. – Бугульма, 1962. – Вып. IV. – С. 142–149.
152. *Преклонский В.А., Окнина Н.А.* Диффузионное выщелачивание глинистых пород и его влияние на их физико-механические свойства // Тр. Водео. Гос. изд-во литературы по строительству и архитектуре. – М., 1957. – С. 22–31.
153. *Применение гипана в качестве селективного материала для изоляции притока пластовых вод* / Б.М. Калашников, А.Ш. Газизов, И.Г. Юсупов и др. // Исследователи – производству: Альметьевск, 1972. – Вып. 15. – С. 56–81.

154. *Применение* нефтесернокислотной смеси для изоляции притока вод в скважины / А.Ш. Газизов, И.Ф. Глумов, В.Д. Кочетков и др. // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1978. – № 9. – С. 26–27.
155. *Применение* нефтесернокислотной смеси для ограничения притока вод в добывающие скважины / И.Ф. Глумов, А.Ш. Газизов, В.Д. Кочетков и др. – М.: ВНИИОЭНГ, ОИ Сер. Нефтепромысловое дело. – 1985. – 32 с.
156. *Применение* новых изоляционных материалов для ограничения притока вод в нефтяные скважины / Ю.А. Поддубный, В.М. Сазонова, И.А. Сидоров и др. – М.: ВНИИОЭНГ, ОИ Сер. Нефтепромысловое дело. – 1977. – 61 с.
157. *Применение* полимеров в добыче нефти / Ю.В. Григоращенко, Ю.В. Зайцев, И.А. Швецов и др. – М.: Недра, 1978. – 213 с.
158. *Применение* полимеров для повышения нефтеотдачи пластов Арланского месторождения / И.Ф. Рахманкулов, Р.Х. Алмаев, М.Н. Галлямов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1982. – № 5. – С. 50–54.
159. *Промышленные* испытания новых методов повышения нефтеотдачи пластов / В.А. Сорокин, М.Ф. Путилов, Г.Г. Вахитов и др. – М.: ВНИИОЭНГ, ОИ Сер. Нефтепромысловое дело. – 1983. Вып. 27 (72). – 92 с.
160. *Пыхачев Г.Б., Исаев Р.Г.* Подземная гидравлика. – М.: Недра, 1973. – 358 с.
161. *Пятков М.И., Рудаков В.Г.* О применении гидролизованного полиакриламида для изоляции пластовых вод в условиях Западной Сибири // НТС. Нефтепромысловое дело. – 1966. – № 8. – С. 18–20.
162. *Разработка* и испытание технологии изоляции притока пластовых вод в добывающие скважины с применением сополимера метакриловой кислоты с диэтиламмониевой солью / А.Ш. Газизов, И.Г. Юсупов, А.Ф. Сливченко и др. // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 9. – С. 27–30.
163. *Разработка* способов предотвращения биодеструкции полиакриламидов / А.З. Гарейшина, А.Ш. Газизов, Г.У. Ожиганова и др. – М.: ВНИИОЭНГ. – ЭИ Нефтепромысловое дело. – 1987. – Вып. 2. – С. 11–13.
164. *Регулирование* процесса разработки нефтяных месторождений / Б.Т. Баишев, В.В. Исайчев, С.В. Котакин и др. – М.: Недра, 1979. – 180 с.
165. *Результаты* исследования свойств водоизолирующих составов на основе мономеров акриламида / А.Ш. Газизов, И.Г. Юсупов, Н.Н. Кубарева и др. // Тр. ТатНИПИнефть. – Казань, 1971. – Вып. XIX. – С. 150–155.
166. *Роджерс В.Ф.* Состав и свойства промывочных жидкостей для бурения нефтяных скважин. – М.: Недра, 1967. – 594 с.
167. *Рябинина З.К., Воинов В.В.* Анализ методов определения коэффициента охвата пласта процессом вытеснения // Тр. ВНИИнефть. – М., 1980. – Вып. 72. – С. 120–125.
168. *Сазонов Б.Ф.* Некоторые закономерности обводнения нефтяных пластов // Тр. Гипровостокнефть. – М.: ГосНТИ химической литературы, 1960. – С. 155–161.
169. *Салдадзе К.М., Пашков А.Б., Титков В.С.* Ионообменные высокомолекулярные соединения // Тр. Гипровостокнефть. – М.: ГосНТИ химической литературы. – 1960. – С. 235–242.

170. *Саттаров М.М., Сабиров И.Х.* К вопросу интенсификации добычи нефти и установления оптимальных темпов разработки отдельных площадей крупного месторождения // Тр. УфНИИ. – Уфа, 1968. – Вып. 24. – 150 с.
171. *Сафин В.Г., Галеев М.С., Гарипов М.Г.* Опыт селективной изоляции пластовых вод глинистым раствором на месторождениях Шаимского района // НТС. Проблемы нефти и газа. – 1973. – № 19. – С. 46–48.
172. *Сафронов С.В., Иванова М.М.* Особенности эксплуатации водонефтяных зон месторождения платформенного типа // Тр. ВНИИнефтегаз. – М., 1957. – Вып. 10. – С. 131–140.
173. *Селективная изоляция обводнившихся пластов / В.П. Меркулов, Ю.Д. Дудин, В.В. Кукин и др.* // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1977. – № 5. – С. 23–27.
174. *Сергеев Е.М., Голодковская Г.А.* Грунтоведение (третье издание). – М.: Изд-во МГУ, 1971. – 390 с.
175. *Сидоров И.А., Калашников Б.М., Исмагилов И.Ю.* Применение гидролизованного полиакрилонитрила для ограничения притока пластовых вод // Тр. ТатНИИ. – Казань, 1971. – Вып. XVII. – С. 131–135.
176. *Сидоров И.А.* Применение растворов полиакриламида для ограничения притока вод в нефтяные скважины. – М.: ВНИИОЭНГ, ОЗЛ. – 1976. – 58 с.
177. *Сидоров И.А., Поддубный Ю.А., Кан В.А.* Физико-химические методы увеличения охвата пластов заводнением за рубежом. – М.: ВНИИОЭНГ, ОЗЛ – 1982. – 35 с.
178. *Соколов В.А., Бестужев М.А., Тихомолова Т.В.* Химический состав нефтей и природных газов в связи с их происхождением. – М.: Недра, 1972. – 275 с.
179. *Совершенствование изоляции пластовых вод на Самотлорском и Мегонском месторождениях / В.В. Гольштейн, А.Т. Кошелев, А.У. Литвинов* // НТС. Проблемы нефти и газа. – 1974. – Вып. 24. – С. 32–35.
180. *Состояние крепления скважин в Татарии и мероприятия по повышению качества разобращения пластов / А.Ш. Газизов, И.Г. Юсупов, Т.Н. Бикчурин и др.* // Тр. Конференции по вопросам технологии цементирования скважин. – М., 1970. – С. 29–35.
181. *Способы изоляции воды в нефтяных и газовых скважинах* // Обзор отечественных и иностранных изобретений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1968. – 62 с.
182. *Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений / Под ред. Ш.К. Гиматутдинова.* – М.: Недра, 1965. – 550 с.
183. *Сулейманов Р.Г.* Об эффективности изоляции подошвенной воды методом установки водонепроницаемых экранов // Нефтяное хозяйство. – 1971. – № 1. – С. 49–51.
184. *Султанов С.А.* Контроль за заводнением нефтяных пластов. – М.: Недра, 1974. – 233 с.
185. *Султанов С.А., Вахитов Г.Г.* Опыт разработки Бавлинского нефтяного месторождения. – Казань: Таткнигоиздат, 1961. – 191 с.
186. *Сургучев М.Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 305 с.

187. *Сургучев М.Л.* Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1968. – 300 с.
188. *Сургучев М.Л., Желтков Ю.В., Симкин Э.М.* Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах. – М., 1984. – 213 с.
189. *Сухарев Г.М.* Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1979. – 350 с.
190. *Телков П.П., Стекланин Ю.И.* Образование конусов воды при добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1965. – 112 с.
191. *Телков П.П., Габдуллин Р.Г.* Особенности эксплуатации нефтяных залежей с подошвенной водой. – М: ВНИИОЭНГ // ОИ Сер. Нефтепромысловое дело. – 1972. – 134 с.
192. *Технологические* особенности изоляции притока вод в нефтедобывающие скважины с применением нефтесернокислотной смеси / И.Ф. Глумов, А.Ю. Юмадилов, А.Ш. Газизов и др. // Тр. ТатНИПИнефть. – Казань, 1981. – С. 89–99.
193. *Технология* повышения нефтеотдачи пластов / Э.М. Халимов, Б.И. Леви, В.И. Дзюба и др. – М.: Недра, 1984. – 271 с.
194. *Тимашев Э.М., Малышев Н.А., Айткулов А.У.* Анализ изменения дебитов и обводненности скважин месторождения Узень при форсированном отборе жидкости // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1978. – № 5. – С. 3–5.
195. *Титков Н.И., Ибатуллин Р.Х., Дон Н.С.* Вопросы разобщения продуктивных пластов на Ромашкинском месторождении. – М.: ВНИИЭНГ // ОИ Сер. Бурение. – 1967. – 91 с.
196. *Токарев М.А.* Изучение геологического строения залежей, подсчет запасов нефти и газа. – Уфа: УНИ, 1980.
197. *Тосунов Э.М. и др.* Применение полимеров для изоляции пластовых вод в скважинах // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1974. – № 12. – С. 15–17.
198. *Условия* образования и свойства мембран из полиэлектролитных комплексов / Р.И. Каможная, А.Р. Рудман, Н.А. Венгерова и др. // Высокомолекулярные соединения. Сер. А. – М., 1975. – Т. 17. – № 12. – С. 2786–2790.
199. *Фабричная А.Л., Рубанов В.Е., Газизов А.Ш.* Изучение кинетики флокуляции глинистых дисперсий полиэлектролитами типа полиакриламида. – М.: ВНИИОЭНГ – 1987. – Деп. рук. – 8 с.
200. *Фазлыев Р.Т.* Площадное заводнение нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1979. – 254 с.
201. *Физико-геологические* факторы при разработке нефтяных и газовых конденсатных месторождений. – М.: Недра, 1969. – 267 с.
202. *Харьков В.А.* Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1969. – 180 с.
203. *Харьков В.А., Сурков В.Т., Емельянова Е.Е.* О предотвращении обводнения скважин подошвенной водой // Татарская нефть. – 1962. – № 9. – С. 5–10.
204. *Хасаев А.М.* Изоляция вод в эксплуатационных скважинах. – М.: Недра, 1965. – 110 с.

205. Хлуднев А.Г., Головин М.Н. Применение полиакриламида и гипана при ремонтно-изоляционных работах // ПМН. Нефтяник. – 1974. – № 5. – С. 17–19.
206. Чайковская Н.П. Исследования в области разработки физико-химических методов выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин // Автореферат дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – М., 1974. – 17 с.
207. Чарный И.А. Основы подземной гидравлики. – М.: Гостоптехиздат, 1956. – 250 с.
208. Чернов Б.С., Базлов М.Н., Жуков А.И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 280 с.
209. Челишев А.Ф. Влияние кислотности и щелочности на характер взаимодействия алюмосиликатов с водными растворами // Кислотно-основные свойства химических элементов горных пород и природных растворов. – М.: Наука, 1982. – С. 113–117.
210. Черников О.А. Геология и нефтегазоносность Южного Мангышлака. – М.: Недра, 1969. – 118 с.
211. Шарбатова И.Н. Применение циклического заводнения на месторождениях Татарии и Западной Сибири / Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 1. – С. 27–32.
212. Шайдуллин К.Ш. Исследование взаимодействия между твердой поверхностью и ионогенными полимерами в водных растворах // Дис. на соиск. уч. степени канд. хим. наук. – Казань, 1981. – 152 с.
213. Швед Г.М. Крепление призабойной зоны смолобразующим крепителем // Нефтяное хозяйство. – 1968. – № 3. – С. 49–51.
214. Элементоорганические полимеры для изоляции притока пластовых вод / В.А. Ковардаков, В.М. Духненко, Г.В. Комаров и др. // Нефтяное хозяйство. – 1978. – № 1. – С. 41–43.
215. Эффективность щелочного заводнения на опытном участке Трехозерного месторождения / М.И. Пятков, М.Ф. Свищев, А.С. Касов и др. // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 1. – С. 2–3.
216. Юмадилов А.Ю. Изоляция пластовых вод. – М.: Недра, 1976. – 110 с.
217. Юсупов И.Г., Шамсутдинова А.Ф., Газизов А.Ш. Исследование свойств полимерцементных растворов // Нефтяное хозяйство. – 1973. – № 1. – С. 26–29.
218. Юсупов И.Г. Крепление нефтяных скважин органо-минеральными композиционными материалами // Автореферат дис. на соиск. уч. степени д-ра техн. наук. – Уфа, 1984. – 40 с.
219. Юсупов И.Г., Газизов А.Ш., Харьков В.А. Пути снижения добычипутной воды. – Казань: Таткнигоиздат, 1972. – С. 160–174.
220. Юсупов И.Г., Кадыров Р.Р., Шумилов В.А. Условия и особенности взаимодействия гидролизованного полиакрилонитрила с электролитами при изоляции обводненных пластов в нефтяных скважинах // Тр. ТатНИПИнефть. – Казань, 1975. – Вып. 28. – С. 87–92.

221. *Berthier J.* Problemes theoriques lies a la determination des coefficients d'autodiffusion dans les solides par la methode des ercharges isotopiques heterogenes. *J. de Chim. Phys.*, 49, N 10, pp. 527–536 (1952).
222. *Denton R.* Wreland. Polymer squeeese cuts water oil ratios. *Y.Petr. Eng.* 1973, 1 v. 45, N 1 pp.52–56.
223. *Dicrson Y.M., Z Boyd D.R. Hyand R.Y.M.* Jonically craslinked poly (acrilicacid) membranes, reverce aumoles resalts for dry cast membranes. – Y Appe. *Polym Sci.*, 1979, 24, N 5. pp 1341–1351.
224. *Habert A.C., Hyand R.S.M., Charles M.* Jonically craslinced poly (acrilicacid) membranes. I Wetteehinegue Y.Appe. *Polym. Sci.*, 1979, T. 24, pp. 489–501.
225. *Znaus M., Otsn I.* Radical polymerization of Metetinthe presence of polyacrylamid. – *Kolynehi*, 1975, v. 35, pp. 634–641, 1975, N 10, p. 173.
226. *Kapullarstructuren* in ionotropen Gellen thille H, Hallich K. *Kolloid Z.*, 1957, H.151, N 1, pp. 1–12.
227. *Kunin R., Vassilion B.* Reperation of carbaxylic cation exchange resins with carbon dioxide – industry and enging. *Chem. Prand Res. and Development*, 1963, N 1, pp. 1–3.
228. *Michaels A.C.* Agregation of suspensions by polybetrolytes. *Industrial and Engineering chemistry*. 1954, 46, N 7, pp. 1485–1490.
229. *Pasini I.* Hitial. Resalts of recovery tests on cow run sand to un cores using polymer solution. *Prod. Monthly*, 1966, v.30. N 3, p. 2.
230. *Sparlin D.D.* Un evalution of polyacryladies for reducing water production. *J.Petrol Technol.* 1976, 28, Aug., pp. 906–914.
231. *Thiele H., Andersen G.* Membranen und well mit mizellarer structur. – *zietsehrift Iaturforsehing*. 1955, 106, N 12, pp. 677–683.
232. *Thiele H., Sclyma D.* Verfahren zur herstilling von Membranen mit runden, geraden und gleifromigen Kapullarriohren – 1957, N 12, p. 457.
233. *Thiele H., Sclyma D.* Verfahren zur herstilling von Membranen fur Hetrefilter Keimfilter und zur Dialyse aus Kolloiden. 1963, N 6.
234. *Thiele H., Hallick.* Ubr ionotrope Gebe mit Kapillarstruktur. *Z., Naturforsch.*, 1958, H.135, N 9, pp. 580–588.
235. *Tsuchida E., Yosito O.* Effects of macromollcular matrix on the proces of radical polymerization on ionizabic monomers. *Z. Polym Chem. Ed.*, 1975, v.13, N 12; pp. 559–569.
236. *Мирзаджанзаде А.Х. и др.* О линейной фильтрации в слоистых пластах // РНТС. Нефтяное хозяйство. – 1972. – N 1 – С. 44–48.
237. *Зернов Н., Карпов В.* Теория электрических цепей. – М.: Связь, 1972. – 210 с.



ВВЕДЕНИЕ

Повышение нефтеотдачи пластов – увеличение степени извлечения нефти из недр – в настоящее и ближайшее десятилетия является одной из главных проблем энергообеспечения страны. Эффективность известных методов извлечения нефти обеспечивает конечный коэффициент нефтеотдачи в пределах 0,25 – 0,45, что явно недостаточно для увеличения ресурсов нефти. Остаточные запасы или не извлекаемые существующими промышленно освоенными методами разработки достигают примерно 55 – 75 % от первоначальных геологических запасов нефти в недрах и представляют собой большой резерв увеличения извлекаемых ресурсов с применением методов повышения нефтеотдачи пластов. В связи с этим повышение степени извлечения нефти из недр разрабатываемых месторождений за счет прогрессивных методов воздействия на пласты является важной народнохозяйственной задачей.

Ввиду недостаточности нефтеотмывающих свойств закачиваемой воды, как основного средства нефтевытеснения, в 1960 – 1980 гг. большое внимание в нашей стране и за рубежом было уделено повышению эффективности существующих и созданию новых методов повышения нефтеотдачи, основывающихся главным образом на увеличении коэффициента вытеснения. В этом направлении были достигнуты определенные успехи, на что указывает создание в этот период множества физико-химических методов, основанных на применении ПАВ, кислот, щелочей и растворителей.

При этом коэффициент охвата пластов воздействием остается низким, что во многом определяет недостаточно высокий коэффициент нефтеотдачи пластов.

Охват объема пласта воздействием во многом зависит от особенностей геологического строения залежей, неоднородности коллекторских свойств пород пласта, физико-химических свойств насыщающих жидкостей и эффективности системы разработки нефтяных месторождений. Из них наиболее существенное влияние оказывает проницаемостная неоднородность.

Основные методы воздействия на продуктивные пласты, направленные на повышение текущей и конечной нефтеотдачи, базируются на искусственном заводнении коллекторов и осуществляются путем реализации различных способов площадного, заколонного, внутриконтурного и других систем заводнения. Наибольшему увеличению охвата пластов воздействием способствуют: избирательное заводнение, позволяющее рационально использовать энергию закачиваемой воды; очаговое, циклическое заводнение; применение повышенных давлений на линии нагнетания, а также выбор оптимальной сетки скважин.

Как показал опыт разработки нефтяных месторождений, прорыв закачиваемых вод по пластам приводит к преждевременному обводнению скважин до 80 – 90 %, при которой эффективность гидродинамических методов резко снижается, хотя суммарный отбор нефти не превышает 40 – 50 % извлекаемых запасов нефти.

В этих условиях не эффективны известные физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов с применением ПАВ, кислот, щелочей, растворителей и полимеров.

Объективной необходимостью для увеличения охвата менее проницаемой части продуктивного пласта воздействием при прогрессирующем обводнении является ограничение фильтрации нефтевытесняющего агента по промытым зонам коллектора и поступления его в скважины. Это приводит к перераспределению энергии закачиваемой воды в пласте и извлечению нефти из невыработанных зон, обеспечивая тем самым регулирование заводнением и повышение конечной нефтеотдачи.

На поздней стадии разработки месторождения с обширными промытыми водой зонами методы ограничения движения вод в них являются одним из основных средств регулирования заводнением и повышения нефтеотдачи пласта.

В работе изложены результаты исследований по регулированию заводнением на основе изменения фильтрационного сопротивления обводненных зон коллектора, которое осуществляется закачиванием химреагентов как через добывающие, так и нагнетательные скважины – в обоих случаях извлечение дополнительной нефти достигается в результате увеличения охвата пласта воздействием.

В нефтепромысловой практике методы ограничения притока вод в добывающих скважинах применяются с самого начала эксплуатации залежей. Однако эффективность их вследствие отсутствия необходимого ассортимента химреагентов оставалась сравнительно низкой, а область применения ограничивалась обработкой призабойной зоны пласта. В основном, они рассматривались как одно из средств повышения коэффициента эксплуатации скважин.

Недостаточная изученность механизма их воздействия на продуктивные пласты в 1960 – 1970 гг. препятствовала целенаправленному применению технологий ограничения движения вод в пластах для повышения эффективности методов заводнения и конечной нефтеотдачи. В этот период в научных периодических изданиях были опубликован ряд работ, в которых высказывались сомнения в целесообразности использования водоизолирующих материалов в системе разработки месторождений и возможности избирательного воздействия на пласт.

Широкое внедрение ремонтно-изоляционных работ (РИР) на месторождениях страны в 1970 – 1980 гг. показало, что геолого-технические мероприятия с применением РИР являются эффективным средством извлечения нефти из обводненных пластов на различных стадиях эксплуатации месторождений нефти.

Большие возможности применения методов ограничения притока вод в скважины с целью увеличения добычи нефти из обводненных пластов, эффективной эксплуатации скважин, снижения затрат на борьбу с коррозией оборудования и транспортирования пластовых жидкостей отмечаются в трудах И.Г. Юсупова, А.Т. Горбунова, Б.А. Блажевича, Ю.А. Поддубного, М.Н. Галлямова, Р.Ш. Рахимкулова, Н.Р. Махмутова, И.А. Сидорова, Р.К. Моллаева, И.А. Маслова, Ю.А. Забродина, А.И. Акульшина и ряда других исследователей.

В работе приведены результаты многолетних исследований по решению проблемы повышения нефтеотдачи пластов на основе ограничения движения вод в выработанных пластах и поступления их в скважины с начала разработки Ромашкинского, Ново-Елховского и других месторождений Татарстана, а также использованы фактические материалы крупномасштабных промышленных экспериментов на Самотлорском, Лянторском, Покачевском и других месторождениях Западной Сибири, произведенных с непосредственным участием авторов и с использованием научно-исследовательских работ, выполненных совместно с сотрудниками институтов ТатНИПИ-нефть, НИИнефтепромхим, ВНИИнефть, НижневартонскНИПИнефтегаз и СибНИИНП.

Обоснована концепция о роли водоизоляционных работ, основанных на увеличении фильтрационного сопротивления обводненных зон нефтенасыщенного коллектора, как средства регулирования заводнением и повышения конечной нефтеотдачи пластов.

Значительное место в работе занимают исследование физико-химических процессов взаимодействия закачиваемых химреагентов с породами и пластовыми жидкостями, изучение закономерностей изменения фильтрационного сопротивления обводненных зон коллекторов и прироста добычи нефти.

Авторами разработана модель воздействия на нефтеводонасыщенный пласт, основанная на повышении фильтрационного сопротивления обводненных пропластков, принятая за основу при разработке технологий воздействия на пласт водоизолирующими химреагентами. Для реализации этой модели разработан принципиально новый метод получения водоизолирующей массы в пластовых условиях на основе флокулирующих свойств полимеров относительно дисперсных частиц горных пород с образованием полимердисперсных систем (ПДС).

Приведены технологические решения по совершенствованию методов разработки нефтяных месторождений с различными физико-геологическими условиями с применением полимердисперсных систем. Внедрение технологий на основе ПДС и ее модификаций позволило извлечь из высокообводненных пластов месторождений Западной Сибири и Урало-Поволжья более 8 млн т дополнительной нефти.

Выводы и рекомендации, полученные в результате теоретических и экспериментальных исследований и обобщения большого фактического материала по внедрению технологий на месторождениях Западной Сибири и Урало-Поволжья могут быть использованы при совершенствовании выработки запасов нефти на поздней стадии разработки и повышении конечной нефтеотдачи пластов.

Авторы выражают глубокую благодарность за ценные замечания и помощь при выполнении работы доценту УГНТУ М.М. Кабирову, акад. А.Н. Азербайджана А.Х. Мирзаджанзаде, акад. РАН А.Т. Горбунову, чл.-кор. АН Татарстана И.Г. Юсупову, акад. РАН Р.Х. Муслимову, проф. М.А. Токареву, проф. В.И. Гусеву и канд. техн. наук А.М. Клееву.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Заводнение является высокопотенциальным освоенным методом повышения нефтеотдачи пластов. При благоприятных физико-геологических условиях метод позволяет достичь коэффициента нефтеотдачи 0,65 – 0,70. Однако при заводнении месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (высокая вязкость нефти, малая проницаемость и неоднородность пластов) коэффициент нефтеотдачи уменьшается до 0,30 – 0,35, в частности из-за низкого охвата их воздействием, а при вязкости нефти более 30 – 35 мПа·с заводнение становится малоэффективным.

Научное обобщение аналитических экспериментальных и промысловых исследований в области разработки нефтяных месторождений заводнением показало, что проблема решается улучшением вытесняющей способности воды добавлением ПАВ, кислот и щелочей, растворителей и увеличением охвата пластов воздействием.

Теоретическими, экспериментальными и промысловыми исследованиями подтверждено, что ограничение движения воды в обводненных зонах нефтеводонасыщенного коллектора с применением водоизолирующих химреагентов и других материалов является эффективным средством увеличения охвата его воздействием и повышения конечной нефтеотдачи.

Исследованиями свойств пластовых жидкостей и пород, применяемых на промыслах химреагентов и продуктов их взаимодействия между собой установлено, что компоненты пластовых вод, нефти и горных пород являются потенциальными источниками для образования в пластовых условиях водоизолирующей массы, обеспечивающей увеличение фильтрационного сопротивления пласта относительно воды.

Этот принцип образования водоизолирующей массы был использован для ограничения притока минерализованных пластовых вод девонского и бобриковского горизонтов на Ромашкинском и Ново-Елховском месторождениях Татарстана с применением ионогенных полимеров.

Механизм образования водоизолирующей массы указанными полимерами при взаимодействии с пластовыми водами, являющимися низкомолекулярными электролитами, зависит от степени гидролиза.

При степени гидролиза более 40 – 50 % процесс происходит по ионному обмену, носит диффузный характер и зависит от концентрации полимера и электролита.

Увеличение фильтрационного сопротивления обводненного пласта при этом происходит в результате образования в пластовых условиях гелеобразной структурированной массы со свойствами полупроницаемых мембран. На забое скважины проявляются обратноосмотический эффект разделения минерализованной воды полимерной мембраной и концентрационная поляризация ионов, приводящих к снижению проницаемости пористой среды.

Для пластов, обводненных слабоминерализованными и пресными водами, использован принципиально новый метод получения водоизолирующей массы в пластовых условиях, основанный на взаимодействии полимеров с флокулирующими свойствами и дисперсными частицами горных пород – ПДС, позволяющий избирательно ограничивать движение вод в обводненных зонах продуктивного пласта.

Рост фильтрационного сопротивления дренированных высокопроницаемых зон нефтеводонасыщенного коллектора при обработке полимердисперсной системой, состоящей из частично гидролизованного полиакриламида и глинистых частиц, приводит к увеличению коэффициента охвата продуктивного пласта воздействием и конечной нефтеотдачи до 5 %.

С увеличением неоднородности коллектора и объема закачиваемой оторочки ПДС коэффициент нефтеотдачи повышается.

Следует отметить, что эффективным фактором повышения нефтеотдачи при закачивании водоизолирующих химреагентов в пласт является обеспечение нефтевытеснения с одновременным блокированием промытых каналов нефтеводонасыщенного коллектора. Внедрение комплекса технологий, основанных на изменении фильтрационного сопротивления обводненных зон коллектора с применением полимердисперсных систем и их модификаций с различными химреагентами, позволили извлечь дополнительно на месторождениях Урало-Поволжья, Западной Сибири и других регионов миллионы тонн нефти. Высокая эффективность физико-химических методов воздействия на пласт, основанных на увеличении фильтрационного сопротивления обводненных зон нефтеводонасыщенного коллектора, дает основание утверждать, что эти методы являются неотъемлемой частью системы разработки месторождений, позволяющие регулировать заводнение на поздней стадии их эксплуатации.

УДК 622.276

Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. – 285 с.: ил. – ISBN 5-8365-0022-3

Проанализированы факторы преждевременного обводнения продуктивных пластов и скважин при заводнении многопластовых нефтяных месторождений. Рассмотрены методы ограничения движения вод и увеличения охвата послойно-неоднородного пласта воздействием. Изложены физико-химические основы применения водоизолирующих материалов в нефтеводонасыщенных пластах. Обоснована перспективность метода регулирования заводнения пластов изменением фильтрационного сопротивления обводненных зон с применением водоизолирующих материалов.

Для научных и инженерно-технических работников нефтяной промышленности, аспирантов и студентов вузов.

Табл. 76, ил. 75, список лит. – 236 назв.

Gazizov A.Sh., Gazizov A.A. Increase of field development efficiency by restricting water in the formations. – M.: Nedra, 1999. – 285 p.; ill.

The book analyses the factors of premature flooding of the producing formations and wells during waterflooding of the multilayer fields. The methods for restricting water flow and increasing sweep efficiency of the heterogeneous formation have been considered. The physical and chemical characteristics for using water shutoff agents in the oil and water saturated formations have been presented. Good prospects of the method for formation flooding control by varying filtration resistance of the watered zones using the water shutoff agents have been substantiated.

The book is for scientists and engineers working in the oil industry, graduate students of institutes.

ISBN 5-8365-0022-3

© А.Ш. Газизов, А.А. Газизов, 1999

© Оформление. ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Абдуллин Ф.С.* О раскрытии трещины продуктивного пласта в процессе закачки воды в пласт // ТНТО. Опыт освоения и эксплуатации нагнетательных скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1970. – 95 с.
2. *Абызбаев И.М., Габдрахманов А.Г.* О некоторых факторах, снижающих эффективность разработки при заводнении многопластовых месторождений с высоковязкими нефтями (на примере Новокахановской площади Арланского месторождения) // Геология и разработка нефтяных месторождений Башкирии. – Уфа, 1976. – С. 118–125.
3. *Азаматов В.И.* Результаты изучения неоднородности пластов горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения с целью оценки нефтеотдачи // Тр.ТатНИИ. – 1967. – Вып. X. – С. 37–45.
4. *Амерханов И.М.* Пластовые нефти Татарской АССР и изменение их параметров в зависимости от различных факторов. – Бугульма: 1975. – 482 с.
5. *Аминов В.А., Васильева Н.П., Жданов С.А.* Применение пен для снижения притока воды в эксплуатационных скважинах // Опыт проведения ремонтно-изоляционных работ в эксплуатационных скважинах. – М.: ВНИИОЭНГ, 1968. – С. 140–160.
6. *Ариушкина Е.В.* Руководство по химическому анализу почв. – М.: Изд-во МГУ, 1972. – 490 с.
7. *Арутюнов Б.И.* Изоляция посторонних вод в эксплуатационных скважинах. – Баку: Азернефть, 1955. – 324 с.
8. *Афанасьев А.В., Горбунов А.Т., Шустеф И.Н.* Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания. – М.: Недра, 1974. – 213 с.
9. *Ахмедов К.С., Сатаев И.К.* Водорастворимые полиэлектролиты для бурения. – Ташкент: Изд. ФАН Узб.ССР, 1982. – 164 с.
10. *А.с. 108945 СССР.* Химический способ изоляции пластовых вод / Г.Н. Панченко (СССР). Бюл. из. – 1948. – № 9.
11. *А.с. 326157 СССР, МКИ. С 048 25/00.* Полимерцементные растворы для газовых и нефтяных скважин / А.Ф. Шамсутдинова, А.Ш. Газизов, И.Г. Юсупов и др. (СССР). – № 1421266/29-33; Заявлено 03.04.70; Опубл. 19.01.72. Бюл. № 4.
12. *А.с. 385988 СССР, МКИ. С 09 5/02.* Способ склеивания материалов / Б.М. Калашников, Н.Н. Кубарева, И.Г. Юсупов, А.Ш. Газизов, Б.Е. Доброскок,

В.К. Петухов (СССР). – № 1697480/ 23-05; Заявлено 14.09.71; Оpubл. 14.04.73. Бюл. № 26.

13. *А.с. 661102 СССР*, МКИ² Е 21 В 33/ 13. Способ изоляции притока вод в нефтяную скважину / И.Ф. Глумов, В.Д. Кочетков, А.Ш. Газизов и др. (СССР). – № 1997364/ 22-03; Заявлено 15.02.74; Оpubл. 05.05.79. Бюл. № 17.

14. *А.с. 775294 СССР*, МКИ³ Е 21 В 33/ 13. Способ изоляции обводнившегося пласта / Б.З. Сергеев, А.Ш. Газизов, В.В. Калашнев, А.И. Есипенко (СССР). – № 2706634/ 22-03; Заявлено 13.12.78; Оpubл. 30.10.80. Бюл. № 40.

15. *А.с. 832378 СССР*, МКИ³ Е 21 В 41/ 00. Устройство для опрессовки колонн труб в скважине / А.А. Попов, А.Ш. Газизов, Х.А. Асфандияров и др. (СССР). – № 2761478/ 22-03; Заявлено 28.04.79; Оpubл. 23.05.81. Бюл. № 19.

16. *А.с. 808510 СССР*, МКИ³ С 09 К 310. Герметизирующая смазка / А.Ш. Газизов, В.Х. Каримов, Г.Н. Заляйтинов и др. (СССР). – № 2712985/ 23-05; Заявлено 09.01.79; Оpubл. 28.02.82. Бюл. № 19.

17. *А.с. 1006715 СССР*, МКИ³ Е 21 В 33/ 138. Состав для снижения проницаемости пласта / А.Ш. Газизов, И.С. Кунеевская (СССР). – № 3305780/ 22-03; Заявлено 22.06.81; Оpubл. 23.03.82. Бюл. № 11.

18. *А.с. 927985 СССР*, МКИ³ Е 21 В 43/ 32. Способ снижения проницаемости пористой среды / А.Ш. Газизов, Н.Ф. Жданов, Е.В. Кузнецов и др. (СССР). – № 2932286/ 22-03; Заявлено 09.04.80; Оpubл. 15.05.82. Бюл. № 18.

19. *А.с. 929824 СССР*, МКИ³ Е 21 В 43/ 32. Способ изоляции притока вод в нефтяную скважину / Е.В. Кузнецов, А.Ш. Газизов, Ю.В. Баранов и др. (СССР). – № 1904852/ 22-03; Заявлено 29.03.73; Оpubл. 23.05.82. Бюл. № 19.

20. *А.с. 933963 СССР*, МКИ² Е 21 В 43/ 32. Способ изоляции притока вод в скважину / А.Ш. Газизов, В.К. Петухов, И.Ю. Исмагилов и др. (СССР). – № 2931799/ 22-03; Заявлено 29.05.80; Оpubл. 07.06.82. Бюл. № 31.

21. *А.с. 1051226 СССР*, МКИ³ Е 21 В 33/ 13. Способ временной изоляции пласта / А.Ш. Газизов, А.З. Гарейшина, В.К. Петухов и др. (СССР). – № 3386217/ 03; Заявлено 28.01.82; Оpubл. 30.10.83. Бюл. № 40.

22. *А.с. 1123354 СССР*, МКИ³ Е 21 В 43/ 32. Способ стабилизации полимерного раствора / А.З. Гарейшина, А.Ш. Газизов, И.А. Швецов и др. (СССР).

23. *А.с. 1438301 СССР*, МКИ³ Е 21 В 43/ 20. Способ разработки неоднородного пласта / Д.В. Булыгин, И.Г. Нигматулин, А.Ш. Газизов и др. – Заявлено 10.12.86; Оpubл. 10.06.96. Бюл. № 16.

24. *Бадьянов В.А.* Методика прогнозирования коэффициента воздействием прерывистых пластов при разработке нефтяных месторождений // ИТС. Нефть и газ Тюмени. – 1971. – № 9. – С. 38–42.

25. *Барабанов В.П., Крупин С.В. и др.* Возможность использования предварительного структурирования полимерных композиций при гидроизоляционных работах. // Изв. вузов. Нефть и газ. – Баку, 1975. – № 5. – С. 45–48.

26. *Баранов Ю.В.* Исследование поведения сополимеров метакриловой кислоты в пористых средах в присутствии растворов электролитов // Автореферат дис. канд. техн. наук. – Казань: КХТИ, 1975. – 26 с.

27. Баранов Ю.В., Газизов А.Ш., Кузнецов Е.В. О свойствах полиакриловых кислот, их сополимеров для изоляции вод // Тр. ТатНИПИнефть. – Куйбышев, 1975. – Вып. 32. – С. 180–186.
28. Богомолов Г.В., Герасимов В.Г. Гидрогеология Волго-Уральской нефтегазоносной области. – М.: Недра, 1967. – 422 с.
29. Боксерман А.А., Губанов Б.Ф. О циклическом воздействии на пласты, разделенные непроницаемыми перемычками // Нефтяное хозяйство. – 1969. – № 7. – С. 34–38.
30. Борисов Ю.П., Воинов В.В., Рябина З.К. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1970. – 288 с.
31. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н. Новые методы ограничения притока воды в нефтяные скважины. – М.: Недра, 1974. – 210 с.
32. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Уметбаев В.Г. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1981. – 232 с.
33. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н. Способы изоляции воды в нефтяных и газовых скважинах // Обзор отечественных и иностранных изобретений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972. – 63 с.
34. Блинов Г.С., Рошаль Э.Е. Селективная изоляция пластов в нефтяных скважинах // Опыт проведения ремонтно-изоляционных работ в эксплуатационных скважинах. – М.: ВНИИОЭНГ, 1968. – С. 192–198.
35. Булатов А.И. Цементирование глубоких скважин. – М.: Недра, 1964. – 282 с.
36. Бурдынь Т.А., Закс Ю.Б. Химия нефти, газа и пластовых вод. – М.: Недра, 1978. – 278 с.
37. Бученков Л.Н. Контроль за процессом щелочного воздействия на Трехозерном месторождении // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 11. – С. 20–22.
38. Бэрчик Э.Д. Использование полимеров при заводнении // Инженер-нефтяник. – М.: ПИ. – 1968. – № 9. – С. 80–84.
39. Вахитов Г.Г. Эффективные способы решения задач разработки неоднородных нефтеводонасыщенных пластов. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 216 с.
40. Вахитов Г.Г., Валиханов А.В., Муслимов Р.Х. и др. Разработка нефтяных месторождений Татарии с применением повышенных давлений. – Казань: Таткнигоиздат, 1971. – 233 с.
41. Вахитов Г.Г. О независимости формы водонефтяного контакта в неоднородном пласте от величины перепадов давлений в скважинах // Известия КФ АН СССР: Серия физико-математических и технических наук. – 1959. Вып. 13. – С. 55–63.
42. Веденин С.В., Винокуров В.М., Захарченко Т.А., Щепкин В.Д. Определение среднего диаметра пор гранулярных коллекторов нефти и газа импульсным методом ЯМР // Геология нефти и газа. – 1974. – № 4. – С. 47–52.
43. Вейцер Ю.И., Минц Д.М. Высокомолекулярные флокулянты в процессах очистки воды. – М.: Стройиздат. – 1975.

44. *Владимиров В.Г., Мухарский Э.А.* Исследование эффективности избирательного заводнения на примере участка Ново-Елховского месторождения // Тр. ТатНИПИнефть. – Куйбышев, 1979. – Вып. 24. – С. 112-119.
45. *Влияние градиента давления на вытеснение нефти с аномальными свойствами / В.В. Девликамов, М.М. Кабиров, В.Г. Султанов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 8. – С. 48-50.*
46. *Влияние фазово-дисперсного состава глинистой суспензии на процессы флокуляции полиакриламида / А.Л. Фабричная, А.Ш. Газизов, В.Е. Рубанов и др. – ВНИПИнефтепромхим. – М: ВНИИОЭНГ, 1986. – Деп. рук. – 7 с.*
47. *Водорастворимые полимеры и их взаимодействие с дисперсными системами / К.С. Ахмедов, З.А. Арипов, Г.Н. Вирская и др. – Ташкент: Изд-во ФАН Узб. ССР, 1969. – 125 с.*
48. *Временная инструкция по применению гидролизованного полиакрилонитрила (гипана) для изоляции пластовых вод / А.Ш. Газизов, И.Г. Юсупов, А.Ю. Юмадилов и др. – Бугульма, 1973. – 29 с.*
49. *Газизов А.Ш.* Исследование и применение полимерцементных растворов для разобщения продуктивных пластов нефтяных скважин // Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Уфа: УНИ, 1971. – 165 с.
50. *Газизов А.Ш., Клеев А.М., Калашников Б.М.* О результатах изоляции нижних пластовых вод цементными суспензиями на Сулеевской и Алькеевской площадях Ромашкинского месторождения // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1973. – № 10. – С. 3-6.
51. *Газизов А.Ш., Юсупов И.Г.* Влияние полимерных добавок на основе водорастворимых смол на прочность контакта цементного камня с горными породами // РНТС. Бурение. – 1974. – № 2. – С. 15-18.
52. *Газизов А.Ш., Кунеевская И.С., Кубарева Н.Н.* Полимерные материалы для селективной изоляции пластовых вод. // Тр. ТатНИПИнефть. – Казань, 1975. – Вып. XXVIII. – С. 164-176.
53. *Газизов А.Ш., Юсупов И.Г., Максупов Р.А.* Технологические особенности изоляционных работ в нефтяных скважинах // Тр. ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1975. – Вып. XXXII. – С. 159-204.
54. *Газизов А.Ш., Быков М.Г., Арсенов А.К.* Методы изоляции обводнившихся пластов в скважинах // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1976. – № 9. – С. 66-68.
55. *Газизов А.Ш., Маслов И.И.* Селективная изоляция притока пластовых вод в нефтяных скважинах. – М.: ВНИИОЭНГ // О.И. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1977. – 50 с.
56. *Газизов А.Ш.* Уточняются изоляционные свойства гипана // Нефтяник: ПМЖ. – 1978. – № 1. – С. 14-15.
57. *Газизов А.Ш., Емельянова А.В., Попович Ю.Д.* Методические вопросы прогнозирования объемов ремонтно-изоляционных работ в добывающих скважинах // Тр. ТатНИПИнефть. – Казань, 1978. – Вып. XXXIX. – С. 81-86.
58. *Газизов А.Ш.* Физико-химические особенности некоторых сополимеров акриловых кислот, применяемых в целях ограничения движения вод в обводненном пласте // Проблемы использования химических средств и методов увеличения нефтеотдачи пластов: Тезисы докладов V республи-

канской межотраслевой научно-практической конференции. – Уфа: УНИ, 1980. – С. 141–143.

59. Газизов А.Ш. Химизация технологических процессов ограничения притока вод в добывающие скважины // Проблемы использования химических средств и методов увеличения нефтеотдачи пластов: Тезисы докладов V межотраслевой научно-практической конференции. – Уфа: УНИ, 1980. – С. 164–168.

60. Газизов А.Ш., Жданов Н.Ф. Физико-химические основы применения ионогенных полимеров в технологических процессах добычи нефти из обводненных скважин // Проблемы использования химических средств с целью увеличения нефтеотдачи: Тезисы докладов VI республиканской межотраслевой научно-практической конференции. – Уфа: УНИ, 1981. – С. 181–183.

61. Газизов А.Ш., Баранов Ю.В. Применение водорастворимых полимеров для изоляции притока вод в добывающие скважины. – М.: ВНИИОЭНГ // О.И. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1982. – 32 с.

62. Газизов А.Ш., Габдуллин Р.Г. Применение ионогенных полимеров для ограничения притока вод в добывающие скважины // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1982. – № 11. – С. 16–18.

63. Газизов А.Ш. РД 39-23-1187-84. Инструкция по применению полиакриламида с глинистой суспензией в обводненных скважинах для увеличения добычи нефти и ограничения притока воды. – Казань: НПО "Союзнефтепромхим". – 1984. – 20 с.

64. Газизов А.Ш. Физико-химические основы применения ионогенных полимеров в технологических процессах ограничения движения вод в нефтяных коллекторах. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – Деп. рук. № 1314/нг. – 15 с.

65. Газизов А.Ш. О механизме действия полимердисперсных систем на обводненные продуктивные пласты. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – Деп. рук. № 1315/нг. – 15 с.

66. Газизов А.Ш., Махмутова Д.Р. Совершенствование полимерного заводнения с применением полимердисперсных систем // НТС. Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1987. – № 10 – С. 27–29.

67. Газизов А.Ш. Полимердисперсная композиция для повышения охвата пластов воздействием // Сб. трудов ВНИПинефтепромхим. – Казань, 1987. – С. 85–93.

68. Галлямов М.Н., Рахимкулов Р.Ш. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений. – М.: Недра, 1978. – 207 с.

69. Гарейшина А.З., Газизов А.Ш., Яус Л.И. Биологическая деструкция полимерных растворов, применяемых для повышения нефтеотдачи пласта // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1984. – № 8. – С. 18–19.

70. Гасанов Т.М. Применение пеноцементного раствора для изоляции вод // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1979. – № 1. – С. 23–24.

71. Гидродинамические и физико-химические свойства горных пород / А.А. Веригин, С.В. Васильев, В.С. Саркисян и др. – М.: Недра, 1977. – 269 с.

72. Гиматутдинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1977. – 269 с.

73. Губанов Б.Ф. Исследование и разработки методов и технических средств увеличения нефтеотдачи путем повышения охвата пластов воздействием // Автореферат на соискание ученой степени д-ра техн. наук. – М.: ВНИИнефть. – 1982. – 36 с.
74. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. – М.: Недра, 1975. – 167 с.
75. Дияшев Р.Н. Совместная разработка нефтяных пластов – М.: Недра, 1984. – 207 с.
76. Дон Н.С., Лопатин Ю.С. РД 39-2-247–79. Инструкция по технологии ликвидации негерметичности обсадных колонн и заколонных перетоков в бурящихся и добывающих скважинах с помощью алкилрезорциновой эпоксиэфенольной смолы (АЭФС) – М.: ВНИИОЭНГ, 1979. – 22 с.
77. Дытнерский Ю.И. Обратный осмос и ультрафильтрация. – М.: Химия, 1978. – 352 с.
78. Евтушенко В.Е., Ворфоломеева Г.В. Зависимость структуры гелей альгинаты от основности коагулирующей кислоты и гелей альгинатов от валентности катионов // Коллоидный журнал. – 1966. – Т. 22. – № 4. – С. 504–509.
79. Еникеев В.Р., Козлов Ю.А., Алиева Д.М. Анализ результатов форсированной эксплуатации скважин // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1963. – № 5. – С. 3–5.
80. Жариков В.А. Основы физико-химической петрографии. – М.: Изд-во МГУ, 1976. – 420 с.
81. Желтов Ю.П. Исследование в области гидродинамики трещиноватых и литологически неоднородных пластов // Теория и практика добычи нефти. – М.: Недра, 1968. – С. 32–38.
82. Желтов Ю.В., Кузнецов Д.В. Виды неоднородности и вопросы методики ее изучения // Физико-геологические факторы при разработке нефтяных и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1969. – С. 12–35.
83. Жданов Н.Ф. Синтез, некоторые свойства и область применения ионогенных полимеров на основе акриловых кислот // Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Казань: КХТИ, 1982.
84. Зарубин Ю.П., Кравченко И.И. Метод изоляции подошвенных вод в условиях месторождений Украины // Республиканские вести. – Киев, 1977. – № 4. – С. 66–70.
85. Злотник Д.Е., Зубова Е.Н. Разработка и производство технологии гипана // Глинистые растворы в бурении. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – С. 75–78.
86. Закачка загущенной воды в пласт / А.Г. Габдрахманов, В.С. Асмадовский, Ф.Я. Исламов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 21. – С. 22–26.
87. Ибрагимов Г.З., Хисамутдинов А.А. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти. – М.: Недра, 1983. – 285 с.
88. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. – М.: Недра, 1976. – 246 с.
89. Изоляция пластов с применением разбуриваемых пакеров / Х.А. Асфандияров, А.Ш. Газизов, А.А. Попов и др. // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1976. – № 9. – С. 57–59.
90. Изоляция путей водопритокков в нефтяных скважинах полимерцементным раствором на основе мономеров акриламида / П.И. Нешта, Б.М. Ка-

лашников, И.А. Сидоров, А.Ш. Газизов // Исследователи – производству: Альметьевск, 1972. – С. 21–27.

91. *Интенсификация* выработки запасов нефти в поздней стадии разработки / Е.В. Лозин, М.Г. Овнатанов, Ю.И. Брагин и др. – М: ВНИИОЭНГ, ОИ Сер. Нефтепромысловое дело. – 1982. – Вып. 25. – 28 с.

92. *РД 39-1-33-77*. Инструкция по технологии изоляции притока вод в нефтяные скважины с применением алкилированной серной кислоты в смеси с нефтью / И.Ф. Глумов, В.Д. Кочетков, А.Ш. Газизов и др. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1977. – 28 с.

93. *РД 39-01-1096-84*. Инструкция по технологии изоляции притока вод с использованием селективных изолирующих материалов без подъема скважинного оборудования / Р.Г. Габдуллин, М.М. Загиров, А.Ш. Газизов, И.Г. Юсупов и др. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1984. – 38 с.

94. *РД 39-01-63-78*. Инструкция по отключению пластов с применением разбуриваемого пакера-отсекателя конструкции ТатНИПИнефть / Х.А. Асфандияров, А.Ш. Газизов, А.А. Попов – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1978. – 22 с.

95. *Исследование* сополимеров метакриловой кислоты в качестве водо-изолирующих материалов / А.Ш. Газизов, И.Г. Юсупов, Ю.В. Баранов и др. // Тр.ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1979. – Вып. XI. – С. 160–168.

96. *Исследование* свойств латекснефтяных эмульсий, применяемых для изоляции водопритокков в нефтяных скважинах / О.В. Поздеев, Э.Д. Паскин, В.М. Данило, Н.П. Чайковская // Тр ИГРГИ: Особенности геологии и разработки нефтяных месторождений Пермского Приуралья. – М.: 1981. С. 91–97.

97. *РД 39-3-1168-84*. Временная инструкция по ограничению притока вод в скважины с применением сополимера МАК-ДЭА / Р.Р. Кадыров, А.Ш. Газизов, Ю.В. Баранов – Бугульма, 1984. – 25 с.

98. *Казаков А.А.* Эффективность форсированного отбора жидкости на зарубежных месторождениях. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – 52 с.

99. *Калашников В.М., Газизов А.Ш., Юсупов И.Г.* Промысловые испытания гидролизованного полиакриламида (гипана) при изоляции пластовых вод // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1971. – № 5. – С. 3–5.

100. *Калашников В.М., Газизов А.Ш., Юсупов И.Г.* Анализ и оценка эффективности изоляции нижних вод гипаном и цементным раствором на месторождениях Татарии // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1973. – № 7. – С. 25–28.

101. *Калинин В.Ф., Драгунов А.А., Чилькин А.М.* Применение гидролизованного полиакрилонитрила для ограничения притока воды на Соколовогорском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 1. – С. 57–59.

102. *Каменецкий С.Г., Степанов В.П., Кузьмин.* Нефтепромысловые исследования пластов. – М.: Недра, 1974. – 245 с.

103. *Кирпичников П.А., Корней И.В.* Свойства латексов на основе винилхлорида и бутадиена. – М.: ЦНИИТнефтехим, 1971. – С. 29–32.

104. *Кокотов Ю.А., Пасечник В.А.* Равновесие и кинетика ионного обмена. – Л.: Химия, 1970. – 335 с.

105. *Кочетков В.Д., Абдулхаиров Р.М., Подымов Е.Д.* Методическое руководство по расчету и планированию охвата запасов и добычи нефти за счет применения методов повышения нефтеотдачи. – Бугульма, 1983. – 74 с.

106. *Кравченко И.И., Иманаев А.Г.* Изоляция вод в нефтяных скважинах. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 187 с.
107. *Кривонос И.В., Москалева Г.М.* Исследование возможности применения гипана для селективной изоляции обводненных интервалов в трещиноватых породах // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1975. – № 11. – С. 32–34.
108. *Крупнов Н.К.* Механизм заиливания трещин трещиновато-пористых пластов нагнетанием воды с повышенным содержанием мехпримесей // Нефтяное хозяйство. – 1968. – № 18. – С. 18–20.
109. *Крылов А.П.* О некоторых вопросах нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 3. – С. 37–40.
110. *Крылов А.П.* Научные основы разработки нефтяных месторождений. – М.: Гостоптехиздат, 1974. – 520 с.
111. *Кукин В.В., Швецов А.И.* Фильтрационные характеристики растворов полиакраламида (ПАА) // Тр. КуйбышевНИИ НП. – М., 1968. – С. 18–31.
112. *Липатов Ю.С., Сергеева Л.М.* Адсорбция полимеров. – Киев: Наукова думка, 1972. – 272 с.
113. *Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д.* Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1975. – 174 с.
114. *Мартос В.Н.* Применение полимеров в нефтедобывающей промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, ОЗЛ., 1974. – 96 с.
115. *Мархасин И.Л.* Физико-химическая механика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1977. – 213 с.
116. *Маслов И.И., Гарушев А.Р.* Изоляция пластовых вод на нефтяных месторождениях Краснодарского края. – Краснодар // Тр. Краснодарского гос. НИПИ. – Вып. 7. – С. 151–157.
117. *Мелентьев И.Б.* Приближенные методы вычисления. – М.: Госизфизмат, 1963. – 463 с.
118. *Мельников А.И., Копылов Л.М.* Циклическое заводнение на месторождениях Шаимского района // Нефтяное хозяйство. – 1982. – № 3. – С. 37–40.
119. *РД 39-3-974-83.* Методика определения биоразлагаемости полиакриламидов / А.З. Гарейшина, А.Ш. Газизов, Л.И. Яус и др. – Казань: НПО "Союзнефтепромхим", 1983. – 17 с.
120. *Минеев И.Д., Гончаров В.П.* Латекснефтяная эмульсия. Новый материал для изоляции подошвенных вод в нефтяных и газовых скважинах // Тр. Нижне-Волжского НИИ геол. и геофиз. – М., 1969. – Вып. 12. – С. 310–316.
121. *Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С.* Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1977. – 228 с.
122. *Мирзаджанзаде А.Х., Ковалев А.Г., Зайцев Ю.В.* Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей. – М.: Недра, 1972. – 200 с.
123. *Молокович Ю.М., Непримеров Н.Н., Пикуза В.И., Штажин А.В.* Релаксационная фильтрация. – Казань: КГУ, 1982. – 132 с.
124. *Моляренко А.В., Земцев Ю.В., Шапатын А.С.* Опытные промышленные испытания селективных водоизолирующих реагентов на основе крем-

нийорганических соединений // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 1. – С. 35–38.

125. *Морозов С.С.* Изменения химического состава, физических и физико-химических свойств магматических горных пород и минералов при взаимодействии с водными растворами // Растворение и выщелачивание горных пород. – М.: Госиздательство литературы по строительству и архитектуре. – 1957. – С. 125–129.

126. *Муслимов Р.Х.* Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения. – Казань: КГУ, 1979. – 212 с.

127. *Муслимов Р.Х., Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д.* Нефтеотдача пласта и пути ее повышения // Сб. Исследователи – производству. – Татнигиздат, 1968. – Вып. 6. – С. 35–39.

128. *Начинкин О.И.* Механизм образования капиллярно-пористой структуры полимерных мембран // Пластические массы. – 1979. – № 10. – С. 25–27.

129. *Некоторые* особенности технологии изоляции подошвенных вод с использованием гипана / А.Ю. Юмадилов, А.Ш. Газизов, Р.Х. Галеев и др. // Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 10. – С. 15–17.

130. *Некоторые* результаты исследования процессов гидратации тампонажного цемента в дисперсионных средах на основе смол с щелочными отвердителями / И.Г. Юсупов, А.Ш. Газизов, Л.М. Тарасова и др. // Тр. ТатНИПИнефть. – Казань, 1971. – Вып. XIII. – С. 58–68.

131. *Николаев А.Ф., Охрименко Г.И.* Водорастворимые полимеры. – Л.: Химия, 1979. – 144 с.

132. *Об опыте* изоляции пластовых вод с применением гипана в НГДУ "Джалильнефть" / В.М. Юдин, С.А. Султанов, А.Ш. Газизов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1975. – № 12. – С. 55–59.

133. *Об особенностях* движения воды по трубам при водоизоляционных работах / А.Ю. Юмадилов, А.Ш. Газизов, Б.Е. Доброскок и др. // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1977. – № 10. – С. 15–18.

134. *Об особенностях* использования растворов на основе мономеров акриламида для ограничения водопритоков / Р.Г. Булгаков, А.Ш. Газизов, А.Ю. Юмадилов и др. // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1972. – № 12. – С. 8–10.

135. *Об условиях* рациональной разработки месторождения Узень Западного Казахстана / Э.М. Халимов, Э.М. Тимашев, В.В. Лаптев и др. // Геология и разработка нефтяных месторождений Башкирии. – Уфа, 1975. – С. 191–197.

136. *О взаимодействии* полиакриламида с полиакриловой кислотой / А.Ф. Николаев, В.Г. Шибанович, Г.П. Тернас и др. // Высокомолекулярные соединения. Сер. Б. 1979. – Т. 21. – № 10. – С. 723–739.

137. О выборе скважин для проведения ремонтно-изоляционных работ / А.Ш. Газизов, В.К. Петухов, А.Ю. Юмадилов и др. // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1976. – № 6. – С. 24–29.

138. *Ограничение* притока пластовых вод в нефтяные скважины / Р.Т. Булгаков, А.Ш. Газизов, Р.Г. Габдуллин, И.Г. Юсупов. – М.: Недра, 1976. – 176 с.

139. *О некоторых особенностях создания искусственных водопроницаемых пропластков гипана* / А.Ю. Юмадилов, И.Г. Юсупов, А.Ш. Газизов и др. // РНТС. Нефтепромышленное дело. 1973. – № 6. – С. 8–9.
140. *Оптимизация применения полиакриламида при добыче нефти из обводненных скважин*. Отчет НИР, рук. Газизов А.Ш. – ВНИПИнефтепромхим. – Казань, 1986. – 92 с.
141. *Орлинский Б.М.* Контроль за разработкой многопластовых залежей нефти геофизическими методами // Диссертация на соискание ученой степени д-ра геол.-минер. наук. – Бугульма, 1979. – 406 с.
142. *Орнатский Н.В., Сергеев Е.М., Шехтман Ю.М.* Исследование процесса кольтматации песков. – М.: Изд-во МГУ, 1955. – 250 с.
143. *О свойствах материалов, применяемых для ограничения движения вод в условиях пласта* / А.Ш. Газизов, И.Ю. Исмагилов, В.И. Каменев и др. // Тр. ТатНИПИнефть. – Казань, 1975. – Вып. XXVIII. – С. 154–164.
144. *Особенности изоляции пластовых вод в нефтяных скважинах с применением гидролизованного полиакрилонитрила* / А.Ш. Газизов, И.Ю. Исмагилов, В.М. Черненко и др. // Тр. ТатНИПИнефть. – Казань, 1975. – Вып. XXVIII. – С. 189–196.
145. *Оценка эффективности изоляционных работ в скважинах, обводненных закачиваемой водой на Ромашкинском месторождении* / А.П. Глушнев, А.Ш. Газизов, И.Г. Юсупов и др. // РНТС. Нефтепромышленное дело. – 1973. – № 1. – С. 25–27.
146. *Ошитко М.В., Ракутин И.В.* Оценка эффективности совместно-раздельной выработки пластов на примере Ромашкинского месторождения // Тр. ТатНИПИнефть. – Куйбышев, 1973. – Вып. XVI. – С. 154–182.
147. *Петухов В.К., Газизов А.Ш.* Состояние и перспектива применения химпродуктов в технологических процессах ограничения притока вод в скважины. – М.: ВНИИОЭНГ // О.И. Сер. Нефтепромышленное дело. – 1982. – 32 с.
148. *Пискунов Н.С., Тислюк Е.В.* О скорости образования водяного конуса при различном характере вскрытия водонефтяного пласта // Тр. ВНИИнефть. – М., 1959. – Вып. 19. – С. 35–40.
149. *Поконова Ю.В.* Химия высокомолекулярных соединений нефти. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1980. – 172 с.
150. *Повышение нефтеотдачи пластов на месторождениях Татарии*. / И.Ф. Глумов, Р.Х. Муслимов, Ф.Т. Хаммадеев и др. – Казань: Таткнигоиздат, 1978. – 120 с.
151. *Покровский В.Д.* К вопросу формирования минерального состава воды, закачиваемой в нефтеносные пласты Ромашкинского месторождения // Тр. ТатНИИ. – Бугульма, 1962. – Вып. IV. – С. 142–149.
152. *Преклонский В.А., Окнина Н.А.* Диффузионное выщелачивание глинистых пород и его влияние на их физико-механические свойства // Тр. Водео. Гос. изд-во литературы по строительству и архитектуре. – М., 1957. – С. 22–31.
153. *Применение гипана в качестве селективного материала для изоляции притока пластовых вод* / Б.М. Калашников, А.Ш. Газизов, И.Г. Юсупов и др. // Исследователи – производству: Альметьевск, 1972. – Вып. 15. – С. 56–81.

154. *Применение* нефтесернокислотной смеси для изоляции притока вод в скважины / А.Ш. Газизов, И.Ф. Глумов, В.Д. Кочетков и др. // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1978. – № 9. – С. 26–27.
155. *Применение* нефтесернокислотной смеси для ограничения притока вод в добывающие скважины / И.Ф. Глумов, А.Ш. Газизов, В.Д. Кочетков и др. – М.: ВНИИОЭНГ, ОИ Сер. Нефтепромысловое дело. – 1985. – 32 с.
156. *Применение* новых изоляционных материалов для ограничения притока вод в нефтяные скважины / Ю.А. Поддубный, В.М. Сазонова, И.А. Сидоров и др. – М.: ВНИИОЭНГ, ОИ Сер. Нефтепромысловое дело. – 1977. – 61 с.
157. *Применение* полимеров в добыче нефти / Ю.В. Григоращенко, Ю.В. Зайцев, И.А. Швецов и др. – М.: Недра, 1978. – 213 с.
158. *Применение* полимеров для повышения нефтеотдачи пластов Арланского месторождения / И.Ф. Рахманкулов, Р.Х. Алмаев, М.Н. Галлямов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1982. – № 5. – С. 50–54.
159. *Промышленные* испытания новых методов повышения нефтеотдачи пластов / В.А. Сорокин, М.Ф. Путилов, Г.Г. Вахитов и др. – М.: ВНИИОЭНГ, ОИ Сер. Нефтепромысловое дело. – 1983. Вып. 27 (72). – 92 с.
160. *Пыхачев Г.Б., Исаев Р.Г.* Подземная гидравлика. – М.: Недра, 1973. – 358 с.
161. *Пятков М.И., Рудаков В.Г.* О применении гидролизованного полиакриламида для изоляции пластовых вод в условиях Западной Сибири // НТС. Нефтепромысловое дело. – 1966. – № 8. – С. 18–20.
162. *Разработка* и испытание технологии изоляции притока пластовых вод в добывающие скважины с применением сополимера метакриловой кислоты с диэтиламмониевой солью / А.Ш. Газизов, И.Г. Юсупов, А.Ф. Сливченко и др. // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 9. – С. 27–30.
163. *Разработка* способов предотвращения биодеструкции полиакриламидов / А.З. Гарейшина, А.Ш. Газизов, Г.У. Ожиганова и др. – М.: ВНИИОЭНГ. – ЭИ Нефтепромысловое дело. – 1987. – Вып. 2. – С. 11–13.
164. *Регулирование* процесса разработки нефтяных месторождений / Б.Т. Баишев, В.В. Исайчев, С.В. Котакин и др. – М.: Недра, 1979. – 180 с.
165. *Результаты* исследования свойств водоизолирующих составов на основе мономеров акриламида / А.Ш. Газизов, И.Г. Юсупов, Н.Н. Кубарева и др. // Тр. ТатНИПИнефть. – Казань, 1971. – Вып. XIX. – С. 150–155.
166. *Роджерс В.Ф.* Состав и свойства промывочных жидкостей для бурения нефтяных скважин. – М.: Недра, 1967. – 594 с.
167. *Рябинина З.К., Воинов В.В.* Анализ методов определения коэффициента охвата пласта процессом вытеснения // Тр. ВНИИнефть. – М., 1980. – Вып. 72. – С. 120–125.
168. *Сазонов Б.Ф.* Некоторые закономерности обводнения нефтяных пластов // Тр. Гипровостокнефть. – М.: ГосНТИ химической литературы, 1960. – С. 155–161.
169. *Салдадзе К.М., Пашков А.Б., Титков В.С.* Ионообменные высокомолекулярные соединения // Тр. Гипровостокнефть. – М.: ГосНТИ химической литературы. – 1960. – С. 235–242.

170. *Саттаров М.М., Сабиров И.Х.* К вопросу интенсификации добычи нефти и установления оптимальных темпов разработки отдельных площадей крупного месторождения // Тр. УфНИИ. – Уфа, 1968. – Вып. 24. – 150 с.
171. *Сафин В.Г., Галеев М.С., Гарипов М.Г.* Опыт селективной изоляции пластовых вод глинистым раствором на месторождениях Шаимского района // НТС. Проблемы нефти и газа. – 1973. – № 19. – С. 46–48.
172. *Сафронов С.В., Иванова М.М.* Особенности эксплуатации водонефтяных зон месторождения платформенного типа // Тр. ВНИИнефтегаз. – М., 1957. – Вып. 10. – С. 131–140.
173. *Селективная изоляция обводнившихся пластов / В.П. Меркулов, Ю.Д. Дудин, В.В. Кукин и др.* // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1977. – № 5. – С. 23–27.
174. *Сергеев Е.М., Голодковская Г.А.* Грунтоведение (третье издание). – М.: Изд-во МГУ, 1971. – 390 с.
175. *Сидоров И.А., Калашников Б.М., Исмагилов И.Ю.* Применение гидролизованного полиакрилонитрила для ограничения притока пластовых вод // Тр. ТатНИИ. – Казань, 1971. – Вып. XVII. – С. 131–135.
176. *Сидоров И.А.* Применение растворов полиакриламида для ограничения притока вод в нефтяные скважины. – М.: ВНИИОЭНГ, ОЗЛ. – 1976. – 58 с.
177. *Сидоров И.А., Поддубный Ю.А., Кан В.А.* Физико-химические методы увеличения охвата пластов заводнением за рубежом. – М.: ВНИИОЭНГ, ОЗЛ – 1982. – 35 с.
178. *Соколов В.А., Бестужев М.А., Тихомолова Т.В.* Химический состав нефтей и природных газов в связи с их происхождением. – М.: Недра, 1972. – 275 с.
179. *Совершенствование изоляции пластовых вод на Самотлорском и Мегонском месторождениях / В.В. Гольштейн, А.Т. Кошелев, А.У. Литвинов* // НТС. Проблемы нефти и газа. – 1974. – Вып. 24. – С. 32–35.
180. *Состояние крепления скважин в Татарии и мероприятия по повышению качества разобращения пластов / А.Ш. Газизов, И.Г. Юсупов, Т.Н. Бикчурин и др.* // Тр. Конференции по вопросам технологии цементирования скважин. – М., 1970. – С. 29–35.
181. *Способы изоляции воды в нефтяных и газовых скважинах* // Обзор отечественных и иностранных изобретений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1968. – 62 с.
182. *Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений / Под ред. Ш.К. Гиматутдинова.* – М.: Недра, 1965. – 550 с.
183. *Сулейманов Р.Г.* Об эффективности изоляции подошвенной воды методом установки водонепроницаемых экранов // Нефтяное хозяйство. – 1971. – № 1. – С. 49–51.
184. *Султанов С.А.* Контроль за заводнением нефтяных пластов. – М.: Недра, 1974. – 233 с.
185. *Султанов С.А., Вахитов Г.Г.* Опыт разработки Бавлинского нефтяного месторождения. – Казань: Татнигоиздат, 1961. – 191 с.
186. *Сургучев М.Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 305 с.

187. *Сургучев М.Л.* Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1968. – 300 с.
188. *Сургучев М.Л., Желтков Ю.В., Симкин Э.М.* Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах. – М., 1984. – 213 с.
189. *Сухарев Г.М.* Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1979. – 350 с.
190. *Телков П.П., Стекланин Ю.И.* Образование конусов воды при добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1965. – 112 с.
191. *Телков П.П., Габдуллин Р.Г.* Особенности эксплуатации нефтяных залежей с подошвенной водой. – М: ВНИИОЭНГ // ОИ Сер. Нефтепромысловое дело. – 1972. – 134 с.
192. *Технологические* особенности изоляции притока вод в нефтедобывающие скважины с применением нефтесернокислотной смеси / И.Ф. Глумов, А.Ю. Юмадилов, А.Ш. Газизов и др. // Тр. ТатНИПИнефть. – Казань, 1981. – С. 89–99.
193. *Технология* повышения нефтеотдачи пластов / Э.М. Халимов, Б.И. Леви, В.И. Дзюба и др. – М.: Недра, 1984. – 271 с.
194. *Тимашев Э.М., Малышев Н.А., Айткулов А.У.* Анализ изменения дебитов и обводненности скважин месторождения Узень при форсированном отборе жидкости // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1978. – № 5. – С. 3–5.
195. *Титков Н.И., Ибатуллин Р.Х., Дон Н.С.* Вопросы разобщения продуктивных пластов на Ромашкинском месторождении. – М.: ВНИИЭНГ // ОИ Сер. Бурение. – 1967. – 91 с.
196. *Токарев М.А.* Изучение геологического строения залежей, подсчет запасов нефти и газа. – Уфа: УНИ, 1980.
197. *Тосунов Э.М. и др.* Применение полимеров для изоляции пластовых вод в скважинах // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1974. – № 12. – С. 15–17.
198. *Условия* образования и свойства мембран из полиэлектролитных комплексов / Р.И. Каможная, А.Р. Рудман, Н.А. Венгерова и др. // Высокомолекулярные соединения. Сер. А. – М., 1975. – Т. 17. – № 12. – С. 2786–2790.
199. *Фабричная А.Л., Рубанов В.Е., Газизов А.Ш.* Изучение кинетики флокуляции глинистых дисперсий полиэлектролитами типа полиакриламида. – М.: ВНИИОЭНГ – 1987. – Деп. рук. – 8 с.
200. *Фазлыев Р.Т.* Площадное заводнение нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1979. – 254 с.
201. *Физико-геологические* факторы при разработке нефтяных и газовых конденсатных месторождений. – М.: Недра, 1969. – 267 с.
202. *Харьков В.А.* Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1969. – 180 с.
203. *Харьков В.А., Сурков В.Т., Емельянова Е.Е.* О предотвращении обводнения скважин подошвенной водой // Татарская нефть. – 1962. – № 9. – С. 5–10.
204. *Хасаев А.М.* Изоляция вод в эксплуатационных скважинах. – М.: Недра, 1965. – 110 с.

205. Хлуднев А.Г., Головин М.Н. Применение полиакриламида и гипана при ремонтно-изоляционных работах // ПМН. Нефтяник. – 1974. – № 5. – С. 17–19.
206. Чайковская Н.П. Исследования в области разработки физико-химических методов выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин // Автореферат дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – М., 1974. – 17 с.
207. Чарный И.А. Основы подземной гидравлики. – М.: Гостоптехиздат, 1956. – 250 с.
208. Чернов Б.С., Базлов М.Н., Жуков А.И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 280 с.
209. Челишев А.Ф. Влияние кислотности и щелочности на характер взаимодействия алюмосиликатов с водными растворами // Кислотно-основные свойства химических элементов горных пород и природных растворов. – М.: Наука, 1982. – С. 113–117.
210. Черников О.А. Геология и нефтегазоносность Южного Мангышлака. – М.: Недра, 1969. – 118 с.
211. Шарбатова И.Н. Применение циклического заводнения на месторождениях Татарии и Западной Сибири / Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 1. – С. 27–32.
212. Шайдуллин К.Ш. Исследование взаимодействия между твердой поверхностью и ионогенными полимерами в водных растворах // Дис. на соиск. уч. степени канд. хим. наук. – Казань, 1981. – 152 с.
213. Швед Г.М. Крепление призабойной зоны смолобразующим крепителем // Нефтяное хозяйство. – 1968. – № 3. – С. 49–51.
214. Элементоорганические полимеры для изоляции притока пластовых вод / В.А. Ковардаков, В.М. Духненко, Г.В. Комаров и др. // Нефтяное хозяйство. – 1978. – № 1. – С. 41–43.
215. Эффективность щелочного заводнения на опытном участке Трехозерного месторождения / М.И. Пятков, М.Ф. Свищев, А.С. Касов и др. // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 1. – С. 2–3.
216. Юмадилов А.Ю. Изоляция пластовых вод. – М.: Недра, 1976. – 110 с.
217. Юсупов И.Г., Шамсутдинова А.Ф., Газизов А.Ш. Исследование свойств полимерцементных растворов // Нефтяное хозяйство. – 1973. – № 1. – С. 26–29.
218. Юсупов И.Г. Крепление нефтяных скважин органо-минеральными композиционными материалами // Автореферат дис. на соиск. уч. степени д-ра техн. наук. – Уфа, 1984. – 40 с.
219. Юсупов И.Г., Газизов А.Ш., Харьков В.А. Пути снижения добычипутной воды. – Казань: Таткнигоиздат, 1972. – С. 160–174.
220. Юсупов И.Г., Кадыров Р.Р., Шумилов В.А. Условия и особенности взаимодействия гидролизованного полиакрилонитрила с электролитами при изоляции обводненных пластов в нефтяных скважинах // Тр. ТатНИПИнефть. – Казань, 1975. – Вып. 28. – С. 87–92.

221. *Berthier J.* Problemes theoriques lies a la determination des coefficients d'autodiffusion dans les solides par la methode des ercharges isotopiques heterogenes. *J. de Chim. Phys.*, 49, N 10, pp. 527–536 (1952).
222. *Denton R.* Wreland. Polymer squeeese cuts water oil ratios. *Y.Petr. Eng.* 1973, 1 v. 45, N 1 pp.52–56.
223. *Dicrson Y.M., Z Boyd D.R. Hyand R.Y.M.* Jonically craslinked poly (acrilicacid) membranes, reverce aumoles resalts for dry cast membranes. – Y Appe. *Polym Sci.*, 1979, 24, N 5. pp 1341–1351.
224. *Habert A.C., Hyand R.S.M., Charles M.* Jonically craslinced poly (acrilicacid) membranes. I Wetteehinegue Y.Appe. *Polym. Sci.*, 1979, T. 24, pp. 489–501.
225. *Znaus M., Otsn I.* Radical polymerization of Metetinthe presence of polyacrylamid. – *Kolynehi*, 1975, v. 35, pp. 634–641, 1975, N 10, p. 173.
226. *Kapullarstructuren* in ionotropen Gellen thille H, Hallich K. *Kolloid Z.*, 1957, H.151, N 1, pp. 1–12.
227. *Kunin R., Vassilion B.* Reperation of carbaxylic cation exchange resins with carbon dioxide – industry and enging. *Chem. Prand Res. and Development*, 1963, N 1, pp. 1–3.
228. *Michaels A.C.* Agregation of suspensions by polybetrolytes. *Industrial and Engineering chemistry*. 1954, 46, N 7, pp. 1485–1490.
229. *Pasini I.* Hitial. Resalts of recovery tests on cow run sand to un cores using polymer solution. *Prod. Monthly*, 1966, v.30. N 3, p. 2.
230. *Sparlin D.D.* Un evalution of polyacryladies for reducing water production. *J.Petrol Technol.* 1976, 28, Aug., pp. 906–914.
231. *Thiele H., Andersen G.* Membranen und well mit mizellarer structur. – *zietsehrift Iaturforsehing*. 1955, 106, N 12, pp. 677–683.
232. *Thiele H., Sclyma D.* Verfahren zur herstilling von Membranen mit runden, geraden und gleifromigen Kapullarriohren – 1957, N 12, p. 457.
233. *Thiele H., Sclyma D.* Verfahren zur herstilling von Membranen fur Hetrefilter Keimfilter und zur Dialyse aus Kolloiden. 1963, N 6.
234. *Thiele H., Hallick.* Ubr ionotrope Gebe mit Kapillarstruktur. *Z., Naturforsch.*, 1958, H.135, N 9, pp. 580–588.
235. *Tsuchida E., Yosito O.* Effects of macromollcular matrix on the proces of radical polymerization on ionizabic monomers. *Z. Polym Chem. Ed.*, 1975, v.13, N 12; pp. 559–569.
236. *Мирзаджанзаде А.Х. и др.* О линейной фильтрации в слоистых пластах // РНТС. Нефтяное хозяйство. – 1972. – N 1 – С. 44–48.
237. *Зернов Н., Карпов В.* Теория электрических цепей. – М.: Связь, 1972. – 210 с.



ВВЕДЕНИЕ

Повышение нефтеотдачи пластов – увеличение степени извлечения нефти из недр – в настоящее и ближайшее десятилетия является одной из главных проблем энергообеспечения страны. Эффективность известных методов извлечения нефти обеспечивает конечный коэффициент нефтеотдачи в пределах 0,25 – 0,45, что явно недостаточно для увеличения ресурсов нефти. Остаточные запасы или не извлекаемые существующими промышленно освоенными методами разработки достигают примерно 55 – 75 % от первоначальных геологических запасов нефти в недрах и представляют собой большой резерв увеличения извлекаемых ресурсов с применением методов повышения нефтеотдачи пластов. В связи с этим повышение степени извлечения нефти из недр разрабатываемых месторождений за счет прогрессивных методов воздействия на пласты является важной народнохозяйственной задачей.

Ввиду недостаточности нефтеотмывающих свойств закачиваемой воды, как основного средства нефтевытеснения, в 1960 – 1980 гг. большое внимание в нашей стране и за рубежом было уделено повышению эффективности существующих и созданию новых методов повышения нефтеотдачи, основывающихся главным образом на увеличении коэффициента вытеснения. В этом направлении были достигнуты определенные успехи, на что указывает создание в этот период множества физико-химических методов, основанных на применении ПАВ, кислот, щелочей и растворителей.

При этом коэффициент охвата пластов воздействием остается низким, что во многом определяет недостаточно высокий коэффициент нефтеотдачи пластов.

Охват объема пласта воздействием во многом зависит от особенностей геологического строения залежей, неоднородности коллекторских свойств пород пласта, физико-химических свойств насыщающих жидкостей и эффективности системы разработки нефтяных месторождений. Из них наиболее существенное влияние оказывает проницаемостная неоднородность.

Основные методы воздействия на продуктивные пласты, направленные на повышение текущей и конечной нефтеотдачи, базируются на искусственном заводнении коллекторов и осуществляются путем реализации различных способов площадного, заколонного, внутриконтурного и других систем заводнения. Наибольшему увеличению охвата пластов воздействием способствуют: избирательное заводнение, позволяющее рационально использовать энергию закачиваемой воды; очаговое, циклическое заводнение; применение повышенных давлений на линии нагнетания, а также выбор оптимальной сетки скважин.

Как показал опыт разработки нефтяных месторождений, прорыв закачиваемых вод по пластам приводит к преждевременному обводнению скважин до 80 – 90 %, при которой эффективность гидродинамических методов резко снижается, хотя суммарный отбор нефти не превышает 40 – 50 % извлекаемых запасов нефти.

В этих условиях не эффективны известные физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов с применением ПАВ, кислот, щелочей, растворителей и полимеров.

Объективной необходимостью для увеличения охвата менее проницаемой части продуктивного пласта воздействием при прогрессирующем обводнении является ограничение фильтрации нефтевытесняющего агента по промытым зонам коллектора и поступления его в скважины. Это приводит к перераспределению энергии закачиваемой воды в пласте и извлечению нефти из невыработанных зон, обеспечивая тем самым регулирование заводнением и повышение конечной нефтеотдачи.

На поздней стадии разработки месторождения с обширными промытыми водой зонами методы ограничения движения вод в них являются одним из основных средств регулирования заводнением и повышения нефтеотдачи пласта.

В работе изложены результаты исследований по регулированию заводнением на основе изменения фильтрационного сопротивления обводненных зон коллектора, которое осуществляется закачиванием химреагентов как через добывающие, так и нагнетательные скважины – в обоих случаях извлечение дополнительной нефти достигается в результате увеличения охвата пласта воздействием.

В нефтепромысловой практике методы ограничения притока вод в добывающих скважинах применяются с самого начала эксплуатации залежей. Однако эффективность их вследствие отсутствия необходимого ассортимента химреагентов оставалась сравнительно низкой, а область применения ограничивалась обработкой призабойной зоны пласта. В основном, они рассматривались как одно из средств повышения коэффициента эксплуатации скважин.

Недостаточная изученность механизма их воздействия на продуктивные пласты в 1960 – 1970 гг. препятствовала целенаправленному применению технологий ограничения движения вод в пластах для повышения эффективности методов заводнения и конечной нефтеотдачи. В этот период в научных периодических изданиях были опубликован ряд работ, в которых высказывались сомнения в целесообразности использования водоизолирующих материалов в системе разработки месторождений и возможности избирательного воздействия на пласт.

Широкое внедрение ремонтно-изоляционных работ (РИР) на месторождениях страны в 1970 – 1980 гг. показало, что геолого-технические мероприятия с применением РИР являются эффективным средством извлечения нефти из обводненных пластов на различных стадиях эксплуатации месторождений нефти.

Большие возможности применения методов ограничения притока вод в скважины с целью увеличения добычи нефти из обводненных пластов, эффективной эксплуатации скважин, снижения затрат на борьбу с коррозией оборудования и транспортирования пластовых жидкостей отмечаются в трудах И.Г. Юсупова, А.Т. Горбунова, Б.А. Блажевича, Ю.А. Поддубного, М.Н. Галлямова, Р.Ш. Рахимкулова, Н.Р. Махмутова, И.А. Сидорова, Р.К. Моллаева, И.А. Маслова, Ю.А. Забродина, А.И. Акульшина и ряда других исследователей.

В работе приведены результаты многолетних исследований по решению проблемы повышения нефтеотдачи пластов на основе ограничения движения вод в выработанных пластах и поступления их в скважины с начала разработки Ромашкинского, Ново-Елховского и других месторождений Татарстана, а также использованы фактические материалы крупномасштабных промышленных экспериментов на Самотлорском, Лянторском, Покачевском и других месторождениях Западной Сибири, произведенных с непосредственным участием авторов и с использованием научно-исследовательских работ, выполненных совместно с сотрудниками институтов ТатНИПИ-нефть, НИИнефтепромхим, ВНИИнефть, НижневартовскНИПИнефтегаз и СибНИИНП.

Обоснована концепция о роли водоизоляционных работ, основанных на увеличении фильтрационного сопротивления обводненных зон нефтенасыщенного коллектора, как средства регулирования заводнением и повышения конечной нефтеотдачи пластов.

Значительное место в работе занимают исследование физико-химических процессов взаимодействия закачиваемых химреагентов с породами и пластовыми жидкостями, изучение закономерностей изменения фильтрационного сопротивления обводненных зон коллекторов и прироста добычи нефти.

Авторами разработана модель воздействия на нефтеводонасыщенный пласт, основанная на повышении фильтрационного сопротивления обводненных пропластков, принятая за основу при разработке технологий воздействия на пласт водоизолирующими химреагентами. Для реализации этой модели разработан принципиально новый метод получения водоизолирующей массы в пластовых условиях на основе флокулирующих свойств полимеров относительно дисперсных частиц горных пород с образованием полимердисперсных систем (ПДС).

Приведены технологические решения по совершенствованию методов разработки нефтяных месторождений с различными физико-геологическими условиями с применением полимердисперсных систем. Внедрение технологий на основе ПДС и ее модификаций позволило извлечь из высокообводненных пластов месторождений Западной Сибири и Урало-Поволжья более 8 млн т дополнительной нефти.

Выводы и рекомендации, полученные в результате теоретических и экспериментальных исследований и обобщения большого фактического материала по внедрению технологий на месторождениях Западной Сибири и Урало-Поволжья могут быть использованы при совершенствовании выработки запасов нефти на поздней стадии разработки и повышении конечной нефтеотдачи пластов.

Авторы выражают глубокую благодарность за ценные замечания и помощь при выполнении работы доценту УГНТУ М.М. Кабирову, акад. А.Н. Азербайджана А.Х. Мирзаджанзаде, акад. РАН А.Т. Горбунову, чл.-кор. АН Татарстана И.Г. Юсупову, акад. РАН Р.Х. Муслимову, проф. М.А. Токареву, проф. В.И. Гусеву и канд. техн. наук А.М. Клееву.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Заводнение является высокопотенциальным освоенным методом повышения нефтеотдачи пластов. При благоприятных физико-геологических условиях метод позволяет достичь коэффициента нефтеотдачи 0,65 – 0,70. Однако при заводнении месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (высокая вязкость нефти, малая проницаемость и неоднородность пластов) коэффициент нефтеотдачи уменьшается до 0,30 – 0,35, в частности из-за низкого охвата их воздействием, а при вязкости нефти более 30 – 35 мПа·с заводнение становится малоэффективным.

Научное обобщение аналитических экспериментальных и промысловых исследований в области разработки нефтяных месторождений заводнением показало, что проблема решается улучшением вытесняющей способности воды добавлением ПАВ, кислот и щелочей, растворителей и увеличением охвата пластов воздействием.

Теоретическими, экспериментальными и промысловыми исследованиями подтверждено, что ограничение движения воды в обводненных зонах нефтеводонасыщенного коллектора с применением водоизолирующих химреагентов и других материалов является эффективным средством увеличения охвата его воздействием и повышения конечной нефтеотдачи.

Исследованиями свойств пластовых жидкостей и пород, применяемых на промыслах химреагентов и продуктов их взаимодействия между собой установлено, что компоненты пластовых вод, нефти и горных пород являются потенциальными источниками для образования в пластовых условиях водоизолирующей массы, обеспечивающей увеличение фильтрационного сопротивления пласта относительно воды.

Этот принцип образования водоизолирующей массы был использован для ограничения притока минерализованных пластовых вод девонского и бобриковского горизонтов на Ромашкинском и Ново-Елховском месторождениях Татарстана с применением ионогенных полимеров.

Механизм образования водоизолирующей массы указанными полимерами при взаимодействии с пластовыми водами, являющимися низкомолекулярными электролитами, зависит от степени гидролиза.

При степени гидролиза более 40 – 50 % процесс происходит по ионному обмену, носит диффузный характер и зависит от концентрации полимера и электролита.

Увеличение фильтрационного сопротивления обводненного пласта при этом происходит в результате образования в пластовых условиях гелеобразной структурированной массы со свойствами полупроницаемых мембран. На забое скважины проявляются обратноосмотический эффект разделения минерализованной воды полимерной мембраной и концентрационная поляризация ионов, приводящих к снижению проницаемости пористой среды.

Для пластов, обводненных слабоминерализованными и пресными водами, использован принципиально новый метод получения водоизолирующей массы в пластовых условиях, основанный на взаимодействии полимеров с флокулирующими свойствами и дисперсными частицами горных пород – ПДС, позволяющий избирательно ограничивать движение вод в обводненных зонах продуктивного пласта.

Рост фильтрационного сопротивления дренированных высокопроницаемых зон нефтеводонасыщенного коллектора при обработке полимердисперсной системой, состоящей из частично гидролизованного полиакриламида и глинистых частиц, приводит к увеличению коэффициента охвата продуктивного пласта воздействием и конечной нефтеотдачи до 5 %.

С увеличением неоднородности коллектора и объема закачиваемой оторочки ПДС коэффициент нефтеотдачи повышается.

Следует отметить, что эффективным фактором повышения нефтеотдачи при закачивании водоизолирующих химреагентов в пласт является обеспечение нефтевытеснения с одновременным блокированием промытых каналов нефтеводонасыщенного коллектора. Внедрение комплекса технологий, основанных на изменении фильтрационного сопротивления обводненных зон коллектора с применением полимердисперсных систем и их модификаций с различными химреагентами, позволили извлечь дополнительно на месторождениях Урало-Поволжья, Западной Сибири и других регионов миллионы тонн нефти. Высокая эффективность физико-химических методов воздействия на пласт, основанных на увеличении фильтрационного сопротивления обводненных зон нефтеводонасыщенного коллектора, дает основание утверждать, что эти методы являются неотъемлемой частью системы разработки месторождений, позволяющие регулировать заводнение на поздней стадии их эксплуатации.