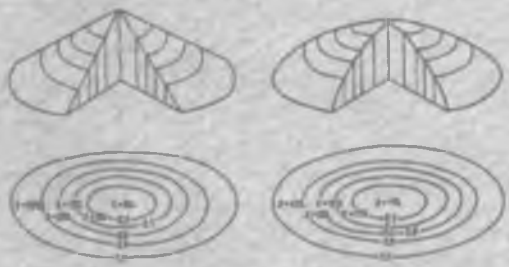
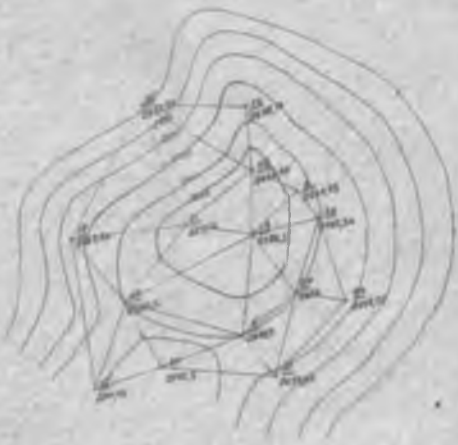




И.П. БУРЛУЦКАЯ, О.Г. ХАЙИТОВ, Ш.Х. ЗУФАРОВА

НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ

ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ АБУ РАЙХАНА БЕРУНИ

**И.П. БУРЛУЦКАЯ, О.Г. ХАЙИТОВ,
Ш.Х. ЗУФАРОВА**

НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

ТАШКЕНТ — «TALQIN» — 2007

75393

Печатается по решению научно-методического совета
Ташкентского государственного технического университета

Кафедра «Инженерная педагогика в геологии и нефтегазовой отрасли»

Рецензенты:

Б.Ш. Акрамов — зав.каф. «Профессиональное образование в нефтегазовой отрасли и разработка нефтяных и газовых месторождений» и руководитель направления «Нефтегазовое дело», ТашГТУ, кандидат технических наук, доцент;

О. Бекметов — Научный сотрудник института ОАО «УзНИПИнефтегаз»

И.П.Бурлуцкая, О.Г.Хайитов, Ш.Х.Зуфарова.
Нефтегазопромысловая геология. Учебное пособие. Т.: ТГТУ, 2007. – 384 стр.

В учебном пособии освещены основные вопросы, связанные с изучением и эксплуатацией залежей углеводородов.

Рассмотрены физические и химические свойства горных пород и пластовых флюидов, отмечена роль этих свойств при формировании в горных породах залежей нефти и газа, их эксплуатации.

Показаны методы геолого-геофизических исследований при строительстве скважин, способы обработки геолого-геофизической информации и практическое применение геолого-геофизических данных при изучении и эксплуатации залежей нефти и газа.

Рассмотрены строение и типы залежей нефти и газа, методы и способы подсчета запасов углеводородов, процессы извлечения нефти и газа из недр, методы и способы контроля процессов разработки месторождения.

Даны основные понятия об охране недр и окружающей среды в процессе разработки месторождений углеводородов.

Большинство примеров в учебном пособии приведено из практики поисково-разведочных работ и разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Узбекистан, поэтому в учебном пособии приведена краткая характеристика нефтегазоносных регионов, типы залежей и способы их геологического изучения и разработки.

Учебное пособие предназначено для учащихся колледжей и студентов негеологических специальностей высших учебных заведений, а также для специалистов, работающих в области разработки месторождений углеводородов.

ISBN 978-9943-325-23-4

© Ташкентский государственный технический университет, 2007 г.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Изучение геологических дисциплин для студентов негеологических специальностей направления «Нефтегазовое дело» начинается с курса «Общая геология», в котором даются представления о геологии как науке, о Земле. Следующей дисциплиной является «Нефтегазовая геология», которая детализирует представления о нефти и газе как составляющих элементах целого комплекса полезных ископаемых, названных так в силу того, что эти горные породы и минералы широко используются человеком для обеспечения его жизнедеятельности. Общая и нефтегазовая геология являются теоретическим базовым курсом, который позволяет студенту выработать геологическое мышление и воочию увидеть связь между физическими, химическими процессами и реалиями окружающего его внешнего мира. Завершает этот процесс «Нефтегазопромысловая геология», которая является прикладной дисциплиной, демонстрирующей практическое использование в хозяйственной деятельности ранее полученных теоретических представлений. В разных учебных заведениях СНГ и в разные годы было издано более 200 учебников и учебных пособий по этой дисциплине [3, 8, 9, 17]. Наиболее популярными являются учебники и учебные пособия М.А. Жданова и др. [8]. Однако вся эта учебная литература несколько морально устарела, т.к. издана более 20 лет назад, а новые переиздания являются практически перепечаткой уже изданных. Кроме того, эта литература создавалась на базе информации, собранной по всем нефтегазодобывающим районам (НГДР) Содружества независимых государств (СНГ) без учета специфики НГДР Республики Узбекистан.

Поэтому в настоящее время возникла необходимость в подготовке нового учебного пособия по курсу «Нефтегазопромысловая геология», в котором были бы отражены: современный опыт, накопленный в странах СНГ, мировые достижения, а также специфические особенности и условия нефтегазодобывающих регионов Республики Узбекистан.

Материал в настоящем пособии изложен в соответствии с утвержденной учебной программой.

При составлении данного пособия использованы учебные пособия М.А. Жданова и др., а также фондовые и печатные работы узбекских специалистов.

Авторы глубоко признательны за ценные критические замечания рецензенту рукописи доценту, заведующему кафедрой «Разработка нефтяных и газовых месторождений», кандидату технических наук Б.Ш. Акрамову.

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазопромысловая геология это часть геологической науки, занимающаяся изучением строения залежей нефти и газа, свойств продуктивных пластов и насыщающих их пластовых флюидов.

Данные ее необходимы как для подготовки выявленных залежей нефти и газа к разработке и объективной оценки запасов, так и для проектирования рациональных систем и анализа разработки в целях максимального извлечения из недр нефти и газа.

Для обеспечения детальности геологического изучения месторождений промысловый геолог должен быть хорошо знаком с вопросами проводки скважин, физикой нефтяного и газового пластов, подсчетом запасов и т.д.

Поэтому в настоящем учебном пособии из всех вопросов, входящих в сферу задач нефтегазопромысловой геологии, рассмотрены основные:

— геологические исследования при строительстве скважин и методы изучения недр по данным бурения, опробования (испытания) и геофизических исследований;

— геолого-промысловая характеристика коллекторов и пластовых флюидов;

— строение залежей УВ и их энергетическое состояние;

— методы подсчета запасов нефти и газа;

— извлечение нефти и газа из продуктивных пластов. Нефте- и газоотдача и методы их повышения в процессе разработки;

— общие понятия о разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений;

— геолого-промысловый контроль за разработкой месторождений нефти и газа;

— охрана недр нефтяных и газовых месторождений и окружающей среды.

Этот перечень вопросов охватывает далеко не все проблемы, изучением которых занимается нефтегазопромысловая геология, однако является базовым, определяющим нефтегазопромысловую геологию как отрасль геологической науки.

Нефтегазопромысловая геология в качестве самостоятельной отрасли выделилась в период становления нефтяной промышленности еще в конце XIX-го века, когда при разработке нефтяных и газовых месторождений требовались углубленный анализ геологического строения нефтегазопродуктивных пластов и детальное изучение их литофизических свойств.

Создание нефтегазопромысловой геологии и кадров промысловых геологов способствовало углубленному изучению недр, улучшению качества разработки месторождений и обеспечению более полного извлечения нефти и газа.

Основоположниками нефтегазопромысловой геологии как науки можно считать И.М. Губкина [6], М.В. Абрамовича [1], Л.С. Лейбензона [11], М.В. Никитина [16], М.А. Жданова [8], А.Н. Крылова [10] и др.— в СНГ, а за рубежом — Д. Амикса [3], А. Намиотта [15] и др.

Курс «Нефтегазопромысловая геология» был впервые включен в учебные планы нефтяных вузов в 1932 г., а в 1934 г. под редакцией М.В. Никитина коллективом авторов (В.В. Билибин, Я.В. Гаврилов, М.Ф. Мирчинк) был издан первый учебник «Нефтегазопромысловая геология».

В Узбекистане нефтегазопромысловая геология как наука стала развиваться с начала XX века, когда началась разработка нефтяных залежей в Ферганской долине (Чимион, Яркутан, Чаур и др.) и в Сурхандарьинской области (Уч-Кызыл, Кокайти, Ляльмикар, Хаудаг).

Основные труды по нефтегазопромысловой геологии в Республике Узбекистан принадлежат С.Н. Назарову и В.Н. Сипачеву [14], Б.Ш. Акрамову [2], О.Г. Хайитову (1999, 2000, 2003), А.В. Мавлянову (1996, 2004), И.Х. Халисматову (1999), и др.

С.Н. Назаровым совместно с В.Н. Сипачевым и др. разработан и запатентован способ оценки конечной нефтеотдачи, одного из основных критериев оценки эффективности разработки нефтяного пласта [14].

Существенный вклад в развитие нефтегазопромысловой геологии внесли промысловые геологи-практики И.П. Соколов, А.М. Хуторов, А.К. Азимов и др., осуществлявшие разработку нефтяных и газовых месторождений в различных регионах РУз.

Развитие знаний о подземных резервуарах в недрах республики способствует созданию научных основ разработки нефтяных и газовых месторождений путем комплексного решения этой задачи с использованием нефтегазопромысловой геологии, подземной гидродинамики и т.д.

В настоящее время в условиях адаптации нефтегазовой отрасли Республики Узбекистан в мировое нефтяное сообщество и внедрения рыночных отношений, изучение физических явлений, происходящих в недрах, позволяет расширить знания о режимах пластов, что позволяет совершенствовать разработку залежей нефти и газа, добиваться высокой экономической эффективности и обеспечить энергетическую независимость Республики.

ЧАСТЬ I

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН И МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ НЕДР ПО ДАННЫМ БУРЕНИЯ, ОПРОБОВАНИЯ (ИСПЫТАНИЯ) И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Глава 1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

§ 1. ПРИВЯЗКА ТОЧЕК (СКВАЖИН) НА МЕСТНОСТИ И ПЕРЕДАЧА ИХ ПОД БУРЕНИЕ

Пласты горных пород, содержащие основные залежи нефти и газа, залегают на больших глубинах от поверхности земли и не могут быть изучены путем прямых наблюдений. Поэтому основным источником достоверной информации о свойствах глубоких земных недр являются данные исследований, проводимых в скважинах в процессе их строительства.

Скважина является горной выработкой, позволяющей непосредственно судить о характере и условиях залегания пород, слагающих недра, и о свойствах насыщающих их нефти, газа и воды.

Процесс строительства скважин состоит из следующих циклов: подготовка к строительству, бурение, крепление и испытание в обсаженном стволе, ликвидация.

Ценность каждой пробуренной скважины определяется полнотой и качеством геолого-промысловой информации, полученной в процессе ее бурения и испытания. Поэтому одной из важнейших задач геологической службы является не только получение максимального количества сведений о вещественном составе вскрываемых скважиной пород, об их возрасте и строении, о характере насыщения флюидом, а также о физико-химических свойствах пластовых нефтей, газов, вод и т.п. для получения наиболее полных данных о разрезе скважин, но и осуществление постоянного геологического руководства при проведении всех видов работ в скважине.

Задачами геологической службы на нефтегазовом промысле при строительстве скважин являются:

1) определение места заложения скважины;
2) контроль за процессом бурения скважины;
3) изучение геологического разреза скважины;
4) геологический контроль за вскрытием пласта и ходом испытаний;
5) охрана недр;
6) оформление документации скважины.

Процесс подготовки к строительству скважины включает: привязку точек, соответствующих местоположению скважин на местности, и подготовку площадки под строительство (разравнивание и утрамбование площадки, строительство подъездных путей, монтаж вышки и т.д.).

Второй вопрос не входит в компетенцию геологической службы и рассматриваться не будет.

Скважины располагаются на местности в зависимости от решаемых геологических или технических задач.

Вначале на структурной карте, служащей основой при размещении скважин, выбирается точка заложения проектируемой скважины (в зависимости от возложенных на неё задач).

Затем эта точка переносится на рабочую топооснову и определяются расчетные географические координаты местозаложения скважины.

После выбора местозаложения скважины в функции геологической службы входят:

1) выдача распоряжения топографической службе о перенесении точки (скважины), спроектированной на карте, на местность;

2) своевременная передача точки под строительство скважины;

3) участие в составлении геолого-технического наряда на бурение скважины.

Бурение разведочных или эксплуатационных скважин проводится в соответствии с планом разбуривания данной площади или месторождения. Проект расположения скважин составляется на геологической или структурной карте (рис. 1А-1Ж).

Привязка точек (скважин) на местности осуществляется топографо-геодезической службой, которая устанавливает местоположение устья скважины и определяет его абсолютную отметку.

Перенесение на местность проектируемой скважины выполняется по письменному распоряжению главного геолога предприятия, проводящего бурение. Распоряжение сопровождается выкопировкой из топографической карты, на которой нанесены проектируемые скважины. Проектируемые скважины показываются на выкопировке красным цветом.

Местоположение проектируемой скважины на местности фиксируется знаком (железной трубой, столбом), на верхней части которого надписываются номер проектируемой скважины и дата его закрепления. Местоположение проектируемой наклонно-направленной скважины закрепляется на местности тремя створными знаками (железные трубы, столбы), местоположение проектируемой скважины в акватории закрепляется буем с вехой.

Закрепление местоположения проектируемой скважины на местности сопровождается актом. Если принято решение изменить мес-

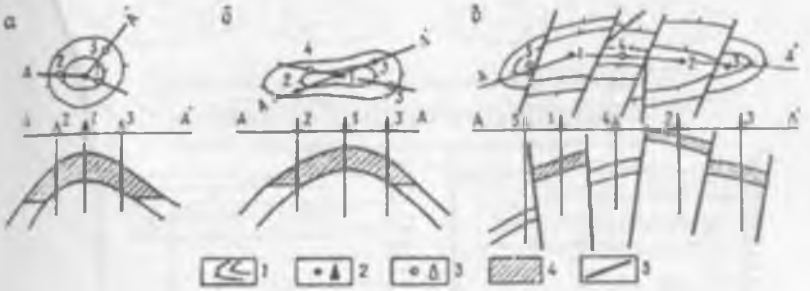


*Рис.*1А. Схемы размещения скважин при поисках и оценке залежей нефти и газа на куполовидных (*а*), узких линейно-вытянутых (*б*), антиклинальных, разбитых тектоническими нарушениями на ряд изолированных блоков (*в*) структурах: *1* — изогипсы кровли продуктивных отложений; *2* — поисковые скважины; *3* — скважины для предварительной оценки залежи; *4* — залежи нефти и газа; *5* — тектонические нарушения

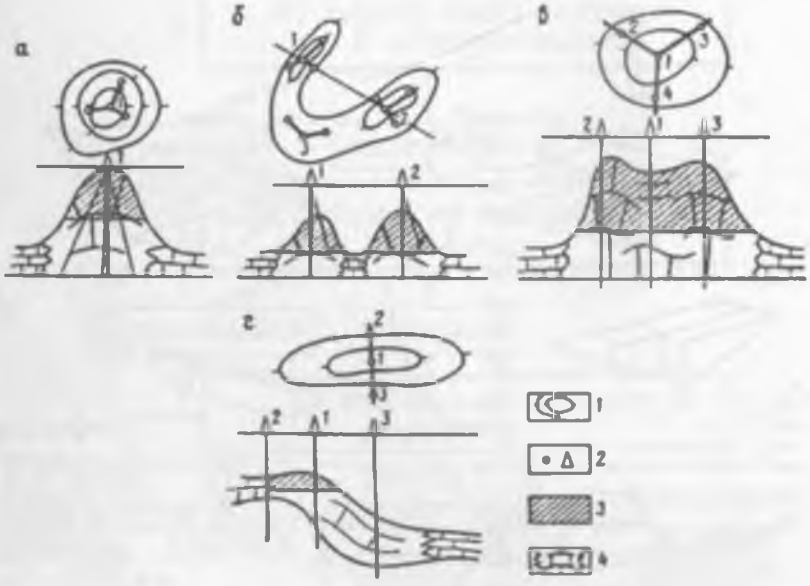


*Рис.*1Б. Схемы размещения скважин при поисках и оценке залежей нефти и газа в ловушках, приуроченных к конусовидным (*а*), подковообразным (*б*), плосковершинным (*в*) рифам и линейно вытянутым рифовым системам (*г*): *1* — изогипсы кровли продуктивных отложений; *2* — скважины; *3* — залежи нефти или газа; *4* — рифогенные отложения

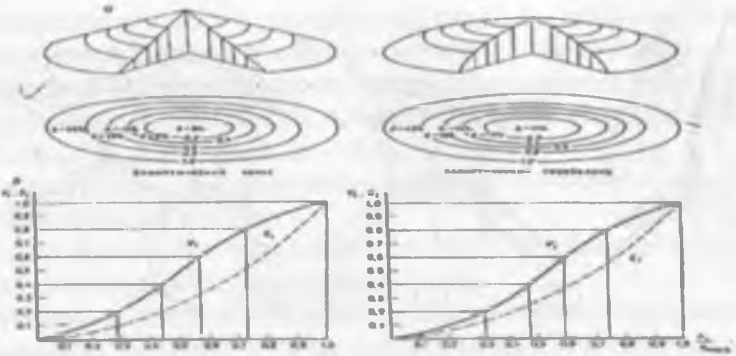


*Рис.*1В. Номограммы для размещения разведочных скважин на объемных моделях: *а* — объемные модели массивных залежей и характер распределения объемов залежи по площади; *б* — номограммы для выделения зон равных объемов на объемных моделях массивных залежей (Vi, Si — объем и площадь участка залежи, ограниченного изолинией hi; hi/hmax — отношение значения оконтуривающей изолинии к максимальному значению этого параметра на модели)

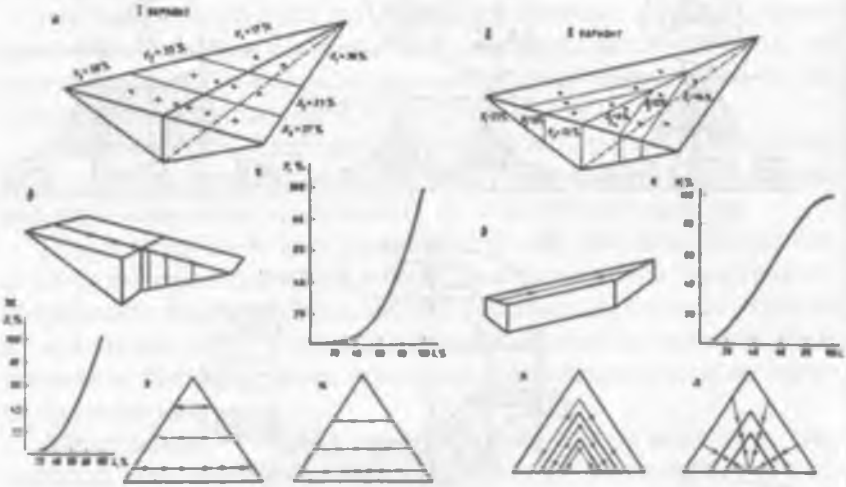


*Рис.*1Г. Принципиальная схема рационального размещения разведочных скважин на объемных моделях пирамидального типа (по М.Б. Павлову): *а*, *б* — модели пирамидального типа; *в*, *д* — профильные блоки модели; *г*, *е* — графики зависимости объемов блоков залежи от расстояний до их границ; *ж* — график для определения местоположения скважин на профиле; схемы размещения скважин: *з* — равномерная по площади; *и* — параллельно-профильная; *к* — концентрическая; *л* — радиально-профильная

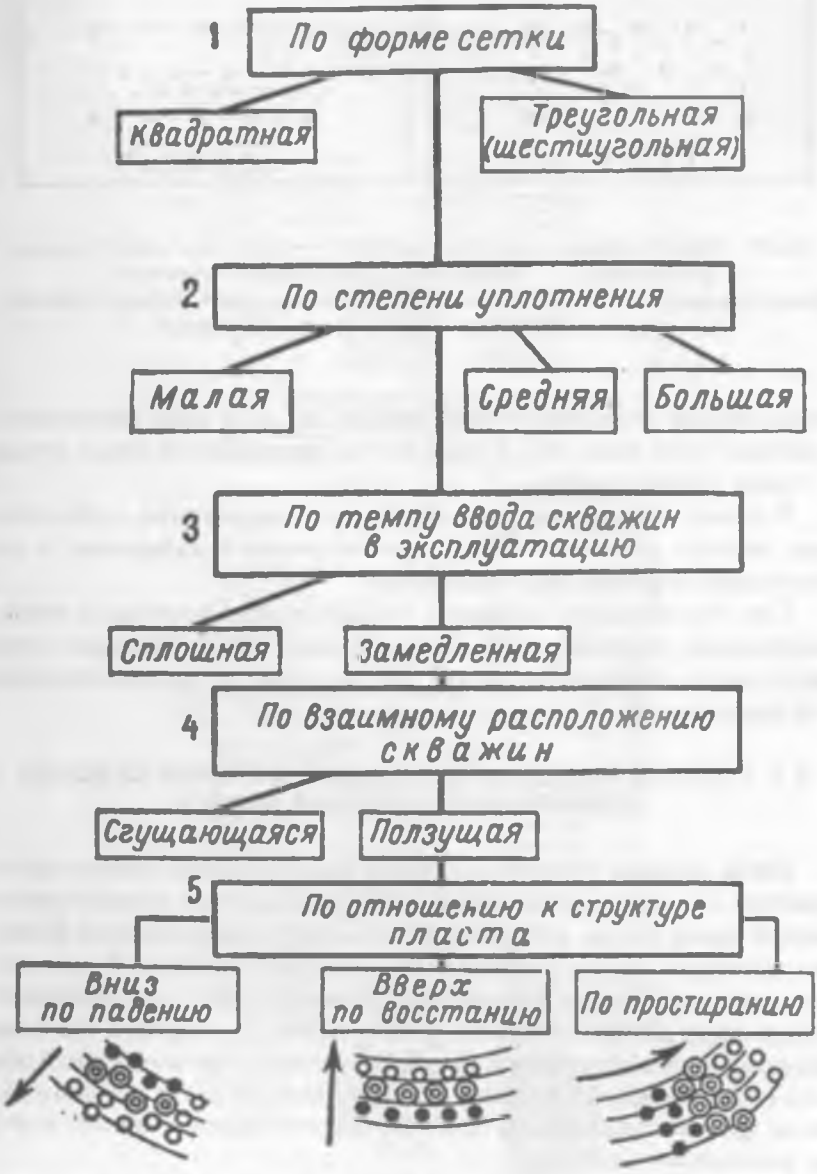


*Рис.*1Д. Схема систем размещения эксплуатационных скважин по равномерной сетке

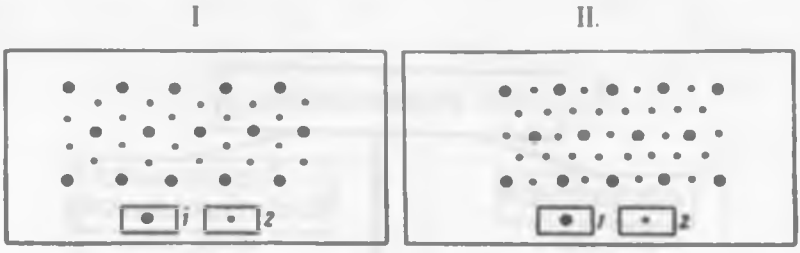


*Рис.*1Е. Первый вариант сгущения скважин: *1* — скважины первой степени уплотнения; *2* — скважины второй степени уплотнения.
Второй вариант сгущения скважин: *1* — скважины первой степени уплотнения; *2* —скважины второй степени уплотнения

тоположение скважины более чем на 5м, то в акте указывается причина этого решения. В этом случае закрепляется новая точка, а старая ликвидируется.

В начале бурения еще раз определяют координаты и абсолютные высоты устья и стола-ротора заложенной скважины, а по окончании бурения-верха колонны.

Под строительство скважину (точку) следует передавать заблаговременно, до установленного срока начала работ. Передача точки оформляется специальным актом, составленным геологической службой предприятия.

§ 2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН (ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД)

Перед началом бурения скважины геологическим отделом предприятия и специалистами-буровиками составляется геолого-технический наряд. Наряд является основным документом буровой бригады, которым она руководствуется в процессе работы. В геолого-техническом наряде указывается перечень всех мероприятий, выполнение которых является обязательным для буровой бригады. Поэтому необходимо перед началом бурения детально ознакомить весь состав буровой бригады с содержанием наряда и задачами бурения данной скважины. В процессе бурения геолог уточняет наряд по фактическим данным.

В геологической части наряда рядом с проектным разрезом скважины оставляется графа для занесения фактического материала по разрезу пробуренных пород. Далее указываются ожидаемые углы падения пород, конструкция скважины, проектный комплекс гео-

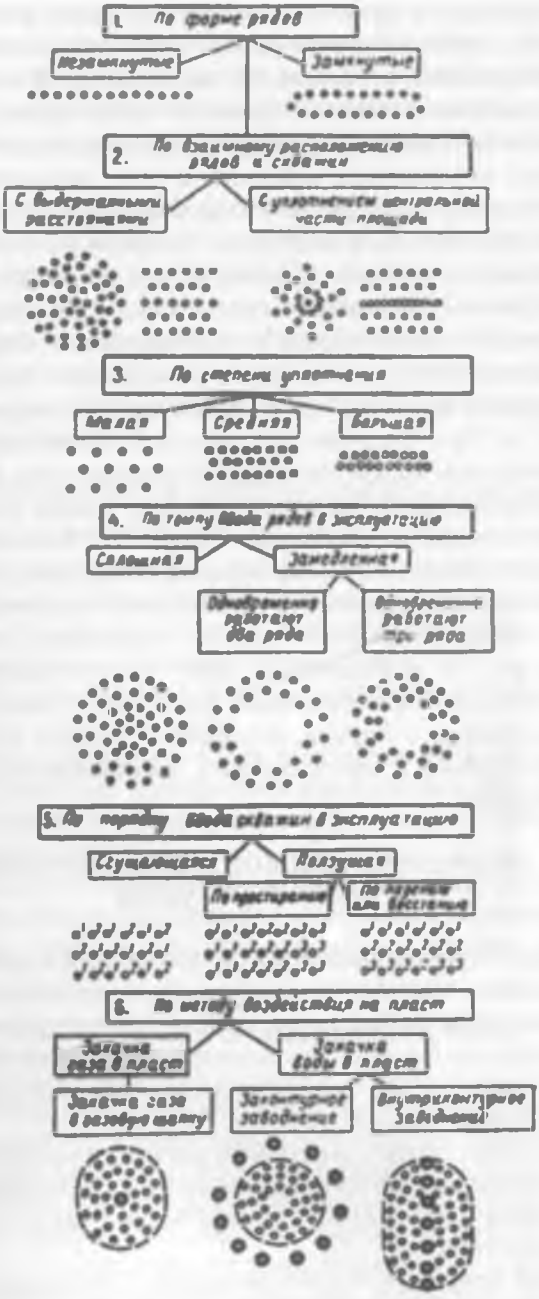


Рис.1Ж. Схема систем размещения скважин рядами. Методы и схема размещения проектных разведочных и эксплуатационных скважин.

лого-промысловых и промыслово-геофизических работ (глубины отбора грунта, шлама и проб бурового раствора, комплекс геофизических измерений и интервалы их проведения). В наряде необходимо предусмотреть категории крепости пород (крепкие, твердые, средние, мягкие); глубины, на которых возможны осложнения (выбросы, обвалы, поглощения, прихваты и пр.); положение газонефтеносных объектов; их вскрытие и опробование в процессе бурения испытателем пластов или в интервалах перфорации колонны; число перфорационных отверстий; характеристику основных водоносных горизонтов; данные об ожидаемых пластовых давлениях и т. п.

В технической части наряда в соответствии с геологическими данными должны быть указаны: тип и размер долот; режим бурения; качество бурового раствора; метод испытания водозакрывающей колонны и т. п. При бурении наклонно-направленных скважин в геолого-техническом наряде необходимо предусмотреть более частые, чем при проведении вертикальных скважин, замеры угла и азимута направления ствола (через каждые 25—50 м). Если пробуренные скважины дали небольшой вынос образцов, отобранных колонковым долотом, то следует предусмотреть применение бокового грунтоноса.

Геолог, контролирующий бурение скважины, должен тщательно следить за выполнением всех намеченных в геолого-техническом наряде исследований. На прил.1. приведен пример геолого-технического наряда, который в деталях может дополняться и изменяться в соответствии с требованиями технологии бурения скважин.

§ 3. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ В ПРОЦЕССЕ ПРОВОДКИ СКВАЖИН

В процессе бурения скважины геологической службой должен быть организован тщательный контроль за ее проводкой для получения геологической информации, а также для предупреждения возможных в процессе бурения осложнений (уход глинистого раствора и потеря его циркуляции, возникновение обвалов и прихватов бурового инструмента и т. п.).

Геолог должен вести контроль за всем циклом строительства скважины, начиная от заложения и заканчивая ликвидацией, а также за выполнением работ, предусмотренных в геолого-техническом наряде, посредством:

1) замеров кривизны ствола скважины с помощью инклинометра через установленные интервалы;

2) проведения промыслово-геофизических исследований;

3) проведения отбора керна в заданных интервалах;

4) промывки скважины, оценки качества глинистого раствора, наблюдения за осложнениями в процессе бурения;

5) выбора оптимальной конструкции скважины и проведения испытаний герметичности эксплуатационной колонны;

6) вскрытия пласта, перфорации обсадной колонны и освоения скважины;

7) изучения и испытания газонефтеносных горизонтов.

Обязательным является контроль за появлением в буровом растворе признаков нефти и газа, а также отбор образцов пород для анализа.

Изучение всего геологического, геолого-геофизического и геолого-промыслового материала, получаемого в процессе бурения скважины, является основой для составления геологической модели объекта.

Ниже мы рассмотрим задачи геологического контроля в процессе бурения скважин.

3.1. Наблюдения за качеством глинистого раствора

Качество применяемого при бурении скважин глинистого раствора должно обеспечивать успешную борьбу с нефтегазопроявлениями, обвалами, нарушениями циркуляции и заглинизированием вскрываемого продуктивного пласта. Глинистый раствор должен удовлетворять следующим основным требованиям:

1) хорошо глинизировать стенки скважины, плотно закупоривая поры и трещины в породах,

2) не отфильтровывать в пласт значительного количества воды, что особенно важно при вскрытии продуктивного пласта,

3) образовывать на стенках скважины тонкую, почти непроницаемую, плотную корку,

4) хорошо выносить с забоя частицы разбуренной породы, не давая им возможности осаждаться на забое при нарушении циркуляции и легко очищаться от них в желобной системе на дневной поверхности.

3.2. Наблюдения за промывкой скважины

Количество глинистого раствора или другой промывочной жидкости, закачиваемой в скважину за единицу времени, должно обеспечивать полное удаление с забоя и вынос на поверхность всех выбуренных частиц породы. Во время бурения должен быть организован круглосуточный контроль за изменением параметров глинистого раствора (плотностью, водоотдачей, стабильностью, содержанием песка и т п.). Для этого на каждой бурящейся скважине должна быть переносная лаборатория или комплект необходимых приборов, а в конторе бурения — стационарная лаборатория. Пробы глинистого раствора необходимо отбирать при его выходе из скважины и в конце циркуляционной системы.

Результаты всех замеров показателей глинистого раствора заносятся в специальный журнал.

3.3. Борьба с осложнениями

В процессе бурения нередко приходится сталкиваться с различного рода осложнениями. Наиболее распространенными видами осложнений являются: поглощение промывочной жидкости, нефте, газо- или водопроявления, обвалы пород, прихваты и затяжки инструмента в скважине.

Поглощение промывочной жидкости чаще всего происходит в кавернозных, трещиноватых или крупнопористых породах, когда пластовое давление оказывается меньше давления столба промывочной жидкости. Характер поглощений может быть различным — от слабого (в крупнозернистых или тонкотрещиноватых пластах с низким пластовым давлением) до катастрофического (при вскрытии крупных каверн и широких трещин), когда происходит полная потеря циркуляции промывочной жидкости.

Для предотвращения возможного поглощения промывочной жидкости геолог заранее должен указать в геолого-техническом наряде интервалы глубин, где это явление может иметь место. За 50—100 м до вскрытия опасной зоны рекомендуется перейти на промывку скважины раствором с возможно меньшей плотностью при минимальной водоотдаче. В случаях катастрофического поглощения (свыше 150-200 м^3/ч) следует прибегать к закачке в скважину известково-глинистого, цементно-глинистого или силикатно-глинистого раствора с целью создания на забое вязкой пробки, препятствующей уходу бурового раствора в породы. Если эти меры не помогают, то приступают к цементированию забоя. Снижения интенсивности поглощения можно достигнуть путем введения в глинистый раствор инертных наполнителей, целлофана, слюды-чешуйки, опилок, асбеста и т.п. Снизив интенсивность поглощения, его ликвидируют с помощью тампонирующих растворов (высокопрочного гипса, гельцемента и др.).

В некоторых случаях, когда все принятые меры оказываются неэффективными, прибегают к спуску промежуточной обсадной колонны для перекрытия зоны поглощения. Поступление в промывочную жидкость значительных количеств нефти и газа приводит к уменьшению ее плотности и тем самым к снижению давления глинистого раствора на забой, в результате чего могут произойти выброс и открытое фонтанирование скважины. Для предупреждения этого явления до вскрытия интервалов глубин, где возможны нефтегазопроявления, необходимо перейти на промывочную жидкость с повышенной плотностью, чтобы давление

на забое скважины превысило тестовое. Кроме того, глинистый раствор должен иметь невысокую вязкость. Устье бурящейся скважины оборудуется специальной противовыбросовой арматурой — превентерами.

Если обычным глинистым раствором (плотностью не более 1,3 г/см³) необходимого противодавления на забой создать не удается, необходимо перейти на утяжеленные промывочные жидкости. Повышение плотности глинистого раствора достигается добавлением к нему тонкомолотых минералов или веществ с высокой плотностью, являющихся отходами производства (барит, гематит, серный колчедан, магнетитовый песок, пиритные огарки, колошниковая пыль). Обычно для приготовления утяжеленной промывочной жидкости используют химически обработанные глинистые растворы с небольшими водоотдачей и вязкостью. Плотность утяжеленного глинистого раствора достигает 1,6—1,7 г/см³, а после химической обработки 2,2 г/см³.

Следует учитывать, что использование промывочных жидкостей высокой плотности затрудняет проведение промыслово-геофизических исследований в скважине, поэтому их следует применять лишь в необходимых случаях. Для борьбы с водопроявлениями, перед вскрытием высоконапорного водоносного пласта, повышают вязкость и плотность бурового раствора, а также герметизируют устье скважины превентером.

Нередко процесс бурения значительно осложняют обвалы и осыпи пород в скважине. Наиболее опасны обвалы глин и сланцев, которые, разбухая в воде и слипаясь, образуют мощные сальники на долоте и пробки в скважинах. Для предупреждения обвалов применяют промывочные жидкости с минимальной водоотдачей и несколько повышенной плотностью.

3.4. Наблюдения за вскрытием пластов в процессе бурения

Выбор метода вскрытия нефтяного или газового пласта (его пересечения скважиной в процессе бурения) имеет исключительно важное значение для освоения и последующей эксплуатации скважин. Основными моментами, определяющими успешность вскрытия продуктивного пласта, являются правильный выбор технологии бурения в интервале залегания газонефтеносных пород, обеспечивающей наиболее благоприятные условия притока в скважину нефти или газа, и технических средств, позволяющих безаварийно и надежно вести буровые работы. Технику и технологию вскрытия пласта выбирают применительно к его геолого-физической характеристике и физико-химическим свойствам насыщающих этот пласт флюидов.

№ 25393

Все вскрываемые скважинами продуктивные пласты могут быть разделены на две основные группы: пласты, характеризующиеся высокими давлениями, высокой нефтенасыщенностью и фонтанированием при вскрытии и освоении, и пласты с низким пластовым давлением, в большинстве случаев значительно дренированные и истощенные предыдущей эксплуатацией. Для пластов первой группы большое значение имеют надежное обустройство устья скважин и оборудование, обеспечивающее безаварийное ведение буровых работ в продуктивном интервале и освоение скважин. Для пластов второй группы особенно важно создать наиболее благоприятные условия для притока нефти и газа из пласта в скважину.

Наиболее распространенной промывочной жидкостью, применяемой при бурении, является буровой раствор. Как уже отмечалось, вода из глинистого раствора проникает в пласт (т.е. происходит инфильтрация воды из глинистого раствора в пласт), а на стенках скважины образуется глинистая корка. Отрицательное влияние проникшей в продуктивный пласт воды на коллекторские свойства пород связано с тем, что в пористой среде вода удерживается капиллярными силами и даже под воздействием значительных перепадов давления не может быть полностью вытеснена из поровых каналов. Кроме того, при проникновении пресной технической воды в пласт глинистые частицы пород разбухают, и если в породах содержится значительное количество глинистых частиц, то это явление может послужить причиной значительного снижения проницаемости пласта в призабойной зоне, что в свою очередь создает трудности при освоении скважины. Выпадение нерастворимого осадка в порах продуктивного пласта вследствие взаимодействия фильтрата бурового раствора с высокоминерализованными пластовыми водами также отрицательно влияет на проницаемость пласта у стенок скважины. Таким образом, одна из основных задач при вскрытии продуктивного пласта заключается в предотвращении проникновения в пласт пресной воды из бурового раствора. Ее решение достигается применением при вскрытии пласта бурового раствора с низкой водоотдачей, добавлением в него поверхностно активных веществ (ПАВ), использованием промывочной жидкости, приготовленной на нефтяной основе, газообразных агентов, двухфазных и трехфазных пен и проведение других мероприятий. Глинистые растворы, применяемые при вскрытии продуктивных пластов, должны иметь минимальную водоотдачу и в то же время образовывать тонкую, но прочную корку. Таким условиям удовлетворяют растворы, обладающие высокой коллоидностью, которую они приобретают после обработки различными реагентами и вследствие добавок бентонитовых глин.

Важной задачей геологической службы являются анализ и контроль за величинами пластовых давлений на участках бурения новых скважин, особенно в пределах разрабатываемых месторождений.

При вскрытии пластов с высокими и аномально высокими давлениями величина плотности промывочной жидкости подбирается такой, чтобы были невозможны выбросы и обеспечена надежность ведения работ.

При низком пластовом давлении основное внимание должно быть уделено качеству промывочной жидкости: нельзя допускать глинизацию продуктивного пласта и проникновение в него воды. Для улучшения гидродинамического совершенства скважины необходимо вскрывать всю мощность продуктивного пласта. Однако если скважина бурится в водонефтяной (газоводяной) зоне, то при углублении скважины на всю мощность пласта она неизбежно пройдет и водонасыщенную его часть. В этом случае, чтобы избежать быстрого обводнения, бурение останавливают выше контакта нефть—вода (газ—вода). Если в водонефтяной зоне бурится нагнетательная скважина, то в ней продуктивный пласт следует вскрывать на всю мощность, включая и водонасыщенную часть пласта. В случае, когда залежь нефти содержит газовую шапку, то башмак колонны следует устанавливать как можно ниже газонефтяного контакта, чтобы устранить возможность прорыва газа в скважину. В оценочных скважинах, бурящихся для установления достоверной оценки параметров насыщения пласта флюидами, вскрытие продуктивного пласта производится с применением промывочной жидкости, приготовленной на нефтяной (известково-битумной) основе.

3.5. Наблюдения за проведением геолого-геофизических исследований в процессе бурения

К геолого-геофизическим исследованиям в процессе бурения относятся:

— отбор и изучение керна и шлама;

— промыслово-геофизические исследования (ГИС);

— опробование и испытание объектов в процессе бурения.

При проходке скважин этим исследованиям должно уделяться особое внимание, так как они содействуют изучению вскрываемых газонефтеносных горизонтов с целью получения сведений о составе, свойствах горных пород, нефти и газа, условиях их залегания и возможной добычи. Такие исследования необходимо вести комплексно на основе изучения признаков нефти и газа в кернах и промыслово-геофизических наблюдений.

Герметический съемный грунтонос позволяет отбирать керн в пределах продуктивного пласта с максимальным сохранением естественной нефтегазонасыщенности и быстро транспортировать полученные образцы породы на дневную поверхность с той или иной глубины (до 3000—3500 м) без подъема всей колонны бурильных труб.

Пробоотборники (испытатели пластов) служат для вызова притока жидкости и газа из испытываемого пласта, вскрытого при бурении скважины, отбора проб пластовых жидкостей и газов и для определения физических параметров нефти и газа (и воды при отсутствии в пласте нефти и газа).

К настоящему времени разработаны различные конструкции пробоотборников. Использование их особенно полезно при бурении поисковых и разведочных скважин. О продуктивности пласта судят по количеству поступившей в бурильные трубы жидкости, по длительности заполнения труб и по разности давлений в пласте и в бурильных трубах у фильтра.

Геофизические методы — это целый комплекс исследований физических свойств горных пород и пластовых флюидов, осуществляемых посредством специальной аппаратуры, спускаемой в скважину.

Во второй главе мы подробнее остановимся на геологических методах исследований в скважинах.

В этом же разделе мы отметим, что в задачи контроля геологической службы по этому направлению входят:

— контроль за выполнением объемов этих работ, предусмотренных в ГТН;

— корректировка объемов и объектов исследования в зависимости от фактически вскрываемого разреза (глубины залегания и литотипов пород и т.д.);

— документирование объемов выполненных работ;

— макроописание на буровой отобранного керна и шлама;

— совместно с геофизической службой оперативная оценка на буровой качества и информативности выполненного комплекса ГИС, и в случае его неинформативности применение более эффективных методов;

— отбор проб воды, газа, нефти на исследования при опробовании и испытании объектов в открытом стволе, и определение (на буровой) некоторых их свойств (например, плотности).

3.6. Контроль за конструкцией скважины

Для обеспечения безаварийной проводки скважины осуществляется изоляция несовместимых по условиям бурения интервалов путем подбора соответствующей конструкции скважины.

При подборе конструкции скважины необходимо обеспечить:

1) прочность и долговечность крепления стенок скважины;

2) надежную изоляцию проходимых газоносных, нефтеносных и водоносных горизонтов, а также намеченного эксплуатационного объекта;

3) успешное бурение до проектной глубины и возможность осуществления намеченной системы разработки месторождения;

4) возможность применения запроектированного способа и режима эксплуатации;

5) экономию металла и цемента.

Конструкция скважин должна учитывать геологические особенности разреза месторождения.

Внутренний диаметр эксплуатационной колонны в нефтяных скважинах не должен быть меньше 100 мм.

Допускается бурение скважин малого диаметра для эксплуатации газовых залежей в случае: небольшой глубины залегания газоносных пластов; при наличии продуктивных пластов малой проницаемости и мощности, дающих притоки газа в скважине до 50—60 тыс.м^3/сут.; при выпадении жидкости на забой скважины, удалить которую можно лишь с помощью высоких скоростей газового потока.

Для создания наиболее благоприятных условий притока нефти или газа из пласта в скважину очень большое значение имеет правильный выбор конструкции оборудования забоя скважины.

Конструкция забоя скважины определяется геолого-физическими свойствами продуктивного пласта и его положением по отношению к границам залежи.

Наиболее распространен из-за своей простоты способ, когда всю скважину, включая и продуктивный пласт, проходят долотом одного диаметра; затем до забоя опускается колонна обсадных труб, которая затем цементируется. Этим методом достигается полное разобщение за колонной всех пройденных горизонтов. Связь скважины с пластом восстанавливается последующей перфорацией колонны. Этот метод широко применяется при бурении разведочных скважин. В эксплуатационных скважинах его можно применять в тех случаях, когда продуктивный пласт представлен устойчивыми породами. В рыхлых, неустойчивых породах прострел отверстий способствует выносу песка и образованию пробок в скважине.

В случаях, когда отмечается значительное снижение производительности скважин вследствие проникновения цементного раствора в пласт или когда пласт представлен неустойчивыми породами, прибегают к предварительному цементированию обсадной колонны над эксплуатационным горизонтом.

Применяется этот способ при эксплуатационном бурении на хорошо изученных месторождениях.

Бурение скважины останавливают, когда между ее забоем и кровлей продуктивного пласта остается 1—3 м. Затем спускают и цементируют колонну обсадных труб. После этого производят вскрытие пласта долотом меньшего диаметра, чем долото, которым бурился весь ствол.

Если пласт представлен плотными породами, ствол скважины оставляют незакрепленным; если же он сложен рыхлыми, неустойчивыми породами, то на забой скважины спускают специальный фильтр на хвостовике, верх которого входит внутрь колонны обсадных труб. Пространство между хвостовиком и колонной изолируют, чтобы песок не мог попасть в скважину.

Отверстия фильтров бывают различных форм и размеров. Их диаметр и ширину выбирают в зависимости от формы и размеров зерен песка, который может выноситься в скважину в процессе эксплуатации пласта. Иногда используют также гравийные фильтры.

В случае хорошей изученности эксплуатационного горизонта и достаточной устойчивости слагающих его пород применяют «манжетное» цементирование. При этом способе скважину бурят до проектной глубины и спускают в нее колонну труб, нижняя часть которых представляет собой фильтр с просверленными заранее отверстиями. В месте перехода фильтра к сплошным трубам устанавливают упорное кольцо. Цементный раствор попадает в затрубное

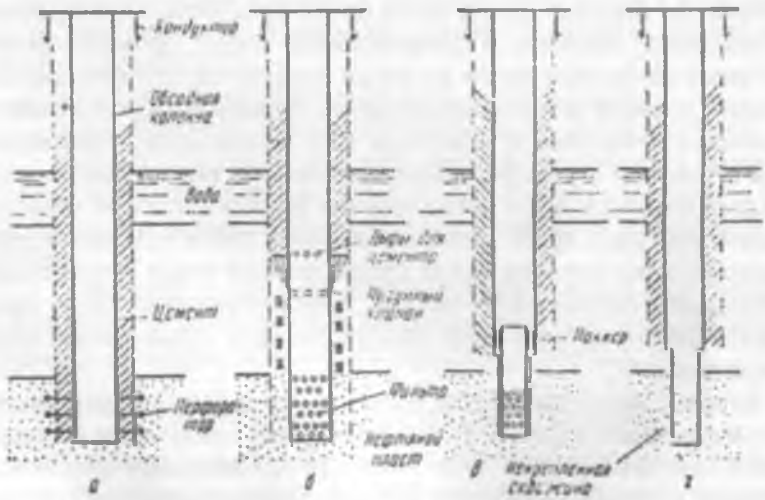


Рис.2. Типовые конструкции скважин

пространство через специальные отверстия, просверленные в трубах несколько выше упорного кольца.

При различных геолого-экономических условиях могут быть рекомендованы следующие конструкции скважин (рис. 2,*а*—2,*г*).

1. Продуктивный пласт и породы над ним вскрываются долотом одного диаметра. В скважину до забоя спускается эксплуатационная колонна и цементируется. Связь скважины с пластом восстанавливается перфорацией (рис. 2,*а*).

2. Продуктивный пласт и вышележащие породы так же, как и в предыдущем случае, вскрываются одним и тем же долотом. В скважину спускается эксплуатационная колонна с последующей манжетной заливкой цементом. Связь скважины с пластом происходит по заранее перфорированным дырам в колонне против нефтяного пласта (рис. 2,*б*).

3. Скважина бурится до продуктивного пласта. Затем спускается эксплуатационная колонна и цементируется. Вскрытие продуктивного пласта производится после цементирования колонны долотом меньшего диаметра. Против нефтегазоносного пласта устанавливается перфорированный хвостовик (рис. 2,*в*).

4. Как и в предыдущем случае, эксплуатационная колонна спускается и цементируется до вскрытия пласта. Пласт вскрывается долотом меньшего диаметра и эксплуатируется с открытым стволом (рис. 2,*г*).

Первый тип конструкции применяется тогда, когда физико-геологические условия продуктивного пласта позволяют вскрывать его промывочной жидкостью, на которой бурился весь ствол скважины, а также если цементирование эксплуатационной колонны не окажет на продуктивность пласта существенного отрицательного влияния.

Второй тип конструкции применяется в том случае, если допустимо вскрывать пласт той же промывочной жидкостью, которой бурился весь ствол скважины, но цементирование колонны приводит к резкому снижению производительности скважины. Третий и четвертый тип конструкции применяются при необходимости вскрытия продуктивного пласта на другой промывочной жидкости, чем та, на которой бурился весь ствол скважины. Если ствол скважины сложен неустойчивыми породами, спускают хвостовик (третий тип), при устойчивых породах скважина опробуется с открытым стволом (четвертый тип).

Задачи контроля геологической службы за конструкцией скважины заключаются в следующем:

— контроль за соответствием фактической конструкции ГТН;

— корректировка проектной конструкции скважины в зависимости от характеристик фактически вскрываемого разреза и их соответствия проектным.

§ 4. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ЗА КРЕПЛЕНИЕМ СКВАЖИН И ХОДОМ ИСПЫТАНИЙ В ОБСАЖЕННОМ СТВОЛЕ

Так же, как и в процессе бурения, в процессе крепления скважин и в обсаженном стволе осуществляется геологический контроль, который призван:

— обеспечить получение геологической информации;

— предупредить возможные в процессе крепления и испытания осложнения (водо-, нефте-, газопроявления, заколонные перетоки, поглощения бурового раствора, прихват обсадных колонн и инструмента и т.д.).

4.1. Герметичность эксплуатационной колонны

В предыдущем разделе мы частично коснулись вопроса крепления скважин (спуск и цементирование обсадных колонн, восстановление связи пластов со скважиной путем перфорации колонны).

В данном параграфе мы более подробно рассмотрим эти и другие, (связанные с креплением скважин и исследованиями в обсаженном стволе) вопросы.

Подготовка скважины к спуску в нее колонны обсадных труб, процесс спуска и цементирование ее производятся в соответствии с индивидуальным планом, который составляется на каждую скважину и утверждается руководством борового предприятия.

Перед спуском колонны в скважине должен быть проведен запроектированный комплекс промысловых геофизических исследований, включая замеры каверномером.

Участки ствола скважины, где по данным кавернометрии отмечаются сужения ствола скважины, должны быть еще раз проработаны. Интервалы залегания продуктивных отложений также подлежат обязательной проработке новым долотом с небольшой скоростью. При подготовке колонны к спуску следует проверить точность установки центрирующих фонарей, препятствующих соприкосновению обсадных труб со стенками скважины в цементируемых интервалах с целью создания за колонной сплошного цементного кольца. Это особенно важно для многопластовых месторождений. Перед началом цементирования следует проверить его расчет, количество завезенного цемента, его качество по лабораторным данным, а также количество воды, предназначенной для продавки цементного раствора. В процессе цементирования проводятся наблюдения за скоростью его проведения и замеряется водоцементный фактор. Скорость цементирования не должна быть высокой, а сам процесс должен быть непрерывным. При окончании цементирования гео-

лог следит за временем выдержки ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента) и обязательно присутствует при опрессовке колонны, о чем составляется соответствующий акт.

Кроме вышеуказанного, в задачи геологического контроля на этом этапе входит:

— проверка соответствия фактической глубины спуска эксплуатационной колонны проектному (ГТН);

— проверка герметичности колонны и высоты подъема цемента путем проведения замеров ГИС (дефектоскопии, локатора перфорационных отверстий, акустического цементомера, термозамера и т.д.).

После проверки геологической службой составляется соответствующий акт о признании колонны герметичной, а качества крепления (цементажа) — допустимым для проведения дальнейших работ в скважине.

4.2. Перфорация скважин

Для получения притока нефти или газа из скважины необходимо после спуска обсадной колонны и ее цементирования восстановить связь между продуктивным пластом и стволом скважины (если скважина до забоя закреплена эксплуатационной колонной или против продуктивного пласта установлен зацементированный хвостовик). Затем для того, чтобы газ (или нефть) начал поступать из пласта в скважину, необходимо снизить противодавление на продуктивный пласт, оказываемое столбом жидкости, заполняющей скважину, до величины, меньшей пластового давления.

Связь между продуктивным пластом и скважиной после спуска обсадной колонны и ее последующего цементирования производится путем пробивки отверстий в колонне и цементном кольце. Эта операция носит название *перфорации*.

В настоящее время разработаны различные способы перфорации.

При *пулевой перфорации* прострел отверстий производится при помощи специальных аппаратов-перфораторов, имеющих пороховые заряды, снаряженные пулями.

Торпедная перфорация представляет собой разновидность предыдущего метода. Ее отличие состоит в том, что вместо пуль применяют специальные снаряды, которые, пробив обсадную колонну, цементное кольцо и углубившись на некоторое расстояние в пласт, разрываются, образуя в породе дополнительные трещины, улучшающие условия притока нефти из пласта в скважину.

При пулевой и торпедной перфорациях цементный камень сильно растрескивается. Длина отдельных трещин достигает 1 м. При незначительной мощности перемычек между водоносными и

нефтеносными горизонтами эти трещины могут послужить путями проникновения вод в нефтяной пласт. Поэтому для предупреждения растрескивания цементного камня рекомендуется проводить перфорацию спустя 6-10 ч после цементирования, пока камень еще не приобрел высокую прочность и хрупкость, или применять специальный латексцемент.

Беспулевая перфорация производится либо с помощью кумулятивных зарядов, либо струёй жидкости с песком (гидропескоструйная перфорация).

При *кумулятивной перфорации* стенки колонны и цементный камень пробиваются направленной струёй газов и расплавленного металла, образующейся при взрыве специальных зарядов. Эта струя обладает большой пробивной силой, обеспечивающей образование отверстий в обсадной колонне и цементном камне без значительного их повреждения. Кроме того, струя раскаленных газов, проникая в пласт, создает значительной глубины каналы, улучшающие фильтрационные свойства призабойной зоны. В последнее время получил довольно широкое распространение гидропескоструйный способ перфорации. Особенно хорошо он зарекомендовал себя при простреле скважин с многоколонной конструкцией, а также при гидроразрыве пласта и кислотной обработке призабойной зоны.

Гидропескоструйный метод перфорации скважин основан на использовании кинематической энергии и абразивности струи жидкости с песком, истекающей с большой скоростью из насадок перфоратора и направленной в стенку скважины. Эта струя за короткое время образует отверстие в обсадной колонне, канал или щель в цементе и породе.

Следует отметить, что беспулевые методы перфорации почти полностью вытеснили методы пулевой и торпедной перфорации, и в настоящее время в основном прибегают к гидроразрыву пласта, гидропескоструйной перфорации, торпедированию и т.п.

Как показал опыт, легче осваивать нагнетательные скважины, расположенные в зонах пониженного пластового давления. Для этого с целью снижения пластового давления в районе осваиваемой скважины, до начала ее освоения, прекращается закачка в соседние нагнетательные скважины. При освоении эксплуатационных скважин необходимо отбирать для лабораторных анализов пробы нефти и газа, а также воды в случае ее появления.

4.3. Исследования в обсаженном стволе

После перфорации обсадной колонны производятся: вызов притока из пласта, проведение режимных исследований, отбор проб пластовых флюидов.

Все эти операции осуществляются под строгим контролем геологической службы, который заключается в следующем:

— контроль за параметрами глинистого раствора при вскрытии пластов перфорацией для обеспечения безаварийности и эффективности вскрытия;

— контроль за применяемыми способами перфорации и оперативная их корректировка в случае неэффективности ранее примененных;

— контроль за точностью установки перфоратора против объекта;

— контроль за проведением исследований на режимах, обеспечивающих получение всех данных для оценки продуктивности пластов и оперативное вмешательство (применение мер по интенсификации притоков) в случае не достижения желаемых результатов;

— контроль за полнотой и представительностью проб пластовых флюидов, отбираемых для их дальнейших исследований.

Глава 2. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Успех поисково-разведочных работ и эффективность разработки во многом зависят от полноты и качества геологической информации.

Изучение геологического разреза скважины в процессе ее бурения и испытания имеет цель определить литологию горных пород, вскрываемых скважиной, мощность пластов, их возраст, выявить нефтяные и газовые пласты; установить их продуктивность, коллекторские свойства и физико-химические свойства нефти, газа и воды.

Незаменимую информацию о вскрываемом разрезе и его нефтенасыщении можно получить по образцам горных пород, отобранным из скважин колонковыми долотами. Отбор керна снижает скорость бурения скважин, из-за чего колонковое бурение производится в ограниченных интервалах. Обычно керн в поисковых и разведочных скважинах отбирают из той части разреза, где ожидаются нефтяные или газовые пласты. Очень важно, чтобы был обеспечен высокий вынос керна. В связи с ограниченным отбором керна для получения наиболее полной информации о разрезе скважины и его нефтегазоносности применяют различные методы промыслово-геофизических, геохимических и других видов исследований.

Все применяющиеся в настоящее время методы изучения разрезов скважин следует разделить на *прямые*, *геофизические*, *геохимические* и *технологические*.

К *прямым методам* относятся изучение разрезов скважин по керну, шламу и образцам породы, отобранным боковым грунтоносом, а также изучение проб нефти газа и воды, взятых из скважин.

Геофизические методы основаны на исследовании различных физических свойств пород непосредственно в стволах скважин. По замеренным физическим параметрам можно судить о литологической характеристике разрезов, коллекторских свойствах пород и характере насыщения их нефтью, газом или водой. Геофизические методы являются косвенными методами исследования геологического разреза скважин, так как о геологическом разрезе скважин и его нефтегазоносности судят не непосредственно по образцам горных пород, нефти, газа или воды, а по замерам физических параметров в скважине.

В последнее время для изучения углеводородов и битумов, содержащихся в горных породах, широко внедряются *геохимические методы*.

Изучение разрезов скважин по срабатываемости долота к хронометражу проходки (механический каротаж) имеет вспомогательное значение. Однако не исключаются ситуации, когда эта информация может быть единственной.

Наиболее полное представление о разрезе скважины и его нефтегазоносности можно получить при применении комплекса геологических, геофизических и геохимических исследований. В зависимости от характера пород, слагающих разрез, и от назначения скважины применяется различный комплекс методов изучения разреза. Так как поисковыми скважинами разрез на площади вскрывается впервые, в этом случае применяется наиболее полный комплекс исследований, а эксплуатационные скважины бурят на уже изученной площади, поэтому комплекс исследований применяется более простой.

§ 1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

К геологическим методам исследования скважин относятся:

— изучение разреза скважины по образцам горной породы, отбираемым в процессе бурения (керн, шлам);

— изучение образцов нефти, газа и воды, отбираемых в процессе опробования и испытания.

Керн — это образцы горной породы, выбуриваемые долотом специальной конструкции, или отбираемые боковыми грунтоносами из стенок.

Количество отбираемого керна зависит от категории скважины.

В опорных скважинах обычно проходка колонковыми долотами составляет 50—100% от глубины скважины, в параметрических скважинах — не менее 20%. В опорных или параметрических скважинах керн отбирается для получения необходимых данных о геологическом строении и нефтегазоносности новых перспективных территорий или зон, а также для получения необходимых параметров для интерпретации геофизических материалов.

В поисковых скважинах керн отбирается не более 12% от глубины скважины. Процент отбора керна в этих скважинах зависит от степени изученности разреза и широты диапазона предполагаемой нефтегазоносности. Например, в тех районах, где хорошо изучена верхняя часть разреза и задачей новой скважины являются поиски нефти или газа в нижних этажах разреза, процент отбора в поисковых скважинах может быть меньше. Также можно ограничиться небольшим отбором керна в скважинах, задачей которых являются поиски нефти или газа в конкретных горизонтах, глубина залегания которых может быть запроектирована. В тех случаях, когда значительные толщи пород слабо изучены, и в них можно ожидать наличие нескольких пластов нефти или газа, отбор керна из поисковой скважины должен быть увеличен.

В разведочных скважинах интервалы бурения с отбором керна составляют не более 6—8% от глубины скважины. Керн в этой категории скважин обычно отбирают только в пределах той части нефтегазоносной толщи, которая включает продуктивные пласты, находящиеся в разведке. В эксплуатационных скважинах керн отбирают в каждой десятой скважине только из нефтяных или газовых пластов для детального изучения их коллекторских свойств. Скважины, в которых отбирают керн, должны быть равномерно расположены по площади.

В нагнетательных скважинах керн рекомендуется отбирать в каждой скважине из интервала продуктивного пласта, в который намечена закачка рабочего агента, для определения пористости и проницаемости. Знания коллекторских свойств пласта помогут освоению нагнетательных скважин и регулированию процесса заводнения. В оценочных скважинах, заложенных с целью оценки выработанности пласта и его остаточной нефтенасыщенности, необходимо отбирать керн по всему пласту. В пьезометрических и контрольных скважинах также следует отбирать керн из продуктивных пластов.

Литологическую характеристику разреза и признаки нефтеносности в нем можно изучать по шламу. Этот метод значительно уступает изучению разреза по керну, так как шлам представляет собой раздробленные долотом кусочки породы, выносимые буро-

вым раствором при промывке скважины. Кроме того, отдельные обломки в зависимости от их диаметра и плотности породы поднимаются по скважине промывочной жидкостью с разной скоростью. В связи с этим в образце шлама, отобранном на устье скважины, будут находиться обломки, вынесенные с разной глубины. Это затрудняет определение глубины выноса шлама и привязку образцов к геологическому разрезу. Небольшие обломки пород в шламе не дают возможности определить по ним коллекторские свойства продуктивных пластов и степень их нефтенасыщенности. Несмотря на отмеченные недостатки, шлам следует отбирать в разведочных скважинах всех категорий.

В опорных, параметрических и поисковых скважинах шлам отбирают по всему стволу скважины, в разведочных — только в интервалах нефтегазоносных свит. В эксплуатационных, нагнетательных и наблюдательных скважинах шлам, как правило, не отбирают.

Интервалы отбора шлама зависят от характера разреза и его возможной нефтенасыщенности. В однообразной толще, не имеющей признаков нефтенасыщенности, шлам можно отбирать через каждые 5—10 м и более; при частом чередовании пластов или когда имеются признаки нефтегазоносности — через 1—2 м.

Образцы пород отбираются боковым грунтоносом в разведочных скважинах всех категорий из интервалов, не охарактеризованных керном, для изучения литологии, возраста или нефтеносности пород слагающих этот интервал, если нельзя получить по геофизическим данным однозначный ответ на поставленные вопросы. Образцы боковых грунтоносов отбирают после завершения на скважине промежуточных или окончательных промыслово-геофизических работ.

Для отбора образцов существуют стреляющие и сверлящие боковые грунтоносы. До последнего времени наиболее распространены *стреляющие боковые грунтоносы*. Этот тип грунтоносов имеет весьма существенные недостатки. Образцы, извлекаемые ими, небольшого размера и обычно раздроблены до тонкого порошка. В крепких же породах образцы обычно отобрать не удается.

В настоящее время успешно внедряется *сверлящий боковой грунтонос*. Этим типом грунтоноса из скважины извлекают цилиндрические образцы горных пород, высверленные из ее стенок. Диаметр образцов достигает 20 мм, а высота—40 мм. Такой размер образцов позволяет определить литологический состав породы, изучить ее структуру и определить коллекторские свойства породы и ее нефтенасыщенность.

Интервалы отбора керна и шлама устанавливаются геологической службой организации, производящей бурение скважины, и фик-

сируются в геолого-техническом наряде. В процессе бурения скважины интервалы отбора образцов должны уточняться. Перед началом отбора керна из заданного интервала рекомендуется производить контрольный промер бурового инструмента. Это позволит точнее привязать отобранные образцы горных пород к глубинам скважины.

Извлечение из колонковой трубы керна должно производиться так, чтобы не была перепутана последовательность образцов, а также верх с низом в каждом куске керна. После извлечения из колонковой трубы керн укладывают в хронологической последовательности на полу буровой, смывают промывочную жидкость и затем перекладывают в специальные ящики. Ящик рекомендуется делать длиной 1 м. Он должен быть разделен продольными перегородками на ячейки шириной, соответствующей диаметру керна. Высота ящика должна также соответствовать диаметру керна. Уложенный в ящике керн нумеруется и снабжается этикетками. На этикетке указывается наименование площади, номер скважины, интервал дробления, процент выноса керна. Нефтенасыщенные образцы должны быть запарафинированы сразу после их извлечения из скважины. Описание керна и отбор образцов на анализ производятся коллектором или геологом.

Образцы шлама укладываются в бумажные пакеты или мешочки. Они снабжаются этикетками, на которых указывается площадь, номер скважины и расчетная глубина извлечения образца. Образцы, отобранные стреляющим грунтоносом, также упаковываются в бумажные пакеты с указанием глубин, с которых они были подняты, а образцы, взятые сверлящим грунтоносом, перед упаковкой должны быть подписаны с указанием номера скважины и глубины отбора.

Пробы нефти, газа и воды отбираются в процессе бурения или испытания скважины.

При бурении пробы флюидов (воды, нефть или газ) могут быть отобраны пластоиспытателем или на устье скважины при ее переливе. Применяются пластоиспытатели, спускаемые в скважину на трубах или на каротажном кабеле. Пластоиспытатели на трубах дают более надежные результаты. С их помощью можно не только отобрать из пласта пробу нефти, газа или воды, но также определить дебит и параметры пласта. Пластоиспытатель на каротажном кабеле позволяет взять из пласта лишь весьма ограниченный объем пробы жидкости ила газа. В то же время отбор проб с его помощью производится значительно быстрее.

Пластоиспытатели применяют непосредственно после вскрытия пласта. Этого правила особенно следует придерживаться при опробовании пластоиспытателем на каротажном кабеле из-за его малой емкости. При опробовании пластов, после вскрытия кото-

вым раствором при промывке скважины. Кроме того, отдельные обломки в зависимости от их диаметра и плотности породы поднимаются по скважине промывочной жидкостью с разной скоростью. В связи с этим в образце шлама, отобранном на устье скважины, будут находиться обломки, вынесенные с разной глубины. Это затрудняет определение глубины выноса шлама и привязку образцов к геологическому разрезу. Небольшие обломки пород в шламе не дают возможности определить по ним коллекторские свойства продуктивных пластов и степень их нефтенасыщенности. Несмотря на отмеченные недостатки, шлам следует отбирать в разведочных скважинах всех категорий.

В опорных, параметрических и поисковых скважинах шлам отбирают по всему стволу скважины, в разведочных — только в интервалах нефтегазоносных свит. В эксплуатационных, нагнетательных и наблюдательных скважинах шлам, как правило, не отбирают.

Интервалы отбора шлама зависят от характера разреза и его возможной нефтенасыщенности. В однообразной толще, не имеющей признаков нефтенасыщенности, шлам можно отбирать через каждые 5—10 м и более; при частом чередовании пластов или когда имеются признаки нефтегазоносности — через 1—2 м.

Образцы пород отбираются боковым грунтоносом в разведочных скважинах всех категорий из интервалов, не охарактеризованных керном, для изучения литологии, возраста или нефтеносности пород, слагающих этот интервал, если нельзя получить по геофизическим данным однозначный ответ на поставленные вопросы. Образцы боковых грунтоносов отбирают после завершения на скважине промежуточных или окончательных промыслово-геофизических работ.

Для отбора образцов существуют стреляющие и сверлящие боковые грунтоносы. До последнего времени наиболее распространены *стреляющие боковые грунтоносы*. Этот тип грунтоносов имеет весьма существенные недостатки. Образцы, извлекаемые ими, небольшого размера и обычно раздроблены до тонкого порошка. В крепких же породах образцы обычно отобрать не удается.

В настоящее время успешно внедряется *сверлящий боковой грунтонос*. Этим типом грунтоноса из скважины извлекают цилиндрические образцы горных пород, высверленные из ее стенок. Диаметр образцов достигает 20 мм, а высота—40 мм. Такой размер образцов позволяет определить литологический состав породы, изучить ее структуру и определить коллекторские свойства породы и ее нефтенасыщенность.

Интервалы отбора керна и шлама устанавливаются геологической службой организации, производящей бурение скважины, и фик-

сируются в геолого-техническом наряде. В процессе бурения скважины интервалы отбора образцов должны уточняться. Перед началом отбора керна из заданного интервала рекомендуется производить контрольный промер бурового инструмента. Это позволит точнее привязать отобранные образцы горных пород к глубинам скважины.

Извлечение из колонковой трубы керна должно производиться так, чтобы не была перепутана последовательность образцов, а также верх с низом в каждом куске керна. После извлечения из колонковой трубы керн укладывают в хронологической последовательности на полу буровой, смывают промывочную жидкость и затем перекладывают в специальные ящики. Ящик рекомендуется делать длиной 1 м. Он должен быть разделен продольными перегородками на ячейки шириной, соответствующей диаметру керна. Высота ящика должна также соответствовать диаметру керна. Уложенный в ящике керн нумеруется и снабжается этикетками. На этикетке указывается наименование площади, номер скважины, интервал дробления, процент выноса керна. Нефтенасыщенные образцы должны быть запарафинированы сразу после их извлечения из скважины. Описание керна и отбор образцов на анализ производятся коллектором или геологом.

Образцы шлама укладываются в бумажные пакеты или мешочки. Они снабжаются этикетками, на которых указывается площадь, номер скважины и расчетная глубина извлечения образца. Образцы, отобранные стреляющим грунтоносом, также упаковываются в бумажные пакеты с указанием глубин, с которых они были подняты, а образцы, взятые сверлящим грунтоносом, перед упаковкой должны быть подписаны с указанием номера скважины и глубины отбора.

Пробы нефти, газа и воды отбираются в процессе бурения или испытания скважины.

При бурении пробы флюидов (воды, нефть или газ) могут быть отобраны пластоиспытателем или на устье скважины при ее переливе. Применяются пластоиспытатели, спускаемые в скважину на трубах или на каротажном кабеле. Пластоиспытатели на трубах дают более надежные результаты. С их помощью можно не только отобрать из пласта пробу нефти, газа или воды, но также определить дебит и параметры пласта. Пластоиспытатель на каротажном кабеле позволяет взять из пласта лишь весьма ограниченный объем пробы жидкости ила газа. В то же время отбор проб с его помощью производится значительно быстрее.

Пластоиспытатели применяют непосредственно после вскрытия пласта. Этого правила особенно следует придерживаться при опробовании пластоиспытателем на каротажном кабеле из-за его малой емкости. При опробовании пластов, после вскрытия кото-

рых скважина длительное время находилась в бурении или про стаивала, пластоиспытатели обычно заполняются фильтратом про мывочной жидкости.

Перелив в скважине наступает, если давление в скважине ($P_{ск}$) меньше пластового ($P_{пл}$). При недостаточном давлении на пласт столба жидкости пласт начинает отдавать насыщающие его флюиды, которые промывочной жидкостью выносятся на повер хность. Нефть обнаруживается в виде пленок в желобах или приемниках. Газ устанавливается по разгазированию раствора, вода — по уменьшению его плотности или увеличению солености.

Пробы нефти или газа, отобранные на устье скважины, явля ются надежным показателем характера насыщения пласта. Эти пробы должны быть направлены в лабораторию на анализ. Не рекомендуется отбирать для химического анализа пробы фильтрата глинистого раствора, так как последние смешиваются с промывоч ной жидкостью в различных пропорциях.

Наиболее полную физико-химическую характеристику можно получить при отборе проб нефти, газа и воды во время испытания скважины через эксплуатационную колонну.

Ценные данные о наличии пористых пластов во вскрываемом разрезе может дать систематическое наблюдение за балансом про мывочной жидкости в скважине и приемниках. При вскрытии проницаемых пластов в зависимости от соотношения давления в вскрываемом пласте и в стволе скважины может происходить поглощение промывочной жидкости или поступление пластовой жидкости в скважины. Неизменный баланс промывочной жидко сти свидетельствует о том, что либо скважина вскрывает плотные породы, либо давление столба жидкости в скважине равно или близко к давлению в проницаемом пласте. Систематическое геоло гическое наблюдение за процессом бурения скважины дает много ценных данных о ее разрезе, строении разбуриваемой площади и нефтегазоносности.

§ 2. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИНЫ

В связи с небольшим процентом отбора керна в процессе бурения и его неполным выносом исключительно важное значе ние в общем комплексе изучения разрезов скважин приобретают методы промысловой геофизики. В данном разделе рассмотрен необходимый комплекс промыслово-геофизических работ в зави симости от категорий скважин. Характеристика каждого метода излагается в специальных курсах.

Промыслово-геофизические исследования в опорных, пара метрических и поисковых скважинах проводятся наиболее полным

комплексом. В связи с тем, что ряд параметров, имеющих более общее значение, выявлен в поисковых скважинах, от отдельных видов промыслово-геофизических исследований в разведочных скважинах можно отказаться. По той же причине еще более сокращается комплекс исследований в эксплуатационных скважинах.

Для изучения различных интервалов разреза в зависимости от геологических задач применяются соответствующие геофизические исследования, а регистрация их производится с различной детальностью. В пределах нефтегазоносных свит проводится более полный комплекс, а запись производится в масштабе глубин 1:200. Весь ствол скважины изучается меньшим объемом геофизических исследований в масштабе глубин 1:500.

Геофизические исследования, как правило, проводятся в необсаженной скважине. После крепления колонной скважины можно проводить термометрию, акустический и импульсный каротаж. В скважинах, бурящихся на значительную глубину, геофизические исследования проводятся поинтервально, по мере бурения. Количество интервалов зависит от глубины скважины, ее конструкции и числа продуктивных свит, вскрываемых скважиной. Необходимо проводить геофизические исследования перед спуском технической колонны и кондуктора, если последний спускается на большую глубину. В том случае, когда при бурении скважины допускается большой интервал, не закрепленный колонной, его следует изучать в несколько приемов. Обычно промыслово-геофизические работы проводятся после полного вскрытия каждой нефтегазоносной свиты или через определенный интервал глубин. Поинтервальные геофизические исследования повышают качество геофизических материалов, так как уменьшается вредное влияние фильтрата глинистого раствора, интенсивность проникновения которого в пласт зависит от времени воздействия раствора на породу. Своевременное проведение геофизических работ позволяет более точно выделить продуктивные пласты, установить характер их насыщения и определить коллекторские свойства.

Поинтервальное проведение геофизических работ дает возможность до окончания бурения скважины выявить продуктивные пласты и тем самым ускорить оценку новых площадей, а также гарантирует более полную информацию о разрезе скважины, если ее в случае аварии придется ликвидировать.

Каждый последующий интервал геофизических исследований должен перекрывать предыдущий не менее чем на 50 м. Этим обеспечивается увязка геофизических материалов, выполненных в разное время.

Комплекс геофизических исследований в скважине зависит от геолого-геофизических характеристик разрезов района и в основном состоит из стандартной электрометрии (исследование потенциал или градиент-зондами (КС), записи спонтанной поляризации горных пород (СП), бокового электрического зондирования (исследование пятью-шестью градиент-зондами различной длины — БЭЗ-БКЗ), электрозондирования, кавернометрии, радиометрии (гамма-метод и нейтронный гамма-метод). В некоторых случаях в комплекс геофизических исследований включают индукционный метод, экранированные зонды (трех- или семиэлектронные), акустический метод, гамма-гамма метод, экранированные микрозонды, газометрию. В ряде районов применение индукционного метода совместно с экранированными зондами может заменить боковое электрическое зондирование. Для разведочных скважин из указанного комплекса можно исключить газометрические работы и экранированные зонды.

Для эксплуатационных скважин при исследовании по всему стволу скважины необходимо проводить стандартную электрометрию и кавернометрию, а при отсутствии заметной разницы между сопротивлениями пластовых вод и буровых растворов — гаммометрию. В продуктивных интервалах проводится БЭЗ, микрозондирование и кавернометрия, а для последующего контроля за разработкой рекомендуется проводить радиометрию (гамма-метод и нейтронный гамма-гамма метод). Данный комплекс промыслово-геофизических исследований может применяться в скважинах, заполненных буровым раствором, как на водной, так и на нефтяной основе (за исключением электрических методов). В последнем случае может применяться индукционный метод.

§ 3. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИНЫ

К геохимическим методам, получившим развитие при изучении разрезов скважин, следует отнести: газовый, люминесцентный и гидрохимический.

Газовый метод, или газовый каротаж на практике включается в комплекс геофизических методов и применяется в опорных, параметрических и поисковых скважинах. При газовом каротаже ведется анализ газа, растворенного в глинистом растворе, а также изучается шлам под люминескопом. Этим методом можно выявить газовые или нефтяные пласты во вскрываемом разрезе. Однако необходимо иметь в виду, что показания газового каротажа обычно трудно точно привязать к глубине скважины. При бурении скважины на тяжелом растворе

нефтяные или газовые пласты также могут быть не зафиксированы газовым каротажем. В случае нарушения режима бурения и уменьшения плотности раствора на данной глубине могут быть установлены газопроявления от продуктивных пластов, значительно ранее пройденных скважиной. Все это в значительной степени затрудняет интерпретацию данных газового каротажа.

Люминесцентному изучению подвергаются образцы керна, шлама, образцы, отобранные боковым грунтоносом, а также глинистый раствор. Часто люминесцентный метод изучения разрезов скважины применяется совместно с газовым каротажем.

К геохимическим методам следует отнести изучение битуминозности образцов горных пород и вод в лабораториях или непосредственно на скважине с применением органических растворителей. При изучении скважин проводятся гидрохимические исследования, заключающиеся в определении химического и битумного составов пластовых вод.

§ 4. ИЗУЧЕНИЕ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН ПО СРАБАТЫВАЕМОСТИ ДОЛОТ И ХРОНОМЕТРАЖУ ПРОХОДКИ

Изучение пород по характеру срабатываемости долот в настоящее время имеет сугубо вспомогательное значение. Однако по форме и характеру износа долота можно судить с некоторым приближением о породах, в которых оно работало. Например, при бурении в глинах или рыхлых песках долото срабатывается мало, а в плотных породах оно изнашивается сильно. Известняки и известковистые песчаники обычно зазубривают долото. В глинах оно затупляется, и его режущие кромки приобретают закругленную форму (долото РХ). В плотных песчаниках оно срабатывается равномерно и сильно.

При хронометраже проходки ведется учет времени чистого бурения, затрачиваемого на прохождение 1 м интервала разреза.

Горные породы имеют различную твердость и по-разному сопротивляются разбуриванию, в связи с чем время, затрачиваемое на проходку 1 м пород, будет различным. Для получения полной характеристики разреза хронометраж проходки ведут непрерывно по всему стволу скважины. По данным замеров времени, затраченного на 1 м проходки, строят диаграмму, по вертикали которой откладывают глубины в масштабе, а по горизонтали — время (в часах), затраченное на проходку каждого метра. В итоге получают кривую, сходную с каротажной кривой, пики которой соответствуют твердым породам, а депрессии — рыхлым или мягким породам.

Таким образом, полученная диаграмма, которую обычно называют *диаграммой механического каротажа*, позволяет выделить

в разрезе лишь твердые и мягкие породы и тем самым помогает интерпретировать электрокаротажные диаграммы, особенно при выделении нефтеносных интервалов карбонатных пород.

Нефтеносные карбонатные породы, в которых нефть занимает трещины, пустоты и каверны, разбуриваются легче по сравнению с плотными разностями, что и позволяет выделять их при помощи механического каротажа; при электрическом каротаже их разделить обычно весьма трудно.

Следует иметь в виду, что на точность полученной диаграммы механического каротажа влияют тип и размер долота, способ его заправки, глубина и все инструменты, число оборотов ротора, мощность бурового насоса, способ бурения (роторный, турбинный) и т.д. Таким образом, сопоставление диаграмм механического каротажа различных скважин возможно лишь в том случае, когда технологический режим бурения этих скважин был совершенно одинаковым.

Глава 3. ВСКРЫТИЕ, ОПРОБОВАНИЕ И ИСПЫТАНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ (ПЛАСТОВ)

§ 1. Вскрытие продуктивных горизонтов (пластов)

В главе 2 мы частично рассмотрели вопросы вскрытия, опробования и испытания пластов, в основном, с точки зрения геологического контроля за проведением этих работ. Он проводится с целью обеспечения безаварийной проводки скважин, безаварийности испытаний и опробований в колонне и в открытом стволе и для получения максимума геологической информации при оценке продуктивных и фильтрационно-емкостных характеристик нефтегазонасыщенных коллекторов и гидродинамических и фильтрационных свойств водонасыщенных коллекторов.

Наличие этой геологической и геолого-промысловой информации является непременным условием не только при подготовке месторождений к промышленной эксплуатации, но и при разработке залежи для обеспечения извлечения из пласта максимально возможного объема УВ.

Поэтому в данной главе мы подробно остановимся на технологии проведения работ по вскрытию, опробованию и испытанию продуктивных пластов и на геологических результатах, которые ожидается получить в результате их проведения.

Методы заканчивания скважин и вскрытия продуктивных горизонтов. В разрезе нефтяных и газовых месторождений встречается большое количество пористых пластов — коллекторов (песков, песчаников, известняков), разобщенных глинами, мергелями, плот-

ными песчаниками и другими породами. Эти пласты могут быть нефтеносными, газоносными, водоносными и сухими.

В практике бурения применяют следующие основные методы заканчивания скважин:

1. Установка водозакрывающей колонны в кровле продуктивного горизонта и цементирование с последующим вскрытием пласта и спуском эксплуатационной колонны или фильтра (хвостовика).

В некоторых случаях в устойчивых породах продуктивной части разреза специальная эксплуатационная колонна или фильтр не спускаются, и водозакрывающая колонна является эксплуатационной.

2. Полное вскрытие пласта со спуском комбинированной колонны с манжетной заливкой ее выше нефтеносного объекта и с фильтром в нижней части против пласта.

3. Полное вскрытие пласта со спуском колонны со сплошным цементированием и последующим простреливанием отверстий против продуктивных горизонтов.

Перечисленные методы направлены на то, чтобы не допустить закупорки пор и создать благоприятные условия для движения нефти из пласта в скважину.

Методы вскрытия пласта в зависимости от пластового давления, степени насыщенности пласта нефтью, степени дренирования и других факторов могут быть различными, но все они должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1. При вскрытии пласта с высоким давлением должна быть предотвращена возможность открытого фонтанирования скважины.

2. При вскрытии пласта должны быть сохранены на высоком уровне природные фильтрационные свойства пород призабойной зоны скважины. Если проницаемость пород мала, должны быть приняты меры по улучшению фильтрационных свойств призабойной зоны.

3. Должны быть обеспечены надлежащие интервалы вскрытия пласта, гарантирующие длительную безводную и безгазовую эксплуатацию скважин и максимальное облегчение притока нефти к забою.

При вскрытии продуктивных пластов с низким пластовым давлением особенно тщательно следует выбирать промывочную жидкость, поскольку может происходить интенсивное поглощение глинистого раствора пластом, сопровождающееся оттеснением нефти от забоя скважины и значительным ухудшением фильтрационных свойств пород призабойной зоны. Для вскрытия продуктивных пластов с низким пластовым давлением применяют специальные промывочные жидкости на нефтяной основе, эмуль-

сионные промывочные жидкости, глинистые растворы с добавками поверхностно-активных веществ, аэрированные жидкости и др.

Заканчивание скважин, вскрывших истощенные пласты, в основном производят первыми двумя способами. Перед вскрытием водозакрывающую колонну устанавливают в кровле продуктивного пласта, после вскрытия продуктивного пласта спускают эксплуатационную колонну или фильтр (хвостовик). При отсутствии водозакрывающей колонны после вскрытия истощенного пласта спускают обсадную колонну с фильтром против пласта и при помощи манжетной заливки цементируют ее выше нефтеносного пласта. Фильтры могут быть как с круглыми, так и со щелевидными отверстиями. Щелевидные фильтры дороги в изготовлении и не всегда надежно предотвращают поступление песка в скважину, часто засоряются.

Поэтому применяют также и другие способы оборудования забоя для предотвращения поступления песка в скважину. Например, забой скважины иногда оборудуют металло-керамическими, песчано-пластмассовыми или гравийными фильтрами.

В скважинах с высоким пластовым давлением должно осуществляться полное вскрытие пласта со всеми мерами предосторожности, с последующим спуском эксплуатационной колонны со сплошным цементированием и простреливанием отверстий против продуктивных горизонтов.

Перфорация обсадной колонны. Для вскрытия пластов с целью их эксплуатации или опробования в обсадной колонне и цементном кольце пробивают отверстия при помощи пулевой или беспулевой перфорации.

Перфораторы, соединенные в гирлянды, спускают в скважину на каротажном кабеле. В камеры перфоратора закладывают заряд пороха и запал. При подаче тока по кабелю с поверхности порох воспламеняется, и пуля с большой скоростью выталкивается из ствола перфоратора. За один спуск и подъем перфоратор простреливает 6—12 отверстий пулями диаметром 11—11,5 мм. Эффективность перфораций пулевым перфоратором часто бывает недостаточна в связи с быстрой потерей энергии пулями при ударе о трубы.

Большей пробивной способностью и обеспечивающей лучшее вскрытие пласта, обладают *торпедные перфораторы* Ю.А. Колодяжного. Они отличаются от пулевых перфораторов тем, что колонна простреливается снарядами большого диаметра и замедленного действия. Снаряд, войдя в пласт, разрывается и создает дополнительные трещины. Торпедный перфоратор дает хорошие результаты при вскрытии плотных пород (известняков, песчаников), заглинизиро-

ванных в процессе бурения или зацементированных при ремонтном цементировании, а также при прострелe скважин многоколонной конструкции.

В настоящее время широко распространена беспулевая перфорация. В этом случае отверстия в колонне создаются не пулями, а фокусированными струями газов, которые возникают при взрыве кумулятивных зарядов.

В кумулятивный перфоратор (рис.3) закладывают шашку взрывчатого вещества, которая имеет выемку, расположенную со стороны, противоположной месту детонации взрыва. При взрыве создается направленная струя огромной пробивной силы. С появлением беспулевых перфораторов стало возможно создавать отверстия в колонне без повреждения ее и цементного кольца. Кроме того, беспулевая перфорация обеспечивает надежное вскрытие пласта и улучшение проницаемости за счет образования более глубоких каналов, чем при пулевой перфорации.

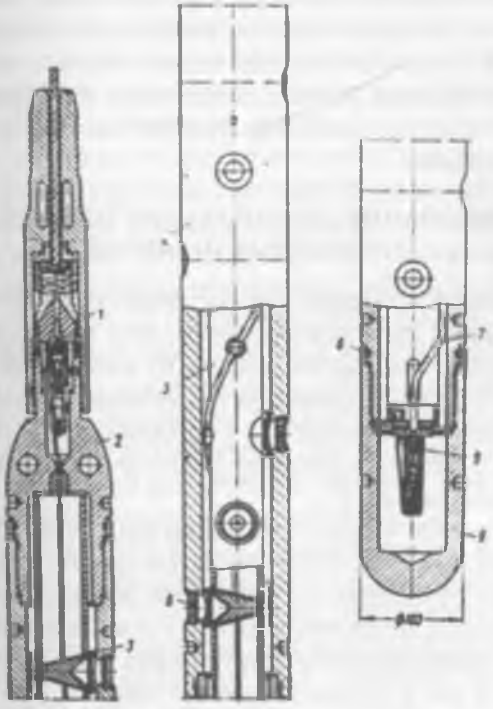


*Рис.*3. Кумулятивный перфоратор ПК-103:
1— кабельная головка; *2* — головка перфоратора; *3*— кумулятивный заряд; *4*—корпус перфоратора; *5*— картонная обойма; *6*— резиновые герметизирующие уплотнения; *7*— детонирующий шнур; *8*— взрывной патрон; *9*—наконечник

При прострелe отверстий в колонне на устье устанавливают специальную задвижку, позволяющую закрыть скважину при проявлении пласта после прострела. В процессе прострелочных работ скважина должна быть заполнена глинистым раствором для создания противодавления на пласт.

В каждом отдельном случае геологической службой в зависимости от коллекторских свойств пласта, конструкции скважины, температуры и давления и интервале перфорации устанавливается плотность прострела (количество отверстий на 1 м) и тип перфоратора.

Для улучшения качества забоя в последнее время широко применяется гидропескоструйный метод вскрытия пласта. В скважину на колонне насосно-компрессорных труб спускают струйный аппарат, состоящий из корпуса и насадок. При нагнетании в трубы под большим давлением жидкости с песком, она выходит из насадок с большой скоростью, и содержащийся в ней песок разрушает колонну, цементное кольцо и породу. Гидропескоструйная перфорация имеет ряд преимуществ перед другими методами: отверстия в колонне и цементе не имеют трещин, имеется возможность регулировать диаметр и глубину отверстий, можно создать горизонтальные и вертикальные надрезы. К недостаткам этого вида перфорации следует отнести большую стоимость и потребность в громоздком наземном оборудовании.

§ 2. ОПРОБОВАНИЕ И ИСПЫТАНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ (ПЛАСТОВ)

Опробование и испытание продуктивных горизонтов (пластов) в процессе бурения. Под опробованием пласта понимается комплекс работ, имеющих целью вызов притока из пласта, отбор проб пластовой жидкости, оценку характера насыщенности пласта и определение его ориентировочного дебита. Опробование целесообразнее всего осуществлять в процессе бурения пластоиспытателями на трубах или каротажном кабеле.

Под испытанием пласта понимается комплекс работ, обеспечивающий вызов притока, отбор проб пластовой жидкости и газа, выявление газонефтеводосодержания пласта, определение основных гидродинамических параметров пласта (пластовое давление, гидропроводность, коэффициент продуктивности и др.). Испытание пластов проводится как в процессе бурения скважин, так и после окончания бурения и спуска эксплуатационной колонны. Испытание скважин проводится с целью установления промышленной нефтегазоносности пластов, оценки их продуктивной характеристики и получения необходимых данных для подсчета запасов нефти и газа, составления проектов разработки месторождений.

При помощи комплекта испытательных инструментов на трубах ГрозУфНИИ можно: 1) вызвать приток жидкости и газа из испытуемого пласта; 2) определить физические параметры пласта (пластовое давление, среднюю эффективную проницаемость, коэффициент продуктивности и т. п.); 3) отобрать представительную пробу пластовых жидкостей; 4) проверить герметичность цементных мостов и колонн с установлением места и характера утечки.

Испытатель пластов с гидравлическим реле времени (ИПГ), входящий в состав КИИ, включает в себя следующие устройства:

1) впускной клапан золотникового типа, служащий для герметизации полости пустых бурильных труб в процессе спуско-подъемных операций КИИ и открытии притока жидкости в трубы во время испытания пласта;

2) уравнительный клапан, служащий для выравнивания давления над и под пакером в процессе спуско-подъемных операций и перед снятием пакера;

3) гидравлическое реле времени, предназначенное для своевременного закрытия и открытия названных клапанов;

4) штуцер, создающий гидравлическое сопротивление с целью уменьшения депрессии на пласт и ограничения скорости потока в проходных отверстиях КИИ;

5) корпус, служащий для размещения названных выше устройств, а также для передачи сжимающих, растягивающих и крутящих усилий на узлы КИИ, расположенные под ИПГ.

Принцип действия КИИ ГрозУфНИИ заключается в следующем. После вскрытия горизонта (пласта), подлежащего испытанию, в скважину на бурильных трубах спускается КИИ (рис.4).

Так как расстояние между забоем и местом установки пакера в большинстве случаев оказывается большим, чем размер фильтра, то между забойным башмаком, фильтром и пакером вставляется необходимое количество бурильных труб с таким расчетом, чтобы фильтр оказался против испытуемого объекта, а пакер — установленным в плотных породах над этим объектом.

Размер башмака (заглушки), фильтра, пакера и циркуляционного клапана (КЦ) выбирают в соответствии с диаметром скважины и бурильных труб. Над пакером устанавливаются ясс и ИПГ (сборка I), у которого отверстия уравнительного клапана открыты. Выше монтируется переводник для установки приборов ПП и такое количество труб, чтобы объем их всей полости составлял 10—15% объема испытуемой зоны скважины, ограниченной пакером. Выше этих труб расположена система гидромеханических уплотнителей ГМК, состоящая из испытателя пластов с глухой втулкой, закрывающей уравнительные отверстия (ИПГ сборка II),

запарного поворотного клапана ЗП, циркуляционного клапана КЦ и переводника для установки приборов ПП.

В процессе сборки и спуска комплекта испытательных инструментов в скважину в фильтре устанавливаются два глубинных регистрирующих манометра, а в ПП над ИПГ (сборка I) и над циркуляционным клапаном ГМК — по одному манометру.

КИИ спускается в скважину на бурильных трубах. В процессе спуска жидкость обтекает пакер снизу вверх, а часть жидкости протекает через фильтр, пакер, ясс и выходит через отверстия уравнительного клапана нижнего ИПГ, чем обеспечивается более легкое прохождение инструмента через суженные участки скважины.

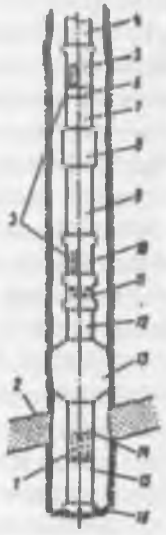


Рис. 4. Схема компоновки испытательных инструментов на трубах (КИИ ГрозУфНИИ) в скважине

В процессе спуска установленные в фильтре глубинные манометры регистрируют увеличение гидростатического давления (рис.5). С целью создания противодавления на испытуемый пласт и ограничения депрессии при его испытании на приток часть труб над ГМК заполняют жидкостью или нагнетают в конце спуска сжатый газ.

В конце спуска инструмента при достижении забоя скважины весом труб создают нагрузку на КИИ. Под действием нагрузки пакер изолирует расположенную ниже испытуемую зону от остальной

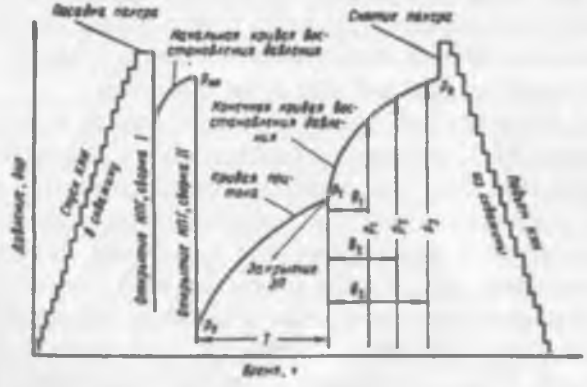


*Рис.*5. Карта давления

части скважины. В это время сжимается клапан ЗП на величину своего хода и начинают сжиматься I и II сборки ИПГ. Через 1—5 мин после посадки пакера срабатывают реле времени нижнего ИПГ сборки I, закрывается его уравнительный клапан и открывается впускной клапан. Жидкость из испытуемой зоны через фильтр, отверстие в штоке пакера и нижний ИПГ получает возможность пройти вверх и заполнить пустое пространство труб между ИПГ и ГМК. Манометры в фильтре и над ИПГ отмечают резкое снижение давления в момент открытия клапана, а затем быстрый рост давления в процессе заполнения пустой полости труб между ИПГ и ГМК. Перед открытием верхнего ИПГ (сборка II) давление восстанавливается до величины пластового давления.

При открытии впускного клапана верхнего ИПГ жидкость проходит вверх через ГМК и поднимается по бурильным трубам. Этот момент нижние три манометра отмечают вторым резким снижением давления, а затем плавным повышением во время стояния инструмента на притоке. Время стояния на притоке назначается от 20 мин до нескольких часов, что зависит от интенсивности притока и состояния ствола скважины. По истечении этого времени путем вращения бурильных труб ротором на 15—20 оборотов закрывают запорный поворотный клапан. После этого приток жидкости из пласта прекращается, а три нижних манометра начинают записывать конечную кривую восстановления давления. Для получения этой кривой после закрытия ГМК необходимо оставить инструмент на забое еще в течение некоторого времени, равного примерно половине времени состояния на притоке, но не менее 30 мин. Затем производят натяжку инструмента, в процессе которой оба ИПГ растягиваются, их выпускные клапаны закрываются, а уравнительный клапан нижнего ИПГ открывается. При этом манометры, установленные в фильтре, регистрируют увеличение давления до гидростатического за счет выравнивания давления над и под пакером (рис. 4). Выравнивание давления облегчает снятие пакера и подъем инструмента из скважины.

При развинчивании свечей отбираются пробы пластовой жидкости. Комплекты испытательных инструментов КИИ ГрозУфНИИ выпускаются следующих типоразмеров:

а) КИИ-146 ГрозУфНИИ для скважин диаметром от 190 до 295 мм;

б) КИИ-95 ГрозУфНИИ для скважин диаметром от 118 до 161 мм;

в) КИИ-65 ГрозУфНИИ для скважин диаметром от 75 до 112 мм.

В настоящее время внедряются опробователи пластов на каротажном кабеле. Они предназначаются для отбора герметизирован-

ных проб пластовой жидкости и газа в заполненных жидкостью необсаженных скважинах с целью оперативной оценки насыщающей пласт жидкости или газа.

Опробование и испытание продуктивных горизонтов (пластов) после спуска и цементирования эксплуатационной колонны. Последним мероприятием перед сдачей скважины в эксплуатацию является вызов притока жидкости из пласта. Приток жидкости в скважину возможен только в том случае, когда давление на забой в скважине меньше пластового давления. Поэтому все работы по освоению скважин заключаются в понижении давления на забой и очистке забоя от грязи, глинистого раствора и песка. Эти работы осуществляют различными способами в зависимости от характеристики пласта, величины пластового давления, количества газа, содержащегося в нефти, и технической оснащенности.

Для каждой законченной бурением скважины составляют план се освоения со сроками исполнения. Вызов притока и очистка забоя при освоении фонтанных скважин производятся промывкой скважины, нагнетанием в скважину сжатого воздуха (или газа), поршневанием или комбинацией этих способов.

При промывке глинистый раствор, находящийся и скважине, заменяется водой или нефтью. Благодаря этому давление на забой уменьшается, а также происходит очистка его от глинистой корки и грязи. Промывку осуществляют при собранной арматуре на устье скважин со спущенными в нее до фильтра насосно-компрессорными трубами. Эти трубы после промывки остаются в скважине для эксплуатационных целей.

Часто скважины осваиваются при помощи сжатого воздуха (или газа). При этом в межтрубное пространство (между эксплуатационной колонной и насосно-компрессорными трубами) компрессором нагнетается сжатый воздух (или газ), который вытесняет жидкость в насосно-компрессорные трубы. В этом случае трубы спускают не до фильтра, а только на глубину, с которой давлением компрессора можно продавить жидкость. Жидкость в трубах газируется, плотность ее уменьшается, уровень смеси газа и жидкости повышается до выкида и наступает выброс. При дальнейшем нагнетании газа или воздуха в межтрубное пространство плотность жидкости в трубах еще более уменьшается, что влечет за собой снижение давления на забой и поступление нефти из пласта в скважину.

Главным недостатком этого способа освоения скважины является большое и быстрое снижение уровня жидкости в скважине, вызывающее усиленный приток жидкости из пласта, что ведет к образованию мощных песчаных пробок, прихвату насосно-компрессорных труб и т. д.

При освоении скважин поршневанием в спущенные до фильтра насосно-компрессорные трубы на стальном канате опускают поршень, имеющий клапан, открывающийся вверх. Поршень свободно погружается в жидкость, при подъеме же его вверх клапан закрывается, и весь столб жидкости, находящийся над поршнем, выносится на поверхность. При непрерывном поршневании уровень жидкости, заполняющей скважину, будет постепенно понижаться. В конце концов пластовое давление превысит давление столба жидкости в скважине, и пласт начнет работать.

Вызов притока (независимо от способа) на фонтанных скважинах должен производиться при собранной фонтанной арматуре.

Освоение скважин, вскрывших пласты с низким давлением, начинают с промывки забоя водой или нефтью. Затем приступают к возбуждению пласта тартанием при помощи *желонки*. Это длинное узкое ведро с клапаном в днище, которое спускают в скважину на стальном канате. Многократным спуском желонки скважину очищают от грязи, и столб жидкости в ней постепенно замещается нефтью, поступающей из пласта. По выполнении предприятием, ведущим бурение, плана работ по испытанию эксплуатационной скважины на приток независимо от полученных результатов скважина передается промыслу для эксплуатации или для проведения дополнительных работ по ее освоению. Передача оформляется соответствующим актом.

Несколько иначе обстоит дело при бурении разведочных скважин. В этом случае предприятие, ведущее бурение, производит испытание всех пластов (горизонтов), вскрытых скважиной и представляющих интерес с точки зрения нефтегазоносности. Испытание производится снизу вверх. В случае ограниченности притока окончательная промышленная нефтегазоносность оценивается по результатам испытания после применения известных методов обработки призабойной зоны или сочетания их. При этом рекомендуются следующие методы воздействия на призабойную зону пласта:

а) гидроструйная перфорация;

б) метод переменных давлений для устойчивых коллекторов всех типов;

в) кислотная обработка — для коллекторов, представленных карбонатными породами, а также песчаниками с большим содержанием карбонатного цемента;

г) термокислотная обработка — для коллекторов, представленных доломитами, доломитизированными известняками или песчаниками с карбонатным цементом, когда обычная кислотная обработка недостаточно эффективна;

д) гидравлический разрыв — для устойчивых коллекторов всех типов или гидрокислотный разрыв — для коллекторов, представленных карбонатными и карбонизированными породами.

После испытания каждого объекта скважина исследуется для определения параметров пласта и его гидродинамической характе-

ристики. По окончании исследований ставят цементный мост и переходят к следующему объекту. Цементные мосты рекомендуется устанавливать при помощи стреляющих тампонажных снарядов (СТС). Действие СТС основано на том, что в цилиндр снаряда запрессовывается резиновый тампон большего диаметра, чем диаметр скважины, и на заданной глубине выталкивается силой пороховых газов. Расширяясь за счет упругих свойств резины тампон перекрывает скважину. На установленный тампон при помощи желонки с башмаком специальной конструкции (цементоносителя с откидным дном) заливается порция цементной массы, создающая надежное закрепление моста.

При отсутствии СТС цементные мосты в обсадных колоннах устанавливают путем закачки цемента через насосно-компрессорные трубы.

После окончания опробования и исследования всех объектов до передачи в эксплуатацию скважина остается на балансе бурового предприятия или ликвидируется в установленном порядке.

§ 3. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

При подготовке объекта к промышленной оценке и освоению помимо отбора и исследования керна, глубинных проб нефти, газа, воды, геофизических и ряда других исследований важную информацию дают гидродинамические (газодинамические) исследования в скважинах. Гидродинамические исследования позволяют, в частности, определить или уточнить такие геолого-физические параметры, как проницаемость, пьезопроводность, продуктивность, гидропроводность, наличие экранирующих участков в пласте между скважинами (литологическое замещение, выклинивание или разрывное нарушение). К этим исследованиям относятся, прежде всего, исследования на приток при различных режимах работы, исследования кривых восстановления забойного давления и исследования на гидродинамическое взаимодействие между скважинами.

Гидродинамические исследования значительно уточняют и углубляют знание физических свойств пласта. Такой важный показатель, например, как проницаемость, определяется по кернам (в лаборатории) и с помощью геофизических исследований (в скважинах). Но, как известно, керн отбирается не во всех скважинах и по техническим причинам не из всего продуктивного разреза.

Геофизические исследования позволяют судить о проницаемости всей призабойной зоны пласта в скважине. Гидродинамические же исследования дают информацию о пласте как в призабойной зоне скважины, так и на некотором, иногда значительном, удалении от нее.

Исследования нефтяных скважин. Исследования на приток.Одним из способов является метод пробных откачек или установившихся отборов, который заключается в изучении дебитов и забойных давлений на нескольких установившихся режимах эксплуатации скважины. Ряд таких замеров позволяет установить зависимость дебита от забойных давлений и составить уравнение притока. При наличии замера пластового давления вместо забойного давления можно использовать депрессии ($p_{пл}$-$p_{заб}$= Δp). График, построенный в координатах депрессии Δp и дебита Q, называется индикаторной диаграммой. Метод установившихся отборов позволяет, не прекращая работы скважин, исследовать все скважины независимо от способа эксплуатации и количества выделяющегося газа, проводить исследования скважины примерно в тех же условиях, в которых она будет в дальнейшем эксплуатироваться.

По форме индикаторные линии могут быть прямыми, выпуклыми и вогнутыми относительно оси дебитов. Форма индикаторной кривой определяется естественным режимом работы пласта, режимом фильтрации, физическими свойствами пласта и движущихся жидкостей и т. д.

Прямая индикаторная линия указывает на то, что в пласте установилось движение однородного флюида по линейному закону, что может свидетельствовать о проявлении в пласте водонапорного, упруго-водонапорного и других разновидностей режимов, когда $p_{пл} > p_{нас}$. В промысловой практике чаще встречаются индикаторные кривые, выпуклые по отношению к оси дебитов. Индикаторная линия, вогнутая по отношению к оси дебитов, может быть получена в результате измерений неустановившихся забойных давлений и дебитов скважины.

Индикаторные линии почти всегда имеют вид параболы, и для них может быть найдено одно общее уравнение вида

$$Q = \eta (p_{пл} - p_{заб})^n = \eta \Delta p^n, \qquad (1)$$

где: Q — дебит скважины; $p_{пл}$ и $p_{заб}$ — соответственно пластовое и забойное давления; η — коэффициент продуктивности скважины; Δp — депрессия на пласт; n — коэффициент, характеризующий режим фильтрации.

При соблюдении линейного закона фильтрации уравнение принимает вид:

$$Q = \eta (p_{пл} - p_{заб}). \qquad (2)$$

Кроме коэффициента продуктивности по индикаторным кривым можно определить коэффициент проницаемости пласта.

Для определения коэффициента проницаемости по данным исследования скважины на приток используется прямолинейный

участок индикаторной линии, по которому определен коэффициент продуктивности.

Определение коэффициента проницаемости достаточно просто если скважина чисто нефтяная или чисто водяная и забойное давление выше давления насыщения. Если к скважине притекает газированная жидкость, определение абсолютной проницаемости усложняется, и индикаторную диаграмму строят в других координатах.

Таким образом, при исследовании скважин способом установившихся отборов можно определить естественный режим работы залежи и режим фильтрации; коэффициенты продуктивности, проницаемости, и гидропроводность: $\left(\frac{k_{ср}h}{\mu}\right)$.

В промысловой практике широкое распространение получили исследования по кривым восстановления давления, основанные на изучении неустановившихся процессов перераспределения давления после остановки скважины до практически полного восстановления давления. Скорость восстановления зависит от физических параметров пластовых жидкостей и самого пласта, что дает возможность исходя из теории упругого режима, определить эти параметры. Кривые восстановления давления записываются чаще всего глубинными манометрами и имеют вид кривой, приведенной на рис.6.

Перед остановкой скважина должна выйти на установившийся режим работы, и по ней необходимо тщательно замерить дебит. Кривые восстановления давления не рекомендуется снимать в малодебитных насосных скважинах, потому что такие кривые трудно расшифровываются.

Есть ряд методов, с помощью которых, исследуя характер (параметры) кривой восстановления давления, можно определить 1) гидропроводность, пьезопроводность призабойной и удаленной зон пласта (и соответственно коэффициенты проницаемости призабойной и удаленной зон); 2) тип коллектора (пористый, трещиноватый); 3) загрязненность (закупорка) призабойной зоны 4) расстояние до тектонического экрана (разрывного нарушения зон выклинивания или замещения коллектора); 5) величину давления насыщения нефти газом, а также ряд других коэффициентов, характеризующих геолого-физические свойства пласта и насыщающих его флюидов.

Описанные исследования скважин на приток являются необходимыми при подготовке месторождения к освоению и всегда дают достаточно полное представление о геологическом строении пласта между скважинами в сложных геологических условиях (например, при наличии частых литологических замещений, выклинивания разрывных нарушений). Для получения более детальны

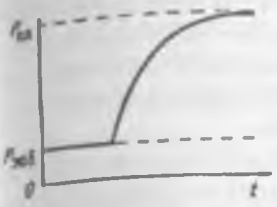


Рис.6. Исследование нефтяной скважины (кривая восстановления пластового давления)

геологических сведений о пласте разрабатываются и внедряются новые методы исследований. Одним из них является метод гидропрослушивания или гидроразведки. Он заключается в наблюдении за изменением статического давления в простаивающих скважинах, при изменении отбора жидкости из соседней скважины, вскрывших тот же пласт (объект). По величине и характеру изменения давления в реагирующей скважине, по времени прихода возмущенной волны можно судить о многих геолого-физических свойствах пласта и, в частности, о гидропроводности и пьезопроводности.

Очевидно, скважины, отделенные от волны непроницаемыми участками в пласте, не будут реагировать на изменения давления или будут реагировать с запаздыванием и слабо, если непроницаемая граница не замкнута. Таким образом, гидропрослушивание дает дополнительную информацию о геологическом строении пласта между пробуренными скважинами и, в частности, о расположении непроницаемых (литологических или тектонических) экранов в пласте.

В последнее время при исследованиях для промышленной оценки объекта, особенно при пробной эксплуатации, получают распространение способы измерения профилей отдачи перфорированной части продуктивного интервала *глубинными дебитомерами*. С помощью этих измерений можно получать дополнительные сведения об эффективной мощности продуктивных интервалов. Дебитомеры во многих случаях позволяют определить, какая часть перфорированного продуктивного интервала отдает нефть, т.е. позволяют определить так называемую «работающую мощность». Кроме того, с помощью глубинных дебитомеров можно оценить дифференциацию притоков по отдельным исследуемым интервалам разреза.

Экспресс-методы исследования нефтяных скважин применяются для определения параметров пласта, когда длительная эксплуатация нежелательна или невозможна по техническим причинам, что особенно часто имеет место при поисково-разведочных работах. Все экспресс-методы являются модификациями методов восстановления давления. По точности они равноценны или несколько уступают методу восстановления давления. Как и метод восстановления давления, экспресс-методы позволяют определить гидропроводность пласта, пьезопроводность, а значит, его продуктивность и проницаемость.

Технологической особенностью экспресс-методов является то, что общее количество жидкости, притекающее из пласта или по-

глощаемое им, может быть невелико и не превышать, в частности, объема скважины. Это дает возможность исследовать пласты в условиях недостаточной обустроенности (на поисково-разведочных площадях). Для возбуждения скважины применяется способ подкачки газа и способ «мгновенного подлива».

Способом подкачки могут возбуждать как непереливающие скважины, так и переливающие. При этом в герметично закрытую скважину через колонну насосно-компрессорных труб или по затрубному пространству подкачивается сжатый газ (воздух) с таким расчетом, чтобы уровень жидкости был снижен. Темп подкачки может быть произвольным. Важно лишь, чтобы по данным наблюдений можно было определить характеристики $\Delta p_{заб}(t)$ и $v(t)$, где v — объемный дебит скважины в пластовых условиях.

Способ «мгновенного подлива» применим для непереливающих скважин. Возбуждение скважины осуществляется путем быстрого погружения под уровень специальных баллонов, в результате чего уровень резко, почти мгновенно, поднимается на величину $\Delta h = \frac{V_0}{F}$, где V_0 — общий объем погруженных под уровень баллонов и сопутствующих приспособлений; F — площадь сечения обсадной колонны. Уровень жидкости после подъема снижается до своего первоначального положения.

Исследование нагнетательных скважин

Исследование нагнетательных скважин проводится для определения геолого-физических свойств пласта, коэффициента приемистости, коэффициента проницаемости и т.д. Кроме того, исследуются профили приемистости, выявляется герметичность колонны и цементного кольца (устанавливаются перетоки закачиваемой жидкости по негерметичному цементному кольцу в выше или ниже залегающие пласты).

Коэффициент приемистости нагнетательных скважин по аналогии с коэффициентом продуктивности для нефтяных скважин определяется по кривым падения давления. Ход этих кривых имеет обратный характер по сравнению с соответствующими кривыми для нефтяных скважин (рис.7).

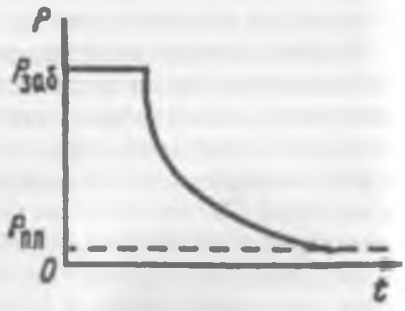


Рис.7. Исследование нагнетательной скважины (кривая восстановления пластового давления)

Для нагнетательной скважины характерны два показателя, которые необходимо замерять в процессе эксплуатации и исследования. Это $p_{зак}$ — давление закачки, замеренное на устье скважины, и $p_{буф}$ — установившееся давление на устье скважины, после ее остановки; при этом $p_{заб}=p_{зак}$, а $p_{пл}=p_{буф}$.

Большую роль при исследовании нагнетательных скважин играют расходомеры глубинные дистанционные (РГД). С их помощью определяются места нарушений колонны, но главное — ими исследуются профили приемистости. В многопластовых разрезах профили приемистости дают картину распределения закачки по пластам, а в отдельных пластах — характер распределения закачки по пропласткам. Исследование профилей приемистости позволяет оценить часть мощности перфорированной части эксплуатационного объекта, принимающую воду в той или иной нагнетательной скважине.

Исследование газовых скважин

При исследовании газовой скважины необходимо прежде всего выявить продуктивную характеристику и коллекторские свойства пласта. Под продуктивной характеристикой понимается совокупность сведений о пласте, полученных как при установившемся, так и при неустановившемся притоках газа. Сюда входят: дебит (в том числе абсолютно свободный и свободный), депрессия на пласт, давление на устье закрытой и эксплуатируемой скважины.

Уравнение притока газа для газовых скважин выражается формулой

$$p_{пл}^2 - p_{заб}^2 = aq + bq^2 \qquad (3)$$

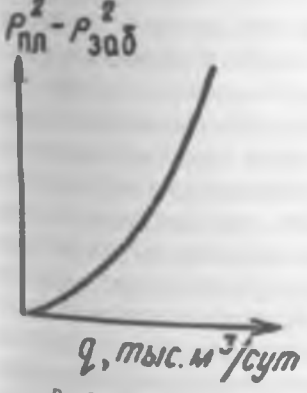


Рис.8. Исследование газовой — скважины (индикаторная диаграмма).

где a и b — коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пласта и конструкции забоя скважины; q — дебит газа (рис.8).

При проведении испытания скважины одновременно исследуют на появление частиц породы, конденсата воды и т. д. Продуктивную характеристику определяют испытанием скважин как в условиях практически стационарного движения газа при различных режимах работы скважины, так и в условиях нестационарного движения газа. При этом снимают кривые изменения дав-

ления при остановке скважины, кривые стабилизации давления
дебита после открытия скважины, кривые изменения дебита га
при постоянном давлении на буфере и кривые изменения забо
ного давления при постоянном дебите газа.

К особенностям проведения исследований газовых скважин сл
дует отнести:

1) продувку скважины для очистки забоя от жидкости или тве
дых частиц;

2) установку сепараторов перед прибором, измеряющим деби
газа, для точного определения дебита газа и измерения количеств
и состава жидкости и твердых частиц, выносимых им при испыта
нии скважин на различных режимах;

3) проведение исследований скважины дважды, до и после про
дувки, если скважина характеризуется выносом значительного ко
личества песка и твердых примесей.

При исследованиях газовых скважин в процессе подготовк
объекта к промышленной оценке и освоению полезно осуществля
измерение профилей притока глубинными дебитомерами.

Глубинное дебитометрирование (как и в случае нефтяного объек
та) позволяет определить «работающую мощность» и тем самы
уточнить фактическую эффективную мощность при осуществляе
мом режиме эксплуатации газовой скважины.

Анализ геолого-промысловых данных, полученных в процессе ос
воения (опробования) пробной эксплуатации и гидродинамическ
исследований скважин, позволяет уточнить представления о кол
лекторских свойствах объекта разбуривания, условиях залегания
свойствах нефти, газа, воды, продуктивности, естественном режим
и т. п. Только после получения притока и изучения его характери
стики можно с достоверностью судить о том, является ли объек
коллектором или нет и отвечают ли его свойства промышленны
кондициям. Характер притока (нефть, газ, вода) и положени
разделов вода — нефть, газ — вода, газ — нефть во многих случая
становятся очевидными также после освоения (пробной эксплуата
ции). Лишь после прямой оценки (по пластовым пробам) давлени
насыщения нефти газом, газонасыщенности, температуры и глубин
ных замеров пластовых давлений можно сколько-нибудь опреде
ленно судить о фактическом естественном режиме работы залежи

Таким образом, данные освоения (опробования) и особенно проб
ной эксплуатации дают возможность существенно уточнить предва
рительные геологические построения: геологические профили, струк
турные карты, карты начальных контуров нефтегазоносности, зо
нальные карты, карты эффективных нефтегазонасыщенны
мощностей, карты коллекторских свойств и т. п.

Глава 4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ БУРЕНИЯ И ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

§ 1. КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Геологическая обработка материалов бурения скважин дает возможность построить профиль месторождения и структурные карты, позволяющие получить полное представление о строении месторождения, о структурных соотношениях отдельных комплексов пород и об условиях формирования структуры в целом.

Особое значение имеет изучение отдельных горизонтов в целях выяснения изменчивости их мощности и коллекторских свойств и характера распределения неоднородности горизонтов в пределах всего месторождения. Для детального изучения всех указанных вопросов необходимо провести тщательную корреляцию разрезов скважин, что является первоочередной и важной задачей геолога на промысле после составления разрезов по отдельным скважинам.

Геологический разрез скважины изучается по данным прямых и косвенных методов.

К прямым методам относятся:

— изучение образцов горных пород, отобранных в процессе бурения скважин;

— геохимические методы исследования бурового раствора и шлама;

— изучение образцов проб пластовых флюидов (нефть, газ, вода), отобранных при опробовании и испытании объектов в открытом и обсаженном стволе.

К косвенным методам относятся:

— геофизические исследования в скважинах;

— наблюдения за срабатыванием долот и проходкой.

Подробно эти методы уже были рассмотрены в главе 2.

В настоящей главе мы рассмотрим вопросы совмещения прямых и косвенных методов изучения разрезов скважин и составление геологической документации, отражающей геологическое строение месторождения нефти и газа.

Для получения максимального количества данных о геологическом разрезе скважины и ее нефтеносности необходимо комплексная обработка всего материала, полученного различными методами в процессе изучения скважин. Прежде всего, все каменные материалы тщательно исследуются, а геофизические данные интерпретируются.

Керн, шлам и образцы, отобранные боковым грунтоносом должны быть задокументированы непосредственно на буровой. Должно также быть составлено первичное геологическое описание и произведен отбор проб на различные виды исследований. Из продуктивных пластов образцы керна следует направлять в лаборатории для определения пористости, проницаемости, нефтенасыщенности. Также должны быть отобраны образцы керна для петрографических и фаунистических исследований. Пески и рыхлые песчаники и другие терригенные породы отбираются для гранулометрического анализа. Следует также отбирать образцы для битуминологического исследования.

Направленные в лабораторию образцы горных пород подвергаются всестороннему изучению: исследуются под микроскопом, делается петрографическое описание, определяются фауна, коллекторские свойства, нефтенасыщенность и содержание битумов.

Такое всестороннее изучение горных пород дает очень ценный фактический материал для познания геологии и нефтеносности площади, находящейся в разведке или разработке.

Однако, к сожалению, керн дает представление о разрезе скважины в очень ограниченных интервалах, а низкий вынос его при бурении скважины еще более снижает возможности изучения геологии и нефтеносности непосредственно по образцам горных пород, извлекаемым из скважины. Поэтому о геологическом разрезе скважины наиболее полное представление можно получить при комплексной интерпретации данных изучения образцов горных пород и геофизических методов изучения скважины. Использование данных по керну, шламу и образцам горных пород, а также результатов наблюдения за процессом бурения скважины для интерпретации геофизических материалов в значительной степени повышает результативность геофизических методов.

В результате комплексной геолого-геофизической интерпретации разрез расчленяется по литологическому признаку на толщи и пласты, устанавливается их стратиграфическая принадлежность, выделяются проницаемые пласты-коллекторы и непроницаемые толщи-покрышки, а также должно быть установлено, чем насыщены пласты-коллекторы: нефтью, газом или водой.

§ 2. СОСТАВЛЕНИЕ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Разрез скважины составляется по материалам комплексной интерпретации прямых и геофизических методов ее изучения. Его вычерчивают на миллиметровой или чертежной бумаге, последнее время его составляют на каротажной бумаге или непосредственно на диаграммах стандартного каротажа.

По всей скважине составляют разрез в масштабе 1 : 500 (рис.9), по продуктивной толще в масштабе 1 : 200 (рис 9). Это дает возможность использовать каротажные диаграммы того же масштаба без их уменьшения и тем самым избежать искажения при пантографировании. Для глубоких скважин разрез составляется в масштабе 1 : 1000 или 1 : 2000, при этом каротажные диаграммы приходится пантографировать (Пантографирование — это уменьшение чертежа вертикали и горизонтали с помощью специального прибора, называемого пантографом). Разрез по мощным продуктивным толщам составляется в масштабе 1 : 500.

Порядок составления разреза скважины следующий. Прежде всего, с правой стороны листа бумаги наносят диаграмму электрического каротажа — кривые *КС* и *ПС*. Если имеют значения для интерпретации данного разреза другие виды каротажных исследований (радиоактивного каротажа, микрозондов или каверномера), следует их диаграммы также нанести на разрез. В левой части чертежа рисуют литологический разрез скважины, справа от него — интервалы отбора керна, а слева — шкалу глубин в метрах. Еще левее дается стратиграфическая шкала. Литологическая колонка состоит из двух половин. Вначале отмечаются интервалы отбора керна. Затем на обе половины колонки в условных обозначениях наносится литологический состав пород по данным отобранного керна в объеме, соответствующем проценту выноса керна. При этом используются данные интерпретации геофизических исследований. Остальная часть правой половины колонки, не освещенная керном, заполняется по данным интерпретации геофизических исследований, выполненной с учетом данных по шламу и образцам бокового грунтоноса. Левая половинка колонки остается заполненной только там, где был поднят керн. Такой метод составления колонки скважины наглядно показывает степень освещенности разреза керном.

Следующая задача при составлении разреза скважины сводится к выделению стратиграфических подразделений. В основу возрастного расчленения разреза должны быть положены данные фаунистического определения горных пород. Так как из скважин керн отбирается в незначительном объеме, необходимо стратиграфическое расчленение производить на базе комплексной интерпретации всех данных исследования и сопоставления разреза изучаемой скважины с разрезами ранее пробуренных скважин. Стратиграфическую принадлежность пород удобнее показывать окраской, принятой для геологических карт. Наиболее важным этапом изучения разреза скважины является выделение нефтяных и газовых пластов. Прежде всего необходимо установить все проницаемые пласты и определить характер их насыщения. О характере насы-

щения пласта можно судить по образцам пород, поднятым из скважин, по нефтегазопроявлениям и промыслово-геофизическим данным. По керну также можно дать предварительное заключение о флюиде, насыщающем пласт. Светлая окраска нефтенасыщенного образца керна и резкий запах бензина говорят о наличии в пласте легкой нефти с большим содержанием газа. Темная окраска нефтенасыщенных образцов керна и слабый запах бензина свидетельствуют о наличии в пласте тяжелой окисленной нефти. Образцы пород из газовых пластов сухие, только что извлеченные из скважины или на свежем изломе имеют резкий запах бензина.

Большую помощь в определении характера насыщения пластов оказывают данные о проявлениях нефти и газа во время бурения. Необходимо при бурении скважины установить тщательное наблюдение за промывочной жидкостью и фиксировать малейшие признаки нефти и газа.

Наличие нефти и газа в терригенных пластах успешно устанавливается промыслово-геофизическими методами. Значительно труднее это сделать для пластов, сложенных карбонатными породами. Для установления нефтегазоносности разреза скважины следует также использовать газовый каротаж (см. рис 9).

Более полные данные о нефтегазоносности во время бурения дают уверенный ответ о характере насыщения пластов при спуске испытателя сразу после вскрытия пласта долотом, пока в пласт еще не проник фильтрат глинистого раствора. Надо иметь в виду, что по отрицательным результатам испытания, когда получены фильтрат или пластовая вода,

*Рис.*9. Пример геолого-геофизического разреза

нельзя делать однозначное заключение об отсутствии нефти или газа от забоя скважины, так как пластовая вода может быть получена из выше- или нижележащих отложений, при недостаточно надежном разобщении их отдельными пакерами от испытываемого пласта.

При выделении объектов, подлежащих испытанию, необходимо учитывать весь комплекс данных геологических и геофизических исследований. Положение пластов, намеченных к испытанию, в разрезе скважины наиболее надежно определяется по комплексу геофизических исследований. По ним устанавливается интервал перфорации скважины.

Интервалы перфорации в обсаженном стволе, интервалы испытаний и опробования в открытом стволе и их результаты наносятся на разрез в отдельной колонке, которая располагается правее колонки с каротажными диаграммами.

§ 3. КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Корреляция разрезов скважин заключается в выделении опорных пластов и в определении глубин их залегания в целях установления последовательности расположения пород, выделении одноименных пластов фациальной изменчивости в различных направлениях. Корреляция разрезов скважин позволяет более подробно изучить продуктивные горизонты. При сложном геологическом строении месторождения, когда наблюдаются дизъюнктивные нарушения или трансгрессивные несогласия в залегании пород, правильное построение профилей и структурных карт без предварительной корреляции разрезов скважин практически невозможно.

В зависимости от поставленной геологической задачи проводят общую или зональную корреляцию разрезов скважин.

Общую корреляцию проводят с целью изучения характера изменения отложений в разрезах скважин в пределах всего месторождения.

При общей корреляции сопоставляют разрезы скважин в целом по одному или нескольким имеющимся разрезах горизонтам (или реперам). Для этого предварительно показаны такие горизонты (реперы), которые сохраняют свою характеристику в большинстве сопоставляемых разрезов (рис. 10).

Реперный пласт, как правило, должен иметь выдержанную по площади мощность. Проведенное сопоставления будет тем надежнее, чем больших разрезов удается выделить в изучаемом разрезе пород, пройденном скважинами.

Общую корреляцию можно проводить по стратиграфическому электрическому или радиоактивному каротажу реперами, марки-

рующему пласту и данным комплексных наблюдений. В промысловых условиях ее обычно ведут по данным электрического каротажа (см. рис 10).

При общей корреляции сопоставляются разрезы скважин по шламу от устьев до забоев с целью прослеживания одноименных стратиграфических свит литологических пачек. Она позволяет составить представление о строении разрезов скважин в пределах всего месторождения, о наличии (или отсутствии) разрывных нарушений, о поверхности размыва, об изменении мощности и литологических отдельных стратиграфических горизонтов и литологических пачек.

Зональную корреляцию проводят для детального изучения отдельных пластов и их пачек. Она используется особенно для пластов, характеризующихся фациальной изменчивостью, расслаивающихся на отдельные пропластки и выклинивающихся в различных направлениях. Прослеживание отдельных пропластков, их фациальной изменчивости, границ вклинивания, площадок распространения и т.д. имеет огромное значение при проектировании и анализе системы разработки пласта в целом.

Зональную корреляцию для изучения продуктивного пласта следует вести по его кровле, если она нормально перекрывается вышележащими породами; или по подошве, если кровля размыта, а подошва нормально подстилается нижележащими отложениями, и по маркирующему прослою внутри пласта, если кровля и подошва пласта размыты или недостаточно ясно выражены.

При зональной корреляции нужно прослеживать лишь также зональные интервалы разреза, которые, отличаясь по вертикали, характеризуются по горизонтали общими литолого-физическими свойствами, выдерживающимися на более или менее значительной площади. Отдельные локальные прослои, наблюдающиеся в скважинах (внутри зонального интервала) и ограниченно развитые, лучше включать в тот или иной интервал, так как в зональном интервале имеется своя локальная зональность, выделить которую невозможно.

Необходимо учитывать, что выделенные зональные интервалы имеют большое значение для детального изучения геологического строения продуктивного пласта, но они не всегда могут быть самостоятельными объектами разработки. Расчленение мощных продуктивных пластов на отдельные зоны и детальное геологическое изучение их на основе зональной корреляции особенно необходимы для проектирования и анализа системы разработки крупных нефтяных месторождений на платформе, продуктивные пласты в которых имеют значительную фациальную изменчивость.

В результате общей корреляции разрезов скважины по месторождению можно составить нормальный (или типовой) разрез.

На нормальном разрезе обычно указывают истинную мощность пород, а на типовом — вертикальную мощность. Эти разрезы отображают последовательности напластований по месторождению, их среднюю мощность и литологический состав. Наличие нормального (или типового) разреза по месторождению облегчает геологический контроль за процессом бурения.

Нормальный (или типовой) разрез должен отображать средний разрез месторождения. В связи с этим он должен представлять собой разрез, присущий большинству скважин данного месторождения. Для месторождений со спокойной тектоникой или постоянным литологическим составом пород можно ограничиться составлением одного нормального (или типового) разреза. На месторождениях с изменяющимся литологическим составом пород и различной тектоникой в разных участках может возникнуть необходимость в составлении нескольких нормальных (или типовых) разрезов, характеризующих каждый участок в отдельности. В зависимости от имеющихся данных строят нормальный (или типовой), грунтовый (по образцам пород), геофизический (с данными по электрометрии и радиометрии) или лучше всего геолого-геофизический типовой разрез, в котором одновременно показывают геологический и геофизический разрезы.

На промысловых площадях обычно составляют лишь типовой разрез по вертикальной мощности (для удобства пользования им), а на разведочных — нормальный разрез по истинной мощности.

Нормальный разрез с указанием истинной мощности составляют на промысловых площадях лишь в тех случаях, когда мощность пласта в разных участках значительно колеблется вследствие изменения углов падения пород.

Для составления нормального (или типового) разреза необходимо детально изучить разрезы всех пробуренных скважин, разбить их на горизонты и реперы, подразделить разрезы на нормаль-

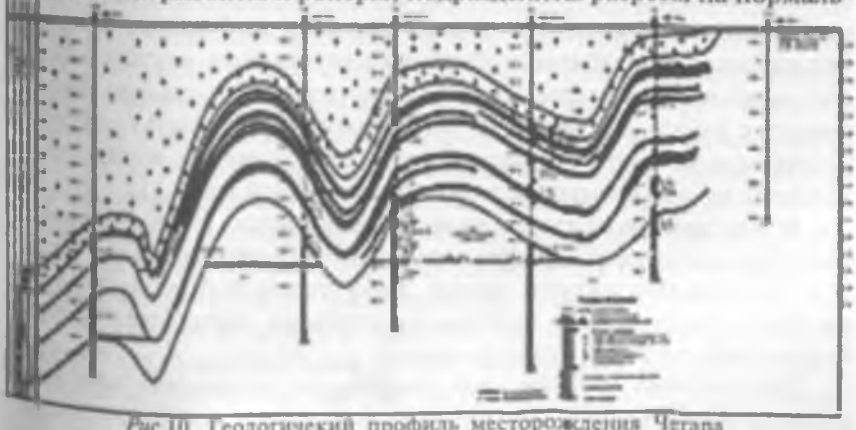


Рис.10. Геологический профиль месторождения Чегара

ные, дефектные и нехарактерные разрезы, следует провести тщательную их корреляцию и составить средний типовой разрез. Отобранные ненормальные, дефектные и нехарактерные разрезы следует проанализировать с целью установления возможности и целесообразности составления по ним (за исключением явно дефектных разрезов) дополнительных средних разрезов для отдельных участков месторождения.

При составлении типового разреза следует учитывать наличие аномальных разрезов скважин на отдельных участках, различающихся последовательностью отложений или фациальной характеристикой пород по сравнению с разрезов соседних скважин. В этом случае, если аномальная характеристика того или иного разреза наблюдается лишь в отдельных скважинах и проявляется незакономерно, ее не принимают во внимание; если же она повторяется и в некоторых других скважинах, сконцентрированных в пределах определенных участков, то для таких участков составляют самостоятельные нормальные (или типовые) разрезы.

При составлении нормального (или типового) разреза следует учитывать данные электрического и радиоактивного каротажа, а также все косвенные наблюдения, особенно в случае недостатка фактического геологического материала. Весьма полезно также составление нормального геофизического разреза месторождения, которое в принципе аналогично составлению нормального геологического разреза.

§ 4. СОСТАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОФИЛЕЙ И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РАЗРЕЗОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Составление геологического профиля по данным, полученным при бурении скважины. Геологическим профилем называют графическое изображение строения недр в каком-либо выбранном сечении. Геологический профиль нефтяного или газового месторождения составляется по разрезам скважины. Он оказывает большую помощь геологу в работе, так как дает наглядное представление о строении месторождения, положении в разрезе продуктивных горизонтов и условиях их насыщения нефтью, газом и водой (рис. 11).

В зависимости от поставленных геологических задач строят либо общий геологический профиль, на котором показывают весь вскрытый скважинами разрез пород, либо детальный геологический профиль, где подробно изображают строение лишь части разреза, включающего продуктивные пласты.

Для изучения особенностей тектонического строения месторождения прибегают к построению ряда поперечных профилей (в крест

простирания или по падению пластов), а также продольного (по простиранию пластов) профиля, который по существу вытекает из сопоставления ряда поперечных профилей, связывает и дополняет их. Профили других направлений строятся обычно для изучения разрывных нарушений и фациальной изменчивости отложений.

Геологический профиль по скважинам строят, как правило, в масштабе геологической или структурной карты, по которой его составляют. Если масштаб карты очень мелкий, а на профиле необходимо показать различные детали, то профиль выполняют в более крупном масштабе.

При построении общего геологического профиля горизонтальный и вертикальный масштабы берут одинаковыми во избежание искажения углов падения пластов.

При вычерчивании профиля необходимо придерживаться принятых правил его ориентировки по странам света. Так, в зависимости от азимута профиля с левой стороны должны быть юг, юго-запад, запад, северо-запад, а с правой стороны соответственно север, северо-восток, восток, юго-восток.

Построение общего геологического профиля начинается с вычерчивания прямой горизонтальной линии, изображающей уровень моря. С левой стороны чертежа, перпендикулярно к уровню моря, изображается линейка вертикального масштаба, причём его «нуль» совмещают с линией уровня моря.

Несколько отступая направо от масштабной линейки, на линии уровня моря точкой отличают положение самой западной (или южной) скважины. От этой точки вправо, в принятом горизонтальном масштабе, откладывают расстояния до остальных скважин. Через полученные точки проводят вертикальные линии, изображающие стволы скважин. На этих линиях выше линии уровня моря откладываются в принятом вертикальном масштабе соответствующие значения альтитуды устьев скважин. Соединение пластовых линий отметок альтитуды даёт рельеф дневной поверхности в сечении составляемого профиля. На глубине, соответствующей положению забоя скважины, линия, изображающая её ствол, ограничивается коротким штрихом, около которого надписывается значение глубины забоя от дневной поверхности.

Справа, на расстоянии 5—10 мм от стволов, параллельно им, проводятся более тонкие линии. В полученных таким образом колонках, пользуясь ранее вычисленными значениями абсолютных отметок кровли и подошвы каждого выделенного подразделения разреза, с помощью условных знаков вычерчивают разрезы скважин.

Следующим этапом построения геологического профиля является прослеживание границ всех выделенных стратиграфических и

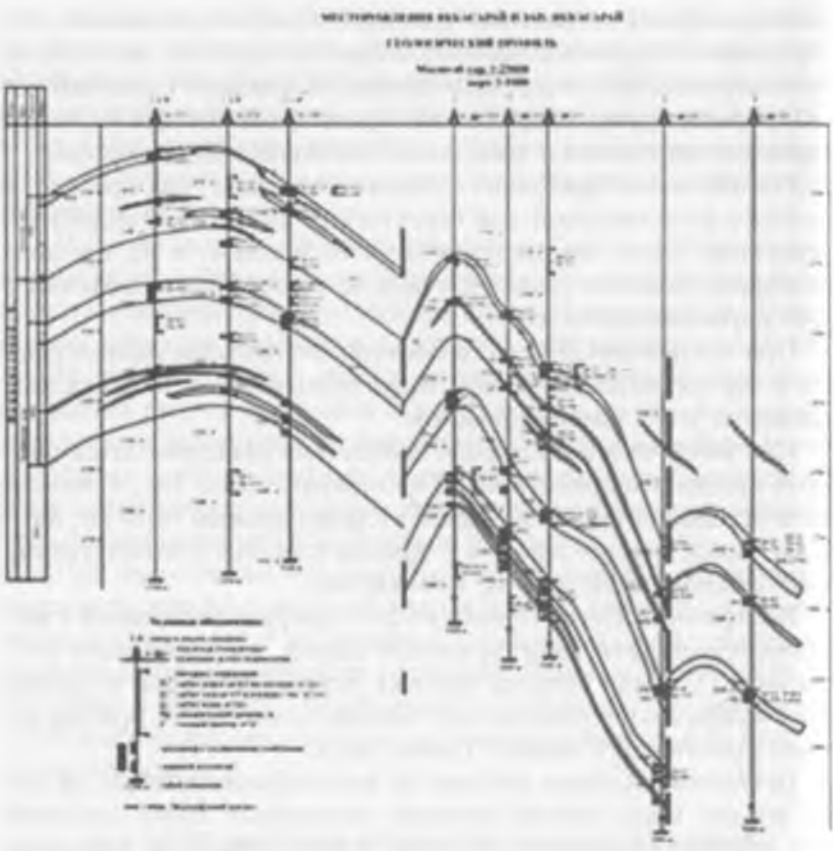


*Рис.*11. Геологический профиль месторождения Яккасарай и Зап.Яккасарай

литологических комплексов от скважины к скважине. Обычно это делается сверху вниз, от одной из крайних скважин. Если первый сверху пласт, подошва которого отмечена в крайней скважине профиля, отсутствует в соседней (например, из-за размыва или наличия сброса), то берут какую-либо нижележащую границу, прослеживающуюся и в соседней скважине.

Окончательное вычерчивание профиля осуществляется путем соединения плавными линиями отметок кровли и подошвы одноименных пластов в различных скважинах.

С правой стороны геологический профиль снабжается стратиграфической колонкой, на которой указывается стратиграфическая принадлежность вскрытых отложений. Границы стратиграфических единиц на колонке указываются на тех же глубинах, на которых они встречены в крайней справа скважине.

При сопоставлении разрезов скважин особое внимание должно быть уделено анализу последовательности залегания напластований во всех скважинах и характеру изменения мощности каждого горизонта (пласта) разреза. Когда в разрезах скважин наблюдаются изменения последовательности залегания пластов или резкое изменение их мощности, это является свидетельством наличия здесь дизъюнктивных нарушений или размывов (перерывов).

Размыв (перерыв) характеризуется отсутствием комплекса отложений, регистрируемого в разрезах всех или большинства скважин данного месторождения.

Характерным признаком размыва является то, что в скважинах под одной и той же стратиграфической границей встречаются различные отложения. Обнаружение аномалий, встречающихся в скважинах на различных стратиграфических уровнях, указывает на наличие здесь разрывного нарушения типа сброса. Линия, соединяющая найденные аномальные точки, является следом пересечения поверхности сброса плоскостью профиля.

При взбросе или надвиге в разрезе отдельных скважин наблюдается повторение или резкое увеличение мощности пластов на различных стратиграфических уровнях. Разрезы скважин, где отмечены нарушения порядка напластования, являются следствием пересечения поверхности взброса плоскостью профиля.

Литологическое замещение обнаруживается по изменению литологии пластов на расстояниях, соизмеримых с расстояниями между скважинами. Мощность отложений, вмещающих эти пласты в интервалах между принятыми реперами, при этом практически изменяется.

Для изучения особенностей геологического строения при построении детальных геологических профилей вертикальный масштаб выбирают таким, чтобы можно было показать расчленение продуктивных пластов на отдельные пропластки, характер их фациального замещения по направлению профиля и особенности их нефтегазонасыщения. Основным материалом для построения детальных профилей являются результаты зональной корреляции, вертикальный масштаб обычно принимается равным масштабу записи кривых промыслово-геофизических исследований — 1:500 или 1:200.

Чтобы избежать возможных искажений при использовании данных по снесенным скважинам, а также скважинам, у которых ствол искривлен, необходимо вводить в эти данные соответствующие поправки.

Снесение точек скважин на направление профиля. Во избежание искажения профиля точки скважин сносят на него, как правило, по простиранию пластов (рис. 12, *а*). В тех случаях, когда точку скважи-

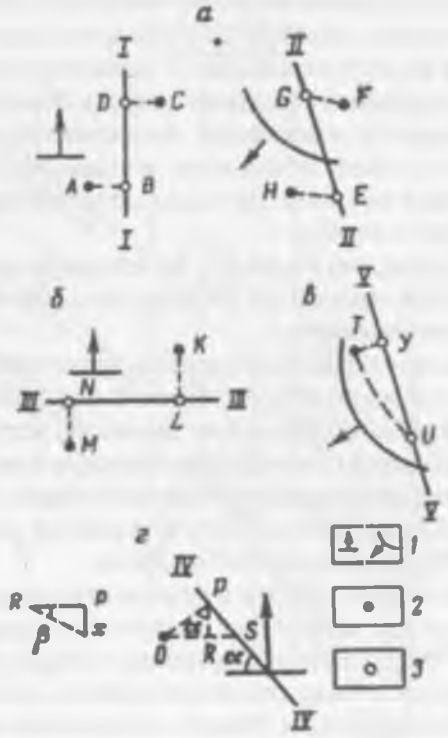


*Рис.*12. Снесение точек скважин на профиль:
1— элементы залегания пластов; *2*— точки положения скважин; *3*— точки снесения скважин; β — угол падения пласта; α — угол между направлением профиля и линией простирания пласта; римскими цифрами обозначены направления профилей

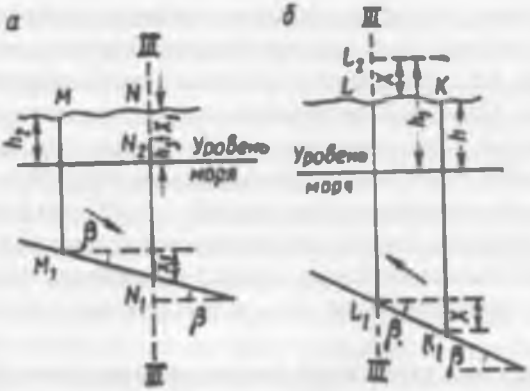


*Рис.*13. Схема ввода поправок в превышение скважины

ны снести на профиль по простиранию пластов нельзя (рис. 12, *б*) или же такое снесение, например из точки *T* в точку *U* (рис. 12, *в*), нецелесообразно (так как характер фаций в точках *T* и *U* различен), скважину сносят на направление профиля по перпендикуляру к нему (из точки *K* в точку *L*, из точки *M* в точку *N* (рис. 12, *б*), из точки *T* в точку *Y* (рис. 12)). При таком снесении скважин на профиль вводят поправки.

Для снесения скважины М по линии падения (рис. 13 *а*, *б*) поправка будет

$$x_1 = MN\operatorname{tg}\beta. \qquad (4)$$

Вычисленную по выражению (4) поправку при снесении скважины вниз по падению вычитают из превышения скважины и последнюю показывают в профиле с новым превышением, равным $h_1 = h_2 - x_1$ (рис. 13, *а*). При снесении скважины вверх по восстанию вычисленную поправку прибавляют к превышению скважины и последнюю показывают в профиле с превышением, равным $h_1 = h + x$ (рис. 13, *б*). В данном случае устье скважины располагается в точке L_2, а в первом случае — в точке N_2. При таком вычерчивании скважин снесение их на направление профиля не по простиранию не внесет никаких искажений в профиль.

Если скважина сносится на направление профиля, проведенного диагонально по отношению к простиранию и падению пласта (рис. 13, *г*), то скважина из точки *O* будет проектироваться по перпендикуляру к профилю в точку *P*, т. е. вниз по падению.

На рис. 13, *г* проведены вспомогательные линии *OS* и *PR*. Точки *O*, *R*, *S* лежат на линии простирания и находятся на одинаковой глубине по отношению к точке *P*. Точка *P* лежит по отношению к любой из них глубже на величину *x*. Следовательно,

$$x = RP\operatorname{tg}\beta. \qquad (5)$$

Так как из треугольника OPK, KP^OP cosα, то окончательная величина поправки

$$x = OP\cos\alpha\operatorname{tg}\beta. \qquad (6)$$

Вычисленную поправку в данном случае следует при снесении скважины в точку *P* вычесть из превышения скважины, так как последняя сносится вниз по падению пласта.

Следует иметь в виду, что профильный разрез, составленный с использованием скважин, не лежащих на линии профиля, не всегда позволяет установить закономерность изменения разреза в данном направлении.

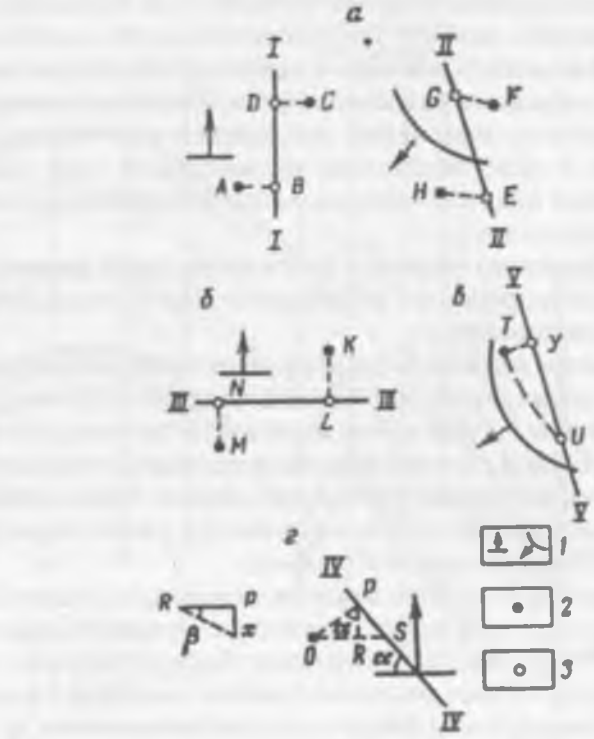


*Рис.*12. Снесение точек скважин на профиль:
1— элементы залегания пластов; *2*— точки положения скважин; *3*— точки снесения скважин; β — угол падения пласта; α — угол между направлением профиля и линией простирания пласта; римскими цифрами обозначены направления профилей

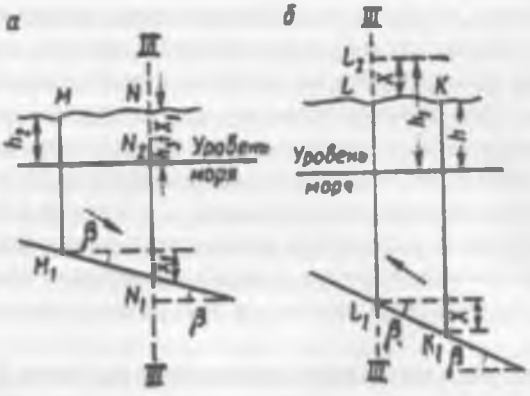


*Рис.*13. Схема ввода поправок в превышение скважины

ны снести на профиль по простиранию пластов нельзя (рис. 12, *б*) или же такое снесение, например из точки *T* в точку *U* (рис. 12, *в*), нецелесообразно (так как характер фаций в точках *T* и *U* различен), скважину сносят на направление профиля по перпендикуляру к нему (из точки *K* в точку *L*, из точки *M* в точку *N* (рис. 12, *б*), из точки *T* в точку *Y* (рис. 12)). При таком снесении скважин на профиль вводят поправки.

Для снесения скважины М по линии падения (рис. 13 *а*, *б*) поправка будет

$$x_1 = \mathrm{MN}\,\mathrm{tg}\beta. \qquad (4)$$

Вычисленную по выражению (4) поправку при снесении скважины вниз по падению вычитают из превышения скважины и последнюю показывают в профиле с новым превышением, равным $h_1 = h_2 - x_1$ (рис. 13, *а*). При снесении скважины вверх по восстанию вычисленную поправку прибавляют к превышению скважины и последнюю показывают в профиле с превышением, равным $h_1 = h + x$ (рис. 13, *б*). В данном случае устье скважины располагается в точке L_2, а в первом случае — в точке N_2. При таком вычерчивании скважин снесение их на направление профиля не по простиранию не внесет никаких искажений в профиль.

Если скважина сносится на направление профиля, проведенного диагонально по отношению к простиранию и падению пласта (рис. 13, *г*), то скважина из точки *O* будет проектироваться по перпендикуляру к профилю в точку *P*, т. е. вниз по падению.

На рис. 13, *г* проведены вспомогательные линии *OS* и *PR*. Точки *O*, *R*, *S* лежат на линии простирания и находятся на одинаковой глубине по отношению к точке *P*. Точка *P* лежит по отношению к любой из них глубже на величину *x*. Следовательно,

$$x = \mathrm{RP}\,\mathrm{tg}\beta. \qquad (5)$$

Так как из треугольника OPK, KP^OP cosα, то окончательная величина поправки

$$x = \mathrm{OP}\cos\alpha\,\mathrm{tg}\beta. \qquad (6)$$

Вычисленную поправку в данном случае следует при снесении скважины в точку *P* вычесть из превышения скважины, так как последняя сносится вниз по падению пласта.

Следует иметь в виду, что профильный разрез, составленный с использованием скважин, не лежащих на линии профиля, не всегда позволяет установить закономерность изменения разреза в данном направлении.

Учет искривления скважин при составлении геологического профиля. При составлении геологического профиля использование искривленных скважин приводит к искажению профиля.

В самом деле, при искривлении вверх по восстанию пластов (рис. 14, *а*) скважина встретит кровлю пласта в точке *D*. Вследствие неучета искривления скважины точка *D*, отвечающая меньшей глубине скважины, будет отнесена к точке D_1, что приведет к искажению профиля в результате построения несуществующего структурного выступа. При искривлении скважины вниз по падению пласта (рис. 14, *б*) скважина встретит кровлю пласта на более низкой отметке, т.е. в точке *E*, которая будет отнесена к точке *K*, что приведет к построению несуществующей структурной мульды, так как истинное положение кровли пласта (при вертикальной скважине) соответствует точке *P*.

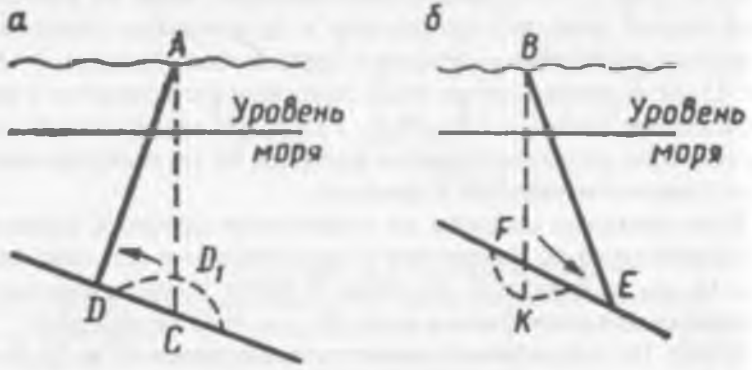


Рис 14. Схема искажений в отметках кровли пласта при неучете искривления скважин

Рассмотрим метод учета искривления скважины при построении геологического профиля. Допустим, что скважина при искривлении имела в пространстве переменные величины угла отклонения и азимута кривизны. Для учета искривления скважины, прежде всего, нужно привести ее искривление к одной плоскости. На рис. 15, *а* показана инклинограмма, т.е. проекция оси скважины на горизонтальную плоскость.

Устье скважины находится в точке *A*, а конечное положение забоя — в точке *B*. Чтобы привести искривление скважины к одной плоскости (фиктивной) *AB*, производим развертку частных плоскостей ее искривления в одну плоскость (рис. 15, *б*). Из рис. 15, *б* видно, что вертикальная составляющая искривленного ствола скважины есть линия $B'B_1$, равная *x*. Величину *x* вычисляем аналитически:

$$x = x_1 + x_2 + x_3 = AK\ \mathrm{ctg}\alpha 1 + KL\mathrm{ctg}\alpha_2 + LB'\ \mathrm{ctg}\alpha_3. \qquad (7)$$

Зная величину x, определяем угол искривления $\alpha_{\text{н}}$ в скважине, приведенной к одной плоскости искривления, по соотношению

$$tg\alpha_{\text{н}} = \frac{AB}{x}. \qquad (8)$$

Определив угол искривления в плоскости AB (фиктивной плоскости искривления), вычисляем в этой же плоскости длину скважины AB_1 (рис. 15, *в*):

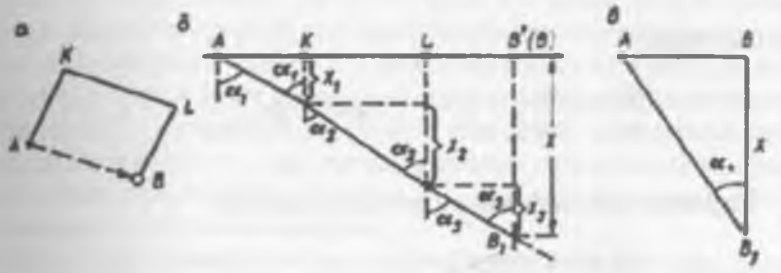


*Рис.*15. Схема приведения искривленной скважины к искривлению в одной плоскости

$$AB_1 = \frac{x}{\cos\alpha_{\text{н}}}. \qquad (9)$$

Таким образом, мы привели скважину к одной плоскости искривления и определили в этой плоскости ее длину и угол искривления.

Сносим горизонтальную проекцию ствола скважины AB параллельно простиранию на направление профиля так, чтобы устье A попало на линию профиля, и в этой точке A проводим линии простирания и падения, а также меридиану NS (рис. 16, I). Далее проектируем точку *в* по линии параллельно простиранию до пересечения этой линии с направлением профиля в точке *с*; получаем треугольник ABC, у которого: δ — угол между направлением искривления и направлением профиля; β — угол, равный разности азимута простирания 2 и азимута искривления $\varphi_1(\beta = \varphi_2 - \varphi_1)$; γ—угол, равный $180° - (\beta + \delta)$.

На рис. 16, II показаны двугранный угол и положение в нем искривленной скважины в плоскости искривления M. Проводим через точку B_1 плоскость, перпендикулярную к линии AA_1, и получаем треугольник $A_1B_1C_1$; соединив точку C_1 с точкой A, определяем

угол $\alpha_п$, под которым следует провести скважину в плоскости профиля, и длину скважины AC_1. Из рис. 16, *II* имеем

$$B_1A_1 = AA_1 \operatorname{tg}\alpha_н; \qquad A_1C_1 = AA_1 \operatorname{tg}\alpha_п. \tag{10}$$

$$\frac{B_1A_1}{A_1C_1} = \frac{\operatorname{tg}\alpha_н}{\operatorname{tg}\alpha_п}. \tag{11}$$

Так как

$$\frac{B_1A_1}{A_1C_1} = \frac{\sin\gamma}{\sin\beta}, \tag{12}$$

то получаем

$$\frac{\operatorname{tg}\alpha_н}{\operatorname{tg}\alpha_п} = \frac{\sin\gamma}{\sin\beta}; \tag{13}$$

$$\operatorname{tg}\alpha_п = \operatorname{tg}\alpha_н \frac{\sin\beta}{\sin\gamma}. \tag{14}$$

Величину AC_1 определяем из соотношений:

$$AA_1 = AB_1\cos\alpha_п; \tag{15}$$

$$AA_1 = AC_1\cos\alpha_п \tag{16}$$

Или

$$AB_1\cos\alpha_н = AC_1\cos\alpha_п. \tag{17}$$

Откуда

$$AC_1 = AB_1 \frac{\cos\alpha_н}{\cos\alpha_п}. \tag{18}$$

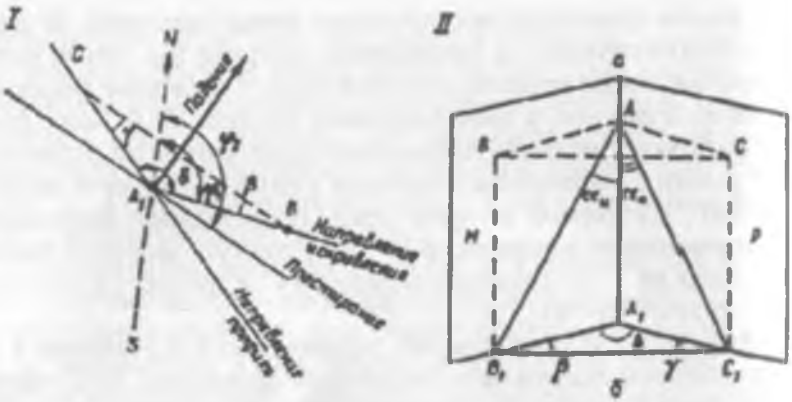


Рис. 16. Схема соотношений положения искривленной скважины в плоскости искривления (*I*) и в плоскости профиля (*II*)

Зная отношение косинусов углов, можно определить мощность отдельных пластов.

Искомый угол падения пласта в плоскости профиля (п) и длину скважины в профиле (AC_1) можно определить также графически следующим образом (рис. 17).

Горизонтальную проекцию искривленного ствола скважины (приведенного к одной плоскости искривления) A_1B_1 продолжаем за точку A_1, а в точке A_1 восставляем к ней перпендикуляр. Далее в точке B_1 строим угол $90^\circ - \alpha_и$ продолжаем его сторону до пересечения с восставленным (из точки A_1) перпендикуляром в точке A; при точке A получаем угол $\alpha_и$, соответствующий углу искривления в плоскости искривления. Затем в точке B_1 строим угол β (угол падения пласта) и сторону его продолжаем до пересечения с направлением профиля в точке C_1. Образовавшийся отрезок A_1C_1 откладываем от точки A_1 на продолжении направления искривления и получаем $A_1C'_1$. Соединяя точку C_1 с точкой A, определяем при точке a искомый угол $\alpha_п$, под которым следует провести ствол скважины в плоскости профиля. Отрезок AC'_1 дает искомую длину ствола скважины в плоскости профиля.

Метод составления профиля по геофизическим данным (электро- и радиоактивного каротажа), а также по комплексным наблюдениям в принципе аналогичен методу составления его по геологическим данным. Производить пересчет геофизических данных указанным выше методом для учета искривления скважины нецелесообразно. Ствол скважины в профиле надо показывать в соответствии с его фактическим искривлением и к нему нужно приурочивать полученную каротажную диаграмму. Отдельные элементы искривления скважины, не совпадающие с плоскостью профиля, следует переносить (проектировать) на профиль параллельно простиранию. Однако при всяких такого рода переносах следует рационально сочетать сведения о геологическом строении района и данные по разрезам отдельных скважин с данными применяемых методов геометрического проектирования.

Следует иметь в виду, что в ряде случаев весьма полезно проводить скважины с направленным искривлением.

Проведение наклонно-направленных (направленно-искривленных) скважин обычно применяют:

1) при наличии на дневной поверхности намеченной к разработке продуктивной площади: больших водоемов, оврагов, заболоченных труднодоступных участков, капитальных сооружений и т. п. (например, на месторождении Денгизкуль в Республике Узбекистан, где значительную площадь месторождения занимает сбросовое озеро);

2) при разработке месторождений в акватории морей (например, при выявлении месторождений в Аральском море);

3) при разработке крутопадающих поднадвиговых пластов (например, в Ферганской впадине или в Юго-Западных отрогах Гиссарского хребта и Сурхандарьинском нефтегазоносном регионе РУз);

4) в особых случаях, например, для ликвидации мощных открытых фонтанов путем бурения издалека направленной скважины в зону ствола фонтанирующей скважины и для закачки в эту зону глинистого раствора и т.п.

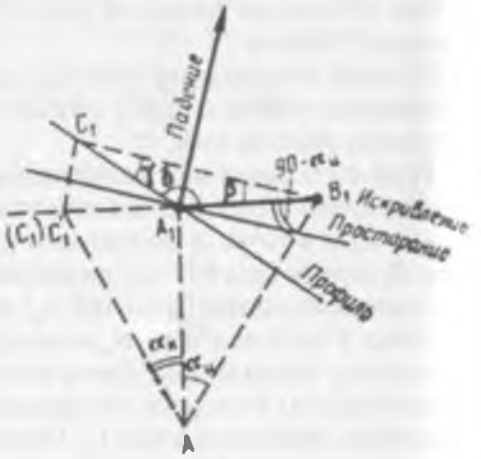


*Рис.*17. Графический метод определения угла наклона и длины искривленной скважины в плоскости профиля

Большие перспективы сулит широкое применение метода бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, которое ведется в настоящее время при разработке месторождения Кокдумалак.

Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин ведут турбинным способом, применяя соответствующие отклонители, простейший из которых — труба, изогнутая под углом 2—5°, устанавливаемая над турбобуром.

При бурении направленно-искривленных и горизонтальных скважин также осуществляют геологическое наблюдение аналогично тому, как это делают при бурении вертикальных скважин. Здесь лишь возникает необходимость в дополнительном контроле искривления скважин, который проводится регулярно при помощи инклинометра, позволяющего одновременно контролировать не только угол искривления, но и азимут искривления.

Следует помнить, что выбор наиболее удобного с точки зрения эксплуатации и правильного по форме профиля ствола скважины является весьма важным фактором, от которого зависят не только успех проводки скважины, но и дальнейшая ее работа, особенно в условиях глубинно-насосной эксплуатации.

Очень часто геологические профили, построенные по продуктивной части месторождения, называют *геологическими разрезами*. Методика их построения аналогична методике построения геологи-

ческих профилей, а первой прослеживаемой структурной поверхностью может быть поверхность непроницаемых пород, экранирующих залежь нефти или газа.

Горизонтальные масштабы геологических профилей, строящихся по всему вскрытому разрезу, выбирают в соответствии с масштабом структурной карты, а вертикальные — в соотношении 10 : 1 к горизонтальным.

Горизонтальные масштабы геологических разрезов выбирают таким образом, чтобы внутреннее строение продуктивной части имело наиболее наглядное изображение. Вертикальные масштабы выбирают в соотношении 10 : 1 к выбранным горизонтальным.

§ 5. СОСТАВЛЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ КАРТ

Структурная карта в отличие от топографической, показывающей в горизонталях рельеф поверхности, в строении которого могут участвовать различные горизонты, отображает в горизонталях подземный рельеф кровли или подошвы какого-либо одного горизонта. Она дает четкое представление о строении недр, обеспечивает наиболее точное проектирование эксплуатационных и разведочных (при доразведке) скважин, облегчает изучение залежей нефти и газа, в частности, исследование изменения свойств продуктивных пластов (мощности, пористости, проницаемости, распределения пластовых давлений и т. п.) в различных участках структуры.

При построении структурных карт (рис. 18) за базисную плоскость обычно принимают уровень моря, от которого отсчитывают горизонтали (изогипсы) подземного рельефа. Отметки изогипс ниже уровня моря берут со знаком «минус», который иногда не ставят, имея в виду, что отсутствие знака всегда указывает на минус, а отметки изогипс выше уровня моря показывают со знаком «плюс». Равные по высоте промежутки между изогипсами называются *сечением изогипс*. На рис. 18 сечение изогипс равно 100 м. При пологом залегании пластов (в месторождениях Русской платформы) сечение изогипс обычно берут равным 2—5 м, а в геосинклинальных областях (Кавказ и др.), когда наблюдается более или менее крутое залегание пластов,— 10—25 м и более.

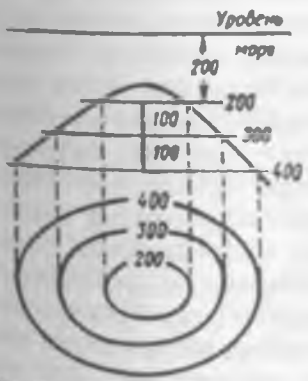


Рис. 18. Изображение подземного рельефа пласта при помощи структурной карты

Изогипса показывает простирание пласта. На криволинейных уча-

стках изгиба изогипс простирание в любой точке направлено по касательной к данной точке, а падение—перпендикулярно к ней (от более мелких значений отрицательных отметок изогипс к более крупным). При однообразном падении пластов расстояния между изогипсами остаются одинаковыми.

При уменьшении углов падения пластов изогипсы будут расходиться и, наоборот, при увеличении углов падения они будут сближаться. В промысловой практике обычно применяют два основных способа построения структурных карт:

1) способ треугольников, который эффективно используют в случае малонарушенных или не имеющих нарушений структур;

2) способ профилей, который обычно применяют в случае сильнонарушенных структур; его также используют вместе со способом треугольников.

Для составления структурной карты выполняют следующее:

1) изучают разрезы скважин и выбирают горизонт, по кровле которого намечается построение структурной карты; выбранный горизонт должен быть развит по всей площади и хорошо выделяться в разрезах скважин: путем сопоставления разрезов скважин убеждаются в том, что выбранный горизонт находится в нормальном залегании и кровля его не размыта;

2) проверяют соответствие положения скважин на карте положению их на местности, а также их альтитуды (превышения); если возникают сомнения, то их разрешают с помощью топографо-геодезической съемки;

3) выбирают сечение изогипс в зависимости от требуемой детальности изучения структуры и сложности ее строения.

После этого приступают к построению структурной карты.

Способ треугольников. Способ треугольников состоит в том, что скважины, расположенные на плане, соединяют линиями так, чтобы образовалась система треугольников. Затем между вершинами (точками скважин) треугольников по данным отметок глубин залегания обычно кровли (реже подошвы) избранного пласта проводят интерполяцию и, соединяя одноименные отметки, строят структурную карту в соответствии с выбранным сечением пласта. При построении системы треугольников следует руководствоваться имеющимися данными о региональном простирании пород, проводя длинные стороны треугольников примерно параллельно простиранию и избегая интерполяции между скважинами вкрест предполагаемой оси складки. Для этого анализируют имеющиеся по скважинам отметки пласта, которые будут иметь примерно симметричные значения по одну и другую стороны от направления оси складки.

Таблица 1

Номер скв.	Превышение устья скважины над уровнем моря, м	Глубина от устья, м	Приведенная глубина, м	Номер скв.	Превышение устья скважины над уровнем моря, м	Глубина от устья, м	Приведенная глубина, м
1	35	628	593	9	51	673	622
2	41	643	602	10	48	652	604
3	47	638	591	11	64	695	631
4	38	651	613	12	57	677	620
5	40	657	617	13	37	661	624
6	34	646	612	14	49	675	626
7	43	667	624	15	42	667	625
8	40	665	625				

Допустим, на площади имеется 15 скважин, вскрывших кровлю характерного горизонта. Для вычисления глубин кровли пласта, приведенных к уровню моря, составляют таблицу (табл.1).

Вычисленные значения приведенных глубин надписываются у соответствующих скважин на плане их расположения (рис. 19).

Анализ абсолютных значений глубин залегания кровли выбранного горизонта показывает, что ось складки примерно проходит через скв. 15, 1, 3, 10, 8. Точки скважин соединяют линиями,

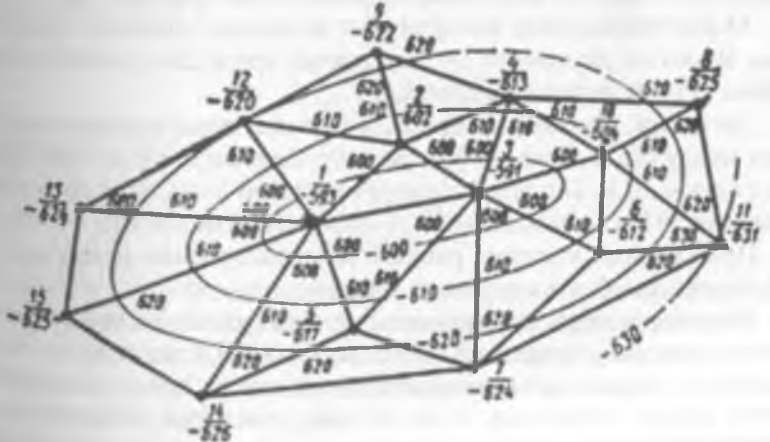


Рис.19. Построение структурной карты по способу треугольников
В числителе дроби — номер скважины, в знаменателе — абсолютная отметка скважины в метрах

которые образуют треугольники; при этом стремятся к тому, чтобы длинные стороны треугольников были примерно параллельны намеченной оси. Если при построении треугольника по соседним скважинам в его вершине образуется очень тупой угол (как при соединении скв. 9, 4, 8), то его длинную сторону лучше не проводить, так как интерполяция приведенных глубин между точками, находящимися на ее концах (скв. 9 и 8), практически повторяет, но менее точно, интерполяцию по коротким сторонам данного треугольника (между скв. 9—4 и между скв. 4 и 8).

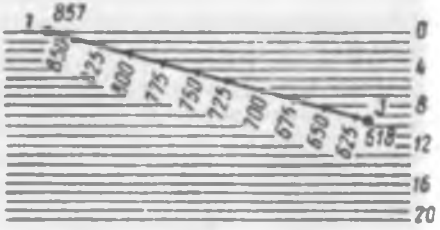


*Рис.*20. Схема интерполяции приведенных глубин между скважинами с помощью высотной арфы

Затем выбирается сечение изогипс (в данном примере 10 м) и согласно ему производится интерполяция приведенных глубин между скважинами таким образом, чтобы отметки изогипс были кратны выбранному сечению (в данном примере 600, 610 и 620 м). Одноименные отметки соединяют плавными линиями (изогипсами), получая тем самым структурную карту (на рис. 20 изображена брахиантиклинальная складка).

При построении структурной карты наиболее трудоемкой частью работы является интерполяция между скважинами. Для ее облегчения следует пользоваться масштабной сеткой (высотной арфой), состоящей из ряда параллельных линий (см. рис. 20).

Масштабную сетку вычерчивают на кальке, проводя параллельные линии на расстоянии 1—2 мм друг от друга. Для удобства пользования сеткой линии нумеруются.

Допустим, необходимо провести интерполяцию приведенных глубин между скв. 1 и скв. 15 (см. рис. 19). Сечение изогипс нами выбрано равным 10 м. Опорный горизонт встречей в скв. 1 на абсолютной глубине 593 м, а скв. 15—625 м. Разность отметок 625 — 593 = 32 м. При сечении изогипс, равном 10 м, расстояние между скв. 1 и 15 делим на 10 и получаем 3,2 части.

Высотную арфу накладываем на план расположения скважин таким образом, чтобы скв. 1 оказалась на 0,3 расстояния между нулевой и первой линиями масштабной сетки. Затем поворачиваем сетку вокруг точки скв. 1 до тех пор, пока скв. 15 не окажется между третьей и четвертой ее линиями, на середине расстояния между ними. Точки пересечения параллелей масштабной сетки с линией, соединяющей скв. 1 и 15, будут теми искомыми точками.

через которые должны пройти изогипсы. Их перекалывают на чертеж и надписывают.

При интерполяции между скважинами значений абсолютных глубин залегания предполагается, что их изменение происходит по линейному закону. При этом условии расстояния от скважин до точек пересечений прямой, соединяющей их, искомой изогипсами можно рассчитать по формуле

$$h_x = h_1 + \frac{h_{15} - h_1}{D} x \,, \tag{19}$$

где h_x — значение искомой изогипсы; м; h_1 — абсолютная глубина залегания кровли горизонта в скв. 1, м; h_{15} — абсолютная глубина залегания кровли горизонта в скв. 15, м; D — расстояние между скв. 1 и 15, м: x — расстояние от скв. 1 до искомой изогипсы на прямой, соединяющей точки скв. 1 и 15, м.

Исходя из формулы (19), расстояние от скв. 1 до искомой изогипсы будет равно

$$x = \frac{(h_x - h_1)D}{h_{15} - h_1} \,. \tag{20}$$

Для рассматриваемого примера при расстоянии между скв. 1 и 15, равном 500 м, расстояние от скв. 1 до изогипсы —600 м будет равно

$$x_1 = \frac{(-600 + 593)500}{-625 + 593} \approx 110 м \,; \tag{21}$$

до изогипсы —610 м

$$x_2 = \frac{(-610 + 593)500}{-625 + 593} \approx 226 м \,; \tag{22}$$

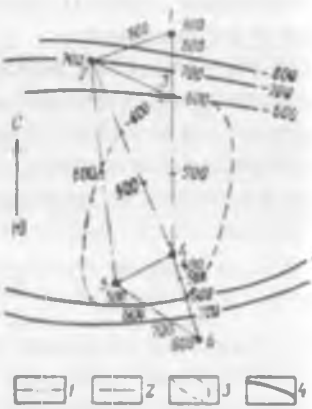
до изогипсы —620 м

$$x_3 = \frac{(-620 + 593)500}{-625 + 593} \approx 422 м \,. \tag{23}$$

Способом треугольников нельзя проводить интерполяцию приведенных глубин между кустами скважин, расположенными на значительном расстоянии друг от друга. В подобных случаях во избежание ошибок лучше проводить интерполяцию по отдельным кустам скважин.

На рис. 21 показаны два куста скважин. В первый куст входят скв. 1, 2 и 3, а во второй-скв. 4, 5 и 6. При правильной интерполяции по отдельным кустам получают структуру почти

Рис.21. Схема правильной и неправильной интерполяции приведенных глубин при построении структурной карты. Линии интерполяции: *1*—неправильной, *2*— правильной изогипсы структуры: *3*— неправильные, *4*— правильные.



широтного простирания, а при неправильной интерполяции простирание структуры будет почти меридиональным.

Последнее, очевидно, объясняется следствием примененной интерполяции между скважинами вкрест простирания через ось складки.

Для чтения сложных структурных карт необходимо твердо знать изображения простых (элементарных) структур.

На рис. 22 показаны простейшие структуры и их профили. Антиклиналь и синклиналь характеризуются замыканием изогипс,

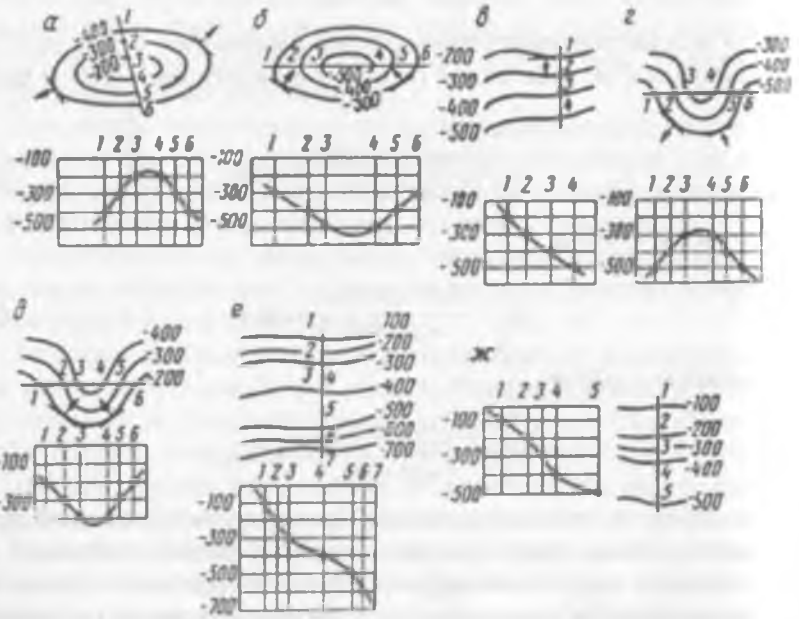


Рис.22. Изображение простейших (элементарных) структур с помощью структурной карты: *а* — антиклиналь; *б* — синклиналь; *в* — моноклиналь; *г* — структурный нос (выступ); *д* — структурная впадина (мульда); *е* — структурная терраса; *ж* — флексурный изгиб. Стрелками показано простирание и падение пластов

у остальных структурных элементов, проявляющихся на фоне моноклинального залегания пород, изогипсы не замыкаются.

При наличии структурного носа (выступа) глубокие (по отметкам) изогипсы как бы оттесняются более мелкими, а при наличии структурной впадины (мульды), наоборот, мелкие изогипсы оттесняются более глубокими.

В случае структурной террасы изогипсы расходятся (наблюдается местное выполаживание пород), а за ее пределами, как вверх по восстанию, так и вниз по падению пород, наблюдается более крутое их залегание, и изогипсы сближаются. Если имеется флексурный изгиб, то изогипсы в его пределах сближаются (т. е. наблюдается более крутое залегание пород), а за пределами флексуры, как вверх по восстанию, так и вниз по падению пород, изогипсы расходятся (более пологое залегание).

Способ профилей. Способ профилей применяют для построения структурных карт при наличии структур, характеризующихся сложным тектоническим строением и разбитых разрывными нарушениями. Иногда его применяют совместно со способом треугольников.

На рис. 23 и 24 показана последовательность построения структурной карты по способу профилей.

Прежде всего, по скважинам составляется ряд поперечных, а иногда продольных геологических профилей (профили I-I, II-II, III-III, IV-IV). На профилях выделяют кровлю (или подошву) опорного горизонта, по которому намечается построить структурную карту. На плане местности показывается положение линий построенных профилей.

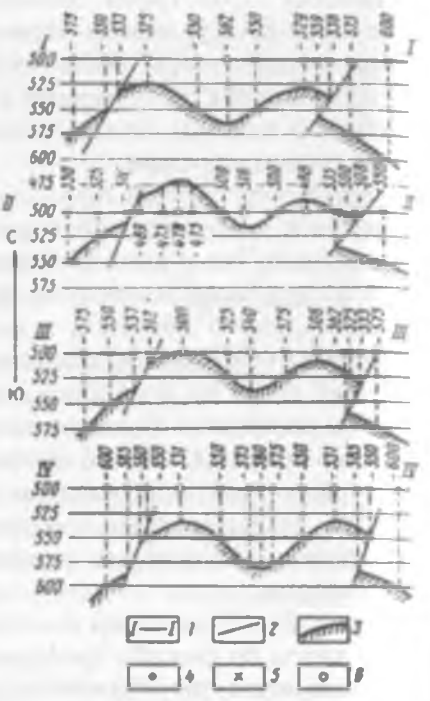
В зависимости от сложности тектонического строения площади и желаемой степени детальности построений выбирается сечение изогипс (в приведенном примере — 25 м).

Затем кровля (подошва) опорного горизонта на каждом профиле рассекается горизонтальными плоскостями согласно выбранному сечению и масштабу чертежа. Следы пересечения плоскости профиля горизонтальными плоскостями на чертеже будут проходить параллельно линии профиля. Точки пересечения кровли пласта линиями высотной сетки проектируются на линию профиля, где указываются соответствующие им отметки пласта.

Кроме того, на линию профиля также проектируют точки пересечения кровли горизонта поверхностью нарушения и точки ее перегибов. Около проекций этих точек подписываются абсолютные значения глубин их залегания.

В приведенном на рис. 23 примере показаны четыре поперечных геологических профиля, рассекающих две антиклинальные

*Рис.*23. Основа для построения структурной карты по способу профилей: *1* — положение профилей на плане местности; *2* — след пересечения поверхности нарушения плоскостью профиля; *3* — кровля (подошва) опорного горизонта; положение на линии профиля точек; *4* — пересечения кровли пласта с линиями сечения, *5* — пересечения кровли пласта поверхностью нарушения (в плоскости профиля); *6* — перегибы кровли опорного горизонта



складки, разделенные седловиной (прогибом). Западное крыло первой из складок осложнено сбросовым разрывным нарушением, а восточное крыло второй — взбросом.

Построение структурной карты (рис. 24) следует начинать с проведения горизонтальных проекций следов пересечения кровли опорного горизонта поверхностями нарушений (линий нарушения).

На чертеже это достигается соединением плавной линией точек (крестиков), ограничивающих соответствующие блоки. После этого, соединяя проекции точек перегиба кровли горизонта, проводят оси тектонических структур. Дальнейшее построение структурных карт по каждому блоку ведется раздельно путем соединения плавными линиями (изогипсами) одноименных отметок пласта на профилях.

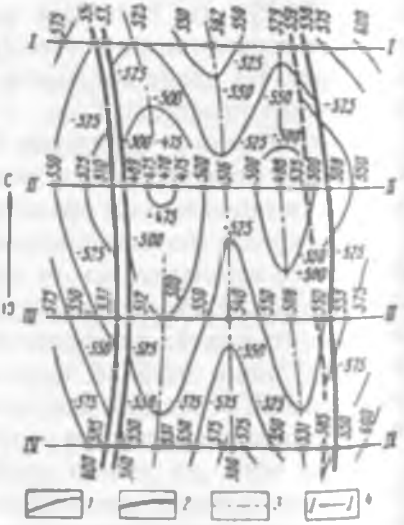


*Рис.*24. Структурная карта построения по способу профилей: *1* — изогипсы кровли опорного пласта, м; *2* — горизонтальные проекции следов пересечения кровли опорного горизонта поверхностями нарушений; *3* — оси тектонических структур; *4* — направление профилей

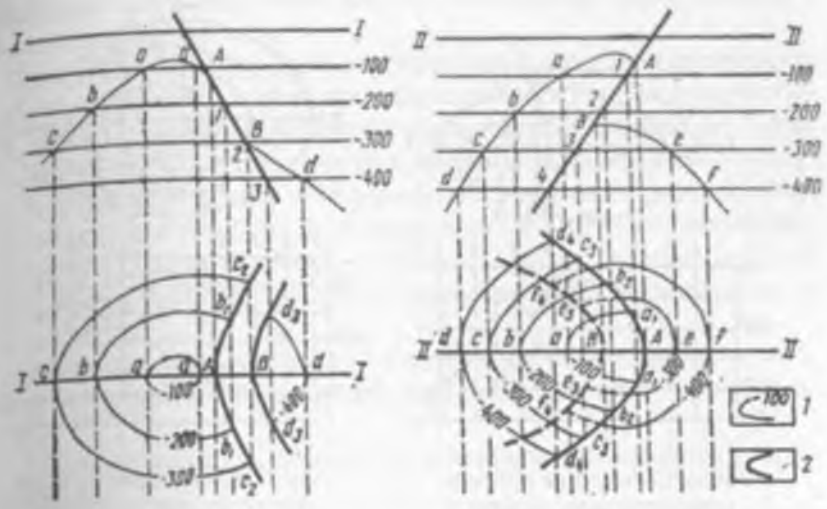


*Рис.*25. Принципиальные схемы поднятий, осложненных сбросом (левая часть рисунка) и взбросом (правая часть):
1 — изогипсы пласта, м; *2* — горизонтальные проекции следов пересечения кровли пласта поверхностями нарушений

Для большей точности построений рекомендуется сочетать профильный способ с интерполяцией между профилями значений глубин точек нарушений и точек перегиба кровли горизонта. Так, например, при построении структурной карты центральной части первого поднятия между профилями I-I и II-II — трудно определить, что именно изогипсы —500 и —525 м срезаются поверхностью сброса. Интерполяция между значениями глубин залегания точек нарушения на профилях I-I (—533 м) и II-II (—489 м) показывает местоположение точек срезания этих изогипс.

Интерполяция между значениями глубин соответствующих точек перегибов помогает определить углы наклона пластов вдоль оси складок, а следовательно, и расстояния между изогипсами.

Изображение с помощью структурной карты поднятий, осложненных разрывными нарушениями — сбросом и взбросом. Для изображения с помощью структурной карты поднятия, осложненного сбросом, рассекают профиль (рис. 25, левая часть), построенный через это поднятие (вкрест нарушения), горизонтальными плоскостями, и точки пересечения плоскостей с кровлей пласта и следом пересечения поверхности нарушения плоскостью профиля проектируют на план с соответствующими отметками. Следует иметь в виду, что горизонталь —200 м обрезается поверхностью нарушения в точке *1* (b_1—b_1), горизонталь —300 м в точке *2* (c_2—c_2) и т. п.; аналогично по правому опущенному блоку горизонталь — 400 м обрезается в точке *3* (d_3—d_3).

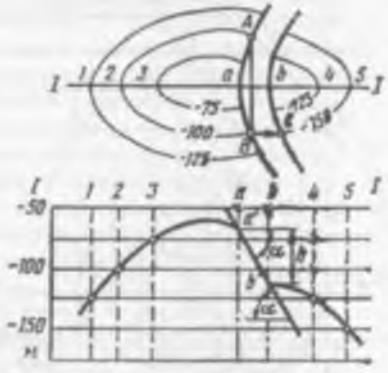


*Рис.*26. Составление профиля антиклинальной складки, разбитой сбросом, по структурной карте

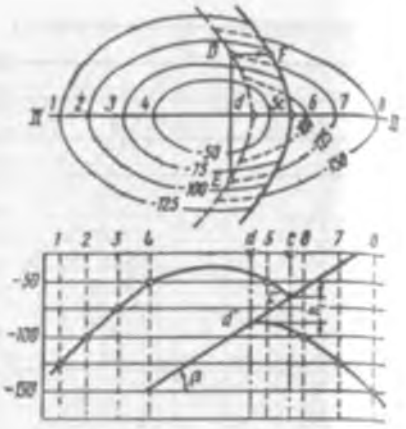


*Рис.*27. Составление профиля антиклинальной складки, разбитой взбросом, по структурной карте

Соединение плавной линией точек c_2, b_1, A, b_1, c_2, а также точек $d3$, B, $d3$ дает горизонтальные проекции линий нарушения. Проекции линий нарушения своей вогнутой частью обращены в сторону смещенной (опущенной) части складки.

Структурную карту поднятия, осложненного разрывным нарушением типа взброса (рис. см. 25, правая часть), строят так же, как и в предыдущем случае. При построении карты следует иметь в виду, что горизонталь —100 м обрезается поверхностью нарушения в точке *1* (a_1—a_1), горизонталь —200 м-в точке *2* (b_1—b_2) и т. д. В случае взбросового нарушения верхний блок бывает надвинут на нижний (на рис. 25 левый блок надвинут на правый). На структурной карте изогипсы нижнего блока на участке, где он перекрыт верхним, изображаются пунктиром; также пунктиром показывается горизонтальная проекция линии нарушения, ограничивающей опущенный блок. Характерной особенностью взбросового нарушения является также то, что горизонтальные проекции линий нарушения обращены своей вогнутой частью в сторону смещенной (взброшенной) части складки.

На рис. 26 показаны структурная карта антиклинальной складки, осложненной поперечным сбросом, и составленный по ней профиль. При построении профиля следует иметь в виду, что кровля опорного горизонта верхнего блока (на рис. 26— левый) ограничена поверхностью нарушения в точке a'—точке пересечения этого следа перпендикуляром к линии профиля, опущенным из точки a, а нижнего блока (на рис. 26-правый) — в точке b'—точке пересе-

чения этого следа перпендикуляром к положению линии профиля, опущенным из точки *b*.

При построении профиля по структурной карте антиклинальной складки, разбитой поперечным взбросом (рис. 27), следует учитывать, что на профиле кровля опорного горизонта взброшенного блока (на рис. 27-левый) ограничивается поверхностью нарушения в точке *c'*—точке пересечения этой поверхности перпендикуляром к положению линии профиля, опущенным из точки *c*, а поднадвигового (на рис. 27-правый) блока—в точке *d'*—точке пересечения этой поверхности перпендикуляром к линии профиля, опущенным из точки *d*.

При построении структурной карты какой-либо опорной поверхности, осложненной разрывными нарушениями, следует учитывать, что:

1) при наличии как сброса, так и взброса наблюдаются разрывы изогипс;

2) при сбросе опорная поверхность отсутствует на участке между горизонтальными проекциями линий нарушения;

3) если имеется взброс, то между горизонтальными проекциями линий нарушения опорная поверхность повторяется на двух уровнях;

4) в случае сбросового нарушения обе горизонтальные проекции линий нарушения изображаются сплошными линиями, как видимые, и между ними изогипсы опорной поверхности отсутствуют;

5) если имеется взбросовое нарушение, горизонтальная проекция линии нарушения, ограничивающая нижний (подвзбросовый) блок, изображается пунктиром; пунктиром изображаются изогипсы опорного горизонта нижнего блока на участке его перекрытия верхним блоком.

По структурной карте, не прибегая к построению профиля, можно определить вертикальную амплитуду смещения опорной поверхности и угол падения поверхности сместителя. Для этого необходимо предварительно определить простирание поверхности нарушения и направление ее падения.

Так, на структурной карте, изображенной на рис. 24, простирание поверхности сброса определяется прямой, соединяющей две точки, находящиеся на ее поверхности и имеющие одинаковые абсолютные отметки глубин. Этим условиям удовлетворяет линия *AB*, соединяющая точки *A* и *B*, находящиеся на глубине 100 м. Перпендикуляр к этой линии, восставленный из точки *B*, показывает направление падения поверхности нарушения. Продолжим этот перпендикуляр до пересечения его с горизонтальной проекцией линии нарушения, ограничивающей опущенный (на рис.

24 — правый) блок в точке *С*. Судя по структурной карте, точки *В* и *С*, находящиеся на поверхности нарушения, располагаются соответственно на глубинах —100 и —145 м. Следовательно, можно определить, что вертикальная амплитуда смещения правого блока по отношению к левому $h = -100-(-145) = 45$ м.

Зная масштаб карты, можно определить угол падения сброса:

$$tg\alpha = \frac{h}{BC}. \qquad (24)$$

На структурной карте, показывающей антиклинальную складку, осложненную взбросом (см. рис. 27), для определения простирания поверхности взброса соединим прямой линией точки *Д* и *Е*, располагающиеся на абсолютной глубине —125 м.

Перпендикуляр, восставленный к этой прямой из точки *D*, показывает направление падения поверхности сместителя.

В этом случае вертикальная амплитуда смещения h_1=-100-(-125)=25 м. Угол падения поверхности взброса определяется по соотношению

$$tg\beta = \frac{h_1}{DF}. \qquad (25)$$

Если угол α (или β) равен π/2 (т. е. когда поверхность сместителя будет вертикальной), обе проекции линий нарушения сливаются. Очевидно, чем положе угол падения поверхности нарушения, тем больше расходятся эти линии. В случае затухания нарушения обе линии постепенно сливаются в одну и далее не продолжаются.

Учет искривления скважин при построении структурной карты. При построении структурных карт во избежание искажения необходимо учитывать искривление скважин. Так, при искривлении скважины вверх по восстанию пород на структурной карте может появиться несуществующий структурный выступ (рис. 28, *а*), а в случае искривления вниз по падению—структурная впадина (рис. 28, *б*).

Чтобы учесть искривление скважины, прежде всего, приводят ее пространственное искривление к искривлению в одной плоскости (фиктивной плоскости искривления) и определяют вертикальную составляющую, показывающую глубину залегания точки встречи опорной поверхности данной скважиной.

Для построения структурной карты на плане расположения скважин показываются положения устьев искривленных скважин и точки пересечения ими опорной поверхности (в конце вектора, отображающего горизонтальную проекцию ствола скважины, приведенного к одной плоскости). У этих точек (в конце вектора) надписываются значения абсолютных глубин их залегания в метрах, т.е. *x*-*H*, где *x*-вертикальная составляющая; *H*-альтитуда скважины.

Затем точки (в конце вектора) встречи опорной поверхности данной скважиной соединяют между собой так, чтобы образовалась система треугольников. Согласно указанным выше правилам производят интерполяцию по значениям приведенных глубин и строят структурную карту (рис. 28, *в*), которая уже не имеет искажений.

Применение метода схождения при построении структурной карты. Метод схождения используется в тех случаях, когда возникает необходимость построения структурной карты по опорной поверхности, вскрытой лишь единичными скважинами. Обязательным условием его применения является наличие на той же площади какого-либо маркирующего горизонта, залегающего выше по разрезу и пройденного значительным количеством скважин, позволяющих уверенно составить по нему структурную карту. Сущность данного метода заключается в изучении закономерности изменения расстояний между этими двумя поверхностями. Естественно, что, если структурные планы верхней и нижней поверхности совпадают, т. е. расстояния между ними постоянны, применение метода схождения невозможно.

Предположим, что необходимо построить структурную карту кровли продуктивного пласта, вскрытого лишь тремя глубокими скважинами (скв. 1, 2, 3 на рис. 29), а по вышележаще-

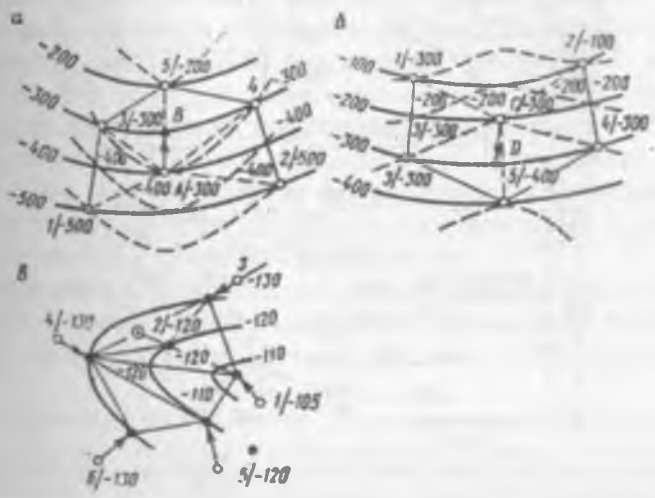


Рис. 28. Схема возможных искажений при неучете искривления скважин и учет их искривления при построении структурной карты.

Искажения при неучете искривления скважин: *а* — вверх по восстанию пластов; *б* — вниз по падению пластов; *в* — построение структурной карты с учетом искривления скважины. *A*, *C* — положения устьев скважин; *B*, $\overline{D}$ — положения забоев скважин; в числителе дроби — номер скважины, в знаменателе — отметка глубины скважины в метрах.

му маркирующему горизонту для составления структурной карты имеется много данных, полученных в результате бурения в пределах изучаемой площади значительного числа структурных скважин.

Прежде всего составляется структурная карта по верхнему маркирующему горизонту (рис. см. 29, *а*), и у скважин, вскрывших нижний продуктивный пласт, надписываются значения разности глубин залегания продуктивного пласта и маркирующего горизонта.

На профиле I-I (см. рис. 29, *б*), проходящем через скв. 1 и 3, на который снесена параллельно изогипсе скв. 2, видно, что расстояния между маркирующим горизонтом и продуктивным пластом увеличиваются от скв. 1 к скв. 3.

Проведем интерполяцию между значениями этих расстояний, надписанных у скважин, вскрывших продуктивный пласт. Интерполяцию рекомендуется вести по интервалам, равным сечению изогипс структурной карты кровли маркирующего горизонта. Соединив линиями точки, имеющие равные значения расстояний,

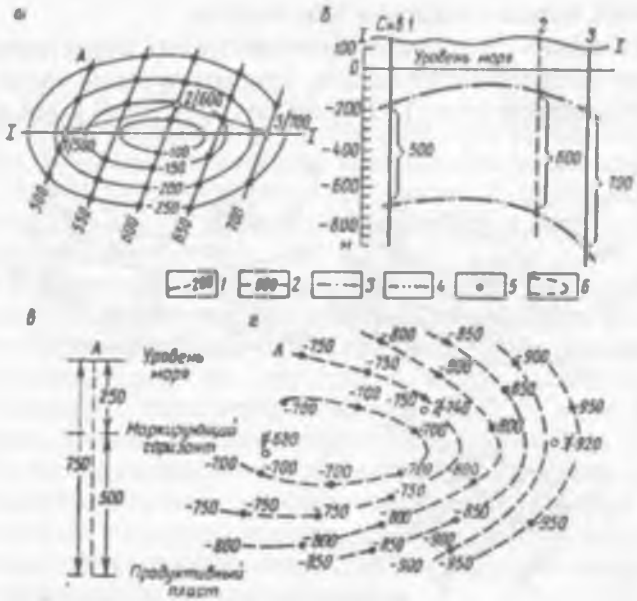


*Рис.*29. Построение структурной карты по методу схождения: *а*—структурная карта кровли маркирующего горизонта с нанесенными на нее изохорами; *б*—строение кровли опорного горизонта и продуктивного пласта на профиле I-I; *в*—пример определения абсолютной глубины залегания кровли продуктивного пласта в точке *А*; *г*—структурная карта кровли продуктивного пласта, построенная методом схождения: *1*—изогипсы кровли опорного горизонта, м; *2*—линии равных расстояний (изохоры), м; положение на профиле I-I кровли: *3*—опорного горизонта, *4*—продуктивного пласта; *5*—точки схождения; *6*—изогипсы кровли продуктивного пласта, м

получаем изохоры (линии равных расстояний). Таким образом будет построена карта схождения, т.е. карта пересечения изогипс кровли маркирующего горизонта изохорами (см. рис. 29, *а*).

Во всех точках пересечения этих линий представляется возможным рассчитать значения глубин залегания кровли продуктивного пласта.

Рассмотрим для примера точку пересечения, обозначенную на рис. 29, *а* буквой *А*. Приведенная глубина залегания кровли маркирующего горизонта в этой точке равна —250 м, а расстояние между кровлями маркирующего горизонта и продуктивного пласта в этой же точке составляет 500 м. Следовательно, глубина залегания кровли продуктивного пласта в точке *А* будет равна 250+500=750 м ниже уровня моря (см. рис. 29, *в*). Подсчитав значения глубин залегания кровли продуктивного пласта во всех точках пересечения изохор и изогипс кровли маркирующего горизонта, можно строить структурную карту кровли продуктивного пласта (см. рис. 29, *г*), соединяя одинаковые отметки плавными линиями, называемыми изогипсами.

§ 6. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ БУРЕНИЯ И ОПРОБОВАНИЯ СКВАЖИН

Геологическая служба должна уделять большое внимание правильности и своевременности составления документации процесса бурения. До начала бурения скважины составляются геологический, технический проекты и смета. Эти первичные документы подготавливаются для каждой скважины или, в случае эксплуатационного бурения, для группы скважин. В проектах представлены технические и геологические части, и он дополняется геолого-техническим нарядом.

Первичная документация заполняется по единым формам, утвержденным вышестоящими организациями.

Основными геологическими документами материалов бурения являются: буровой журнал, материалы промыслово-геофизических исследований, керновый материал, комплексный разрез скважины.

Первичными документами, заполняемыми на буровой, являются суточные рапорты по бурению скважины, коллекторские книжки, вахтенные журналы и т.д., в которых в хронологическом порядке записывают сведения о ходе бурения, о наблюдении за промывочной жидкостью и нефтегазоводопроявлениями в скважине, спуске и цементации колонны, испытании их на герметичность, о перфорации и результатах опробования.

По каждой скважине составляются и хранятся следующие акты: 1) о заложении скважины и сдаче точки под бурение; 2) о

начале и окончании бурения; 3) о спуске и цементировании колонн; 4) об испытании колонны на герметичность; 5) о результатах испытания пластов испытателями пластов в процессе бурения; 6) о перфорации колонны; 7) о результатах испытаний скважины в обсаженном стволе.

Геологическая служба ведет также книги: 1) описания кернов и образцов пород, отобранных боковым грунтоносом; 2) описания отобранного шлама; 3) химических анализов воды, нефти и газа. Тщательная документация является основой для всестороннего изучения скважины.

Кроме того, по каждой скважине ведется папка с каротажными диаграммами и папка с результатами лабораторных исследований керна и пластовых флюидов.

Геологическая служба промысла ведет также папку оперативной геологической интерпретации результатов бурения скважин, в которой хранятся:

— структурные карты по всем реперным горизонтам и продуктивным пластам с уточнением их по мере бурения новых скважин;

— геологические разрезы по всем продуктивным пластам с уточнением их по мере бурения новых скважин;

— схемы отбора керна;

— схемы опробования скважин;

— сводная таблица подсчетных параметров по основным продуктивным горизонтам ($K_п$, $h^{прод}_{эф}$, $K_{нг}$).

Составленный геологический разрез скважины разбивают на свиты, горизонты и пласты в следующем порядке: 1) выделяют свиты по стратиграфическому признаку, пользуясь данными фауны, микрофауны и комплексных наблюдений; 2) внутри стратиграфических свит по литологическому признаку выделяют пачки пород; песчаные, глинистые, песчано-глинистые, карбонатные и т.д.; 3) внутри литологических пачек выделяют горизонты — газоносные, нефтеносные, водоносные; 4) внутри горизонтов выделяют пласты — газоносные, нефтеносные, водоносные, маркирующие и т. п.

При маркировке основные пласты чаще всего обозначают римскими цифрами, а второстепенным дают буквенное обозначение. Методически осуществленная маркировка пластов облегчает общую оценку разреза скважины и корреляцию (сопоставление) его с разрезами других скважин.

Из технических данных следует показать глубины спуска обсадных колонн, их диаметр, высоту подъема цемента, признаки нефти, газа, воды, обвалы и др.

Геологический разрез скважины

Таблица 2

Стратиграфия	Глубина в масштабе, м	Литология в условных знаках		Интервалы отбора керна	Мощность, м	Электрический или радиоактивный каротаж	Описание пород	Конструкция скважины	Отметки о признаках нефти, газа, воды, обвалах, углах падения и т.п.
		По керну	По керну и ГИС						

ЧАСТЬ 2

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ И ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Глава 1. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И ФЛЮИДОУПОРЫ

§ 1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О КОЛЛЕКТОРАХ И ФЛЮИДОУПОРАХ

По И.О. Броду коллекторами называются горные породы, которые могут служить вместилищем нефти, газа и воды и в то же время обладать достаточной проницаемостью, чтобы отдавать их в процессе разработки нефтяных и газовых залежей.

В основу этого определения положены емкостные и фильтрационные свойства, которые присущи осадочным, изверженным и метаморфическим породам.

Подавляющее большинство выявленных мировых запасов нефти и газа (около 95%) сосредоточены в осадочных породах-коллекторах, представленных песками, песчаниками, алевролитами, гравелитами, конгломератами и брекчиями (обломочными или пластическими породами); известняками и доломитами (органогенные и хемогенные осадочные породы).

В зависимости от происхождения осадочных пород и процессов, протекающих в недрах, в породах-коллекторах выделяют два типа пустот: первичные и вторичные поры.

Первичные поры образуются при формировании пород. Их размеры и форма зависят от условий осадконакопления, свойств минералов, слагающих породу, и степени однородности частиц по размерам.

Объем первичных пор и их форма могут претерпевать существенные изменения под влиянием уплотнения, цементации и метаморфизации пород.

Вторичные поры образуются в уже сформировавшихся породах в результате их выщелачивания, доломитизации, кристаллизации и под действием тектонических и эрозионных процессов.

Важным показанием, характеризующим породу как коллектор, является размер пор, их ширина (просвет), а также их заполнение минеральными и битуминозными веществами.

Фильтрационные свойства коллекторов определяются сообщаемостью между порами.

Отсутствие сообщаемости, даже при высокой абсолютной пористости, может сделать породу неколлектором.

Породы, в которых фильтрация пластовых флюидов по тем или иным причинам (геологическим, гидродинамическим, физико-химическим и др.) невозможна, отнесены к флюидоупорам.

Флюидоупоры это породы, препятствующие движению пластовых флюидов. Они также называются непроницаемыми горными породами или покрышками.

Роль флюидоупоров могут выполнять разные породы: глины, аргиллиты, глинистые алевролиты, плотные известняки, глинисто-карбонатные и карбонатно-глинистые разности, соли, гипсы и ангидриты.

Надежность экрана определяется характером флюидов и степенью пластичности пород, слагающих этот экран.

По экранирующим свойствам флюидоупоры делятся на истинные покрышки, ложные покрышки и полупокрышки.

Истинные покрышки это флюидоупоры, проявляющие экранирующие свойства практически во всех ситуациях. К истинным покрышкам относятся толщи глинистых пород и солей.

Сохранение экранирующих свойств этих пород основано на их пластичности, что позволяет им в условиях любых динамических воздействий деформироваться без нарушения сплошности, а также на отсутствии проницаемости в связи с низкими диффузионно-адсорбционными свойствами минералов, слагающих эти породы.

Полупокрышки это породы, проявляющие экранирующие свойства в определенных условиях.

К полупокрышкам можно отнести толщи глинистых и соляно-ангидритовых пород, в которых экранирующие свойства зависят от однородности покрышки.

Так для глинистых пород присутствие прослоев песчаников и алевролитов, ухудшает качество экранирующей толщи.

Аналогичная ситуация наблюдается и для толщ соляно-ангидритовых пород. Увеличение доли хрупких ангидритов в этой толще также ухудшает ее экранирующие свойства, т.к. в случае возникновения дополнительных нагрузок у ангидритов нарушается сплошность. Такие покрышки перестают быть экранами при определенных перепадах давления. К категории полупокрышек можно также отнести толщи плотных глинистых известняков, глинисто-карбонатных пород, известково-сульфатных пород, гипсов, плотных песчаников и алевролитов, а также песчано-алевролитово-глинистых пород, проницаемость которых растет с увеличением содержания алевролитовых примесей и увеличением размеров поровых каналов. Такие флюидоупоры могут удерживать флюиды только в том случае, когда избыточное давление меньше перепада давлений, при котором начинается фильтрация флюидов через эту покрышку.

Ложные покрышки — это пласты и толщи горных пород различного минерального свойства, залегающие над проницаемыми породами и имеющие по сравнению с ними существенно более низкую (например, на два порядка) проницаемость. У этих пород отличается, в основном, диффузионная проницаемость, поэтому в реальном масштабе времени они могут рассматриваться как флюидоупоры, а в рамках геологического времени таковыми не являются.

К ложным покрышкам могут быть отнесены все низкопроницаемые породы, залегающие в кровле, подошве и внутри коллекторов, которые могут иметь одинаковый минералогический состав с последними, и могут относиться к одному с коллектором типу породы.

Глинистые покрышки. Глины и глинистые породы разнообразны по своим экранирующим свойствам. У глин каолинового состава наблюдается наибольшая диффузионная и фильтрационная проницаемость, а у глин монтмориллонитового состава — наименьшая. Поэтому наилучшими экранирующими свойствами обладают толщи, содержащие большое количество монтмориллонитовых частиц.

Разнообразие экранирующих свойств глинистых пород связано с разнообразием их физико-химических, минералогических и гранулометрических свойств.

Присутствие прослоев песчаников и алевролитов ухудшает качество экранирующих толщ.

Гранулометрический состав породы, сортировка, форма обломков, количество цемента определяют строение и размеры поровых пространств, которые, в свою очередь, определяют проницаемость и пористость породы.

Низкая пористость и проницаемость обеспечивают надежность покрышки. Так как размер поровых каналов глинистых пород очень мал, то для фильтрации нефти и газа через систему поровых каналов глинистых пород требуется большое давление.

С ростом плотности глин их проницаемость уменьшается. С увеличением содержания в глинах алевролитовой примеси и увеличением размеров поровых каналов проницаемость возрастает. Чем меньше проницаемость глин, тем больше должен быть перепад давлений для прорыва газа через них.

Так, по данным Г.А. Габрильянца для глин покрышек Амударьинской мегасинклинали (в эту территорию входят некоторые нефтегазоносные районы Республики Узбекистан), с абсолютной газопроницаемостью 0,01 мд давление прорыва составляет менее 5 кГ/см², с проницаемостью 0,001 мд. — 30 кГ/см², 0,0005 мд. — 40 кГ/см², 0,0001 мд. — 55 кГ/см², 0,00005 мд. — 80 кГ/см².

Увеличение мощности покрышки значительно улучшает ее изоляционные свойства.

Соляно-ангидритовые покрышки. Соленосные толщи приурочены к определенным стратиграфическим горизонтам и геофизическим поясам, связываются с эпохами затухания наиболее интенсивных движений земной коры. Они имеют значительные мощности и региональное распространение.

Мощность верхнеюрских соленосных отложений Амударьинской впадины достигает 1000 м (месторождения Зеварды, Култак и др.), а площадь их распространения составляет около 150 тыс. км^2 .

Соленосные отложения сопровождаются пачками ангидритов, которые подстилают, покрывают, а иногда переслаиваются с солями.

Ангидриты более хрупкие по сравнению с солью и не являются такими надежными экранами.

Пластичность каменной соли, способность деформироваться без нарушения сплошности делают эту породу надежным изоляционным экраном.

Основным породообразующим минералом соленосных толщ является каменная соль. Нередко в виде включений или прослоев содержатся калийные или другие соли, занимающие подчиненное положение.

Характерной особенностью каменной соли является ее пластичность. Различные механические примеси и даже ничтожное содержание некоторых химических примесей резко снижают пластичность соли. Повторная смена тектонических напряжений расслаблением также снижает пластичность соли. Совокупность перечисленных выше причин может привести к потери солью пластичности и приближению ее свойств к свойствам хрупкого тела.

Значительную роль в прорыве газа через соленосную толщу играет тектоническое движение. В зонах региональных разломов порода (благодаря неоднократному и длительному воздействию), подвергаясь периодическому уплотнению и разуплотнению, теряет свои первоначальные и пластические свойства, значительно упрочняется, становясь более хрупкой.

Тектонические подвижки в зонах разломов, сопровождающиеся общим напряжением растяжения, вызывают раскрытие систем трещин, по которым становится возможным переток газа из нижележащих отложений. Способствует этому также наличие в солях механических и химических примесей.

Оценка надежности экранирующих свойств соленосных толщ должна базироваться на составе солей, содержащихся в ней примесей, оценке трещиноватости, температурных условий, а также учете глубины залегания солей, региональных геологических условий накопления соленосных отложений и истории тектонического развития региона.

Таблица 3

Классификация покрышек
(по Э.А. Бакирову)

Типы покрышек	Признаки подразделения
По площади распространения	
Региональные	Распространены в пределах нефтегазоносной провинции или большей ее части
Субрегиональные	Распространены в пределах нефтегазоносной области или большей ее части
Зональные	Распространены в пределах зоны или района нефтегазонакопления
Локальные	Распространены в пределах отдельных месторождений
По соотношению с этажами нефтегазоносности	
Межэтажные	Перекрывают этаж нефтегазоносности в моноэтажных месторождениях или разделяют их в полиэтажных местоскоплениях
Внутриэтажные	Разделяют продуктивные горизонты внутри этажа нефтегазоносности
По литологическому составу	
Однородные (глинистые, карбонатные, галогенные)	Состоят из пород одного литологического состава
Неоднородные смешанные	Состоят из пород различного литологического состава, не имеющих четко выраженной слоистости
Неоднородные расслоенные	Состоят из чередования различных литологических разностей пород

§ 2. КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Одни и те же породы для различных флюидов могут быть проницаемы по-разному. Породы непроницаемые для нефти и воды, могут быть проницаемы для газа вследствие его большой проникающей способности.

Вода может содержаться в поровом пространстве либо в свободном виде, либо в виде остаточной (пленочной) воды, покрывающей поверхность пор. Количество этой воды в разных породах может быть различно и зависит от степени смачиваемости этой породы (гидрофильность). Порода может не смачиваться водой (гидрофобность) и иногда вода может находиться в поровом пространстве в виде капель.

Прохождение через породу нефти и газа зависит от содержания в поровом пространстве воды. Поэтому текущая водонасыщенность оказывает существенное влияние на фильтрационные свойства горных пород.

Таким образом, основными свойствами, характеризующими коллектор, являются:

— пористость;
— проницаемость;
— водонасыщенность;
— газонефтенасыщенность.

Эти свойства названы «коллекторскими».

2.1. Пористость

Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (пор, каверн, трещин и т.п.) не заполненных твёрдым веществом. Пористость определяет способность породы вмещать в себя нефть (газ и воду).

По происхождению поры и другие пустоты в породе подразделяются на следующие типы (по В.Н. Кобрановой):

1) первичные поры и пустоты, образующиеся в процессе осадконакопления и формирования породы. К ним относятся пустоты между зернами и частицами породы, промежутки между плоскостями наслоения, пустоты, возникшие после разложения живых организмов, и др. Первичная пористость обычно наблюдается в песках, в песчаниках, гравелитах, конгломератах, глинах, известняках, доломитах и т.п.;

2) вторичные поры и пустоты, образующиеся в сформировавшихся породах в результате диагенеза и других процессов. К ним относятся поры растворения; трещины, возникшие в связи с сокращением породы (например, вследствие доломитизации); трещины и пустоты, обусловленные кристаллизацией; трещины, вызванные тектоническими явлениями; трещины и пустоты, связанные с эрозионными и диагенетическими процессами (кавернозность). Вторичная пористость чаще всего наблюдается в карбонатных породах.

Первичная пористость характеризуется более или менее закономерным распределением в породах и варьирует в зависимости от их фациальной изменчивости. Вторичная пористость характеризуется локальным развитием и обычно колеблется в широких пределах; в её распределении обычно трудно установить какую-либо закономерность. Эти особенности распределения пористости отражаются и на содержании нефти в породах. Поры различных типов показаны на рис. 30.

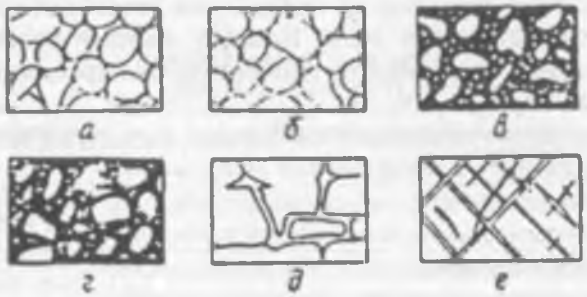


Рис. 30. Поры различных пород.
Пески: *а*, *б* — хорошо окатанные и отсортированные; *в* — разнозернистые, плохо окатанные и слабо отсортированные; *г* — песчаник, поры которого частично заполнены цементирующими веществами; *д* — трещиноватый известняк, поры которого частично расширены растворением; *е* — массивно-кристаллические породы, поры которых представлены трещинами

Для характеристики породы обычно пользуются следующими понятиями: пористость и коэффициент пористости.

Пористостью *m* называют отношение объёма пор образца породы к видимому объёму этого образца, выраженное в процентах:

$$m_1 = \frac{V_n}{V_0} \cdot 100\%, \qquad (25)$$

где V_n — объем пор образца породы; V_0 — видимый объем образца.

Пористость зависит от взаимного расположения и укладки зерен, формы зерен и степени их окатанности, степени отсортирования частиц, слагающих породу, наличия цементирующего материала и т.п. В природных условиях значение её обычно колеблется в значительных пределах, так как зерна породы имеют самые различные размеры и очертания, в связи с чем более крупные поры могут быть заполнены мелкими зернами породы или цементирующим веществом.

На коллекторские свойства породы огромное влияние оказывает форма и особенно величина пор (пустот). В зависимости от величины (по И.М. Губкину) различают:

1) сверхкапиллярные поры (диаметр более 0,508 мм), в которых жидкость является активной и может свободно передвигаться;

2) капиллярные поры (диаметр 0,508 — 0,0002 мм), в которых также происходит движение жидкости;

3) субкапиллярные поры (диаметр менее 0,0002 мм), в которых действие молекулярных сил настолько велико, что жидкость в них при наблюдающихся перепадах давления перемещаться не может; движение жидкости не происходит также в капиллярных порах, в

которых существующие градиенты давлений не могут преодолеть молекулярные силы.

В соответствии с указанным различают:

1) общую абсолютную, физическую или полную пористость, которая определяется разностью между объёмом образца и объёмом составляющих его зерен. Определение общей пористости сопряжено с обязательным дроблением образца породы до составляющих его зерен ($m = \frac{V_0 - V_з}{V_0} 100\%$, где $V_з$ — объем зерен; V_0 — объем образца);

2) открытую пористость или пористость насыщения, включающую все сообщающиеся между собой поры, в которые проникает данная жидкость (газ) при данном давлении (вакууме); обычно в качестве насыщающей жидкости берут керосин (хорошо проникающий в поры и не вызывающий разбухания глинистых частиц); насыщение происходит под вакуумом при 400 — 1330 Па остаточного давления ($m_0 = \frac{V_{пн} - V_0}{V_0} 100\%$, где: $V_{пн}$ — объем насыщенного образца, V_0 — объем образца).

Таким образом, полная пористость включает в себя объём всех пустот (сверхкапиллярных, капиллярных, субкапиллярных, связанных между собой и изолированных между собой пор), по которым может передвигаться жидкость. В связи с этим различают коэффициент полной пористости и коэффициент открытой пористости.

Кроме того, определяют еще эффективную пористость, которая учитывает объём лишь открытых пор, насыщенных нефтью или газом.

Коэффициент эффективной пористости представляет собой произведение коэффициента открытой пористости на коэффициент нефтенасыщения или газонасыщения.

Наличие цемента, особенно глинистого и карбонатного, значительно снижает пористость породы. У сильноцементированных песчаников она иногда снижается до нескольких процентов. На величину пористости значительное влияние оказывает также коэффициент неоднородности.

Значения коэффициента пористости в породе варьируют в широких пределах. Например, в некоторых осадочных породах они изменяются следующим образом (в %):

глинистые сланцы	0,54—1,40%
глины	6,0—50,0%
пески	6,0—52,0 %
песчаники	3,5—29,0%

известняки органогенные ..... 2,0—33,0%
доломиты органогенные ..... 6,0—33,0%
плотные известняки и доломиты ..... 0,65—2,5%

Песчаники, пористость которых не превышает 10%, обычно характеризуется слабыми коллекторскими свойствами и практически не имеют промышленного значения. В карбонатных коллекторах размеры поровых каналов, как правило, более значительны, поэтому карбонатные породы обладают вполне удовлетворительными коллекторскими свойствами и являются продуктивными при значениях пористости менее 7—10%.

Определение пористости производят либо путём лабораторного анализа взятого образца породы (керна), либо на основании промыслово-геофизических исследований в скважине.

2.2. Проницаемость

Проницаемость относится к важнейшим параметрам, характеризующим коллекторские свойства породы. Проницаемостью горной породы называется способность ее пропускать через себя жидкость или газ при перепаде давления. Одни породы (например, некоторые глины) могут иметь большую пористость, но малую проницаемость, другие (например, известняки), наоборот, при малой пористости характеризуются высокой проницаемостью. Между пористостью и проницаемостью функциональная зависимость существует не всегда.

Проницаемость пород определяется размером пор, трещиноватостью, наличием каверн и т.п. Почти все осадочные породы, например, пески, песчаники, конгломераты, известняки, доломиты, в большей или меньшей степени проницаемы. Однако глины, плотные известняки и доломиты, несмотря на значительную иногда пористость, проницаемы только для газа и то при весьма значительных градиентах давления. Это обусловлено малыми (субкапиллярными) размерами пор, в которых не происходит движение жидкости и даже газа. Экспериментальным путем установлено, что основная масса нефти может двигаться по капиллярным порам, размер которых значительно больше 1 мкм, однако этот вопрос еще требует исследования.

В Международной системе единиц СИ за единицу проницаемости (1 м^2) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью поперечного сечения 1 см^2, длиной 1 см при перепаде давления 0,1 МПа расход жидкости вязкостью 1 мПа составляет 1 см^2/с. Физический смысл

размерности (площадь) заключается в том, что проницаемость как бы характеризует величину площади сечения каналов пористой среды, по которым, в основном, происходит фильтрация.

Различают *абсолютную (общую), эффективную (фазовую)* и *относительную* проницаемости горной породы. Абсолютная проницаемость характеризует физические свойства породы. Поэтому под абсолютной проницаемостью понимают газопроницаемость после экстракции и высушивания породы до постоянной массы. Таким образом, абсолютная проницаемость характеризует природу самой среды.

При насыщении породы одновременно разными жидкостями и газами проницаемость ее будет зависеть от свойств жидкостей и их содержания. Так, в случае разной вязкости жидкостей большей подвижностью будет обладать менее вязкая жидкость, а при равной вязкости, но разном их соотношении, более подвижным окажется преобладающий компонент. Поэтому, эффективной, или фазовой проницаемостью называется проницаемость пористой среды для данной жидкости или газа при одновременном наличии в порах другой жидкости или газа.

Величина эффективной проницаемости зависит не только от физических свойств горной породы, но и от свойств и процентного соотношения насыщающих поровое пространство жидкостей и газов.

Эффективная проницаемость породы для любой из насыщающих ее сред всегда меньше абсолютной проницаемости и зависит от нефте-, газо- и водонасыщенности породы. Сведения об эффективной проницаемости имеют большое значение для оценки

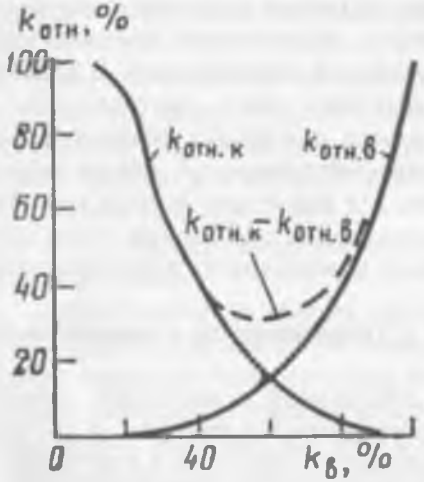


Рис. 31. Зависимость относительной проницаемости породы для керосина ($k_{отн.к}$) и воды ($k_{отн.в}$) от водонасыщенности ($k_в$)

свойств породы при анализе разработки месторождений. При изучении эффективной проницаемости, когда необходимо учесть пропускную способность среды, для отдельных присутствующих в потоке фаз удобно пользоваться относительной проницаемостью. Относительная проницаемость равна отношению эффективной проницаемости к абсолютной и выражается безразмерным числом.

На рис. 31 показаны кривые относительной проницаемости пористой среды для керосина $k_{отн\,к}$ и воды $k_{отн\,в}$, построенные на основе экспериментальных исследований. Из рис. 31 видно, что относительная проницаемость для керосина быстро уменьшается при увеличении водонасыщенности пласта. При увеличении водонасыщенности до 50% относительная проницаемость для керосина снижается до 20%, т.е. уменьшается в 5 раз по сравнению со случаем, когда пористая среда насыщена одним керосином. При увеличении водонасыщенности до 80% проницаемость для керосина снижается до нуля и через пористую среду фильтруется чистая вода.

Изменение относительной проницаемости для воды происходит в обратном направлении. При малой насыщенности через пористую среду фильтруется один керосин. Когда водонасыщенность возрастает до 50%, относительная проницаемость для воды составляет 12%, а когда водонасыщенность достигает 80%, относительная проницаемость для воды увеличивается до 50%.

Таким образом, эффективная и относительная проницаемости для сложной жидкости в целом и особенно для каждой фазы значительно ниже общей проницаемости. Эффективная, а вместе с ней и относительная проницаемость в процессе разработки залежи непрерывно изменяются. В начале разработки, когда по порам перемещается чистая нефть, эффективная проницаемость породы наибольшая и приближается к абсолютной. В дальнейшем, с падением пластового давления ниже критического, когда начинает выделяться газ в виде пузырьков, эффективная проницаемость для нефти начинает уменьшаться. С появлением воды эффективная проницаемость для нефти еще больше уменьшается. Чем ниже проницаемость коллектора, тем больше нефти остается в пласте и тем ниже конечный коэффициент использования ее запасов.

2.3. Трещиноватость и кавернозность

Более 60 % добываемой в настоящее время в мире нефти приурочено к карбонатным коллекторам. В связи с этим проблема изучения карбонатных коллекторов в последние годы приобрела весьма актуальное значение. Исследование природы пористости и проницаемости карбонатных пород, стратиграфии, тектоники, гео-

логической истории и палеогеографии позволяет более эффективно проводить поиски, разведку и разработку связанных с ними залежей нефти.

Литолого-петрографическое изучение трещиноватости пород показало широкое распространение в них трещиноватости («волосные» микротрещины). По своему происхождению трещины могут быть подразделены на диагенетическо-тектонические и тектонические. Выяснение происхождения трещиноватости обычно крайне сложное дело и возможно лишь на основе изучения петрографических и геологических данных, характеризующих породы при наличии большого каменного материала.

В большинстве случаев трещиноватость пород связана с тектоническими процессами, реже — с диагенетическими.

Трещины диагенетического происхождения, свойственные в основном известнякам и доломитам, обычно имеют разные направления. Распространение трещин из одного слоя в другой с сечением поверхности напластования может свидетельствовать об их тектоническом происхождении; как правило, такие трещины образуют в плане многоугольную сетку.

Нетектонические трещины, именуемые первичными, по своему происхождению являются трещинами, образовавшимися в стадии позднего диагенеза и эпигенеза. В породах, прошедших стадию хотя бы первых слабых тектонических (колебательных) движений, первичные трещины преобразуются в тектонические и приобретают свойственные им особенности. Так как в земной коре не существует недислоцированных пород, кроме современных осадков, выделение более или менее значительного количества первичных трещин затруднительно.

В настоящее время тектоническое происхождение подавляющего большинства трещин можно считать доказанным. Об этом свидетельствуют особенности, свойственные трещиноватости:

1) объединение трещин в системы, образующие более или менее правильные геометрические сетки;

2) преимущественно вертикальная направленность трещин относительно слоистости пород.

Исключение из преобладающих трещин, ориентированных в основном перпендикулярно к напластованию пород, составляют лишь трещины по слоистости (или по плоскостям, близким к ней, как, например, трещины кливажа) и диагональные к слоистости. Их происхождение связано с влиянием как первичных, так и вторичных процессов растворения (преимущественно в карбонатных породах) и с односторонним направлением тектонических деформаций в пластичных породах.

свойств породы при анализе разработки месторождений. При изучении эффективной проницаемости, когда необходимо учесть пропускную способность среды, для отдельных присутствующих в потоке фаз удобно пользоваться относительной проницаемостью. Относительная проницаемость равна отношению эффективной проницаемости к абсолютной и выражается безразмерным числом.

На рис. 31 показаны кривые относительной проницаемости пористой среды для керосина $k_{отн.к.}$ и воды $k_{отн.в.}$, построенные на основе экспериментальных исследований. Из рис. 31 видно, что относительная проницаемость для керосина быстро уменьшается при увеличении водонасыщенности пласта. При увеличении водонасыщенности до 50% относительная проницаемость для керосина снижается до 20%, т.е. уменьшается в 5 раз по сравнению со случаем, когда пористая среда насыщена одним керосином. При увеличении водонасыщенности до 80% проницаемость для керосина снижается до нуля и через пористую среду фильтруется чистая вода.

Изменение относительной проницаемости для воды происходит в обратном направлении. При малой насыщенности через пористую среду фильтруется один керосин. Когда водонасыщенность возрастает до 50%, относительная проницаемость для воды составляет 12%, а когда водонасыщенность достигает 80%, относительная проницаемость для воды увеличивается до 50%.

Таким образом, эффективная и относительная проницаемости для сложной жидкости в целом и особенно для каждой фазы значительно ниже общей проницаемости. Эффективная, а вместе с ней и относительная проницаемость в процессе разработки залежи непрерывно изменяются. В начале разработки, когда по порам перемещается чистая нефть, эффективная проницаемость породы наибольшая и приближается к абсолютной. В дальнейшем, с падением пластового давления ниже критического, когда начинает выделяться газ в виде пузырьков, эффективная проницаемость для нефти начинает уменьшаться. С появлением воды эффективная проницаемость для нефти еще больше уменьшается. Чем ниже проницаемость коллектора, тем больше нефти остается в пласте и тем ниже конечный коэффициент использования ее запасов.

2.3. Трещиноватость и кавернозность

Более 60 % добываемой в настоящее время в мире нефти приурочено к карбонатным коллекторам. В связи с этим проблема изучения карбонатных коллекторов в последние годы приобрела весьма актуальное значение. Исследование природы пористости и проницаемости карбонатных пород, стратиграфии, тектоники, гео-

логической истории и палеогеографии позволяет более эффективно проводить поиски, разведку и разработку связанных с ними залежей нефти.

Литолого-петрографическое изучение трещиноватости пород показало широкое распространение в них трещиноватости («волосные» микротрещины). По своему происхождению трещины могут быть подразделены на диагенетическо-тектонические и тектонические. Выяснение происхождения трещиноватости обычно крайне сложное дело и возможно лишь на основе изучения петрографических и геологических данных, характеризующих породы при наличии большого каменного материала.

В большинстве случаев трещиноватость пород связана с тектоническими процессами, реже — с диагенетическими.

Трещины диагенетического происхождения, свойственные в основном известнякам и доломитам, обычно имеют разные направления. Распространение трещин из одного слоя в другой с сечением поверхности напластования может свидетельствовать об их тектоническом происхождении; как правило, такие трещины образуют в плане многоугольную сетку.

Нетектонические трещины, именуемые первичными, по своему происхождению являются трещинами, образовавшимися в стадии позднего диагенеза и эпигенеза. В породах, прошедших стадию хотя бы первых слабых тектонических (колебательных) движений, первичные трещины преобразуются в тектонические и приобретают свойственные им особенности. Так как в земной коре не существует недислоцированных пород, кроме современных осадков, выделение более или менее значительного количества первичных трещин затруднительно.

В настоящее время тектоническое происхождение подавляющего большинства трещин можно считать доказанным. Об этом свидетельствуют особенности, свойственные трещиноватости:

1) объединение трещин в системы, образующие более или менее правильные геометрические сетки;

2) преимущественно вертикальная направленность трещин относительно слоистости пород.

Исключение из преобладающих трещин, ориентированных в основном перпендикулярно к напластованию пород, составляют лишь трещины по слоистости (или по плоскостям, близким к ней, как, например, трещины кливажа) и диагональные к слоистости. Их происхождение связано с влиянием как первичных, так и вторичных процессов растворения (преимущественно в карбонатных породах) и с односторонним направлением тектонических деформаций в пластичных породах.

При изучении трещиноватости горных пород с целью определения их коллекторских свойств основной интерес представляют тектонические трещины.

Трещины, которые можно наблюдать невооруженным глазом в обнажениях, горных выработках, в керне, называют макротрещинами. Верхний предел раскрытости (ширины) макротрещин условно принято считать равным 100 мкм.

В целом трещиноватость (макро- и микротрещины) в горных породах характеризуется относительно правильными геометрическими системами трещин. В общем случае геометрическая сетка состоит из 2-х основных систем вертикальных трещин с взаимно перпендикулярными направлениями. В отдельных случаях геометрическая сетка трещиноватости горных пород может быть представлена одной системой трещин, горизонтальных по отношению к плоскостям напластования (рассланцованные, тонкослоистые породы), тремя взаимно перпендикулярными системами (мергели) или сочетанием нескольких различно ориентированных систем (глины) трещин, создающих впечатление «бессистемного» (хаотического) их расположения.

Установленная закономерность в расположении и ориентировке трещин в горной породе может рассматриваться как один из основных признаков, позволяющих определить такие важные параметры, как интенсивность трещиноватости и направление главных систем трещин.

Интенсивность трещиноватости пласта обусловливается общим количеством развитых в нем трещин и зависит от его литологического состава, степени метаморфизма пород, мощности вмещающей среды и структурных особенностей залегания пласта.

На коллекторские свойства трещиноватых пород значительное влияние оказывает литологический фактор. Характер распределения и интенсивность появления трещиноватости тесно связаны с вещественным составом исследуемых пород и структурными особенностями. Наиболее трещиноватыми являются доломитизированные известняки, затем идут чистые известняки, доломиты, аргиллиты, песчано-алевритовые, ангидрито-доломитовые породы, ангидриты.

Анализ большого фактического материала, проведенный в научно-исследовательских организациях, позволил установить, что проницаемость трещиноватых пород обусловливается системами развитых в них трещин и в общем случае пропорциональна их густоте. Исследования трещиноватости различных литологических разностей пород показали, что:

1) в песчаниках и алевролитах преобладают открытые микротрещины, реже появляются закрытые;

2) в глинах и аргиллитах так же развиты в основном открытые микротрещины;

3) в мергелях имеются открытые и закрытые микротрещины;

4) в органогенных, доломитовых известняках широко развиты закрытые микротрещины наряду с наличием открытых микротрещин;

5) в доломитах наблюдается широкое развитие закрытых и менее значительное распространение открытых микротрещин; форма их извилистая, часто зазубренная.

Как известно, основными коллекторскими свойствами горной породы, характеризующими ее способность аккумулировать и отдавать флюиды, являются ее пористость (емкость) и проницаемость.

Емкость трещиноватой породы можно разделить на межзерновую и трещинную. Первая (межзерновая пористость) характеризует объем пустот между зернами (кристаллами) породы, вторая (емкость трещин) обусловлена объемом пустот, образованных трещинами. Объем полостей трещин называют трещинной емкостью (или пористостью), а объем полостей трещин в единице объема трещиноватой породы — коэффициентом трещинной емкости (пористости).

Таким образом, под общей емкостью трещиноватой породы следует понимать отношение суммарного объема пустот, содержащихся в породе, к объему этой породы.

Исследования Г. К. Максимовича, Е. М. Смехова и др. показали, что трещинная емкость не оказывает существенного влияния на величину общей емкости трещинных коллекторов, и доля ее от межзерновой пористости составляет не более 10 % относительных. Это объясняется тем, что в трещиноватых породах на значительной глубине (более 1000 м) раскрытость трещин, как правило, не превышает 0,1 мм.

Например, при среднем коэффициенте общей емкости 5% (2—15%), объем трещин в породе (по данным Х.В. Лейна) не превышает 0,2—1,5%.

Таким образом, на емкостные свойства пород, очевидно, в значительной степени оказывает влияние межзерновая пористость, а не трещинная емкость.

В отличие от трещинной емкости, обычно мало влияющей на величину общей емкости породы, трещинная проницаемость фактически определяет величину общей проницаемости, если коллектор трещинного типа.

Трещины играют решающую роль в процессах фильтрации жидкости и газа в трещинных коллекторах. Это видно из того, что

трещиноватые породы представлены обычно либо хрупкими, либо твердыми литологическими разностями, межзерновая проницаемость которых измеряется весьма незначительными величинами. Между тем из таких пород на ряде отечественных и зарубежных месторождений получены весьма значительные притоки нефти и газа (например, месторождение Гумбулак в Республике Узбекистан и др.).

За единицу трещинной проницаемости принимается величина, измеряемая расходом жидкости вязкостью 1 мПа · с, фильтруемой через все трещины, секущие 1 см^2 поперечного сечения трещиноватой породы, под действием градиента давления 0,1 МПа при условии перпендикулярности трещин к плоскости фильтрации.

В общей проницаемости трещиноватой породы главной составляющей является трещинная проницаемость, определение которой представляет значительные трудности. Трещиноватые коллекторы широко распространены, поэтому изучать их следует более детально.

Нередко в карбонатных коллекторах отмечается развитие кавернозности. Каверны в карбонатных породах образуются либо в процессе отложения породы, либо после ее отложения. Кавернозные известняки с кавернами первого типа встречаются в рифовых массивах, в которых вследствие распада органического вещества, первоначально заполняющего полости в породе, образуются каверны. Каверны второго типа образуются в результате растворения известняков при циркуляции подземных вод. Эти каверны, связанные с карстовыми явлениями, широко развиты в доломитах и известняках, особенно при наличии в них трещиноватости, способствующей проникновению вод и движению их по трещинам.

Обычно кавернозность в карбонатных породах развита весьма неравномерно, что крайне затрудняет изучение емкости (пустотности) каверн.

2.4. Водонасыщенность

Вода в породах зависит от характера взаимодействия с твёрдыми частицами и подразделяется на 2 категории:

— связанную;

— свободную.

Различают химически связанную и адсорбционно-связанную воду.

К химически связанной относится вода кристаллизационная и конституционная.

Кристаллизационная вода входит с другими молекулами и ионами в кристаллическую решетку некоторых минералов в виде H_2O и удаляется при t>110°C и давлении свыше 10 МПа.

Конституционная вода образуется при нагревании ряда минералов из входящих в их кристаллизационную решетку гидроксильных

ионов OH^-, H^+, H_3O^+ (гидроксильная вода $(Al(OH))_3$ — гидраргилит, тальк $Mg_3(OH)_2$, диаспор Al(OH)O).

Некоторая часть воды в пористых средах подвержена влиянию физико-химических сил, которые являются электрическими и проявляются на поверхности гидрофильных частиц — эта часть воды адсорбционная.

Порода, которая смачивается водой, называется гидрофильной; если твёрдая фаза не смачивается, порода называется гидрофобной.

Адсорбированная вода подразделяется на прочносвязанную и рыхлосвязанную воду.

Прочносвязанная вода удерживается на поверхности частиц силами притяжения до давления 10 тыс.атмосфер, что обусловливает её передвижение только при переходе в парообразное состояние.

Рыхлосвязанная вода образуется на поверхности частиц породы поверх прочно связанной воды. Молекулы этой воды удерживаются у твёрдой фазы пород менее прочно силами поля ориентированных молекул прочносвязанной воды и образуют гидратные оболочки обменных катионов.

К свободной воде относят воду, не подверженную действию адсорбционных сил, и способную легко передвигаться в порах и пустотах пород под действием гравитационных сил или напора.

Содержание связанной воды в порах пород оценивается коэффициентом связанной водонасыщенности.

$$K_{в.св} = V_{в.св} / V_{пор}, \qquad (26)$$

где $V_{в.св}$ — объём связанной воды, соответствующий доле объёма пор, занятого связанной водой; $V_{пор}$ — общий объём пор породы.

Условно-подвижная вода это капиллярно-удержанная вода, содержащаяся в капиллярах, которая может стать подвижной при увеличении давления вытеснения. Её объем определяется объемом этих капилляров.

Связанная и условноподвижная воды обуславливают остаточную водонасыщенность, характеризуемую коэффициентом остаточного водонасыщения $K_{в.ост}$.

Количество извлекаемой (подвижной) воды в породах оценивается коэффициентом подвижной водонасыщенности $K_{в.подв}$.

$$K_{в.подв} = V_{в.подв} / V_{пор} = 1 - K_{в.ост}, \qquad (27)$$

а общее содержание воды в поровом пространстве оценивается коэффициентом водонасыщенности $K_в$.

$$K_в = V_в / V_{пор} = K_{в.под} + K_{в.ост} = K_{в.подв} + K_{в.усл.подв} + K_{в.св}. \qquad (28)$$

Содержание подвижной и условно-подвижной воды рассматривается совместно и характеризуется коэффициентом эффективной водонасыщенности $K_{в\,эф}$.

2.5. Нефтегазонасыщенность

Количественное соотношение и характер распределения воды, нефти и газа в поровом пространстве могут быть различными и зависят от того, гидрофильная или гидрофобная порода.

Твёрдая фаза осадочных пород сложена, в основном, гидрофильными минералами и обусловливает распространение гидрофильных коллекторов нефти и газа. Общий объём порового пространства выражен уравнением:

$$V_{пор} = V_н + V_г + V_в, \qquad (29)$$

где $V_н$, $V_г$, $V_в$ — доли объёмов порового пространства, занятых нефтью, газом и водой.

$$\frac{V_н}{V_{пор}} + \frac{V_г}{V_{пор}} + \frac{V_в}{V_{пор}} = K_н + K_г + K_в = 1, \qquad (30)$$

где $K_н$, $K_г$, $K_в$ — коэффициенты нефте-, газо- и водонасыщенности.

Нефть и газ извлекают частично, следовательно, различают коэффициенты извлекаемого и остаточного нефтенасыщения, сумма которых равна:

$$K_{н(г)} = K_{н.извл(г)} + K_{н.ост(г)}. \qquad (31)$$

Для гидрофильной нефтегазонасыщенной породы

$$K_{н+Кв} = K_{н.извл} + K_{н.ост} + K_{в.подв} + K_{в\,ост} = 1. \qquad (32)$$

Если поры не содержат свободноподвижной воды, ($K_{в.подв}$=0), что чаще всего имеет место, то

$$K_н + K_в = K_{н.извл} + K_{н.ост} + K_{в.ост} = 1. \qquad (33)$$

Глава 2. ПЛАСТОВЫЕ ФЛЮИДЫ И ИХ СВОЙСТВА

К пластовым флюидам относятся нефть, газ и пластовая вода.

Нефть — это жидкое полезное ископаемое, состоящее, в основном, из углеводородных соединений.

Конденсат — это часть углеводородных газов, которая в условиях пласта находится в газообразном состоянии, а в стандартных условиях — в жидком. Конденсаты называют еще *легкими нефтями.*

Углеводородные газы — это газообразные смеси углеводородных соединений, представленные, в основном, метаном, которые могут находиться в виде газовых скоплений или быть растворенными в нефтях и пластовых водах.

Пластовые воды — это воды, остающиеся в горных породах в процессе их формирования в свободном или связанном состоянии.

Как все известные в природе жидкости и газы, нефть, углеводородный газ и пластовые воды имеют физические и химические свойства:

— удельный вес;
— плотность;
— вязкость;
— поверхностное натяжение (нефть, вода);
— сжимаемость;
— растворимость (газа в нефти, газа в воде, нефти в газе, нефти в воде) и т.д.

Из этих свойств некоторые играют важную роль в практике работ на нефть и газ, и будут в дальнейшем предметом рассмотрения в данной работе.

§ 1. ПЛАСТОВЫЕ НЕФТИ

Классификация нефтей. Газожидкостная смесь УВ состоит преимущественно из соединений парафинового, нафтенового и ароматического рядов. В процессе добычи и переработки нефти представляют большой интерес входящие в её состав высокомолекулярные органические соединения, содержащие O_2, S_2, N_2. К числу этих соединений относятся нафтеновые кислоты, смолы, асфальтены, парафин и др. Хотя их содержание в нефтях невелико, они существенно влияют на свойства поверхности раздела в пласте, на распределение жидкостей и газов в пустотном пространстве и, следовательно, на закономерности движения УВ при разработке залежей.

По своему физическому состоянию УВ от CH_4 до C_4H_{10} — газы, от C_5H_{12} до $C_{16}H_{34}$ — жидкости и от $C_{17}H_{36}$ до $C_{35}H_{72}$ — твердые, называемые парафинами.

УВ метанового ряда имеют формулу C_nH_{2n+2}.

УВ нафтенового ряда имеют формулу C_nH_{2n}.

В зависимости от содержания легких, тяжелых и твердых УВ, а также различных примесей нефти делятся на классы и подклассы. При этом учитывается содержание серы, смол, парафина.

Товарные качества нефти определяются содержанием легких и тяжелых УВ, составом жидких и твердых УВ и наличием примесей.

Нефть характеризуется различным фракционным составом. Обычно выделяют следующие фракции (в °С): до 100 °С — бензин первого сорта, 110 °С — бензин специальный, до 130 °С — бензин второго сорта, до 265 °С — керосин (сорт «метеор»), до 270 °С — керосин обыкновенный; остаток относится к мазуту, из которого при подогреве (под вакуумом) до 400—420 °С отбирают масляные фракции.

В зависимости от качества различают нефти *легкие* (бензиновые, масляные) и *тяжелые* (топливные, асфальтовые и др.).

По содержанию серы нефти делятся на *малосернистые* (<0,5%), *сернистые* (0,5—2,0%), *высокосернистые* (более 2,0%).

Асфальтосмолистые вещества нефти — высокомолекулярные соединения, включающие O_2, S_2 и N_2 и состоящие из большого числа нейтральных соединений неизвестного строения и непостоянного состава, среди которых преобладают нейтральные смолы и асфальтены. Наибольшее количество смол отмечается в тяжелых темных нефтях, богатых ароматическими УВ.

По содержанию смол нефти подразделяются на *малосмолистые* (<18%), *высокосмолистые* (>35%).

Нефтяной парафин — это смесь твердых УВ двух групп, резко отличающихся друг от друга по свойствам — парафинов $C_{17}H_{36}$ — $C_{35}H_{72}$ и церезинов $C_{36}H_{74}$ — $C_{55}H_{112}$. Температура плавления первых — 270—71 °С, вторых 65—88 °С. При одной и той же температуре плавления церезины имеют более высокую плотность и вязкость. Содержание парафина в нефти иногда достигает 130—14% и больше.

Нефть относят к *малопарафинистым* при содержании парафина менее 1,5%, к *парафинистым* — 1,5—6,0% и к *высокопарафинистым* — 6%. В нефти в небольших количествах встречаются хлор — Cl, йод — J, фосфор, мышьяк, калий — K, натрий — Na, кальций — Ca, магний — Mg и т.п. Из кислородных соединений наибольшее значение имеют нафтеновые и жирные кислоты, асфальтены и смолы.

Основные свойства нефти. Газосодержание (газонасыщенность) *S* пластовой нефти равно объёму растворенного газа V_2 (измерен-

ному в стандартных условиях), и содержащегося в единице объёма пластовой нефти $V_{п.н}$:

$$S = V_2/V_{п.н} \qquad (34)$$

Газосодержание обычно выражают в м³/м³ или м³/т. Максимальное количество газа, которое может быть растворено в единице объёма пластовой нефти при определенном давлении и температуре, называют растворимостью газа γ. Газосодержание может быть равным растворимости или меньше её. Его определяют в лаборатории по пластовой пробе нефти, постепенно снижая давление от пластового, при котором отобрана проба, до атмосферного. Процесс дегазирования пробы может быть контактным или дифференциальным.

Контактным (одноступенчатым) называют процесс, при котором весь выделяющийся газ находится над нефтью в контакте с ней.

При ***дифференциальном*** процессе дегазирования выделяющийся из раствора газ непрерывно отводится из системы.

При дифференциальном дегазировании в нефти остаётся больше газа, чем при том же давлении в условиях контактного дегазирования. Это объясняется следующим образом. Из нефти выделяются в первую очередь CH_4 и в составе оставшихся газов увеличивается доля тяжелых УВ, что приводит к увеличению их растворимости. Дегазирование нефти при поступлении её из пласта в промысловые сепараторы более сходно с контактным. Это и следует принимать во внимание при учете изменения свойств нефти вследствие перехода от пластовых условий к поверхностным.

Газосодержание пластовых нефтей может достигать 300—500 м³/м³ и более, обычно его значение для большинства нефтей 30—100 м³/м³. Вместе с тем, известно большое число нефтей с газосодержанием не выше 8—10 м³/м³.

Коэффициентом разгазирования нефти называется количество газа, выделяющегося из единицы объёма нефти при снижении давления. Разгазирование увеличивается, если температура повышается, но эта закономерность соблюдается не всегда.

Промысловым газовым фактором называется количество добытого газа в м³, приходящегося на 1 м³ (т) дегазированной нефти. Он определяется по данным о добыче нефти и попутного газа за определенный промежуток, определяемый по данным за первый месяц работы скважины. Текущий газовый фактор определяется по данным за любой промежуточный отрезок времени. А средний газовый фактор определяется за период с начала разработки до какой-либо даты. Величина промыслового газового фактора зависит

как от газосодержания нефти, так и от условий разработки залежи. Она может меняться в очень широких пределах.

Если при разработке в пласте газ не выделяется, то газовый фактор меньше газосодержания пластовой нефти, так как в промысловых условиях полной дегазации нефти не происходит.

Давлением насыщения (или начала парообразования) пластовой нефти называется давление, при котором газ начинает выделятся из неё. Если давление, оказываемое на пластовую нефть, становится ниже давления насыщения, то из нефти начинает выделяться растворенный в ней газ. Если давление насыщения равно пластовому давлению, то пластовая нефть является насыщенной. Нефть, находящаяся в пласте при давлении насыщения, является недонасыщенной. Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и газа в залежи, от их состава, от пластовой температуры. Более тяжелые нефти имеют более высокие давления насыщения, в таких нефтях газ растворяется меньше, чем в легких нефтях. Более тяжелые нефтяные газы растворяются в нефти при меньших давлениях, чем более легкие газы. При наличии в УВ газа азота, давление насыщения резко повышается.

К началу разработки залежь нефти характеризуется величиной начального давления насыщения; при снижении пластового давления газ из нефти выделяется и устанавливается новое текущее давление насыщения.

Изучение давления насыщения и его соотношений с пластовым давлением имеет большое значение при проектировании и разработке залежи нефти. При значительном превышении пластового давления над давлением насыщения создаются благоприятные условия для эффективной разработки залежи.

Сжимаемость нефти. При увеличении давления нефть сжимается. Для большинства пластовых нефтей коэффициенты сжимаемости нефти ($\beta_н$) колеблются в пределах (0,6—1,8) · 10^{-4} 1/кг/ $м^2$.

В среднем значения коэффициента сжимаемости нефти составляют:

$$в_н = 1 \cdot 10^{-4} 1/кГ/см^2; \quad (35)$$

$$\beta_н = (1 \div 5)\, 10^{-3}\ МПа^{-1}. \quad (36)$$

Для нефти коэффициент $\beta_н$ можно рассчитать пересчетом по величинам объемного коэффициента, определенного в лаборатории, по формуле:

$$в_н = \frac{b_1 - b_2}{b_1 \Delta p}\left[\frac{1}{кг/см^2}\right] \quad (37) \quad или \quad в_н = \left(\frac{1}{V}\right)\left(\frac{\Delta V}{\Delta P}\right), \quad (38)$$

где Δp — перепад между начальным и конечным давлением;
$\Delta p = p_1 - p_2$ (p_1 — начальное, p_2 — конечное давление);
b_1 и b_2 — соответственно, объёмные коэффициенты для начального и конечного давлений.

Для газированной нефти коэффициент сжимаемости значительно возрастает, доходя до $140 \cdot 10^{-5} \frac{1}{кгс/см^2}$.

Точное значение коэффициента сжимаемости можно получить путем лабораторного анализа пластовой пробы нефти.

Коэффициент теплового расширения d_n показывает, как на каждую часть ΔV первоначального объёма V_0 изменяется объем нефти при изменении температуры на 1 °С:

$$d_n = \left(\frac{1}{V_0}\right)\left(\frac{\Delta V}{\Delta t}\right). \qquad (39)$$

Размерность α — 1°/ °С.

Для большинства нефтей значения коэффициента теплового расширения колеблются в пределах $(1 \div 20) \cdot 10^{-4}$ 1/°С.

Коэффициент теплового расширения нефти необходимо учитывать при разработке залежи в условиях нестационарного термогидродинамического режима при воздействии на пласт различными холодными или горячими агентами. Его влияние, наряду с влиянием других параметров, сказывается как на условиях текущей фильтрации нефти, так и на величине конечного коэффициента извлечения нефти. Особенно важную роль коэффициент теплового расширения нефти играет при проектировании тепловых методов воздействия на пласт.

Объемный коэффициент пластовой нефти. Как уже указывалось, особенностью пластовой нефти является содержание в ней значительного количества растворенного газа. Наличие растворенного газа в пластовой нефти резко изменяет её свойства, она увеличивается в объеме (иногда на 50—60%), плотность её снижается, вязкость значительно уменьшается, поверхностное натяжение на различных границах раздела также изменяется.

Объёмным коэффициентом пластовой нефти (b) называют отношение объема пластовой нефти ($V_{пл}$) к объёму получаемой из неё сепарированной нефти при стандартных условиях ($V_{ст}$):

$$b = \frac{V_{пл}}{V_{ст}} \qquad (40)$$

или

$$b_н = V_{н.п}/V_{дег} = \rho_{\ н}/\rho_{\ н.п}. \qquad (41)$$

Объемный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объем в пластовых условиях занимает 1 м³ сепарированной нефти, взятый при стандартных условиях. Величина, обратная объемному коэффициенту пластовой нефти, представляет собой так называемый пересчетный коэффициент θ:

$$\theta = \frac{1}{b} = \frac{V_{ст}}{V_{пл}}. \tag{42}$$

Пересчетный коэффициент служит для приведения объема пластовой нефти к объему сепарированной нефти (при стандартных условиях). При извлечении нефти на поверхность и выделении из нее газа происходит уменьшение объема (усадка нефти). Коэффициент усадки (E) равен:

$$E = \frac{V_{пл} - V_{ст.}}{V_{пл}} \tag{43}$$

или

$$V = \frac{a_n - 1}{a_n} \times 100. \tag{44}$$

Между указанными выше коэффициентами существует следующая зависимость:

$$\theta = \frac{1}{a} = 1 - E; \tag{45}$$

$$E = 1 - \theta = \frac{a - 1}{a} \tag{46}$$

Определение коэффициента усадки и пересчетного коэффициента имеет большое значение, особенно при подсчете запасов нефти, так как коэффициент усадки нередко достигает 40%, и неучет его может привести к крупным ошибкам в цифрах запасов. Объемный коэффициент пластовой нефти лучше всего определять в лаборатории путем анализа проб пластовой нефти. Приближенно значение этих коэффициентов может быть определено графически по рис. 32.

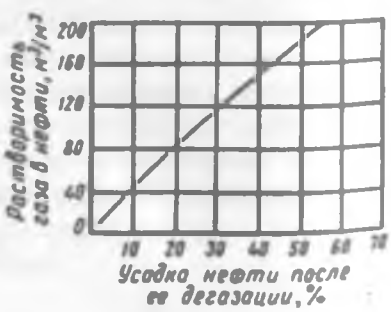


Рис.32. Усадка нефти после ее дегазации

На рис. 33 приведены значения растворимости газа в нефти

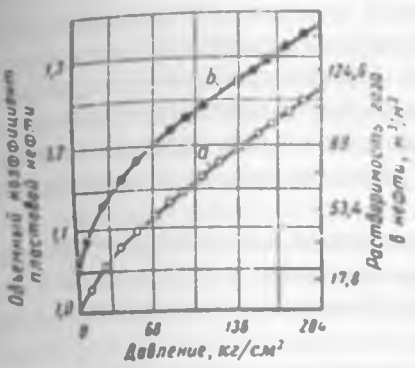


Рис.33. Параметры *b* и *r* в функции давления

(*r*) и объемного коэффициента (*b*) пластовой нефти в функции давления.

Под плотностью пластовой нефти понимается масса нефти, извлеченной из недр, с сохранением пластовых условий, в единице объема. Она обычно в 1,2—1,8 раза меньше плотности дегазированной нефти, что объясняется увеличением объема в пластовых условиях за счет растворенного газа.

Известны нефти, плотность которых в пласте составляет всего 0,3 — 0,4 г/см³. Значения в плотности пластовых условий могут достигать 1,0 г/см³. По плотности пластовые нефти делятся на легкие (с плотностью менее 0,850 г/см³) и тяжелые (с плотностью более 0,850 г/см³). Легкие нефти характеризуются высоким газосодержанием, тяжелые — низким.

Вязкость пластовой нефти μ, определяющая степень её подвижности в пластовых условиях, также существенно меньше вязкости её в поверхностных условиях. Это обусловлено повышенным газосодержанием и пластовой температурой. Давление оказывает небольшое влияние на изменение вязкости нефти в области выше давления насыщения. В пластовых условиях вязкость нефти может быть в десятки раз меньше вязкости дегазированной нефти.

Кинематическая вязкость определяется в *стоксах* (см²/с), динамическая вязкость — в *пуазах*. Пуаз — это сопротивление в 1 дн. взаимному перемещению двух слоев жидкости площадью 1 см², находящихся на расстоянии 1 см и перемещающихся со скоростью 1 см/с. Пуаз имеет размерность дн/с/см².

Вязкость в градусах Энглера есть отношение времени истечения из вискозиметра 200 см³ испытуемой жидкости к «водному числу» (времени истечения 200 см³ дистиллированной воды при +20°С, обычно равному 50—52 с). Вязкость нефтей колеблется в широких пределах и зависит от пластового давления, температуры и растворенного в нефти газа, вязкость нефти значительно уменьшается при повышении ее газосодержания.

Вязкость нефти еще измеряется в мПа с (милли-паскаль в секунду). По величине вязкости различают нефти с незначительной вязкостью ($\mu_н \le 1$ мПа·с), маловязкие ($1 < \mu_н \le 5$ мПа·с), *с повышенной вязкостью* ($5 < \mu_н \le 25$ мПа·с) *и высоковязкие* ($\mu_н > 25$ мПа·с).

Вязкость нефти очень важный параметр, от которого существенно зависят эффективность процесса разработки и конечный коэффициент извлечения нефти. Соотношение вязкости нефти и водопоказателя, характеризующего темпы обводнения скважины, является важной характеристикой. Чем выше это соотношение, тем хуже условия извлечения нефти из залежи с применением различных видов заводнения.

Поверхностное натяжение жидкости заключается в противодействии нормальным силам, приложенным к этой поверхности и стремящимся изменить её форму. Поверхностное натяжение выражается в динах на 1 см.

Поверхностное натяжение существует на границе раздела любых двух фаз. В среднем, поверхностное натяжение нефти на границе с воздухом составляет 25—35 дн/см, а с водой 72—76 дн/см (поверхностное натяжение вод нефтяных месторождений вследствие их минерализации достигает 79 дн/см). Поверхностное натяжение имеет существенное значение при движении нефти в нормальной среде.

Колометрические свойства нефти зависят от содержания в ней окрашенных веществ (смол, асфальтенов). Специальными исследованиями установлено, что слои вещества одинаковой толщины при прочих равных условиях всегда поглощают одну и ту же часть падающего на них светового потока. Зависимость между интенсивностью светового потока I_t после прохождения через раствор какого-либо вещества и толщиной слоя раствора l описывается основным уравнением (законом) колометрии:

$$I_t = I_0 l^{-R_{сп}} C^l, \qquad (47)$$

где I_0 — интенсивность падающего светового потока;

$R_{сп}$ — коэффициент светопоглощения;

C — концентрация вещества в растворе.

Размерность коэффициента светопоглощения — 1/см. За единицу $R_{сп}$ принят коэффициент светопоглощения такого вещества, в котором при пропускании света через слой толщиной 1 см интенсивность светового потока падает в $I = 2{,}718$ раз. Величина $R_{сп}$ зависит от длины волны падающего света, природы растворенного вещества, температуры раствора и не зависит от толщины слоя.

$R_{сп}$ определяется при помощи фотоколориметра.

Фотоколориметрия — один из методов изучения свойств нефти в пределах залежи или месторождения. По изменению колориметрических свойств нефти можно судить об изменении других ее свойств — вязкости, плотности.

В процессе разработки большинства залежей в связи с изменением термодинамических условий свойства нефти также претерпе-

вают изменения. Поэтому для обоснованных прогнозов изменения свойств нефтей в процессе разработки на любом участке залежи, необходимо знать закономерности изменения этих свойств по объёму залежи до начала разработки. Эти закономерности, как правило, отображаются на специальных картах в изомилях (картах плотности, газонасыщенности, $R_{сп}$ и др.).

В настоящее время все физические свойства пластовых нефтей исследуют в специальных лабораториях по глубинным пробам, отобранным из скважин герметичными пробоотборниками. Плотность и вязкость находят при постоянном давлении, равным начальному пластовому. Остальные характеристики определяют при начальном пластовом и при постепенно снижающемся давлении. В итоге строят графики изменений различных коэффициентов в зависимости от давления, а иногда и от температуры.

§ 2. ПЛАСТОВЫЕ ГАЗЫ

Природные горючие газы находятся в недрах земли или в виде самостоятельных залежей, образуя чисто газовые месторождения или связаны с нефтяными залежами, являясь постоянными спутниками нефти. Такие газы называются попутными, так как их добывают попутно с нефтью.

Природные УВ газы представляют собой смесь предельных УВ вида C_nH_{2n+2}. Основным из них является метан CH_4, газосодержание которого в природных газах достигает 98%. Наряду с метаном в состав природных газов входят более тяжелые УВ, а также неуглеводородные компоненты — азот, углекислый газ, сероводород, гелий, аргон. К пластовым газам относятся:

1. Газ, добываемый из чисто газовых месторождений и представляющий собой сухой газ, свободный от тяжелых УВ.

2. Газы, добываемые вместе с нефтью (растворенные или попутные газы). Это физические смеси сухого газа, пропан — бутановой фракции (жирного газа) и газового бензина.

3. Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений — смесь сухого газа и жидкость УВ конденсата. УВ конденсат состоит из большого числа тяжелых УВ (C_5+ внеш., C_6+ внеш., и т.д.), из которых можно выделить бензиновые, лигроиновые, керосиновые, а иногда и более тяжелые масляные фракции.

4. Газы газогидратных залежей.

Газ, в составе которого тяжелые УВ (C_3 ,C_4) составляют не более 75 г/м³, называют сухим. При содержании тяжелых УВ более 150 г/м³ газ называют жирным.

Газовые смеси характеризуются массовыми или молярными концентрациями компонентов. Для характеристики газовой смеси

необходимо знать ее среднюю молекулярную массу, среднюю плотность в килограммах на кубический метр или относительную плотность по воздуху.

Основные законы газового состояния. Состояние газа характеризуется тремя параметрами: давлением P, температурой T и удельным объёмом (или плотностью r). Соотношения между этими параметрами характеризуют поведение газа и имеют основное значение при решении различных практических задач в области газового дела.

В качестве стандартных условий при термодинамических расчетах принимают T =20 °C и p =760 мм. рт. ст., при различных расчетах в газовой промышленности принимают:

$$t = 20\ ^\circ C \text{ и } p = 760 \text{ мм.рт.ст.} \qquad (48)$$

Основные законы состояния газа для идеальных газов выражаются следующими соотношениями.

Закон Бойля — Мариотта. При постоянной температуре объём газа изменяется обратно пропорционально давлению (при изотермической стадии и расширении), т.е.

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{P_2}{P_1} \Rightarrow P_1V_1 = P_2V_2 = const. \qquad (49)$$

Закон Гей-Люссака. Объём некоторого газа при постоянном давлении увеличивается при повышении температуры. Так, если при 0 °C газ занимает объём V_0, то при t то же количество газа займет объем V_t равный

$$V_t = V_0(1 + \alpha t), \qquad (50)$$

где α — коэффициент расширения газа при повышении температуры на 1°C. Опытным путем установлено, что α =1/ 273,16=0,0036604 для одного и того же газа при постоянном давлении, но при различных температурах имеем

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{T_1}{T_2}, \qquad (51)$$

где T — абсолютная температура газа.

В приведенной формуле T_1 и T_2 равны

$$T_{1,2} = 273{,}16 + t_1(t_2). \qquad (52)$$

Заменяя удельные объёмы газа их плотностями, получим

$$\rho_2/\rho_1 = T_1/T_2\ . \qquad (53)$$

Закон Авогадро. Равные объёмы любых газов при одинаковых температурах и давлении содержат одинаковое число молекул. Из этого следует, что плотности газов при одинаковых температуре и давлении прямо пропорциональны молекулярным весам, т.е.

$$\text{если} \quad \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{\mu_1}{\mu_2} \quad (54) \quad \text{или} \quad \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{V_2}{V_1}, \tag{55}$$

$$\text{то} \quad \frac{V_2}{V_1} = \frac{\mu_1}{\mu_2} \quad (56) \quad \text{или} \quad \mu_1 V_1 = \mu_2 V_2 = const. \tag{57}$$

При 0 °С и 760 мм. рт. ст. μV=22,4 л (или м³), откуда легко определить плотность газа по соотношению

$$\rho = \frac{\mu}{22,4} \, кГ/м^3. \tag{58}$$

Уравнение Клайперона для 1 кг газа имеет следующий вид:

$$pV=RT, \tag{59}$$

где R — газовая постоянная.

Для G кг газа уравнение примет вид

$$pV=GRT, \tag{60}$$

где G — газовая постоянная зависит от удельного объема газа.

Так, для CH_4 при 15,5 °С и давлении 760 мм.рт.ст. удельный объём равен 1,4 м³/кг, тогда

$$R = \frac{pV}{GT} = \frac{10333 \cdot 1,4}{273,16} = 52,95 \; кг \cdot м./кг \, ^0C. \tag{61}$$

Газовая постоянная для одного моля газа равна:

$$R = \frac{10333 \cdot 22,4}{273,16} = 848 \; кг \cdot м/моль \cdot ^0C, \tag{62}$$

где 22,4 — объем *моля* газа при 0 °С и 760 *мм.рт.ст.*

В связи с тем, что объемы моля для всех газов при одинаковом давлении и температуре равны между собой, то газовая постоянная, относимая к одному молю, для всех газов одинакова и равна 848. Таким образом, газовая постоянная может быть вычислена другим путем, а именно: путем деления газовой постоянной для одного моля на молекулярный вес газа. Тогда, например, для метана получим

$$R=848/16,04=52,95. \tag{63}$$

Законы Дальтона и Амага. Закон Дальтона: общее давление газовой смеси p равно сумме парциальных давлений, создаваемых каждым отдельным газом, т.е.

$$P=P_1+P_2+...+P_n, \tag{64}$$

где P_1, P_2...P_n — парциальные давления компонентов смеси.

Закон Амага: общий объем, занимаемый смесью газа, равен сумме парциальных объемов компонентов, т.е.

$$V=V_1 + V_2 +...+ V_n, \tag{65}$$

где V_1, V_2...V_n — парциальные объёмы отдельных газов, приведенные к общему давлению.

Из данных соотношений можно определить парциальное давление компонента p_n и парциальный объем компонента V_n, а именно

$$p_n = p_y \tag{66}$$

и $$V_n = V_y, \tag{66,а}$$

где y — мольная концентрация компонента в смеси.

Закон Генри и Рауля. По закону Генри при низких давлениях растворимость газа в жидкости пропорциональна давлению

$$N = Cp, \tag{67}$$

где N — концентрация газа в растворе; C — коэффициент растворимости газа; p — давление газа над раствором.

Если принять p=1 *кГ/см*^{2}, то коэффициент растворимости численно будет равен количеству газа, растворяющегося в 1 м^3 данной жидкости при давлении 1 *кГ/см*^{3}.

Для смеси газов растворимость для каждого компонента пропорциональна его парциальному давлению.

При высоких давлениях наблюдается взаимное растворение газов в жидкости, и наоборот, что используется при разработке газоконденсатных месторождений.

Закон Рауля выражает связь мольной концентрации компонента в жидкости с парциальным давлением этого же компонента в парах, находящихся над жидкостью, и выражается соотношением

$$P_к=px, \tag{68}$$

где $P_к$ — парциальное давление паров компонента;

p — упругость паров компонента при данной температуре;

x — мольная концентрация компонента в жидкости.

При установившемся равновесии фаз парциальные давления в паровой и жидкой фазах для одного и того же компонента равны между собой, т.е.

$$P_к\, y = px \Rightarrow P/P_к = y/к = K \qquad (69)$$

где K — константа равновесия или константа распределения для данного компонента.

Эта константа зависит от температуры и давления и обычно определяется по соответствующим кривым упругости для различных газов.

Реальные углеводородные газы представляют собой смесь нескольких простых газов (CH_4, C_2H_6, C_4H_8 и т.д., N, CO_2, NO_2, H_2S и др.) и их свойства несколько отличаются от описанных выше.

Основные свойства УВ газов следующие. ***Молекулярная масса*** μ природного газа

$$\mu = \sum_{i=1}^{n} \mu_i X, \qquad (70)$$

где μ — молекулярная масса i-го компонента;

x_i — объёмное содержание i -го компонента, доли ед.

Для реальных газов обычно $\mu = 16 \div 20$.

Плотность реального газа $\rho_г$ рассчитывается по формуле:

$$\rho_г = \mu/V_м = \mu/24{,}05\,, \qquad (71)$$

где $V_м$ — объем одного моля газа при стандартных условиях. Обычно $\rho_г$ находится в пределах 0,73 — 1,0 кг/м³. Плотность газа в значительной степени зависит от давления и температуры, поэтому для практического применения этот показатель неудобен. Чаще пользуются относительной плотностью газа по воздуху $\rho_{гв}$, равной отношению плотности газа $\rho_г$ к плотности воздуха $\rho_в$, взятой при той же давлении и температуре:

$$\rho_{гв} = \rho_г/\rho_в. \qquad (72)$$

Если $\rho_г$ и $\rho_в$ определяются при стандартных условиях, то $\rho_в$ = 1,293 кг/м³ и $\rho_{гв} = \rho_г/1{,}293$.

Вязкость нефтяного газа незначительна и при 0 °С составляет 0,000131 пз. Вязкость воздуха при 0 °С равна 0,000172 пз.

Уравнения состояния газов используются для определения многих физических свойств природных газов. Уравнением состояния называется аналитическая зависимость между параметрами

Законы Дальтона и Амага. Закон Дальтона: общее давление газовой смеси p равно сумме парциальных давлений, создаваемых каждым отдельным газом, т.е.

$$P=P_1+P_2+...+P_n, \tag{64}$$

где P_1, P_2...P_n — парциальные давления компонентов смеси.

Закон Амага: общий объем, занимаемый смесью газа, равен сумме парциальных объемов компонентов, т.е.

$$V=V_1+V_2+...+V_n, \tag{65}$$

где V_1, V_2...V_n — парциальные объёмы отдельных газов, приведенные к общему давлению.

Из данных соотношений можно определить парциальное давление компонента p_n и парциальный объем компонента V_n, а именно

$$p_n = p_y \tag{66}$$

и $$V_n = V_y, \tag{66,а}$$

где y — мольная концентрация компонента в смеси.

Закон Генри и Рауля. По закону Генри при низких давлениях растворимость газа в жидкости пропорциональна давлению

$$N = Cp, \tag{67}$$

где N — концентрация газа в растворе; C — коэффициент растворимости газа; p — давление газа над раствором.

Если принять p=1 *кГ/см*^{2}, то коэффициент растворимости численно будет равен количеству газа, растворяющегося в 1 м^3 данной жидкости при давлении 1 *кГ/см*^{2}.

Для смеси газов растворимость для каждого компонента пропорциональна его парциальному давлению.

При высоких давлениях наблюдается взаимное растворение газов в жидкости, и наоборот, что используется при разработке газоконденсатных месторождений.

Закон Рауля выражает связь мольной концентрации компонента в жидкости с парциальным давлением этого же компонента в парах, находящихся над жидкостью, и выражается соотношением

$$P_n=px, \tag{68}$$

где P_n — парциальное давление паров компонента;

p — упругость паров компонента при данной температуре;

x — мольная концентрация компонента в жидкости.

При установившемся равновесии фаз парциальные давления в паровой и жидкой фазах для одного и того же компонента равны между собой, т.е.

$$P_к\, y = px \Rightarrow P/P_к = y/к = K \qquad (69)$$

где K — константа равновесия или константа распределения для данного компонента.

Эта константа зависит от температуры и давления и обычно определяется по соответствующим кривым упругости для различных газов.

Реальные углеводородные газы представляют собой смесь нескольких простых газов (CH_4, C_2H_6, C_4H_8 и т.д., N, CO_2, NO_2, H_2S и др.) и их свойства несколько отличаются от описанных выше.

Основные свойства УВ газов следующие. ***Молекулярная масса*** μ природного газа

$$\mu = \sum_{i=1}^{n} \mu_i x_i, \qquad (70)$$

где μ — молекулярная масса i-го компонента;

x_i — объёмное содержание i -го компонента, доли ед.

Для реальных газов обычно $\mu = 16 \div 20$.

Плотность реального газа $\rho_г$ рассчитывается по формуле:

$$\rho_г = \mu/V_м = \mu/\,24{,}05\,, \qquad (71)$$

где $V_м$ — объем одного моля газа при стандартных условиях. Обычно $\rho_г$ находится в пределах 0,73 — 1,0 кг/м³. Плотность газа в значительной степени зависит от давления и температуры, поэтому для практического применения этот показатель неудобен. Чаще пользуются относительной плотностью газа по воздуху $\rho_{г.в}$, равной отношению плотности газа $\rho_г$ к плотности воздуха $\rho_в$, взятой при той же давлении и температуре:

$$\rho_{гв} = \rho_г/\rho_в \qquad (72)$$

Если $\rho_г$ и $\rho_в$ определяются при стандартных условиях, то $\rho_в$ = 1,293 кг/м³ и $\rho_{гв} = \rho_г/1{,}293$.

Вязкость нефтяного газа незначительна и при 0 °С составляет 0,000131 пз. Вязкость воздуха при 0 °С равна 0,000172 пз.

Уравнения состояния газов используются для определения многих физических свойств природных газов. Уравнением состояния называется аналитическая зависимость между параметрами

газа, описывающая поведение газа. Такими параметрами являются давление, объем и температура.

Состояние идеальных газов в условиях высокого давления и температуры определяется уравнением Клайперона – Менделеева:

$$PV_u = NRT, \tag{73}$$

где P — давление, V_u — объем идеального газа. N — число киломолей газа, T — температура, R — универсальная газовая постоянная.

Идеальным называется газ, силами молекул которого пренебрегают. Реальные углеводородные газы не подчиняются законам идеальных газов. Поэтому уравнение Клайперона — Менделеева для реальных газов:

$$pV = ZNRT, \tag{74}$$

где Z — коэффициент сверхсжимаемости реальных газов, зависящий от давления, температуры и состава газа и характеризующий степень отклонения реального газа от закона для идеальных газов.

Если обозначить объем реального газа в стандартных условиях через V_0, то при давлении p и температуре t объём этого газа V_p (объемный коэффициент пластового газа) будет равен:

$$V_p = V_0 \frac{1,033}{p} \times \frac{T+t}{T+t_{ст}} Z, \tag{75}$$

где $t_{ст}$ — температура при стандартных условиях;

Z — коэффициент сжимаемости

$$Z = [PV / RT]. \tag{76}$$

Коэффициент сверхсжимаемости Z реальных газов — это отношение объёмов равного числа молей реального V и идеального V_u газов при одинаковых термобарических условиях (т.е. при одинаковых давлении и температуре):

$$Z = V/V_u. \tag{77}$$

Значение коэффициентов сверхсжимаемости наиболее надежно могут быть определены на основе лабораторных исследований пластовых проб газов. При отсутствии таких исследований прибегают к расчетному методу оценки коэффициента сверхсжимаемости Z.

Если состав газа неизвестен, то его псевдокритическое давление и температуру определяют по графикам (рис.34). В том случае, когда в газе содержатся H_2S, N_2 и CO_2, в значения, снятые с этих графиков, вводят поправки с соответствующим знаком. Если не углеводородных компонентов в газе более 15%, графиками рис. 34 пользоваться не рекомендуется.

Коэффициент сверхсжимаемости Z обязательно используется, при подсчете запасов газа для правильного определения изменения объёма газа при переходе от пластовых условий к поверхностным, при прогнозировании изменения давления в газовой залежи и при решении других задач.

Объёмный коэффициент пластового газа показывает изменение объёма одного нормального (при стандартных условиях) кубического метра газа в пластовых условиях и определяется по соотношению

$$V_p = V_0 \frac{1,033}{p} \times \frac{T+t}{T+t_{cm}} Z. \qquad (78)$$

Объемный коэффициент пластового газа всегда значительно меньше единицы и находится в пределах 0,0075 — 0,01.

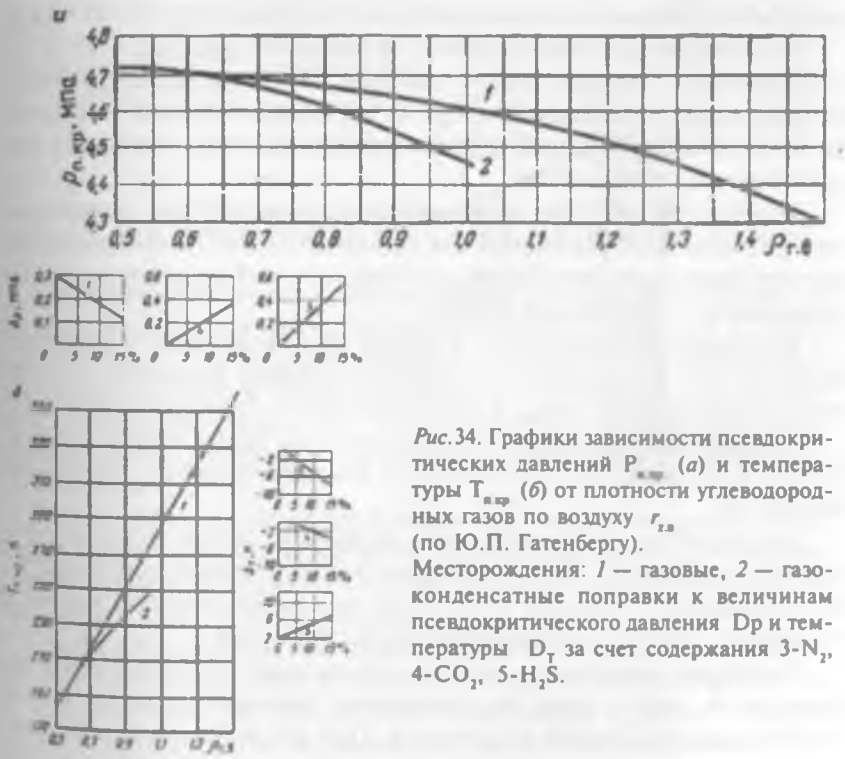


Рис. 34. Графики зависимости псевдокритических давлений $P_{п.кр}$ (*а*) и температуры $T_{п.кр}$ (*б*) от плотности углеводородных газов по воздуху $r_{г.в}$ (по Ю.П. Гатенбергу).
Месторождения: *1* — газовые, *2* — газоконденсатные поправки к величинам псевдокритического давления Dp и температуры D_T за счет содержания 3-N_2, 4-CO_2, 5-H_2S.

Растворимость углеводородных газов в нефти. Согласно закону Генри, как уже указывалось, количество растворенного в жидкости газа прямо пропорционально давлению при постоянной температуре. Однако реальные газы, в том числе и нефтяные, имеют значительные отклонения от этого закона и тем в большей степени, чем

степени, чем они лучше растворяются в жидкости. Жирные газы лучше растворяются в нефти, поэтому они больше отклоняются от закона Генри, чем сухие нефтяные газы.

Для сухих нефтяных газов зависимость между давлением и количеством растворенного газа (в пределах давлений, встречающихся на практике) выражается прямой линией; коэффициент растворимости в этих же пределах является постоянным. Для жирных газов эта зависимость выражается кривой линией и коэффициент растворимости для них меняется в зависимости от изменения давления.

В более легких нефтях углеводородные газы растворяются лучше, чем в более тяжелых нефтях. Коэффициент растворимости газа в нефти колеблется в пределах 0,25 — 2,0; он меняется в зависимости от состава газа, нефти и температуры.

С повышением температуры способность газов растворяться в жидкости понижается соответственно повышению упругости паров.

Количество растворяющегося в жидкости газа зависит и от поверхности контакта газа с нефтью. При малой поверхности контакта газа с жидкостью и при спокойном состоянии жидкости и газа требуется большой период времени для того, чтобы газ мог раствориться в жидкости.

Углекислота обладает наибольшей растворимостью, значительно превышающей растворимость нефтяных газов. Наименьшую же растворимость имеют водород и воздух — в 4 раза меньшую по сравнению с нефтяными газами.

Выделение растворенного в нефти газа происходит в обратном порядке, т.е. с понижением давления вначале выделяются сухие труднорастворимые газы, а затем тяжелые — легкорастворимые.

Кривые растворимости углеводородного газа в нефти, в зависимости от давления для различной плотности нефти, приведены на рис.35.

Растворение газа в нефти или выделение из раствора не происходит мгновенно. При отсутствии перемешивания нефти требуются буквально годы для того, чтобы газ, находящийся в контакте с нефтью, достиг с ней равновесного состояния.

Наиболее правильным методом определения количества растворенного в нефти газа по отдельным залежам является отбор глубинных проб нефти из скважин. При исследовании этих проб следует иметь в виду, что процесс дегазирования нефти может протекать в различных условиях. Если весь выделяющийся из раствора газ до окончания дегазирования остается в контакте с жидкостью, процесс называется контактным дегазированием. Если же в процессе дегазирования выделяющийся из раствора газ по мере снижения давления периодически отводится из системы, то

вследствие этого в контакте с жидкостью находятся только что выделившиеся из раствора более тяжелые фракции. Процесс называется дифференциальным дегазированием.

При контактном дегазировании из раствора выделяется больше газа, чем при дифференциальном дегазировании.

Это объясняется тем, что при контактном дегазировании вследствие сохранения в системе всех выделившихся из раствора составных частей, в том числе значительного количества паров легких компонентов, парциальное давление тяжелых углеводородов невелико, что усиливает парообразование высококипящих углеводородов.

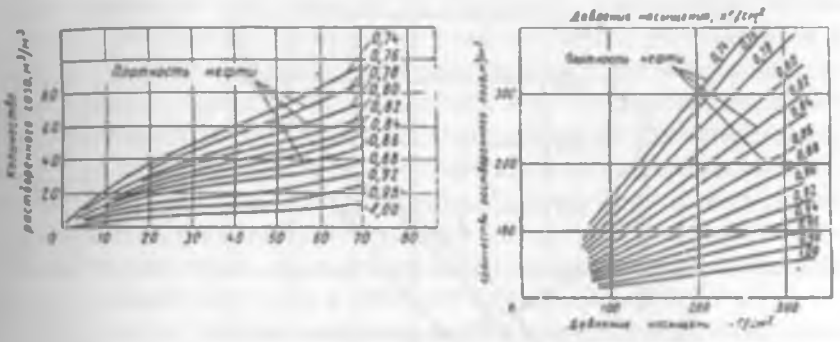


Рис.35. Кривые растворимости газа в нефти при различных давлениях

При дифференциальном дегазировании непрерывный отвод из системы выделившихся из раствора фракций приводит к тому, что в контакте с жидкостью находятся только что выделившиеся из раствора все более тяжелые фракции, с постепенно возрастающим парциальным давлением, вследствие чего интенсивность выделения газа из раствора в сравнении с контактным дегазированием уменьшается.

Таким образом, различие в количестве выделившегося из раствора газа в условиях контакта и диференциального дегазирования объясняется тем, что в состав газо-нефтяной смеси входит много различных углеводородов.

Процесс растворения и дегазации смеси газообразных углеводородов и паров более тяжелых углеводородов происходит весьма сложно.

Как показано на рис.36, при контактном процессе кривая вначале постепенно выполаживается, затем становится почти прямолинейной, а при больших давлениях начинает загибаться вверх. Указанная кривая характерна и для процесса растворения и для процесса дегазации. Более сложный характер изменения кривых наблюдается при дифференциальном процессе.

Например, при растворении нефтяного газа в дегазированной (под вакуумом) нефти под давлением в закрытом сосуде наблю-

дается выпуклая (по отношению к оси давлений) кривая, после же дегазации этой нефти, при тех же давлениях газ оказывается в значительно большем количестве, чем это было отмечено при процессе растворения, и кривая дегазации оказывается вогнутой к оси давлений. Эти давления связаны с тем, что более тяжелые углеводороды (пропан, бутан, пентан) хорошо растворяются в нефти при повышении давления и очень плохо переходят в паровую фазу при снижении давления.

Состав газа, выделяющегося при дегазации, отличается от состава газа, взятого для растворения, так как сначала выделяется

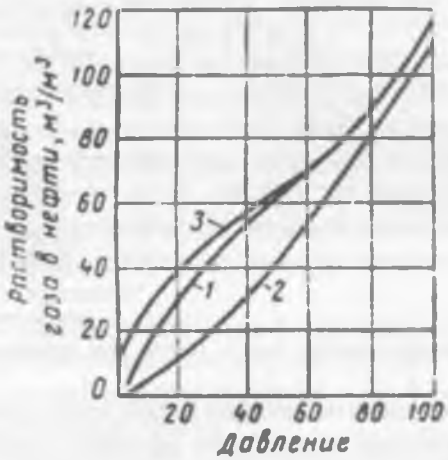


*Рис.*36. Экспериментальные кривые растворимости газа в нефти:
1 — контактное растворение;
2 — дифференциальное растворение;
3 — дифференциальная дегазация

более легкий газ (почти чистый метан), а затем, по мере снижения давления, выделяются более тяжелые фракции углеводородов.

Все сказанное выше следует учитывать при изучении состава как свободного (в газовой шапке) газа, так и растворенного в нефти. В газовой шапке появляются более тяжелые фракции вследствие выделения растворенного газа из нефти при снижении пластового давления. Точно так же состав газа, отобранного (при высоком давлении) из межтрубного пространства и на выпаде, не является идентичным. Различен и состав газа, сепарируемого и в трапах высокого и низкого давлений. В связи с этим для более точного определения состава и содержания растворенного в нефти газа следует отбирать глубинные пробы нефти с сохранением в них пластового давления для детального изучения их в лаборатории.

Подсчитывая объем газа, растворенного в нефти, его балансовые запасы, следует определить по данным исследования глубинных (пластовых) проб нефти (взяв для расчетов среднюю величину из данных анализа контактным и дифференциальным методами дегазирования), и его извлекаемые запасы — по паровому фактору, замеренному на трапе при 1 кГ/см².

Влагосодержание природных газов связано с тем, что природные газы и газоконденсатные смеси контактируют с пластовыми водами различных форм и видов, вследствие чего эти газы и смеси в пласте содержат определенное количество паров воды. Концентрация водяных паров в газе зависит от давления, температуры и его состава. Отношения количества водяных паров, находящихся в газе при данных условиях, к максимально возможному содержанию водяных паров в том же газе при тех же условиях называют *относительной влажностью газа*. Они характеризуют степень насыщения газа водяным паром. Относительная влажность выражается в долях единицы или процентах. Количество водяных паров, находящихся в единице объёма или массы газа, называют *абсолютной влажностью*. Абсолютная влажность измеряется в граммах на кубический метр или в граммах на килограмм.

Пары воды, присутствующие в газах и газоконденсатных смесях, влияют на фазовые превращения углеводородных систем. При определенных термодинамических условиях вода может выделяться из газа, т.е. переходить в капельно-жидкое состояние. В газоконденсатных системах могут одновременно выделяться вода и конденсат. Причем, в присутствии воды давление начала конденсации УВ увеличивается, что необходимо учитывать при организации разработки газоконденсатных месторождений.

Объемный коэффициент пластового газа $b_г$, представляющий собой отношение объема газа в пластовых условиях $V_{пл.ч}$ к объему того же количества газа $V_{ст}$, который он занимает в стандартных условиях, можно найти с помощью уравнения Клайперона-Менделеева:

$$b_г = V_{пл.ч}/V_{ст} = ZP_{ст}T_{пл}/(P_{пл}T_{ст}), \qquad (79)$$

где $P_{ст}$, $T_{пл}$, $P_{пл}$, $T_{ст}$ — давление и температура в пластовых и стандартных условиях.

Знания величины $b_г$ имеют большое значение, так как объем газа в пластовых условиях на 2 порядка (примерно в 100 раз) меньше, чем в стандартных условиях.

Гидраты газов, крупные скопления которых образуют газогидратные залежи, представляют собой твердые соединения (клатраты), в которых молекулы газа при определенном давлении и температу-

ре заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образованной молекулами воды с помощью водородной связи. Молекулы воды при образовании гидрата и сооружении ажурных полостей как бы раздвигаются молекулами газа, заключенными в эти полости, — удельный объем воды в гидратном состоянии возрастает до 1,26 — 1,32 см³/г (удельный объём льда 1,09).

Элементарная ячейка гидрата газа состоит из определенного количества молекул воды и газа. Молярное соотношение воды и газа зависит от размера газа гидратообразователя. Один объем воды в гидратном состоянии связывает в зависимости от характеристики исходного газа от 70 до 300 объемов газа.

Процесс образования гидратов определяется составом газа, состоянием воды, высшим давлением и температурой.

Плотность гидратов отдельных газов изменяется в довольно широких пределах — от 0,8 до 1,8 см³/г, для природных газов плотность гидратов находится в пределах 0,9 — 1,1 см³/г.

§ 3. КОНДЕНСАТЫ

Конденсатом называют жидко-углеводородную фазу, выделяющуюся из газа при снижении давления. В пластовых условиях конденсат обычно весь растворен в газе. Различают конденсат сырой и стабильный.

Сырой конденсат представляет собой жидкость, которая выпадает из газа непосредственно в промысловых сепараторах при давлении и температуре сепарации. Он состоит из жидких при стандартных условиях УВ, т.е. из пентанов и высших (C_5 + высшие), в которых растворено некоторое количество газообразных УВ-бутанов, пропана и этана, а также H_2S и других газов.

Важной характеристикой газа газоконденсатных залежей является величина конденсатно-газового фактора, показывающая количество сырого конденсата в см³, приходящегося на 1 м³ отсепарированного газа.

На практике используется также характеристика, которая называется газоконденсатным фактором — это количество газа в м³, из которого добывается 1 м³ конденсата. Величина газоконденсатного фактора колеблется для разных месторождений от 1500 до 25000 м³/м³ .

Стабильный конденсат состоит только из жидких УВ — пентана и высших (C_5+вышие). Его получают из сырого конденсата путем дегазации последнего. Температура вскипания основных компонентов конденсата находится в пределах 40—200°С, молекулярная масса — 90—160. Плотность стабильного конденсата в

стандартных условиях изменяется от 0,6 до 0,82 г/см^3 и находится в прямой зависимости от компонентного углеводородного состава.

По количеству конденсата газы газоконденсатных месторождений делятся на газы с низким содержанием конденсата (до 150 см^3/м^3), средним (150 — 300 см^3/м^3), высоким (300 — 600 см^3/м^3) и очень высоким (более 600 см^3/м^3).

Большое значение имеет такая характеристика газа конденсатных залежей, как давление начала конденсации. Если при разработке газоконденсатной залежи в ней не поддерживать давление, то оно с течением времени будет снижаться и может достигнуть величины меньше давления начала конденсации. В этот момент в пласте начнет выделяться конденсат, что не только приведет к потере ценных УВ в недрах, но и отобразится на подсчете запасов и показателях проектов разработки, поскольку изменяется объём пустотного пространства пласта, состав свойства газа. Поэтому, исследования газоконденсатных залежей нужно производить с самого начала на самой ранней стадии разработки. При этом необходимо устанавливать:

— состав пластового газа и содержание в нем конденсата, см^3/см^3;

— давление начала конденсации УВ в пласте и давление максимальной конденсации, МПа;

— фазовое состояние конденсатной системы в пластовых условиях;

— количество и состав конденсата, выделяющегося из 1 м^3 газа при различных давлениях и температуре, см^3/ см^3;

— возможные потери конденсата в недрах при разработке залежи без поддержания пластового давления в зависимости от степени падения давления;

— фазовые превращения и применения свойств газоконденсатных систем, которые имеют место в стволах скважин, в газосепараторах и газопроводах.

При изучении газовых и газоконденсатных залежей в отличие от нефтяных свойств флюидов в пластовых условиях обычно судят на основании данных свойства газа в стандартных условиях и на основе расчетов без отбора и анализа глубинных проб газа.

В пластовых условиях конденсаты находятся в газообразном состоянии и обладают всеми физическими свойствами пластовых газов.

В стандартных условиях конденсаты — это углеводородные жидкости, которые имеют свойства, близкие к свойствам легких нефтей.

Поэтому изучение конденсатов выполняют как по программе газов, так и по программе нефтей.

§ 4. ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ

4.1. Связанная вода

Наличие связанной воды в нефтяной зоне газонефтеносных пластов впервые было установлено Н.Т. Линдтропом и В.М. Николаевым (1929 г.) при лабораторных исследованиях образцов пород, отобранных в Шубанинской штольне (Бакинский район) и Аргунском ущелье (Грозненский район), в количестве 10,6—37,7%.

Позже в бассейне Лос-Анжелеса (Калифорния) было определено среднее содержание связанной воды в нефтеносных песчаниках, равное 37,9% при пористости 29,7% (по исследованиям Джинтера). В ряде месторождений США количество связанной воды в нефтеносных пластах достигало 40% и более, но в процессе эксплуатации скважины давали безводную нефть, так как вода прочно удерживалась в порах пласта под действием капиллярных давлений. Современные исследования показывают, что содержание связанной воды в газонефтеносных пластах колеблется от 6 до 70%. Чрезвычайно малое (0,3—0,8%) количество связанной воды наблюдалось в песках Вилькокского месторождения Оклахома-Сити, что объясняется гидрофобностью твердой фазы коллектора. Содержание связанной воды в пласте обычно тем выше, чем меньше проницаемость пористой среды и чем меньше размеры поровых каналов, а также чем больше количество поверхностно-активных веществ присутствует в нефтях, содержащихся в пласте.

В.И. Энгельгард указывает, что даже в пластах, представленных шариками довольно большого диаметра, связанная вода находится в виде кольцеобразных капель, окружающих контактные точки шариков. Эти капли воды были названы Верслюйсом *пендулярными кольцами* (рис. 37). Кроме того, В.Ф. Энгельгард отличает в песках и песчаниках наличие пленочной воды, представляющей собой водяную пленку на поверхности минеральных зерен, которая удерживается молекулярными силами сцепления между породой и водой.

Природа воды в этих случаях различна. Опытами над стеклянными шариками установлено, что на количество пендулярной воды влияют изменяющиеся межфазное натяжение и разность плотностей воды и несмачивающей фазы. На пленочную воду, как предполагают, такие факторы не оказывают влияние. Пока имеется лишь качественная характеристика поведения пендулярной воды в пористых системах. Законы, регулирующие объем и поведение связанной воды в пластах, мало изучены, несмотря на то, что обычно весь коллектор содержит эту воду. Между тем тщательное исследование данного вопроса имеет огромное значение для под-

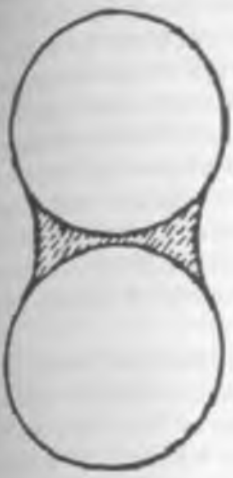


Рис.37. Пендулярное кольцо воды между двумя шариками

счета запасов нефти, проектирования разработки месторождения и осуществления мероприятий по воздействию на пласт.

Связанная вода обычно содержит больше солей, чем морская, и характеризуется большим разнообразием природы и количества растворенных ионов.

Для определения объема пор, занятых нефтью, необходимо знать количество содержащейся в них связанной воды, т.е. коэффициент водонасыщенности.

Точно установить количество связанной воды по кернам, отобранным колонковыми долотами при промывке скважины глинистым раствором нельзя, так как в процессе отбора керна колонковым долотом и при подъёме его из скважины вода из глинистого раствора попадает в образец породы и искажает истинное содержание в нем воды.

Для более точного определения количества связанной воды необходимо бурить специальные скважины, ствол которых при вскрытии продуктивного пласта и отборе керна для лабораторного исследования заполняют промывочной жидкостью, приготовленной на нефтяной основе. Протекающая в этом случае в керн нефть не искажает содержания в нем связной воды, так как даже при наличии значительных градиентов давления избыточное капиллярное давление, под которым находится в порах связанная вода, превышает эти давления, и связанная вода прочно удерживается в порах породы.

Вода — неизменный спутник нефти и газа. В месторождении она может залегать в тех же пластах, в которых залегает нефтяная или газовая залежь, а также в собственно водоносных пластах (горизонтах). В процессе разработки она может внедряться в нефтяную или газовую залежь, продвигаясь по нефтегазоносному пласту, или поступать в залежь из других водоносных горизонтов. Кроме того, в соответствии с принятой технологией разработки, вода может быть закачена в залежь. Чтобы разобраться, какая вода появилась в пласте и скважинах, промысловый геолог должен хорошо знать формы, в которых она может залегать в недрах нефтяных и газовых месторождений, её виды и свойства.

Формы воды в породах. В горных породах вода находится в субкапиллярных и сверхкапиллярных пустотах. В зависимости от размера пустот она находится в различных формах. Заполняя

субкапиллярные пустоты, вода обволакивает минеральные частицы и входит в состав минералов. На поверхности минерального костяка находится связанная вода, образующая два слоя. Непосредственно поверхность минералов обволакивается адсорбированной водой слоем в несколько молекул. Эта вода удерживается очень большим давлением (до 1000 МПа) и по составу близка к твердому телу. Этот слой покрывается слоем рыхло-связанной (с абсорбированной) воды, толщина которого может достигать нескольких сот диаметров молекул. В поровом пространстве в местах сближения минеральных частиц появляется так называемая стыковая вода, которая, в свою очередь, отделяет от основной массы сорбционно-замкнутую (капельно-жидкую) воду.

В капиллярных пустотах находится капиллярная вода. При сплошном заполнении пор она может передавать гидростатическое давление, при частичном заполнении — подчиняется лишь менисковым силам. В сверхкапиллярных пустотах в капельно-жидком состоянии находится свободно-гравитационная вода. Эта вода свободно передвигается под действием гравитационных сил и передает гидростатическое давление. Именно она заменяется нефтью и газом при формировании их залежей. Субкапиллярная, капиллярная вода, оставшаяся в сверхкапиллярных пустотах после образования залежей нефти или газа, составляют остаточную воду нефтегазонасыщенных пород.

Подземные воды попадают в горные породы как в процессе осадконакопления (седиментационные воды), так и в результате последующего проникновения их в формирующиеся или уже сформировавшиеся горные породы (эллизионные и инфильтрационные воды).

Инфильтрационные воды образуются в водонапорных системах открытого типа за счет атмосферных осадков, речных, озерных и морских вод. Проникая в пласты — коллекторы, они движутся от зоны питания к зоне разгрузки, вытесняя седиментационные воды.

Эллизионные воды попадают в водоносные или газонефтеносные пласты (горизонты) вследствие выжимания поровых вод из уплотняющихся осадков и пород — неколлекторов при увеличивающейся в процессе осадконакопления геостатической нагрузке. Эллизионные процессы происходят в пластах, образующих водонапорные системы закрытого или полузакрытого типов. Уплотнение пород и отжатие из них воды могут произойти так же в результате геодинамического давления, возникающего при тектонических напряжениях. Проникновение эллизионной воды в нефтегазоносный пласт может начаться и при разработке залежи, когда геостатическое давление в перекрывающих и подстилающих

залежь отложениях становится выше пластового и возникает перепад давления, под действием которого начинается вытеснение поровых вод из окружающих пород в нефтегазоносный пласт.

При инфильтрационных и жидкостных процессах вследствие смены вод, а также выщелачивания горных пород, состав воды по площади отдельного пласта и по разрезу месторождения меняется.

Наряду с водами седиментации, инфильтрования и элизии в разрезах газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений встречаются воды, имеющие конденсационное происхождение, т.е. выделившиеся в пласте в результате конденсации паров воды, содержавшейся ранее в УВ. Это специфические пластовые воды нефтяных и газовых месторождений.

Необходимо различать воды: *конденсатные* и *конденсационные*. Первые выделяются в стволах эксплуатационных газовых скважин и в промысловых коммуникациях в результате конденсации паров воды, содержащихся в газе, и не характеризуют пластовые условия. Вторые связаны с пластовыми условиями и выделяются в пласте.

Виды вод нефтяных и газовых месторождений. Нефтегазонасыщенные пласты, наряду с УВ, содержат и некоторое количество воды, называемой остаточной. Относительное содержание этой воды в пустотном пространстве тем больше, чем меньше размер пустот и проницаемость коллектора.

Остаточная вода содержится в виде молекулярно-связанной пленки на стенках пор, каверн, трещин, в изолированных пустотах и в капиллярно-связанном состоянии в непроточной части пустот. Вода в изолированных и непроточных пустотах оказывает влияние на показания геофизических методов. Интерес представляет остаточная вода, содержащаяся в открытом пустотном пространстве.

Искусственно введенными или ***техническими*** называют воды, закачанные в пласт для поддержания пластового давления, а также попавшие при бурении скважин (фильтрат промывочной жидкости) или при ремонтных работах. ***Тектоническими*** называют воды, циркулирующие в зонах нефтегазоносности по дизьюнктивным нарушениям тектонической природы. Эти воды могут проникать в нефтегазоносные пласты и вызывать обводнения скважин при разработке залежей.

Пластовые воды — основные виды вод месторождений УВ. Они подразделяются на: 1) пластовые, залегающие в нефтегазоносном пласте; 2) краевые или контурные; 3) подошвенные; 4) промежуточные пластовые; 5) посторонние, содержащиеся в водоносных пластах месторождения. Последние в свою очередь, делятся на: 1) верхние относительно данного нефтяного или газового пласта; 2) нижние относительно нефтяного или газового пласта.

Краевыми или ***контурными*** называются воды, залегающие под ВНК или ГВК. Та часть краевой воды, которая залегает под ВНК

(ГВК), называется *подошвенной*. К промежуточным относятся воды пропластков, залегающих внутри нефтегазоносных пластов, или воды водоносных пластов, залегающих между нефтегазоносными, объединенными в один эксплуатационный объект.

Верхними называются воды всех водоносных горизонтов, залегающих выше данного нефтегазоносного пласта, а нижними — воды всех горизонтов (пластов), залегающих ниже данного нефтегазоносного пласта.

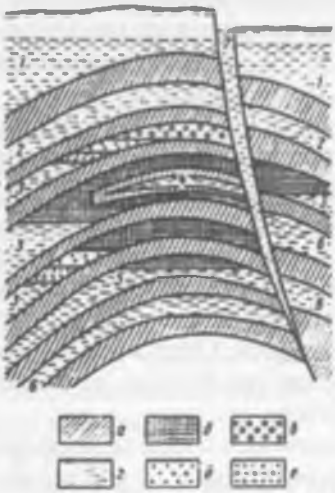


*Рис.*38. Схема залегания подземных вод нефтегазового месторождения: *а* — непроницаемые породы, *б* — нефть, *в* — газ; вода: *г* — минерализованная, *д* — конденсационная, *е* — смешанная конденсационная и минерализованная; виды вод: *1* — грунтовые, *2* — верхние пластовые, *3* — краевые или контурные, *4* — промежуточные, *5* — подошвенные, *6* — нижние пластовые, *7* — тектонические.

К ***грунтовым*** относится гравитационная вода первого от поверхности земли постоянного горизонта, имеющая свободную поверхность.

Положение пластовых, тектонических и грунтовых вод в разрезе месторождения схематически показано на рис.38.

Основную массу вод нефтяных и газовых месторождений составляют более или менее минерализованные воды.

Состав и физические свойства пластовых вод имеют большое значение для разработки залежей нефти и газа, и их добычи, так как от них зависит течение многих процессов в пласте. Поэтому их знание позволяет намечать более эффективные мероприятия по контролю и регулированию разработки и эксплуатации скважин и промысловых систем. Все это заставляет уделять большое внимание вопросам состава и физических свойств подземных вод.

4.2. Физические свойства вод

Минерализацией воды называется суммарное содержание в воде растворенных солей, ионов и коллоидов. Обычно она выражается в г/100 г или г/л раствора. Минерализация вод нефтяных и газовых месторождений меняется в очень широких пределах от менее 1г/л (пресные воды) до 400 г/л и более (крепкие рассолы).

Помимо шести главных ионов (CL^-, SO^{2-}_4, HCO^-_3, Na^+, Ca^{2+}, Mg^{2+}) значительно распространены в водах карбонат-ион (CO^{2-}_3), ионы калия (K^+) и железа Fe^{2+} и Fe^{3+}. Остальные элементы встречаются в ничтожных количествах (микрокомпоненты).

Минерализация и химический состав вод определяют все их физические и химические свойства (плотность, вязкость, поверхностное натяжение, электропроводимость и др.).

Минерализованные воды обладают повышенной отмывающей способностью, в связи с чем их использование при заводнении залежей способствует повышению коэффициента вытеснения нефти, а следовательно, и конечного коэффициента извлечения нефти. В то же время высокая минерализация пластовых вод в определенных условиях может приводить к выпадению солей на забое добывающих скважин и в призабойной зоне пласта, что ухудшает условия эксплуатации пласта в районе таких скважин.

Плотность воды в пластовых условиях зависит главным образом от её минерализации (степень минерализации воды обычно выражают соленостью, т.е. содержанием растворенных в воде солей, отнесенных к 100 г раствора), пластовых давлений и температуры. Как правило, эта плотность отличается от плотности в поверхностных условиях не более чем на 20%. В большинстве случаев вода в пласте менее плотная, чем на поверхности, поскольку пластовая температура выше стандартной. Однако, в условиях пониженных пластовых температур, как, например, в зоне развития многолетней мерзлоты, плотность воды может быть равной плотности воды в поверхностных условиях или даже больше её.

Температура вод обычно находится в соответствии с геотермической ступенью данной местности. Однако иногда температура пластовой воды резко расходится с температурой, соответствующей геометрической ступени, что чаще всего обусловливается появлением тектонических вод, имеющих более высокую температуру. Определение температуры воды имеет важное практическое значение и используется при решении различных вопросов, а в промысловой практике — для суждения о глубине притока воды.

С увеличением температуры вода расширяется (как известно при 4°С вода имеет наибольшую плотность). Коэффициент термического расширения воды (т.е. изменение единицы объема воды при повышении температуры на 1 °С) изменяется неравномерно: при 4

— 10 °С в среднем он равен $6,5 \cdot 10\text{-}5$, при 10 — 20 °С — $15 \cdot 10\text{-}5$, при 20 — 30°С — $25,8 \cdot 10^{-5}$ и при 65 — 70 °С — $58 \cdot 10^{-5}$.

Газосодержание пластовой воды не превышает 1,5 — 20 м³/м³. В составе водорастворенного газа преобладает метан, затем следуют азот, углекислый газ, гомологи метана, гелий и аргон. Фактически газосодержание подземных вод можно определить только на основе анализа глубинных проб.

Растворимость газа в воде значительно ниже его растворимости в нефти. При увеличении минерализации воды растворимость газов в воде уменьшается (рис.39).

Сжимаемость воды, т.е. изменение единицы объема воды в пластовых условиях при изменении давления на 1 кГ/см² колеблется в пределах $(3,7 - 4) \cdot 10^{-5}$ 1/Кг/см² (или $(3 \div 5) \cdot 10^{-4}$МПа); сжимаемость газированной воды увеличивается с увеличением количества растворенного в ней газа, причем

$$\beta_{в1} = \beta_в (1 + 0{,}056G) , \qquad (80)$$

где $\beta_{в1}$ — коэффициент сжимаемости воды, содержащей растворенный газ в 1/кГ/см²;

$\beta_в$ — коэффициент сжимаемости чистой воды в 1/кГсм²;

G — количество газа, растворенного в воде, в м³/м³.

Сжимаемость растворов солей в воде меньше сжимаемости чистой воды и уменьшается с увеличением концентрации соли.

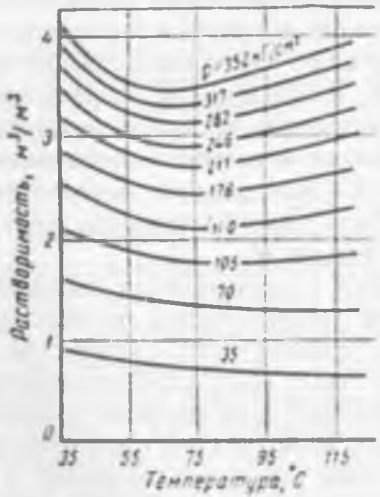


*Рис.*39. Растворимость естественного газа в чистой воде (при пользовании диаграммой необходимо вводить поправки на минерализацию воды)

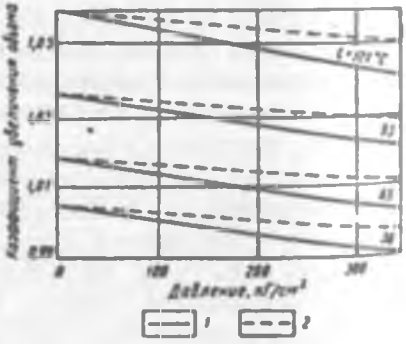


*Рис.*40. Значение объемных коэффициентов для пластовой воды:
—— — для чистой воды;
----- — для воды с растворенным газом

Объемный коэффициент пластовой воды $b_в$ зависит от минерализации, химического состава, газосодержания воды, пластового давления и температуры. Наибольшее влияние на его величину оказывают пластовая температура и минерализация. Поскольку газосодержание подземных вод обычно невелико, оно в большинстве случаев не учитывается.

Объемный коэффициент пластовых вод нефтяных и газовых месторождений колеблется от 0,8 до 1,20 (рис.40).

Вязкость пластовой воды зависит в первую очередь от температуры, а также от минерализации и химического состава. Газосодержание и давление оказывают меньшее влияние. В большинстве случаев вязкость пластовых вод нефтяных и газовых месторождений составляет 0,2—1,5 МПа·с. Вязкость воды как параметр, используемый в гидродинамических расчетах, следует определять по глубинным пробам. Воды в пластовых условиях имеют большую подвижность, чем нефть. Вязкость воды при атмосферных условиях и 20 °С равна 1,005 спз (рис.41).

Поверхностное натяжение пластовой воды, т.е. свойство жидкости противодействовать нормальным силам, приложенным к ее поверхности и стремящимся изменить её форму, в значительной степени зависит от химического состава и при соответствующей химической обработке воды может быть значительно снижено. Это имеет существенное значение для разработки нефтяных месторождений с заводнением, так как чем меньше поверхностное натяжение воды, тем выше и вымывающая способность, и тем больше будет коэффициент натяжения нефти водой.

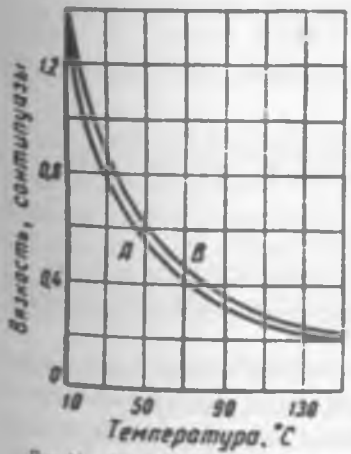


Рис.41. Зависимость между вязкостью и температурой воды: *а* — для чистой воды; *в* — для воды, содержащей 60 г/л солей

Электропроводность воды зависит от её минерализации. Пресные воды плохо проводят или почти не проводят электрический ток. Минерализованные воды относятся к хорошим проводникам.

Мерой электропроводности служит удельное электрическое сопротивление, за единицу измерения которого принят 1 Ом·м. Знание удельного сопротивления подземных вод необходимо для количественной интерпретации материалов электрометрии скважин.

4.3. Химическая характеристика вод

Воды нефтяных месторождений характеризуются:

1. Повышенной минерализацией;
2. Присутствием в составе вод хлоридов кальция и натрия или гидрокарбонатов натрия;
3. Отсутствием сульфатов или весьма незначительным их содержанием;
4. Повышенным содержанием ионов J, Br, NH_4;
5. Часто присутствием H_2S;
6. Наличием в воде солей нафтеновых кислот;
7. Наличием в воде растворенных УВ газов.

Формирование подземных вод связано с проникновением воды в земную кору с поверхности в капельно-жидком виде или в виде водяного газа, затем конденсирующегося под землей в воду. В формировании подземных вод участвуют также и воды, захороненные в морских осадках, а затем преобразованные при диагенезе осадков.

Условия формирования различных типов вод весьма разнообразны и характеризуются:

1. Взаимодействием вод и горных пород;
2. Взаимодействием вод с нефтью и газами;
3. Воздействием на воды микробиологических процессов;
4. Различными геологическими факторами — литолого-физическим составом пород и их коллекторскими свойствами, тектоникой, температурными условиями и т.д.

Обычно в водах газонефтяных месторождений содержатся следующие компоненты:

1. Ионы растворимых солей: анионы: OH^-, Cl^-, SO_4^{--}; CO_3^{--}, HCO_3^-,
2. Катионы: H^+, R^+, Na^+, NH_4^+, Mg^{++}, Ca^{++}, Fe^{++}, Mn^{++}
3. Растворимые ионы микроэлементов: Br^-, J^-, B^{+++}, Sr^{++}.
4. Коллоиды: SiO_2, Fe_2O_3, Al_2O_3
5. Газообразные вещества: CO_2, H_2S, CH_4, H_2, N_2
6. Органические вещества — нафтеновые кислоты и их соли.

Существует три основные формы выражения химического анализа воды.

1. **Ионная форма**, при которой химический анализ воды выражается в виде весовых количеств отдельных ионов (обычно в миллиграммах или граммах на 1 л воды), образующихся вследствие диссоциации растворенных в воде солей. Соединения, недиссоциирующие в воде (кремний, железо, алюминий), присутствуют в ней в виде коллоидов и выражаются оттилами. Ионная форма выражения анализа широко распространена и является исходной для получения других форм.

2. **Эквивалентная форма** изображения состава вод основана на том, что ионы реагируют между собой не в равных весовых количествах, а в определенных соотношениях, зависящих от их атомного (или молекулярного) веса и валентности. Таким образом, различные ионы соединяются один с другим в строго определенных весовых соотношениях, определяемыми их эквивалентными весами. Эквивалентным весом называется отношение атомного или молекулярного веса иона к его валентности. Например, для иона Na^+ эквивалентный вес составит 23/1=23, для Ca^{++} — 40/2=20 и т.д. Тогда на каждые 23 весовые единицы иона Na^+ требуется 35,5 весовых единиц иона Cl^-, и т. д.

Для перехода от весовой ионной формы анализа к эквивалентной форме необходимо содержание иона, выраженное в миллиграммах или граммах на 1 л воды, разделить на величину эквивалента иона, или вычислив предварительно величину, обратную эквивалентному весу и называемую переводным коэффициентом, умножить весовое значение иона на этот коэффициент.

В результате такого перехода от ионной формы к эквивалентной получают содержание ионов в мг-экв. (миллиграмм — эквивалентах) или в г-экв на то же количество воды. Например, содержание иона Na^+, равное 46 мг/л воды, в эквивалентной форме будет равно 46/23=2 мг-экв. и т.д.

Если содержание какого-либо иона выражают в эквивалентной форме, то перед символом иона ставят знак r (реагирующая величина), например, rCl^-, rCa^{++} и т.д.

Сумма катионов, выраженная в эквивалентной форме (обозначаемая $\Sigma r_к$), равна соответственно выраженной сумме анионов (обозначаемой $\Sigma r_а$), т.е.

$$\Sigma r_к = \Sigma r_а. \qquad (81)$$

Используя это равенство и имея данные о содержании в воде пяти главных ионов (Cl^-, SO_4^{--}, HCO_3^-, Ca^{++}, Mg^{++}), обычно устанавливают содержание в воде шестого из главных ионов природных вод — иона Na^+, пренебрегая остальными ионами, содержание которых почти всегда незначительно. Содержание иона натрия определяют по формуле:

$$rNa^+ = \Sigma r_а - (rCa^{++} + rMg). \qquad (82)$$

Для определения содержания натрия в весовой ионной форме полученную величину rNa умножают на эквивалент иона.

В табл. 4 приведены величины эквивалентных ионов, наиболее часто встречающихся в водах нефтяных месторождений.

3. Процент — эквивалентная форма изображения состава вод показывает относительную долю (в процентах), занимаемую разными ионами во всей ионно-солевой массе, содержащейся в воде.

Таблица 4

ИОН	ЭКВИВАЛЕНТ	ИОН	ЭКВИВАЛЕНТ
Na+	23,0	Cl-	35,5
Mg++	12,2	SOC	48,0
Ca++	20,0	HCO3-	61,0
K+	39,1	Br-	79,9
NH4+	18,0	J-	126,9
H+	1,0	HS-	33,0
Fe+++	18,6	CO3C	30,5
Fe++	27,9	Нафтенатионы	150-200

При пересчете анализов в процент-эквивалентную форму сумма всех ионов, взятых в эквивалентной форме, принимается за 100%:

$$\Sigma r_a + \Sigma r_k = \Sigma r = 100\% - экв. \quad (83)$$

Следовательно, сумма анионов и сумма катионов каждая порознь, составляет 50%-экв.

Содержание каждого иона в процентах вычисляют от общей суммы мг-экв (Σr) следующим образом. Например,

$$rCa = rCa/\Sigma r \cdot 100\%. \quad (84)$$

Процент - эквивалентная форма выражения анализа получила большое распространение, так как она наглядно представляет ион-

Таблица 5

ИОН	Ионная форма, мг/л	Эквивалентный вес	Переводной коэффициент	Эквивалентная форма, мг-экв	Процент - эквивалентной формы
Cl	63,26	35,5	0,0282	1,78	7,03
SO	236,3	48,0	0,0208	4,92	19,45
HCO	363,2	61,0	0,0164	5,95	23,52
Ca	6,70	20,0	0,05	0,33	1,31
Mg	2,31	12,2	0,0822	0,19	0,76
Na	277	23,0	0,0435	12,08	47,73
Fe	1,40	27,9	0,0358	0,05	0,20
Общ.минерализация	-	-	-	25,30	100

но-солевой состав воды, соотношения между ионами и позволяет устанавливать черты сходства вод, различающихся по величине минерализации. Однако для полного представления о химическом составе воды необходимо знать также и абсолютное содержание ионов в воде, поэтому процент-эквивалентная форма выражения состава воды должна сопровождаться данными об общей минерализации воды в эквивалентной форме.

В табл. 5 дан пример пересчета и изображения химического анализа воды в различных формах.

4.4. Химическая классификация вод

Классификации природных вод по химическому составу весьма многочисленны. При классификации вод ионы производят комбинацию ионов, руководствуясь правилом, предложенным Фрезениусом, и заключающимся в комбинировании ионов в порядке их убывающей химической активности. В таком ряду ионы располагают следующим образом:

1. Анионы Cl^- ; SO_4^{--} ; HCO_3^-
2. Катионы Na^+; Mg^{++}; Ca^{++}.

Положение Mg^{++} впереди Ca^{++} считается спорным, но обычно их различают именно так. Ионы Br^- и J^- должны следовать за ионом Cl^-, ион HS — после HCO_3^-, ион K^+ — перед Na^+, ион NH_4^+ — после Na^+.

Согласно правилу Фрезениуса, сначала Cl^- соединяют с ионом Na^+, при избытке хлора его остаток затем соединяют с магнием, при избытке же натрия остаток последнего соединяют с сульфатом ионом и т.д.

Н.И. Толстыхиным и А.М. Овчинниковым предложены удобные графические методы систематизации химических анализов, которые получили широкое применение при гидрогеологических исследованиях. Среди геологов-нефтяников наибольшее распространение получили классификации Ч. Пальмера и В.А. Сулина.

Классификация Ч. Пальмера. По Пальмеру выделяются пять солевых групп, из которых основное значение имеют четыре:

а) первая соленость (S_1); *в*) первая щелочность (A_1);
б) вторая соленость (S_2); *г*) вторая щелочность (A_2).

Первая соленость — соли сильных оснований и сильных кислот. В природных водах она представлена в основном хлоридом и сульфатом натрия.

Вторая соленость — соли щелочноземельных металлов и сильных кислот. Сюда относятся хлориды и сульфаты натрия и магния. Вторая соленость соответствует постоянной жидкости воды.

Первая щелочность — представлена солями щелочных металлов и слабых кислот. Наиболее распространенной из таких солей является питьевая сода ($NaHCO_3$). При наличии соды вода имеет щелочную реакцию. Согласно правилу комбинированных ионов при наличии второй солености исключается первая щелочность. Если есть S_2, воду относят к жестким, если есть A_1 — к щелочным.

Вторая щелочность — соли щелочноземельных металлов и слабых кислот (гидрокарбонаты кальция и магния и т.п.).

Помимо этих основных характеристик по Пальмеру выделяются третья соленость (S_3) и третья щелочность (A_3), которые встречаются в природных водах лишь в очень малых количествах.

Третья соленость получается при соединении сильных кислот с очень слабыми катионами ионами 3-х валентных металлов. В данную солевую группу входят хлориды и сульфаты железа, алюминия, свободная соляная и серная кислоты и т.п., третья соленость сообщает воде кислотные свойства.

Третья щелочность соответствует соединениям слабых кислот с трехвалентными катионами. Значение этой солевой группы ничтожно.

При вычислении характеристик Пальмера исходят из процент-эквивалентной формы выражения результатов анализа вод.

Обозначая через **a** — сильные основания (щелочные металлы), **b** — слабые основания (нещелочные металлы), **m** — сильные кислоты, получим следующие характеристики пластов по Пальмеру:

I класс $m<a$; вода обязательно содержит S_1 , A_1 и возможно A_2 A_3;

II класс $m=a$, вода обязательно содержит S_1 и возможно A_2 A_3;

III класс $a<m<a+b$, вода обязательно содержит S_1, S_2, A_2 и возможно A_3;

IV класс $m>a+b$; вода обязательно содержит S_1, S_2, S_3, и возможно A_3.

V класс представлен щелочным типом воды.

VI класс — хлор-кальциевым.

Приведенные в табл. 6 примеры химического анализа воды по характеристике Пальмера имеют следующий состав:

$$S_1 = 52{,}96\%;\ A_1 = 42{,}5;\ A_2 = 4{,}14\%;\ A_3 = 0{,}4\%.$$

Воды относятся к щелочному типу и к I классу классификации Пальмера.

Применение характеристик Пальмера в настоящее время вызывает некоторые возражения. Отображение состава вод при помощи этих характеристик по существу означает признание молекулярной формы существования солей в природных водах. По отношению к

пресным и маломинерализованным водам такое представление противоречит современным данным. Кроме того, в характеристиках Пальмера не учитываются важные геохимические различия между такими кислотами, как хлорной и сульфат-ионной, объединяемых в группу сильных кислот.

Следует отметить, что характеристики Пальмера отражают важнейшие химические свойства вод: щелочность, жесткость, кислотность — в силу чего они до сих пор сохраняют свою значимость. Обходиться одними характеристиками Пальмера, безусловно, нельзя, но использование их вместе с другими способами изображения состава вод вполне целесообразно.

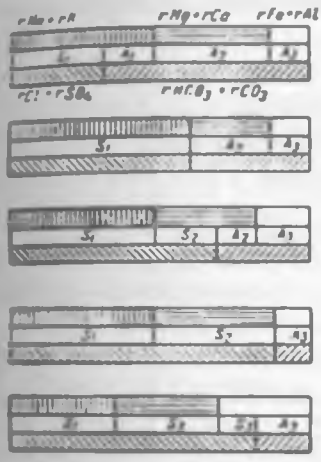


Рис. 42. График Роджерса

Вычисления характеристик по Пальмеру легко производят при помощи графика Роджерса (рис. 42). График Роджерса состоит из 3-х параллельных столбиков (прямоугольников). Внутри одного крайнего столбика в порядке правила Фрезениуса располагаются анионы, а внутри другого крайнего столбика — катионы, в среднем столбике располагаются характеристики Пальмера. Крайние столбики разбиваются на 50 частей каждый, т.е. по 50% - экв, средний столбик содержит 100% - экв.

График Роджерса дает наглядное изображение состава воды (в процент - эквивалентной форме) и позволяет очень легко графически определять величины характеристик по Пальмеру. На рис.43 приведен химический состав воды по графику Роджерса и характеристики Пальмера, согласно данным анализа, приведенным в табл. 6.

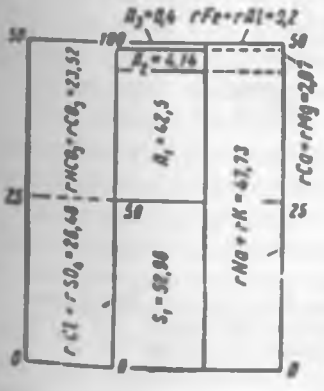


*Рис.*43. Пример пересчета воды при помощи графика Роджерса

Классификация В.А. Сулина. В классификации Сулина, получившей в последние годы широкое признание, природные воды подразделяются на 4 типа по характерным соотношениям между главнейшими ионами и затем — на группу и подгруппы по преобладанию различных анионов и катионов. Характерные отно-

шения между ионами, положенные в основу классификации, выражаются тремя коэффициентами, названными Сулиным «генетическими».

$$\frac{rNa}{rCl}, \quad \frac{rNa - rCl}{rSO_4}, \quad \frac{rCl - rNa}{rMg} \quad . \qquad (2.60)$$

При помощи этих коэффициентов выделяются 4 генетических типа вод (табл.7). Типы называются генетическими потому, что они приблизительно отвечают определенным обстановкам формирования и существования природных вод.

Графическое изображение классификации показано на рис.44. Каждый тип на графике занимает треугольник, получающийся при делении квадрата диагональю.

Таблица 6

Тип воды по Сулину	Коэффициенты		
	$\frac{rNa}{rCl}$	$\frac{rNa - rCl}{rSO_4}$	$\frac{rCl - rNa}{rMg}$
Сульфатно-натриевый	>1	<1	<0
Гидрокарбонатно-натриевый	>1	>1	<0
Хлоридно-кальциевый	<1	<0	>1
Хлоридно-магниевый	<1	<0	<1

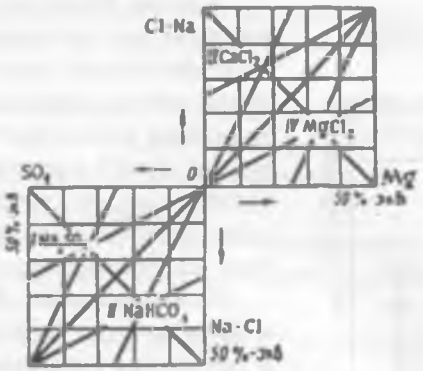


Рис. 44. Классификация подземных вод по В.А. Сулину. Типы вод: *I* — сульфатно-натриевый; *II* — гидрокарбонатно-натриевый; *III* — хлоридно-кальциевый; *IV* — хлоридно-магниевый.

При небольших отклонениях коэффициентов от единицы, т.е. в зонах перехода от одного типа к другому, воды следует относить к переходным типам. Каждый тип делится на группы. По преоб-

ладающему аниону выделяются группы: хлоридных, сульфатных и гидрокарбонатных вод. По преобладающему катиону группы делятся на подгруппы: натриевых, магниевых и кальциевых вод. Подгруппу следует выделять лишь в том случае, если преобладающий катион соединяется с преобладающим анионом, а не с другими.

Преимущество классификации Сулина заключается в ее достаточной детализации. Эта классификация в значительной мере позволяет (исходя из химизма воды) определить природную обстановку ее существования. Несмотря на имеющиеся некоторые недостатки, классификация В.А. Сулина заслуженно пользуется широким распространением и обычно применяется вместе с характеристиками Ч. Пальмера.

Глава 3. УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТИ, КОНДЕНСАТА, ГАЗА И ВОДЫ В ПОРОДАХ

§ 1. ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

Нефть, газ и вода скапливаются в пористых или трещиноватых породах — (коллекторах), заключенных в плохо проницаемые породы (флюидоупоры).

И.О. Брод предложил подобное сочетание проницаемых и непроницаемых пород называть природным резервуаром.

Природный резервуар — это естественное вместилище для нефти, газа и воды, внутри которого они могут циркулировать, и форма которого обусловлена соотношением самого коллектора с вмещающими его (коллектор) плохо проницаемыми породами (И.О. Брод 1951 г.).

В целом в работах популяризаторов геологии нефти и газа (Б.Б. Бакиров, Г.А. Габрилиэлянц и др.) за основу определения понятия «природный резервуар» принято определение И.О. Брода.

Природные резервуары бывают самого различного типа и формы.

И.О. Брод и большинство других исследователей выделяют три основных типа природных резервуаров: пластовые, массивные и литологически ограниченные со всех сторон.

Пластовые резервуары. Наиболее распространенные в природе. Представлены коллектором, ограниченным в кровле и подошве плохопроницаемыми породами.

Обычно пластовые резервуары хорошо выдержанны на значительной площади. Встречаются пластовые резервуары, коллекторы которых не выдержанны по площади, но сообщаются между собой.

Для пластового резервуара характерна значительно меньшая (по сравнению с длиной и шириной) толщина пласта-коллектора, которая превышает несколько десятков метров.

Массивные резервуары. Представлены толщей проницаемых пород (своего рода единой гидродинамической системой) и некоторой мощной толщей непроницаемых пород покрышек.

Мощность этой толщи может достигать нескольких сотен метров (например, месторождение Гумбулак в республике Узбекистан, верхнеюрские карбонатные отложения).

Толща коллекторов различного или одинакового литологического состава может содержать породы разного возраста. В этой толще могут быть непроницаемые прослои.

Массивные резервуары могут быть сложены терригенными, карбонатными, метаморфическими и даже изверженными (месторождение Белая площадь, Вьетнам, месторождение газа в гранитах) породами.

Литологически экранированные природные резервуары (резервуары неправильной формы, литологически ограниченные со всех сторон). В эту группу резервуаров объединены природные резервуары всех видов, в которых насыщающие их газообразные и жидкие углеводороды окружены со всех сторон практически непроницаемыми породами. К резервуарам неправильной формы относятся лишь зоны повышенной пористости и проницаемости пород, связанные с местным изменением петрографического состава породы и не распространяющиеся на сколько-нибуть значительную площадь.

§ 2. ЛОВУШКИ

Как правило, большая часть природного резервуара заполнена водой. Это связано с тем, что либо породы природного резервуара первично насыщены седиминтационными, или, как их еще называют, элизионными («элизио» — выжимание), водами, либо в их поровое пространство внедрялись атмосферные, т.е. инфильтрационные воды. Нефть и природный газ по отношению к седиминтационной воде являются более подвижными образованиями.

Нефть и газ, оказавшись в свободном состоянии в природном резервуаре, заполненном водой, стремятся занять в нем самое высокое положение. Они перемещаются вверх, оттесняя воду (вследствие гравитационного эффекта), до тех пор, пока не достигнут кровли пласта-коллектора (подошвы пласта-флюидоупора). Дальнейшее их продвижение по пласту-коллектору происходит только в том случае, если кровля пласта наклонена к горизонту. Тогда нефть и газ перемещаются преимущественно вверх по наклонному пласту-коллектору вблизи его кровли. Если на их пути встречается препятствие (литологический экран, изменение наклона пласта на обратное), то в этой части природного резервуара, перед пре-

пятствием, образуется скопление нефти и газа. Часть природного резервуара, в котором могут экранироваться нефть и газ и может образоваться их скопление, называются *ловушкой*.

В пластовых и массивных резервуарах ловушками для нефти и газа являются сводовые изгибы пласта (пластов) или верхние части рифовых массивов, имеющие, как правило, сводообразную форму; литологически замкнутый (линзовидный) природный резервуар сам является ловушкой для нефти и газа.

По происхождению различают следующие ловушки:

Структурные — образованные в результате изгиба слоев и (или) разрыва их сплошности;

Стратиграфические — сформированные в результате эрозии пластов-коллекторов во время перерыва в накоплении осадков (в эпоху восходящих движений) и перекрытия их затем непроницаемыми породами (в эпоху нисходящих движений). Как правило, толщи пород, образовавшиеся после перерыва в осадконакоплении, характеризуются более простыми структурными формами залегания. Поверхность, отделяющая эти толщи от толщ, возникших ранее, называется поверхностью стратиграфического несогласия;

Литологические — образованные в результате литологического замещения пористых проницаемых пород непроницаемыми;

Рифогенные — сформированные в результате отмирания организмов-рифостроителей (кораллов, мшанок), накопления их скелетных остатков в форме рифового тела и последующего его перекрытия непроницаемыми породами.

Около 80% залежей в мире связано с ловушками структурного класса, на долю ловушек иного происхождения (рифогенных, стратиграфических и литологических) приходится немного более 20%.

Связь нефти и газа с антиклинальными структурами была установлена еще в XIX в. Г.В. Абихом, Г.А. Романовским, А. Уайтом и др. Тогда же была сформулирована антиклинальная теория залегания нефти.

§ 3. СТЕПЕНЬ ЗАПОЛНЕНИЯ РЕЗЕРВУАРА И ЛОВУШКИ

Емкость резервуаров всех типов определяется их размерами и качеством коллектора. С емкостью резервуара тесно связан его энергетический запас. Энергетические запасы заполненного жидкостью и газом природного резервуара используются главным образом для извлечения на поверхность нефти, газа и в некоторых случаях воды.

При прочих равных условиях энергетические соотношения пропорциональны количествам содержащихся в резервуаре флюидов. Поэтому важно выяснить хотя бы ориентировочно возможные

соотношения между нефтью, газом и водой в резервуарах различного типа. Условия образования скоплений нефти и газа и наблюдаемые в природе особенности их залегания позволяют отметить следующее. В природных резервуарах неправильной формы возможно полное или почти полное заполнение всей емкости резервуара нефтью и газом.

Уровень энергетической поверхности (пьезометрический) может резко отличаться от уровня энергетических поверхностей резервуаров, залегающих выше и ниже за счет избыточных и аномальных давлений. При вскрытии такого резервуара скважинами поступление нефти и газа на поверхность возможно за счет энергии, аккумулированной в них самих (рассматриваются только естественные источники энергии).

В массивном резервуаре, имеющем ограниченное площадное распространение, роль энергии, аккумулированной в нефти и газе, может быть значительной в общем балансе энергии.

Уровень энергетической поверхности в типичных массивных резервуарах может изменяться так же, как и в резервуарах, литологически ограниченных со всех сторон. При наличии связи массивного резервуара с пластовыми она наиболее убедительно устанавливается по характеру энергетической поверхности. В этом случае изменения уровня должны происходить плавно, с появлением положительной аномалии в пределах залежи исключительно за счет избыточных давлений.

В пластовых резервуарах доля энергии, аккумулированной в нефти и газе, весьма мала по сравнению с общей энергией резервуара. В пластовых резервуарах изменения энергетической поверхности происходят плавно в соответствии с направлением и скоростью движения воды в резервуаре. В случае неподвижных вод поверхность имеет горизонтальное положение. В случае движения вод она наклонена в направлении движения воды. На фоне общих изменений уровня энергетической поверхности наблюдаются локальные положительные аномалии в пределах скоплений нефти и газа, обусловленные только избыточным давлением. Появление здесь аномальных давлений возможно лишь в том случае, если резервуар разбит на отдельные тектонические блоки, изолированные друг от друга. Но тогда резервуар теряет свою основную особенность — непрерывность, и практически не может рассматриваться как пластовый. Отдельные изолированные блоки такого резервуара должны рассматриваться как резервуары, ограниченные со всех сторон.

ЧАСТЬ III

СТРОЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УВ И ИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ

Глава 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. ОБЩЕЕ ПОНЯТИЕ О ЗАЛЕЖАХ НЕФТИ И ГАЗА

Под залежью нефти и газа понимаются скопления нефти и газа в проницаемых коллекторах ловушек различного типа.

При этом подразумевается, что скопление сосредоточено либо в одной ловушке, либо в нескольких, объединенных структурным, литолого-фациальным или стратиграфическим фактором и имеющих общий контур нефтегазоносности.

Залежи нефти и газа различаются по типу вмещающих их ловушек и степени их заполнения, а также по фазовому состоянию углеводородов, содержащихся в залежи, и размерам.

Сухие (безводные) залежи нефти и газа возникают в плотных породах (аргиллитах, сланцах, известняках) при зональном развитии в них трещиноватости, вторичной доломитизации.

В природе широко известны залежи нефти, практически всегда содержащие растворенный газ (до 600—700 м³/тн нефти).

Размеры залежей нефти и газа принято измерять объемами нефти и газа, которые могут быть извлечены из них на поверхность.

В мире выявлено около 50 залежей нефти и газа с запасами, более 1—2 млрд т нефти или более 1 трлн м³ газа. Такие залежи известны в странах Ближнего Востока (Бурган-Ахмади-Магва, 5 млрд т запасов нефти), США (Ист-Тексас, открытое в 1930 г., первоначальные запасы — 1 млрд т нефти, Панхендл-Ньютон — 2 трлн м³ газа), Африки (Хаси-Мессауд, 2 млд т нефти), Западной Европы (Слохтепен — 1,5 трлн. м³ газа), а также России (Самотлор — 2 млрд т нефти, Уренгойское — 3,8 трлн м³ газа).

На территории Республики Узбекистан такие залежи до настоящего времени не выявлены. Самыми крупными являются: газоконденсатная залежь в карбонатных отложениях юрского возраста месторождения Шуртан (636 млрд м³ газа) и газовые залежи в песчаниках сеноманских отложений месторождения Газли (426 млрд.м³). Из крупных для Республики нефтяных залежей следует назвать нефтяную подгазовую залежь месторождения Кокдумалак, приуроченную к верхнеюрским карбонатным отложениям, с извлекаемыми запасами нефти около 90 млн т.

§ 2. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Газ, нефть и вода располагаются в ловушке как бы слоями. Будучи наиболее легким, газ располагается в кровельной части пласта под покрышкой. Обычно такие скопления называются *газовой шапкой*. Ниже поровое пространство заполняется нефтью, а еще ниже — водой.

По соотношению в ловушке газа, нефти и воды осуществляется классификация залежей.

Если нефтяная часть занимает больший объем, чем газовая залежь, то залежь называется нефтяной с газовой шапкой.

Если нефтяная часть залежи значительно меньше газовой, залежь называется газовой с нефтяной оторочкой.

Если в залежи отсутствует нефть, залежь называется газовой. Иногда в нефтяной залежи отсутствуют свободные скопления газа, и в этом случае залежь называется нефтяной.

Поверхности контактов газа и нефти, газа и воды, нефти и воды называются соответственно газо-нефтяными, газо-водяными, водонефтяными контактами.

По количеству пластов, охваченных залежью нефти или газа, залежи делятся на однопластовые и многопластовые (если между пластами существует гидродинамическая связь).

Залежь нефти или газа иногда может охватывать несколько пластов, если между ними существует гидродинамическая связь (многопластовая залежь).

Основной характеристикой залежи также являются размеры запасов нефти и газа. Различают геологические и извлекаемые запасы.

Под геологическими запасами нефти и газа понимают полные их количества, находящиеся в залежи. В то же время на поверхность может быть извлечена лишь часть этих запасов, размеры которой зависят от физико-химических свойств нефти, газа и коллекторов, которые их вмещают, а также от способов разработки залежи.

Запасы, которые могут быть извлечены из недр на современном уровне развития техники добычи нефти и газа, учитываются в балансе и называются **извлекаемыми**.

Одной из основных характеристик залежей является температура ($T_{пл}$), которая изменяется в широких пределах, но при этом она на каждой площади меняется с глубиной.

В газонефтеносных районах Узбекистана температура продуктивных отложений меняется от 15—20 °С (Ферганская впадина) до 150—180 °С (плато Устюрт). Знание температурного режима необходимо, так как:

— повышение температуры способствует растворимости в нефти углеводородного газа;

— повышение температуры снижает вязкость нефти, повышает растворимость в ней газа и увеличивает её объём в пластовых условиях;

— повышение температуры способствует уменьшению объема газа, способного сосредоточиться в коллекторах.

Знание $T_{пл}$ и $P_{пл}$ необходимо для расчета поправок при приведении запасов УВ к атмосферным условиям.

Еще одной, очень важной характеристикой и в то же время элементом строения залежи, является ее пластовая энергия, которая обеспечивает продвижение нефти и газа к забоям скважин. Источниками этой энергии являются:

— напор краевой (законтурной) или подошвенной воды для газовых и нефтяных залежей;

— давление газа в газовой шапке и растворенного в нефти газа для нефтяной залежи; и др.

Энергия залежей проявляется в пластовых давлениях ($P_{пл}$), знание которых также неоходимо, так как:

— повышение давления способствует растворимости в нефти углеводородного газа;

— повышение давления способствует увеличению объема газа, сосредоточенного в поровом пространстве коллекторов;

— повышение давления способствует увеличению ее объема в поровом пространстве коллектора.

Кроме того, знание $P_{пл}$ необходимо для расчета поправок при приведении запасов УВ к атмосферным условиям и определения размеров добычи нефти, газа и конденсата.

§ 3. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Основными определяющими факторами классификации залежей нефти и газа являются генетические, т.е. формирующиеся по принципу происхождения залежей, морфологические, т.е. формирующиеся по принципу образования структурных форм (ловушек) и их условиям сохранения, а также по принципу фазового состава углеводородов, образующих залежи, и степени заполнения ловушки.

Классификация по фазовому составу УВ предложена в 1966 г. В.Г. Васильевым, Н.С. Ерофеевым и другими. В последующем она уточнена другими исследователями. Согласно этой классификации все залежи УВ по фазовому состоянию делятся на восемь крупных классов.

I класс. Нефтяные залежи мало насыщенные газом («мертвая» нефть). В таких залежах давление насыщения нефти газом во много раз ниже пластового и иногда близко к атмосферному. Такая залежь содержит только нефтяную и водонефтяную часть.

II класс. Нефтяные залежи недонасыщенные газом. В таких залежах давление насыщения несколько ниже пластового. Залежь может иметь только нефтяную и водонефтяную части.

III класс. Нефтяные залежи, насыщенные газом. В таких залежах давление насыщения близко к пластовому. Залежь может иметь только нефтяную и водонефтяную части. Снижение давления в залежи в процессе разработки приводит к образованию газовой шапки.

IV класс. Газонефтяная залежь с небольшой газовой шапкой и конденсатом. Имеет газовую, газонефтяную, нефтяную и водонефтяную части.

V класс. Нефтегазовая залежь. В этой залежи газовая часть по объему превышает нефтяную. К нефтегазовым залежам относятся также газовые залежи с нефтяной оторочкой. Имеет газовую, газонефтяную, нефтяную и водонефтяную части.

VI класс. Нефтегазоконденсатная залежь. В этой залежи объемы газовой и нефтяной части примерно равны. Имеет газоконденсатную, газонефтяную, нефтяную, водонефтяную части.

VII класс. Газоконденсатная залежь. Иногда возможно появление конденсата в залежи в жидкой фазе. Залежь имеет только газовую и газо-водяную части

VIII Газовая залежь. Содержание конденсата в газе таково, что при добыче газа конденсат полностью выпадает в пласте и на поверхность извлекается практически сухой газ. Залежь имеет газовую и газо-водяную части.

Из многочисленных классификаций залежей по условиям возникновения и сохранения ловушек, наибольшими преимуществами обладает классификация И.О. Брода (1948 г.). Все последующие классификации так или иначе повторяют положения этой классификации.

В ней выделяются три основные группы залежей нефти и газа в соответствии с типами природного резервуара.

Первая группа. Пластовые залежи с двумя подтипами: *а*) пластовые сводовые; *б*) пластовые экранированные.

Вторая группа. Массивные залежи с тремя подтипами: *а*) массивные залежи в структурных выступах; *б*) массивные залежи в эрозионных выступах; *в*) массивные залежи в биогенных выступах.

Третья группа. Литологически экранированные залежи: *а*) литологически ограниченные; *б*) литологически экранированные.

А.А. Бакиров (1960 г.) по генетическому типу выделил пять классов залежей нефти и газа (рис. 3.1—3.4): структурный, рифо-

генный, литологический, стратиграфический и литолого-стратиграфический. Каждый класс в свою очередь делится на группы, подгруппы и виды.

Классификация залежей нефти и газа по типу заполнения ловушки. По этому признаку залежи подразделяются на следующие подтипы:

— полнопластовые;

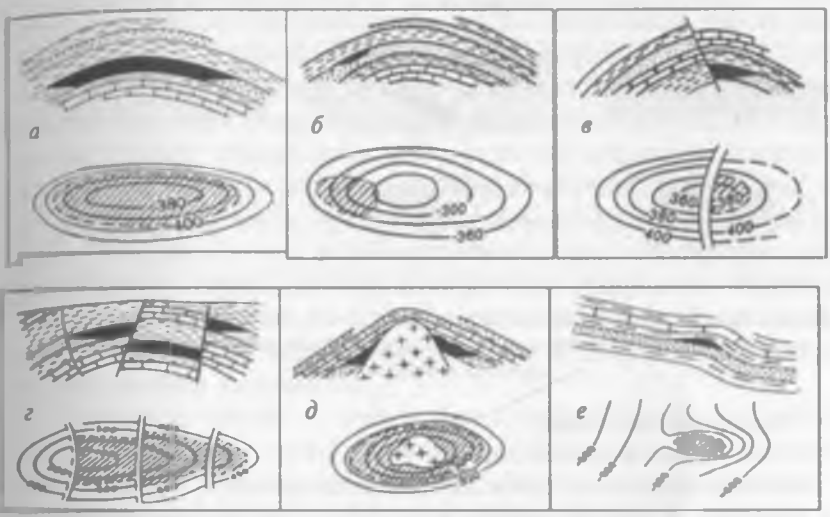


*Рис.*45. Залежи структурного класса:
а — сводовые; *б* — висячие; *в* — тектонически экранированные; *г* — блоковые; *д* — приконтактные; *е* — моноклинальных структур.
Условные обозначения: *1*—нефть в профиле; *2*—нефть в плане; *3*—стратоизогипсы по кровле продуктивного пласта; *4*—нарушения; *5*—известняки; *6*—вулканогенные образования; *7*—соляной шток; *8*—пески; *9*—глины

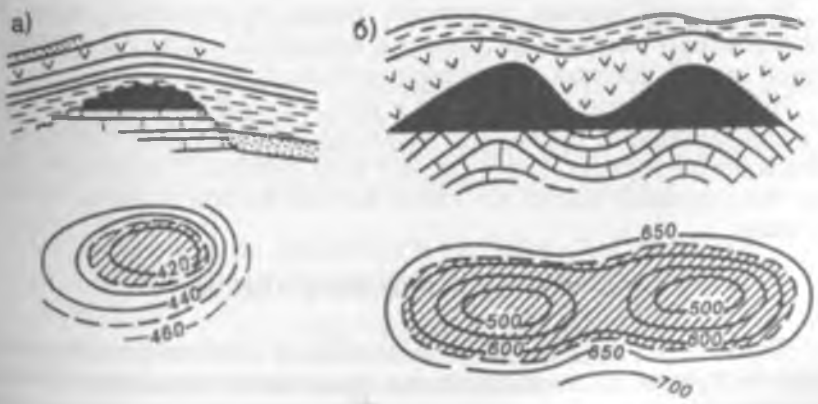


*Рис.*46. Залежи рифогенного класса: *а*—приуроченные к одиночным рифовым массивам; *б* — приуроченные к группе рифовых массивов

*Рис.*47. Залежи литологического класса:
а — литологически экранированные; *б* — литологически ограниченные

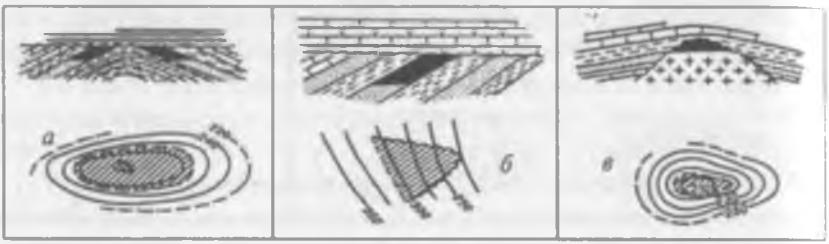


*Рис.*48. Залежи стратиграфического класса: *а* — в пределах локальных структур; *б* — на моноклиналях; *в* — на поверхности погребенных выступов кристаллических пород

— неполнопластовые;
— сводовые и присводовые.

К полнопластовым залежам относятся залежи, у которых высота ловушки и залежи равно $K = 0,9 - 1$, т.е. залежь полностью заполнена флюидом.

Неполнопластовые залежи заполнены флюидом не полностью, т.е. в полнопластовых залежах он наполняет их до их изгиба, то в неполнопластовых залежах он не доходит до их конечника. У них степень заполнения изменяется от 0,5—0,6 до 0,5—0,90.

В сводовой залежи заполнена только ее сводовая часть, и коэффициент заполнения ловушки меньше 0,5—0,6. А в присводовой залежи степень заполнения меньше 0,3.

Неполнопластовые, сводовые и присводовые залежи относятся к водоплавающим, потому что четко выражается вода, особенно в присводовой залежи. У этих залежей вода является подвижной, она как бы нарушила залежь и в конце концов залежь осталась только в своде.

§ 4. ФОРМА И РАЗМЕРЫ ЗАЛЕЖИ

Форма и размеры залежи в значительной степени определяются формой и размером ловушки. Одним из основных параметров залежи являются ее запасы. Прежде чем перейти к определению объема залежи, следует остановиться на ее некоторых элементах и параметрах.

Длина, ширина и площадь залежи определяются по ее проекции на горизонтальную плоскость внутри внешнего контура нефтеносности (газоносности). Поправка на угол падения пласта в случае пластового резервуара не вводится (при вычислении объема залежи косинус угла падения пласта при расчете площади входит в числитель, а при расчете мощности пласта — в знаменатель). Высотой залежи называется расстояние по вертикали от подошвы залежи до ее наивысшей точки. Иногда отмечают суммарную высоту газонефтяной залежи. Для расчета объема залежи необходимо учесть мощность пласта. В пластовых резервуарах средняя мощность пласта берется по вертикали (по стволам скважин) без поправки на угол падения (видимая мощность). При сложной конфигурации ловушки для расчета объема она разбивается на отдельные блоки, по которым могут быть приняты средние величины.

Часто коллектор не представляет собой литологически выдержанного пласта, в нем встречаются линзы или пропластки плохо проницаемых пород. Поэтому при расчетах используют эффективную мощность пласта, т.е. только мощность хорошо проницаемых пропластков. Определение эффективной мощности производится по каротажным диаграммам.

Различают общий и эффективный объем залежи. В общий объем входят все породы (коллекторы и неколлекторы) продуктивного горизонта выше ВНК или ГВК, а в эффективный — только нефтегазонасыщенные породы-коллекторы.

Форма залежи определяется положением в пространстве различных геологических поверхностей, ограничивающих породы, включенные в общий или эффективный объем залежи.

Пересекающие граничные поверхности образуют линии, проекции которых на карте являются линейными границами залежи (контуры нефтегазоносности, границы распространения коллекторов, линии дизъюнктивных нарушений).

Процедуру определения положения поверхностей и геологических границ, обусловливающих общий и эффективный объем залежи (выполнение наблюдений, измерений, вычислений и графических построений), называют геометризацией залежи.

Глава 2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ

Основными источниками энергии в пластах являются: напор краевой воды, подошвенной воды, газа газовой шапки, давление растворенного газа в нефти в момент выделения газа из раствора,

сила тяжести, упругость пласта и насыщающих его нефти, воды и газа. Эти силы могут проявляться раздельно или совместно. Таким образом, энергетические ресурсы нефтеносного пласта характеризуются существующим в нем давлением. Чем выше давление, тем больше при прочих равных условиях запасы энергии и тем полнее может быть использована залежь нефти.

Значительное снижение пластового давления в процессе разработки нефтяной залежи при наличии в ней еще больших остаточных запасов нефти указывает на быстрое истощение пластовой энергии. Это приводит к большому недобору нефти, которая из-за отсутствия энергии не способна двигаться по пласту к забоям скважин.

Для осуществления рациональной системы разработки необходимы систематическое изучение характера и динамики изменения пластового давления и его регулирование в целях наилучшего использования энергии пласта. Систематическое изучение пластового давления имеет большое практическое значение, так как эксплуатационная и гидродинамическая характеристики пласта и содержащихся в нем жидкостей и газов в значительной мере зависят от изменения пластового давления.

Многочисленные замеры начального пластового давления в нефтяных месторождениях стран СНГ и за рубежом показали, что пластовое давление увеличивается с глубиной, подчиняясь определенной закономерности; оно изменяется в пределах 0,8—1,2 ат на каждые 10 м глубины (от H/12 до H/8, где H — глубина скважины в метрах) и в среднем составляет 1 ат на 10 м (H/10), что соответствует гидростатическому давлению воды.

Таким образом, величина пластового давления в большинстве нефтяных месторождений находится в прямой зависимости от глубины залегания пластов и обычно не превышает давления столба воды, соответствующего глубине вскрытия пласта.

Однако имеются нефтяные месторождения в Азербайджане, Туркмении, Западной Украине, на Северном Кавказе и в ряде других районов СНГ и зарубежных стран, где установлено пластовое давление, значительно превышающее величину гидростатического давления. Так, в одной из скважин Карадага (Западный Апшерон), градиент давления составил 1,5 ат/10 м, на площади Баба-Занан (Прикуринская низменность) на месторождении Вентура-Авеню (США) — 2,4 ат/10 м, в месторождении Лак (Франция) — около 1,8 ат/10 м и т. д. В Азербайджане основными причинами аномально высоких пластовых давлений являются, по данным В.С. Мелик-Пашаева, специфическое строение грязевулканических структур и наличие в продольных нарушениях, проходящих в осевых частях складок огромных масс жидкой сопочной грязи, имеющей плотность около 2.

Повышение пластового давления по сравнению с гидростатическим в ряде случаев может быть вызвано тектоническими силами, приведшими к росту складок после формирования залежей и в связи с этим к уменьшению глубины залегания нефтеносных пластов, сохранивших первоначальное пластовое давление.

Аномально повышенное давление может явиться также следствием связи данного пласта по тектоническим трещинам с нижележащим газоносным пластом, обладающим высоким пластовым давлением. Наконец, аномально высокое пластовое давление может быть вызвано большой высотой газовой залежи, так как давление во всей залежи определяется в основном величиной пластового давления в зоне контакта газ — вода. Если, например, газо-водяной контакт залегает на глубине 1500 м и наивысшая точка газо-водяного пласта расположена на глубине 1000 м, то в сводовой части залежи пластовое давление будет превышать гидростатическое в 1,5 раза.

Появление аномально высоких пластовых давлений вызывает осложнения в бурении и затрудняет разведку нефтяных и газовых месторождений. Для предотвращения проявления высоконапорных горизонтов при бурении в пределах подобных структур требуется применение утяжеленных растворов. Между тем применение утяжеленных растворов вызывает нежелательные последствия — затрудняется создание сплошного цементного кольца в затрубном пространстве, что способствует прорыву вод. Кроме того, проникая в поры пласта, утяжеленный глинистый раствор создает исключительно неблагоприятные условия для испытания нефтеносных и газоносных пластов, так как в этом случае приходится создавать значительные депрессии в скважинах, что в ряде случаев может привести к слому эксплуатационной колонны. Поэтому бурение скважин на месторождениях, характеризующихся избыточным пластовым давлением, необходимо производить под давлением, однако этот прогрессивный метод проходки скважин, к сожалению, пока остается неразработанным.

Для более успешного преодоления в процессе разведки затруднений, связанных с аномально высоким пластовым давлением, следует изучать причины, вызывающие повышенное давление.

Пластовое давление определяет состояние жидкости, а также тот запас естественной энергии, в результате использования которого пластовые жидкости извлекаются на поверхность. Значения его в различных точках одной и той ж залежи неодинаковы. Они меняются также во времени и в процесс разработки.

Под пластовым давлением понимается давление в некоторой точке пласта, не подверженной воздействию воронок депрессии соседних скважин. Однако в связи с тем, что непосредственный

замер пластового давления возможен лишь с помощью скважин, можно считать, что под пластовым давлением фактически понимается статическое забойное давление, т. е. давление на забое остановленной скважины, начиная с того момента, когда после ее остановки в пласте (в районе расположения этой скважины) установилось относительное статическое равновесие.

За начальное пластовое давление обычно принимается статическое забойное давление первой скважины, вскрывшей пласт, замеренное до нарушения статического равновесия, т.е. до отбора из пласта сколько-нибудь значительного количества пластовой жидкости. Естественно, что этот один или несколько замеров характеризуют начальное пластовое давление лишь в определенных точках пласта и не могут быть приняты для залежи в целом. Для определения среднего начального пластового давления полученные замеры по первой скважине (или по первым скважинам) должны быть пересчитаны на среднюю точку объема залежи, на середину этажа нефтеносности, или приведены к поверхности начального водонефтяного контакта. В случае значительных размеров залежи желательно иметь данные о начальном пластовом давлении по скважинам, расположенным в центральной ее части, а также замеры пластовых давлений по каждой скважине, пробуренной в период пробной эксплуатации.

По мере извлечения из залежи нефти или газа пластовое давление падает и в любой последующий момент окажется ниже начального (имеется в виду естественный процесс разработки, без применения мер по воздействию на пласт). Для характеристики пластового давления на любую дату обычно определяют текущее пластовое давление, под которым понимается статическое забойное давление, замеренное по состоянию на ту или иную дату в скважине, в которой после ее остановки установилось относительное статическое равновесие. При этом, поскольку все другие скважины работают, и в пласте не установилось абсолютное статическое равновесие, в качестве текущего пластового давления замеряется по существу динамическое пластовое давление. Для определения статического текущего пластового давления требуется одновременная остановка всех скважин для замеров забойных давлений, чего практически никогда не бывает.

По отдельному замеру начального давления без соответствующих расчетов невозможно получить значение среднего начального пластового давления. Точно так же и по отдельным замерам текущего давления без соответствующей обработки данных нельзя судить о среднем текущем пластовом давлении. Среднее текущее пластовое давление представляет собой осредненное давление, определенное

на основании ряда отдельных замеров статических забойных давлений, приведенных к одной дате.

Аналогично среднему начальному пластовому давлению среднее текущее пластовое давление должно быть отнесено к определенной поверхности, объему или площади, ограниченной известным и четким контуром. Часто за границу площади, в пределах которой определяется среднее начальное или среднее текущее пластовое давление, принимается линия, проходящая за пределами внешнего ряда эксплуатационных скважин на расстоянии, равном принятому расстоянию между скважинами. Эта площадь в практике разработки носит название зоны отбора. Таким образом, рассчитанные в пределах этой площади пластовые давления характеризуют средние давления лишь в зоне отбора, что более важно для анализа разработки, чем для подсчета запасов. При подсчете запасов, как объемным методом, так и методом материального баланса необходимо получение значений среднего начального и среднего текущего пластовых давлений в пределах площади, ограниченной начальным внешним контуром нефтеносности.

Замеры пластовых давлений. Для наблюдения за процессом разработки пласта необходимо систематически замерять пластовые давления в эксплуатируемых скважинах. Эти замеры лучше всего производить глубинными манометрами. Существуют глубинные манометры двух типов: 1) максимальные и 2) регистрирующие с непрерывной записью показаний. На промыслах СНГ широко распространен регистрирующий глубинный манометр марки МГТ-1. Измерение пластовых давлений манометром по стволу скважины дает возможность определить истинную плотность жидкости и газа при данных давлении и температуре с учетом растворенного газа в водонефтяной смеси. Это может оказать помощь при построении карт изобар.

В тех случаях, когда при фонтанном или компрессорном способе эксплуатации невозможно применить глубинный манометр, пластовые (забойные) давления определяют расчетным путем по формулам (приводимым в курсе «Эксплуатация нефтяных месторождений»). Эти формулы позволяют получить величины, приближающиеся к действительным пластовым давлениям.

При глубинно-насосной эксплуатации для определения забойных давлений расчетным путем используют данные о статических уровнях в скважинах. Уровни в скважинах (в затрубном пространстве) замеряют либо специальной желонкой, спускаемой при помощи лебедки Яковлева, либо эхолотом. Знания уровней нефти и воды в скважине дают возможность подсчитать забойное давление по формуле

$$p_{заб} = (h_н \gamma_н)/100 + (h_в/\gamma_в)/100, \quad (86)$$

где: $h_н$, $h_в$ — высоты столбов соответственно нефти и воды в скважине, м;

$\gamma_н$ и $\gamma_в$ — плотности соответственно нефти и воды.

Статическое забойное давление в насосной скважине можно приближенно определить, используя данные пробных откачек, по эмпирической формуле:

$$Q = K(p_{пл} - p_{заб}), \quad (87)$$

где: Q — дебит жидкости в скважине, т/сутки; K — коэффициент продуктивности скважины, т/сутки- ат; $p_{пл}$ — пластовое давление в зоне исследуемой скважины, измеренное после ее остановки, ат; $p_{заб}$ — забойное давление при данном режиме работы скважины, ат; $p_{пл} - p_{заб}$ — забойная депрессия (Δр), ат; n — показатель степени, который при линейном законе фильтрации принимается равным единице.

В случае пробных откачек в скважине при двух разных забойных депрессиях соответственно получают

$$Q_1 = K(p_{пл} - p_{1заб}) \quad и \quad Q_2 = K(p_{пл} - p_{2заб}), \quad (88)$$

где Q_1 и Q_2 — дебиты соответственно в первом и втором случаях, т/сутки; $p_{1заб}$ и $p_{2заб}$ — забойные (динамические) давления соответственно в первом и втором случаях, ат.

Разделив эти соотношения одно на другое и произведя упрощения, получают:

$$P_{пл} = (Q_1 p_{2заб} - Q_2 p_{1заб})/(Q_1 - Q_2). \quad (89)$$

Более точно можно определить расчетным путем забойное давление в газовой скважине.

Упрощенная формула для вычисления статического забойного давления в газовой скважине по данным манометрического давления па устье закрытой скважины имеет следующий вид:

$$p_{заб} = p_у + (p_у H \gamma_г)/7734, \quad (90)$$

где $p_{заб}$ — статическое давление на забое закрытой скважины, ат; $p_у$ — давление на устье закрытой скважины, ат; Н — глубина скважины, м; $\gamma_г$ — плотность газа по воздуху; 7734 — высота столба воздуха, эквивалентного давлению 1 ат (1 м³ воздуха весит 1,293 кг, а 1 м³ воды весит 1000 кг, следовательно, воздух легче воды в 1000/1,293 =773,4 раза), м.

Эта формула не учитывает изменения плотности газа с глубиной вследствие сжатия его от собственного веса. Более точно можно вычислить статическое забойное давление с учетом указанного выше уплотнения газа от собственного веса по формуле

$$p_{заб} = p_y e^s, \tag{91}$$

$$S = 0,03415 \frac{г_Г H}{zc.Tcp}, \tag{92}$$

где: p_y, $p_{заб}$ — соответственно устьевое и забойное давление, кгс/см²; zc — коэффициент сверхсжимаемости газа при $p_{ср}$ и $T_{ср}$.

Совершенно очевидно, что при замерах давления устье скважины должно быть соответствующим образом герметизировано во избежание утечек газа и получения ошибочных данных.

§ 2. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ НА СТРУКТУРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Различные вариации в величинах пластовых давлений в основном зависят от соотношений между положением пьезометрической поверхности, глубиной залегания пласта и превышением устья скважины над уровнем моря. Рассмотрим следующие основные схемы.

1. Пьезометрическая поверхность находится ниже устья скважины (рис. 48, *а*). При этом:

$$p = H\gamma/10 = (H - h)\gamma/10, \tag{93}$$

где — плотность жидкости, принимаемая за единицу.

Отсюда

$$p < H/10 . \tag{94}$$

2. Пьезометрическая поверхность совпадает с положением устья скважины (рис. 48, *б*). В данном случае

$$p = H\gamma/10 = H\gamma/10, \tag{95}$$

следовательно,

$$p = H/10 . \tag{96}$$

3. Пьезометрическая поверхность находится выше устья скважины (рис. 48, *в*). В этом случае

$$p = H\gamma/10 = (H + h)\gamma/10 \quad и \quad p > H/10 . \tag{97}$$

Распределение давлений в скважинах на структуре может быть представлено схемой, показанной на рис. 48, где изображено

месторождение антиклинального строения с выходом нефтеносного пласта на дневную поверхность. Требуется определить пластовые давления и статические уровни в пяти скважинах.

Скважина *1* вскрыла краевую воду. Забой находится на глубине 950 м, а статический уровень — на глубине 50 м от устья. Пластовое давление на забой (точка *B*) будет

$$p = (950 - 50)/10 - 90 \qquad (98)$$

при плотности воды, равной единице. Статический столб в скважине составит 900 м.

Скважина *2* пробурена на крыле антиклинали, вскрыта нефтяная часть пласта на глубине 450 м от уровня моря, глубина скважины 750 м. Для определения пластового давления в точке *C* надо от пластового давления в точке *B* отнять противодавление столба воды от точки *B* до водонефтяного контакта, равное по высоте 100 м, а также противодавление столба нефти от водонефтяного контакта до забоя скв. 2, равное 150 м.

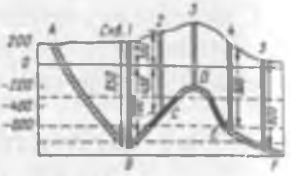


*Рис.*48. Схема распределения давлений в скважинах на структуре

Тогда пластовое давление в точке *C* будет:

$$pc = 90 - 100/10 - (150/10)0{,}9 = 66{,}5 \text{ ат}, \qquad (99)$$

где 0,9 — плотность нефти.

Статический столб нефти должен уравновешивать в скважине вычисленное давление на забое в размере 66,5 ат, т. е. он должен быть равен

$$H_{ст} = (66{,}5 \cdot 10)/0{,}9 \approx 739 \text{ м}. \qquad (100)$$

При этом статический уровень нефти в скважине будет (от устья)

$$h_{ст} = 750 - 739 = 11 \text{ м}. \qquad (101)$$

Скважина 3 вскрыла газовую шапку. Пластовое давление в точке D следует определять путем вычитания из пластового давления в точке C противодавления столба нефти от забоя скв. 2 до газонефтяного контакта, равное в данном примере 150 м. Давление на забое скважины при этом будет

$$P = 66{,}5 - (150 \cdot 0{,}9)/10 = 53 \text{ ат}. \qquad (102)$$

Противодавление столба газа здесь не учтено ввиду его весьма незначительной величины. Найденное пластовое давление (53 ат) является также давлением растворения газа в нефти в верхней части залежи.

Скважина *4*. Забой находится на границе вода — нефть. В связи с тем, что он расположен на 100 м выше забоя скв. *1*, а давление на забое скв. *1* равно 90 ат, давление в скв. *4* (в точке *E*) составит

$$p_e = (89 \cdot 0{,}9)/10 \approx 8 \text{ ат.} \qquad (103)$$

Высота статического столба нефти над забоем

$$H_{ст} = (80 \cdot 10)/0{,}9 = 889 \text{ м.} \qquad (104)$$

Так как глубина скважины равна 800 м, то, следовательно, скважина будет переливать (фонтанировать) нефть; при закрытии скважины давление на ее устье будет

$$p = 90 - 100/10 = 80 \text{ ат.} \qquad (105)$$

Скважина *5*. Забой находится на отметке —700 м (аналогично скв. *1*). Давление на забое также составляет 90 ат. Статический уровень должен установиться на высоте $90 \cdot 10 = 900$ м от забоя. Так как глубина скважины 800 м, то скважина будет фонтанировать водой; при закрытии скважины давление на ее устье составит 10 ат (при плотности воды, равной единице).

Таким образом, при данном гидростатическом напоре в пласте в различных точках структуры устанавливаются различные пластовые давления. Для их сравнения пользуются приведенными давлениями (или приведенными напорами), отнесенными к некоторой условной поверхности. При построении карт изобар (карт равных пластовых давлений) удобно за условную поверхность принимать уровень моря (или поверхность водонефтяного контакта), к которому следует приводить все давления по скважинам (об этом будет подробно сказано ниже). При проектировании разработки и различных гидродинамических расчетах за условную поверхность принимают начальное положение водонефтяного контакта, к которому и приводят все давления по скважинам. Такие же расчеты делают и в дальнейшем по отношению к изменившемуся (текущему) положению водонефтяного контакта.

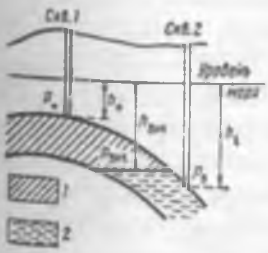


*Рис.*49. Схема приведения давлений по скважинам к давлению на водонефтяном контакте: *1* — нефть; *2* — вода

Схема приведения давления в скважине к давлению на водонефтяном контакте показана на рис. 49. В скв. *1*, вскрывшей нефтяную часть пласта, зарегистрировано давление $p_н$ и в скв. *2*, вскрывшей водяную часть пласта, отме-

чено давление $p_в$; положение водонефтяного контакта известно. Пересчет давлений на водонефтяной контакт производят по формулам

для нефтяной скважины

$$p_{вн} = p_н + (h_{вн} - h_н)\gamma_н/10 , \qquad (106)$$

где $\gamma_н$ — удельный вес нефти;

для водяной скважины

$$p_{вн} = p_в - (h_в - h_{вн})\gamma_в/10 , \qquad (107)$$

где $\gamma_в$ — удельный вес воды.

§ 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНТАКТОВ ПО ЗАМЕРАМ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

В тех случаях, когда данные о непосредственных замерах контактов отсутствуют или их крайне недостаточно, положение поверхности контакта можно определить по данным о пластовых давлениях.

Для газовой залежи можно довольно точно определить положение газо-водяного контакта, имея данные о давлениях в скважинах, вскрывших газовую (скв. *1*) и водяную (скв. *2*) части пласта. Положение контакта газ — вода определяют по следующей формуле (рис. 50):

$$p_в = p_г + (h_в - h_{гв})\gamma_в/10 , \qquad (108)$$

Откуда

$$h_{гв} = h_в - (p_в - p_г)10/\gamma_в . \qquad (109)$$

Аналогично изложенному можно вывести соотношения для определения контактов газ — нефть и нефть — вода по давлениям в скважинах (рис. 51).

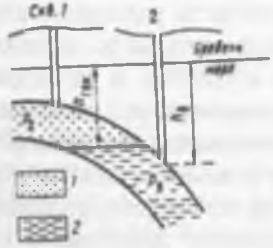


*Рис.*50. Схема определения контакта газ — вод по данным о давлениях в газовой и водяной скважинах:
1 — газ; *2* — вода

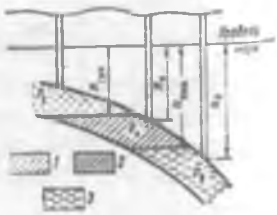


*Рис.*51. Схема определения контакта газ — нефть и нефть — вода по данным о давлениях в скважинах:
1 — газ; *2* — нефть; *3* — вода

1. Для определения контакта газ — нефть используют формулу

$$p_н = p_з + (h_н - h_{нк})\gamma_н/10 \qquad (110)$$

и окончательно

$$h_{нк} = h_н - (p_н - p_з)\ 10/\gamma_н . \qquad (111)$$

2. Для определения контакта нефть — вода используют формулу

$$p_в = p_н + (h_{вк} - h_{нк})\gamma_н/10 + (h_в - h_{вк})\gamma_в/10 \qquad (112)$$

и окончательно

$$h_{вк} = (h_в\gamma_в - h_н\gamma_н - (p_в - p_н)10)/(\gamma_в - \gamma_н). \qquad (113)$$

Указанные формулы выведены без учета давления столба газа от забоя газовой скважины до контакта газ — нефть, так как величина этого давления ничтожно мала: не учтен также капиллярный эффект в зависимости от свойств коллектора и насыщающих его жидкостей. Эти формулы действительны при наличии в залежах нефти и газа малоподвижной пластовой воды или при установившемся в пластах естественном движении пластовой воды от области питания к области разгрузки. Совершенно очевидно, что данные формулы действительны лишь для начальной стадии разработки пласта и не могут быть применены в тех случаях, когда начальное равновесие в пласте нарушено разработкой или длительной пробной эксплуатацией залежи.

Рис. 52. Смещение залежи нефти

Точность установления контактов по расчетным данным зависит от точности определения давлений в скважинах в первую очередь манометрами. Определение контакта нефть — вода расчетным путем не может претендовать на такую точность, которая может быть достигнута при установлении контакта газ — нефть и особенно газ — вода по данным замеров давлений в скважинах газовой и водяной зон пласта.

При изучении распределения давления в нефтяных и газовых месторождениях, не затронутых еще разработкой, обнаружено, что начальное давление в различных частях месторождения неодинаково. Это различие в начальной величине давления вызывается региональным движением вод в пласте, причем наличие даже небольшого градиента давления приводит к нарушению горизонтальной плоскости контактов нефть — вода или газ — вода.

Высоту смещения залежей в зависимости от перепада давления на пути потока можно определить, пользуясь уравнением гидростатического давления.

Пусть на линии I-I напор составляет p, тогда на крыле B на высоте $h_н$ от этой линии напор p_1 будет

$$p_1 = p - (h_н\gamma_н)/10, \tag{114}$$

на крыле A напор p_2 на том же уровне будет

$$p_2 = p - (h_н\gamma_в)/10; \tag{115}$$

перепад давления составит

$$p_1 - p_2 = p - (h_н\gamma_н)/10 - p + (h_н\gamma_в)/10, \tag{116}$$

откуда высоту смещения нефтяной залежи $h_н$ можно определить по уравнению:

$$h_н = 10(p_1 - p_2)/(h_н\gamma_н). \tag{117}$$

Высоту смещения газовой залежи $h_г$ можно определить по уравнению:

$$h_г = 10(p_1 - p_2)/(h_г\gamma_г). \tag{118}$$

Так как в чисто газовых залежах газ состоит в основном из метана, то плотность газа (по воде) в пластовых условиях можно принять равной около 0,02 при давлении 30 ат, 0,07 при давлении 100 ат и 0,11 при давлении 150 ат.

При пластовом давлении 150 ат, плотности пластовой воды 1,1—1,11 и перепаде давления 0,1 ат смещение контакта газ — вода составит:

$$h_г = (10 \cdot 0{,}1)/(1{,}11 - 0{,}11) = 1 \text{ м}. \tag{119}$$

Смещение контакта нефть — вода при той же величине перепада давления и плотности пластовой нефти 0,7 составит

$$h_н = (10 \cdot 0{,}1)/(1{,}1 - 0{,}7) = 2{,}5 \text{ м}, \tag{120}$$

а при плотности нефти 0,9

$$h_н = (10 \cdot 0{,}1)/(1{,}1 - 0{,}9) = 5 \text{ м}. \tag{121}$$

Следовательно, величина смещения контакта при одном и том же перепаде давления в пласте получается наименьшей для газовой залежи, более значительной для залежи легкой нефти и наибольшей для залежи тяжелой нефти.

Для Ромашкинского месторождения обнаруженное смещение контакта нефть — вода на 7 м при плотности пластовой нефти 0,815 и плотности пластовой воды 1,18 должно вызываться перепадом давления

$$p_1 - p_2 = h_н(\gamma_в - \gamma_н)/10 = 7(1{,}18 - 0{,}815)/10 = 0{,}256 \text{ ат.} \quad (122)$$

Таким образом, изучение давления в нефтяных и газовых залежах показывает, что его распределение тесно связано с окружающей залежь водоносной областью пласта, причем даже небольшие нарушения в распределении давления в водоносной области оказывают существенное влияние на положение контактов нефть — вода и газ — вода.

При вводе в разработку нефтяных и газовых залежей и организации добычи нефти оказанное выше распределение давлений в пласте нарушается. Давление в нефтяных и газовых залежах снижается, что приводит к понижению давления в водоносной части пласта на окружающих площадях.

О практическом значении понижения давления на окружающих площадях свидетельствует следующий факт. В районе Калшювско-Новостепановского месторождения, расположенного на границе Куйбышевской и Оренбургской областей, в 1951 г. после 10 лет эксплуатации залежи давление в газовой шапке понизилось на 13 кГ/см². В конце 1951 г. в 2 км южнее этого месторождения разведочным бурением была выявлена новая газовая залежь, приуроченная к тому же продуктивному горизонту. При исследовании залежи установлено, что давление в ней на 3.1 кГ/см² ниже, чем начальное давление в Калиновско-Новостепановском месторождении, а сама газовая залежь смещена в сторону Калиновско-Новостепановского месторождения, причем на небольшом протяжении смещение по вертикали составило около 10 м.

Все это требует тщательного изучения на широких площадях распределения давления в водоносной части пласта, к которой приурочены нефтяные и газовые залежи, и осуществления замеров пластового давления с большой точностью. С этой целью следует максимально использовать разведочные скважины, попавшие в водоносную часть пласта при испытании их на приток жидкости, а часть этих скважин превратить в наблюдательные, т.е. пьезометрические, для длительного наблюдения за изменением пластового давления в результате разработки нефтяных и газовых залежей.

§ 4. ТЕМПЕРАТУРА ПЛАСТА

Знание пластовой температуры необходимо для изучения свойств пластовой нефти, газа и воды (при проектировании, осуществле-

нии и анализе разработки пласта), определения режима пласта и динамики движения подземных вод, установления условий формирования залежей нефти и газа, а также для изучения теплового поля земной коры (при геофизических исследованиях). Оно оказывает большую помощь и при решении различных технических вопросов, связанных с тампонажем скважин, перфорацией и т.д.

Замеры температур в скважинах производят либо максимальным термометром, либо электротермометром.

Максимальный термометр позволяет определить температуру лишь в данной точке пласта. Основным его свойством является то, что он сохраняет температуру длительное время, если он не попал в среду с более высокой температурой. В скважину термометр спускают при помощи лебедки Яковлева на тонком стальном тросе; предварительно его помещают в особый металлический футляр — гильзу, способный выдержать высокое давление. Для восприятия температуры в интервале измерения термометр следует держать в этом интервале около 1—2 ч.

При пользовании термометром следует избегать толчков и охлаждать его перед спуском, если температура воздуха выше температуры в скважине. Начинать измерение температуры нужно с верхних точек пласта во избежание перемешивания раствора при спуске и подъеме термометра. Для контроля полезно одновременно спускать не один, а два-три термометра.

Более удобно пользоваться электрическим термометром, спускаемым в скважину на каротажном кабеле. Время, в течение которого он воспринимает температуру окружающей среды, невелико, что и позволяет сразу получить температурную кривую по скважине; скорость перемещения термометра по стволу скважины должна быть такой, при которой он успеет воспринять температуру окружающей среды.

Замеры температуры можно производить в скважинах, закрепленных и не закрепленных обсадными трубами. Перед замером скважина должна быть оставлена в покое на 20—25 суток для того, чтобы в ней восстановился нарушенный бурением или эксплуатацией естественный температурный режим. Однако в промысловых условиях нередко приступают к замерам по истечении всего лишь 4—6 ч после остановки скважины. В процессе бурения температуру замеряют обычно в скважинах, временно остановленных по техническим причинам.

В эксплуатационных скважинах замеры температуры производят после подъема насоса; эти замеры являются надежными лишь для интервала глубин залегания продуктивного (эксплуатационного) пласта. Для получения надежных температурных данных в других интервалах пласта скважину необходимо заполнить глинистым раствором и

остановить на более или менее длительный срок (иногда на 20 суток). Для этой цели удобнее использовать бездействующие или временно законсервированные эксплуатационные скважины. При замерах температуры следует учитывать проявления газа и связанное с этим возможное понижение естественной температуры.

Данные замеров температур могут быть использованы для определения геотермической ступени и геотермического градиента. Геотермическую ступень, т. е. расстояние в метрах, при углублении на которое температура пород закономерно повышается на 1°С, определяют по формуле

$$G = (H - h)/(T - t), \qquad (123)$$

где G — геотермическая ступень, м/°С;

H- глубина места замера температуры, м;

h — глубина слоя с постоянной температурой, м;

T — температура на глубине H, °С;

t — средняя годовая температура воздуха на поверхности, °С.

Для более точной характеристики геотермической ступени необходимо иметь замеры температуры по всему стволу скважины. Такие данные позволяют вычислить величину геотермической ступени в различных интервалах разреза, а также определить геотермический градиент, т.е. прирост температуры в °С при углублении на каждые 100 м.

Величина геотермического градиента (Γ) равна

$$\Gamma = (T - t)100/(H - h), \qquad (124)$$

следовательно, зависимость между геотермической ступенью и геотермическим градиентом выражается соотношением

$$\Gamma = 100/G. \qquad (125)$$

Как уже указывалось, данные термических исследований могут быть широко использованы для изучения разрезов скважин и выявления в них нефтеносных, газоносных и водоносных пластов, а также для изучения геологического строения нефтяного месторождения в целом.

В. М. Николаев указывает на возможность использования геотермических данных для прослеживания за динамикой подземных вод и направлением их стока. Г.М. Сухарев составил карту геоизотерм по III группе песчаников Чокракского горизонта для Терско-Дагестанской нефтегазоносной области с целью использования ее для прогнозов нефтегазоносности недр. Он установил, что в зонах затрудненного водообмена величина геотермической

ступени в водоносном комплексе зависит от его гипсометрического положения. Если водоносный комплекс имеет низкую отметку, то величина геотермической ступени будет наименьшей, и наоборот. В зонах слабого движения вод, т.е. практически при отсутствии водообмена, геотермическая ступень является нормальной. В зонах ослабленного движения вод, связанного с литологическими или структурными условиями, величина геотермической ступени является промежуточной между зоной затрудненного водообмена и зоной отсутствия водообмена. По карте геоизотерм можно судить о затухании подземного стока вследствие ухудшения проницаемости песчаников, а также наблюдать за динамикой и направлением движения подземных вод и т. д.

Ван Орстранд провел интересные региональные исследования геотермии нефтяных месторождений США. Он указал, что величина геотермического градиента (в °С/100 м) возрастает в антиклинальных зонах и уменьшается в синклиналях. Таким образом, антиклинали являются зонами повышенной температуры, а синклинали — зонами пониженной температуры.

Как известно, для верхних слоев земной коры (10—20 км) величина геотермической ступени в среднем равна 33 А1 и значительно колеблется для различных участков земного шара. Так, например, для Грозненской нефтеносной области она составляет 8—12 м, Апшеронского полуострова (по данным Ш.Ф. Мехтиева) 21—37 м, ряда месторождений Урало-Волжской нефтеносной провинции около 80—100 м, для золотоносных месторождений Южной Африки около 110 м, для нефтяного района штата Вайоминг 11 м. Как уже отмечалось, физическое состояние и свойства нефти (вязкость, поверхностное натяжение, способность поглощать газ) резко меняются с изменением температуры, а следовательно, изменяется и способность нефти двигаться по пласту к забоям скважин. Знание температуры в залежи нефти оказывает большую помощь при изучении свойств пластовых жидкостей и газов, при проектировании и анализе разработки, и мероприятий по воздействию на пласт в целях обеспечения максимального использования запасов нефти и газа.

§ 5. РЕЖИМ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Режимом газо-нефтеносного пласта называют характер проявления его движущих сил, зависящих от физико-геологических природных условий и мероприятий, проводимых при его разработке и эксплуатации. О режиме пласта судят по характеру изменения его дебита во времени, пластового давления во времени, характеру изме-

нения давления в зависимости от отбора жидкости и т. д. Режим пласта — сложный комплекс проявления его движущих сил, который еще более усложняется в процессе разработки и эксплуатации.

Для всестороннего познания режима пласта необходимо изучить не только его литолого-физические свойства, но и промысловые данные, характеризующие дебит нефти, газа, воды, динамику продвижения контура нефтеносности и т. д.

Знание режима нефтеносного пласта необходимо для проектирования рациональной системы разработки и эффективного использования пластовой энергии с целью максимального извлечения нефти и газа из недр.

Первые серьезные научные работы по изучению режимов нефтеносных пластов проведены геологами в Грозненском районе в 1922—1927 гг. Особо следует отметить работы В.П. Яковлева и Н.Т. Линдтропа. Большое значение для изучения режимов нефтеносных пластов имели ежегодные совещания геологов, проходившие под председательством акад. И.М. Губкина.

Значительную роль в развитии знаний о режимах нефтяных месторождений сыграл съезд ВНИТО нефтяников, состоявшийся в Баку в 1933 г. Классификация режимов нефтеносных пластов, выдвинутая С. Герольдом, подверглась на съезде серьезной критике. На этом съезде впервые было указано на возможность наличия в пределах нефтеносного пласта не одного режима, как указывал С. Герольд, а нескольких.

В 1936 г. И.Н. Стрижов впервые высказал идею о наличии в нефтеносных пластах упруго-грузового режима. В 1948 г. В.Н. Щелкачев дал аналитические выражения упругого режима пластовых водонапорных систем.

К настоящему времени установлено, что нефтяной или газовый пласт по всей площади представляет собой единую гидравлическую систему. Уровень жидкости в пласте понижается нередко ниже кровли пласта, и движение жидкостей происходит со свободной поверхностью.

В процессе движения нефти и газа в пласте чаще всего действуют различные виды энергии одновременно. Однако в зависимости от геологических условий и условий эксплуатации залежи та или иная энергия может оказаться основной, превалирующей, в обеспечении притока нефти и газа к забоям скважин.

В зависимости от природы преимущественно действующих сил в настоящее время выделяют следующие основные режимы работы нефтяных залежей:

1) водонапорный режим;

2) упруго-водонапорный режим;

3) газонапорный режим (или режим газовой шапки);

4) режим растворенного газа;

5) гравитационный режим.

Первые два режима представляют собой режимы вытеснения и последние три — режимы истощения пластовой энергии.

Более подробная характеристика проявления отдельных видов режима нефтеносных пластов описана ниже.

Водонапорный режим. При водонапорном режиме основной энергией, продвигающей нефть по пласту, является напор краевых (или подошвенных) вод. В процессе эксплуатации залежи дебиты и давления остаются почти постоянными, если не нарушается баланс между отбором жидкости из пласта и поступлением воды в пласт. При нарушении этого баланса давление зависит от текущего отбора жидкости. Газовые факторы остаются низкими и постоянными, если не нарушается указанный баланс и давление не падает ниже давления растворимости газа в нефти. Во время эксплуатации наблюдаются непрерывное перемещение контура нефтеносности и обводнение нефтяных скважин.

Эффективность водонапорного режима зависит от размеров водонапорной системы, коллекторских свойств пласта и гипсометрической разности между глубиной залегания продуктивных пород и высотой выхода их на поверхность. При эффективном водонапорном режиме ширина водонапорной системы (если считать от внешней границы залежи нефти) обычно составляет не менее 15—20 км, а проницаемость пород — не менее 1 д. Классическим примером проявления водонапорного режима в месторождениях СНГ, где он и был детально изучен (Н.Т. Линдтропом), являются пласты XII и XVI Октябрьского (Ново-Грозненского) месторождения.

При эффективном водонапорном режиме коэффициент нефтеотдачи достигает 0,8.

Интенсивность проявления водонапорного режима зависит не только от указанных выше природных факторов, но и от темпа отбора жидкости из пласта в целом, а также из отдельных его участков.

Опыт разработки месторождений с водонапорным режимом показал, что естественные условия режима нередко сохраняются при годовом отборе жидкости из пласта не более 6 % от промышленных запасов нефти в залежи. Эта средняя цифра, конечно, может изменяться в зависимости от свойств коллектора, содержащего залежь, и свойств жидкостей и газов, его насыщающих. Если необходимо осуществлять большой отбор жидкости из пласта, нужно прибегать к искусственному воздействию на пласт, чтобы предотвратить падение давления ниже давления растворимости газа в нефти и переход на менее эффективный режим работы пласта.

Упруго-водонапорный режим. Упругие силы могут проявляться при любом режиме. Поэтому упругий режим правильнее рассматривать не как самостоятельный режим, а как фазу водонапорного режима. В период проявления этой фазы основным источником энергии является упругость жидкости (нефти и воды) и породы.

Упруго-водонапорный режим наиболее ярко проявляется при плохой сообщаемости (или отсутствии сообщения) нефтяной залежи с областью питания или весьма значительной отдаленности (50—100 км) области питания от залежи нефти.

Упруго-водонапорному режиму свойственны те же характерные черты, что и водонапорному, однако при эффективном водонапорном режиме в случае не изменяющегося отбора жидкости установившееся динамическое давление в пласте остается также стабильным (до момента изменения режима отбора жидкости из пласта), а при упруго-водонапорном режиме, даже в случае стабильного темпа отбора жидкости из пласта, оно непрерывно снижается. Таким образом, пластовое давление при этом режиме в каждый данный момент эксплуатации зависит и от текущего и от суммарного отбора жидкости из пласта.

По сравнению с водонапорным упруго-водонапорный режим менее эффективен: коэффициент нефтеотдачи колеблется в пределах 0,5—0,7. Для обеспечения соответствующих отборов нефти при этом режиме необходимо проводить мероприятия по воздействию на пласт. Этот режим наблюдается в ряде месторождений восточных районов (Туймазы, Ромашкино) и др.

Газонапорный режим (или режим газовой шапки). Основной энергией, продвигающей нефть по пласту при газонапорном режиме, является напор газа газовой шапки. При наличии огромной газовой шапки по сравнению с залежью нефти в процессе эксплуатации залежи дебиты и давления остаются почти постоянными, если не нарушается баланс между отбором нефти и скоростью продвижения контакта газ — нефть.

В этих условиях пластовое давление зависит от суммарного отбора жидкости из пласта и непрерывно снижается. Газовые факторы остаются постоянными, если не нарушается баланс между отбором жидкости из пласта и скоростью продвижения контакта газ — нефть (т. е. давление в отдельных участках пласта не снижается ниже давления растворимости газа в нефти). В процессе эксплуатации залежи наблюдается непрерывное перемещение контура газоносности (и контакта газ — нефть).

Эффективность газонапорного режима зависит от соотношения размеров газовой шапки и залежи нефти, а также от коллекторских свойств пласта и характера структуры.

Благоприятными условиями для проявления этого режима являются высокая проницаемость коллекторов (особенно вертикальная, в крест напластования), большие углы наклона пластов (хорошая выраженность структуры) и малая вязкость нефти.

По мере извлечения нефти из пласта и снижения давления в нефтяной зоне газовая шапка расширяется, и газ продвигает нефть в пониженные части пласта к забоям скважин.

Даже при наличии в пониженной части пласта краевых вод газ как источник энергии на первом этапе эксплуатации преобладает. Однако при некотором напоре краевых вод по мере снижения давления в газовой шапке может начаться перемещение нефти из нефтяной зоны пласта в газовую шапку. Такое перемещение нежелательно, так как нефть, смачивающая сухие пески газовой шапки, может быть безвозвратно потеряна. В связи со сказанным, выпуск газа из газовой шапки, а также эксплуатация скважин с высоким газовым фактором при газонапорном режиме недопустимы; газ газовой шапки нужно всемерно беречь, а в случае необходимости надо закачивать газ в газовую шапку для того, чтобы предотвратить продвижение в нее нефти из нефтяной зоны пласта (В некоторых случаях добычу газа из газовой шапки производят при соблюдении соответствующих мероприятий по разработке, предотвращающих продвижение нефти в газовую шапку).

Коэффициент нефтеотдачи при газонапорном режиме колеблется в пределах 0,4—0,7.

Режим растворенного газа. При режиме растворенного газа нефть продвигается по пласту к забоям скважин под действием энергии пузырьков расширяющегося газа при выделении его из нефти. В процессе эксплуатации залежи дебит и давление непрерывно снижаются. Давление зависит от суммарного отбора нефти из пласта. Газовые факторы в начальную стадию разработки быстро возрастают, а в дальнейшем, по мере истощения залежи, снижаются.

Появление в пласте (в результате снижения пластового давления) свободного газа даже в количестве 7 % (от объема пор) сильно снижает фазовую проницаемость для нефти, что приводит к резкому снижению эффективности рассматриваемого режима. Коэффициент нефтеотдачи при этом режиме составляет 0,2—0,4.

При режиме растворенного газа контурные воды не продвигаются или же продвигаются и внедряются в залежь весьма незначительно по сравнению с отбором нефти из нефтяной зоны. Это обусловлено плохими коллекторскими свойствами пласта в приконтурной части залежи нефти и взаимодействием вод и пород в приконтурной зоне пласта. В связи с этим даже в начальном положении контур нефте-

носности не совпадает с изогипсами пласта, а сечет их, что наблюдалось, например, в северо-восточной части залежи нефти (пласт $С_2$) Апшеронского месторождения (Майкопский район).

Обычно режим растворенного газа присущ пластам со значительной фациальной изменчивостью, в которых вертикальная проницаемость хуже горизонтальной и структура характеризуется небольшими углами наклона. Как уже указывалось, этот режим может проявляться в пластах с водонапорным режимом и режимом газовой шапки в том случае, когда высокие дебиты скважин не соответствуют скорости продвижения контурных вод или контакта газ — нефть, что приводит к снижению давления ниже давления растворимости газа в нефти.

Гравитационный режим. При гравитационном режиме движение нефти по пласту к забоям скважин происходит за счет силы тяжести самой нефти. Различают напорно-гравитационный режим и режим со свободным зеркалом нефти.

Напорно-гравитационный режим наблюдается в том случае, когда пласт имеет высокую проницаемость и более или менее круто наклонен, что облегчает продвижение нефти в его пониженные части. При этом режиме дебиты скважин, особенно тех, которые расположены далеко вниз по падению пласта, могут быть более или менее высокими, что приводит к более высокому коэффициенту нефтеотдачи. Например, по пласту Вилькокс (месторождение Оклахома-Сити, США), имевшему режим растворенного газа, к моменту истощения газовой энергии и началу гравитационного режима нефтеотдача составила всего 23%; благодаря высоким коллекторским свойствам пласта и благоприятным условиям проявления гравитационного режима конечная нефтеотдача пласта достигла почти 50%, т. е. за счет гравитационного режима дополнительно получено 27% промышленного запаса нефти.

Гравитационный режим со свободным зеркалом нефти обычно наблюдается в пластах с пологим залеганием и плохими коллекторскими свойствами. В этом случае уровни в скважинах обычно находятся ниже кровли пласта. Нефть притекает лишь из площади, находящейся в зоне расположения данной скважины, в результате чего образуется свободная поверхность нефти, определяющаяся линией естественного «откоса».

Нефтеотдача при гравитационном режиме обычно колеблется в пределах 0,1—0,2.

В нефтеносных пластах с недостаточным напором краевых вод (или при отсутствии его) в последней стадии эксплуатации сила тяжести является обычно единственным фактором, обусловливающим продвижение нефти по пласту к забоям скважин, т. е. наблюдается переход на гравитационный режим работы пласта.

§ 6. ХАРАКТЕРИСТИКА КОМПЛЕКСА ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ РЕЖИМА НЕФТЕНОСНОГО ПЛАСТА

Как уже указывалось, режим нефтеносного пласта в процессе эксплуатации может изменяться под влиянием естественных и искусственных факторов. Более того, на различных участках одного и того же пласта могут наблюдаться различные режимы.

Режим работы пласта можно весьма существенно изменять путем установления того или иного отбора жидкости из пласта или проведения соответствующего мероприятия. Это следует иметь в виду, обстоятельно изучая режим и проектируя такой режим работы пласта, который обеспечил бы получение максимального коэффициента нефтеотдачи.

Основными факторами, обусловливающими режим работы залежи нефти, следует считать структурно-тектонические особенности пород, с которыми связана залежь нефти, физические и литологические свойства коллекторов, физико-химические и литологические свойства коллекторов, физико-химические свойства воды, нефти и газа.

При изучении режима залежи нефти следует учитывать общие геологические условия формирования и распределения залежей нефти в пределах рассматриваемой нефтеносной области. В процессе такого изучения могут быть выяснены условия залегания нефти, распределения нефти, газа и воды, их физические и химические свойства, геотермические условия в пластах, положение пьезометрических уровней, а также области питания.

Структурные условия определяют характер и особенности напора вод. Изучение тектонических нарушений помогает выяснить направления движения подземных вод и специфику распределения пластовых давлений. Исследование литолого-физических и коллекторских свойств пород позволяет выяснить условия, благоприятствующие проявлению того или иного режима, и, в частности, степень возможного проявления водяного напора.

При благоприятных литологических свойствах пород напор пластовых вод будет активным, и залежь будет иметь водонапорный режим. При неблагоприятных литологических свойствах пород в залежи проявится газонапорный режим или режим растворенного газа. Например, в пластах чистых песчаников большой мощности условия для водонапорного режима благоприятны и, наоборот, в пластах малой мощности, особенно в выклинивающихся и линзовидных, водонапорный режим почти полностью исключается. Неблагоприятны для проявления водонапорного режима также пласты с тонким переслаиванием песков и глин; в этом случае следует ожидать возникновения одного из газовых режимов.

Значительную помощь для установления режима пласта оказывает изучение пластовой температуры. Обычно нормальная величина геотермической ступени наблюдается в тонко- и мелкозернистых песчаниках (песках), в которых почти не совершается естественное движение пластовых вод. В пластах, характеризующихся наличием крупнозернистых песчаников (песков) и вод с низкой минерализацией пластовых вод, обычно наблюдают наиболее высокую пластовую температуру и, как правило, газовый режим.

Для изучения режимов пластов важным является определение выхода пластов на поверхность (для установления области питания) и гипсометрии области стока. Знание положения области питания и области стока даёт возможность оценить пьезометрические уровни, направление движения вод и возможные пластовые давления.

В пластах с резко выраженным водонапорным режимом начальные пьезометрические уровни всегда занимают более низкое положение, чем в пластах с газонапорным режимом, принадлежащих к той же системе. Более низкое положение пьезометрических уровней в пластах с водонапорным режимом объясняется сравнительно низким гипсометрическим положением выходов песчаных пластов в области стока.

Помимо указанного выше комплекса исследований в период геологических полевых и разведочных работ, для изучения режима залежи нефти необходимо также использовать материал, полученный уже в начальной стадий разработки. Поэтому следует наблюдать за изменением давления и дебита в процессе эксплуатации залежи и их взаимозависимостью, а также за динамикой изменения газового фактора.

Глава 3. ТИПЫ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ, ЛОВУШЕК И ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РЕГИОНОВ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

В пределах Республики Узбекистан выделяются пять нефтегазоносных регионов, различающихся по геологическому строению, нефтегазоносным комплексам, типам залежей, типам ловушек и природных резервуаров:

— Ферганский нефтегазоносный регион, где нефтяные и газовые залежи содержатся во всех стратиграфических комплексах, начиная от палеозоя и заканчивая четвертичными отложениями;

— Сурхандарьинский нефтегазоносный регион, где залежи углеводородов выявлены в юрских, меловых и палеогеновых отложениях.

— Юго-Западно-Гиссарский нефтегазоносный регион, где залежи УВ выявлены в юрских отложениях.

— Бухаро-Хивинский нефтегазоносный регион, где нефтяные и газовые залежи выявлены в палеозойских, юрских и меловых отложениях;

— Устюртский нефтегазоносный регион, где залежи газа выявлены в палеозойских отложениях.

Старейшими из перечисленных, являются Ферганский и Сурхандарьинский, в которых добыча нефти ведется с начала XX века.

§ 1. ФЕРГАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РЕГИОН (ФНГР)

Этот регион находится на востоке Республики.

В тектоническом отношении Ферганский нефтегазоносный регион относится к межгорным впадинам орогенических областей и с севера, востока и юга окружен горными хребтами Тянь-Шаня.

В пределах Республики Узбекистан в ФНГР выделяются следующие крупные геоструктурные элементы с юга на север:

— южная ступень;

— южный переходной пояс;

— центральная мегасинклиналь;

— северная ступень, включая северный поднадвиговый пояс.

На востоке находится Майлису-Куландинское поднятие, основная территория которого относится к Республике Кыргызстан.

Основной объем выявленных месторождений нефти и газа сосредоточен на южной ступени.

Палеогеновые отложения Ферганской впадины являются основным объектом добычи нефти, и они наиболее изучены и имеют региональное распространение.

В последние годы ведутся поисково-разведочные работы по выявлению залежей УВ в меловых и юрских отложениях.

В настоящее время известно только одно месторождение Сев. Ханкыз, содержащее газовые залежи только в меловых отложениях.

Поэтому более подробно остановимся на строении палеогеновых отложений ФНГР.

Палеогеновые отложения ФНГР представляют собой единый природный резервуар пластового типа, коллекторы которого содержат, в основном, нефтяные залежи.

Покрышкой для этого резервуара служат соленосные глины нижней части массагетского яруса неогена, кирпично-красная свита или ККС.

В подошве палеогеновых отложений залегает толща гипсов с единичными прослоями ангидритов, глин, доломитов, известняков, которая надежно изолирует палеогеновые отложения от нижележащих меловых. Подтверждением этому обстоятельству является тот факт, что меловые отложения, в основном, газоносны, а палеогеновые (как уже было сказано ранее) — нефтеносны.

Коллекторы палеогенового резервуара представлены песчаниками и известняками, разделенными прослоями и пачками глин, которые, в свою очередь, играют роль покрышек для залежей УВ, сосредоточенных в коллекторах.

Поэтому палеогеновый резервуар является многопластовым. В его пределах выделены десять горизонтов (пластов), к которым приурочены залежи.

II горизонт залегает в кровле сумсарских слоев палеогена. Представлен песчаниками мощностью около 20—30 м. Покрышкой для него служат неогеновые глины.

IV горизонт залегает в подошве ханабад-исфара-риштанских слоев. Представлен песчаниками, песчанистыми известняками. Мощность горизонта около 20—30 м.

V горизонт залегает под 20-ти метровой пачкой глин туркестанских слоев. Покрышкой для V горизонта служат туркестанские глины, залегающие в его кровле и образующие истинную покрышку.

Эффективные толщины коллекторов V горизонта составляют 7—10 м, в том числе нефтенасыщенные — от 0 до 9 м. Средняя нефтенасыщенная мощность по *V* горизонту составит 7,52 м.

Открытая пористость коллекторов *V* горизонта составляет от 13,5% до 19,2%, среднее значение — 16,4%.

VI горизонт так же, как и пятый, приурочен к туркестанским слоям. От пятого горизонта отделяется 5—10 метровой пачкой известковистых глин и мергелей. Представлен известняками, доломитизированными известняками с включениями ангидритов.

VII горизонт отделяется от шестого горизонта 20—30 метровой пачкой глин, залегающих в подошве туркестанских слоев и являющихся покрышкой для этого горизонта. Стратиграфически горизонт относится к алайским слоям, сложен пористыми известняками. Общая мощность горизонта достигает 50-ти метров. В его пределах выделено два пласта-коллектора (VIIа и VIIб), разделенных небольшим прослоем глин.

Мощность *VII* горизонта составляет 40—60 м. Эффективная толщина коллекторов изменяется от 35 до 48 м, а эффективная нефтенасыщенная толщина — от 0 до 40 м.

Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 16 м.

Открытая пористость коллекторов составляет 9—19%, при этом средняя пористость — 17,7%.

VIII горизонт залегает в кровле бухарских слоев. Сложен известняками, мощность горизонта около 80 м. Покрышкой для этого горизонта служат глины вышележащих сузакских слоев.

IX горизонт отделяется от восьмого пачкой глин небольшой мощности, представлен водонасыщенными песчаниками.

X горизонт залегает в подошве палеогена. Представлен толщей гипсов с единичными прослоями ангидритов, глин, доломитов, известняков, не содержащих проницаемых прослоев.

Принадлежность коллекторов описанных выше горизонтов к одному резервуару и образование их в близких физико-географических условиях, обеспечило близость их ФЕС.

Кроме того, нефти *II, VII* и *VIII* горизонтов в силу принадлежности к одному резервуару имеют близкие физико-химические характеристики.

Коллекторами в продуктивных горизонтах Ферганы являются карбонатные и терригенные породы. Карбонатные коллектора, представлены главным образом известняками, слагают все продуктивные горизонты палеогена, за исключением горизонта *II* (*III*), сложенного песчаниками.

Коллекторами продуктивных горизонтов мела и юры, как правило, являются песчаники; газоносные пласты *XIII* и *XIV* месторождения Палванташ представлены известняками. Продуктивный пласт *I* неогена сложен конгломератами и брекчиями. Меловые отложения и юрские отложения также образуют пластовые резервуары. Для резервуара меловых отложений покрышкой служит толща глин, залегающая в кровле, а подстилается резервуар толщей глинисто-карбонатных пород, залегающих в подошве.

Для резервуара юрских отложений покрышкой и подошвой служат мощные глинистые толщи, залегающие в кровле и подошве.

Меловой и юрский резервуары являются многопластовыми.

Ловушки во всех резервуарах представлены структурными и неструктурными классами.

Класс структурных ловушек представлен антиклинальными складками и ловушками тектонического типа.

Класс неструктурных ловушек представлен литологическими и эрозионными ловушками.

В разрезе неогена ФНГР залежи нефти обнаружены в *I, Ia, Iб*, горизонтах сох-бактрийских отложений, бледнорозовой и кирпично-красной свитах нижнего неогена, в разрезе палеогена — в II—IX горизонтах. В разрезе меловых отложений выделяются *XVIII*,

XIX, XX, XXI, XXII горизонты, юрских — *XXIII, XXIV, XXVIII*, палеозойских — *XXX, XXXI, XXXII* горизонты, в которых выявлены залежи, в основном, газовые и газоконденсатные.

Характерной особенностью распределения залежей УВ является значительное нарастание газоносности вниз по разрезу. Если отложения неогена и палеогена в основном нефтеносные, а скопления свободного газа представлены в виде газовых шапок, то меловые отложения, юрские, и палеозойские преимущественно газовые и газоконденсатные. Известные залежи нефти и газа относятся, в основном, к пластово-сводовому типу.

К стратиграфически экранированным относятся залежи в палеогеновых отложениях месторождений Южный Аламышик, Бостон, Шарихан-Ходжиабад (за исключением залежи горизонта *VIII*), Чонгара, Ауваль.

Нефтяные залежи продуктивных горизонтов *III, V* и *VII* отдельных блоков месторождения Андижан и залежи горизонтов *VII* и *VIII* Палванташского месторождения относятся к типу пластовых, тектонически экранированных.

Примером пластовой литологически экранированной залежи может служить газонефтяная залежь продуктивного горизонта IV месторождения Гальча, связанная с выклиниванием песчаного пласта по восстанию.

В зоне Центральной мегасинклнали залежи нефти уже обнаружены на нескольких площадях (Мингбулак, Гумхана) в очень широком стратиграфическом диапазоне от палеозойских до неогеновых отложений. Сложность в освоении ловушек здесь состоит в больших глубинах залегания основных поисковых объектов — палеогеновых и продуктивных секций разреза неогеновых отложений.

Есть перспективы выявления нефтяных залежей и в пределах бортовых частей.

§ 2. СУРХАНДАРЬИНСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РЕГИОН (СНГР)

Сурхандарьинский нефтегазоносный регион в административном отношении расположен в пределах Сурхандарьинской области Республики Узбекистан. Общая площадь его достигает 50000 км^2. На востоке он ограничен Дарвазским хребтом, на севере — Гиссарским хребтом, на западе — юго-западными отрогами Гиссара, а на юге-государственной границей с Афганстаном.

Сурхандарьинский НГР считается (как и Ферганский НГР) одним из старейших нефтегазодобывающих регионов Республики Узбекистан.

В этом регионе открыты такие месторождения как Хаудагское, Угкызылское, Кокайтинское, Ляльмикарское, Кызылтумшукское, Кичикбельское, Акбашадырское, Гаджакское, Амударьинское, Коштарское и др.

В пределах Республики Узбекистан Сурхандарьинский НГР приурочен к Сурхандарьинской мегасинклинали, являющейся крупным геоструктурным элементом Афгано-Таджикской межгорной впадины со сложным типом соотношения структур низшего порядка, чрезвычайно большой их амплитудой и двухъярусным строением осадочного чехла. Характернейшей особенностью структур региона следует считать ярко выраженную их линейность и многообразие их морфологических типов.

Сурхандарьинская мегасинклиналь имеет север-северо-восточное простирание. Она на юге постепенно расширяется, а на севере резко сужается, и здесь ее простирание круто отклоняется к востоку. В ее пределах прослеживаются хорошо выраженные узкие и крутые зоны поднятий и более широкие разделяющие их прогибы.

На западной окраине мегасинклинали выделяется Келиф-Сарыкамышская антиклинальная зона, образованная кулисообразно сочленяющимися Келиф-Шерабадской и Сарыкамышской подзонами. Непосредственным продолжением этой зоны поднятий на севере является Сангардское поднятие.

Эти поднятия образуют узкую, линейно-вытянутую зону, границей которой на западе следует считать западные фланги поднятий.

Келиф-Шерабадская подзона характеризуется раскрытостью структур до верхнемеловых отложений. Применительно к задачам поисково-разведочных работ, структурные ловушки этой зоны могут стать объектами поисков скоплений нефти и газа в основном в юрских подсолевых отложениях. В Сарыкамышской и Сангардакской подзонах развиты ловушки, выраженные по неогеновым отложениям, но некоторые из них в своде размыты до палеогеновых слоев.

Гораздо большую часть занимает центральная депрессионная зона мегасинклинали. Здесь IV верхность сложена новейшими образованиями и лишь на юге и юго-востоке имеются участки, в пределах которых обнажаются палеогеновые отложения. Депрессионная зона — поле сплошного развития неогеновых континентальных образований. Их мощность очень велика (до 3—4 тыс. метров и более), общая мощность осадочного чехла здесь не менее 7—8 тыс. метров.

В депрессионной зоне для поисков скоплений нефти и газа перспективен весь разрез осадочного чехла, однако очень большая мощность неогеновых отложений пока что позволяет вскрывать разрезы зало нижнемеловых отложений.

С востока Сурхандарьинская мегасинклиналь ограничена Кафирниганской мегасинклиналью. Последняя состоит из группы линейных антиклинальных и разделяющих их синклинальных зон. Из них к территории РУз относится лишь западная часть Дасманага-Бабатагской антиклинальной зоны и небольшой участок Кафирниганской синклинальной зоны.

Дасманага-Бабатагская антиклинальная зона расчленяется на большое число крупных, средних и мелких антиклиналей. Все они узкие, вытянутые на северо-восток, разделены узкими мульдами и синклиналями. Дасманага-Бабатагская зона складывается из двух кулисообразно сочленяющихся подзон — Дасманагинской и Забатагской.

Дасманагинская подзона образована двумя узкими антиклинальными линиями. Первая включает Пограничную, Дасманагинскую и Гургензорскую структуры, вторая — Амударьинскую, Карасаглинскую и Капчигайскую. В пределах обеих антиклинальных линий по мере смещения с юга на север размеры структуры увеличиваются в полтора — два раза, одновременно погребенные структуры сменяются раскрытыми. Однако, и на севере, и на юге Погранично-Гургензорской и Амударьинско-Капчигайской антиклинальных линий единичные структуры представлены гребневидными антиклиналями.

В Бабатагской подзоне прослеживаются три антиклинальные линии, располагающиеся параллельно друг другу и разобщенные узкими синклиналями. На крайнем юго-западе находится Коштарская линия, объединяющая Коштарскую и Западно-Раджабмархурскую антиклинали. В непосредственном соседстве с ней находится Курганчинская линия, объединяющая Северо-Акгаускую, Восточно-Раджабмархурскую и Южно-Курганчинскую структуры. Она продолжается и далее на северо-восток, на территорию Таджикистана. Третью линию составляет огромная Бабатагская антиклиналь.

Все складки Бабатагской подзоны раскрытые, некоторые до нижнемеловых отложений; они узкие, многие гребневидные, существенно неодинаковые по размерам.

Применительно к задаче нефтегазогеологического районирования, в Сурхандарьинском НГР пока что удобнее всего выделить Западную-Келиф-Сарыкамышскую, Центральную-Сурхандарьинскую и Восточную-Бабатагскую зоны регионального нефтегазонакопления. На западном склоне Келиф-Сарыкамышской зоны выявлено Гаджакское газовое месторождение, на котором продуктивны нижнемеловые и верхнеюрские отложения, в Сурхандарьинской зоне — Хаудагское, Учкызылское, Кокайтинское и Ляльмикарское, на которых регионально нефтеносными являются известняки палеоценового возраста. В Бабатагской зоне выявлены

Коштарское и Амударьинское нефтяные месторождения, на которых также продуктивны известняки палеоценового возраста.

В Сурхандарьинском регионе нами выделяются три группы природных резервуаров: 1) природные резервуары пластового типа; 2) пластовые природные резервуары с элементами массивного характера; 3) массивные резервуары.

К пластовым природным резервуарам изученного района можно отнести следующие промысловые горизонты: I (горизонт «I» — алайские слои), VI, VII, VIII, IX, X (сенон).

К пластовым природным резервуарам с элементами массивного характера относятся промысловые горизонты: II, III, IV, V (палеоцен), XIV (средний альб).

К массивным резервуарам относятся резервуары XV и XV-*а* горизонтов Гаджакского месторождения.

Ниже дается описание сверху вниз природных резервуаров наиболее характерных для изучаемого региона с выделением их типов.

1. Пластовый природный резервуар алайского возраста в литологическом отношении (по А.М. Акрамходжаеву и др., 1971) представлен сложным литологическим составом с сильно изменчивой мощностью и фацией даже на небольшом расстоянии.

В одних разрезах он представлен исключительно песчаниками (Зарчоб, Шаргунь, Пульхаким, Шуртан) с прослоями карбонатных пород, в других — мергелями, известняками, песчаниками и глинами (Келиф-Сарыкамышская гряда), мергелями и песчаниками (западный склон хр.Бабатаг), на промысловых площадях Сурхандарьинской нефтегазоносной области (Хаудаг, Джалаир, Учкызыл, Кокайты, Ляльмикар, Коштар и др.) — известняками-ракушняками с прослоями глин и песчанистых алевролитов, а на таких площадях как Актау, Амударья, Досманага — песчанистые породы уже преобладают над карбонатными.

Общая мощность коллектора варьирует в пределах от 30 до 50 м (Коштар).

Открытая пористость от 1,6 до 23%, проницаемость от 0 до 5,6 мД.

Особенностями данного резервуара являются региональная фосфоритносность, приуроченность к нему залежей нефти и газа (Ляльмикар, Шаамбары) и прямые признаки нефти в естественных выходах (Хочильор, Сангмиля).

Кровля резервуара алайских слоев резко ограничена глинами туркестанских и риштанских слоев, мощностью 80—192 м.

Резервуар алайского возраста в пределах всех месторождений Сурхандарьинской мегасинклинали сохраняет типичный пластовый характер.

1. Пластовый природный резервуар *VI* горизонта представлен в литологическом отношении светло-серыми, серыми песчаника-

ми, алевролитами и глинами. Характерной чертой данного резервуара является очень изменчивая мощность (10—50 м) коллектора, видимо связанная с очень изменчивым литологическим составом.

Покрышкой служит пачка пород, представленная гипсами и ангидритами акджарских слоев (5—10 м) и глинами и алевролитами кафирниганской свиты (5—15 м).

Пластовый резервуар *VII* горизонта состоит из толщи песчано-алевроитистых и жирных глин, алевролитов и песчаников с тонкими прослоями светлых мергелей в средней части. Данный резервуар содержит нефтегазопроявление на Хаудаге и газопроявление на Ляльмикаре. Общая мощность коллектора колеблется в пределах 30—50 м. Покрышкой для данного резервуара служит пачка глин, мощностью 10—15 м.

2. Пластовый природный резервуар палеоценового возраста с элементами массивного характера включает *II, III, IV,* и *V* промысловые горизонты. *II* продуктивный горизонт представлен плотными трещиноватыми слабо доломитизированными известняками (по линии Учкызыл — Кокайты — Ляльмикар), доломитизированными известняками, листоватыми мергелями (Амударья), темно-серым мергелем (Коштар), плотным мергелистым известняком (Хаудаг). Мощность горизонта изменяется от 6—7 м (Учкызыл, Хаудаг, Джейранхана) до 25 м (Амударья).

III продуктивный горизонт состоит из серых, пелитоморфных, очень крепких, микропористых известняков и светло-бурых, известковистых, пелитоморфных и органогенно-пелитоморфных, местами песчанистых, трещиноватых доломитов с включениями светло-серого ангидрита.

Мощность горизонта изменяется от 13 м (Кокайты) до 40 м (Коштар).

IV продуктивный горизонт представлен доломитистыми известняками белого, светло-бурого цвета, средней крепости, трещиноватыми с прослоями ангидрита. Мощность горизонта от 16 м (Кокайты) до 42 (Коштар).

V продуктивный горизонт состоит из чередующихся между собой светло-серых, крепких, кавернозных известняков и известковистых светло-серого крепкого ангидрита.

Мощность горизонта изменяется от 26 м (Ляльмикар) до 60 м (Амударья).

Коллекторские свойства пород характеризуются следующими параметрами.

Из вышесказанного видно, что коллекторские свойства этого горизонта характеризуются неравномерными физическими параметрами, а в целом наблюдается тенденция улучшения коллекторских свойств от подошвы резервуара к его кровле.

Общая мощность коллектора варьирует в пределах от 61 до 149 м.

Флюидоупорными толщами в кровле резервуара являются глины сузакских слоев, мощностью 120—150 м.

Характерной чертой данного резервуара является их региональная нефтегазоносность.

3. Массивный природный резервуар представляет собой мощную толщу проницаемых пород, перекрытую сверху и ограниченную с боков плохо проницаемыми породами. Коллекторы, слагающие массивные резервуары, в данном случае представлены трещиноватыми, неоднородными известняками серыми и темно-серыми, плотными, крепкими с запахом сероводорода, находящимися в переслаивании с ангидритами грязно-серого цвета, крепкими, плотными, с включением известкового материала темно-серого цвета (известняк серый, крепкий, мало трещиноватый, глина известковистая, плотная, темного цвета с включением белого ангидрита).

Галит белый с розовым оттенком, с редкими включениями гипса. Гипс белый, сахаровидный, перемятый, рыхлый.

В описанных природных резервуарах выделяются две группы месторождений нефти и газа, связанных с различными типами ловушек:

А. Группа месторождений, связанных с антиклинальными складками.

Б. Группа месторождений нефти и газа, связанных с моноклинальным залеганием слоев (пока в этом районе такие группы месторождений не встречены).

Группа месторождений, связанных с антиклинальными складками подразделяются на три основные структурные формы и связанные с ними нефтяные и газовые подгруппы месторождений:

1. Месторождения нормальных брахиантиклинальных складок, отличающиеся большим разнообразием структур. Более подробно о строении и морфологии складок дается в работе К.Р. Сидикходжаева и др. (1969 г.). Дизъюнктивные нарушения играют различную роль в строении антиклинальных складок и в формировании залежей нефти и газа. В некоторых складках в пределах контура нефтеносности заметные разрывы вообще отсутствуют. Примером может служить месторождение Учкызыл.

На некоторых месторождениях тектонические нарушения играют существенную роль в перераспределении нефти, газа и воды в залежах по отдельным блокам (Хаудаг, Досманага, Кокайты, частично Коштар и Ляльмикар).

2. Месторождения брахиантиклинальных складок, осложненных в пределах нефтеносной толщи диапиризмом и соляной тектоникой. Месторождения нефти и газа этой группы существен-

но отличаются от предыдущих по условиям возникновения залежей. Эти формы характеризуются тем, что мощности отложений на крыльях значительно увеличиваются по сравнению со сводами складок. В сводах наблюдаются перерывы в отложении осадков и явления выжимания пластичных пород.

В районах Сурхандарьинской нефтегазоносной области такие подгруппы месторождений пока не встречены, но они могут быть встречены в крупных внутренних линейных поднятиях Келиф-Шерабадском, Сарыкамышском, Бабатагском и Актауском.

3. Месторождения складок надвинутых покровов. Зоны нефтегазоскопления в геосинклинальных областях, характеризующиеся интенсивным проявлением тектонических процессов; малоблагоприятны для формирования и сохранения залежей нефти и газа. Несмотря на неблагоприятные в общем условия для сохранения скоплений нефти и газа, нефтяные и газовые месторождения в таких зонах все же встречаются.

4. Месторождения, приуроченные к складкам надвинутых покровов, в СНГ встречаются в Карпатах, а в Сурхандарьинской нефтегазоносной области встречены в Келиф-Шерабадском крупном внутреннем линейном поднятии (складка Баянгара).

Залежи нефти приурочены к *I, II, III, IV, V, VI* горизонтам палеогена. Небольшие залежи газа установлены в *XIII* и *XV* горизонтах мела на двух месторождениях Ляльмикар и Гаджак.

Нефтегазоносность юрских отложений установлена на месторождении Гаджак.

Залежи нефти приурочены к узким, ассиметричным складкам.

Массивные залежи в структурных выступах с одним подходом — это массивные залежи простых неоднородно построенных структурных выступов. Последние подразделяются на: *а*) массивные залежи простых неоднородно построенных структурных выступов, цельные и *б*) массивные залежи простых неоднородно построенных структурных выступов, частично тектонически экранированные.

Пластовые сводовые залежи нефти и газа делят на две подгруппы: *а*) пластовые сводовые цельные и *б*) пластовые экранированные. Пластовые экранированные залежи нефти и газа подразделяются на следующие роды: 1) сводовые, тектонически экранированные; 2) сводовые, частично литологически ограниченные; 3) сводовые литологически и тектонически ограниченные.

Наибольшее распространены пластовые сводовые залежи.

Не менее должны быть распространены массивные залежи тектонически экранированные (*XV* и *XV-а* горизонты) месторождения Гаджак.

Наиболее распространение имеют нефтяные залежи с газовой шапкой, а потом в убывающем порядке чисто газовые и газоконденсатные залежи.

По соотношению с пластовыми водами все нефтяные и газовые залежи Сурхандарьинской мегасинклинали могут быть отнесены к классу водонапорных и упруго водонапорных.

К пластово-сводовым залежам относятся месторождения Учкызыл, Хаудаг, Джалаир, Кокайты, Ляльмикар, Миршады, Амударья, Коштар, Корсаглы, Кагнысай.

К массивным залежам относятся месторождения Гаджак и Ляльмикар.

§ 3. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РЕГИОН ЮГО-ЗАПАДНЫХ ОТРОГОВ ГИССАРСКОГО ХРЕБТА (ЮЗГНГР)

Юго-Западные отроги Гиссарского хребта по своей тектонике относятся к орогеническим областям современных орогенов и представляют собой полосу линейно-вытянутых поднятий и прогибов (рис.).

Наиболее перспективным с точки зрения выявления залежей является Дехканабадский прогиб и Адамташская антиклинальная зона, где расположены все выявленные месторождения УВ.

В ЮЗГНГР основным объектом, в котором выявлены в настоящее время скопления УВ, является юрская карбонатная формация (Кф), имеющая сложное литофациальное строение.

В разрезе Кф выделяется два типа резервуаров: массивно-пластовый и массивный.

Массивно-пластовый резервуар представлен тремя промысловыми горизонтами: *XV, XVa и XVI*, а массивный — пятью: *XV-НР, XV-Р, XV-ПР, XVa и XVI.*

Остановимся на строении массивного резервуара, к которому приурочены самые крупные месторождения региона: Южная Тандырча и Джаркудук.

Массивный резервуар в литофациальном отношении приурочен к полосе барьерного верхнеюрского рифа, который протягивается от соседнего Бухаро-Хивинского региона на восток и занимает восточную часть ЮЗГНГР.

Общими особенностями строения массивного карбонатного резервуара юго-западных отрогов Гиссара являются: слоисто-линзовидный характер размещения коллекторов и разделяющих их уплотненных пород в верхней части резервуара (*XV-НР* горизонт) и преимущественно массивный характер их в нижней части (*XV-Р* горизонт); широкое развитие трещиноватости в объеме всего резервуара, обеспечивающей гидродинамическую связь между всеми коллекторами, а также промышленную продуктивность низкопористых коллекторов, широко распространенных в отложениях *XV-НР* горизонта; массивный и массивно-пластовый тип при-

уроченных к нему углеводородных залежей. При этом следует особо подчеркнуть значение низкопористых коллекторов в общем балансе запасов газа и конденсата в данном районе.

Продуктивная верхняя часть карбонатной толщи характеризуется сложным внутренним строением. В отложениях *XV-HP* горизонта, слагающего большую часть резервуара, коллекторами являются в основном тонкие (от 0,4 до 1,6 м) прослои и линзы известняков и доломитизированных известняков с невысокими значениями пористости (3—10%); примерно половина из них, с пористостью от 6 % и выше, отнесена к поровому типу, остальная часть с пористостью 3—5 % — трещинно-поровому типу коллекторов. Размещение их в объеме резервуара неравномерное.

Промышленная продуктивность коллекторов *XV-HP* горизонта обеспечивается в основном развитой системой открытых трещин, что подтверждается сопоставлением значений проницаемости по лабораторным и промысловым данным. Промышленные коллекторы *XV-HP* горизонта имеют низкие значения пористости.

Отложения барово-рифовых фаций (горизонт *XV-PII*) занимают нижнюю часть резервуара и отличаются от *XV-HP* горизонта преобладанием в разрезе массивных, сравнительно высокоемких коллекторов порового типа с более высокой матричной проницаемостью.

Вся подрифовая часть разреза карбонатной толщи практически лишена коллекторов.

Основной объем пород-коллекторов сосредоточен в рифовой части разреза (*XV-PI,II* горизонт), являющейся почти полностью проницаемой толщей достаточно пористых, органогенных, в основном комковато-водорослевых известняков, с прослоями коралловых.

К рифовым образованиям приурочены коллекторы с лучшими коллекторскими свойствами ($K_п$ =5—29 %, при среднем значении 11—13%, $K_{пр}$=0,1—500 млд, при среднем значении около 100 млд).

Для надрифовых отложений (*XV-HP* горизонт) характерно широкое развитие комковато-водорослевых известняков, трещиноватых, интенсивно доломитизированных, в разной степени ангидритизированных. Проницаемые прослои приурочены, в основном, к нижней части разреза и представлены комковато-водорослевыми и коралловыми известняками. Коллекторские свойства пород *XV-HP* горизонта существенно ниже, чем у пород *XV-P* горизонта ($K_п$=5 — 16% при среднем значении 8,5 %, $K_{пр}$=0,1—100 млд при среднем значении 16 млд).

Для подрифовых отложений (*XV-ПР*, *XVa*, *XVI* горизонты) характерно широкое развитие плотных, афонитовых, глинистых

известняков с единичными прослоями тонкопоровых, слабо проницаемых разностей. Породы всех горизонтов характеризуются повышенной глинистостью.

Массивно-пластовый резервуар в литофациальном плане занимает объем карбонатных пород зарифовой лагуны, расположенной в тыловой части рифа и характеризуется следующими особенностями:

— состоит из двух или трех пластов (*XV*, *XVa*, *XVI* горизонты), гидродинамически связанных между собой, вследствие чего выявленные здесь залежи имеют единый ГВК;

— слоисто-линзовидное размещение карбонатных пород в *XV* горизонте, сложенном, в основном, ангидритами и приуроченность коллекторов к линзам и слоям карбонатов;

— развитие массивных коллекторов в *XVa* горизонте;

— широкое развитие трещиноватости, обеспечивающее существенный вклад трещинной составляющей в структуру порового пространства коллектора.

Пористость коллекторов *XV* горизонта изменяется от 2—3% до 10—12% при средних значениях: для порового-трещинных коллекторов 7—9%, а для трещинно-поровых — 3—3,5%.

Проницаемость по трещинам достигает 500 и более млд. Средняя проницаемость — около 10 млд.

Сложен *XVa* горизонт, в основном, водорослевыми, комковато-водорослевыми известняками, к которым приурочены коллекторы порово-трещинного типа ($K_п$ = 6—15%, $K_{п\ ср}$ = 9—11%, $K_{пр}$ до 100 млд, $K_{пр\ ср}$ около 40 млд).

В *XVI* горизонте, сложенном, в основном, плотными глинистыми известняками, коллекторы, как и в *XV* горизонте, приурочены к линзам и слоям чистых, неглинистых карбонатов и представлены трещинно-поровым типом ($K_п$ = 4—8%, $K_{п\ ср}$ около 6%, $K_{пр}$ по трещинам до 100—150 млд).

Ловушки, приуроченные к массивно-пластовым резервуарам, относятся к структурному классу и представлены антиклинальными складками, крылья и даже сводовые части которых осложнены нарушениями типа надвигов и сдвигов. Покрышкой для этих резервуаров служит толща солей и ангидритов, залегающая в кровле юрских отложений, а подстилающими являются глинистые известняки, залегающие в подошве *XVI* горизонта.

Ловушки, приуроченные к массивным резервуарам, относятся к структурно-литологическому типу, и экранами для этих резервуаров служат те же отложения, что и для массивно-пластовых резервуаров.

К отложениям карбонатной толщи приурочены, в основном, единые однофазные газоконденсатные залежи массивно-пластово-

го типа, иногда осложненные продольными разломами, экранирующими залежи.

Кроме разрывных нарушений форму залежей осложняют литологическая изменчивость продуктивных горизонтов, а также дифференцированная (по элементам) трещиноватость коллекторов.

§ 4. БУХАРО-ХИВИНСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РЕГИОН (БХНГР)

БХНГР в настоящее время является основным регионом, в котором ведется добыча нефти и газа.

Он делится по тектоническому признаку на три части: Бухарскую и Чарджоускую ступени и Бешкентский прогиб (последний составляет центральную и юго-восточную части Чарджоуской ступени (рис.).

В каждом из указанных тектонических элементов различны стратиграфические комплексы, содержащие скопления нефти и газа, распространены различные типы резервуаров и ловушек.

Бухарская тектоническая ступень занимает северную часть БХНГР. Здесь залежи нефти и газа выявлены в палеозойских, юрских и меловых отложениях.

Резервуары в этих отложениях представлены пластовыми и массивно-пластовыми типами.

К пластовым резервуарам относятся *VII, VIII, IX, X, XI, XIII* и XIV горизонты меловых отложений и *XVII, XVIII* горизонты терригенной юры, сложенные песчаниками, алевролитами и гравелитами с прослоями глин и алевролитов.

К пластово-массивным резервуарам относятся *XV, XVa* и *XVI* горизонты карбонатной юры, сложенные известняками (*XVa*), ангидритово-карбонатными породами (*XV*), терригенно-карбонатными породами (*XVI, XVa*).

Коллекторы и пластовых и массивно-пластовых резервуаров представлены гранулярными коллекторами, фильтрационно-емкостные свойства которых составляют:

— для коллекторов верхнего мела (*VII, VIII, IX, X, XI* горизонты) $K_п$=13—30%, $K_{п\,ср.}$ ≈ 18-20%, $K_{пр}$=1—500 млд $K_{пр\,ср.}$ около 100 млд;

— для коллекторов нижнего мела (*XII, XIII, XIV* горизонты) $K_п$= 8—25%, $K_{п\,ср.}$ ≈ 15—18%, $K_{пр}$=1—300млд $K_{пр\,ср.}$ около 50 млд;

— для коллекторов карбонатной юры (*XV, XVa, XVI* горизонты) $K_п$= 8—20%, $K_{п\,ср.}$ ≈ 13—15%, $K_{пр}$=1—100 млд $K_{пр\,ср.}$ около 10—20 млд;

— для коллекторов терригенной юры $K_п$=13—18%, $K_{п\,ср}$=15—16%, $K_{пр}$=1—500 млд $K_{пр\,ср.}$ около 10 млд.

На Чарджоуской ступени терригенных отложений нижнего келловея залегает мощная толща карбонатной формации или кугитанской свиты. В пределах рассматриваемой территории на различных участках отложения карбонатной формации, главным образом в верхней части, отличаются между собой по генетическим признакам, литологическому составу и размещению в разрезе пород-коллекторов. Эти различия предопределила полоса барьерного рифа, возникшего на рубеже среднего и верхнего оксфорда, и существовавшего до нижнего кимериджа.

Разрез юрских отложений заканчивается мощной толщей хемогенных осадков кимеридж-титона, соответствующих гаурдакской свите. Эта толща является надежной покрышкой для сохранения в карбонатных отложениях газовых и нефтяных залежей.

Меловые отложения в центральной части и Бешкентском прогибе не содержат скоплений углеводородов, что подтверждает региональную непродуктивность этих отложений в этой части Чарджоуской ступени.

На месторождениях Карим и Сев.Майманак (Бухарская ступень), также принадлежащих барьерно-рифовой системе, выявлены залежи только в карбонатных отложениях юры.

Отложения *XV-HP* и *XV-P* горизонтов барьерного рифа образуют единый массивный резервуар, содержащий залежи УВ, подстилаемые пластовой водой.

Для нефтегазовых месторождений особенно благоприятным является то обстоятельство, что в нефтяных залежах *XV-HP* горизонте от водоносной толщи нефтеносные пласты отделены пластом плотного известняка, мощностью 2—4 м, а в *XV-P* горизонте нефтяные залежи охватывают ту его часть, которая имеют сложное строение.

Тем самым, наличие плотных пластов под нефтеносными создает экран и препятствует прорыву подстилающих пластовых вод в нефтяную залежь.

XV-HP горизонт имеет слоистое строение.

В нем можно выделить от 3—4 в сводовой до 2—3 в крыльевых частях пачек коллекторов, прослеживаемых по площади и относительно выдержанных по мощности. В основном, с двумя нижними пачками связана нефтяная залежь. Наличие пластов плотных известняков над каждой из этих пачек обеспечивает изоляцию нефтеносных пластов от вышележащих газоносных и препятствует прорыву газа из газовой шапки в нефтеносные пласты.

Коллекторы представлены поровым и кавернопоровым типами. Пористость коллекторов составляет от 6—8% до 15—18% ($K_{п\,ср.}$=13—15%). Проницаемость от 0,1 до 100—150 млд ($K_{п\,ср.}$=50—100 млд).

XV-P горизонт представляет собой толщу практически полностью проницаемых пород, образующих массивный резервуар, практически полностью занятый УВ.

Коллекторы, в основном, порового, порово-кавернового типа и характеризуются самыми высокими ФЕС: $K_п$=4—30% ($K_{пср}$=15—18%), $K_{пр}$= 0,1—500 млд и более ($K_{пр\ ср}$=150—300 млд).

Такую же характеристику имеют и одиночные рифовые постройки, расположенные перед фронтальной частью барьерного рифа, к которым приурочены самые крупные месторождения нефти и газа в Республике Узбекистан.

На северо-западе Чарджоуской ступени, так же, как и на Бухарской ступени, залежи УВ выявлены в нижнемеловых (*XIV* горизонт), юрских карбонатных (*XV*-1, *XV*-2, *XV*-3, *XVI* горизонты) и юрских терригенных отложениях (*XVII, XVIII, XIX, XX* горизонты).

Здесь резервуары во всех продуктивных отложениях относятся к пластовым. Коллекторы относятся к гранулярному типу и характеризуются следующими ФЕС:

— пористость 8—25% ($K_{п\ ср}$ для *XIV* горизонта 14—15%, для *XV*-1, *XV*-2, *XV*-3 горизонтов $K_{п\ ср}$=14—18%, для *XVI* горизонта $K_{пср}$=10—12%, для *XVII, XVIII, XIX, XX* горизонтов $K_{п\ ср}$=13—15%);

— проницаемость 0,1—150 млд ($K_{пр\ ср}$=10 млд для *XIV* горизонта; для *XV*-1, *XV*-2, *XV*-3 горизонтов $K_{пр\ ср}$=10—25млд, для *XVII, XVIII, XIX, XX* горизонтов $K_{пр\ ср}$=10 млд).

В Бешкентском прогибе залежи УВ выявлены только в карбонатных отложениях юры (*XV, XVПР, XVa, XVI* горизонты). Особенностью разреза является наличие в кровельной части Кф пачки глинисто-карбонатных пород с повышенной радиоактивностью (ГАП), которая на большинстве площадей занимает объем *XV* горизонта, а также развитие в *XV-ПР* горизонте органогенных построек (биогермов).

Резервуары этой части разреза относятся к массивно-пластовому типу, т.к. каждый горизонт характеризуется распространением разных типов коллекторов, которые имеют различные ФЕС:

— *XV* горизонт, в кровельный части которого выделяется пласт известняка, представленного коллекторами порового и порово-трещиннного типов, пористостью 6—12%, проницаемостью 1—10 млд;

— *XV-ПР* горизонт, характеризующийся развитием широкого спектра коллекторов: порово-трещинного, трещинно-порового, трещинно-каверного и др. типов, а в зонах развития биогермов — порово-каверного-трещинного типов, средняя пористость которых изменяется от 3—5% трещинно-поровый, трещинно-каверновый типы, до 10-13% (порово-трещинный, порово-каверново-трещинный); проницаемость в основном, обеспечивается трещиноватостью и может достигать 500 млд и более (по трещинам);

— *XVa* горизонт, коллекторы которого представлены поровым и порово-трещинным типами, средняя пористость которых составляет 9—12%, проницаемость 10—50 млд;

— *XVI* горизонт, коллекторы которого представлены в основном трещинно-поровым типом ($K_п$=4—8%, $K_{пр}$ до 100 млд по трещинам).

Покрышками для пластовых резервуаров меловых и терригенных юрских отложений служат одновозрастные пачки глин, залегающие в кровле и подошве промысловых горизонтов.

Покрышкой для массивно-пластовых резервуаров карбонатной юры Бухарской и северо-запада Чарджоуской ступени служит толща ангидритов, залегающих в кровле юрских отложений.

Покрышкой для массивных и массивно-пластовых резервуаров юрского барьерного рифа и карбонатной юры Бешкентского прогиба служит соляно-ангидритовая толща мощностью до 1000 м, перекрывающая эти резервуары.

Как было сказано выше, промышленные залежи нефти и газа здесь встречены в юрских и меловых отложениях. Залежи эти структурного, структурно-литологического, структурно-экранированного типа. По степени заполнения ловушки залежи пластовые, пластово-сводовые, полнопластовые, водоплавающие и т.д.

По фазовому состоянию залежи являются газовыми, газоконденсатными (верхний мел, нижний мел, верхняя юра, средняя и нижняя юры), нефтяными (нижний мел, верхняя юра), нефтегазовыми (нижний мел, верхняя юра).

По запасам УВ месторождения БХНГР делятся на уникальные: Газли (Qг свыше 500 млрд м³, меловые отложения), Шуртан ($Q_г$ свыше 600 млрд м³, верхняя юра, Кокдумалак ($Q_{нефти}$ и $Q_{конденсата}$ свыше 200 млн тонн); крупные — Зеварды, Памук, Денгизкульская группа ($Q_г$ свыше 200 млд м³), Алан ($Q_г$ свыше 150 млрд м³), Култак ($Q_г$ свыше 100 млрд м³); мелкие — Южный Кемачи, Умид ($Q_г$ свыше 20 млрд, $Q_н$ свыше 4 млн тонн), Северный Уртабулак ($Q_н$ свыше 7 млн тонн) и др.

Самые большие по запасам УВ месторождения (кроме Газли) выявлены в отложениях верхнеюрской карбонатной формации.

На Бухарской ступени выявленные залежи в подавляющем большинстве относятся к типу пластовых, сводовых, ненарушенных (А.Г. Бабаев и др.). Кроме того, встречаются пластовые сводовые, слабонарушенные, пластовые, сводовые, тектонически экранированные и массивные залежи.

Например, к пластовым, сводовым, слабонарушенным относятся: газовая залежь горизонта *IX* месторождения Ташкудук. Газовая залежь горизонта *XII* и газонефтяная горизонта *XIII* на Карабаире, газовые залежи горизонтов *XII* и *XII* Южно-Мубарекского месторождения.

К пластовым, сводовым, тектоническим, экранированным относятся залежи: нефтяная *XVa* горизонта месторождения Карабаир, газонефтяная продуктивного горизонта *XV* Кемачи-Зекринского месторождения и газонефтяная *XV*а горизонта месторождения Кызыл-Рабат.

К типу массивных можно отнести нефтяную залежь *XV* горизонта Каракгайского месторождения и газовую залежь того же горизонта. Месторождения, приуроченные к карбонатным коллекторам, связаны как с антиклинальными складками, так и с неструктурными ловушками и биогермными постройками. Кроме того, особенно в районе Бешкентского прогиба наблюдается тектоническая осложненность (сбросово-взбросовая тектоника), которая наиболее ярко проявилась в ЮЗГНГР.

На Чарджоуской ступени выявленные залежи относятся, в большинстве, к массивным, массивно-пластовым, массивно-пластовым тектонически экранированным. Например, к *массивным залежам* относятся: газоконденсатные залежи *XV-HP+XV-P* горизонтов месторождений Уртабулак, Зеварды, Памук, Алан, Шуртан, Култак и др.; — к *массивно- пластовым* залежам относятся нефтегазоконденсатная залежь месторождения Кумчук, Шакарбулак и др.; — к *пластовым залежам* относятся газоконденсатные залежи месторождений Аккум, Шимолий Тегермен, Даяхатын, Кандым, Кумли и др.;

— к *пластово-массивным*, *тектонически экранированным* относятся газоконденсатные залежи месторождений Северной Гузар, Бузахур, Восточный Бузахур и др.

Месторождения БХНГР во многих случаях являются многопластовыми и содержат в разрезе от двух до восьми продуктивных горизонтов. Максимальное количество залежей выявлено на месторождениях Акджар (8 залежей), Газли (6) и Юлдузкак (6).

§ 5. УСТЮРТСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РЕГИОН (УНГР)

Этот регион расположен на северо-западе Республики Узбекистан.

В тектоническом отношении он делится на Ассакеауданский прогиб, южно-Мангишлак-Устюртскую систему дислокаций, Барсакелмесский прогиб, Куаныш-Коскалинский вал, Судочий прогиб, Актумсук-Сутануздагскую систему дислокаций, включающую Тахтакирский вал, Саамский и Косбулакский прогибы, Восточно-Аральскую моноклиналь Южноаральской впадины (рис.).

Скопления УВ выявлены в Асакеауданском прогибе (Шахпахты), на Куаныш-Коскалинском валу (Акчалак, Кокчалак, Карачалак и др.), в Судочьем прогибе (Урга, Сургиль, Вос.Бердах и др.) и на Тахтакаирском валу (Шеге, Шагырллык).

Продуктивными являются отложения верхней, средней и нижней юры и верхнего палеозоя.

Верхнеюрские, среднеюрские и нижнеюрские отложения представляют собой пластовые резервуары, покрышками которых служат пачки глин, залегающих в кровле этих отложений.

Коллекторы представлены песчаниками и гравелитами, имеющими гранулярную структуру порового пространства и характеризующимися следующими ФЕС: $K_п$ от 8—10% до 13—18% (в отдельных пластах до 20—22%), $K_{пр}$ от 0,1 до 100—150 млд (в среднем, не выше 10 млд).

На месторождении Шахпахты верхняя часть верхнеюрских отложений представлена известняками, которые также образуют пластовый резервуар и имеют ФЕС, мало отличающиеся от приведенных выше.

Верхнепалеозойские отложения сложены известняками и доломитами и представлены коллекторами со сложной структурой порового пространства (поры, каверны, трещины), имеющими очень низкие ФЕС ($K_п$=4—8%, $K_{пр}$ до 100 млд по трещинам). Они образуют массивный резервуар, покрышкой для которого служат вышезалегающие глинистые отложения пермо-триаса и верхнего карбона-нижней перми.

В юрских отложениях залежи углеводородов приурочены к песчаным телам в сводовых и крыльевых частях антиклинальных поднятий и относятся к пластово-сводовому и пластово-литологически экранированному типам. Глубины залегания продуктивных горизонтов составляют от 2300 до 3550 м.

На месторождениях Кочалак и Карачалак выявлены небольшие газоконденсатные залежи массивно-пластового типа в верхнепалеозойских отложениях, представленных карбонатными породами с включениями эффузивно-терригенных разностей.

ЧАСТЬ IV

МЕТОДЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Глава 1. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. ЗАПАСЫ (БАЗОВЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ)

Геологические запасы — это количество нефти, горючих газов и содержащихся в них попутных компонентов, которые находятся в недрах, в изученных бурением залежах.

Извлекаемые запасы — часть геологических запасов, извлечение которых из недр на дату подсчета экономически эффективно в условиях конкурентного рынка при рациональном использовании современных технических средств и технологий добычи с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

Объектом подсчета запасов являются открытые залежи (части залежей) с доказанной промышленной нефтегазоносностью.

Запасы нефти и газа подсчитываются раздельно по результатам геологоразведочных работ и разработки месторождений.

Основополагающие признаки извлекаемых запасов нефти и горючих газов:

— экономическая эффективность;
— геологическая изученность;
— степень подготовки к промышленному освоению.

Экономическая эффективность запасов отражается в выделении групп по их коммерческой значимости:

— коммерческие;
— условно-коммерческие;
— неопределенно-коммерческие;
— некоммерческие.

Критериями выделения групп запасов являются конкретные экономические показатели, характеризующие эффективность использования денежных средств.

Категории запасов нефти и газа отражают детальность геологического изучения залежей, обеспечивающей определение их типа, формы и размеров, типа коллектора и характера изменения коллекторских свойств по площади и разрезу, толщины продуктивных пластов и ее изменения по площади, определение состава и свойств нефти, газа и конденсата, а также основных особенностей залежей, от которых зависят условия их разработки.

Степень подготовки месторождений (залежей) к промышленному освоению отражается в статусе запасов нефти, горючих газов и сопутствующих компонентов. По степени подготовки к промышленному освоению запасы нефти, горючих газов и сопутствующих компонентов делятся на:

— подготовленные к промышленному освоению и разрабатываемые;

— вероятные, находящиеся в стадии поисков и разведки;

— возможные, находящиеся в стадии поисков.

§ 2. РЕСУРСЫ (БАЗОВЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ)

Геологические ресурсы — это количество нефти, горючих газов и попутных компонентов, которое содержится в невскрытых бурением ловушках, нефтегазоносных и перспективных нефтегазоносных пластах, горизонтах и комплексах.

Извлекаемые ресурсы — это те объемы нефти, горючих газов и попутных компонентов, которые, как предполагается, потенциально подлежат извлечению из еще неоткрытых скоплений УВ.

Объектом оценки ресурсов являются прогнозируемые по результатам геологических, геофизических и геохимических исследований скопления нефти и горючих газов в ловушках, нефтегазоносных и нефтегазоперспективных горизонтах и комплексах.

Основополагающие признаки извлекаемых ресурсов нефти, горючих газов и сопутствующих компонентов:

— экономическая эффективность (E);

— геологическая изученность (G) и степень локализации (F).

Ресурсы нефти и газа по экономической эффективности делятся на: коммерческие и некоммерческие.

Критериями выделения групп ресурсов являются экономические показатели, характеризующие эффективность использования денежных средств.

Категории ресурсов нефти и газа отражают степень геологической изученности территории геологическими, геофизическими и геохимическими методами, степень локализации нефтегазоперспективных объектов, степень обоснованности их выделения и степень локализации в пределах площади оценки.

§ 3. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИМЕНЯЕМЫХ КЛАССИФИКАЦИЙ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

В нефтяной и газовой промышленности одной из важных проблем является выбор наиболее обоснованной классификации ресурсов и запасов нефти и газа, так как от этого зависит

определение не только эффективных направлений геолого-разведочных работ, но и оптимальный выбор системы разработки месторождений углеводородов.

Этому вопросу посвящены многочисленные публикации.

С начала нынешнего столетия классификации запасов месторождений полезных ископаемых, в том числе нефти и газа, действуют в большинстве стран. В странах СНГ и в ряде государств Азии, Африки и Восточной Европы используются классификации, близкие по сути и принципам к классификации, разработанной в бывшем СССР. Обязательность полного и комплексного изучения месторождений, а также полного учета содержащихся в них полезных ископаемых закреплена во всех странах СНГ в законодательном порядке. Применительно к нефти и газу это нашло отражение в выделении на выявленных залежах **балансовых и забалансовых запасов**, а внутри первых — **извлекаемых запасов**. При этом определение степени извлечения запасов нефти в свою очередь должно исходить из необходимости достижения максимального использования недр.

В классификациях ряда стран Европы, Америки (Северной и Южной), Африки и Азии, тесно связанных экономически с США, под запасами понимаются лишь **рентабельные извлекаемые запасы**, которые можно добыть при современных технических, технологических и экономических условиях. Такой подход к понятию «запасы» в определенной степени связан с необходимостью установления ценности земельных участков, а также с реализацией решений о рациональном размещении капиталовложений и с разработкой планов по добыче. В классификации Геологической службы и Горного бюро США (1975 г.) наряду с рентабельными извлекаемыми запасами выделялась группа нерентабельных извлекаемых ресурсов на залежах, выявленных, но не разбуренных (сеткой добывающих скважин) и неразрабатываемых. В какой-то мере они частично соответствуют забалансовым запасам Классификации запасов, принятой в настоящее время в большинстве стран СНГ, выделяемым также на выявленных залежах, не введенных в разработку. Однако в этом случае внутри забалансовых запасов извлекаемые запасы не подсчитываются.

Группа **нерентабельных** для разработки в настоящее время **извлекаемых ресурсов** подразделена на **приграничные** и **субграничные ресурсы**. Для приграничных ресурсов стоимость добычи чуть ниже предела рентабельности. Добыча **субграничных ресурсов** может оказаться рентабельной только при условиях резкого подъема цен на сырье или не менее резкого снижения стоимости добычи в результате совершенствования ее технологии.

В действующих классификациях СНГ и США по-разному определяется и понятие «ресурсы» неоткрытых или предполагаемых залежей. В классификации США учитываются лишь извлекаемые ресурсы, тогда как в СНГ в первую очередь оцениваются геологические ресурсы, а внутри них — извлекаемые. Также следует отметить, что в этих двух классификациях критерием разделения на запасы и ресурсы является факт выявления залежи.

До введения классификации запасов Геологической службы и Горного бюро в США применялась классификация Американского нефтяного института и Американской газовой ассоциации. В ней выделялись четыре категории извлекаемых запасов и ресурсов: **доказанные, вероятные, возможные и умозрительные**. В ряде развитых и развивающихся стран эта классификация запасов в основных чертах применяется до сих пор.

В бывшем СССР классификации разрабатывали для системы централизованного планирования и финансирования геолого-разведочных работ, что требовало излишней регламентации правил и норм оценки ресурсов и запасов УВ.

После распада СССР произошла радикальная перестройка в нефтяной и газовой промышленности в странах СНГ.

В связи с изменением характера экономических отношений в странах СНГ (переход от плановой экономики к рыночным отношениям) и интеграцией нефтегазовой промышленности этих стран в Мировой рынок, возникла необходимость в максимальном приближении действующих в странах СНГ классификаций к Международным классификациям.

В Республике Узбекистан вместо централизованной государственной системы поисков и подготовки месторождений нефти и газа к промышленному освоению и дальнейшей эксплуатации функционирует вертикально интегрированная Национальная Холдинговая Компания «Узбекнефтегаз» и иностранные компании на основе раздела увеличенной добычи при соглашении о разделе продукции (СРП), т.е. принципиально изменился механизм недропользования. Недропользователи получают в аренду от государства лицензионные участки и за счет привлечения инвестиций осуществляют нефтегазовые операции по выявлению и подготовке к промышленному освоению месторождений нефти и газа. Причем для иностранных компаний этот процесс начинается с эксплуатации ранее разведанных месторождений, с последующим проведением геолого-поисковых работ.

Одновременно с изменением экономико-правовой основы поисков и разведки месторождений нефти и газа произошло изменение основных характеристик состояния отрасли:

— усложнение природно-географических и геологических условий проведения геолого-разведочных работ (ГРР);

— сокращение размеров и запасов открываемых месторождений;

Изменившийся экономико-правовой механизм и усложнение условий проведения ГРР требуют пересмотра целого ряда нормативных и методических документов, регламентирующих порядок подсчета и учета запасов нефти и газа, методику и технологию подсчета запасов.

В связи с этим актуальным является определение базовой «Классификации ресурсов и запасов нефти и газа» в условиях рыночной экономики с учетом новых механизмов недропользования.

С этой целью авторами для сравнительного анализа произведена систематизация используемых в различных странах классификаций ресурсов и запасов нефти и газа (табл. 7).

Анализ классификаций, разработанных и действующих в разных странах, показал, что при всем многообразии, все классификации запасов можно разбить на две основные группы: **геологическую и экономико-геологическую**.

Первая используется в странах, где государство является собственником недр, а нефтегазодобывающие компании приобретают лишь право (лицензию) на их эксплуатацию.

Эта группа классификаций учитывает практически исключительно геолого-физические свойства месторождений, и основная ее задача обеспечить собственнику недр, т.е. государству, максимально полное геологическое изучение недр и учет запасов, чтобы осуществлять контроль за добывающей компанией и, в случае, если собственник решит, что компания ведет добычу неэффективно, т.е. не обеспечивает максимально возможное извлечение запасов УВ, отозвать лицензию.

Вторая — используется в странах, где нефтегазодобывающие компании приобретают участок недр, содержащий залежь или часть залежи и уже на начальном этапе достаточно точно хотят знать, какую часть выявленного объема нефти или газа можно физически извлечь с учетом действующих ограничений геологического, технического, экономического и правового характера. Эта группа классификаций на первый план выдвигает экономические показатели, которые иногда имеют даже большее, чем геологические показатели, значение.

Примером классификаций, учитывающих, в первую очередь, геологические аспекты, может служить классификация, разработанная в 1997 году по предложению ООН (Рамочная классификация ООН, РК ООН) и одобренная Единой экономической комиссией ООН (ЕЭК) на международном семинаре (г. Ставангер, Норвегия 22—24 сентября 2002 г.).

Согласно этой классификации категорийность запасов нефти и газа строится по трехмерной сетке, осями которой являются геологическая изученность G (Geological), экономическая эффективность E (Economic) и степень достоверной оценки (feasibility), причем последняя соответствует общепринятой в СНГ категорийности запасов (см. табл. 7).

Таким образом, эта классификация обобщает одномерную классификацию, действовавшую ранее в СНГ, где фактически единственным критерием является геологическая изученность, и двумерную SPE/WPC, учитывающую только экономическую целесообразность. К этой же категории классификаций относятся и классификация ресурсов и запасов УВ, принятая в Республике Беларусь, и находящаяся на утверждении в Правительстве РФ — классификация ресурсов и запасов УВ, разработанная в Министерстве природных ресурсов РФ при участии ведущих специалистов РАН и организаций геологической отрасли.

Классификация, принятая в Республике Беларусь, представляет собой несколько упрощенный вариант классификации 1983 года, с введением небольших, не меняющих принципиальной сути, дополнений, например, введение критерия, как «доступные к разработке в данный момент» и «недоступные к разработке в данный момент», а также замена категории $С_3$ категорией $Д_0$ и т.д.

Классификация РФ, находящаяся в настоящее время на утверждении, по мнению руководителя рабочей группы д.г.-м.н., профессора Г. Габриэлянца, в основе своей содержит те же признаки запасов УВ, которые были использованы при составлении классификации ЕЭК ООН (Рамочной классификации, РК ООН).

В основу классификации положены следующие критерии:

— экономическая эффективность освоения;

— степень промышленного освоения;

— степень геологической изученности.

Экономические критерии отражены в группах запасов (промышленно-значимые, условно-рентабельные и непромышленные), а геологические — в категориях запасов. Последние устанавливаются только для промышленно-значимых запасов и содержат уже известные нам категории А, В, $С_1$, $С_2$. Что касается ресурсов, то здесь, так же, как и в Республике Беларусь, выделены три категории: $Д_0$, $Д_1$, $Д_2$, где $Д_0$ — это бывшая $С_3$, а $Д_1$ и $Д_2$, соответственно, бывшие $Д_1$ и $Д_2$.

Основными классификациями, учитывающими, в первую очередь экономические аспекты, в мире в настоящее время являются две: классификация SPE/WPC и классификация SEC.

Эти классификации приняты в странах, где собственником нефтегазоносных недр является нефтяная компания, купившая

либо у государства, либо у другого собственника участок с потенциальной нефтегазоносностью. Это обстоятельство вытекает из законодательства о земле и недрах в этих странах, где согласно закону собственник участка земли является и собственником недр в пределах его участка.

Классификация SPE/WPC разработана совместными усилиями Общества инженеров нефтяников (Society of Petroleum Engineers, SPE) и Мировым нефтяным конгрессом (World Petroleum Congress, WPC) в 1997 году, когда эти две организации унифицировали свои стандарты в отношении ресурсов и запасов и в окончательном варианте принята в 2002 г.

В соответствии с этой классификацией запасы представляют собой количество нефти или газа, которое, как предполагается с определенной долей уверенности, экономически целесообразно будет извлечь из известных месторождений при существующей экономической конъюнктуре и технологиях, исходя из геологической информации.

К **доказанным** запасам относятся запасы, если их коммерческая продуктивность подтверждена добычей или опробованием пласта и с вероятностью свыше 90% они могут быть извлечены из пласта.

К **недоказанным** (вероятным и возможным) относятся запасы, если их коммерческая продуктивность подтверждена геологическими данными или данными исследования коллекторов, аналогичных данным, используемым при подсчетах доказанных запасов, но технические, контрактные, экономические и другие регулирующие факторы связаны с неопределенностью, т.е. например будущие экономические условия будут отличаться от условий, имеющихся на момент проведения оценки, и которые могут быть извлечены из пласта с вероятностью свыше 50%.

Как видно из вышесказанного, эта классификация, в первую очередь, касается извлекаемых запасов и определяется, в основном, экономическими факторами.

Второй по значимости (среди экономических классификаций) является Классификация Комиссии по ценным бумагам (SEC), которую все нефтяные компании вынуждены использовать, подсчитывая свои запасы для выхода на Мировые финансовые и фондовые рынки.

Согласно этой классификации к **доказанным** запасам относятся запасы, вероятность извлечения которых на существующем на дату оценки техническом уровне и при существующей экономической обстановке составляет свыше 90%.

К **вероятным** относятся запасы, которые не являются доказанными, но на основании имеющейся геологической информации,

технических и экономических факторов вероятность извлечения оценивается свыше 50%.

К **подсчитанным** ресурсам относятся те ресурсы УВ, которые выявлены методами разведки и вероятность извлечения которых оценивается свыше 10%.

К **обозначенным**, относятся те ресурсы, вероятность извлечения которых на дату подсчета при существующих технологиях, экономической конъюнктуре, имеющейся геологической информации оценивается немногим выше 0%.

Сравнение классификаций SPE/WPC и SEC показывает, что они практически близки в понимании (истолковании) доказанных запасов и вероятных запасов, а далее, все остальные ресурсы и запасы соответствуют категории «обозначенных» в табл. 7.

Таким образом, на сегодня в Узбекистане назрела необходимость: либо разработать новую классификацию, либо принять одну из существующих: РК ООН или SPE/WPC. Учитывая, что в Республике собственностью недр является государство, которое заинтересовано в максимальном изучении недр и наиболее эффективном их использовании, в классификации, которая должна быть принята, эти факторы должны иметь равное с экономическими показателями значение. Поэтому более привлекательной является классификация РК ООН. Однако она достаточно сложна и, по мнению экспертов Института финансовых исследований РФ (Москва), содержит «множество ненужных категорий, которые обычно, ни государство, ни нефтяные компании не оценивают». Одним из основных принципов классификации должна быть простота, которая позволяет достаточно быстро и объективно оценить стоимости нефтяных компаний по их запасам.

Классификация SPE/WPC составлена по сути дела для компаний, которым важно знать, сколько промышленно значимых запасов нефти или газа содержит купленный ими участок и гарантированно, сколько можно получить выручки при его разработке.

Эта классификация не учитывает интересы государства, которое при планировании политики и осуществлении текущего контроля в области недропользования должно представлять, сколько и каких запасов и ресурсов расположено в недрах на каждом участке и по стране в целом.

Следует отметить, что существующая в настоящее время в США классификация запасов (SPE/WPC), являющаяся базовой для большинства компаний в условиях рыночной экономики, изначально ориентировалась на оценку отдельных участков месторождений и освоение месторождений несколькими недропользователями.

Такой принцип классификации запасов не учитывает в полной мере технологические и экономические показатели подготовленности залежей к разработке и их геологическую изученность.

В то же время в новой классификации экономические показатели запасов должны стать одними из определяющих.

В качестве эксперимента, авторами произведена оценка запасов по отдельным газоконденсатным месторождениям Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона с использованием классификации SPE (Шуртан, Денгизкульская группа, Кандым, Бузахур, Восточный Бузахур, Култак, Камаши, Бешкент). На основе этой выборки получены следующие результаты:

— в группу доказанных запасов переводятся 73% запасов категорий $A+B+C_1$;

— в группу доказанных + вероятных переводятся 95% запасов $A+B+C_1$;

— из общей суммы запасов категории C_1 доказанным запасам соответствует 65 % запасов категории C_1.

Подводя итог вышеизложенному, можно констатировать, что благодаря решению рассмотренных проблем в области классификации запасов месторождений УВ в Республике Узбекистан в соответствии со сложившимися на мировом нефтегазовом рынке отношениями, структура запасов, особенно с точки зрения их экономической значимости, станет более доступна и понятна любому инвестору, а следовательно, улучшиться и инвестиционный климат.

В свете вышеизложенного наиболее приемлемой является классификация, принятая в Российской Федерации, в которой нашли отражение как степень геологической изученности, так и экономические характеристики запасов углеводородов.

Вместе с тем следует учитывать, что каждое суверенное государство само должно решить, какие критерии и стандарты следует принимать при составлении классификации собственных ресурсов и запасов нефти и газа.

Страны	Категории						
	Запасы			Ресурсы			
1	2			3			
СССР (Классификация 1983 г.)	Разведанные			Предварительно оцененные	Перспективные		Прогнозируемые
	A	B	C_1	C_2	C_1	D_1	D_2
США (Классификация Геологической службы и Горного бюро, 1975 г.)	Разбуренные и разрабатываемые (эксплуатационной сеткой)		Неразбуренные / Отмеченные	Расчетные (подразумеваемые)	Гипотетические		Умозрительные
США (Классификация Американского нефтяного института и Американской газовой ассоциации, до 1975 г.)	Доказанные		Вероятные		Возможные		Умозрительные
Австрия	Доказанные		Вероятные		Возможные		Умозрительные
Австралия	Доказанные		Вероятные		Возможные		Умозрительные
Великобритания	Доказанные		Вероятные		Возможные		-
Дания	Доказанные		Вероятные		Возможные		-
Испания	Доказанные		Вероятные		Возможные		-
Иран	Доказанные		Вероятные		Возможные		Умозрительные
Малайзия	Доказанные		Вероятные		Возможные		-

Продолжение таблицы 7

Франция	Доказанные	Вероятные	Возможные	Гипотетические	Умозрительные
Германия	Доказанные	Технически отмеченные	Геологически отмеченные	-	
Венесуэла	Доказанные	Полудоказанные	Вероятные	Возможные	
Мексика	Доказанные		Вероятные	Потенциальные	
Нидерланды	Доказанные		Недоказанные	Потенциальные	
Канада	Установленные	Дополнение к существующим запасам	Будущие открытия		
SEC (2000 г.)	Доказанные запасы	Вероятные запасы	Подсчитанные ресурсы	Обозначенные ресурсы	

Страны	Категории								
1	2								
Классификация SPE/WP, AAPG, 2000 г.	Общий первоначальный объем углеводородов в залежи								
	Открытый первоначальный объем углеводородов в залежи							Неоткрытый первоначальный объем углеводородов залежи	
	Коммерческие				Некоммерческие			Перспективные ресурсы	
	Запасы				Условные ресурсы				
	Добыча	Доказанные	Доказанные плюс вероятные	Доказанные плюс вероятные плюс возможные	Пессимистическая оценка	Наиболее реальная оценка	Оптимистическая оценка	Пессимистическая оценка	Наиболее реальная оценка / Оптимистическая оценка
	Неизвлекаемые							Неизвлекаемые	
	Степень вероятности							Степень вероятности	

Систематизация категорий ресурсов и запасов нефти и газа, принятых в разных странах *Таблица 7*

Страны	Категории						
	Запасы			Ресурсы			
1	2			3			
СССР (Классификация 1983 г.)	Разведанные			Предварительно оцененные	Перспективные		Прогнозируемые
	A	B	C_1	C_2	C_3	D_1	D_2
США (Классификация Геологической службы и Горного бюро, 1975 г.)	Разбуренные и разрабатываемые (эксплуатационной сеткой)	Неразбуренные	Отмеченные	Расчетные (подразумеваемые)	Гипотетические		Умозрительные
США (Классификация Американского нефтяного института и Американской газовой ассоциации, до 1975 г.)	Доказанные	Вероятные			Возможные	Умозрительные	
Австрия	Доказанные	Вероятные		Возможные		Умозрительные	
Австралия	Доказанные	Вероятные		Возможные		Умозрительные	
Великобритания	Доказанные	Вероятные		Возможные		-	
Дания	Доказанные	Вероятные		Возможные		-	
Испания	Доказанные	Вероятные		Возможные		-	
Иран	Доказанные	Вероятные		Возможные		Умозрительные	
Малайзия	Доказанные	Вероятные		Возможные		-	

Продолжение таблицы 7

Франция	Доказанные	Вероятные	Возможные	Гипотетические	Умозрительные
Германия	Доказанные	Технически отмеченные	Геологически отмеченные	-	
Венесуэла	Доказанные	Полудоказанные	Вероятные	Возможные	
Мексика	Доказанные		Вероятные	Потенциальные	
Нидерланды	Доказанные		Недоказанные	Потенциальные	
Канада	Установленные	Дополнение к существующим запасам	Будущие открытия		
SEC (2000 г.)	Доказанные запасы	Вероятные запасы	Подсчитанные ресурсы	Обозначенные ресурсы	
Страны	Категории				
1	2				
Классификация SPE/WP, AAPG, 2000 г.	Общий первоначальный объем углеводородов в залежи				
	Открытый первоначальный объем углеводородов в залежи			Неоткрытый первоначальный объем углеводородов залежи	
	Коммерческие		Некоммерческие	Перспективные ресурсы	
	Добыча	Запасы: Доказанные	Условные ресурсы: Пессимистическая оценка	Пессимистическая оценка	
		Доказанные плюс вероятные	Наиболее реальная оценка	Наиболее реальная оценка	
		Доказанные плюс вероятные плюс возможные	Оптимистическая оценка	Оптимистическая оценка	
	Неизвлекаемые			Неизвлекаемые	
	Степень вероятности			Степень вероятности	

Продолжение таблицы 7

<table>
<tr><td rowspan="11">SPE/-WPC, 2002г.</td><td colspan="13">Общий объем УВ в залежи</td></tr>
<tr><td colspan="10">Открытый первоначальный объем УВ</td><td colspan="3">Неоткрытый первоначальный объем УВ</td></tr>
<tr><td colspan="10">Коммерческие</td><td colspan="3">Ресурсы (извлекаемые)</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Добыча</td><td colspan="9">Запасы (извлекаемые)</td><td rowspan="7">Пессимистическая оценка</td><td rowspan="7">Наиболее реальная оценка</td><td rowspan="7">Оптимистическая оценка</td></tr>
<tr><td colspan="4">Доказанные</td><td colspan="5">Недоказанные</td></tr>
<tr><td colspan="2">Разрабатываемые</td><td rowspan="2">Неразрабатываемые</td><td colspan="3">Вероятные</td><td colspan="2">Возможные</td></tr>
<tr><td>Продуктивные</td><td>Непродуктивные</td><td>Запасы, которые представляются как продуктивные на основе интерпретации каротажа, керна, но нет испытаний</td><td>Запасы, подсчитанные как результат применения улучшенных методов извлечения</td><td>Запасы, подсчитанные в пределах площади продуктивности, неподтвержденные бурением</td><td>Запасы, подсчитанные, как результат улучшения методов извлечения, когда запланирован, но не действует пробный проект</td><td>Запасы на площади, не подтвержденные бурением при условии, что исходя из геологической интерпретации оцениваемая площадь является продукт.</td></tr>
<tr><td colspan="10">Некоммерческие</td></tr>
<tr><td colspan="10">Условные ресурсы</td></tr>
<tr><td colspan="4">Пессимистическая оценка</td><td colspan="3">Наиболее реальная оценка</td><td colspan="3">Оптимистическая оценка</td></tr>
<tr><td colspan="10">Неизвлекаемые</td><td colspan="3">Неизвлекаемые</td></tr>
</table>

Продолжение таблицы 7

<table>
<tr><td>1</td><td colspan="8">2</td></tr>
<tr><td rowspan="8">Классификация Республики Беларусь, 2001 г.</td><td rowspan="5">Экономические (рентабельные)</td><td colspan="4">Запасы</td><td colspan="3">Ресурсы прогнозные</td></tr>
<tr><td colspan="4">Геологические (балансовые) извлекаемые</td><td rowspan="4">Перспективные (локализованные)</td><td rowspan="4">Нелокализованные в пределах нефтегазоносных комплексов</td><td rowspan="4">Нелокализованные в пределах нефтегазо перспективных комплексов</td></tr>
<tr><td colspan="3">Доказанные</td><td>Предварительно оцененные</td></tr>
<tr><td>А</td><td>В</td><td>C_1</td><td>C_2</td></tr>
<tr><td colspan="3">Доступные / Недоступные</td><td>Доступные / Недоступные</td></tr>
<tr><td></td><td>А</td><td>В</td><td>C_1</td><td></td><td rowspan="3">$Д_0$</td><td rowspan="3">$Д_1$</td><td rowspan="3">$Д_2$</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Потенциально-экономические (нерентабельные)</td><td colspan="4">Забалансовые (извлекаемые)</td></tr>
<tr><td colspan="3">Экономические (рентабельные) недоступные</td><td>Потенциально-экономические (нерентабельные)</td></tr>
<tr><td rowspan="6">Классификация Российской Федерации, 2004 г.</td><td colspan="5">Запасы</td><td colspan="3">Ресурсы</td></tr>
<tr><td colspan="5">Геологические</td><td colspan="3">Геологические</td></tr>
<tr><td colspan="5">Извлекаемые</td><td colspan="3">Извлекаемые</td></tr>
<tr><td colspan="2">Достоверные (А)</td><td>Установленные (В)</td><td>Оценочные (C_1)</td><td>Предполагаемые (C_2)</td><td rowspan="3">Локализованные (C_3)</td><td rowspan="3">Перспективные ($Д_1$)</td><td rowspan="3">Прогнозные ($Д_2$)</td></tr>
<tr><td colspan="5">Геологические
Условно-рентабельные</td></tr>
<tr><td colspan="5">Непромышленные</td></tr>
</table>

Окончание таблицы 7

	Экономически нерентабельные	Недоступные технологически	Недоступные технически			
1	2					
Классификация ООН (Р ООН)	Геологическая оценка	Доказанные	Разведанные	Перспективные	Рекогносцировочные (оценочные)	
	Экономический	1) / 2) / 3)	1) / 2) / 3)	1) / 2) / 3)	1) / 2) / 3)	
	Потенциально экономический	1) / 2) / 3)	1) / 2) / 3)	1) / 2) / 3)	1) / 2) / 3)	
	Внутренне экономический	1) / 2) / 3)	1) / 2) / 3)	1) / 2) / 3)	1) / 2) / 3)	
	Примечание:	Степень достоверной оценки:	1)Подготовленные к промышленному освоению	2) В стадии выявления промышленно-значимых	3) В стадии геологического изучения	

Глава 2. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

§ 1. ОБЪЕМНЫЙ МЕТОД

Объемный метод подсчета запасов нефти широко распространен и может быть использован при любом режиме работы нефтяного пласта и на любой стадии его разведанности.

Помимо основного объемного метода существуют различные его варианты, которые на практике в настоящее время применяются очень редко. К их числу относятся объемно-статистический вариант, объемно-весовой, площадной и вариант изолиний.

Объемно-статистический вариант основан на использовании по истощенному (выработанному) пласту произведения коэффициента нефтеотдачи на коэффициент нефтенасыщения. Это произведение называется коэффициентом использования объема пор и может быть принято для подсчета запасов нефти объемным методом на новых аналогичных по геологическому строению месторождениях, для которых раздельное определение коэффициентов нефтенасыщения и нефтеотдачи затруднительно.

Объемно-весовой вариант применяют для пластов с гравитационным режимом, добыча нефти из которых ведется шахтным способом, а также для нефтеносных пластов, разрабатываемых открытым способом. В этих случаях, зная объем пласта, содержащего нефть, и содержание нефти в единице объема пласта, можно определить запас нефти.

Площадной вариант заключается в определении по истощенной (выработанной) площади полученных запасов на единицу продуктивной площади и на 1 м нефтенасыщенной мощности, и в последующей экстраполяции полученной величины на аналогичную в геологическом отношении площадь. Этот вариант расчета применяют для прогнозных запасов (т. е. для внекатегорийных запасов).

Вариант изолиний состоит в использовании основных показателей формулы объемного метода. При этом показатели используются либо раздельно, либо в виде произведения некоторых из них и изображаются графически на плане расположения скважин изолиниями, характеризующими содержание полезного ископаемого.

Например, из формулы объемного метода берут следующие группы показателей: произведения величин для данной скважины $hm\beta = \alpha$ и $np\theta = q$, причем q обычно является постоянной величиной для всего продуктивного пласта. Затем строят изолинии величин и умножают средние значения между изолиниями на соответствующую площадь и величину q. В итоге получают запасы

$$Q = q\Sigma(f\alpha). \qquad (126)$$

лен толщей чередующихся тонких прослоев песчаников, песков, глин и т. п., так как вынос керна сильно колеблется и обычно не превышает 50—60 %.

Наиболее точные определения нефтенасыщенной мощности получаются при использовании комплексных наблюдений (изучение керна, данные испытания скважин, электро- и радиоактивный каротаж) в совокупности с техническими данными по скважине (состояние забоя, интервал прострела дыр и др.).

Средняя эффективная нефтенасыщенная мощность пласта может быть вычислена различными способами — как среднеарифметическая величина или как средневзвешенная по площади.

Среднеарифметическую величину обычно вычисляют в случаях, когда число пробуренных скважин крайне невелико и значения мощности по этим скважинам сильно различаются. Если скважин пробурено достаточно много и мощность пласта в них меняется более или менее плавно, то среднюю мощность вычисляют путем составления карты изопахит и подсчета по ней средневзвешенной мощности на единицу площади по соотношению

$$h = \frac{h_1 f_1 + h_2 f_2 + \ldots + h_n f_n}{f_1 + f_2 + \ldots + f_n}, \qquad (128)$$

где $f_1, f_2, \ldots, f_n$ — площади отдельных участков пласта, ограниченные соседними изопахитами, м²; $h_1, h_2, \ldots, h_n$ — средние изопахиты, соответствующие указанным участкам и определяемые как средние величины между двумя соседними изопахитами, м.

Объем продуктивной части пласта Fh является наиболее важным параметром. Для правильного определения объема залежи необходимо надежное установление границ распространения нефтегазосодержащих коллекторов, что особенно сложно для залежей, приуроченных к литологически неоднородным пластам.

Определение продуктивного объема пласта производится арифметическим способом, с помощью карт изопахит, литологической карты и путем построения сводно-статистического разреза.

Арифметический способ определения объема пласта наиболее простой и применяется для монолитного пласта, характеризующегося простой формой строения, более или менее однородным фациальным составом пород и небольшой изменчивостью мощности. Сущность его заключается в определении средней эффективной нефтенасыщенной мощности пласта по скважинам и умножении этой средней величины на площадь проекции пласта на плане расположения скважин.

При достаточной разбуренности пласта для определения продуктивного объема следует использовать карты изопахит. Методи-

чески простое построение карт изопахит усложняется при наличии неоднородных по строению пластов. В этом случае возникает вопрос о способе установления границ — распространения коллекторов между соседними скважинами. Эти границы проводят различными методами: путем простой интерполяции значений мощности между соседними скважинами с последующим построением карт изопахит; путем использования геоэлектрической характеристики пласта по данным промысловой геофизики на основе корреляционной связи между относительной аномалией ПС и коллекторскими свойствами пласта; путем использования закономерности изменения градиента мощности пласта.

При применении простой интерполяции значений мощности для построения карт изопахит используют два способа интерполяции: линейный и нелинейный (рис. 53).

При линейной интерполяции значения изопахиты интерполируются равномерно между точками расположения скважин (даже при наличии во второй соседней скважине нулевой мощности).

При нелинейной интерполяции (в случае наличия во второй соседней скважине нулевой мощности) нулевая изопахита условно принимается посредине между скважинами, и интерполяция мощности проводится на эту середину (интерполяция на середину).

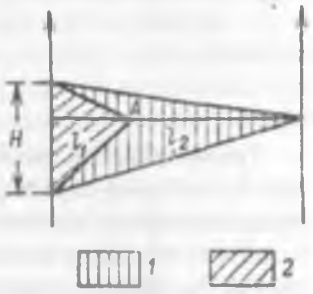


*Рис.*53. Примеры интерполяции значений мощности между скважинами:
1 — линейной;
2— нелинейной

Допустим, что мы приняли (см. рис. 53) такую точку A между скважинами, в которой произошло выклинивание пласта, имеющего в первой скважине мощность H. Тогда площадь сечения пропластка при линейной интерполяции составит

$$S_1 = \frac{H}{2}(l_1 + l_2), \tag{129}$$

а при нелинейной интерполяции —

$$S_2 = \frac{H}{2} l_1 . \tag{130}$$

Разница между площадями этих сечений составит

$$S_1 - S_2 = \frac{H}{2}(l_1 + l_2) - \frac{H}{2} l_1 = \frac{H}{2} l_2 . \tag{131}$$

Отношение указанных площадей равно

Вариант изолиний в практике работ по подсчету запасов нефти не получил распространения.

При использовании объемного метода исходят из того, что нефть залегает в порах пласта, объем которых можно определить, зная геометрические размеры нефтеносного пласта и пористость слагающих его пород.

Для подсчета запасов нефти применяют следующую формулу:

$$Q = Fhm\beta\eta\rho\theta\,. \qquad (127)$$

где Q — извлекаемые (промышленные) запасы нефти, т; F — площадь нефтеносности, м²; h — нефтенасыщенная мощность пласта, м; m — коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород; β — коэффициент насыщения пласта нефтью (коэффициент нефтенасыщения) ; η — коэффициент нефтеотдачи; ρ — плотность нефти на поверхности, т/м³; θ — пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти: $\theta = 1/b$ (b — объемный коэффициент пластовой нефти).

При подсчете запасов нефти объемным методом должны быть представлены:

а) обоснования выделенных категорий запасов с указанием их границ на подсчетном плане — структурной карте по кровле горизонта с обозначением результатов опробования или пробной эксплуатации скважин условными знаками;

б) фактические данные по скважинам об эффективной мощности горизонта или пласта и его пористости, а также о методике получения и обоснования принятых исходных и средних величин для подсчета;

в) данные об анализах нефти и усадке нефти при извлечении ее на поверхность, а также данные о газовом факторе;

г) фактические данные о пластовом давлении, давлении насыщения и температуре горизонта месторождения;

д) данные о режиме горизонта, типе коллектора и его свойствах.

Площадь нефтеносности (F) — устанавливают на основе данных пробуренных скважин и их испытания. При подсчете запасов нефти продуктивная площадь измеряется на подсчетных планах.

Подсчетный план представляет собой структурную карту по кровле продуктивного горизонта, составленную в зависимости от размеров месторождения в масштабах от 1:5000 до 1:50 000, на которой показывают условными знаками результаты опробования всех пробуренных скважин на дату подсчета. На плане отмечают скважины:

а) давшие безводную нефть или газ, около которых в числи теле дроби показывают начальный среднесуточный дебит нефти или

газа, в случае появления воды – дату ее появления и содержание в процентах на эту дату; в знаменателе — текущий среднесуточный дебит и содержание воды в процентах на дату подсчета;

б) давшие нефть или газ с водой, около которых в числителе дроби указывают начальный среднесуточный дебит нефти или газа и процентное содержание воды, в знаменателе — текущий среднесуточный дебит и процентное содержание воды на дату подсчета;

в) давшие воду или газ;

г) давшие при испытании воду с пленками нефти;

д) встретившие притоки нефти или газа в процессе бурения;

е) показавшие благоприятные признаки газонефтеносности по каротажу, но неиспытанные.

Для определения размера продуктивной площади необходимо тщательно проанализировать данные испытания скважин, сопоставив полученные результаты с интервалами прострела колонны, данными изучения кернов и материалами промыслово-геофизических исследований скважины (электро- и радиоактивный каротаж, боковое электрическое зондирование и др.), технической характеристикой конструкции скважины и т. п.

При определении контуров нефтеносности и продуктивной площади следует использовать карту водонефтяного контакта.

Нефтенасыщенная мощность пласта h — обычно определяют вертикальную (видимую) мощность пласта без поправки на угол его падения (так как при расчете объема пласта обычно берут произведение проекции площади на горизонтальную плоскость на вертикальную мощность).

Точное определение нефтенасыщенной мощности является важной задачей. Для этого используют данные анализа кернов, электрического и радиоактивного каротажа, а также материалы опробования скважин, позволяющие установить водонефтяной контакт и границы эффективной нефтенасыщенной мощности. Особенно сложно определение нефтенасыщенной мощности для карбонатных пород. В данном случае большое значение имеют комплексные определения этой величины (изучение кернов, электро- и радиокаротаж, механический каротаж). Положение нижней границы нефтенасыщенной мощности усложняется наличием переходной зоны, которая в проницаемых коллекторах составляет до 0,3 м, а в плохо проницаемых — достигает 8 м и более.

Для более точного определения нефтенасыщенной мощности пласта по отдельным скважинам следует использовать данные бокового электрического зондирования.

По имеющемуся керновому материалу трудно определить действительную мощность пласта, особенно если коллектор представ-

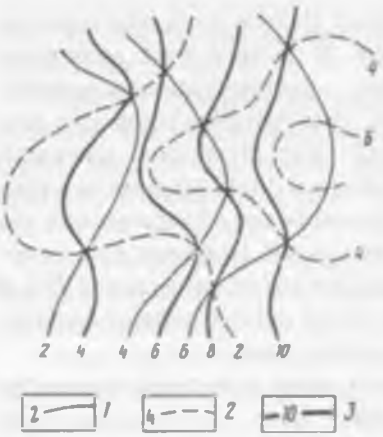


*Рис.*54. Пример построения карты суммарных эффективных мощностей двух проницаемых прослоев методом графического сложения карт эффективных мощностей
Изолинии эффективной мощности: *1* — первого прослоя, *2* — второго прослоя; *3* — изолинии суммарной эффективной мощности определит завышение площади сечения пропластка при линейной интерполяции

$$\frac{S_1}{S_2} = 1 + \frac{l_2}{l_1}. \qquad (132)$$

Таким образом, завышение площади при линейной интерполяции в основном определяется отношением протяженности участков распространения пропластков. Очевидно, что завышение площади, а значит, и объема залежи тем значительнее, чем больше эффективная мощность пропластка в скважине, чем ближе от этой скважины происходит его выклинивание и чем больше расстояние между скважинами, по которым интерполируется эффективная мощность. Для монолитного более или менее однородного пласта расчет нефтегазонасыщенного объема по карте изопахит ведется по следующей формуле:

$$V = f_1 h_1 + f_2 h_2 + \ldots + f_n h_n, \qquad (133)$$

где: V — объем пласта, м^3; f_1, f_2, ..., f_n — площади участков между двумя соседними изопахитами, м^2; h_1, h_2, ..., h_n — средняя нефтенасыщенная или газонасыщенная мощность, определяемая как полусумма соседних изопахит, м.

При расслоении горизонта на пласты или пласта на пропластки расчет объемов коллекторов следует проводить по карте изопахит суммарной мощности слагающих их проницаемых пластов или пропластков (рис. 54) на основе линейной интерполяции мощностей по отдельным пропласткам.

Такое совмещение отдельных изопахит по пластам (пропласткам) возможно, если:

а) эти пласты (пропластки) обладают одинаковыми коллекторскими свойствами;

б) отсутствуют фациальные замещения одного из пластов (пропластка) непроницаемыми породами на всю мощность, и пласты (пропластки) развиты по всей площади залежи;

в) пласты (пропластки) содержат в себе единую залежь с общим водонефтяным контактом.

При несоблюдении хотя бы одного из указанных выше условий подсчет объемов следует проводить отдельно по каждому пласту (пропластку).

При раздельном учете объемов коллекторов пластов (пропластков), слагающих горизонт (пласт), особенно внимательно нужно подходить к планированию опробовательских работ с целью установления нефтегазоносности пластов, продуктивности скважин, отметок водонефтяных и газонефтяных разделов. При этом работы по опробованию наиболее тщательно нужно планировать в зоне ВНК с целью установления его отметок в разных частях залежи.

При наличии неоднородности, обусловленной выклиниванием или фациальным замещением, задача подсчета объема залежи становится более сложной, особенно для определения границ распространения коллекторов при выборе метода интерполяции.

По-видимому, при фациальном замещении пород следует применять нелинейную интерполяцию. В общем случае, если в строении пласта преобладает линзовидность, связанная с выклиниванием пластов, для определения границ распространения коллекторов следует использовать линейную интерполяцию.

Положение границы распространения коллекторов можно установить, используя особенности геоэлектрической характеристики пласта. Этот способ основан на установленной для отложений корреляционной связи между относительной аномалией ПС ($A_{пс}$), пористостью и проницаемостью коллекторов. Относительная аномалия ПС представляет собой отношение абсолютной аномалии ПС реперного горизонта, характеризующегося литологическим постоянством и наиболее благоприятными коллекторскими свойствами, и аномалии ПС исследуемого пласта.

Например, установлено, что породы нижнемеловых отложений Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона утрачивают коллекторские свойства при пористости менее 12% и проницаемости менее $1{,}02 \cdot 10^{-15}$ м^2 и соответствующее этим значениям $A_{пс}$ составляет 0,5.

В соответствии с этим при литологическом замещении рассматриваемого пласта непроницаемыми породами относительная аномалия ПС оказывается меньше величины 0,5, а в зоне развития коллекторов — превышает 0,5. Интерполируя значения параметра $A_{пс}$ пласта между скважинами, в одной из которых его величина превышает 0,5 (пласт является коллектором), а в другой — меньше

этого значения (коллекторы фациально-замещены), можно найти точку со значением $A_{пс}$ = 0,5, которая и определит положение границы распространения коллекторов между рассматриваемыми скважинами.

Допущение, что граница распространения коллекторов проходит через точку со значением параметра $A_{пс}$=0,5, представляется вполне правомерным, так как положение этой точки определено с учетом изменения геоэлектрической характеристики пласта, связанной с изменением его коллекторских свойств.

Применение описанного выше методического приема дает наилучшие результаты для пластов, сложенных некарбонатными терригенными породами, для которых связь между относительной аномалией ПС, и коллекторскими свойствами проявляется наиболее однозначно и четко. Для пластов, представленных породами с повышенной карбонатностью или трещинными коллекторами, эта методика, очевидно, неприемлема, поскольку отрицательная аномалия ПС таких пластов не является количественным критерием, определяющим коллекторские свойства породы.

Если в изменении мощности коллектора установлена закономерность, то интерполяцию следует вести с участка указанной закономерности, пользуясь данными изменения градиента мощности. Этот способ, т. е. интерполяция с учетом закономерностей в изменении мощности, представляется наиболее надежным.

При отсутствии данных о закономерностях изменения мощности следует учитывать степень разведанности площади. На стадии ее разведки (или даже на завершающей стадии разведки площади) следует применять только нелинейную интерполяцию (на середину). После окончания разведочных работ (на стадии эксплуатационного бурения) следует проводить линейную интерполяцию (на нуль) или интерполяцию по данным о закономерностях изменения коллекторских свойств пласта по площади.

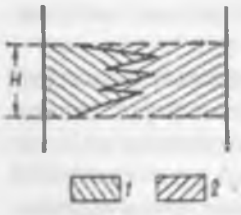


*Рис.*55. Пример замещения продуктивного пласта неколлектором: *1* — песчаник; *2* — глина

При фациальной изменчивости пород и фациальном замещении коллекторов неколлекторами (рис. 55), как уже указывалось, следует проводить нелинейную интерполяцию.

При значительной фациальной изменчивости пород и «мозаичном» строении пласта (в отношении расположения коллекторов) составляется литологическая карта. В этом случае по данным каждой скважины проводят границы распространения коллектора с экстраполяцией его мощности за пределы скважины до половины расстояния между соседними скважинами или с

учетом градиента изменения мощности. В итоге вокруг данной скважины, а возможно и целой группы скважин, ограничивается локальная площадь распространения коллектора. Для каждой такой площади определяется средняя арифметическая мощность (а если участок значителен по размерам, то в пределах его строится карта изопахит и мощность определяется как средневзвешенная величина по площади данного участка). Произведение площади на среднюю мощность позволит определить объем пласта данного участка.

Объем всего пласта в целом по такой литологической карте представляет собой сумму объемов отдельных участков.

При наличии на литологической карте различных типов пород, например, песчаников и алевролитов, объемы этих пород подсчитываются раздельно. При вычислении запасов для различных типов коллекторов с помощью литологических карт важно учитывать коэффициенты нефтеотдачи этих коллекторов.

Для газовых залежей расстояния между эксплуатационными скважинами значительно больше, чем для нефтяных, поэтому в случае газовой залежи на любой стадии разведочного и эксплуатационного бурения при выклинивании коллекторов между двумя соседними скважинами следует применять интерполяцию на середину.

При выделении эффективных нефтегазонасыщенных мощностей коллекторов нужно производить увязку кернового и геофизического материалов. Такая увязка позволяет уточнить тип коллектора и величину эффективной мощности по скважинам путем исключения из этой мощности глинистых и непроницаемых прослоев.

Наиболее сложным является определение объема нефтенасыщенной части в карбонатных коллекторах. Существующие методы не обеспечивают достаточную точность определения в связи с локальным развитием в карбонатных коллекторах пористых участков, поэтому требуется проведение специальных исследований. Например, для определения эффективного объема (т.е. объема пласта, содержащего нефть) рифовых массивов Ишимбайского нефтяного района проводилась кропотливая работа по установлению процентного соотношения пористых и непористых интервалов в разрезах скважин на основании данных изучения образцов керна.

Интересные сопоставительные расчеты продуктивных объемов по 20 площадям одного из месторождений проведены В.И. Азаматовым и Н.М. Свихнушиным. Оказалось, что, если принять расчет объема по способу литологической карты за 100%, при среднеарифметическом способе расчета объем по отдельным площадям составляет — 92—134%, при нелинейной интерполяции- 73—93%, при линейной интерполяции — 84—102%.

Таким образом, при среднеарифметическом способе расчета отклонение объема составило 8—34% от расчетного с помощью

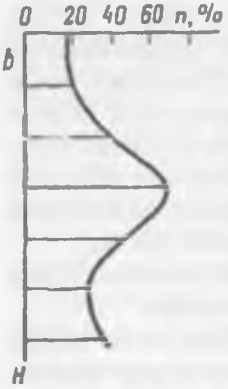


Рис.56. Сводно-статистический разрез площади (по Н. М. Свихнушину, В. И. Азаматову)

литологических карт; при нелинейной интерполяции занижение объема достигает 7—27 %, а при линейной интерполяции 2—16 %.

В.И. Азаматовым и В.А. Бадьяновым для вычисления объемов продуктивных пород предложен метод составления сводно-статистических разрезов.

Сущность метода заключается в следующем: в прямоугольной системе координат ось ординат является осью глубин продуктивной части скважины, а по оси абсцисс откладывают число скважин (в процентах), в которых тот или другой интервал продуктивного разреза скважин представлен кондиционным (нефтенасыщенным) коллектором.

При построении на оси ординат откладывают равные, произвольно выбранные интервалы b продуктивной мощности (H) обычно в масштабе 1 : 200 для всей мощности продуктивного горизонта, по которому ведется расчет объема (интервал выбирается в зависимости от мощности продуктивной части: при значительной мощности размер интервала больше). Соединив по этим интервалам отметки числа скважин (n), получают кривую, представляющую собой дифференциальную кривую распределения относительного содержания коллекторов по мощности продуктивного горизонта, или сводно-статистический разрез (рис. 56).

По указанной кривой определяется средняя величина мощности кондиционных (нефтенасыщенных) коллекторов ($h_{ср}$) в пределах каждого интервала по формуле:

$$h_{ср} = \frac{bn}{100}, \tag{134}$$

где: b — мощность интервала, м; n — число скважин, в которых интервал представлен нефтенасыщенным коллектором, %. Сумма всех интервалов

$$H = \frac{bn_1 + bn_2 + \ldots + bn_i}{100} = \frac{b}{100} \sum_1^i n_i. \tag{135}$$

И, наконец, замеряя продуктивную площадь (F) в пределах контура нефтеносности, определяют продуктивный объем:

$$V = Fb = \frac{\sum_{1}^{i} n_i}{100}. \qquad (136)$$

Методы определения: I — среднеарифметический; II — по литологическим картам; III — по сводно-статистическому разрезу.

Такой сводно-статистический разрез следует строить дифференцированно для песчаников и алевролитов.

На рис.57 приведен пример сравнительного расчета объемов различных типов коллекторов по одной из площадей. Анализ полученных результатов показал, что наиболее вероятное значение объемов коллекторов получено по сводно-статистическому разрезу.

Проведенные расчеты позволяют дать следующие рекомендации по вычислению объемов коллекторов.

Для площади, полностью разбуренной, можно применять литологическую карту, карту изопахит с линейной интерполяцией, среднеарифметический метод и сводно-статистический разрез, которые дают сходные результаты. Может применяться любой из этих методов.

Для мало разбуренных площадей:

а) при равномерной сетке расположения скважин в случае выклинивания пластов можно применять карту изопахит с линейной интерполяцией, а при значительном изменении мощности — среднеарифметический метод или сводно-статистический разрез.

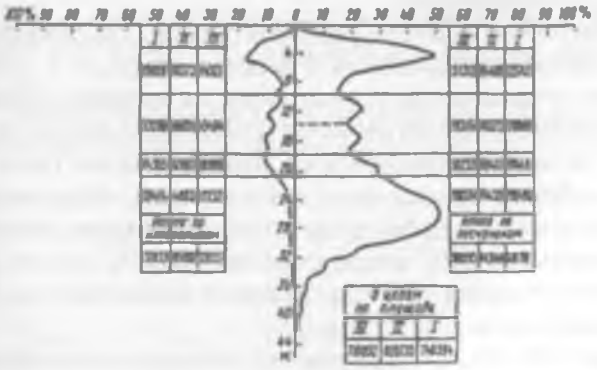


Рис. 57. Результаты определения объемов песчаников и алевролитов (по Н. М. Свихнушину, В. И. Азаматову)

б) при неравномерной сетке расположения скважин и значительном изменении мощности следует применять среднеарифметический метод и карту изопахит с нелинейной интерполяцией, а в случае значительного замещения пород — литологическую карту.

Коэффициент открытой пористости ***m*** обычно определяется по результатам изучения образцов пород, отобранных в интервале разреза продуктивного пласта. Для полной характеристики пористости пласта в этом случае необходимо наличие данных и по площади распространения пласта, и по его мощности. Как правило, в достаточном количестве таких данных не бывает, поэтому для определения пористости используют промыслово-геофизические методы исследования. При этом предварительно необходимо провести тщательное сопоставление данных изучения кернов с результатами геофизических методов (по одному и тому же интервалу разреза), выявить расхождения, установить их причины и возможности уверенного использования геофизических данных.

В тех случаях, когда скважины пробурены в водонефтяной зоне и по геофизическим данным пористость определена в нефтяной и в водной частях пласта, более надежными следует считать определения в водной части пласта. Эти значения пористости могут быть перенесены и на нефтенасыщенную часть пласта при условии идентичности литолого-физических свойств нефтяной и водной частей разреза.

При вычислениях средних значений пористости по залежи могут применяться различные варианты, а именно: определение средних значений по объему пласта, числу образцов, имеющихся по всем скважинам, определение среднего значения пористости по данным отдельных скважин и по залежи путем взвешивания пористости по площади.

Выбор того или иного варианта зависит от динамики изменения пористости по площади и разрезу, от числа и расположения скважин, от количества определений по каждой скважине.

Если коллекторские свойства пласта выдержаны по площади и разрезу, то число определяемых образцов может быть резко снижено, особенно при наличии увязки между данными лабораторных определений и промыслово-геофизическими данными. В случае невыдержанности коллекторских свойств пласта желательно получение не менее трех определений пористости на 1 м эффективной мощности.

Следует отметить, что первый из перечисленных вариантов применяют при очень незначительном наборе данных по пористости на вновь открытых залежах. Определение расчетного значения пористости в этом случае ведется путем деления суммарной порис-

тости всех образцов на их число (n), т.е. получается среднеарифметическая величина:

$$m_{ср.ар} = \frac{m_1 + m_2 + ... + m_n}{n}. \quad (137)$$

При неоднородной и резко изменчивой пористости коллектора лучше определить среднегеометрическое значение пористости

$$m_{ср.гм} = \sqrt[n]{m_1 m_2 ... m_n} \quad (138)$$

или среднегармоническое

$$m_{ср.гм} = \frac{1}{\frac{1}{n}\left(\frac{1}{m_1} + \frac{1}{m_2} + ... + \frac{1}{m_n}\right)}. \quad (139)$$

При таком вычислении несколько сглаживаются отдельные резкие отклонения пористости от средней, поскольку среднеарифметическая величина больше среднегеометрической, а последняя больше среднегармонической ($m_{ср.ар} > m_{ср.г.м} > m_{ср.гм}$).

Определение среднего значения пористости по второму методу — по скважинам — производится следующим образом. Вначале находится средняя пористость по каждой скважине отдельно путем взвешивания имеющихся данных по мощности интервалов:

$$m_{ср(h)} = \frac{m_1 h_1 + m_2 h_2 + ... + m_n h_n}{h_1 + h_2 + ... + h_n}, \quad (140)$$

где m_1, m_2 ..., m_n — пористости по интервалам мощности; h_1, h_2, ..., h_n — мощности интервалов по скважине, для которых определена пористость, m.

По этим средним значениям пористости по скважинам вычисляется среднеарифметическая величина пористости ($M_{ср}$) по пласту:

$$M_{ср} = \frac{m_{1ср(h)} + m_{2ср(h)} + ... + m_{nср(h)}}{n}, \quad (141)$$

где: $m_{1ср(h)}$, $m_{2ср(h)}$, ..., $m_{nср(h)}$ — средние значения пористости по скважинам.

Наконец, среднюю величину пористости по пласту можно определить путем взвешивания данных по скважинам по площади (S) с помощью построения карты равной пористости:

$$M_{ср(S)} = \frac{M_{1ср}S_1 + M_{2ср}S_2 + ... + M_{nср}S_n}{S_1 + S_2 + ... + S_n}, \quad (142)$$

где $M_{1ср}$, $M_{2ср}$, ..., $M_{n\,ср}$ — средние значения пористости между соседними изопахитами.

Расчетное значение средней пористости по залежи путем взвешивания данных по площади определяют тогда, когда осредненные или взвешенные по мощности значения пористости в скважинах в целом по пласту изменяются более или менее равномерно.

Нередки случаи, когда в разрезе продуктивного горизонта выделяют несколько продуктивных прослоев различной мощности. В этом случае пористость прослоев малой мощности, для которых нет возможности определить ее среднее значение, следует считать равной среднеарифметическому из значений открытой пористости для прослоев аналогичной мощности (от 1 до 2 м), по которым эти значения удалось определить.

Коэффициент нефтенасыщенности — определение коэффициента нефтенасыщения производят по данным изучения образцов пород, взятых в специальных скважинах, вскрывающих пласт с применением раствора на нефтяной основе, либо при помощи косвенных методов. Для определения нефтенасыщенности пород используют, кроме того, данные геофизики, так как между удельным сопротивлением и нефтенасыщенностью породы существует связь, выражающаяся в том, что для одного и того же коллектора при прочих равных условиях с увеличением нефтенасыщенности пласта повышается удельное сопротивление. Однако для более точного определения коэффициента нефтенасыщения следует проводить его комплексные определения, сопоставляя результаты определения по данным геофизики с данными, полученными в специальных скважинах.

Комплексные исследования по месторождениям Волго-Уральской нефтегазоносной провинции показывают колебания начальной нефтенасыщенности в отдельных залежах нефти от 88% (песчаники) до 60,4% (алевролиты). Таким образом, с ухудшением коллекторских свойств водонасыщенность продуктивных пород возрастает.

Коэффициент нефтеотдачи — зависит от литолого-физических свойств коллектора, свойств нефти, насыщающей пласт, темпа и системы разработки, метода эксплуатации и т. п. Его величина в значительной степени определяется режимом пласта и свойствами агента, вытесняющего нефть.

Вследствие фазовой проницаемости 20 % нефти от объема пор в пластах, вообще говоря, являются неизвлекаемыми даже при при-

менении методов интенсификации и вторичных методов эксплуатации. Это подтверждается данными лабораторных исследований.

Величину коэффициента нефтеотдачи обычно принимают в зависимости от режима пласта:

для эффективного водонапорного режима	0,65—0,8
для упруго-водонапорного режима	0,5—0,7
для эффективного режима газовой шапки	0,4—0,6
для неэффективного режима газовой шапки	до 0,4
для режима растворенного газа	0,2—0,4
для гравитационного режима	0,1—0,2

Для ряда формаций США, в зависимости от однородности строения коллекторов, наблюдаются следующие значения коэффициента нефтеотдачи: для режима растворенного газа — 0,14—0,32; для газонапорного — 0,18—0,40 и для водонапорного — 0,30—0,66.

Коэффициенты нефтеотдачи, как правило, для песчаных однородных по составу коллекторов выше, чем для трещинных и литологически невыдержанных коллекторов.

По данным о применении мероприятий по воздействию на пласт на месторождениях США конечная нефтеотдача при закачке воды увеличивается в среднем на 20 % от начальных балансовых запасов, а при закачке газа — на 10 %.

По восточной группе месторождений Кубани средний коэффициент нефтеотдачи составлял 0,41 в основном при режиме растворенного газа с неэффективным проявлением водонапорного режима. В результате воздействия на пласт путем закачки воздуха коэффициент нефтеотдачи удалось повысить до 0,5, т. е. увеличить почти на 22%.

Следует иметь в виду, что величина коэффициента нефтеотдачи зависит от плотности сетки размещения скважин на структуре. Как правило, при уменьшении плотности сетки скважин (особенно для неоднородных коллекторов) при прочих равных условиях она уменьшается.

Коэффициенты нефтеотдачи при проведении мероприятий по воздействию на пласт значительно выше, чем в тех случаях, когда залежи разрабатываются при естественных режимах работы пластов.

Таким образом, при выборе значения коэффициента нефтеотдачи следует учитывать: опыт разработки аналогичных истощенных залежей нефти, режим работы пласта, метод воздействия на пласт (если он применяется), плотность размещения скважин, литолого-физическую характеристику пласта и свойства нефти и газа в пластовых условиях.

Для контроля выработки пластов и полученной величины коэффициента нефтеотдачи необходимы отбор кернов в истощенной части пласта и их анализ.

Плотность нефти ρ — при подсчете запасов обычно принимают плотность нефти, определенную при стандартных условиях (при 20 °С) в лаборатории. Для расчета берут среднюю величину по пласту на основании данных анализа проб нефти, взятых по ряду скважин. Если имеются данные определения глубинных проб нефти, вместо плотности при стандартных условиях (ρ) может быть взята плотность при пластовых условиях ($P_{пл}$). В этом случае при подсчете запасов нефти объемным методом пересчетный коэффициент θ в формулу вводить не следует.

Вместо $\rho\theta$ подставляется выражение $p_{пл} / 1 + r_p$:

$$\rho\theta = \frac{\rho_{пл}}{1 + r_p}, \tag{143}$$

Здесь

$$r_p = \frac{r\rho_в\rho_г}{100}, \tag{144}$$

где r_p — газовый фактор, т/т; r — количество газа, растворенного в нефти при данном пластовом давлении, м³/т; $\rho_в$ — плотность воздуха, равная 1,293 кг/м³; $\rho_г$ — плотность газа, кг/м³.

Пересчетный коэффициент θ, или величину, обратную объемному коэффициенту пластовой нефти b, вводят для приведения подсчитанных запасов нефти в недрах к стандартным условиям на поверхности.

Как уже указывалось, объемный коэффициент пластовой нефти определяют по результатам лабораторного анализа глубинной пробы пластовой нефти либо по специальным графикам.

Подсчет запасов газа. Объемный метод подсчета запасов газа широко применяется вследствие своей простоты, а также потому, что необходимые для него параметры можно получить в процессе разведки при пробной эксплуатации залежи газа.

Объемная формула для подсчета запасов газа имеет следующий вид:

$$V = Fhmf\,(pa - p_a a_г)\beta_г\eta_г, \tag{145}$$

где V — извлекаемые (промышленные) запасы газа на дату расчета, м³; F—площадь в пределах продуктивного контура газоносности, м²; h — мощность пористой части газоносного пласта, м; m — коэффициент пористости; p — среднее абсолютное давление в

залежи газа на дату расчета, кГ/см²; $p_к$ — конечное, среднее, остаточное абсолютное давление, кГ/см² в залежи после извлечения промышленных запасов газа и установления на устье скважины абсолютного давления, равного 1 кГ/см²,

$$p_к = p_{атм} e^{1293 \times 10^{-9} H \alpha_к}, \qquad (146)$$

где α и $\alpha_к$ — поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля-Мариотта соответственно для давлений p и $p_к$, равные $\alpha = 1/z$,

где $Z = \left[\frac{PV}{RT}\right]$ — коэффициент сжимаемости газа; f — поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре, тогда

$$f = \frac{T + t_{cm}}{T + t_{пл}} \qquad (147)$$

§ 2. СТАТИСТИЧЕСКИЙ МЕТОД

Метод подсчета подземных запасов нефти, основанный на изучении кривых падения дебита скважин, известен давно. Однако с тех пор, как при построении кривых падения дебита впервые в бывшем Советском Союзе начали применять математическую статистику, его стали называть статистическим методом.

Развитию статистического метода значительно способствовали работы В. В. Билибина (1930 г.), в которых впервые было изложено применение методов математической статистики для подсчета запасов нефти.

Методы математической статистики позволили получить необходимую точность выводимых кривых падения дебита. Построение различного рода кривых основывается на изучении статистического материала о добыче за прошедшее время. При изучении этих сведений стремятся выявить влияние тех или иных факторов на дебит. Выявленными закономерностями руководствуются при построении кривых (называемых кривыми эксплуатации) и их экстраполяции на будущее для определения возможной добычи и расчета запасов нефти. В настоящее время статистический метод применяется лишь для старых месторождений, находящихся в поздней стадии эксплуатации.

Вероятная кривая производительности. Статистический метод можно использовать при наличии таких фактических данных по эксплуатации скважин и отдельных пластов, которые отражают естественную отдачу пласта в определенных условиях его эксплуатации. В

случае проведения мероприятий по воздействию на пласт применять статистические кривые для расчета запасов нецелесообразно. Кроме того, нельзя основывать построение кривых на данных ненормальной эксплуатации, а также эксплуатации скважин с ограничением дебитов. Для пластов с эффективным водонапорным режимом применять статистический метод также нерационально.

Таким образом, статистический метод можно применять для пластов с режимом растворенного газа, с газонапорным режимом (режимом газовой шапки) и, как исключение, для пластов с неэффективным водонапорным режимом.

В связи с тем, что характеристика суммарного дебита скважины определяется величиной начального дебита и динамикой его изменения до конца «жизни» скважины, все кривые могут быть разделены на две основные группы: кривые начального дебита и кривые производительности. Кривые начального дебита служат для определения возможного начального дебита скважин, которые еще не пробурены. Кривые производительности позволяют определить темп падения какого-либо известного нам дебита (начального или текущего) до конца «жизни» скважины.

Кривые начального дебита (в том числе кривые уплотнения и кривые расстояние — время), с помощью которых раньше определяли начальный дебит новых скважин, в настоящее время не применяются. Это связано с тем, что определение начального дебита по кривым уплотнения (т.е. по мере уплотнения пласта скважинами) и по кривым расстояние — время (т.е. в зависимости от расстояния между скважинами и срока эксплуатации того или иного участка до момента вступления данной новой скважины в эксплуатацию) оказалось весьма неточным.

Поэтому в настоящее время с целью определения начального дебита пользуются не кривой расстояние — время, а данными текущих дебитов соседних скважин в момент вступления данной скважины в эксплуатацию. Если пласты новые, еще не разбуренные, то для установления начального дебита в новых скважинах используют данные аналогий с ближайшими геологически сходными разбуренными пластами.

После определения начального среднесуточного дебита (за первый месяц эксплуатации) в скважине применяют вероятную кривую производительности для выяснения темпа падения начального дебита по годам и вычисления таким образом запаса нефти по данной скважине.

В противоположность кривым других типов при построении вероятной кривой производительности не проводят корреляцию сразу всей кривой падения дебита по скважине, а темп падения дебита изучают по отдельным интервалам дебита в пределах каж-

дой скважины путем исследования характера падения последующих дебитов в зависимости от предыдущих.

В отличие от обычной (нормальной) кривой производительности кривая, построенная на основе корреляции двух ближайших дебитов, была названа вероятной кривой производительности в связи с использованием при ее построении методов, применяемых в теории вероятности.

При применении статистического метода исходными данными являются дебиты нефти по скважинам. Для построения статистических кривых обычно используют среднесуточные дебиты скважин по месяцам.

Для выявления формы связи между двумя ближайшими дебитами с целью подсчета запасов нефти впервые в СССР были применены корреляционные таблицы, которые устранили существовавший произвол в построении кривых и с помощью методов математической статистики позволили составить объективное суждение о форме связи между дебитами. Применение корреляционных таблиц обеспечило наглядное изображение изучаемых закономерностей.

Составленные корреляционные таблицы подвергают тщательному геолого-техническому анализу с целью выявления отдельных точек, далеко отклоняющихся от общей тенденции расположения их в таблице. Путем такого анализа находят дополнительные факторы, которые должны быть учтены при последующем построении кривых, а также исключают те данные, которые явно не отвечают общей тенденции расположения точек.

Для более удобного использования вероятных кривых производительности при планировании корреляцию двух ближайших дебитов производят не по годовой добыче, а по среднесуточной (вычисленной по месяцам эксплуатации).

Для удобства разноски в корреляционной таблице дебиты выражают в логарифмах. Интервал дебитов в логарифмах обычно принимают равным 0,1.

Общая схема подсчета запасов нефти статическим методом. До 1960 г. категорию запасов А разбивали на две категории: категория A_1 (подготовленный запас) и категорию A_2 (разведанный запас). В настоящее время выделена лишь общая категория А. Это обусловлено тем, что сейчас все запасы нефти подсчитываются преимущественно объемным методом, при котором раздельное выделение категорий запасов A_1 и A_2 весьма затруднительно. Раздельное вычисление запасов категорий A_1 и A_2 может быть легко произведено лишь статическом методом, который применяют очень редко и в основном при расчете запасов нефти для старых, истощенных площадей.

При подсчете запасов нефти статическим методом мы сразу подсчитать запасы по категории А не можем, расчет приходится вести раздельно: для старых скважин, пробуренных и находящихся в эксплуатации, для новых скважин, которые могут быть пробурены на этой же площади в пределах разведанного контура нефтеносности. Сумма этих запасов даст общие запасы по категории А.

В связи с тем, что подсчитываемые величины промышленных запасов изменяются в зависимости от системы и темпа разработки, для получения сравнимых величин по отдельным месторождениям при применении статистического метода поступают следующим образом.

1. Условно проектируют скважины на пласт по равномерной треугольной сетке в соответствии с принятой системой разработки, имея в виду, что при батарейных схемах размещения скважин статистический метод в настоящем своем виде обычно не применяется.

2. Предполагают, что все возможные и намеченные к бурению (согласно принятому расстоянию) скважины введены в эксплуатацию на дату подсчета (обычно на 1/I календарного года).

Затем на подсчетных планах отдельных пластов проводят настоящий и первоначальный контуры нефтеносности и выделяют границы запасов по категориям: разведанную, видимую и предполагаемую.

Подсчет запасов по старым скважинам. При расчете запасов применяют одну кривую — вероятную кривую производительности. Для этого составляют: 1) таблицу исходных данных на основе полученной вероятной кривой производительности; 2) таблицу фактических данных о фондах скважин, находящихся в эксплуатации по исследуемому пласту на дату расчета.

Составление исходной таблицы значительно облегчает весь расчет. Предположим, имеются два дебита — предыдущий и последующий, соответственно равные 100 и 80 т / сутки.

Отношение последующего дебита к предыдущему называют месячным коэффициентом падения дебита, который в данном случае будет равен 80/100=0,8.

Зная месячный коэффициент падения, вычисляют все последующие дебиты. Например, $80 \cdot 0{,}8=64$ т / сутки, затем $64 \cdot 0{,}8=51{,}2$ т / сутки и т. д.

Таблица 8

Интервал дебита	Месячный коэффициент падения дебита

Таблица 9

Интервал дебита	Число скважин, находящихся в эксплуатации	Средний дебит на одну скважину на дату подсчета

Для интервалов дебитов, начиная с 10,5 т и ниже, принимают один и тот же месячный коэффициент падения до конца «жизни» скважины. Конечный среднесуточный дебит для скважины условно принят равным 0,5 т.

Величина минимального среднесуточного рентабельного дебита зависит от глубины скважины, метода и условий эксплуатации, качества нефти и других экономических факторов. Величину эту устанавливают в соответствии с имеющимися по данному вопросу указаниями.

По рассмотренным выше интервалам дебитов все эксплуатационные скважины разбивают на группы по их текущему среднесуточному дебиту и определяют их входной дебит.

Например, в эксплуатации по данному пласту находятся 10 скважин со среднесуточной добычей 15 т на одну скважину и 15 скважин со среднесуточной добычей 7 т на одну скважину. В этом случае средний входной дебит на скважину первой группы принимают равным 15 т и второй группы — 1 т.

Особой задачей является учет временно простаивающих скважин, для которых следует принимать либо последний среднесуточный дебит перед остановкой (если эта остановка продолжалась не более 2—3 месяцев до начала подсчета запасов), либо текущий дебит одной из указанных выше групп эксплуатационных скважин, к которой может быть отнесена та или другая простаивающая скважина.

Расчет остаточного запаса по указанным двум группам скважин производят следующим образом.

1. **Первая группа** — 10 скважин с входным дебитом 15 т.

а) Для первого интервала дебитов

$$S_1 = \frac{a_1 - a_2 k_1}{1 - k_1} - a_1, \qquad (147)$$

где S_1 — сумма дебитов для одной скважины в интервале 22,4—10,6 т, a_1 — входной дебит первого интервала, равный 15 т, a_2 —

конечный дебит первого интервала, равный 10,6 т, k_1 — среднемесячный коэффициент падения добычи для первого интервала, равный 0,937.

Следовательно,

$$S_1 = \frac{15 - 10,6 \cdot 0,937}{1 - 0,937} - 15 = 65,4 . \quad (148)$$

б) Для второго интервала дебитов

$$S_2 = \frac{a_2 - a_n k_2}{1 - k_2} - a_2 , \quad (149)$$

где S_2 — сумма дебитов для одной скважины в интервале 10,5—0,5 т, a_2 — входной дебит второго интервала, равный 10,5 т, a_n — минимальный среднесуточный, рентабельный дебит, равный 0,5 т, k_2 — среднемесячный коэффициент падения добычи для второго интервала, равный 0,966.

Следовательно,

$$S_2 = \frac{10,5 - 0,5 \cdot 0,966}{1 - 0,966} - 10,5 = 284,2 \quad (150)$$

Остаточный запас для первой группы скважин:

$$(284,2 + 65,4)\ 30 \cdot 10 \cdot 0,8\text{-}83904 \text{ т}, \quad (151)$$

где 30 — число дней в месяце, 10 — число скважин первой группы, 0,8 — коэффициент эксплуатации.

2. **Вторая группа** — 15 скважин с входным дебитом 7 т. Согласно указанному выше

$$S_3 = \frac{7 - 0,5 \cdot 0,966}{1 - 0,966} - 7 = 184,7 . \quad (152)$$

Остаточный запас для второй группы скважин

$$184,7 \cdot 30 \cdot 15 \cdot 0,8 = 66492 \text{ т}. \quad (153)$$

Общий остаточный запас по всем (25) эксплуатационным скважинам составит

$$83\ 904 + 66\ 492 = 150\ 396 \text{ т}. \quad (154)$$

Подсчет запасов по новым скважинам. При расчете запасов по плану разработки определяют фонд скважин-точек. В этот фонд включают скважины, находящиеся в бурении, проектируемые и подлежащие возврату (а также углублению) на данный пласт.

Предположим, указанные скважины введены в эксплуатацию одновременно на день подсчета. В данном случае по аналогии с соседними разбуренными пластами определяют, что начальный среднесуточный дебит на одну скважину составляет 15,5 т, а фонд скважин, подсчитанный по плану разработки, пять скважин.

Затем по вероятной кривой производительности согласно указанному выше методу определяют все последующие дебиты до минимального рентабельного дебита. Пользуясь табл. 39, подсчитывают разведанный запас на одну скважину:

$$S_1 = \frac{15,5 - 10,6\ 0,937}{1 - 0,937} = 88,4\,. \qquad (155)$$

$$S_2 = \frac{10,5 - 0,5\ 0,966}{1 - 0,966} - 10,5 = 284,2\,. \qquad (156)$$

Разведанные запасы нефти:

$$(88,4 \text{ -|- } 284,2) \cdot 30 \cdot 5 \cdot 0,8 = 44\ 712 \text{ т}, \qquad (157)$$

где 30 — число дней в месяце, 5 — число скважинно - точек фонда, 0,8 — коэффициент эксплуатации.

При подсчете запасов нефти статистическим методом по месторождениям с газонапорным режимом или режимом растворенного газа необходимо иметь:

1) данные о продолжительности эксплуатации нескольких скважин за период не менее одного года;

2) материалы, обосновывающие принятую схему разработки и намечаемый темп ввода скважин в эксплуатацию по годам;

3) сведения о режиме работы горизонта, пластовом давлении и динамике продвижения контура водоносности.

§ 3. Объемно-статистический метод

Рассматриваемый метод основан на применении обычной, несколько видоизмененной, объемной формулы, в которой отдельные параметры представляют собой значения, взятые либо по аналогии с изученной территорией, либо непосредственно по прогнозной территории (при наличии соответствующих данных) на основании геолого-статистической обработки соответствующих исходных данных.

При применении указанного метода важнейшим является определение закономерностей распределения локальных поднятий, поскольку свыше 80% всех запасов нефти и газа, выявленных в нефтегазоносных областях, приурочены к поднятиям в целях использования полученных закономерностей при подсчете запасов на прогнозной территории. В качестве локального поднятия можно принять любую положительную структуру, ограниченную замкнутой изогипсой, осложняющую более крупное тектоническое сооружение, но в то же время являющуюся независимым и обособленным элементом.

Известно, что локальные поднятия внутри любой территории распределяются неравномерно, в связи с чем для выяснения этой неравномерности будет эффективным вычисление плотности локальных поднятий, которую удобно определять с помощью, так называемого, статистического окна. При проведенных исследованиях в пределах Русской платформы оказалось наиболее рациональным для статистического окна принять квадрат площадью в 1000 км^2, последовательно сдвигаемый в процессе изучения распределения локальных структур на половину своего сечения. При этом отсчитывают суммарную площадь всех поднятий внутри статистического окна и эту сумму делят на площадь окна. Таким образом, под плотностью локальных поднятий понимается частное от деления суммарной площади, занятой локальными поднятиями внутри статистического окна, на площадь всего окна. Ее удобно выражать в процентах.

По значениям вычисленной плотности локальных поднятий в пределах каждого статистического окна строят карту плотности поднятий в изолиниях, представляющую собой поверхность топографического порядка. В итоге получают возможность вычислять плотность поднятий в процентах от всей исследуемой территории и не прибегать к весьма субъективному расчету по данным «осредненной структуры», что, к сожалению, нередко делается.

Следует, однако, иметь в виду, что вероятность обнаружения поднятий, площадь которых меньше размера разведочной сети, уменьшается с уменьшением размера поднятий. Естественно, что при уменьшении размера разведочной сети число мелких поднятий, выявленных новой сетью, будет увеличиваться. Однако принятая в том или другом регионе сетка размещения разведочных скважин обычно учитывает характерные размеры поднятий для данного региона, и более мелкие поднятия играют обычно ничтожную роль.

Обычно крупные поднятия, а также сближенные средние и крупные поднятия образуют на карте максимумы плотности. По карте плотности локальных поднятий с помощью интерполяции можно определить величину этого параметра на промежуточных участках, по которым нет соответствующих данных.

Карта плотности поднятий является также основой для вычисления среднего значения плотности поднятий на каждом тектоническом сооружении. Средние значения плотности по крупным тектоническим сооружениям северо-восточной части Русской платформы колеблются в пределах 11,7—22,1%.

При выделении локальных поднятий на карте для построения в изолиниях карты плотности локальных поднятий обычно выбирают опорный горизонт, который позволяет минимальными средствами получить о нем максимум информации.

В силу частого наличия не соответствия в структурных планах отложений разного возраста возникает важный вопрос о степени соответствия карты распределения локальных поднятий по опорному горизонту структурному плану продуктивной свиты. Если известна степень соответствия, то плотность поднятий по продуктивной свите может быть получена по карте плотности поднятий, построенной по опорному горизонту с учетом коэффициента степени соответствия структурных планов опорного горизонта r продуктивной свиты.

Этот коэффициент r, вычисленный по отдельным структурным элементам, принимается равным отношению суммы площадей локальных поднятии, выявленных в продуктивной свите $\sum f_n$, к сумме площадей всех соответствующих поднятий по опорному горизонту $\sum f_0$

$$r = \frac{\Sigma f_n}{\Sigma f_0}. \qquad (158)$$

После определения указанных выше важных показателей общая формула для оценки прогнозных запасов нефти для каждой продуктивной свиты получит следующее выражение

$$Q = FnrdHkwqm, \qquad (159)$$

где: F — площадь прогнозной территории в км²; n — коэффициент плотности поднятий; r — коэффициент степени соответствия структур опорного (маркирующего) горизонта и продуктивной свиты; d — коэффициент полной площади поднятий по продуктивной свите, учитывающий только ту часть площади, которая занята коллекторами; H — общая мощность продуктивной свиты в км; k — коэффициент структуры разреза, учитывающий долю коллекторов в общей мощности продуктивной свиты; w — комплексный коэффициент аналогии, учитывающий степень сходства (по параметрам

n, r, d, H и k) прогнозной и эталонной территории. При сопоставлении прогнозной территории с тщательно подобранной по сходству геологического строения эталонной (разведанной и изученной) нефтегазоносной областью, величину коэффициента аналогии можно принять равной единице: q — удельный запас нефти (или газа для чисто газоносных свит или углеводородов, приведенных условно к нефти при наличии нефти и газа) в единице объема коллекторов продуктивной свиты в пределах выявленных ловушек в т/ км^3; т — коэффициент изменения удельных запасов на прогнозной территории по сравнению с эталонной в связи с соответствующим изменением пористости пород.

Методика определения указанных выше коэффициентов следующая. Коэффициент соответствия структур r удобнее всего определять путем составления двух карт плотности поднятии по эталонной территории — по опорному горизонту и по изучаемой продуктивной свите. Затем обе карты совмещают и производят расчет коэффициента r по отдельным тектоническим элементам согласно выражению. Коэффициент d определяют по соотношению

$$d = \frac{\Sigma F_k}{\Sigma F_n}, \qquad (160)$$

где: ΣF_k — сумма площадей всех локальных поднятий (в пределах последней замкнутой изогипсы) продуктивной свиты, взятых в границах распространения коллекторов, в км^2; в случае, если локальное поднятие имеет ряд продуктивных горизонтов, то берется средняя площадь из указанных горизонтов; ΣF_n — сумма полных площадей всех поднятий продуктивной свиты в пределах последней изогипсы в км^2.

При отсутствии выклинивания коллекторов в пределах структур (в границах последней замкнутой изогипсы) равен единице.

Общую мощность продуктивной свиты H вычисляют по карте изопахит, как средневзвешенную величину по площади. Указанную мощность определяют, как полную мощность продуктивной свиты от кровли до подошвы. Коэффициент структуры разреза H определяют по соотношению

$$k = \frac{h_k}{H}, \qquad (161)$$

где h_k — средняя суммарная мощность коллекторов (пустых и занятых углеводородами) продуктивной свиты в метрах, вычисляемая по карте изопахит (составленной по данным о суммарной мощности коллекторов) как средневзвешенная величина по площади.

Удельный запас нефти (газа или углеводородов) q определяют, как среднюю величину для всей продуктивной свиты эталонной территории по соотношению

$$q = \frac{\Sigma Q}{\Sigma V}, \qquad (162)$$

где: ΣQ — суммарные запасы нефти (газа или углеводородов) в пределах всех поднятий продуктивной свиты на эталонной территории в т; ΣV — суммарный объем коллекторов (содержащих и не содержащих углеводороды) продуктивной свиты в пределах выявленных ловушек (пустых и продуктивных) в км^3.

Величину ΣV определяют по карте изопахит суммарной мощности коллекторов (составленной для данной продуктивной свиты эталонной территории), на которой нанесены локальные поднятия (ловушки) в пределах последней замкнутой изогипсы и границ площадного распространения коллекторов. Совершенно очевидно, что в случае необходимости и возможности можно вычислить раздельно для отдельных крупных тектонических элементов (и для отдельных стратиграфических комплексов).

Коэффициент изменения удельных запасов m определяется в тех случаях, когда известна величина среднего коэффициента пористости на прогнозной территории $m_п$ и на эталонной $m_э$

$$m = \frac{m_п}{m_э}. \qquad (163)$$

Значение $m_э$ определяют по эталонной территории, как средневзвешенную величину коэффициента пористости (по локальным поднятиям всей продуктивной свиты) по площадям поднятий, по карте изолиний коэффициента пористости.

В заключение следует сказать, что в связи с тем, что еще не установлены диагностические признаки закономерностей распределения в земной коре крупных залежей нефти и газа, равно как и месторождений среднего и малого размера, в работе даны лишь основные положения, которыми следует руководствоваться при оценке перспектив нефтегазоносности территории.

Совершенно очевидно, что по отдельным газонефтеносным областям при оценке перспектив газонефтеносности могут получить преимущественное значение те или иные критерии газонефтеносности, а возможно, отдельными исследователями будут привлечены и некоторые дополнительные факторы.

По мере усовершенствования наших знаний в области генезиса нефти — изучения условий формирования и закономерностей

распространения залежей нефти и газа — указанные выше критерии газонефтеносности можно будет уточнить и тем самым повысить точность определения перспектив газонефтеносности. Тогда возможно будет уточнить предлагаемую в работе методику количественной оценки прогнозных запасов нефти и газа.

§ 4. Метод материального баланса

Метод материального баланса основан на изучении изменения физических параметров жидкости и газа, содержащихся в пласте, в зависимости от изменения давления в процессе разработки. В процессе извлечения жидкости (нефти и воды), а также газа из пласта в нем происходит непрерывное перераспределение нефти, воды и газа вследствие изменения пластового давления.

Указанные изменения в распределении нефти, газа и воды в пределах пласта и связанные с этим изменения физического состояния газа и нефти используются при подсчете запасов нефти по уравнению материального баланса.

Следует иметь в виду, что имевшееся в начальной стадии разработки равновесное состояние в пласте в процессе разработки нарушается, особенно при наличии в нем значительных фациальных изменений. Это затрудняет возможность точного определения среднего пластового давления, при котором определяется значение всех входящих в формулу коэффициентов. Поэтому при применении метода материального баланса следует на дату расчета строить карту изобар, по которой более точно можно подсчитать среднее арифметически взвешенное по площади (или по объему пласта) пластовое давление. Это среднее пластовое давление и является исходным для определения всех параметров, зависящих от пластового давления.

Совершенно очевидно, что в отдельных случаях при больших аномалиях в распределении пластовых давлений подсчет среднего пластового давления является менее точным, что может значительно снижать точность определения отдельных параметров.

Применение метода материального баланса требует тщательного изучения пласта с самого начала разработки. Для этого необходимо проводить систематические замеры пластовых давлений в скважинах глубинными манометрами, вести точный отбор нефти, газа и воды, подробно исследовать керны и глубинные пробы нефти.

Все геолого-промысловые исследования должны проводиться систематически и с максимальной точностью.

Вывод уравнений материального баланса основан или на изучении баланса между первоначально содержащимися в недрах углеводородами и количеством углеводородов, добытых и оставшихся в

недрах, или на определении освобожденного объема в пласте в процессе добычи нефти, воды и газа. В соответствии с этим выводы уравнений материального баланса можно базировать на одном из двух следующих положений: 1) на сохранении материи (т.е. на постоянстве суммы добытых и оставшихся в недрах углеводородов, выраженных в весовых или объемных единицах) или 2) на постоянстве объема пор, первоначально занятых нефтью и газом.

В первом случае, если в пласте в начальных условиях содержалось некоторое количество нефти и газа, то и после извлечения части общее количество углеводородов, оставшихся в недрах и извлеченных на поверхность, должно быть равно тому количеству, которое первоначально содержалось в недрах.

Постоянство объема пор сохраняется во все периоды разработки пласта, хотя часть этого объема (первоначально занятая нефтью и газом) может быть в дальнейшем занята наступающей краевой водой. Роль связанной воды при этом не учитывается, так как предполагается, что эта вода плотно связана с частицами породы и в перераспределении нефти, газа и краевой воды не принимает сколько-нибудь существенного участия. При выводе формул для простоты расчетов не учитываются упругие свойства породы и флюидов.

Метод материального баланса является динамическим, при его применении состояние пласта рассматривается в зависимости от отбора жидкости, газа и падения пластового давления. Как уже указывалось, при подсчете запасов пользуются некоторыми средними параметрами, определенными для данного среднего пластового давления. В связи с этим необходимо тщательное их определение в лаборатории на промыслах в соответствии с величиной среднего пластового давления, определенного на дату расчета.

При всех выводах уравнений материального баланса примем следующие обозначения:

Q_0 — балансовый (начальный) запас нефти в объемах при стандартных условиях;

$Q_н$ — накопленная добыча нефти в объемах на дату составления уравнения баланса при стандартных условиях;

r — число объемов газа, растворенного в одном объеме нефти при среднем пластовом давлении p (на дату составления уравнения баланса) и замеренного при стандартных условиях;

r_0 — число объемов газа, растворенного в одном объеме нефти при среднем начальном пластовом давлении p_0 и замеренного при стандартных условиях;

b — однофазный объемный коэффициент пластовой нефти на дату расчета (при растворении в нефти *г /ж*^{3} газа при давлении p на дату расчета);

b_0 — однофазный объемный коэффициент пластовой нефти на начало разработки (при растворении в нефти r_0 $м^3$ газа при начальном давлении p_0);

v — объемный коэффициент пластового газа при давлении на дату расчета, согласно формуле :

$$v_p = \frac{1,033}{p} \cdot \frac{T + t_{пл}}{T + t_{сс}} Z = 0,00351 \frac{T + t_{пл}}{p}; \qquad (164)$$

V_0 — объемный коэффициент пластового газа при давлении p^0 на начальную дату (имеет то же выражение, что и v, но при давлении p_0);

r_p — средний газовый фактор за период добычи Q_H объемов нефти (т.е. за период падения давления от p_0 до p), отнесенный к стандартным условиям, определяется как частное от деления накопленной на дату расчета добычи газа на накопленную добычу нефти (Q_H);

$Q_г$ — первоначальный запас свободного газа в газовой шапке в объемах при стандартных условиях;

δ — отношение объема газа, находящегося в газовой шапке (в пластовых условиях), к объему нефти с растворенным в ней газом (тоже в пластовых условиях). При постоянной мощности пласта это отношение равно частному от деления площади, ограниченной контуром газоносности, к площади нефтеносности, расположенной между контурами водоносности и газоносности:

$$\delta = \frac{Q_r v_0}{Q_0 b_0}, \qquad (165)$$

откуда можно написать

$$Q_r v_0 = \delta Q_0 b_0; \qquad (166)$$

$$Q_r = \frac{\delta Q_0 b_0}{v_0}; \qquad (167)$$

W — количество вошедшей в пласт воды в объемных единицах за период падения давления от p_0 до p, замеренное при стандартных условиях;

w — количество добытой воды в объемных единицах за период падения давления от p_0 до p, замеренное при стандартных условиях;

$\delta_г$ — двухфазный объемный коэффициент совместно пластовой нефти и газа (нефтегазовой смеси), учитывающий изменение едини-

цы объема нефти при контактном методе ее исследования путем снижения давления от p_0 до p. В этом случае при снижении давления от p_0 до p из нефти выделяется r_0-r объемов газа, который при давлении p, находясь в контакте с нефтью, занимает объем $(r_0-r)v$; тогда двухфазный коэффициент получит следующее выражение:

$$b_1=b+(r_0-r)v, \tag{168}$$

$$b=b_1-r_0v+rv. \tag{169}$$

В связи с указанными определениями объемных коэффициентов пластовой нефти необходимо иметь в виду, что однофазный коэффициент пластовой нефти изменяется прямо пропорционально изменению пластового давления, а двухфазный коэффициент изменяется обратно пропорционально изменению пластового давления (за счет своей газовой фазы), т. е. с увеличением давления уменьшается, и с уменьшением пластового давления увеличивается.

Перейдем к рассмотрению методики вывода уравнений материального баланса в соответствии с указанными выше положениями.

Вывод уравнения на основе постоянства суммы добытых и оставшихся в недрах углеводородов. Вывод базируется на том, что первоначальное количество углеводородов (в объемных единицах) в пласте, приведенное к некоторому давлению, равно сумме углеводородов, добытых и оставшихся в пласте (также в объемных единицах), приведенных к тому же давлению.

Так как количество оставшейся в пласте нефти подсчитать трудно, указанный выше баланс углеводородов удобнее и точнее вести по газу, а именно: количество объемов газа, первоначально содержащихся в нефти и приведенных к атмосферному давлению, равно количеству объемов газа, добытых и оставшихся в пласте, и также приведенных к атмосферному давлению.

Сложный подземный резервуар. Пласт содержит насыщенную газом нефть; к началу разработки имеется газовая шапка; в процессе разработки наблюдается продвижение контурных вод. Рассмотрим баланс газа (в объемных единицах) при извлечении $Q_н$ объемов нефти и при падении давления от p_0 до p.

I. Первоначальное содержание газа в пласте в начале разработки, замеренное при стандартных условиях, в объемных единицах:

а) свободный газ в пределах газовой шапки согласно уравнению

$$Q_г=\frac{\delta Q_0 b_0}{v_0}, \tag{170}$$

б) газ, растворенный в нефти $Q_{рго}$.

Таким образом, первоначальное содержание газа в пласте в начале разработки при стандартных условиях равно

$$\frac{\delta Q_0 b_0}{v_0} + Q_0 r_0 \quad . \tag{171}$$

II. Добыча газа (в объемных единицах), извлеченного совместно

с $Q_н$ объемами нефти на дату подсчета, когда среднее пластовое давление в пласте стало равным p, составляет (при стандартных условиях) $Q_н r_p$.

III. Количество газа (в объемных единицах), оставшегося в пласте на дату подсчета при давлении p (при стандартных условиях), составит:

1) в виде свободного газа в объеме первоначальной газовой шапки

$$\frac{\delta Q_0 b_0}{v}; \tag{172}$$

2) в виде свободного газа, заполнившего освобожденный объем в пласте вследствие усадки оставшейся в пласте нефти,

$$(Q_0 - Q_н)(b_0 - b) \tag{173}$$

и вследствие освобождения объема в результате извлечения $Q_н$ объемов нефти,

$$Q_н b_0 \, . \tag{174}$$

Таким образом, общий освобожденный объем пор составит

$$(Q_0 - Q_н)(b_0 - b) + Q_н b_0. \tag{175}$$

Однако не весь этот объем пласта может быть заполнен свободным газом; часть этого объема заполняется вступившей в пласт водой, объем которой за вычетом добытой воды (w) составляет W-w.

Поэтому освобожденный объем пор за счет усадки нефти и извлечения $Q_н$ объемов нефти должен быть уменьшен в пластовых условиях на величину W-w, т. е.

$$(Q_0 - Q_н)(b_0 - b) + Q_н b_0 - (W - w). \tag{176}$$

Вычисленный освобожденный объем пор заполняется свободным газом, выделившимся из пласта при падении давления от p_0 до p.

При давлении p в указанном объеме поместится следующее количество объемов газа, замеренное при стандартных условиях:

$$\frac{(Q_0 - Q_н)(b_0 - b) + Q_н b_0 - (W - w)}{v}; \tag{177}$$

3) в виде растворенного газа в оставшейся в пласте нефти $(Q_0 - Q_н)r$.

Уравнение материального баланса в этом случае принимает вид (при условии, что добыча газа из газовой шапки не производится):

$$\frac{\delta Q_0 b_0}{v_0} + Q_0 r_0 = Q_н r_p + \frac{\delta Q_0 b_0}{v} + \\ + \frac{(Q_0 - Q_н)(b_0 - b) + Q_н b_0 - (W - w)}{v} + (Q_0 - Q_н)r \qquad (178)$$

После упрощения получим

$$Q_0\left(\frac{\delta b_0 v}{v} + r_0 v - b_0 - b_0 + b - rv\right) = \\ = QH(r_p v - b_0 + b + b_0 - rv) - (W - w). \qquad (179)$$

Подставив в полученное выражение значение b из формулы, окончательно получим

$$Q_0 = \frac{Q_н\left[b_1 + (r_p - r_0)v\right] - (W - w)}{b_1 - b_0 + \frac{\delta b_0}{v_0}(v - v_0)}. \qquad (180)$$

Вывод уравнения на основе постоянства объема пор, первоначально занятых нефтью и газом. Вывод базируется на том, что освобожденный в пластовых условиях объем пор (в результате добычи нефти, газа и воды, а также усадки нефти) равняется занятому объему пор (в результате расширения газовой шапки, выделения газа из нефти и вхождения в пласт воды).

В этом случае предусматривается постоянство объема нефтяного пласта во все периоды его разработки, хотя часть этого объема, первоначально занятая лишь нефтью и газом, может быть в дальнейшем занята наступающей краевой водой.

Роль связанной воды при этом не учитывается, так как предполагается, что эта вода не принимает участия в перераспределении нефти, газа и краевой воды.

Сложный подземный резервуар. Пласт содержит насыщенную газом нефть; к началу разработки имеется газовая шапка; в процессе разработки наблюдается продвижение контурных вод; добыча газа из газовой шапки не производится.

Первоначальный объем пор пласта, занятых нефтью и газом, складывается:

1) из части объема пор пласта, занятых нефтью с растворенным в ней газом, $Q_0 b_0$;

2) из части объема пор пласта, занятых свободным газом газовой шапки, $Q_1 v_0$.

Таким образом, первоначальный объем пор пласта в пластовых условиях, занятых нефтью и газом, равен

$$Q_0 b_0 + Q_1 v_0 . \qquad (181)$$

Рассмотрим перераспределение объема пор, занятых нефтью (с растворенным в ней газом), свободным газом и водой, поступившей в пласт в результате добычи $Q_н$ объемов нефти и снижения давления в пласте от p_0 до p.

I. Освобожденный в пласте объем пор при снижении давления от p_0 до p складывается:

1) из объема, освободившегося в пластовых условиях в результате добычи $Q_н$ объемов нефти, $Q_н b_0$;

2) из объема, освободившегося в пласте в результате усадки оставшейся в пласте нефти, $(Q_0 - Q_н)(b_0 - b)$;

3) из объема, освободившегося в результате добычи некоторого избыточного количества газа, сверх растворенного в нефти, при добыче объемов нефти; так как каждая единица (при стандартных условиях) добытого избыточного газа будет занимать в пласте при давлении p объем v, то в пластовых условиях освобожденный объем составит

$$Q_н(r_p - r_0)v; \qquad (182)$$

4) из объема, освободившегося в результате добычи некоторого объема воды, w.

Этот освобожденный в пласте объем пор будет заполняться свободным газом расширяющейся газовой шапки, газом, выделившимся из нефти, и вступившей в пласт краевой водой.

Вследствие того, что изменившиеся условия в пласте рассматриваем при некотором давлении p, может оказаться, что при недостаточно активном вступлении в пласт воды в освобожденном объеме (в пласте) давление будет меньше p.

Тогда для обеспечения поставленного нами условия — поддержания в пласте давления p — необходимо подкачать в газовую шапку некоторое количество газа g_1 (замеренное при стандартных условиях).

Если проведение указанного мероприятия окажется недостаточным для получения искомого нами давления p, то одновременно

явится необходимость подкачки и некоторого количества воды w_1 в приконтурную часть, что обеспечит наличие в пласте давления p_* при котором нами рассматривается пласт, после извлечения QH объемов нефти.

В соответствии с высказанными соображениями рассмотрим характер перераспределения нефти, газа и воды в пласте и заполнения ими освобожденного объема в результате снижения давления от p_0 до p.

II. Занятый в пласте объем пор при снижении давления от p_0 до p складывается:

1) из объема, занятого расширившимся свободным газом газовой шапки. Согласно сказанному выше, первоначальное содержание газа в газовой шапке при стандартных условиях

$$Q_г = \frac{\delta Q_0 h_0}{v_0}. \qquad (183)$$

Единица объема газа (при стандартных условиях) займет в пластовых условиях при давлении p_0 объем v_0, а при давлении p — объем v (при этом $v > v_0$). Таким образом, объем, дополнительно занятый свободным газом газовой шапки за счет его расширения в пластовых условиях, составит

$$Q_г v - Q_г v_0 = \frac{\delta Q_0 h_0}{v_0}(v - v_0); \qquad (184)$$

2) из объема, занятого свободным газом, выделившимся из оставшейся в пласте нефти при падении давления от p_0 до p. Если каждая единица объема (замеренного при стандартных условиях) выделившегося из нефти газа при давлении p в пластовых условиях будет иметь объем v, то объем, занятый свободным газом, выделившимся из оставшейся в пласте нефти, в пластовых условиях составит:

$$(Q_0 - Q_н)(r_0 - r)v, \qquad (185)$$

3) из объема, занятого вступившей в пласт водой W;

4) из объема закачанной в пласт воды w_1 (в объемных единицах), если вступившая в пласт краевая вода не обеспечивает установления в залежи принятого среднего пластового давления p;

5) из объема закаченного в пласт газа g_1 (в объемах при стандартных условиях), если закаченный в пласт объем воды w_1 не обеспечивает установления в залежи принятого среднего пластово-

го давления p. Так как каждая единица объема газа (при стандартных условиях) при давлении p в пластовых условиях займет объем v, то закачанный объем газа g_1 (замеренный при стандартных условиях) в пластовых условиях займет объем $g_1 v$.

Согласно закону постоянства объема пор, освобожденный в пласте при снижении давления от p_0 до p объем пор должен равняться объему пор, занятых свободным газом и водой.

Тогда уравнение материального баланса примет вид

$$Q_н b_0 + (Q_0 - Q_н)(b_0 - b) + Q_н (r_p - r_0)v + w =$$

$$= \frac{\delta Q_0 b_0}{v_0} (v - v_0) + (Q_0 - Q_н)(r_0 - r)v + W + w_1 + g_1 v. \qquad (186)$$

Преобразуя это равенство и заменяя b через равное ему выражение $b_1 - (r_0 - r)v$, получим

$$Q_0 b_1 - Q_0 b_0 + \frac{\delta b_0 Q_0}{v_0} (v - v_0) =$$

$$Q_н b_1 - Q_н r_0 v + Q_н r_p v - W - w_1 - g_1 + w \qquad (187)$$

и окончательно имеем

$$Q_0 = \frac{Q_н \left[b_1 + (r_p - r_0)v\right] - (W + w_1 - w) - g_1 v}{b_1 - b_0 + \frac{\delta b_0}{v_0}(v - v_0)}. \qquad (188)$$

Полученное выражение упрощается при отсутствии необходимости закачки воды и газа.

Уравнение также может быть использовано для коллекторов, в которых отсутствует: 1) напор воды, в этом случае в числителе $W - w = 0$; 2) газовая шапка, тогда в знаменателе — $(v - v_0) = 0$, так как $\delta = 0$; 3) одновременно напор воды и газовая шапка, при этом оба указанных выше члена равны нулю и формула становится весьма простой.

Таким образом, выведенные нами уравнения могут служить для определения балансовых (начальных) запасов нефти и газа; они могут быть также использованы (при знании первоначальных запасов нефти) для определения количества воды и газа, необходимых для закачки в пласт с целью поддержания того или иного среднего пластового давления.

Подсчет запасов нефти по выведенному уравнению особенно прост, как уже указывалось выше, для пластов, в которых не наблюдается продвижения краевых вод (т.е. для пластов, в общем имеющих газовый режим без активного движения вод).

При наличии продвижения воды необходимо определение вошедшей в пласт воды W. Существуют различные методы определения вошедшей в пласт воды, но наиболее простым и достаточно точным является метод, основанный на определении размера обводненной площади с начала разработки на дату расчета при известных начальном и современном (на дату расчета) контурах нефтеносности. В этом случае

$$W=Fhm\beta \cdot 0{,}8, \qquad (189)$$

где F — заводненная площадь, м², h — эффективная средняя мощность пласта обводненной части площади, м, m — коэффициент открытой пористости, β — коэффициент нефтенасыщения, 0,8 — коэффициент извлечения нефти (предполагается, что при современной технологии добычи нефти 0,2 запаса остается в недрах).

Р. Шильтуис определяет вошедшую в пласт воду на основе изучения промысловых данных и выявления периодов постоянства пластового давления при постоянном размере добычи (нефти и воды).

В. Херст вычисляет вошедшую в пласт воду посредством изучения характера распределения пластовых давлений в залежи и в пределах водонапорной системы.

Вудс и Маскет для определения вошедшей в пласт воды составляют четыре уравнения, характеризующих величину запасов и соотношение в пласте количеств свободного газа, нефти и вошедшей в пласт воды (в качестве неизвестной величины) и т. д.

При применении метода материального баланса должны быть определены следующие величины:

1. Накопленная добыча нефти ($O_д$) на дату расчета в м³, т.е. вся добытая нефть с начала разработки на дату расчета.

2. Количества объемов газа, растворенных в 1 м³ нефти на начало разработки (r_0) и на дату расчета (r), в м³/м³.

Эти величины определяют либо в лаборатории в отобранных глубинных пробах пластовой нефти, либо по имеющимся в литературе графикам растворимости газа в нефти в зависимости от средних пластовых давлений.

3. Средний газовый фактор ($r_р$), который определяется за весь период разработки на дату расчета как частное от деления накопленной добычи газа на накопленную добычу нефти

$$r_р = \frac{Q_г}{Q_н}\left[м^3/м^3\right], \text{ или } [\text{ м}^3.\text{т}] \qquad (190)$$

4. Объемные коэффициенты пластовой нефти на начало разработки (b_0) и на дату расчета (b).

5. Объемные коэффициенты пластового газа на начало разработки (v_0) и на дату расчета (v).

6. Двухфазный объемный коэффициент пластовой нефти (b).

7. Доля газоносной части пласта ($б$) по отношению к объему нефтеносной части пласта. При постоянстве мощности продуктивного пласта в пределах всей площади величина $б$ равна отношению газоносной площади пласта к нефтеносной.

8. Вошедшая в пласт вода (W).

9. Добыча воды (w) определяется с начала разработки в м³.

Динамические коэффициенты (r, r_0, b_x, b_0, b, v, v_0) определяются для средних пластовых давлений, которые вычисляются по составленным картам изобар.

Согласно Инструкции при подсчете запасов методом материальных балансов необходимо иметь:

а) данные лабораторных исследований о растворимости газа в нефти и изменении в связи с этим, объема нефти в пластовых условиях при различных давлениях;

б) данные об изменении объема углеводородных газов при различных давлениях с учетом отклонения их от законов идеальных газов;

в) сведения о контурах газоносности и нефтеносности, а также данные о среднем газовом факторе;

г) сведения о добыче нефти, газа и воды с начала разработки пласта (суммарно и по месяцам);

д) сведения о режиме работы пласта и данные о динамике изменения пластовых давлений, а также все исходные данные для составления карт изобар.

§ 5. МЕТОД ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ СВОБОДНОГО ГАЗА ПО ПАДЕНИЮ ДАВЛЕНИЯ

Метод подсчета запасов по падению давления применяют для пластов, в которых первоначальный объем пор, занятый газом, не изменяется по величине в процессе эксплуатации. Следовательно, в случае водонапорного режима указанный метод неприменим, хотя при неэффективном водонапорном режиме (при небольшом поступлении воды в пласт) его все же можно использовать.

Формула подсчета запасов свободного газа по падению давления основана на предположении о постоянстве количества газа, извлекаемого при падении давления на 0,1 МПа, во все периоды разработки газовой залежи.

Таким образом, если на первую дату (с начала разработки) из газовой залежи было добыто Q_1, объемов газа и давление в залежи составляло p_1, а на вторую дату (с начала разработки) было добыто

Q_2 объемов газа и давление в залежи равнялось p_2, то за период разработки от первой до второй даты на 0,1 МПа падения давления добыча газа составила:

$$Q = \frac{Q_2 - Q_1}{p_1 - p_2}. \qquad (191)$$

Полагая, что и в дальнейшем при падении давления до некоторой конечной величины $p_к$ будет добываться то же количество газа на 0,1 МПа снижения давления, получим следующую формулу для подсчета остаточных извлекаемых запасов газа на вторую дату по методу падения давления с учетом поправок на отклонение от законов состояния идеальных газов a_1 и a_2 (соответственно для давлений p_1 и p_2):

$$V = \frac{(Q_2 - Q_1)(p_2\alpha_2 - p_к\alpha_к)}{p_1\alpha_1 - p_2\alpha_2}, \qquad (192)$$

где V — остаточные извлекаемые (промышленные) запасы газа, м³.

При расчете начальных запасов газа в числителе вместо $(p_2a_2 - p_ka_k)$ следует поставить $(p_{нач}a_{нач} - p_ka_k)$.

Метод подсчета по падению давления не требует знания площади, мощности и пористости газоносного пласта, однако неучет мощности и вообще объемной характеристики пласта (при вычислении средневзвешенного пластового давления) приводит иногда к большим погрешностям, особенно если давление по пласту значительно меняется. Совершенно очевидно, что рассмотренный метод пригоден для единой залежи газа, не разбитой на отдельные самостоятельные участки.

При наличии напора воды в формулу (192) следует ввести поправку на количество газа, вытесненное за данный интервал времени напором воды.

Количество газа Q', вытесненное под напором воды при падении давлений от p_1 до p_2, нужно определять путем тщательного наблюдения за давлением и установления периода, в течение которого оно было постоянным. За это время и следует определить количество газа, вытесненное под напором воды Q'.

В этом случае формула (192) примет следующий вид (для водонапорного режима остаточное давление учитывать нет необходимости):

$$V = \frac{(Q_2 - Q_1 - Q')p_2\alpha_2}{p_1\alpha_1 - p_2\alpha_2}. \qquad (193)$$

Если количество газа, вытесненное напором воды, определить не удается, то для подсчета запасов следует применить объемный метод. Метод расчета по падению давления требует систематичес-

кого изучения давлений на устье скважин (при их закрытии хотя бы на короткий срок) и лабораторных исследований с целью установления отклонений углеводородного газа от закона Бойля — Мариотта.

Подсчет запасов газа методом падения давления допускается по залежам, в которых доказано отсутствие промышленных запасов нефти.

При проведении пробной эксплуатации скважин в целях подсчета запасов газа методом падения давления необходимо вести особо тщательные наблюдения за поведением рабочего и статического давлений газа в работающих скважинах, статического давления в наблюдательных и статических уровней воды в пьезометрических скважинах. Давление газа следует замерять высокоточными контрольными или грузовыми манометрами с погрешностью не больше 0,05—0,03%, с помощью которых можно было бы уверенно отметить падение давления на 0,2 — 0,3 МПа, а, следовательно, в ряде случаев достаточно достоверно определить запасы газа небольших и средних по запасам месторождений (залежей). При наличии в газовых скважинах жидкости необходимо производить замеры забойных давлений глубинными манометрами, а также определять количества воды и породы, выносимые газом при различных режимах работы скважин.

При подсчете запасов свободного газа особенно важно точное определение среднего пластового давления. В процессе опытно-промышленной эксплуатации среднее пластовое давление можно определить как средневзвешенную по объему порового пространства величину по картам изобар:

$$p_{ср} = \frac{\sum(phmS)}{\sum(hmS)}, \qquad (194)$$

где $p_{ср}$ — давление в скважине, соответствующее середине мощности газоносного интервала, МПа; h — эффективная мощность газоносного пласта, м; m — коэффициент открытой пористости; S — элементарные площади между изолиниями.

Для такого расчета строятся карта пластовых давлений (карта изобар); карта произведения hm, наложенная на карту изобар; по точкам пересечения указанных карт; карта phm, по которой и определяется среднее пластовое давление $p_{ср}$.

Расчет среднего пластового давления по указанной формуле дает достаточно надежные результаты при сравнительно небольших этажах газоносности (до 200 м) и невысоких давлениях (около 10 МПа).

Если этаж газоносности велик — 500 м и более (особенно при изменчивости мощности пласта) при определении $p_{ср}$ следует учи-

тывать изменение температуры $t_{пл}$ и коэффициента сжимаемости газа z по объему залежи. В таких случаях картами изобар пользоваться нельзя, и для расчета $p_{ср}$ следует весь объем продуктивного пласта разделить параллельными плоскостями на ряд элементарных объемов, для каждого такого объема определить величины $t_{пл}$, p/z и V_p ;

$$P_{ср} = \frac{\sum(\frac{p}{z} V_p)}{\sum V_p}. \qquad (195)$$

В этом случае запасы газа подсчитываются для каждого элементарного объема пласта с учетом коллекторских свойств в каждом объеме, а сумма запасов по элементарным объемам составит в целом запасы газа по всему продуктивному пласту.

§ 6. ОЦЕНКА ПРОГНОЗНЫХ ЗАПАСОВ

Для оценки прогнозных запасов нефти (или газа) на какой-либо территории прежде всего следует оценить эту территорию с точки зрения наличия благоприятных условий для возможного нахождения в ней нефтегазоносных отложений на основе следующих геологических критериев:

1) тектонические условия и наличие или отсутствие локальных структур;

2) палеогеографическая обстановка формирования отложений и их стратиграфический разрез;

3) литолого-фациальные свойства пород и условия осадконакопления;

4) гидрогеологические и гидрохимические показатели;

5) геохимические показатели;

6) дополнительные геологические показатели;

7) условия возможного образования и нахождения залежей нефти и газа;

8) коллекторские свойства пород;

9) условия образования ловушек;

10) условия сохранения и разрушения залежей нефти и газа;

11) влияние метаморфизма пород на нефтеносность и газоносность и т.п.

Для количественной прогнозной оценки запасов нефти и газа на изученной площади выбирается эталонный участок, наиболее сходный по своему строению и условиям залегания нефти и газа с оцениваемым. Для этого эталонного участка определяют запасы,

площадь нефтеносности и объем продуктивных отложений (содержащих нефть и свободный газ, по отдельности).

На основе указанных данных по эталонному участку определяют плотность запасов на единицу площади и на единицу объема пород-коллекторов, содержащих нефть или свободный газ.

Эти данные в дальнейшем используют для подсчета запасов нефти или газа на прогнозной территории по следующим соотношениям.

1. Если в качестве расчетной единицы принимается плотность запасов на единицу площади, то

$$Q = Fqr, \tag{196}$$

где Q — количественная оценка запасов нефти или газа на оцениваемой территории, млн т нефти или млрд м³ газа; F — общая площадь оцениваемой территории, км²; q — средняя плотность (количество) запасов нефти или газа, приходящихся на единицу разведанной (эталонной) площади, млн т/км² или млрд м³/км²; r — общий поправочный коэффициент степени аналогии, учитывающий различия в геологическом строении или возможной нефтегазоносности разведанной и оцениваемой площадей; он определяется на основе анализа исходных критериев нефтегазоносности с учетом степени изученности территории.

2. Если в качестве расчетной единицы принимается плотность запасов на единицу объема пород-коллекторов, содержащих нефть или газ, то

$$Q_{пр} = V_{пр} \frac{Q_э}{V_э} k, \tag{197}$$

где $Q_{пр}$ — запасы нефти или газа на прогнозной территории, млн т или млрд м³; $V_{пр}$ — объем пород-коллекторов, содержащих запасы нефти или газа, оцениваемые на прогнозной территории, км³; $Q_э$ — подсчитанные запасы нефти или газа на эталонном участке, млн т или млрд м³; $V_э$ — объем пород-коллекторов, содержащих запасы нефти или газа на эталонном участке, км³; k — общий поправочный коэффициент степени аналогии (он будет больше единицы при благоприятной оценке и меньше ее в случае неблагоприятных условий).

После получения для эталонной территории величин, характеризующих долю продуктивных площадей и удельных запасов нефти или газа, можно перейти к количественной оценке запасов нефти или газа прогнозной территории.

В этом случае расчет можно нести раздельно по стратиграфическим единицам и тектоническим элементам по соответствующим соотношениям

$$Q_{пр} = F\frac{f}{100}q^{1}, \qquad (198)$$

где $Q_{пр}$ — запасы нефти или газа на прогнозной территории, т; F — общая площадь прогнозной территории, км²; f — доля продуктивных площадей на эталонной территории, %; q^{1} — удельные запасы нефти, вычисленные по эталонной территории, т/км² (не по всей территории, а лишь для продуктивных площадей). Если имеются данные о предполагаемой мощности H в м продуктивных отложений на прогнозной территории, то на эталонной территории удельные запасы q^{11} вычисляются в $т/(км^2 \cdot м)$ (тоже лишь для продуктивных площадей, а не для всей эталонной территории) по соотношению

$$Q_{пр} = F\frac{f}{100}Hq^{11}. \qquad (199)$$

Оценка прогнозных запасов будет тем точнее, чем более дифференцированно ведется расчет по отдельным стратиграфическим единицам и тектоническим элементам, позволяющий обеспечить проведение более глубокой геологической аналогии с эталонной территорией.

§ 7. ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ЗАПАСОВ

Как уже указывалось выше, территории, характеризующиеся развитием осадочных отложений, на которых не проводились какие-либо геологические исследования, не могут оцениваться с помощью геологических критериев нефтегазоносности. О возможной нефтегазоносности таких территорий имеются обычно лишь общие геологические соображения, на основании которых запасы относятся к потенциальным.

Оценка потенциальных запасов производится так же, как и прогнозных,— по методу удельных запасов по аналогии с эталонной территорией.

В отличие от оценки прогнозных запасов при оценке потенциальных запасов пользуются укрупненными показателями. Иначе говоря, в качестве эталонной площади принимается весь разведанный и изученный регион, в котором имеется промышленная нефтегазоносность.

Расчет потенциальных запасов может проводиться в двух вариантах:

1) путем принятия за эталонную цифру среднего содержания углеводородов на кубический километр в пределах всей осадочной

толщи, развитой на территории (включая пустые площади и площади, в пределах которых развиты промышленные газонефтяные месторождения);

2) путем расчета на эталонной территории доли (в %) продуктивных площадей и определения лишь для этих площадей содержания углеводородов в объемных единицах (в т/км^3) с последующим использованием полученных цифр по аналогии для оцениваемой территории.

У.Л. Рассел приводит следующие данные о содержании углеводородов (в т/км^3) в осадочной толще ряда нефтеносных бассейнов США:

Мичиган и Кентукки	200
Иллинойс	1100
Техасское побережье Мексиканского залива	1900
Оклахома	2300
Калифорния	5800
Техас (в целом)	1200

Предлагая использовать указанные выше цифры для оценки запасов перспективных площадей, автор рекомендует при этом учитывать благоприятные и неблагоприятные условия оценки. К числу таких условий он относит наличие или отсутствие установленных промышленных запасов нефти или газа в оцениваемом регионе; локальность или регионального распространения газонефтеносности (например, для некоторых геосинклинальных областей он указывает, что продуктивная площадь составляет всего 1-5 % от общей оцениваемой площади) и т. п. Однако применение этих цифр для более или менее уверенной оценки запасов перспективных площадей, особенно с учетом указанных ограничений, которые далеко не всегда известны, встречает большие трудности.

Г л а в а 3. ПРИМЕРЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ УВ РАЗЛИЧНЫМИ МЕТОДАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

§ 1. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА И НЕФТИ ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШИМОЛИЙ ИСПАНЛЫ В РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН

В качестве примера подсчета запасов нефти и газа объемным методом нами был выбран подсчет запасов нефти и газа, произведенный в 2003 г. НП и УЦЭ и РС ТашГТУ (И.П. Бурлуцкая и др.) по месторождению Шимолий Испанлы.

Одновременно, на этом примере покажем, как определяются группа и категорийность запасов УВ.

Административно месторождение Шимолий Испанлы находится на территории Каракульского района Бухарской области Республики Узбекистан.

Структура, в пределах которой расположено это месторождение, была выявлена впервые в 1968—69 гг под названием Северный Испанлы в результате сейсморазведочных работ МОВ.

Скважина №1 ШимолийИспанлы явилась первооткрывательницей месторождения.

Промышленная продуктивность на месторождении Шимолий Испанлы связана с отложениями *XV-HP* и *XV-P* горизонтов, образующих единый массивный резервуар, большая часть которого занята пластовой водой.

Основной объем выявленной нефтяной залежи с газовой шапкой сосредоточен в отложениях *XV-HP* горизонта, представленного толщей переслаивания плотных и проницаемых разностей.

Особенно благоприятным является то обстоятельство, что в *XV-HP* горизонте от водоносной толщи нефтеносные пласты отделены пластом плотного известняка мощностью 20—4 м, имеющего распространение в пределах всего месторождения, а в *XV-P* горизонте нефтяная залежь охватывает его верхнюю часть, имеющую сложное строение.

Тем самым, наличие плотных пластов под нефтеносными создает экран и препятствует прорыву подстилающих пластовых вод в нефтяную залежь.

XV-HP горизонт на месторождении имеет четко выраженное слоистое строение.

В нем можно выделить от 3—4 в сводовой до 2—3 в крыльевых частях пачек коллекторов, следящихся по площади и относи-

тельно выдержанных по мощности. В основном, с двумя нижними пачками связана нефтяная залежь. Наличие пластов плотных известняков над каждой из этих пачек обеспечивает изоляцию нефтеносных пластов от вышележащих газоносных и препятствует прорыву газа из газовой шапки в нефтеносные пласты.

§ 2. ОБОСНОВАНИЕ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ И ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА И СОПУТСТВУЮЩИХ КОМПОНЕНТОВ

2.1. Обоснование группы к категории запасов

Учитывая, что основной объем залежи находится в *XV-HP* горизонте, запасы нефти и газа подсчитаны совместно для *XV-HP* и *XV-P* горизонтов.

Промышленные притоки газа получены в скважинах №№1, 2 Шимолий Испанлы.

Промышленные притоки нефти получены в скважине №2 Шимолий Испанлы ($Q_н^2$=4 м³/сут интервал 2378—2382 м с водой $Q_в^2$= 3,2м³/сут, $Q_н$=4,3 м³/сут интервал 2368—2370 с водой $Q_в$=6,5 м³/сут при $H_д$=1385 м).

Опытно-промышленная эксплуатация на месторождении не проводилась, потому единственно возможным, обеспеченным подсчетными параметрами, является объемный метод.

По величине запасов нефти и газа рассматриваемое месторождение является мелким, по сложности геологического строения месторождение относится к сложным.

Категорийность запасов нефти, газа и сопутствующих компонентов определена в соответствии со степенью изученности оцениваемых объектов.

Вследствие корректировок модели месторождения в процессе проведения поисковых работ из-за неоднозначности интерпретации материалов ОГТ поисковые скважины были неудачно расположены вдоль длинной оси структуры на юго-восточном крыле В результате сводовая часть и северо-западное крыло оказались неизученными глубоким бурением.

Поэтому в пределах контура нефтеносности выделено два подсчетных поля: поле I категории C_1 и поле II категории C_2.

Поле I категории C_1 выделено в пределах юго-восточного крыла структуры, изученного глубоким бурением, и в пределах

которого контуры структуры и содержащегося в ней рифового тела подтверждены данными ОГТ.

В пределах поля категории C_1 пробурено три скважины (№1 Сев. Испанлы, №№1, 2 Шим. Испанлы), вскрывших весь продуктивный разрез, и в которых были испытаны продуктивные отложения и выполнен комплекс геолого-геофизических исследований достаточный для обоснования подсчетных параметров.

В пределах поля II категории C_2 глубокие скважины отсутствуют, а контуры структуры и содержащегося в ней рифового тела подтверждены данными ОГТ.

Поле I категории C_1 принято в пределах контуров ГНК и ВНК в восточной, юго-восточной и северо-восточной частях залежи и по линии I-I, проведенной на расстоянии 500 м к западу и северо-западу от скважин № 1 Сев. Испанлы, №№ 1, 2 Шимолий Испанлы, что соответствует двойному расстоянию между эксплуатационными нефтяными скважинами.

Поле II категории C_2 принято в пределах контуров ГНК и ВНК в западной, юго-западной и северо-западной частях залежи и по линии I-I, отделяющей это поле от поля категории C_2.

2.2. Подсчет геологических запасов нефти

В соответствии с принятым методом, подсчет запасов нефти произведен по формуле:

$$Q_н = V \cdot K_п \cdot K_н \cdot \rho \cdot \theta \cdot \eta \qquad (200)$$

$Q_н$ — извлекаемые запасы нефти, тыс.тонн;

$V=F \cdot h$ — нефтенасыщенный объем, тыс.м^3;

F — площадь нефтеносности, тыс.м^2;

h — эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

$K_п$ — коэффициент пористости, доли единицы;

$K_н$ — коэффициент нефтенасыщенности, доли единицы;

ρ — плотность нефти на поверхности, кг/м^3;

θ — коэффициент нефтеотдачи, доли единицы;

η — пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, доли единицы.

Площадь нефтеносности. Положение ГНК и ВНК определено по данным ГИС и испытания на абсолютных отметках:

— ГНК минус 2100 м;

— ВНК минус 2120 м.

Контуры ГНК и ВНК нанесены на структурную карту по кровле *XV-HP* горизонта (подсчетный план).

Площади нефтеносности полей категорий C_1 и C_2 определены в соответствии с принятыми контурами, нанесенными на подсчетный план.

Результаты замеров площадей представлены в табл. 10.

Результаты замеров площадей нефтеносности полей категорий C_1 и C_2

Таблица 10

Планиметр 11035. Цена деления масштаба 1:10000 1053 тыс.м²

Контуры промера площадей	Отсчет по планиметру	Средний отсчет	Площадь, тыс.м²
Контур ВНК	7801 7805 7803	7804	8218
Поле категории C_1			
Контур ВН линия I-I	4862 4865 4870	4865	5123
Поле категории C_2			
Линия I-I контур ВН	2937 2939 2938	2939	3095

• Замеры произвел Е.Ш. Сагимбеков

Эффективные нефтенасыщенные толщины. Выделение эффективных нефтенасыщенных толщин осуществлялось по комплексу ГИС, выполненному во всех скважинах, с использованием качественных признаков и количественных критериев.

Учитывая массивный тип оцениваемой залежи, к подсчету запасов приняты средневзвешенные величины $h_{эф}$ по карте эффективных нефтенасыщенных толщин. Результаты расчета средневзвешенных нефтенасыщенных толщин по картам эффективных толщин и результаты расчета эффективных нефтенасыщенных объемов приведены в табл. 11, 12.

Результаты замеров площадей планиметром по карте эффективных нефтенасыщенных толщин *

Таблица 11

Планиметр 11035. Цена деления масштаба 1:10000 1053 тыс.м²

Изопахиты, м	Отсчет по планиметру	Средний отсчет	Площадь, тыс.м²
Поле категории C_1			
Контур линии I-I	4862 4865 4870	4865	5123
5	4397 4396 4398	4397	
10	3871 3870 3872	3871	
Поле категории C_2			
Линия I-I контур	2937 2939 2938	2939	3095
5	2530 2529 2521	2530	
10	2134 2136 2135	2135	

* Замеры произвел И. Таджибаев.

Коэффициенты открытой пористости и нефтенасыщенности.

По данным определения пористости по 12 образцам, отобранным в нефтяной залежи на месторождении Шим. Испанлы в скв. №2, $K_п^{керн}$ в нефтенасыщенной части разреза составляет 11,6%. По данным определения $K_п$ по ГИС $K_п^{ГИС}$=12,4%. В принципе расхождения $K_п^{керн}$ и $K_п^{ГИС}$ находятся в пределах точности определения $K_п$ (0,8%$_{абс}$ или 6,5%$_{отн}$), однако учитывая, что определения $K_п$ по ГИС имеют более представительный характер для подсчета запасов нефти принимается $K_п^{ГИС}$=12,4%.

По данным определения коэффициента нефтенасыщенности на 8 образцах керна, отобранного из скважины №2 Шим. Испанлы, $K_н^{керн}$, определенный методом центрфугирования, составил 0,64.

Таблица 12

Результаты расчета средневзвешенных значений эффективных нефтенасыщенных толщин *

Пределы изопахит, м	Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин, м	Площадь, тыс.м²	Объем, тыс. м³
Поле категории C_1			
0-5	2,5	493	1233
5-10	7,5	554	4155
10-11,2	10,6	4076	43206
Итого		5123	48594
$H_{эф.нефт.ср.зон}$=48594/5123=9,49 м			
Поле категории C_2			
0-5	2,5	431	1076
5-10	7,5	416	3120
10	10	2248	22480
Итого		3095	26676
$H_{эф.нефт.ср.зон}$=26676/395=8,62 м			

* Расчеты произвела И.П. Бурлуцкая.

По данным ГИС $K_н^{БК}$=0,72. Эти определения являются более представительными и принимаются для подсчета запасов нефти.

Плотность нефти пересчетный коэффициент. Плотность дегазированной нефти определена по результатам определения поверхностных проб, отобранных в скважинах №№ 1, 2 Шим. Испанлы. Средняя величина плотности дегазированной нефти составила 0,915 кг/м³, что очень близко к определениям, выполненным в результате ступенчатого дегазирования глубинных проб нефти, отобранных на месторождении Сарыкум (0,917 кг/м³).

Поэтому величина 0,915 кг/м³ принята для подсчета запасов.

Так как на месторождении Шимолий Испанлы глубинные пробы нефти не отбирались, то пересчетный коэффициент принят

по данным изучения глубинных проб нефти, отобранных из скважины № 5 Сарыкум 0,758.

Подсчет геологических запасов нефти. Подставив все приведенные выше данные в формулу (200), получим:

— для поля запасов категории C_1:

$Q_{геол}^{нефти}=5123 \cdot 9{,}49 \cdot 0{,}124 \cdot 0{,}72 \cdot 0{,}915 \cdot 0{,}758=3010$ тыс.т;

— для поля запасов категории C_2:

$Q_{геол}^{нефти}=3095 \cdot 8{,}62 \cdot 0{,}124 \cdot 0{,}72 \cdot 0{,}758 \cdot 0{,}915=1652$ тыс.т.

Обоснование коэффициента нефтеотдачи мы подробно рассмотрим в следующей части.

2.3. Подсчет извлекаемых запасов нефти

На основании выполненного определения коэффициента извлечения произведен подсчет извлекаемых запасов нефти по формуле:

$$Q_н^{извл} = Q_н^{геол} \; x \; \eta \; , \qquad (201)$$

где

$Q_н^{геол}$ — геологические запасы нефти, тыс.т;

η — коэффициент извлечения в долях единицы;

$Q_н^{извл}$ — извлекаемые запасы нефти, тыс.т.

Для поля категории C_1 извлекаемые запасы нефти составили:

$$Q_н^{извл} = 3010 \cdot 0{,}233 = 701 \text{ тыс.т.}$$

Для поля категории C_2 извлекаемые запасы нефти составили:

$$Q_н^{извл} = 1652 \cdot 0{,}233 = 385 \text{ тыс.т.}$$

Всего по категории $C_1 + C_2$ извлекаемые запасы нефти составили 1086 тыс.т.

Сведения о подсчетных параметрах, геологических и извлекаемых запасах нефти приведены в табл.13.

2.4. Подсчет запасов свободного газа

Подсчет запасов свободного газа выполнен объемным методом по формуле:

$$Q_г^{сухого}=FhK_пK_г(P_{пл}\,\alpha_{пл}-P_0\alpha_0)/\eta, \qquad (202)$$

где F — площадь газоносности тыс м^2;

h — средневзвешенная толщина, м;

Таблица 13

Сводная таблица подсчетных параметров и движения запасов нефти

Горизонт	Коллектор	Категория запасов	Площадь тыс. м²	Средневзвешен. эффективная нефтяная толщина	Коэффициенты				Плотность нефти, кг/м³	Запасы нефти тыс.т.	
					Пористости	Нефтенасыщенности	Усадки	Нефтеотдачи		Геологический	Извлекаемый
На 1.01.96 г (проект поисков)											
	Поровый	C_1	8600	4	0,12	0,73	0,8	0,3	0,864	2080	620
На 1.01.99 г. (оперативный подсчет)											
	Поровый	C_1	3923,05	6,52	0,10	0,74	0,758	0,25	0,9175	1370	343
		C_2	4606,42	4,94	0,10	0,77	0,758	0,25	0,9175	1218	304
		Итого C_1+C_2	8529,47							2588	648
На 1.10.2003 г.											
XV-нр	Поровый	C_1	5123	9,49	0,124	0,72	0,758	0,233	0,915	3010	701
		C_2	3095	8,62	0,124	0,72	0,758	0,233	0,915	1652	385
		Итого	8218							4662	1086
Прирост запасов		C_1 C_2								+1640 +434	+358 +81
		Итого C_1+C_2								+2074	+439

$K_п$, $K_г$ — коэффициенты пористости и газонасыщенности;

$P_{пл}$ — пластовое давление на средину залежи, кг/см²;

P_0 — конечное давление разработки, P_0=1кг/см²;

$\alpha_{пл}$, 0 — поправка на отклонение реальных газов от закона Бойля-Мариотта, α_0=1;

f — температурная поправка,

η — пересчетный коэффициент на сухой газ.

Площадь газоносности. Определялась замером планиметром в пределах выделенных подсчетных полей I и II и контура газоносности, нанесенных на структурную карту по кровле *XV-HP* горизонта (подсчетный план).

Сведения о промерах площадей представлены в табл. 14.

Площадь газоносности в пределах поля категории C_1 составила 2965 тыс. м², а в пределах поля категории C_2 — 1910 тыс. м².

Таблица 14

Результаты замеров площадей нефтеносности полей категории C_1 и C_2.

Планиметр 11035 — Цена деления масштаба 1:10000 1053 тыс.м²

Контуры	Отсчет по планиметру	Средний отсчет	Площадь тыс. м²
Поле запасов по категории C_1 (I)			
Контур линии I-I	2,824	2964,7	2823
	2,8235		
Поле запасов категории C_2 (II)			
Контур линии I-I	1,821	1909,95	1,819
	1,820		

Эффективные газонасыщенные толщины

Выделение эффективных газонасыщенных толщин осуществлялось по комплексу ГИС, выполненному во всех скважинах, с использованием методических приемов и способов, разработанных для поровых коллекторов.

Учитывая массивный тип оцениваемой залежи к подсчету запасов приняты средневзвешенные величины по карте эффективных нефтенасыщеных толщин. Результаты расчета средневзвешенных величин $h_{эф}^{газ}$ приведены в таблицах 15 и 16.

Результаты замеров площадей планиметром по карте эффективных газонасыщенных толщин*

Планиметр 11035. Цена деления масштаба 1:10000 1053 тыс. м²

Таблица 15

Наименование изопахит	Отсчет по планиметру	Средний отсчет	Площадь тыс.м²
1	2	3	4
XV-HP горизонт, поровый коллектор, поле I категории C_1			
Контур линии I-I	2,824 2,823	2,8235	2964,7
1	2	3	4
5	1,740 1,738	1,739	—
10	1,033 1,035	1,034	—
XV-HP горизонт, поровый коллектор, поле II категории C_2			
Контур I-I- линии	1,821 1,819	1,820	1909,95
5	1,205 1,201	1,206	—
10	0,701 0,702	0,7015	—

* Замеры произвел Е.Ш. Сагимбеков.

2.5. Коэффициенты открытой пористости и нефтенасыщенности

Определены по данным ГИС, как наиболее полно характеризующим изменения этого параметра по площади и разрезу.

Для подсчета запасов газа приняты величины $K_п^{АК}$=10,6% и $K_г^{БК}$=0,75 взвешенные по мощности пластов — коллекторов.

Поправка на отклонение реальных газов от закона Бойля-Мариотта принята по аналогии с месторождением Сарыкум, т.к. на месторождении Шим.Испанлы пластовой газ не изучался.

Таблица 16

Результаты расчета средневзвешенных значений эффективных газонасыщенных толщин

Предел изопахит	Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	Площадь, заключенная между соседними изопахитами, тыс.м^2	Газонасыщенный объем, тыс.м^3
Категория C_1			
0-5	2,5	1138,75	2846,83
5-10	7,5	740,25	5551,88
10	10,8	1085,7	1125,56
	итого:	=2964,7	=9524,27 hэф=3,21 м.
Категория C_2			
0-5	2,5	644,5	1610
5-10	7,5	529,0	3968
10	10,8	736,0	7949
	Итого:	=1910,0	=13527,0 hэф=7,08 м.

Расчеты произвел Е.Ш.Сагимбеков.

Величина поправки составила 1,093.

Температурная поправка определена по уравнению

$$f= (T_0{}^0C+ T_{ст}{}^0C)/(T_{пл}{}^0C+ 273^0C)=293/(98+273)=0,736. \quad (203)$$

Пластовое давление в продуктивной части замерено только в скважине №1 Сев.Испанлы и на абс.отм. -2108 м составило 249 ата (текст.прилож. 3[6]).

Абсолютная отметка точки замера близка к а.о. ГНК (-2100 м), поэтому эта величина $P_{пл}$ может быть принята для подсчета запасов.

Пересчетный коэффициент на сухой газ принят по месторождению Сарыкум 0,9947, т.к. на месторождении Шимолий Испанлы состав пластового газа не изучался.

Подставив полученные значения в формулу 190 получим следующие величины запасов газа:

— для поля категории C_1 запасы газа сырого

$Q_г^{сыр}$=2965 · 3,21 · 0,106 · 0,75 · (249 · 0,93 · 1,093-1) · 0,736=140 млн м³;
газа сухого 140 · 0,9947=139 млн м³;
— для поля категории c_2 запасы газа сырого
$Q_г^{сыр}$=1910 · 7,08 · 0,106 · 0,75 · (249 · 0,93 · 1,093-1) · 0,736=199 млн м³;
газа сухого 199 · 0,9947=198 млн м³.

2.6. Подсчет запасов конденсата, этана, пропана, бутанов

Данный подсчет не производился из-за отсутствия данных о составе пластового газа.

2.7. Подсчет запасов нефтерастворенного газа

Так как на месторождении Шимолий Испанлы нефтерастворенный газ не изучался и отсутствуют данные о газонасыщенности пластовой нефти, подсчет запасов нефтерастворенного газа выполнен по категории C_2, а все необходимые параметры приняты по аналогии с месторождением Сарыкум.

Геологические запасы растворенного в нефти газа подсчитаны по формуле:

$$V_г = Q_н^{геол} x\gamma 0, \qquad (204)$$

где $V_г$ — геологические запасы растворенного в нефти газа, млн м³;
$Q_н^{геол}$ — геологические запасы нефти тыс.т;
0 — начальный газовый фактор м³/т.

Указано, что 0=80 м³/м³, что составляет при плотности нефти 0,915 г/м³ 87 м³/т.; суммарные геологические запасы нефти составляют 4662 тыс.т.

Подставив полученные значения в формулу 204, получим геологические запасы нефтерастворенного газа, подсчитанные по формуле, а имино 406 млн м³.

Извлекаемые запасы нефтерастворенного газа определялись по формуле:

$$V_{извл} = Q_н^{изв} \times \gamma_0 + Q^{неизвл}(\gamma_0 - q) - Q_н x P_{ост}, \qquad (205)$$

где $V^{изв}$ — извлекаемые запасы растворенного газа млн м³;
$Q_н^{извл}$ — извлекаемые запасы нефти категорий C_1+C_2 1086 тыс.т;
$Q_{неизв}$ — неизвлекаемые запасы нефти;
$Q_н^{геол} - Q_н^{извл}$=4662-1086=3576 тыс.т. См. формулу (162);
q — остаточное количество газа в м³ на тонну нефти при остаточном давлении 10 ата, условно принимается 10 м³/т;
$Q_н$ — извлекаемые запасы нефти в пластовых условиях

$$Q_н = Q_н^{извл} x\beta/\rho_н, \qquad (206)$$

где $\rho_н$=0,915 кг/м³ — плотность нефти на поверхности;

β=1,32;

$Q_н$=1086 · 1,32/0,915=1567 тыс. м³;

$P_{ост}$ — остаточное пластовое давление к концу разработки, принимаемое 10 ата.

Подставив полученные значения в формулу 195, получим извлекаемые запасы нефтерастворенного газа

$$V_{изв}=1086 \cdot 87+3576 \cdot (87-10)-1567 \cdot 10 \cdot 0{,}93=355 \text{ млн м}^3. \quad (207)$$

2.8. Сопоставление вновь подсчитанных запасов с числящимися на Государственном балансе

По состоянию на 1.01.2003 г. на Государственном балансе числятся запасы нефти в следующих количествах:

— категория C_1 1370 тыс.т. (геологические), 343 тыс.т. (извлекаемые);

— категория C_2 1218 тыс.т. (геологические), 304 тыс.т. (извлекаемые).

Запасы свободного и нефтерастворенного газа на Государственном балансе не числятся.

В результате произведенного подсчета запасов нефти, свободного и нефтерастворенного газа на Государственный баланс по месторождению Шимолий Испанлы рекомендуется принять:

— запасы нефти категории C_1 3010 тыс. т (геологические), 701 тыс. т извлекаемые; категории $C_2$1652 тыс. т (геологические), 385 тыс. т (извлекаемые);

— запасы свободного газа (сухого) категории C_1 — 139 млн м³; категории $C_2$198 млн м³;

— запасы нефтерастворенного газа категории C_2 (извлекаемые)— 355 млн м³.

При этом прирост запасов составит:

— нефти категории C_1—1640/358 тыс. т, категории C_2—434/81 тыс. т;

— газа свободного (сухого) категории C_1—139 млн м³, категории C_2—198 млн м³;

— газа нефтерастворенного категории C_2 (извлекаемые) — 355 млн м³.

Таблица 17

Сводная таблица подсчетных параметров и движения запасов нефти

Горизонт	Коллектор	Категория запасов	Площадь, тыс.м²	Средне взвешен. эффективная нефтяная толщина	Коэффициенты				Плотность нефти, кг/м³	Запасы нефти тыс.т.	
					Пористости	Нефтенасыщенности	Усадки	Нефтеотдачи		Геологический	Извлекаемый
На 1.01.96 г (проект поисков)											
	Поровый	C_1	8600	4	0,12	0,73	0,8	0,3	0,864	2080	620
На 1.01.99 г (оперативный подсчет)											
	Поровый	C_1	3923,05	6,52	0,10	0,74	0,758	0,25	0,9175	1370	343
		C_2	4606,42	4,94	0,10	0,77	0,758	0,25	0,9175	1218	304
		Итого C_1+C_2	8529,47							2588	648
На 1.10.2003 г											
	Поровый	C_1	5123	9,49	0,124	0,72	0,758	0,233	0,915	3010	701
		C_2	3095	8,62	0,124	0,72	0,758	0,233	0,915	1652	385
		Итого	8218							4662	1086
Прирост запасов		C_1								+1640	+358

ЧАСТЬ V

ИЗВЛЕЧЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА ИЗ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ. НЕФТЕ- И ГАЗООТДАЧА И МЕТОДЫ ИХ ПОВЫШЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ

В настоящее время доказано, что в процессе добычи не весь объем УВ извлекается из продуктивных пластов.

Это связано с разными причинами, которые будут рассмотрены в следующих разделах.

Эти причины могут быть объективными, т.е. обусловленными геологическими особенностями объекта, или субъективными, обусловленными технологическими возможностями и экономическими показателями.

Соотношение реально содержащихся в пласте УВ к их извлеченному количеству называется коэффициентами нефте- и газоотдачи.

Г л а в а 1. НЕФТЕОТДАЧА ПЛАСТОВ

§ 1. НЕФТЕОТДАЧА ПЛАСТОВ И МЕТОДЫ ЕЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Как уже было отмечено, не весь объем нефти может быть извлечен из нефтеносных пластов в процессе их разработки, поэтому для запасов нефти были введены следующие понятия:

— геологические запасы, т.е. тот объем нефти, который содержится в пласте;

— извлекаемые запасы, т.е. тот объем нефти, который может быть извлечен из пласта при применении данной технологии и добыча которого обеспечивает получение прибыли, т.е. рентабельна.

Последнее утверждение весьма существенно зависит от цены на нефть на мировых рынках.

Для определения конечного коэффициента нефтеотдачи на нефтяных залежах Узбекистана применяются различные методы в зависимости от полноты и качества исходной информации, стадии разработки месторождений, реализуемых систем разработки и способов воздействие на пласт. Эти методы можно разделить на три большие группы:

1) гидродинамические;

2) экстраполяционные;

3) статистические.

Гидродинамические методы основаны на математическом описании механизма процессов нефтеизвлечения и позволяют учесть в рамках имеющейся информации влияние особенностей геологического строения и системы разработки, физико-химических свойств пластовых флюидов на технологические показатели разработки. Расчетная динамика технологических показателей позволяет определить извлекаемые запасы нефти и коэффициент нефтеотдачи с учетом всех необходимых технико-экономических критериев.

Необходимо отметить многообразие гидродинамических методов прогноза технологических показателей разработки, а также способов построения расчетных геологических моделей реальных неоднородных пластов. При использовании этих методов для математического моделирования процесса извлечения нефти реальный неоднородный пласт должен быть схематизирован.

При детерминированной геологической модели пласта, основные параметры (проницаемость, пористость, нефтенасыщенность, эффективная толщина пласта и др.) задаются функциями координат. При построении вероятностных моделей они считаются случайными. Гидродинамические методы определения конечной нефтеотдачи разработаны для различных условий (стадий разработки, режимов работы пласта, типов коллекторов и др.), поэтому рекомендовать один метод прогноза или схематизации геологических данных для всех случаев, встречающихся в нефтепромысловом деле, невозможно. Необходимость разработки для каждого конкретного объекта гидродинамической модели процесса нефтеизвлечения, в совокупности учитывающей специфические особенности строения и условия разработки, а также недостаточность информации о пространственном распределении в пластах проницаемости, пористости, нефтенасыщенности и др. существенно ограничивают применение данного способа для определения значения конечного коэффициента нефтеотдачи.

Для уточнения извлекаемых запасов нефти (коэффициента нефтеотдачи) на поздних стадиях разработки месторождений широко используются эмпирические — экстраполяционные методы. В основу их положены характеристики вытеснения нефти водой, т.е. зависимости между накопленными отборами нефти и жидкости (или воды), построенные по фактическим данным за достаточно длительный период разработки, либо зависимости отборов нефти от времени.

Для аппроксимации характеристик вытеснения нефти водой предложен ряд эмпирических формул, многие из которых имеют сходную структуру. Преимущество этих формул заключается в

том, что характеристики вытеснения на заключительных участках имеют вид прямой, что облегчает экстраполяции, и производится оценка извлекаемых запасов нефти, отношение которых к балансовым запасам дает величину конечной нефтеотдачи.

Достоинства методов определения извлекаемых запасов нефти по данным разработки объектов заключается в следующем:

— нет необходимости иметь предварительную информацию о подсчитанных параметрах запасов нефти и проектного коэффициента нефтеотдачи;

— интегрально учитываются особенности реализуемой системы разработки и геолого-физические условия объекта;

— расчеты определения извлекаемых запасов нефти просты.

Установлено, что наиболее предпочтительным с точки зрения наибольшей точности определения извлекаемых запасов нефти является способ, предложенный Г.С. Камбаровым, Д.Л. Алмамедовым, Т.Ю. Махмудовой.

К существенным недостаткам характеристик вытеснения нефти водой, ограничивающих их применение, относится невозможность учета влияния различных мероприятий по регулированию процесса разработки и интенсификации добычи на прогнозный период, которые могут существенно изменить показатели разработки объекта.

Обычно определение коэффициента нефтеотдачи проводится в процессе подсчета запасов нефти, а исходный информацией служат данные разведки, результат пробной эксплуатации разведочных скважин, опытно-промышленной разработки залежи или ее участков. Поэтому в этот период практически исключается возможность использования экстраполяционных и гидродинамических методов.

Экстраполяционные методы базируется на обработке данных о добыче нефти по рассматриваемому месторождению за прошлый период и их экстраполяции на перспективу. Гидродинамические методы основаны на математическом описании механизма процессов нефтеизвлечения и отличаются многообразием способов прогноза технологических показателей разработки и построения расчетных геологических моделей реальных неоднородных пластов. В процессе подсчета запасов для обоих методов обычно ощущается недостаток необходимого объема геолого-промысловой информации достаточного качества. Это привело к относительно более широкому использованию статистических методов обоснования коэффициента нефтеотдачи пластов.

В последние годы широко изучается влияние различных геолого-промысловых факторов на нефтеотдачу пластов по данным длительно разрабатываемых залежей. При этом особый интерес представляют исследования оценки конечных коэффициентов неф-

теотдачи с помощью многомерного корреляционного анализа, которые позволяют использовать получаемые статистические модели для практического определения нефтеотдачи по данным геологоразведочных работ.

Методы многомерного регрессионного анализа на основе обобщения опыта длительно разрабатываемых месторождений позволяют установить статистическую связь коэффициента нефтеотдачи с большим числом факторов, существенно влияющих на полноту извлечения нефти. Имеется целый ряд статистических моделей оценки значения этого коэффициента для различных нефтеносных районов.

Известно, что любые статистические зависимости справедливы лишь при условиях, аналогичных тем, при которых они получены. Поэтому при их использовании необходимо, чтобы геологические и технологические показатели исследуемых залежей соответствовали входным данным статистических моделей. Лучшее совпадение расчетных коэффициентов извлечения, определенных по статистическим зависимостям, наблюдается, когда средние значения всех расчетных параметров залежи и модели близки.

Рассматриваемые ниже статистические модели основываются на ожидаемых величинах коэффициентов извлечения залежей, определенных с помощью эмпирических методов прогнозирования извлекаемых запасов нефти (методы М.Н. Максимова, Б.Ф. Сазонова, А.В. Копытова, Т.С. Камбарова и др.). В ряде случаев использовались известные данные о коэффициентах извлечения нефти для заводненных частей пласта.

Аналогичные статистические зависимости применяются и в зарубежной практике.

С.В. Кожакин получил для 42 объектов Волго-Уральской области с терригенными поровыми коллекторами, разрабатываемых в условиях водонапорного режима, следующую статистическую зависимость:

$$\eta = 0,507 - 0,167 \lg \mu_0 + 0,0275 \lg K - 0,05 W_k + \\ + 0,00118 h + 0,071 K_n - 0,000855 S, \qquad (208)$$

где η — коэффициент извлечения нефти,

S — плотность сетки скважин;

h — средняя нефтенасыщенная толщина;

K — проницаемость;

W_k — коэффициент вариации проницаемости;

K_n — коэффициент песчанистости.

Выражение (2.1) справедливо для следующих геолого-геофизических и технологических параметров: μ_0 =0,5—35,5; $\mu_{осн}$.=5,1; K=0,109—3,2 мкм$_2$; $K_{ср}$=0,881 мкм$_2$; $W_в$=0,33—2,24; $W_{в.ср}$=0,736; h=2,6-26,9 м; $h_{ср}$=9,6 м; $K_п$=0,51-0,94; $K_{п.ср}$=0,77; S=7,1-74,0 га/скв.

В.К. Гомзиков и Н.А. Молотова (1977 г.) получили по 50 объектам Урало-Поволжья с учетом размеров водонефтяных зон ($Q_{внз}$), нефтенасыщенности (β) и пластовой температуры (t) следующее выражение для коэффициента извлечения нефти:

$$\eta = 0,195 - 0,0078\mu_0 + 0,082\lg K + 0,0014\alpha + 0,0039h + \\ +0,180Kп - 0,54Q_{внз} + 0,27в - 0,000865S, \qquad (209)$$

где $Q_{внз}$ — соответствует отношению балансовых запасов водонефтяной зоны к запасам всей залежи. Выражение (209) справедливо при следующих значениях параметров: μ_0=0,5—34,3; $\mu_{нефт}$.=5,4; K=0,13—2,58Д; $K_{п\,ср}$=0,74; $Q_{внз}$=0,06—1,0; $K_{ср}$=0,65; h=3,4—2,5м; $h_{ср}$=8,5 м; $K_п$=0,50—0,95; $Q_{внз.ср}$=0,45; β=0,7-0,95; $β_{ср}$=0,87; t=22-73 °С; $t_{ср}$=37 °С; S=10—100 га/скв; $S_{ср}$=36 га/скв.

Включение в модель (209) результатов исследований по нескольким залежам Ставрополья позволило существенно расширить диапазон изменения пластовой температуры (22—140 °С), а также нефтенасыщенности (0,55—0,95) и получить (В.К. Гомзиков, 1976 г.) следующее соотношение:

$$\eta = 0,333 - 0,0089\mu_0 + 0,0013\alpha + 0,1211\lg K + 0,173в + \\ +0,149K_п + 0,0038h - 0,85Q_{внз} - 0,00053S. \qquad (210)$$

Коэффициенты множественной корреляции уравнений (208), (209), (210) изменяются от 0,85 до 0,886 со среднеквадратичной равной ±0,04±0,06 эти зависимости справедливы для различных систем заводнения и темпов отбора жидкости 2—10% от балансовых запасов нефти.

И.И. Абызбаев и В.В. Осипов (1978 г.) получили применительно к залежам Башкирии и Куйбышевской области, подстилаемым на значительной части площади подошвенной водой и содержащим нефть повышенной вязкости (10-30мПа · с), зависимость коэффициента извлечения нефти (%) от определяющих параметров:

$$\eta = 49,23 - 0,273\lg\mu_0 + 6,782\lg K - 17,94n_к - 7,146Kп + \\ +0,776K_р + 0,114h + 1,743Q_{внз} - 0,454S + 6,925N, \qquad (211)$$

где $Q_{вн3}$ — отношение извлекаемых запасов нефти водонефтяной зоны к запасам залежи; K_1 — коэффициент расчлененности; N — отношение числа нагнетательных и добывающих скважин.

Уравнение (211) справедливо для диапазонов значений входящих в него параметров: $\lg\mu_0$= 0,93—1,53; $\lg K$=2,59—3,41; $n_к$=0,46-1,262; $K_п$=0,23—0,94; $K_р$=1,1—3,6; $K_п$=1,9—13,8 м; $Q_{вн3}$=0,31—0,71; S=9,7—38,5 га/скв.; N= 0,15—0,5.

М.И. Малиновским и др. (1982 г.) для карбонатных пластов башкирского и турнейского ярусов Урало-Поволжья, разрабатываемых при водонапорном режиме, получили следующие выражения для коэффициента извлечения нефти:

$$\eta = 0,306 - 0,0041\mu_н + 0,079\lg K + 0,14K_п + 0,03\frac{1}{K_р} - 0,0018S; \quad (212)$$

$$\eta = 0,446 - 0,0031\mu_н + 0,014\lg K + 0,14K_п - 0,23\frac{1}{K_р} - 0,0017S \quad (213)$$

Равенство (212) составленное по данным 14 залежей, справедливо для следующих областей изменения входящих в него параметров: $\mu_н$= 0,9—16 мПа с; $\mu_{нср}$=6,0 мПа с; K=0,008—0,839 мкм²; $K_{ср}$= 0,23 мкм²; $K_п$= 0,32—0,89; $K_{п\,ср}$=0,71; $K_р$=2—10; $K_{р\,ср}$=3,7; S=18—40 га/скв; $S_{ср}$=25,4 га/скв.

Уравнению (213), полученному по данным по 17 залежам, отвечают следующие диапазоны изменения определяющих величин: $\mu_н$=0,8—38,8мПа с; $\mu_{нср}$=9,8мПа с; K=0,005—0,107мкм²; $K_{ср}$=0,028мкм²; $K_п$=0,43—0,84; $K_{п\,ср}$=0,66; $K_р$=2—20; $K_{р\,ср}$=5,3; S=25—54 га/скв; $S_{ср}$=32,9 га/скв.

С помощью многомерного корреляционного анализа 70-ти длительно разрабатываемых залежей Азербайджана, приуроченных к терригенным коллекторам и разрабатываемых в условиях водонапорного или смешанного режима (режим растворенного газа с последующим переходом на водонапорный) М.Т. Абасовым и др. в 1975 г. установлена следующая статистическая зависимость:

$$\eta = 0,49 + 0,0051K_п - 0,0063K_ц - 0,000177\mu_н - 10,6^2 + \\ +0,00059\left(\mu_н - 10,6\right)\times\left(-37,9\right) + 0,00044\left(K_р - 5,8\right)\times\left(-37,7\right), \quad (214)$$

где $K_ц$ — количество цементирующего вещества, соответствующее суммарному содержанию фракции менее 0,01 мм и карбонатности; $K_р$ — коэффициент расчлененности; $\mu_н$ — вязкость пластовой нефти.

Уравнение (214) справедливо при следующих значениях параметров: $K_п$=8-77%; $K_р$=2—14%; $K_ц$=20—55%; $\mu_н$=1,4—30 мПа с.

Коэффициент множественной корреляции модели составляет 0,82, относительная погрешность — 12%.

Рассматриваемая модель не учитывает влияния целого ряда геологических и технологических факторов, в том числе проницаемость, эффективную нефтенасыщенную толщину, объем прокачанной воды и др. В.К. Гомзиков (1978 г.) предложил статистическую модель пласта, составленную по 35 залежам Азербайджана:

$$\eta = -0,674 - 0,01\mu_0 + 0,306K_п + \\ +0,0010h + 1,998m + 0,144\lg K_р + +0,71в, \qquad (215)$$

где m — пористость; $в$ — объемный коэффициент пластовой нефти.

Зависимость (215) может использоваться при следующих условиях: μ_0=6,0—25,8; $\mu_{ос.р}$=10,1; K=0,140—0,780 мкм²; $K_{ср}$=0,248 мкм²; m=0,18—0,25; $m_{ср}$=0,22; h=3—39м; $h_{ср}$=15,4м; $K_п$=0,12—0,83; $K_{п.ср}$= 0,50; $в$=1,02—1,22; $в_{ср}$=1,12.

Коэффициент множественной корреляций модели 0,907, среднеквадратическая ошибка 0,650.

Модель справедлива для условий падения пластового давления ниже давления насыщения (более 50%), плотной сетки скважин (0,7—8,2 га/скв) и обводненности продукции в момент отключения скважин 95%.

Существуют статистические модели, позволяющие оценить коэффициент извлечения в процессе разработки. Полученные результаты использовать только для сопоставительных оценок (с привлечением коэффициентов извлечения, полученных при повариантных расчетах).

Так, М.Т. Абасов, З.А. Султанов и др. (1973, 74 г.) получили статистическую модель по материалам разработки 36 залежей Азербайджана и Туркмении, которая базируется в основном на технологических показателях разработки, темпе отбора нефти ($Т_н$), коэффициенте безводной нефтеотдачи ($\eta_{без}$):

$$\eta = 0,153 + 0,053Тн + 0,025\ln K - \\ -0,0021(\eta_{без} - 19,9)(Тн - 5,50) + 3,25\left(\frac{1}{S} - 0,1\right). \qquad (216)$$

(K — проницаемость, S — плотность сетки скважин). Коэффициент множественной корреляции уравнения (216) равен 0,93, относительная погрешность 11%. При этом темп отбора соответствует среднегодовому до достижения максимальной добычи нефти (в процентах от балансовых запасов), безводный коэффициент

извлечения нефти — 10% обводненности продукции. Плотность сетки скважин определена с учетом числа одновременно работающих скважин в период максимальной годовой добычи нефти.

Уравнение получено при $\mu_н$=2—6 мПа с, количество прошедшей через залежь воды составляет 1,0—2,3 поровых объемов, темп отбора от 2 до 10%, $\eta_{без}$=0,002—0,41; S= от 3,3 до 16,6 га/скв — от 0,03 до 0,5 мкм². Эта модель может применяться после достижения максимального годового отбора нефти и начала обводненности продукции скважин.

Т.Ю. Бочаров (1973 г.) по 36 залежам Азербайджана получил следующую зависимость:

$$\eta = 20,7 - 0,6737\mu_н + 14,08\lg K + \\ +7,2V_в - 0,3067S + 0,392 + 0,1434\eta_{без}, \quad (217)$$

здесь коэффициент множественной корреляции составляет 0,93.

Уравнение справедливо при изменении K от 200 до 500 мкм², т.е. в очень узких пределах. Приняты следующие обозначения: $V_в$ — отношение объема отобранной воды к объему напора: g — уровень максимальной годовой добычи в процентах.

Коэффициент извлечения нефти для условий месторождений Азарбайджана может быть определен также по альтернативной модели В.К. Гомзикова (1978) с учетом основных факторов, существенно влияющих на разработку:

$$\eta = -0,409 - 0,01\mu_в + 0,261K_п + 0,0036h + \\ +1,571m + 0,04\tau + 0,004T + 0,12\lg K + 0,451в, \quad (218)$$

здесь — количество прокаченной через залежь воды в поровых объемах; T — темп отбора жидкости по отношению к балансовым запасам. Коэффициент множественной корреляции равен 0,932, среднеквадратическая ошибка — 0,05. Условия применимости модели (218) близки к условиям (210). Значение показателя τ, изменялось в пределах 0,54—3,50; $\tau_{ср}$=1,80; величина T составляла 1,0—9,4%; $T_{ср}$= 6,1%.

Единственная статистическая модель для оценки коэффициента нефтеотдачи залежей нефти Узбекистана была предложена А.Х. Агзамовым и Э.К. Ирматовым. В качестве геолого-промысловых факторов: средняя нефтенасыщенная толщина пласта — h; коэффициент проницаемости — $K_{пр}$; отношение эффективной толщины пласта к общей — h/H; вязкость пластовой нефти — $\mu_н$; средний темп отбора нефти за основной период (I+II+III стадии) эксплуатации — T; плотность сетки скважин — S.

Геолого-статистические зависимости для оценки значения конечного коэффициента нефтеотдачи имеют следующий вид:

$$\eta = 0,2001 + 0,6062T + 0,1749S + \\ +0,0977h/H + 0,0598h + 0,5433K - 0,275\mu_н \cdot \quad (219)$$

Данная статистическая модель учитывает особенности геологического строения и основные показатели разработки объектов Узбекистана, однако ее практическое использование выявило ряд недостатков:

— неполный учет особенностей залегания и условий разработки подгазовых нефтяных объектов;

— включение в статистическую модель значения среднего темпа отбора нефти не позволяет его использовать в начальной стадии разработки.

В последние годы изучение факторов, влияющих на величину начальных извлекаемых запасов нефти, числящихся на государственном балансе, представляет большой интерес для перспективного планирования прироста и повышения достоверности сырьевой базы нефтяной промышленности. Оно позволяет не только выявить роль доразведки старых залежей в общем приросте запасов нефти, но и оценить влияние уточнения геологических параметров и коэффициента нефтеотдачи.

Анализ изменения запасов залежей, числившихся на балансе НХК «Узбекнефтегаз», за период с 1976 по 1995 гг. показал, что в некоторых из них значения увеличиваются по сравнению с первоначальной оценкой. Например: III горизонт месторождения Андижан (1976 г.); *III*, *У+У1* и *VII* горизонты месторождения Южный Аламышик (1984 г., 1990 г.); *III* и *VIII* горизонты месторождения Ходжаабад (1984 г.); *VIII* горизонт месторождения Северный Сох (1982 г. 1990 г.) и др.

О.Г. Хайитовым установлено, что изменение начальных извлекаемых запасов обусловлено в основном недостоверной оценкой коэффициента нефтеотдачи пластов на стадии подсчета запасов нефти. Тогда не все параметры, характеризующие геолого-физические условия залежей, известны, что предопределяет использование различных методик.

При подсчете запасов нефти месторождений Узбекистана в зависимости от стадии их разработки широко применяют экстраполяционные и статистические методы.

В целях оценки подтверждаемости значения коэффициента нефтеотдачи пластов, принятого при определении запасов нефти, О.Г. Хайитовым на геолого-промысловых материалах дли-

тельно разрабатываемых объектов проведены расчеты по характеристикам вытеснения нефти водой, предложенным в работе.

Конечный коэффициент нефтеотдачи определен только для объектов, находящихся в поздней стадии, на которых из-за длительной эксплуатации, истощенности извлекаемых запасов нефти и высокой обводненности добываемой продукции изменение в существующей системе не повлияет на показатели разработки, т.е. по характеристикам вытеснения определяются реальные извлекаемые запасы нефти.

Расчеты проводились в следующей последовательности:

1. По данным о добыче нефти и жидкости строились зависимости в координатах $О_н$-$О_ж$ от $О_ж$ (где $О_н$ и $О_ж$- соответственно накопленные отборы нефти и жидкости).

2. По заключительному прямолинейному участку характеристик вытеснения определялся тангенс угла наклона, который численно равен значению начальных извлекаемых запасов нефти, достигаемых при существующей системе разработки.

3. Конечный коэффициент нефтеотдачи находили делением определенных значений начальных извлекаемых запасов нефти на утвержденные в ГКЗ балансовые величины нефти.

4. Для сопоставления полученных результатов составляли таблицы и графики зависимости.

Результаты расчетов конечного коэффициента нефтеотдачи по 26 длительно разрабатываемым нефтяным объектам, приуроченным к карбонатным коллекторам, приведены в табл. 18. Видно, что на объектах *ХУНР+ХУР* — горизонты месторождения Северный Уртабулак; *VIII* — горизонт месторождения Ходжаабад; VI горизонт — месторождения Хартум; *VIII* — горизонт месторождения Западный Палванташ; VIII — горизонт месторождения Северный Сох фактически достигаемое значение конечного коэффициента нефтеотдачи больше, чем принятое при подсчете извлекаемых запасов нефти; на объектах *V* и *VII* — горизонты месторождения Тергачи, У+У1 горизонт месторождения Ходжаабад; VIII — горизонт месторождения Хартум, У+У1 — горизонт месторождения — практически одинаковое; на объектах ХУа горизонт месторождения Западный Ташлы, XV — горизонт месторождения Восточный Ташлы, V — горизонт месторождения Наманган, У+У!+УП — горизонт месторождения Южный Аламышик, 1-У1 — горизонт месторождения Ляльмикар, I+II+III горизонт месторождения Кокайты, I-IV — горизонт месторождения Северный Хаудаг, I — горизонт месторождения Южный Хаудаг, 1-111мгоризонт месторождения Амударья, 1+11+111 — горизонт месторождения Коштар, VII — горизонт месторождения Ходжаабад, VI — горизонт месторождения

Восточный Хартум, У+У1 — горизонт месторождения Западный Палванташ, VII — горизонт месторождения Ханкыз, V — горизонт месторождения Авваль, V — горизонт месторождения Восточный Авваль — меньше. В целом по данной группе объектов на 12 (46,2%) расхождение меньше 10%; на 6 (23,2%) — от 10 до 50%; на 4 (15,3%) — от 50 до 100%, а на 4(15,3%) — более100%.

Результаты расчетов для подгазовых нефтяных объектов: VII — горизонт месторождения Андижан, 1V+V+V1 и VП+VШ — горизонты месторождений Палванташ, XVI — горизонт месторождения Акджар практически одинаковые; V — горизонт месторождения Андижан и У — горизонт месторождения Шурчи фактическое достигаемое значение коэффициента нефтеотдачи больше, чем принятое при подсчете извлекаемых запасов нефти; XV — горизонт месторождения Акджар, XV — горизонт месторождения Караул-Базар Сарыташ, XV — горизонт месторождения Умид, XVI- XVII — горизонты месторождений Шурчи, XV — горизонт месторождения Джаркак, XVa горизонт месторождения Западный Юлдузкак, XVHP+XУР — горизонт месторождения Крук, ХУ-ХУ — а горизонт месторождения Каратай. В данной группе залежей: на 5 (33,3%) разница в значениях составляет менее 10%, на 2 (13,3%) — от 10 до 50%, а на 8 (53,4%) — более 200%.

Объекты в терригенных коллекторах данной группы по расхождению значения конечного коэффициента нефтеотдачи распределяются следующим образом: на 18 (66,71) — меньше 10%; на 9 (29,6%) — от 10 до 50% и только по одному (3,7%) — больше 100%. Необходимо отметить, что на 18 объектах ожидаемое значение накопленной добычи нефти при существующей разработке равно или больше утвержденного извлекаемого запаса.

Результаты расчетов по 15 подгазовым объектам, приуроченным к терригенным коллекторам, приведены... Здесь только на 3 (20%) разница составляет менее 10%, по 2 (13,3%) — от 10 до 507, по остальным 10 (66,7%) — более 100%.

При этом на 10 объектах ожидаемое значение накопленной добычи нефти меньше утвержденных извлекаемых запасов.

В результате расчетов по программе многофакторного анализа на ЭВМ О.Г. Хайитовым получены следующие уравнения регрессии:

а) для нефтяных залежей, приуроченных к терригенным коллекторам:

$$\eta = 0{,}2704 + 0{,}0014h - 0{,}1528k_{пр} + 0{,}073h/H - 0{,}0051\mu_{н} + 0{,}0220\, k_{пр}h/\mu_{н} - 0{,}0009S, \qquad (220)$$

коэффициент множественной корреляции — 0,767;

б) для подгазовых нефтяных объектов, приуроченных к терригенным коллекторам:

$$\eta = 0{,}2615 + 0{,}0044h - 0{,}1583k_{пр} + 0{,}07h/H - 0{,}0042\mu_н + \\ + 0{,}0238\ k_{пр}h/\mu_н - 0{,}0625V_г/V_п - 0{,}0006S\ , \qquad (221)$$

коэффициент множественной корреляции — 0,818;

в) для нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам:

$$\eta = 0{,}2456 + 0{,}0026h - 0{,}1819k_{пр} + 0{,}0861h/H - 0{,}001\mu_н + \\ + 0{,}0087\ k_{пр}h/\ \mu_н - 0{,}0009S\ , \qquad (222)$$

коэффициент множественной корреляции — 0,761;

г) для подгазовых нефтяных объектов, приуроченных к карбонатным коллекторам:

$$\eta = 0{,}2607 + 0{,}0051h - 0{,}2367k_{пр} + 0{,}1013h/H - 0{,}0044\mu_н + \\ + 0{,}0087k_{пр}h/\mu_н - 0{,}0625V_г/V_п - 0{,}0006S\ , \qquad (223)$$

коэффициент множественной корреляции 0,816.

Данные нефтеотдачи пластов некоторых длительно разрабатываемых месторождений Узбекистана, находящихся на завершающей стадии эксплуатации. В этих же таблицах приведены значения нефтеотдачи, принятые в технологических схемах и проектах разработки, а также рассчитанные значения по уравнениям

Результаты уравнений дают вполне сопоставимые результаты с текущими и проектными данными, что свидетельствует о достаточной надежности моделей. Расчеты показывают, что оценка нефтеотдачи по полученным геолого-статистическим моделям дает приемлемые результаты, что позволяет рекомендовать их для определения конечной нефтеотдачи вновь открываемых в Узбекистане залежей, приуроченных как к терригенным, так и карбонатным коллекторам, на ранней стадии изученности. Однако при их использовании необходимо, чтобы геологические и технологические параметры исследуемых залежей соответствовали вышеуказанным входным данным статистических моделей.

§ 2. ПОДТВЕРЖДАЕМОСТЬ ЗНАЧЕНИЙ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ ЗАЛЕЖЕЙ ПО УЗБЕКИСТАНУ

Изучение факторов, влияющих на величину начальных извлекаемых запасов нефти, числящихся на государственном балансе.

представляет большой интерес для перспективного планирования прироста и повышения достоверности сырьевой базы нефтяной промышленности. Оно позволяет не только выявить роль доразведки старых залежей в общем приросте запасов нефти, но и оценить влияние уточнения геологических параметров и коэффициента нефтеотдачи.

Анализ изменения запасов залежей, числящихся на балансе НХК «Узбекнефтегаз», за период с 1976 по 1995 гг. показал, что в некоторых из них значения увеличиваются по сравнению с первоначальной оценкой. Например: в *III* горизонте месторождения Андижан (1976 г.); в *III*, *V+VI* и *VII* горизонтах месторождения Южный Аламышик (1984 г., 1990 г.), в *III* и *VIII* горизонтах месторождения Ходжаабад (1984 г.), *VIII* горизонте месторождения Северный Сох (1982 г., 1990 г.) и др.

Установлено, что изменение начальных извлекаемых запасов обусловлено в основном недостоверной оценкой коэффициента нефтеотдачи пластов на стадии подсчета запасов нефти, когда не все параметры, характеризующие геолого-геофизические условия залежей, известны, что предопределяет использование различных методик.

При подсчете запасов нефти месторождений Узбекистана в зависимости от стадии их разработки широко применяются экстраполяционные и статистические методы.

В целях оценки подтверждаемости значения коэффициента нефтеотдачи пластов, принятого при определении запасов нефти, нами на геолого-промысловых материалах длительно разрабатываемых объектов проведены расчеты по характеристикам вытеснения нефти водой.

Конечный коэффициент нефтеотдачи определен только для объектов, находящихся в поздней стадии, на которых из-за длительной эксплуатации, истощенности извлекаемых запасов нефти и высокой обводненности добываемой продукции изменение в существующей системе не повлияет на показатели разработки, т.е. по характеристикам вытеснения определяются реальные извлекаемые запасы нефти.

Расчеты проводились в следующей последовательности:

1. По данным о добыче нефти и жидкости строились зависимости в координатах $Q_н$х$Q_ж$ от $Q_ж$ (где $Q_н$ и $Q_ж$ — соответственно накопленные отборы нефти и жидкости).

2. По заключительному прямолинейному участку характеристик вытеснения определялся тангенс угла наклона, который численно равен значению начальных извлекаемых запасов нефти, достигаемых при существующей системе разработки.

3. Конечный коэффициент нефтеотдачи находили делением определенных значений начальных извлекаемых запасов нефти на величины балансовых запасов, утвержденные в ГКЗ.

4. Для сопоставления полученных результатов составляли таблицы и графики зависимости.

Результаты расчетов конечного коэффициента нефтеотдачи по 26 длительно разрабатываемым нефтяным объектам, приуроченным к карбонатным коллекторам, приведены в табл. 18.

Таблица 18

Значения коэффициента конечной нефтеотдачи нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам

Номер объекта	Месторождение	Горизонт	Коэффициент конечной нефтеотдачи, доли ед.		
			Рассчитанный по характеристике вытеснения нефти водой	Принятый при подсчете запасов	Разница между графиками 4 и графа 5
1	2	3	4	5	6
1	Западный Ташлы	*XVa*	0,352	0,459	-0,107
2	Восточный Ташлы	*XV*	0,120	0,250	-0,130
3	Северный Уртабулак	*XVHP+ XVP*	0,520	0,470	0,050
4	Наманган	*V*	0,214	0,247	-0,033
5	Тергачи	*V*	0,320	0,320	0
6	Тергачи	*VII*	0,297	0,296	0,001
7	Юж.Аламышик	*V+VI+VII*	0,421	0,412	0,009
8	Ляльмикар	*IV*	0,237	0,303	-0,066
9	Кокайты	*I+II+III*	0,362	0,450	-0,088
10	Северный Хаудаг	*IV*	0,278	0,320	-0,042
11	Южный Хаудаг	*I*	0,200	0,330	-0,13
12	Амударья	*I-III*	0,162	0,467	-0,305
13	Коштар	*I+II+III*	0,121	0,236	-0,115
14	Ходжаабад	*V+VI*	0,306	0,305	0,001
15	Ходжаабад	*VII*	0,130	0,479	-0,349
16	Ходжаабад	*VIII*	0,510	0,447	0,063
17	Хартум	*VI*	0,462	0,438	0,024
18	Хартум	*VIII*	0,201	0,201	0

1	2	3	4	5	6
19	Восточный Хартум	*VI*	0,280	0,310	-0,03
20	Запад.Палванташ	*V+VI*	0,271	0,300	-0,029
21	Запад.Палванташ	*VIII*	0,542	0,500	0,042
22	Чимион	*V+VI*	0,365	0,362	0,03
23	Северный Сох	*VIII*	0,623	0,602	0,021
24	Ханкыз	*VII*	0,080	0,304	-0,224
25	Авваль	*V*	0,203	0,352	-0,149
26	Восточный Авваль	*V*	0,383	0,420	-0,037

Видно, что на объектах *XV-HP+XV-P* горизонт месторождения Северный Уртабулак, *VIII* горизонт месторождения Ходжаабад *VI* горизонт месторождения Хартум, *VIII* горизонт месторождения Западный Палванташ, *VIII* горизонт месторождения Северный Сох фактически достигаемое значение конечного коэффициента нефтеотдачи больше, чем принятое при подсчете извлекаемых запасов нефти; на объектах *V* и *VII* горизонты месторождения, Тергачи, *V+VI* горизонт месторождения Ходжаабад, *VIII* горизонт месторождения Хартум, *V+VI* горизонт месторождения — практически одинаковое; на объектах *XVa* горизонт месторождения Западный Ташлы, *XV* горизонт месторождения Восточный Ташлы, V горизонт месторождения Наманган, *V+VI+VII* горизонт месторождения Южный Аламышик, *I-IV* горизонт месторождения Ляльмикар, *I+II+III* горизонт месторождения Кокайты, *I-IV* горизонт месторождения Северный Хаудаг, I горизонт месторождения Южный Хаудаг, *I-III* горизонт месторождения Амударья, *I+II+III* горизонт месторождения Коштар, VII горизонт месторождения Ходжаабад, *VI* горизонт месторождения Восточный Хартум, *V+VI* горизонт месторождения Западный Палванташ, *VII* горизонт месторождения Ханкыз, *V* горизонт месторождения Аваль, *V* горизонт месторождения Восточный Аваль — этот коэффицент меньше. Это наглядно видно и на рис. 58. Здесь объекты, на которых коэффициенты нефтеотдачи различаются, расположены на значительном расстоянии от диагонали, характеризующей идеальное совпадение принятого при подсчете извлекаемых запасов нефти коэффициента нефтеотдачи и рассчитанного по характеристике вытеснения. В целом по данной группе объектов на 12 (46,2%) расхождение меньше 10%; на 6 (23,2%) — от 10 до 50%; на 4 (15,3%) — от 50 до 100%, а на 4 (15,3%) — более 100%.

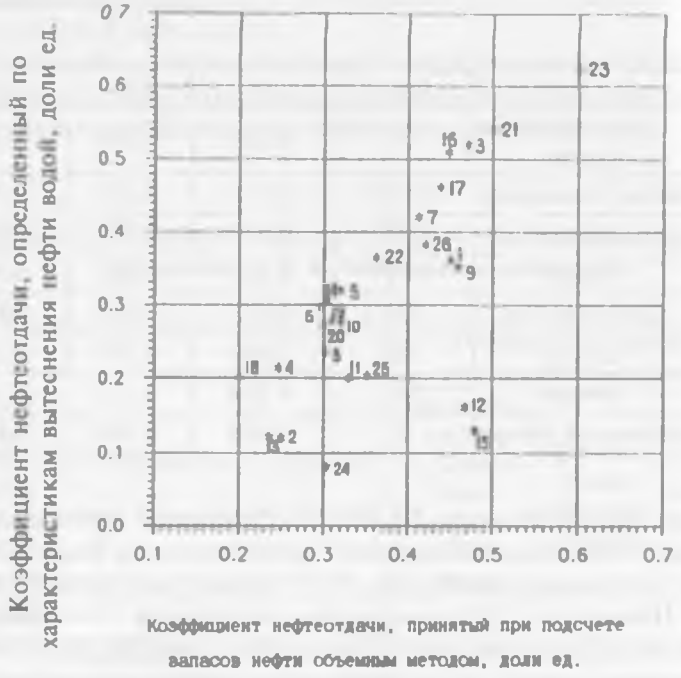


*Рис.*58. Сопоставление коэффициента нефтеотдачи, принятого при подсчете запасов и рассчитанного по характеристикам вытеснения нефти водой для нефтяных залежей в карбонатных коллекторах Узбекистана (цифры означают порядковый номер объектов приведенных в таблице 18)

Результаты расчетов для подгазовых нефтяных объектов приведены в табл. 19.

Видно, что на объектах VII горизонт месторождения Андижан. *IV+V+VI* и *VII+VIII* горизонтах месторождений Палванташ, *XVI* горизонт месторождения Акджар практически одинаковое; *V* горизонт месторождения Андижан и *XV* горизонт месторождения Шурчи фактическое достигаемое значение коэффициента нефтеотдачи больше, чем принятое при подсчете извлекаемых запасов нефти: XV горизонт месторождения Акджар, *XV* горизонт месторождения Караул-Базар Сарыташ, *XV* горизонт месторождения Умид, *XVI* и *XVII* горизонтах месторождений Шурчи, *XV* горизонт месторождения Джаркак, XVa горизонт месторождения Западный Юлдузкак. *XVHP+XVP* горизонт месторождения Крук, *XV-XVa* горизонт месторождения Каракгай. Это наглядно видно и на рис. 2.2. Из 15 объектов данной группы залежей: на 5 (33,3%) разница в значениях составляет менее 10%; на 2 (13,3%) — от 10 до 50%, а на 8 (53,4%) — более 200%.

Таблица 19

Значения коэффициента конечной нефтеотдачи подгазовых нефтяных объектов, приуроченных к карбонатным коллекторам

Номер объекта	Месторождение	Горизонт	Коэффициент конечной нефтеотдачи, доли ед.		
			Рассчитанный по характеристике вытеснения нефти водой	Принятый при подсчете запасов	Разница между графиками 4 и графа 5
1	2	3	4	5	6
1	Акджар	*XV*	0,060	0,267	-0,207
2	Караул-Базар Сарыташ	*XV*	0,111	0,432	-0,321
3	Умид	*XV*	0,060	0,200	-0,14
4	Шурчи	*XV*	0,392	0,299	0,093
5	Шурчи	*XVI*	0,154	0,470	-0,316
6	Шурчи	*XVII*	0,134	0,461	-0,327
7	Джаркак	*XV*	0,106	0,437	-0,331
8	Западный Юлдузкак	*XVa*	0,133	0,420	-0,287
9	Акджар	*XVI*	0,356	0,357	-0,001
10	Крук	*XVHP+XVP*	0,266	0,384	-0,118
11	Какрактай	*XV-XVa*	0,289	0,842	-0,553
12	Андижан	*V*	0,698	0,640	0,058
13	Андижан	*VII*	0,664	0,659	0,005
14	Палванташ	*IV+V+VI*	0,500	0,502	-0,002
15	Палванташ	*VII+VIII*	0,677	0,678	-0,001

Объекты в терригенных коллекторах данной группы по расхождению значения конечного коэффициента нефтеотдачи распределяются следующим образом: на 18 (66,7%) — меньше 10%; на 9 (29,6%) — от 10 до 50% и только по одному (3,7%) — больше 100% (рис 2.3 и табл.2.3). Необходимо отметить, что на 18 объектах ожидаемое значение накопленной добычи нефти при существующей разработке равно или больше утвержденного извлекаемого запаса.

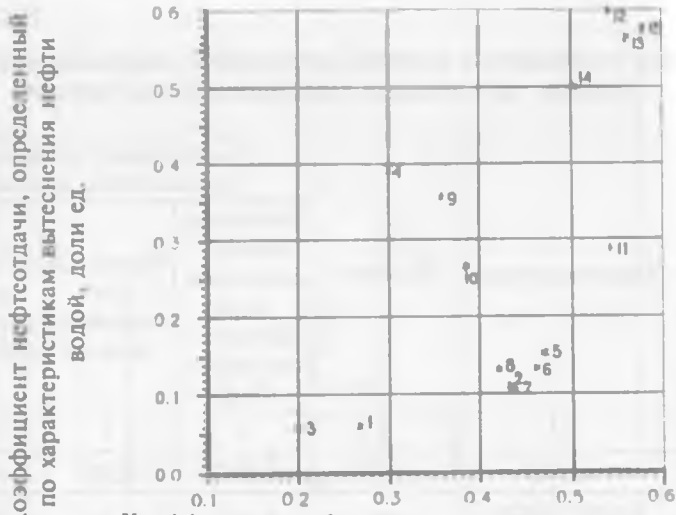


Рис. 59. Сопоставление коэффициента нефтеотдачи, принятого при подсчете запасов и рассчитанного по характеристикам вытеснения нефти водой для подгазовых нефтяных залежей в карбонатных коллекторах Узбекистана (цифры означают порядковый номер объектов, приведенных в табл. 19)

Рис. 60. Сопоставление коэффициента нефтеотдачи, принятого при подсчете запасов и рассчитанного по характеристикам вытеснения нефти водой для нефтяных залежей в терригенных коллекторах Узбекистана (цифры означают порядковые номера объектов, приведенных в табл. 20)

Таблица 20

Значения коэффициента конечной нефтеотдачи нефтяных залежей, приуроченных к терригенным коллекторам

Номер объекта	Месторождение	Горизонт	Коэффициент конечной нефтеотдачи, доли ед.		
			Рассчитанный по характеристике вытеснения нефти водой	Принятый при подсчете запасов	Разница между графами 4 и 5
1	2	3	4	5	6
1	Западный Ташлы	*XIII*	0,285	0,274	0,011
2	Западный Юлдузкак	*XIII*	0,181	0,595	-0,414
3	Восточный Ташлы	*XII*	0,295	0,298	-0,003
4	Восточный Ташлы	*XIII*	0,387	0,433	-0,046
5	Тергачи	*C*	0,120	0,120	0
6	Каансай	*III*	0,249	0,249	0
7	Палванташ	*БРС+I+II*	0,203	0,203	0
8	Андижан	*C+I*	0,535	0,426	0,109
9	Андижан	*III*	0,380	0,382	-0,002
10	Южный Аламышик	*Ia+I*	0,308	0,310	-0,002
11	Южный Аламышик	*Iб*	0,402	0,402	0
12	Южный Аламышик	*C*	0,436	0,409	0,027
13	Южный Аламышик	*III*	0,235	0,206	0,029
14	Южный Аламышик	*XVIII*	0,441	0,364	0,077
15	Шарихон-Ходжа-абад	*БРС+I*	0,505	0,505	0

1	2	3	4	5	6
16	Шарихон-Ходжа-абад	*III*	0,375	0,380	-0,005
17	Бостон	*Ia+I+ C*	0,319	0,319	0
18	Бостон	*III*	0,460	0,351	0,109
19	Ходжи-Осмон	*XVIII*	0,670	0,503	-0,167
20	Хартум	*III*	0,232	0,301	-0,069
21	Восточный Хартум	*III*	0,214	0,314	-0,1
22	Западный Палванташ	*БРС*	0,278	0,281	-0,003
23	Западный Палванташ	*III*	0,483	0,449	0,034
24	Ханкыз	*II*	0,420	0,402	0,018
25	Варык	*II*	0,250	0,250	0
26	Варык-II	*II*	0,252	0,252	0
27	Ачису	*I*	0,259	0,252	0,007

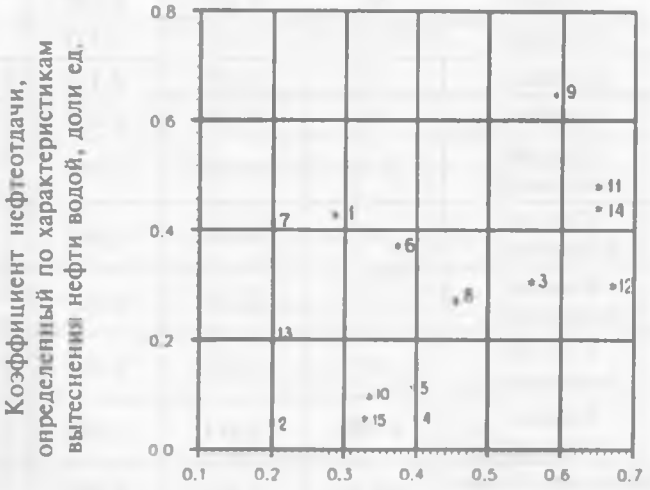


*Рис.*61. Сопоставление коэффициента нефтеотдачи, принятого при подсчете запасов и рассчитанного по характеристикам вытеснения нефти водой для подгазовых нефтяных залежей в терригенных коллекторах Узбекистана (цифры означают порядковые номер объектов, приведенных в табл. 21)

Результаты расчетов по 15 подгазовым объектам, приуроченным к терригенным коллекторам, приведены на рис 61 и табл. 21. Здесь только на 3 (20%) разница составляет менее 10%, по 2 (13,3%) — от 10 до 50%, по остальным 10 (66,7%) — более 100%. При этом на 10 объектах ожидаемое значение накопленной добычи нефти меньше утвержденных извлекаемых запасов.

Таблица 21

Значения коэффициента конечной нефтеотдачи подгазовых нефтяных объектов, приуроченных к терригенным коллекторам

Номер объекта	Месторождение	Горизонт	Коэффициент конечной нефтеотдачи, доли ед.		
			Рассчитанный по характеристике вытеснения нефти водой	Принятый при подсчете запасов	Разница между графиками 4 и графа 5
1	2	3	4	5	6
1	Южный Аламышик	*XIX+XXII*	0,429	0,286	0,143
2	Южный Аламышик	*XXIII*	0,050	0,201	-0,151
3	Шарихон-Ходжа-абад	*XX+XXI+X*	0,300	0,870	-0,57
4	Шарихон-Ходжа-абад	*XXIII*	0,058	0,399	-0,341
5	Шарихон-Ходжа-абад	*XXVIII*	0,115	0,396	-0,281
6	Бостон	*XXX*	0,373	0,373	0
7	Северный Сох	*II*	0,415	0,200	0,215
8	Северный Сох	*IV*	0,272	0,454	-0,182
9	Джаркак	*XIII*	0,648	0,591	0,057
10	Газли	*XIII*	0,098	0,335	-0,237
11	Шуртепе	*XIII*	0,441	0,650	-0,209
12	Караул-Базар Сарыташ	*XIII*	0,306	0,558	-0,252
13	Хартум	*XXII*	0,199	0,200	-0,001
14	Чонгара-Гальча	*IV*	0,481	0,750	-0,269
15	Юго-Западный Юлдузкак	*XIIIб*	0,057	0,329	-0,272

Глава 2. ГАЗООТДАЧА ПЛАСТОВ И МЕТОДЫ ЕЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

§ 1. ГАЗООТДАЧА ПЛАСТОВ

Коэффициент извлечения нефти и газа, являясь понятием чисто экономическим, определяется либо по результатам гидродинамических исследований, либо эмпирическим путем, когда он основан на результатах разработки месторождений, аналогичных изучаемому.

До недавнего времени речь шла, в основном, о коэффициенте извлечения нефти. Однако опыт эксплуатации газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и газонефтяных месторождений, особенно на газовом режиме, показывает, что необходимо введение коэффициента извлечения газа, т.к. либо определенное количество газа не может быть извлечено по геологическим факторам (часть газа осталась в мелких порах и т.д.), либо по технологическим факторам (заброс месторождения при $P_{пл} > P_{н}=1$ ата), вследствие нерентабельности его дальнейшей разработки. Поэтому, исходя из геологических и технологических факторов, поставлен вопрос о необходимости учета коэффициента извлечения газа при подсчете запасов по газовым и газоконденсатным месторождениям.

Еще в конце 50 х начале 60 х годов прошлого века в США лабораторными исследованиями, проведенными на естественных и частично на искусственных образцах керна песчаников и известняков, было доказано, что при вытеснении газа водой в коллекторах остается значительное (16—50%) количество газа.

Промысловые данные об остаточной газонасыщенности по месторождениям Вест-Бомонт в Техасе и Лэйксайд в Луизиане также показали, что остаточное газонасыщение в обводненных пластах составляет от 16,7% до 18,5%. При этом средний коэффициент газоотдачи для залежей с водонапорным режимом составил 0,8, а с газовым — 0,85—0,99.

Наиболее ранние в СНГ упоминания о неполном извлечении газа из газовых и газоконденсатных месторождений относятся к 70-м годам прошлого века в связи с выработкой газовых месторождений Медвежье и Уренгой на севере Западной Сибири, когда запасы, подсчитанные методом падения давления (МПД) оказались на 10-15% и более процентов меньше, чем посчитанные объемным методом.

Тогда все расхождения были отнесены на счет неточностей объемного метода, связанных с неточностями структурных построений, определения положения газо-водяного контакта, фильтрационно-

емкостных свойств пород-коллекторов и т.д. Это привело к тому, что по целому ряду крупнейших месторождений Западной Сибири, по которым запасы газа Государственной Комиссией по запасам (ГКЗ) утверждались поэтапно, в том числе и уже в процессе разработки, метод падения давления был принят в качестве основного, наиболее достоверного. В то же время такой подход приводил к снижению прироста плановых запасов, что (в условиях плановой экономики) было невыгодно ведомству, отвечающему за прирост.

Разобраться с этой проблемой на коллегии «Газпром» (Россия) было решено на месторождении Медвежье (Зап.Сибирь), где расхождения в запасах между методами МПД и объемным достигали 30—40%.

К тому же на этом месторождении на 1 января 1976 г. было пробурено свыше 200 эксплуатационных скважин, которые достаточно равномерно были распределены по площади месторождения, а газоконденсатные залежи, приуроченные к меловым отложениям, в суммарном объеме содержали до 3 триллионов м^3 газа.

В результате анализа данных геофизических исследований скважин (ГИС), керна, промысловых исследований и результатов разработки было установлено, что не все газонасыщенные породы вступают в эксплуатацию после их вскрытия.

Несмотря на то, что нижние кондиционные пределы коллекторов составляют $K_п$=270—28% и $K_г$=47—50%, не все пласты, коллекторские свойства которых свыше граничных, отдают газ в скважину.

В результате анализа геолого-геофизических материалов и результатов разработки была установлена корреляционная связь между вероятностью работы пласта и его газонасыщенностью, которая для месторождения Медвежье описывалась уравнением:

$$P_р = 0{,}0205K_г - 0{,}9663. \qquad (224)$$

С учетом оценки вероятности работы каждого пласта коэффициент газоотдачи составил 0,75.

Вторым вопросом, исследованием которого занимался «Газпром» уже в 90-ые годы, явилась проблема сорбированного и акклюдированного газа. В данном случае объектом исследований явилось месторождение Уренгой, где МПД и объемный метод «разошлись» на 50%.

На этом месторождении за 25 лет разработки газо-водяной контакт (ГВК) «продвинулся» на 30 м. Анализ показал, что обводнение в первые годы привело к смене вод (под ГВК) с акклюдированным газом на воды, существенно недонасыщенные растворенным газом, что послужило началом его растворения.

И наконец, последним объектом, на котором также появились проблемы, связанные с недоизвлечением газа, явилось Оренбургское газоконденсатное месторождение, где по данным «Газпрома» (1955 г) вследствие падения давления произошло «защемление» части газа в мелких порах, кавернах и трещинах вследствие деформации коллектора из-за снижения пластового давления. Таким образом, было установлено, что либо фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород, либо технология эксплуатации, либо то и другое вместе, приводят к тому, что часть объема газа остается неизвлеченной, поэтому следует говорить о необходимости подсчета не только геологических, но и извлекаемых запасов газа.

§ 2. ОЦЕНКА ГАЗООТДАЧИ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЯМ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

К настоящему времени в Узбекистане открыто 120 месторождений с промышленными запасами свободного газа, в 92 из них в составе пластового газа содержится конденсат.

Использование природного газа началось в 1944 году, когда был построен первый в нашей Республике газопровод от нефтепромысла Андижан до города Андижана. Здесь же, с вводом в разработку месторождения Палванташ в 1951 г., началось промышленное освоение залежей свободного газа.

Последующее развитие работ в этом направлении связано со строительством магистрального газопровода Джаркак-Бухара-Самарканд-Ташкент, что позволило в 1958 г. ввести в разработку месторождение Джаркак с подачей газа в город Бухару. В дальнейшем, за относительно короткий срок была построена разветвленная сеть магистральных газопроводов и созданы предпосылки для широкомасштабного освоения крупных промышленных запасов газа, прежде всего месторождения Газли. С вводом его в разработку (в 1961 г.) добыча газа в Узбекистане наращивалась стремительными темпами, преодолев к 1970 г. рубеж 30 млрд $м^3$ в год.

С вводом в эксплуатацию Мубарекского газоперерабатывающего завода, в 1972 г. началось освоение залежей сероводородсодержащего газа, разведанные запасы которого в республике более чем в 3 раза превышают запасы бессернистого газа. Последнее обстоятельство позволило не только компенсировать наметившееся падение добычи бессернистого газа, но и наращивать объемы общей добычи. Ведущую роль в этом сыграли крупнейшие в республике месторождения Шуртан, Памук, Зеварды и Денгизкульская группа (Денгизкуль, Северный Денгизкуль, Хаузак, Шады).

За истекшие 50 лет с начала освоения залежей свободного газа, разработкой было охвачено 49 месторождений, из которых на 19 добыча прекращена из-за истощения запасов. При этом реально достигнутый уровень извлечения газа из газоносных пластов составил от 87,5% (нефтегазоконденсатное месторождение Карим) до 88,2% (газовые месторождения Газли, Ташкудук и др.).

О невовлечении в дренируемый объем части газа, содержащегося в поровом пространстве газоносных пластов, свидетельствуют сопоставления начальных запасов газа, подсчитанных объемным методом и методом падения (МПД) по месторождениям, находящимся в поздней стадии разработки (газоконденсатные месторождения Шуртан, Култак и др.).

По этим месторождениям запасы газа, подсчитанные методом падения давления на 11—22% ниже, чем объемным.

Динамика изменения запасов газа, подсчитанных МПД на разных стадиях разработки, также хорошо видна на примере месторождений Денгизкульской группы. Здесь газоконденсатная залежь сосредоточена в объеме *XV-НР*, *XV-Р*, *XV-ПР* горизонтов. На 10-м году разработки запасы газы, подсчитанные МПД, превысили на 20% суммарные подсчитанные объемным методом запасы, утвержденные ГКЗ. На 15 году разработки превышение составило около 40% и встал вопрос о пересчете запасов. В 1996 г. был выполнен пересчет запасов и запасы, подсчитанные объемным методом и МПД, оказались практически равными. Однако, в настоящее время запасы, подсчитанные МПД, стабильно на 10—15% меньше, чем утвержденные ГКЗ по объемному методу.

Исходя из реально сложившейся ситуации с газоотдачей (коэффициентом извлечения газа) с учетом данных по уникальным месторождениям Западной Сибири, назрела необходимость в учете причин неполного извлечения газа из залежей при разработке и определении величины коэффициента извлечения газа.

Судя по данным по месторождениям РУз, по которым разработка завершена, эта величина может составить от 0,05—0,1 до 0,2—0,22 в зависимости от типов коллекторов и энергетического состояния залежей. Однако она, естественно, нуждается в уточнении.

На основании приведенных данных можно сделать следующие выводы:

— для месторождений с запасами газа более 1,5—2млрд м^3, коэффициент газоотдачи колеблется в пределах 0,85—0,99 (от первоначальных запасов) запасов, подсчитанных с учетом остаточного давления 0,1 Мпа ;

— для месторождений с меньшими запасами коэффициент газоотдачи колеблется в пределах 0,66—0,8 (в этом случае прини-

маемые остаточные давления, при которых были подсчитаны запасы, оказываются выше, чем для месторождений с большими запасами);

— при вытеснении газа водой из рыхлых песков остаточная газонасыщенность составляет около 16%, для плотных песчаников колеблется в пределах 250—50%;

— по промысловым данным изучения керна, отобранного в обводненной части газоносной площади, остаточная газонасыщенность составляет 16,7—21,8%.

Таким образом, становится очевидной необходимость учета коэффициента газоотдачи при подсчете запасов свободного газа.

В настоящее время в формуле подсчета запасов газа объемным методом коэффициент газоотдачи принимается равным 1.

Соотношение геологических и реально извлекаемых запасов газа (газоотдача) является показателем технологической успешности применяемой системы разработки и технологической добычи газа. Требование к снижению этого коэффициента за счет новых современных экологически эффективных технологических решений — прямой путь к сбережению природных ресурсов и внедрению ресурсосберегающих технологий.

ЧАСТЬ VI

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Глава 1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ЗАДАЧИ РАЗРАБОТКИ

Разработка нефтяного (газового) месторождения (залежи) — это комплекс производственно-исследовательских мероприятий по управлению движением жидкости и газа для эффективного извлечения их из недр. Таким образом, процесс разработки включает эксплуатационное разбуривание, добычу нефти и газа, воздействие на пласт и исследовательские работы.

Разработку месторождения осуществляют по предварительно составленному проекту (схеме). В проекте (схеме) должны быть обоснованы: а) очередность ввода в разработку различных продуктивных интервалов разреза месторождения; б) система разработки отдельных интервалов (объектов эксплуатации), залежей; в) технические средства эксплуатации и технологический режим их работы; г) организация обустройства (капитальное и промысловое строительство); д) экономические показатели различных технологических вариантов разработки.

Система разработки залежей нефти, газа — это разбуривание залежи (эксплуатационного объекта) скважинами по обоснованным схемам и планам с учетом мероприятий по воздействию на пласт (или естественного режима, если воздействие на пласт не предусмотрено).

Система разработки в общем случае может считаться рациональной (эффективной), если она обеспечивает максимальное рентабельное извлечение нефти и газа из недр. В зависимости от конкретных природных и технико-экономических факторов меняется и понятие о рациональности системы разработки того или иного месторождения.

Современная система разработки должна удовлетворять следующим основным требованиям: а) выполнению плана добычи нефти и газа с учетом всех природных, производственных и экономических особенностей нефтегазоносного района (области), месторождения и каждого объекта эксплуатации; б) возможности регулирования процесса разработки всего месторождения и каждо-

го объекта эксплуатации для обеспечения максимально возможного извлечения нефти и газа из недр месторождения при эффективном использовании естественной пластовой энергии, методов воздействия на пласт (с соблюдением всех мер по охране недр)

§ 2. ПОДГОТОВКА И ПОРЯДОК ВВОДА В РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Месторождения нефти и газа вводятся в разработку после утверждения в ГКЗ запасов всего месторождения или отдельных крупных объектов (залежей) по промышленным категориям. Обоснованием ввода в разработку являются схемы или проекты разработки, базирующиеся на утвержденных запасах нефти и газа.

После ввода месторождения, залежи (объекта) в разработку, т. е. после начала эксплуатационного разбуривания, разведка месторождения не прекращается. Как правило, остаются недоразведанными отдельные залежи, поля, запасы нефти и газа, которые либо не определены, либо оценены по низким категориям. Перед дальнейшей разведкой ставятся задачи промышленной оценки всей вскрытой части разреза месторождения и подготовки всей или большей части его запасов к промышленной эксплуатации. Надо иметь в виду, однако, что указанными задачами разведка месторождения не должна ограничиваться. Очень часто возникает необходимость разведки невскрытых частей разреза месторождения, а иногда и поисков нефти и газа на смежных площадях, или уточнения перспектив нефтедобычи на месторождении и составления генеральной схемы освоения и развития этого месторождения или района в целом. Поэтому в обязанности промысловой геологической службы, помимо изучения уже известных объектов, входит разведка (и поиски) новых объектов.

§ 3. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ

Все месторождения разрабатываются по предварительно составленному проектному документу. Вид и содержание проектного документа по разработке нефтяного или газового месторождения зависят от стадии разработки месторождения, для которой составляется документ, сложности и степени изученности его строения и свойств, а также предполагаемых технологий и системы разработки месторождения. В общем случае могут быть использованы проектные документы по разработке и эксплуатации месторождений следующих видов: проекты пробной эксплуатации; технологические схемы опытно-промышленной разработки; технологичес-

кие схемы разработки; проекты разработки; уточненные проекты разработки (доразработки); анализы разработки месторождений.

Каждый последующий проектный документ должен опираться на предыдущий, хотя в некоторых случаях необязательна такая последовательность, например если в некотором регионе предполагается ввести в разработку месторождение, залегающее в уже известном геологическом комплексе, со свойствами, аналогичными свойствам других, уже разрабатываемых в этом регионе месторождений, то можно обойтись, например, без технологической схемы опытно-промышленной разработки и переходить к составлению основной технологической схемы разработки, хотя, пробная же эксплуатация скважин осуществляется, как правило, в обязательном порядке, так как при ее проведении получают конкретные сведения, как о пласте, так и о скважинах данного месторождения, необходимые для составления технологической схемы разработки.

Основными документами, определяющими разработку месторождения, являются технологическая схема и проект разработки месторождения. Именно в технологической схеме разработки устанавливаются система и технология разработки. В процессе реализации технологической схемы разработки производится основное эксплуатационное разбуривание месторождения.

Проект обустройства составляется после утверждения технологической схемы, в нем с учетом рельефа местности, климата и других особенностей региона прокладываются трассы газо- нефтепроводов и устанавливаются их технические характеристики, тип и конструкции устройств для сбора и замера нефти и газа и т.д.

На основе проекта обустройства месторождения осуществляется строительство предусмотренных этим проектом объектов добычи нефти и газа.Проект разработки составляется на стадии, когда месторождение разбурено на 70 %, но в систему и технологию еще можно внести существенные изменения. Если и после составления и начала осуществления проекта разработки месторождения возникнет необходимость внесения в проект значительных изменений, то составляется уточненный проект разработки месторождения.

После принятия, как основной технологической схемы, так и проекта разработки ведется авторский надзор за осуществлением на практике проектных решений, а также производятся анализ фактических результатов разработки месторождения и сопоставление их с теоретическими расчетами и проектными данными.

В проектном документе должны быть обоснованы: выбранные объекты разработки и очередность их ввода; обоснованы конструкции скважин, техники и технологии эксплуатации скважин;

организация обустройства месторождения; систем первичной переработки нефти и газа; экономические показатели различных технологических вариантов разработки.

§ 4. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Достоверность обоснования технологических (и экономических) показателей при проектировании разработки определяется качеством геологической основы, т. е. изученностью природных условий разработки.

В начальной стадии освоения месторождения (объекта) получить достаточно полное представление о геолого-промысловой характеристике продуктивных пластов практически не удается.

При прочих равных условиях, чем крупнее месторождение (объект), тем сложнее достоверно оценить геологические условия его разработки до начала эксплуатационного разбуривания. Поэтому в настоящее время проектирование разработки крупных месторождений (объектов) осуществляется стадийно. Обычно после подсчета балансовых (извлекаемых) запасов составляются (как уже было сказано в §3) так называемые технологические схемы разработки отдельных объектов.

Технологическая схема — это предварительный проект разработки. Основное ее назначение — дать обоснование общей схемы эксплуатационного разбуривания (размещения) эксплуатационных и нагнетательных скважин. Другие показатели разработки, такие, как срок разработки, количество скважин, темпы нефтедобычи и т. п., также рассчитываются в технологической схеме. Однако эти расчеты из-за ограниченности геолого-промысловой информации, как правило, весьма приблизительны и могут ориентировать разработку в течение относительно небольшого срока.

Проект разработки с уточненными технологическими и технико-экономическими показателями на весь срок эксплуатации составляется обычно после того, как завершено бурение скважин, предусмотренных в технологической схеме, и прошел некоторый срок промышленной эксплуатации. За это время существенно расширяются и уточняются представления о геолого-промысловой характеристике отдельных объектов и месторождения в целом.

Выявляются некоторые особенности динамики производительности, пластового давления, обводнения, газового фактора и т. п. Все это дает основание существенно уточнить технологическую схему, а иногда вынуждает значительно изменить ее по важнейшим показателям системы и режима разработки.

Для небольших месторождений (объектов), которые могут быть разработаны несколькими скважинами (или первыми десятками скважин), стадийное проектирование нецелесообразно. Обычно большая часть скважин на таких месторождениях бурится уже в процессе поисков и разведки. При добуривании скважин эксплуатационного фонда существенных изменений в представлениях об условиях разработки не бывает. Все это позволяет ограничиться одностадийным проектированием. Однако в схемах (проектах) разработки небольших месторождений, также должны быть предусмотрены возможности их существенного уточнения в процессе промышленной эксплуатации.

Проект разработки — это официальный документ, имеющий инструктивный характер, определяющий текущие и перспективные планы развития нефтедобычи на месторождении. Нефтегазодобывающие предприятия обязаны обеспечивать темпы нефтедобычи и связанные с этим мероприятия в предусмотренные проектом сроки. При реализации проектов разработки на крупных месторождениях нередко возникает необходимость значительного изменения первоначальных положений проекта и составления новых уточненных проектов разработки. Подобные ситуации возникли, например, при разработке таких месторождений, как Шкаповское и Туймазинское, когда в процессе осуществления первых проектов значительно изменились представления о балансовых и извлекаемых запасах, строении продуктивных пластов и залежей нефти. Поводом же для пересмотра проектов разработки здесь явилось длительное несоответствие фактических технологических показателей проектным.

Кроме проектов разработки, составляются также проекты доразработки (как правило, на поздних стадиях эксплуатации).

В них предусматриваются дополнительные мероприятия по достижению проектной нефтедобычи и нефтеотдачи или их увеличению, если это целесообразно по технико-экономическим соображениям.

Одной из основных частей проекта (схемы) разработки является, как известно, геологическая часть, где обосновываются параметры, входящие в основу расчета технологических показателей разработки. По этим показателям в проекте обосновываются технические средства эксплуатации, промысловое обустройство (и капитальное строительство). Дальнейший экономический анализ позволяет выбрать оптимальный вариант системы и режима разработки.

Таким образом, становится очевидным, что от того, насколько полно мы изучим геологические условия (и правильно учтем их в расчетах), зависит в основном успех разработки, т. е. ее технико-экономические показатели и эффективность использования недр нефтяных месторождений.

В геологической части проекта разработки должны быть представлены результаты геологического изучения всего месторождения и отдельных продуктивных интервалов разреза. Рассмотрим вкратце содержание геологической части.

1. **Географо-экономический очерк**. Сведения о географическом положении месторождения относительно промышленных центров и шоссейных дорог, нефте- и газопроводов; орогидрографические и геоморфологические сведения, данные о климате, растительности и т. д.; сведения об экономическом развитии района, его населении и т. п.

2. **История исследования месторождения** (характеристика основных этапов поисков и разведки месторождения).

3. **Стратиграфия**.

4. **Тектоника**. Главным здесь является структурная характеристика продуктивных интервалов разреза: форма складок, углы падения, наличие или отсутствие разрывных нарушений, характер этих нарушений и т. д. Структурная характеристика должна быть представлена графически структурными картами кровли, подошвы продуктивных пластов.

5. **Нефтегазоносность**. Краткое описание промышленных и непромышленных нефтегазопроявлений в разрезе с указанием наиболее важных в промышленном отношении интервалов.

6. **Гидрогеология**. Гидродинамическая и гидрохимическая характеристики всего разреза месторождения; прогноз естественного режима продуктивных пластов по гидрогеологическим данным; оценка возможности использования водоносных пластов для нужд разработки, в частности для организации воздействия на продуктивные пласты.

7. **Сведения о начальных балансовых и извлекаемых запасах** нефти, газа, утвержденных ГКЗ (и принятых на оперативный баланс). Обоснование коэффициента нефтеотдачи по различным объектам и пластам.

8. **Обоснование выделения эксплуатационных объектов и этажей разработки** по геологическим данным с учетом технико-экономических возможностей.

9. **Детальная геолого-промысловая характеристика эксплуатационных объектов**. Это литолого-физическая характеристика и коллекторские свойства пластов, иллюстрируемые картами мощностей, зональными картами, картами коллекторских свойств, позволяющими также оценить различные пласты по их литолого-физической неоднородности; описание морфологического типа залежей нефти, особенностей строения водонефтяных контактов, изменения нефтегазонасыщенных мощностей;

определение коэффициентов нефтегазонасыщения и вытеснения, физико-химических свойств пластовых флюидов, начальных пластовых давлений, давлений насыщения нефти газом, газонасыщенности нефти, газоконденсатного фактора, пластовой температуры; данные о динамике производительности забойных и пластовых давлений, полученные при освоении и пробной эксплуатации, обоснование естественного режима работы пластов.

Изложенное выше показывает, что для составления проекта разработки необходимо располагать очень большим объемом геологической информации. Учет этой информации — весьма сложная и трудоемкая задача, от успешного решения которой во многом зависит качество проекта, т. е. его соответствие реальным природным геологическим условиям разработки нефтяного месторождения. В настоящее время для более полного и правильного учета геологических условий широко используются возможности математических (статистических) методов обработки геологической информации с применением ЭВМ.

§ 5. ВЫДЕЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ

При подготовке к разработке многопластовых месторождений одной из важнейших геолого-промысловых задач является выделение в продуктивных частях разреза эксплуатационных объектов и этажей разработки.

Эксплуатационный объект — это продуктивный пласт или группа пластов, разрабатываемый самостоятельной сеткой скважин при обеспечении контроля и регулирования процесса их ввода в разработку. Этаж разработки может включать один или (чаще всего) несколько эксплуатационных объектов.

К основным геолого-промысловым критериям совмещения отдельных пластов (залежей) в эксплуатационном объекте можно отнести следующие: взаимное расположение контуров залежей в разрезе и по площади; естественный режим работы пластов; тектоническое строение (наличие локальных разрывных нарушений); литолого-физические свойства продуктивных пластов (литология, проницаемость, наличие трещин, состав цемента породы и т.д.); физико-химические свойства пластовых флюидов и термодинамические условия (газонасыщенность, вязкость, содержание парафинов, серы и других компонентов, осложняющих условия эксплуатации; пластовые давления, давление насыщения нефти газом, способность газов к гидратообразованию, давление выпадения конденсата в пласте и т.д.). Чем больше сходство отдель-

ных пластов по перечисленным геолого-промысловым показателям, тем целесообразнее их объединение в единый эксплуатационный объект. Случаи достаточного сходства по всем показателям довольно редки, поэтому в каждом конкретном случае значение того или иного из перечисленных факторов при выделении эксплуатационных объектов в многопластовом продуктивном интервале разреза месторождения должно рассматриваться в соответствии с предполагаемой системой разработки.

Рассмотрим роль различных геолого-промысловых показателей при совмещении отдельных пластов в эксплуатационный объект. Очевидно, что совмещать в единый объект целесообразно лишь такие пласты, залежи которых совпадают в плане на значительной части площади. Причем предпочтительнее варианты, когда размеры залежей нижних пластов относительно меньше. В этом случае технически и технологически проще обеспечить равномерную выработку запасов всего разреза объекта по наиболее удобному принципу снизу — вверх (нижний пласт, при прочих равных условиях, раньше обводнится и, изолировав его, можно будет перейти к эксплуатации верхних пластов с меньшим количеством попутной воды).

Значительная удаленность в разрезе залежей отдельных пластов может сделать нецелесообразной совместную разработку этих пластов, поскольку извлечение нефти на них вероятней всего будет крайне неравномерным (с увеличением длины общего фильтра усиливается влияние разности начальных давлений в пластах, залегающих на разной глубине; с ростом количества совмещаемых пластов увеличиваются различия в проницаемости, а следовательно, и продуктивности всего рассматриваемого интервала разреза). Совмещать пласты с разными естественными режимами не следует. Так, например, совместная эффективная разработка пластов с водонапорным режимом (когда $p_{пл} \geq p_{нас}$) и режимом растворенного газа ($p_{пл} < p_{нас}$) практически невозможна. В то же время некоторые количественные различия в энергетических свойствах отдельных пластов (например, различная активность пластовых вод) вполне допустимы при совмещении пластов в эксплуатационный объект.

Наличие разрывных нарушений, экранирующих отдельные блоки продуктивного поля, нередко вызывает необходимость планирования отдельных схем разработки этих блоков и поэтому ограничивает совмещение пластов в единый эксплуатационный объект по месторождению в целом. Значительная разница в проницаемости отдельных пластов, различный тип коллекторов (поровый, трещинный) существенно осложняют задачу равномерной выработки запасов нефти из объекта в целом.

Приобщать к пластам с маловязкой нефтью пласты с высоковязкой нефтью не рекомендуется, так как известно, что вязкость нефти сильно влияет на продуктивность пласта и темпы его обводнения. Пласты с нефтями, резко отличающимися своими технологическими (товарными) свойствами (сернистость, парафинистость и др.), объединять в эксплуатационный объект также не рекомендуется. Заметные различия в продуктивности пластов, пластовом давлении, давлении насыщения и газонасыщенности нефти весьма ограничивают возможность объединения этих пластов в один эксплуатационный объект из-за отсутствия технических возможностей создания нормальных условий эксплуатации для каждого пласта в одной скважине с общим (для всех пластов) фильтром. При наличии в продуктивном разрезе водонасыщенных пропластков задача выделения эксплуатационного объекта весьма усложняется, хотя в отдельных случаях удается, изолировав эти пропластки, вести успешную эксплуатацию.

Изложенное выше указывает на сложность задачи выделения эксплуатационных объектов. Очевидно, что чем меньше эксплуатационных объектов выделено в разрезе месторождения, тем меньше надо бурить скважин на этом месторождении, поскольку в большинстве случаев для каждого крупного эксплуатационного объекта проектируется самостоятельная система разработки.

Стремление объединить как можно больше пластов в эксплуатационный объект само по себе вполне оправданно и прогрессивно.

Однако практика разработки показывает, что с увеличением числа пластов в объекте заметно ограничиваются возможности эффективного регулирования выработки запасов из каждого пласта и, следовательно, из эксплуатационного объекта в целом.

Растет суммарный извлекаемый запас на одну скважину; усиливается дифференциация условий извлечения нефти и газа внутри объекта; увеличивается вероятность значительных потерь запасов нефти и газа в недрах.

Таким образом, при объединении пластов в единый эксплуатационный объект необходимо ориентироваться на оптимальный вариант, обеспечивающий, наряду с высокими технико-экономическими показателями, благоприятные условия для максимального использования запасов объекта в целом.

Перечисленные выше критерии, в общем, используются для выделения эксплуатационных объектов при разработке газовых (газоконденсатных) месторождений. Есть, однако, и некоторые особенности. Так, во избежание перетоков газа из пластов с высоким давлением в пласты с относительно низким давлением, при совместной эксплуатации, рабочее забойное давление выбира-

ют таким образом, чтобы оно было ниже минимального пластового давления на величину рабочей депрессии для пласта с минимальным давлением. Высокодебитные пласты с большими запасами газа рекомендуется не совмещать в единый эксплуатационный объект. Газовые залежи с нефтяными оторочками промышленного значения могут быть приобщены для совместной эксплуатации с другими залежами после извлечения основных запасов нефтяной оторочки.

В последнее десятилетие у нас в стране нашел широкое применение метод одновременно-раздельной эксплуатации разных пластов в одной скважине (ОРЭ). Этот метод позволяет существенно расширить диапазон выбора пластов, которые можно эффективно эксплуатировать в одной скважине. ОРЭ дает возможность разобщить отдельные пласты (пачки) в скважине и осуществлять подъем жидкости (газа) из них раздельно (через разные подъемники). Существуют различные схемы ОРЭ, позволяющие эксплуатировать в одной скважине раздельно два пласта (пачки) и более.

Наиболее распространен вариант ОРЭ с эксплуатацией двух пластов (пачек). При этом геолого-промысловая характеристика этих пластов может быть весьма различной, ибо эксплуатировать их можно не только при различных режимах (забойных давлениях), но и различными способами и их сочетаниями (например, один пласт — фонтаном, другой — насосом или компрессором).

Есть, однако, и некоторые ограничения в геолого-технических условиях ОРЭ: а) один из разделяемых пластов имеет малую нефтенасыщенную мощность (менее 3 м); б) раздел между разобщаемыми пластами менее 3 м (в этом случае нет уверенности, что разобщаемое устройство установится в заданном интервале и будет надежно изолировать пласты в скважине); в) перемычка между разобщаемыми пластами за колонной не герметична; г) оборудование скважины не обеспечивает заданных дебитов с больших глубин: д) диаметр эксплуатационной колонны менее 146 мм.

Глава 2. СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

§ 1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О СИСТЕМАХ РАЗРАБОТКИ

Системой разработки нефтяных, газовых месторождений следует называть совокупность взаимосвязанных инженерных решений, определяющих объекты разработки; последовательность и темп их разбуривания и обустройства; методы воздействия на пласты с

целью извлечения из них нефти и газа (конденсата); число, соотношение и расположение нагнетательных и добывающих скважин; число резервных скважин, управление разработкой месторождения, охрану недр и окружающей среды. Построить систему разработки месторождения означает найти и осуществить указанную выше совокупность инженерных решений. Система разработки в общем случае может считаться рациональной (эффективной), если она обеспечивает максимальное рентабельное извлечение нефти, газа и конденсата из недр.

Для характеристики различных систем разработки нефтяных и газовых месторождений в соответствии с этим определением системы необходимо использовать большое число параметров. Однако на практике системы разработки нефтяных и газовых месторождений различают по трем наиболее характерным признакам: наличию или отсутствию воздействия на пласт с целью извлечения нефти или газа (конденсата) из недр, расположению скважин на месторождении и порядку ввода выделенных эксплуатационных объектов.

Применяют следующую классификацию систем разработки нефтяных месторождений по трем указанным выше признакам.

I. По признаку воздействия на пласт.

1.1. Системы разработки при отсутствии воздействия на пласты, т.е. месторождение, работают на истощение. Системы разработки нефтяных месторождений без воздействия на пласты применяют редко, в основном в случае длительно эксплуатируемых сильноистощенных месторождений; при разработке сравнительно небольших по размерам месторождений с активной законтурной водой; месторождений, содержащих сверхвязкие неглубоко залегающие нефти, или месторождений, сложенных низкопроницаемыми глинистыми коллекторами.

1.2. Системы с воздействием на пласты, обеспечивающие поддержание пластового давления путем закачки воды, газа и воздуха или иного воздействия (вакуум-процесс, компрессорно-циркуляционный метод разработки газоконденсатных месторождений).

II. По расположению скважин на месторождении.

2.1. Рядное расположение скважин.

2.2. Площадное расположение скважин.

2.3. Ползущая система (поэтапная разработка).

2.4. Кольцевая система.

III. По порядку ввода выделенных эксплуатационных объектов.

3.1. «Снизу-вверх».

3.2. «Сверху-вниз».

§ 2. РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ И КЛАССИФИКАЦИЯ ИХ РАЗРАБОТКИ ПО ПРИЗНАКУ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

В процессе движения нефти и газа в пласте в основном действуют различные виды энергии одновременно. Так, всегда проявляются упругость пород и жидкостей и сила тяжести. Однако в зависимости от геологических условий и условий эксплуатации месторождения превалирует энергия того или иного вида.

В зависимости от того, какой вид энергии обусловливает перемещение жидкости и газа к эксплуатационным скважинам, различают следующие основные категории режимов разработки месторождений углеводородов:

1) водонапорный и упруговодонапорный;
2) газонапорный (газовый);
3) растворенного газа;
4) упругий;
5) гравитационный.

При одновременном проявлении энергии нескольких видов принято говорить о смешанных, или комбинированных, режимах. Существует также понятие о режимах с подвижным или неподвижным контурами нефтеносности.

Режим работы пласта определяется как искусственно созданными условиями разработки месторождения и эксплуатации скважин, так и природными условиями. Тот или иной режим можно устанавливать, поддерживать, контролировать и даже заменять другими. Он в большей степени зависит от темпов отбора жидкости и газа, а также от других искусственных мероприятий, проводимых в процессе разработки месторождения (нагнетание рабочего агента в пласт и др.). Геологические условия и энергетические особенности залежи лишь способствуют установлению того или иного режима разработки месторождения, но не определяют его полностью.

При водонапорном режиме поступающая в пласт вода замещает отбираемые нефть и газ. При разработке месторождений с водонапорным режимом сначала наблюдается некоторый спад пластового давления и устанавливается градиент давления, вызывающий поступление воды в продуктивную зону. Со временем пластовое давление при постоянном отборе жидкости из пласта стабилизируется, что является доказательством проявления водонапорного режима с полным замещением извлекаемой из пласта нефти водой. Благодаря медленному падению пластового давления в залежах с водонапорным режимом, дебит скважин длительное время остается почти постоянным. Постоянным обычно остается и газовый фактор до тех пор, пока давление на забое скважин не станет

ниже давления насыщения нефти газом. Водонефтяной контакт подвижный.

При упруговодонапорном режиме характер изменения показателей работы пласта и скважин будет иным. Основной признак упруговодонапорного режима — значительное падение давления в начальный период эксплуатации скважин. В дальнейшем при постоянном отборе жидкости темп падения давления замедляется. Это объясняется тем, что зона понижения давления со временем охватывает все большие площади пласта, и для обеспечения одного и того же притока жидкости за счет упругого расширения пласта и жидкостей достаточно падения давления на меньшую величину, чем в начальный период. Газовый фактор, как и при водонапорном режиме, обычно остается постоянным до тех пор, пока давление не станет ниже давления насыщения. Водонефтяной контакт менее подвижен, чем в случае водонапорного режима.

В случае газового режима, процесс вытеснения для нефти заключается в расширении по мере снижения давления газа в газовой шапке и сопровождается обычно гравитационными эффектами. Пополнение расширяющейся газовой шапки выделяющимся из раствора газом способствует замедлению темпов падения пластового давления. Гравитационное разделение нефти и газа в месторождениях с газовой шапкой способствует также тому, что газовый фактор для скважин, удаленных от газовой части пласта, может долго оставаться довольно низким. У скважин же, расположенных близко к газонефтяному контакту, газовый фактор обычно быстро растет, и возможно даже фонтанирование чистым газом. Газонефтяной контакт подвижен. Для газовых месторождений в случае газового режима процесс вытеснения газа заключается в напоре расширения самого газа.

Механизм вытеснения нефти, при режиме растворенного газа (только для нефтяных месторождений), из пласта растворенным газом, выделяющимся из нефти, следующий. При понижении давления на забоях скважин выделившийся из нефти газ расширяется и, двигаясь с большей скоростью, чем нефть, частично проталкивает ее, а частично увлекает за собой, так как действуют силы трения. Эффективность этого процесса очень незначительна и запас энергии газа часто полностью истощается раньше, чем успевают отобрать более или менее значительные количества нефти. Пластовое давление при этом снижается очень быстро. Газовый фактор по мере эксплуатации залежи в режиме растворенного газа увеличивается некоторое время быстрыми темпами, а затем, достигнув определенного максимума, снижается до полного истощения пласта рис. 62.

Газовые месторождения работают в основном в газовом и смешанном режимах.

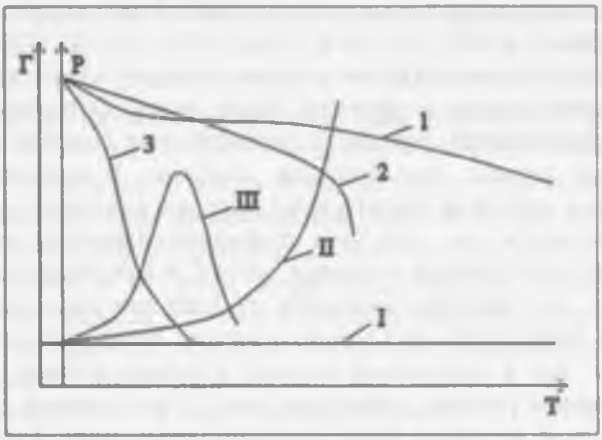


Рис. 62. Изменение пластового давления и газового фактора во времени при различных режимах разработки: *1, 2, 3* — пластовое давление соответственно при водонапорном режиме, при газонапорном режиме, при режиме растворенного газа; *I, II, III* — газовый фактор соответственно при водонапорном режиме, при газонапорном режиме, при режиме растворенного газа

§ 3. РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Как уже было сказано в §1 настоящей главы современному состоянию техники соответствуют следующие методы разработки без воздействия и с воздействием.

а) метод разработки без поддержания пластового давления;

б) метод поддержания давления путем закачки воды;

в) метод поддержания давления путем закачки газа или воздуха;

г) вакуум-процесс;

д) компрессорно-циркуляционный метод разработки газоконденсатных месторождений (сайклинг-процесс).

Способы, указанные в пунктах «б» и «в», в случае их применения для разработки истощенных залежей, называются вторичными. Если они применяются с самого начала разработки залежи, их называют первичными. Вакуум-процесс является типичным вторичным способом и никогда не применяется с самого начала эксплуатации.

Разработка без поддержания пластового давления применяется в тех случаях, когда давление краевых вод обеспечивает водонапорный режим в залежи в течение всего времени эксплуатации (Новогрозненский район, Уч-Кызыл) или когда по тем или иным

причинам экономически невыгодно организовывать закачку газа или воды в пласт.

В тех случаях, когда давление пластовых вод не может обеспечить жесткого водонапорного режима, разработка залежи без поддержания пластового давления обязательно приведет к проявлению режима растворенного газа, а стало быть к низкому коэффициенту использования запасов. В этих случаях необходимо искусственное поддержание пластового давления.

Метод поддержания давления путем закачки воды преследует цель поддерживать пластовое давление выше давления насыщения. Этим будет обеспечена разработка залежи при жестком водонапорном режиме. Последнее дает возможность разрабатывать залежь до извлечения 40—50% запасов преимущественно фонтанным способом с высокими темпами отбора жидкости и в конечном счете получать высокий коэффициент использования запасов — (10—70%).

Метод поддержания давления, при котором вода закачивается в законтурную область пласта, называется законтурным заводнением. Законтурное заводнение рационально применять при разработке относительно узких залежей (шириной не более 3—4 км), на которых размещается от трех до пяти рядов эксплуатационных скважин.

На рис. 63 в плане и в разрезе показано расположение добывающих и нагнетательных скважин при разработке нефтяного месторождения с применением законтурного заводнения.

При разработке крупных залежей, когда закачка воды в законтурную область не сможет обеспечить заданных темпов добычи и охватить влиянием скважины, расположенные внутри залежи, целесообразно применять *внутриконтурное заводнение*. Раньше на заре развития методов поддержания давления путем закачки воды применяли поэтапную систему разработки, которая представляла собою ползущую систему разработки

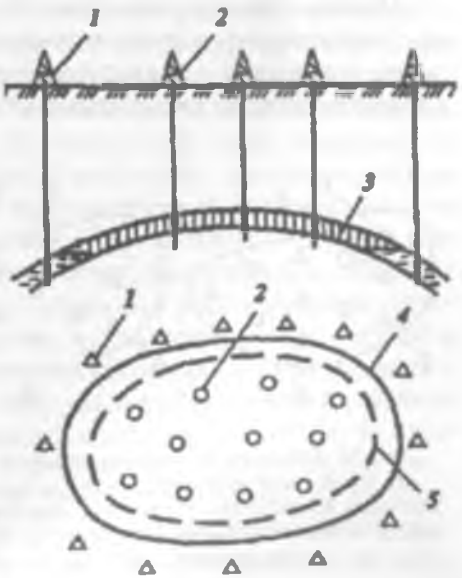


Рис. 63. Схема расположения скважин при законтурном заводнении: *1*— нагнетательные скважины; *2*- добывающие скважины; *3*— нефтяной пласт; *4*, *5*— соответственно внешний и внутренний контуры нефтеносности

по восстанию или по падению. В том и другом случаях образовывалась законсервированная часть залежи, что крайне нежелательно. Поэтому при разработке крупных залежей в настоящее время применяют внутриконтурное заводнение.

Системы с внутриконтурным воздействием подразделяются на рядные и площадные системы.

Рядные системы разработки (разновидность их — блоковые системы). При этих системах на месторождениях, обычно в направлении, поперечном их простиранию, располагают ряды добывающих и нагнетательных скважин. Практически применяют одно-, трех- и пятирядную схемы расположения скважин рис. 64, представляющие собой соответственно чередование одного ряда добывающих скважин и ряда нагнетательных скважин, трех рядов добывающих и одного ряда нагнетательных скважин, пяти рядов добывающих и одного ряда нагнетательных скважин. Более пяти рядов добывающих скважин обычно не применяют, так как в этом случае в центральной части полосы нефтеносной площади, заключенной между рядами нагнетательных скважин, воздействие на пласт заводнением ощущаться практически не будет, в результате чего произойдет падение пластового давления с соответствующими последствиями.

Системы с площадным расположением скважин. Рассмотрим наиболее часто используемые на практике системы разработки нефтяных месторождений с площадным расположением скважин: пяти-, семи- и девятиточечную.

Пятиточечная система (рис. 65). Элемент системы представляет собой квадрат, в углах которого находятся добывающие скважины, а в центре — нагнетательная. Для этой системы отношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1:1.

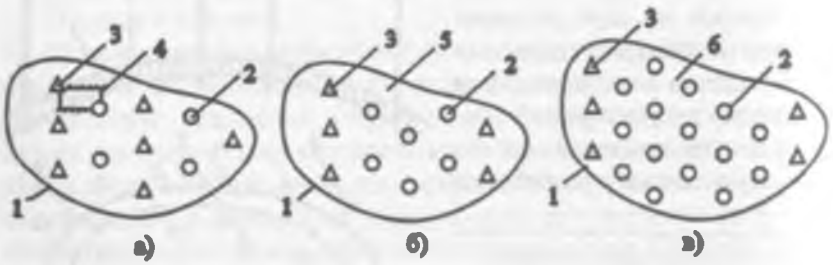


Рис. 64. Схема расположения скважин при рядных системах разработки: *а*), *б*), *в*) соответственно при однорядной, трехрядной, и пятирядной системах разработки; *1* — контур нефтеносности; *2* — добывающие скважины; *3* — нагнетательные скважины; *4*, *5*, *6* — элементы соответственно при однорядной, трехрядной, и пятирядной системах

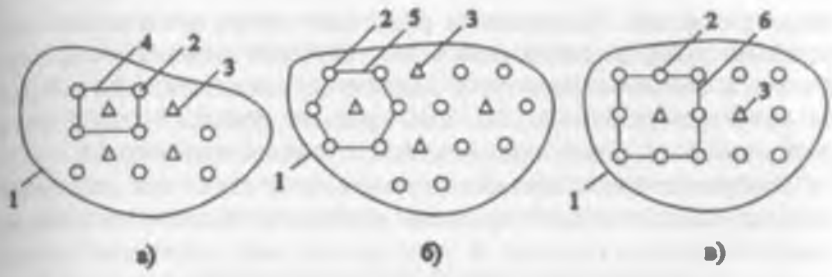


Рис.65. Схема расположения скважин: *а*), *б*), *в*), соответственно при пятиточечной, семиточечной, девятиточечной системах разработки; *1*— контур нефтеносности; *2*— добывающие скважины; *3*— нагнетательные скважины; *4*, *5*, *6* — элементы соответственно при пятиточечной, семиточечной, девятиточечной системах разработки

Семиточечная система (см. рис. 65). Элемент системы представляет собой шестиугольник с добывающими скважинами в вершинах и нагнетательной в центре. Добывающие скважины расположены в углах шестиугольника, а нагнетательная — в центре. На одну нагнетательную скважину приходятся две добывающие.

Девятиточечная система (см. рис. 65). Соотношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1:3.

Самая интенсивная из рассмотренных систем с площадным расположением скважин — пятиточечная, наименее интенсивная — девятиточечная. Считается, что все площадные системы «жесткие», поскольку при этом не допускается без нарушения геометрической упорядоченности расположения скважин и потоков, движущихся в пласте веществ, использование других нагнетательных скважин для вытеснения нефти из данного элемента, если нагнетательную скважину, принадлежащую данному элементу, нельзя эксплуатировать по тем или иным причинам. В самом деле, если, например, в блочных системах разработки (особенно в трех- и пятирядной) не может эксплуатироваться какая-либо нагнетательная скважина, то ее может заменить соседняя в ряду. Если же вышла из строя или не принимает закачиваемый в пласт агент нагнетательная скважина одного из элементов системы с площадным расположением скважин, то необходимо либо бурить в некоторой точке элемента другую такую скважину (очаг), либо осуществлять процесс вытеснения нефти из пласта за счет более интенсивной закачки рабочего агента в нагнетательные скважины соседних элементов. В этом случае упорядоченность потоков в элементах сильно нарушается.

Внутриконтурное заводнение можно производить по блокам. Для этого нагнетательными рядами скважин большая залежь разрезается на участки, на каждом таком блоке размещается до пяти

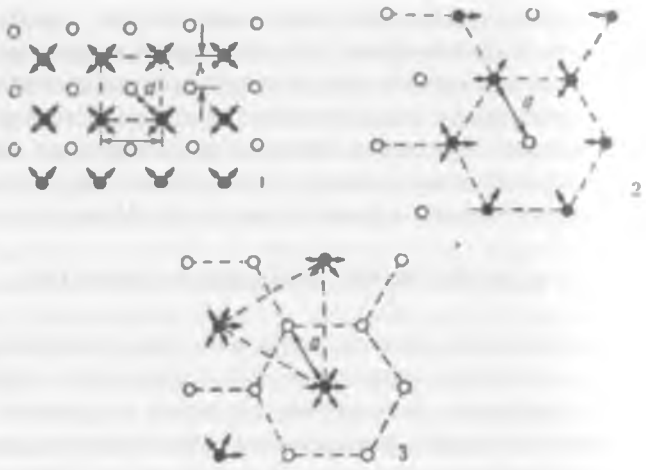


*Рис.*67. Площадные системы заводнения:
1 — пятиточечная; *2* — четырехточечная; *3* — семиточечная

жина окружена с четырех сторон нагнетательными, отношение числа эксплуатационных скважин к числу нагнетательных равно 1 (рис. 67).

3. Семиточечная система; каждая эксплуатационная скважина окружена шестью нагнетательными, а каждая нагнетательная скважина обслуживает три эксплуатационные; отношение числа эксплуатационных скважин к числу нагнетательных равно 0,5.

4. Четырехточечная система — та же семиточечная, но отношение числа эксплуатационных скважин к числу нагнетательных равно 2; в этом случае каждая нагнетательная скважина, расположенная в центре правильного шестиугольника, окружена шестью эксплуатационными скважинами, находящимися в углах шестиугольника, а каждая эксплуатационная скважина расположена в центре треугольника, составленного нагнетательными скважинами.

В том случае, когда площадное заводнение осуществляется после разработки залежи при режиме растворенного газа, в процессе площадного заводнения можно выделить два основных этапа: а) период безводной добычи, когда нагнетаемая вода идет на заполнение дренированных пустот, занятых газом низкого давления, и на замещение вытесняемой остаточной нефти; б) период прогрессирующего обводнения эксплуатационных скважин.

К моменту прорыва воды в эксплуатационные скважины все поровое пространство в пласте будет занято жидкой фазой, поэтому дальнейший процесс заводнения будет установившимся: количество добываемой в сутки жидкости будет равно суточному объему закачиваемой воды.

Закачка газа при равномерном размещении нагнетательных скважин по площади называется методом Мариэтта или методом проталкивания нефти газом.

При применении метода Мариэтта в пластах с неравномерной проницаемостью наблюдается более быстрое продвижение газа по более проницаемым пропласткам, что вызывает загазирование эксплуатационных скважин прежде, чем нефть будет полностью вытеснена из менее проницаемых пропластков.

Практика показала, что при прорывах газа в случае применения метода Мариэтта в нагнетательные скважины вместе с газом следует некоторое время закачивать воду. Это создает трехфазную систему (нефть — газ — вода) в пропластках, по которым прорывался газ, благодаря чему пропласток становится малопроницаемым для газа.

Место прорыва газа закупоривается пузырьками газа и воды, что создает повышенное сопротивление движению газа через более проницаемые пропластки.

Аналогично при площадном заводнении для ликвидации прорыва воды по более проницаемым пропласткам хорошие результаты дает закачка в нагнетательные скважины воздуха вместе с водой. Вода с воздухом устремляется в более проницаемые пропластки, создает в них двухфазную систему (жидкость — газ), в результате чего значительно понижается фильтрационная способность коллектора; место прорыва воды закупоривается и прорыв ликвидируется.

Обобщение материалов, проведенное американскими исследователями, показало, что коэффициент извлечения нефти при режиме растворенного газа в среднем составляет 20% от геологических запасов. Применение площадного заводнения на последней стадии разработки увеличивает его до 40%. В то же время применение заводнения в самом начале разработки увеличивает коэффициент нефтеизвлечения с 60 до 85%. Согласно расчетам американских специалистов, на месторождении Ист-Техас ожидаемая конечная нефтеотдача — около 80% от геологических запасов.

Вакуум-процесс — метод интенсификации, применяемый при эксплуатации скважин в истощенных залежах, при котором создается разрежение нефти путем отсасывания газа и паров нефти из затрубного пространства скважин при глубинно-насосной эксплуатации.

Вакуум-процесс как самостоятельный вторичный метод применяется только тогда, когда уровень зеркала нефти в пласте становится ниже его кровли.

Отсасывание газа создает дополнительную депрессию на пласт. Благодаря этому пузырьки газа в тупиковых порах, расширяясь, выталкивают нефть. Кроме того, легкие фракции испаряются на

батарей скважин. Разрезающие ряды нагнетательных скважин обязательно должны проводиться по наиболее мощным участкам пласта, а стягивание контуров должно осуществляться по направлению к центру блоков, где, как, правило, пласты бывают меньшей мощности, менее проницаемые и более неоднородные.

Внутриконтурное заводнение применяется также при разработке литологических залежей, границы которых определяются замещением песчаников глинами. В этих случаях воду закачивают по оси залежи. Такое заводнение называется внутриконтурным по оси. Если же закачка производится в центре литологически ограниченной залежи через одну скважину, заводнение называется очаговым. Практика показала эффективность такого заводнения литологических объектов, состоящих из большого числа линзообразных залежей.

С течением времени при очаговом заводнении соседние эксплуатационные скважины начинают обводняться, и после полного обводнения их переводят под нагнетание воды. Постепенно очаговое заводнение превращается в центральное.

Центральным называется заводнение, которое производится через три-четыре скважины, расположенные в центре залежи. Как правило, центральное заводнение, через несколько скважин сразу, в начале разработки на практике никогда не осуществляется.

В практике разработки крупных залежей применяются одновременно законтурное, внутриконтурное по блокам и очаговое заводнения.

В последнее время при разработке крупных залежей нефти платформенного типа в Западной Сибири применяют трехрядную и пятирядную системы разработки. При трехрядной системе залежь разрезается рядами нагнетательных скважин на ряд поперечных полос шириною, равной четырехкратному расстоянию между рядами скважин. При пятирядной системе ширина полос равна шестикратному расстоянию между рядами. Как видно из схемы, при трехрядной системе на полосе размещается три ряда эксплуатационных скважин, при пятирядной — пять. Эти системы разработки обеспечивают очень быстрое разбуривание залежей. При этих системах в начале разработки залежи не учитываются литологические особенности пласта.

Опыт разработки крупных залежей нефти в Башкирии и Татарии показал, что на завершающей стадии разработки, когда будет хорошо изучено строение залежи и выявятся направления наибольшей скорости продвижения фронта воды, рационально доразработку залежи производить по системе внутриконтурного заводнения по блокам.

Метод поддержания давления путем закачки газа или воздуха обычно применяется в залежах, которые имеют газовую шапку.

Поддержание давления путем закачки газа преследует цель поддерживать энергетические ресурсы пласта в процессе эксплуатации. Для этого с самого начала эксплуатации в сводовую часть структуры закачивают газ или воздух через нагнетательные скважины, расположенные вдоль длинной оси структуры. Кроме того, как будет указано ниже, закачка газа иногда применяется при площадном вытеснении нефти газом (метод Мариэтта).

§ 4. ВТОРИЧНЫЕ МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ

При применении закачки воды или газа в залежах, которые истощены в процессе первичной эксплуатации без поддержания пластового давления, повышение давления вследствие большой дренированности пласта локализуется ограниченным расстоянием вокруг нагнетательных скважин. В таких случаях нагнетательные скважины следует размещать равномерно по всему пласту в пределах контура нефтеносности таким образом, чтобы на одну нагнетательную скважину приходилась одна-две эксплуатационные.

Такое заводнение, когда нагнетательные скважины размещают равномерно во всей площади, называется площадным. Закачка воды при площадном заводнении производится в скважины, которые равномерно расположены по всей площади нефтяной залежи.

Для получения большого эффекта скважины (водяные и нефтяные) желательно размещать по правильным геометрическим сеткам.

Наиболее распространенными схемами площадного заводнения являются следующие.

1. Линейная система заводнения, которая представляет собой поперечно чередующиеся прямолинейные и параллельные ряды эксплуатационных и нагнетательных скважин (рис. 66).

2. Пятиточечная система; каждая эксплуатационная сква-

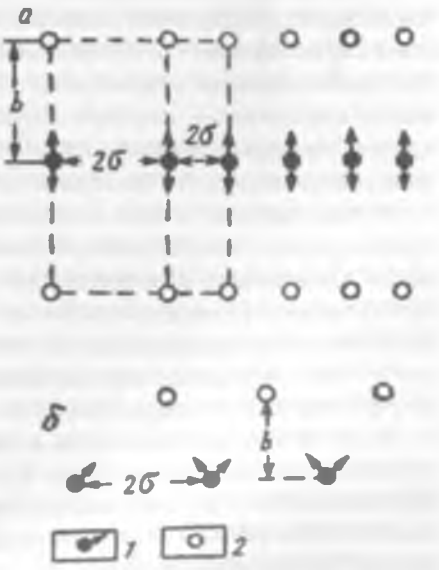


Рис.66. Линейные системы заводнения:
а — простая; *б* — шахматная.
Скважины: *1* — нагнетательные, *2* — эксплуатационные

поверхности уровня нефти и выходят вместе с отсасываемым газом, при этом теряются более тяжелые фракции нефти.

§ 5. ОСНОВНЫЕ УСЛОВИЯ РАЦИОНАЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

Главной задачей при выборе варианта разработки нефтяной залежи является достижение наибольшего коэффициента нефтеизвлечения пласта с наименьшими затратами.

Одним из основных показателей оценки рациональности проведения процесса заводнения залежи является отношение объема, из которого нефть будет вытеснена водой к моменту окончания разработки залежи, к первоначально нефтенасыщенному объему пласта. Это отношение, как указывалось выше, называется коэффициентом охвата залежи заводнением η_0.

Чем ближе значение коэффициента охвата к единице, тем совершеннее был проведен процесс заводнения.

Конечное количество добытой нефти выражается уравнением

$$Q_к = Q_0\, \eta_в\, \eta_о, \qquad (225)$$

где $Q_к$ — конечное количество добытой нефти в тыс. м³; Q_0 — геологические запасы нефти в залежи в тыс. м³; $\eta_в$ — коэффициент вытеснения нефти водой по лабораторным исследованиям в долях единицы; $\eta_о$ — коэффициент охвата залежи заводнением в долях единицы.

Анализ накопленного материала по разработке нефтяных залежей с применением заводнения позволил рекомендовать следующие условия разработки, которых необходимо придерживаться при составлении проектов и осуществлении разработки нефтяных месторождений.

1. Основным условием рациональной разработки нефтяной залежи является поддержание пластового давления выше давления насыщения в течение всего периода эксплуатации. Это обеспечивает однофазное состояние нефти в пласте и создание жесткого водонапорного режима. Последнее обеспечивает высокую текущую добычу жидкости и высокий коэффициент нефтеизвлечения.

2. Если залежь очень крупная, необходимо, чтобы система разработки давала возможность охватить активным воздействием процесса поддержания пластового давления одновременно всю залежь. Это может быть достигнуто, если разработка залежи будет одновременной и ни в коем случае не многоэтапной.

3. Система воздействия должна быть такой, чтобы можно было вести разработку любого участка залежи без обязательного прекра-

щения разработки другого участка. При разработке крупной залежи это условие должно соблюдаться при осуществлении внутриконтурного заводнения по блокам.

4. Разработка и доразработка каждого участка должна планироваться исходя из условий использования имеющихся на нем скважин; не следует рассчитывать, что нефть, залегающая на периферии, может быть полностью отобрана центральными скважинами.

5. Надо предусмотреть длительную и непрерывную работу скважин до полного их обводнения.

6. Фронт обводнения следует переносить не после частичного обводнения крайних рядов скважин, а после длительной форсированной эксплуатации обводненной зоны, которая обеспечивает наиболее полный отбор нефти из обводненной зоны.

7. Для выполнения приведенных шести условий при разработке крупной залежи шириной 6—8 км и более ее необходимо разрабатывать с внутриконтурным заводнением. Для этого крупную залежь разрезают рядами нагнетательных скважин на самостоятельные блоки. Каждый блок при этом разрабатывается независимо от других, как самостоятельная залежь.

8. Величина отдельных блоков должна быть такой, чтобы расстояние между батареей нагнетательных скважин и наиболее удаленной батареей эксплуатационных скважин не превышало в 1,5—2 км. Иными словами, ширина участка, который подвергается двустороннему заводнению, не должна быть более 4 км.

9. Разрезание залежи должно производиться по направлениям развития наибольшей мощности коллекторов, а стягивание контуров нефтеносности — по направлению к центральной части блока, которая обычно характеризуется наименьшей мощностью и худшей проницаемостью коллекторов.

10. Наибольшие потери нефти наблюдаются в зоне встречи двух фронтов обводнения. Зона встречи фронтов обводнения характеризуется образованием застойных участков между эксплуатационными скважинами. При разрезании залежи на полосы потери нефти значительно больше, чем при разрезании залежи на квадратные или округленные блоки (рис. 68).

11. Залежь удобнее всего разбуривать по равномерной сетке, а не батареями скважин. Как правило, всякую крупную залежь при упруго-водонапорном режиме начинают разрабатывать с применением только законтурного заводнения.

На первом этапе разработки крупной залежи одновременно с разбуриванием залежи по периферии бурят скважины в центральной ее части по разреженной сетке с расстояниями между скважинами 1200—1500 м.

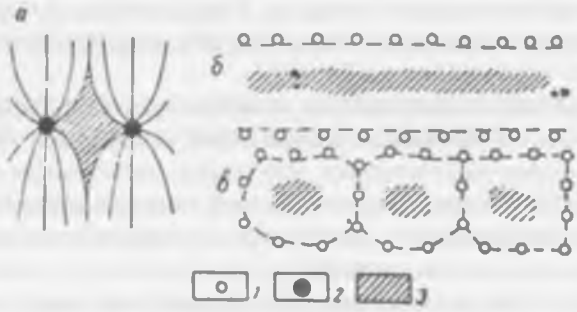


Рис. 68. Схема образования застойных зон:
а — образование застойных зон при встрече фронтов обводнения; *б* — образование полосообразной застойной зоны при разрезании залежи на полосы; *в* — образование застойных очагов при разрезании залежи на блоки. Скважины: *1* — нагнетательные; *2* — эксплуатационные; *3* — застойная зона

Сплошное планомерное эксплуатационное бурение в центральной части залежи начинается только после выяснения в общих чертах геологического строения коллекторов, которое позволяет наметить разрезающие ряды нагнетательных скважин сообразно с геологическим строением залежи.

Опыт показал, что батарейное расположение скважин очень ограничивает рациональное размещение разрезающих рядов и эксплуатационных скважин. Поэтому наиболее целесообразной является расстановка скважин по равномерной треугольной сетке.

Она позволяет наиболее рационально размещать разрезающие ряды скважин по площади с учетом геологического строения коллекторов.

12. Наилучшим агентом при заводнении является соленая пластовая вода. Благодаря своей высокой вязкости она хорошо вымывает нефть из песчаников и вследствие большой солености не вызывает набухания. Поэтому рационально пластовую воду очищать и закачивать обратно в пласт, а не загрязнять ею водоемы.

13. Темпы отбора жидкости должны быть такими, чтобы скорость фильтрации составляла около 15 м в год и ни в коем случае не ниже 7—8 м в год. Скорость фильтрации на каждом участке вычисляется путем деления всего объема добытой жидкости в год на поперечное сечение пласта, через которое должен профильтроваться весь объем жидкости.

14. Вытеснение следует производить из области маловязкой нефти по направлению зон с повышенной вязкостью, а также из зон высокой проницаемости коллекторов по направлению уменьшения проницаемости. Это осуществляется при разрезании залежи

по более мощным участкам пласта и при осевом заводнении рифогенных залежей.

§ 6. ПРИМЕНЕНИЕ САЙКЛИНГ-МЕТОДА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КОНДЕНСАТООТДАЧИ ПЛАСТОВ

Основные особенности газоконденсатных систем связаны с особенностями фазовой диаграммы, с явлениями обратной конденсации и испарения. Эти особенности приводят к тому, что при снижении давления в газо-конденсатной системе ниже давления насыщения начинается выпадение тяжелых углеводородов (конденсата).

Если давление в газоконденсатном пласте в процессе разработки поддерживается на уровне начального (или давления начала конденсации), то фазовые переходы возникают лишь в зонах пласта, примыкающих к скважинам. Если газоконденсатное месторождение разрабатывается на истощение, то конденсат в пласте выпадает повсеместно. Однако выпадающий конденсат зачастую мало изменяет коэффициент газонасыщенности всего пласта.

При решении проблемы максимизации добычи конденсата из пласта возникает необходимость поддержания пластового давления (ППД) в процессе разработки газоконденсатного месторождения. Эффективность и целесообразность поддержания пластового давления зависят от содержания конденсата в газе, общих запасов газа и конденсата, глубины залегания пласта и других факторов.

ППД может осуществляться закачкой сухого (обезжиренного) газа или воды. Закачка сухого газа применяется в условиях, когда имеется возможность консервации запасов газа данного месторождения в течение определенного времени. Возможность закачки воды зависит от наличия дешевых источников воды, приемистости нагнетательных скважин и степени неоднородности пласта по коллекторским свойствам.

Каждый из методов поддержания пластового давления имеет свои преимущества и недостатки. Мы рассмотрим только (сайклинг-процесс) обратную закачку сухого газа, так как наибольшее извлечение конденсата достигается при этом методе.

При этом процессе также имеются системы добывающих и нагнетательных скважин. Из добывающих скважин извлекается жирный газ. Через нагнетательные скважины в пласт закачивается сухой газ. При этом преследуется следующее. Во-первых, закачка сухого газа позволяет поддерживать пластовое давление на уровне начального (или давления начала конденсации). В результате ретроградные процессы не происходят до тех пор, пока поддерживается пластовое давление. Во-вторых, сухой газ

вытесняет к скважинам жирный газ. Данный положительный фактор превращается затем в свою противоположность. Сухой газ по наиболее дренируемым участкам и пропласткам избирательно прорывается к добывающим скважинам. Наступает момент, когда рециркуляция газа становится нерентабельной. Тогда разработка газоконденсатного месторождения продолжается на режиме истощения пластовой энергии.

Основной недостаток этого процесса — относительно длительная (несколько лет) консервация запасов газа. Определенные преимущества в этом отношении имеет частичная закачка сухого газа, когда добывается конденсат с одновременной подачей некоторой доли добытого газа потребителю и закачкой остального сухого газа обратно в пласт (месторождение Кокдумалак). При частичной закачке сухого газа только его часть (40—80 % общей добычи) закачивается обратно в пласт. Поэтому при частичном поддержании давления оно уменьшается в процессе разработки с самого начала. Здесь выигрыш заключается в том, что запасы газа не консервируются, проигрыш — в достижении меньшего конечного коэффициента конденсатоотдачи пласта (по сравнению с поддержанием давления на уровне начального).

Для закачки сухого газа требуются компрессоры высокого давления, что в некоторых случаях может быть ограничивающим фактором.

При закачке сухого газа образуются целики жирного газа, происходит прорыв в добывающие скважины сухого газа по отдельным высокопроницаемым и дренируемым пропласткам. Это, естественно, снижает эффективность процесса закачки сухого газа. Добыча конденсата после прорыва в скважины сухого газа падает во времени (при постоянном отборе газа из месторождения).

Во избежании такого эффекта (прорыва газа), изменяют направление вытеснения сухим газом, в результате изменения режимов закачки и отбора, избирательного отключения скважин и т.д., как в нефтяных месторождениях при площадном заводнении.

Данным примером регулирования мы ограничимся, хотя можно было бы привести и другие аналогичные варианты воздействия на процесс обратной закачки сухого газа в пласт. Противопоказания процессу обратной закачки сухого газа в пласт — специфические особенности геологического строения залежи. Так, при резкой литологической изменчивости коллектора, неравномерной трещиноватости не обеспечивается высокий коэффициент охвата вытеснением жирного газа сухим, так как сухой газ быстро прорывается в добывающие скважины, и эффективность процесса резко снижается.

§ 7. ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА ИЗ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

Основная цель интенсификации добычи заключается в получении более высоких дебитов нефти и газа. Интенсификация добычи осуществляется посредством увеличения проницаемости пласта в призабойной зоне скважин.

Применяется пять видов интенсификации добычи:

1) кислотная обработка забоя;
2) гидравлический разрыв пласта;
3) торпедирование скважин;
4) термические методы воздействия на призабойную зону;
5) термогазохимические методы обработки призабойной зоны.

Кислотная обработка скважин применяется в том случае, когда коллектор состоит из известняков, доломитов или известковистых трещиноватых песчаников. Кислотная обработка заключается в закачке в пласт разбавленной соляной кислоты, которая, проходя по порам и трещинам пласта, растворяет карбонатные соединения и тем самым расширяет поры и трещины в пласте. Это приводит к увеличению проницаемости пласта в зоне забоя скважины, в которой имеются наибольшие сопротивления движению нефти.

Эффект кислотной обработки тем выше, чем раньше произведена кислотная обработка забоя и чем больше кислоты закачано в пласт на одну операцию. Особенно хорошие результаты дали опытные внутрипластовые кислотные обработки, проведенные в нескольких скважинах Ишимбайских рифогенных месторождений; здесь за одну операцию в пласт закачивалось до 200—500 $м^3$ кислотного раствора.

Термокислотная обработка забоя скважины осуществляется путем прокачки кислоты через наконечник с магнием, которым оканчивается колонна нагнетательных труб. Кислота, реагируя с магнием, нагревается до 150 °С. Горячая кислота плавит парафин и значительно эффективнее растворяет карбонатные породы. Поэтому ее применяют в пластах, сложенных доломитами, и в скважинах с осадками парафина на стенках.

Гидравлический разрыв пласта заключается в том, что в пласт через скважину закачивают сгущенный керосин (напалм) при высоком давлении (10—20 МПа). Под давлением в пласте образуются трещины. В образовавшиеся в пласте трещины закачивают сгущенный керосин, смешанный с грубозернистым песком или шариками из стекла или пластмассы. После того, как трещины в пласте будут забиты песком, скважину начинают эксплуатировать. Нефть вымывает из песка сгущенный керосин, и дебит скважины резко повы-

шается, потому что трещины, заполненные песком, являются хорошей дренажной системой ввиду их хорошей проницаемости.

Гидравлический разрыв пласта сгущенной кислотой является комбинацией гидравлического разрыва с кислотной обработкой пласта. Он применяется только в карбонатных коллекторах. В трещину загоняется не песок, а сгущенная кислота. Войдя в трещину, она выедает неровности в ее стопках, и после того как давление снимается, стенки трещины плотно узко не замыкаются. Образовавшаяся трещина является хорошей дренажной системой.

При гидравлическом разрыве нагнетательных скважин в пласт закачивается водный раствор сульфитцеллюлозной барды (отход бумажной промышленности). Это очень вязкая жидкость, хорошо растворяется в воде, при этом снижает свою вязкость. Последнее свойство позволяет приготовлять водный раствор сульфитцеллюлозной барды любой вязкости.

Торпедирование скважин осуществлялось путем взрыва торпеды против пласта. Его рекомендовалось производить в крепких песчаниках, известняках и доломитах. Довольно хорошие результаты давали взрывы шнурковых торпед, которые представляли собой трубки длиной, равной мощности пласта. Развитие трещиноватости достигалось многократными взрывами шнурковых торпед против одного и того же интервала. Большой эффект достигался применением стеклянных торпед кумулятивного направленного действия. Торпеды собирались в гирлянды длиной, равной мощности пласта или заданному интервалу вскрытия пласта. Каждая торпеда делала в пласте канал длиной до 30 см. При тонком переслаивании песчаников с глинами рекомендовалось делать каналы не горизонтальными, а наклонными с тем, чтобы ими вскрыть за колонной все тонкие прослои песчаников.

В настоящее время торпедирование скважин не производится, поскольку разработаны более совершенные методы обработки забоев скважин и, кроме того, при торпедировании скважин наблюдались порывы колонн на сотни метров выше места торпедирования и нарушение цементного кольца за колонной. Нарушение колонн выше места торпедирования объясняется встречей отраженных волн от забоя скважины с отраженной волной от поверхности волны в скважине.

Термические методы воздействия на призабойную зону пласта применяются для плавления парафина и смол, которыми засоряются поровые каналы в призабойной части пласта. Для этого используются термокислотная обработка забоя скважины, прогрев забоя прокачкой через насосные трубы горячего мазута или водяного пара и прогрев его специальными газовыми горелками или электрическими нагревателями.

Термическое воздействие на сам пласт осуществляется путем закачки горячей воды в пласт через нагнетательные скважины, закачка горячей воды применяется при заводнении пластов, держащих сильно парафинистую нефть и имеющих температуру около 100 °С. Закачка холодной воды в такой пласт приводит — охлаждению пласта, к выпадению парафина, который закупоривает поры пласта. На Макатском нефтяном месторождении производилось длительное (около двух месяцев) нагнетание перегретого пара в эксплуатационные скважины, работающие с первого юрского горизонта, который содержит крайне вязкую нефть. В результате дебит нефти этих скважин на длительное время (около года) значительно увеличивался.

Термогазохимический метод обработки забоев скважин объединяет термические механические и химические методы воздействия на забой.

Н.А. Мальцев предложил при торпедировании скважин бризантное взрывчатое вещество, которое сгорает в одну тысячную долю секунды, заменить порохом (перхлорат аммония), горение которого на забое скважины продолжается от 10 до 30 с в зависимости от формы и величины заряда, который называется аккумулятором давления скважин (АДС).

При горении пороха в скважине давление повышается до 30—100 МПа и более, в результате чего образуются трещины. Температура от горения пороха достигает 1000 °С и выше. Скорость теплоносителя по трещинам колеблется от 0,2 до 1,2 м/с.

При сгорании 50 кг пороха зона прогрева трещин до изотермы 60°С достигает 8,5 м от стенок скважины, а при сжигании 100 кг пороха — 20 м. В первую очередь в трещинах нагреваются пристенные сольватные слои.

В газообразных продуктах горения пороха содержится HCl и CO_2, которые с водой образуют кислоты и химически воздействуют на породы коллектора.

Доставка зарядов АДС на забой производится на кабель-тросе через обсадные или насосно-компрессорные трубы.

В комплексе с солянокислотной обработкой призабойной зоны пласта термогазохимический способ даст в 18—28 раз больший эффект по сравнению с обработкой забоя только соляной кислотой.

Оптимальное количество пороха — 40—150 кг, время горения — 10—30 с. Скорость движения теплоносителя по трещинам — 0,4—0,8 м/с. Особый эффект этот способ дает в малодебитных скважинах, обработка которых другими методами эффекта не давала. Эффект от обработки эксплуатационных скважин сохраняется от 2 до 21 месяца, в нагнетательных скважинах — до 25 месяцев.

Этот метод в последнее время получает широкое распространение.

Г л а в а 3. СВЕДЕНИЯ О РАЗРАБОТКЕ НЕФТИ И ГАЗА В РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН

§ 1. ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ УВ

К настоящему времени в Узбекистане открыто около 187 месторождений нефти и газа. Из них: газовых 7, газоконденсатных 84, нефтяных 43, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных 53 месторождения.

На сегодняшний день ведущую роль в добыче углеводородов играют месторождения Кокдумалак, Крук, Шуртан, месторождения Денгизкульской и Зевардинской групп.

Нефтяные залежи Республики Узбекистан можно подразделить по их состоянию, т.е. как уже говорилось выше, по стадиям, в которых они находятся:

— месторождения, находящиеся в первой стадии (стадия ввода месторождения в эксплуатацию), к ним могут быть отнесены 15 месторождений (15 горизонтов):

Гумхана (неоген), Восточный Ташлы (*XII*), Сарыча (*XV*), Яккасарай (*XIII*), Гармистон (*XV*), Южный Кызылбайрак (*XV*), Кошкудук (*XV*), Шакарбулак (*XV*), Марковское (*XV*), Сардоб (*XV*), Арниез (*XV*), Чегара(*XV*), Восточная Чегара (*XV*), Сарыкум (*XV*) и Южный Кемачи (*XV*);

— месторождения, находящиеся во второй стадии (стадия поддержания достигнутого уровня добычи нефти), к которым могут быть отнесены 3 месторождения (3 горизонта): Умид (*XV*), Крук (*XV*), Западный Крук (*XV*);

— месторождения, находящиеся в третьей стадии (стадия падающей добычи), могут быть отнесены 10 месторождений (12 горизонтов): Миршади (*I+II +III*), Варык (*II, IX*), Варык *II* (*II*), Ачису (*II*), Ханкыз (*VII*), Чаур-Яркутан (*IV*), Восточный Ташлы (*XV*), Северный Уртабулак (*XV*), Караулбазар (*XIII*), Восточный Хартум (*III*) и Кокдумалак (*XV*);

- месторождения, находящиеся в четвертой стадии (завершающая стадия разработки), могут быть отнесены 28 месторождений (56 горизонтов): Хаудаг (*I-II+III+IV*), Кокайты (*I+II+III*), Ляльмикар (*AI+II+III+IV+V+VI*), Амударья (*I+I*), Коштар (*I+III*), Северный Сох (*II, IV, VII*), Чонгора-Гальча (*IV*), Варык (*IV*), Ханкыз (II), Авваль (V+VI), Восточный Авваль (*V+VI*), Западный Ташлы (*XIII, XV*), Восточный Ташлы (*XIII*), Шуртепе (*XIII*), Шурчи (*XV, XVI, XVII*), Джаркак (*XIII, XV*), Акджар (*XV+XVI*), Западный Палванташ (*БРС, III,*

V+VI, VII, VIII, IX), Хартум (*II, VI, XVII*), Восточный Хартум (*VII*), Палванташ (*I+III, IV+V+V, VII +VIII*), Ходжа-Осман (*XVIII*), Тергачи (*V*), Наманган (*V*), Андижан (*I+KKC, III, V, VI*), Ходжа-абад (*I, Ш, V+VI, VII, VIII, XVIII*), Бостон (*Ia+I6+I+KKC, III, XXX*), Южный Аламышик (*Ia +I6+I+KKC, III, V+VI+VII, XVIII, XIX+XX+XXI+XXII*).

По газовым и газоконденсатным месторождениям, как уже сказано выше, добыча ведется в основном из месторождений Денгизкульской и Зевардинской групп. Это месторождения: (АВПД) Алан, Зеварды, Памук, Култак, Денгизкуль, Кокдумалак, Шуртан около 29 млрд м³. Эти месторождения обеспечивают практически годовую добычу газа в республике, которая уже на протяжении 25 лет держится на уровне 50—60 млрд м³.

Добыча нефти до 1981 г. составляла порядка 2 млн т за счет месторождений Ферганы, Сурхандарьи и месторождения Сев. Уртабулак в БХНГР. С вводом на промышленную мощность уникального нефтегазоконденсатного месторождения Кокдумалак добыча жидких УВ в республике достигла порядка 6—8 млн т, что позволило обеспечить ее энергетическую независимость.

§ 2. ПРИМЕНЯЕМЫЕ МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ

В промысловой практике залежь редко разрабатывается в каком-либо одном режиме в течение всего периода эксплуатации скважин. Иногда на одном и том же месторождении различные участки могут разрабатываться при различных режимах: например в скважинах, расположенных ближе к контуру, нефть может вытесняться за счет напора краевых вод, а в скважинах, расположенных ближе к своду, — за счет энергии газовой шапки или истощения энергии растворенного в нефти газа. Газовые месторождения в нашей республике вообще разрабатываются при газовом и водонапорном режимах одновременно, кроме месторождений с аномальными высокими пластовыми давлениями (АВПД), для которых характерен только газовый режим, например месторождения Алан, Зеварды, Памук, Култак в Бухаро-Хивинском нефтегазоносном регионе.

В заключение можно сказать, что в Узбекистане все месторождения углеводородов разрабатываются на естественных режимах, т.е. на истощение, кроме месторождения Кокдумалак, Крук и Северный Уртабулак, где внутренняя энергия пласта поддерживается за счет закачки в пласт газа и воды.

Г л а в а 3. СВЕДЕНИЯ О РАЗРАБОТКЕ НЕФТИ И ГАЗА В РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН

§ 1. ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ УВ

К настоящему времени в Узбекистане открыто около 187 месторождений нефти и газа. Из них: газовых 7, газоконденсатных 84, нефтяных 43, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных 53 месторождения.

На сегодняшний день ведущую роль в добыче углеводородов играют месторождения Кокдумалак, Крук, Шуртан, месторождения Денгизкульской и Зевардинской групп.

Нефтяные залежи Республики Узбекистан можно подразделить по их состоянию, т.е. как уже говорилось выше, по стадиям, в которых они находятся:

— месторождения, находящиеся в первой стадии (стадия ввода месторождения в эксплуатацию), к ним могут быть отнесены 15 месторождений (15 горизонтов):

Гумхана (неоген), Восточный Ташлы (*XII*), Сарыча (*XV*), Яккасарай (*XIII*), Гармистон (*XV*), Южный Кызылбайрак (*XV*), Кошкудук (*XV*), Шакарбулак (*XV*), Марковское (*XV*), Сардоб (*XV*), Арниез (*XV*), Чегара(*XV*), Восточная Чегара (*XV*), Сарыкум (*XV*) и Южный Кемачи (*XV*);

— месторождения, находящиеся во второй стадии (стадия поддержания достигнутого уровня добычи нефти), к которым могут быть отнесены 3 месторождения (3 горизонта): Умид (*XV*), Крук (*XV*), Западный Крук (*XV*);

— месторождения, находящиеся в третьей стадии (стадия падающей добычи), могут быть отнесены 10 месторождений (12 горизонтов): Миршади (*I+II +III*), Варык (*II, IX*), Варык *II* (*II*), Ачису (*II*), Ханкыз (*VII*), Чаур-Яркутан (*IV*), Восточный Ташлы (*XV*), Северный Уртабулак (*XV*), Караулбазар (*XIII*), Восточный Хартум (*III*) и Кокдумалак (*XV*);

- месторождения, находящиеся в четвертой стадии (завершающая стадия разработки), могут быть отнесены 28 месторождений (56 горизонтов): Хаудаг (*I-II+III+IV*), Кокайты (*I+II+III*), Ляльмикар (*AI+II+III+IV+V+VI*), Амударья (*I+I*), Коштар (*I+III*), Северный Сох (*II, IV, VII*), Чонгора-Гальча (*IV*), Варык (*IV*), Ханкыз (II), Авваль (V+VI), Восточный Авваль (*V+VI*), Западный Ташлы (*XIII, XV*), Восточный Ташлы (*XIII*), Шуртепе (*XIII*), Шурчи (*XV, XVI, XVII*), Джаркак (*XIII, XV*), Акджар (*XV+XVI*), Западный Палванташ (*БРС, III,*

V+VI, VII, VIII, IX), Хартум (*II, VI, XVII*), Восточный Хартум (*VII*), Палванташ (*I+III, IV+V+V, VII +VIII*), Ходжа-Осман (*XVIII*), Тергачи (*V*), Наманган (*V*), Андижан (*I+ККС, III, V, VI*), Ходжаабад (*I, Ш, V+VI, VII, VIII, XVIII*), Бостон (*Ia+I6+I+ККС, III, XXX*), Южный Аламышик (*Ia +I6+I+ККС, III, V+VI+VII, XVIII, XIX+XX+XXI+XXII*).

По газовым и газоконденсатным месторождениям, как уже сказано выше, добыча ведется в основном из месторождений Денгизкульской и Зевардинской групп. Это месторождения: (АВПД) Алан, Зеварды, Памук, Култак, Денгизкуль, Кокдумалак, Шуртан около 29 млрд м³. Эти месторождения обеспечивают практически годовую добычу газа в республике, которая уже на протяжении 25 лет держится на уровне 50—60 млрд м³.

Добыча нефти до 1981 г. составляла порядка 2 млн т за счет месторождений Ферганы, Сурхандарьи и месторождения Сев. Уртабулак в БХНГР. С вводом на промышленную мощность уникального нефтегазоконденсатного месторождения Кокдумалак добыча жидких УВ в республике достигла порядка 6—8 млн т, что позволило обеспечить ее энергетическую независимость.

§ 2. ПРИМЕНЯЕМЫЕ МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ

В промысловой практике залежь редко разрабатывается в каком-либо одном режиме в течение всего периода эксплуатации скважин. Иногда на одном и том же месторождении различные участки могут разрабатываться при различных режимах: например в скважинах, расположенных ближе к контуру, нефть может вытесняться за счет напора краевых вод, а в скважинах, расположенных ближе к своду, — за счет энергии газовой шапки или истощения энергии растворенного в нефти газа. Газовые месторождения в нашей республике вообще разрабатываются при газовом и водонапорном режимах одновременно, кроме месторождений с аномальными высокими пластовыми давлениями (АВПД), для которых характерен только газовый режим, например месторождения Алан, Зеварды, Памук, Култак в Бухаро-Хивинском нефтегазоносном регионе.

В заключение можно сказать, что в Узбекистане все месторождения углеводородов разрабатываются на естественных режимах, т.е. на истощение, кроме месторождения Кокдумалак, Крук и Северный Уртабулак, где внутренняя энергия пласта поддерживается за счет закачки в пласт газа и воды.

ЧАСТЬ VII

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Глава 1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ

В процессе разработки месторождений нефти и газа для повышения эффективности разработки необходимо постоянно осуществлять контроль.

Обычно под геолого-промысловым контролем понимается контроль за основными показателями состояния разработки.

Однако опыт эксплуатации нефтяных и газовых залежей в Республике Узбекистан показывает, что по мере получения информации существенно меняется представление о геологическом строении месторождения и об изменениях ФЕС продуктивных пластов. Поэтому в этом разделе мы рассмотрим основные показатели, влияющие на разработку залежи, и следовательно, на уровень добычи УВ из продуктивных пластов.

Эти показатели мы разделим на четыре группы:

— геологические;

— геолого-промысловые;

— промыслово-технологические (регулирование разработки);

— технико-экономические.

Соответственно, каждый из показателей нуждается в постоянном контроле, который мы и рассмотрим применительно к каждому показателю.

К геологическим факторам, оказывающим существенное влияние на эффективность разработки относятся:

— изменение мощности и ФЕС продуктивных пластов, связанные с их неоднородностью;

— изменение площади продуктивности в связи с уточнением структурных планов продуктивных пластов и положения флюидальных разделов;

— изменение величины начальной внутренней энергии продуктивных пластов в связи с уточнением их начальных термодинамических характеристик;

— изменение представлений о свойствах пластовых флюидов (газ, нефть, вода) в связи с уточнением их геохимических и геотермодинамических характеристик и т.д.

При эксплуатационном бурении появляется возможность существенно уточнить представления о геологических условиях разработки. Это уточнение будет, очевидно, тем значительнее, чем крупнее объекты разработки и сложнее их геологическое строение.

В процессе эксплуатационного разбуривания несколько пополняется керновый материал. Проводится комплекс геофизических и гидродинамических исследований. В результате существенно дополняются и уточняются такие сведения о геологических условиях разработки объекта, как литология, пористость, проницаемость, нефтегазоводонасыщенность, положение (начальное и текущее) ВНК (ГНК), свойства нефти, пластовое давление и давление насыщения нефти газом. Выявляется характер изменения этих показателей по площади и разрезу эксплуатационного объекта.

Результаты геолого-промысловых исследований в процессе разработки систематизируются и анализируются для уточнения геологической основы контроля за разработкой. К числу построений, составляющих геологическую основу, относятся:

1) детальные схемы сопоставления разрезов эксплуатационного объекта в скважинах;

2) детальные геологические профили эксплуатационного объекта и отдельных его участков разработки. Эти профили являются основой для уточнения начального и текущего положений ВНК и ГВК по данным опробования, эксплуатации и исследования скважин;

3) детальные структурные карты кровли, подошвы эксплуатационного объекта и отдельных его пластов (пачек);

4) карты общей и эффективной (эффективной нефтегазонасыщенной) мощности эксплуатационного объекта и его отдельных пластов (пачек). Зональные карты. Карты песчанистости, пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности, пьезопроводности, гидропроводности. Эти карты качественно и количественно характеризуют геолого-физическую неоднородность;

5) карты начальной и текущей (за вычетом мощности обводненной части пласта) эффективной нефтегазонасыщенной мощности, карты начальных удельных запасов нефти (газа) объекта (пласта). Эти карты характеризуют динамику и полноту извлечения запасов нефти и газа по площади и мощности;

6) карты плотности, газонасыщенности и давлений насыщения нефти газом. Эти карты в сочетании с другими геологическими построениями позволяют оценить изменение плотности, газонасыщенности по отдельным участкам залежи в процессе разработки.

§ 2. НЕОДНОРОДНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПОРОД

Нефтегазоносные породы, как природные резервуары, обладают весьма сложным строением. В связи с этим их полезный объем и пути движения в них жидкостей и газов имеют значительную, часто весьма резкую изменчивость.

Нередко полезный объем расчленяется непроницаемыми породами на блоки, прослои и линзы, представляющие собой отдельные резервуары, внутри которых, кроме того, наблюдается еще изменение вещественного состава.

Все эти изменения литолого-фациальных свойств продуктивного пласта и определяют неоднородность нефтегазоносных пород.

Изучение распределения неоднородности пород в пределах площади продуктивной залежи имеет огромное значение для подсчета запасов нефти, проектирования разработки, анализа разработки в процессе ее проведения и контроля за воздействием на пласт и выработкой пластов в целях выполнения намеченных мероприятий по повышению коэффициента нефтеотдачи. Указанное является необходимым, так как характер процессов, протекающих при разработке залежей нефти, в значительной мере определяется комплексной неоднородностью продуктивных пластов.

К сожалению, до сих пор нет единого подхода к определению методов изучения неоднородности пласта.

В настоящей работе рассматривается лишь геологическая неоднородность литолого-фациального строения нефтегазоносных пластов, знание которой необходимо при подсчете запасов и изучении различных этапов разработки. Под геологической неоднородностью имеются в виду микронеоднородность и макронеоднородность нефтегазоносных пород.

Микронеоднородность — изменение вещественного состава пропластка или прослоя, связанное с непостоянством фациального состава, структуры и текстуры пород, с появлением глинистости и цементации, приводящих к резким изменениям пористости и проницаемости, что является следствием условий осадконакопления или влияния последующих диагенетических процессов.

Макронеоднородность — изменчивость формы строения пласта-коллектора, а именно: резкие изменения мощности, расчлененность его на пропластки, прерывистость и линзовидность.

Геологическая микронеоднородность. Оценка и учет геологической микронеоднородности пород имеет особенно большое значение при подсчете запасов нефти в связи с необходимостью определения кондиционных значений пород и выделения коллекторов, которые могут отдавать нефть.

Совершенно очевидно, что знание микронеоднородности пород необходимо также при изучении процесса разработки залежи.

Практика, например, показала, что изменения параметров пластов в условиях нефтегазоносных регионов Узбекистана и других государств происходят на значительно меньших расстояниях, чем это показано на картах, построенных в изолиниях.

Поэтому на картах по данным пробуренных скважин условными знаками выделяются поля с различными типами коллекторов — песчаники, алевролиты, глины — с учетом первых двух их кондиционных значений. При этом границы между полями следует рассматривать в известной мере условными, так как между двумя полями одного и того же параметра может иметь место резкий скачкообразный либо плавный переход. Такие карты полезно дополнять данными о гидропроводности пластов, проводя исследования путем их гидропрослушивания.

При построении таких литологических карт (распространения коллекторов) следует учитывать региональные направления распространения коллекторов при проведении границ между различными их типами независимо от расположения скважин и расстояний между ними.

Пример такой карты для Ромашкинского месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции РФ показан на рис. 69.

При изучении указанных выше литологических карт неоднородности пластов следует особо учитывать положение и развитие непродуктивных зон по отношению к положению залежи нефти, что имеет большое значение при проектировании мероприятий по воздействию на пласт.

Необходимо различать краевые непродуктивные зоны,

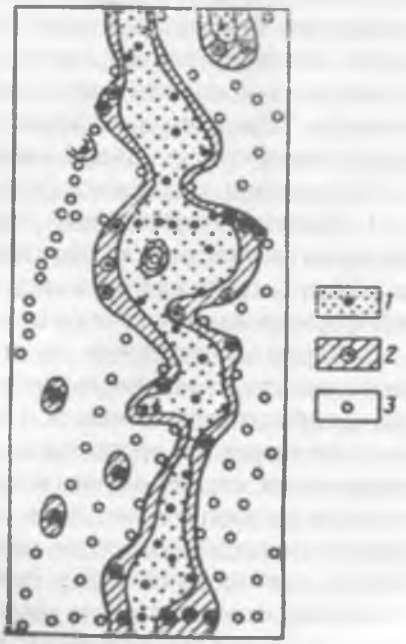


*Рис.*69. Карта распространения коллекторов участка пласта «а» Абдрахмановской площади Ромашинского месторождения (построение И.П.Чоловского по данным 120 скважин, пробуренных на участке к 1973 г.). Коллекторы: *1*—высокопродуктивные, *2*—малопродуктивные, *3*—непроницаемые породы

расположенные в периферийной части залежи, центральные и площадные, распространенные в виде локальных участков по всей залежи.

Совершенно очевидно, что при наличии уплотненных пород в краевой части залежи проектировать законтурное нагнетание нецелесообразно, а при наличии уплотненных непродуктивных пород в центре залежи исключается возможность применения центрального внутриконтурного нагнетания. При площадном локальном (иногда мозаичном) развитии уплотненных пород, возможно, окажется целесообразным применение либо избирательного, либо очагового заводнения при воздействии на пласт.

Геологическая макронеоднородность. Как уже указывалось выше, макронеоднородность определяется либо изменением мощности пласта, либо его расслоением на пропластки, прерывистостью залегания и линзовидностью.

Карты изопахит (карты равной мощности) характеризуют изменение мощности единого массивного пласта по площади. Для построения такой карты предварительно составляют таблицу с указанием мощности пласта по скважинам.

Полученные данные надписывают у скважин на плане их расположения, а затем в соответствии с выбранным интервалом мощности проводят интерполяцию и строят карту изопахит в изолиниях по способу треугольников, которым пользуются при построении структурных карт. Таким образом, способ построения карты изопахит весьма прост. Однако большое значение для вычисления мощности пласта имеет точная отбивка его кровли и подошвы. Для этого используют данные отбора керна, электро- и радиоактивного каротажа, а также комплексных наблюдений.

На практике применяют следующие варианты карты изопахит:

1. Карты суммарной мощности пласта (от кровли до подошвы) с учетом всех прослоев (пористых и непроницаемых), их обычно строят для изучения условий осадконакопления, условий формирования структуры и т. п.

2. Карты эффективной мощности пласта, на которых показывают суммарную мощность лишь пористых прослоев для изучения коллекторских свойств пласта. При расслаивании пласта на отдельные изолированные пропластки, выклинивающиеся в том или ином направлении, следует составлять карты изопахит по отдельным пропласткам (особенно в том случае, когда они более или менее широко развиты по площади) и затем совмещать эти карты в одну. Составление в данном случае карты суммарной эффективной мощности с одновременным учетом всех прослоев, как показывает рис.70, нецелесообразно, так как нельзя полноценно использовать ее при реше-

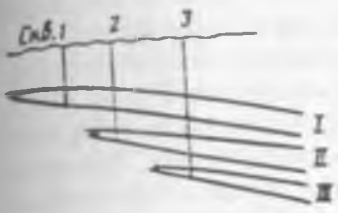


Рис.70. Влияние расслаивания пласта на изменение суммарной эффективной мощности
I, II, III — пропластки

нии различных геолого-промысловых вопросов и, в частности, при размещении эксплуатационных скважин и анализе их работы.

3. Карты эффективной нефтенасыщенной мощности пласта, на которых показывают лишь суммарную мощность пористых пластов, насыщенных нефтью.

Такие карты полезно составлять при подсчете запасов нефти.

Для их построения требуются данные электро- и радиоактивного каротажа, изучения керна и других геолого-промысловых исследований.

При построении карт эффективной нефтенасыщенной мощности необходимо иметь в виду, что в области полного нефтенасыщения пласта, ограниченной внутренним контуром нефтеносности, карта эффективной мощности в то же время является и картой эффективной нефтенасыщенной мощности.

На площади, ограниченной внутренним и внешним контурами нефтеносности, лишь часть эффективной мощности является нефтенасыщенной.

Таким образом, формальная интерполяция между значениями эффективной нефтенасыщенной мощности, полученными внутри площади, ограниченной внутренним контуром нефтеносности и значениями, полученными за ее пределами, приводит к погрешностям.

В связи с этим, для построения карты эффективной нефтенасыщенной мощности пласта (при наличии более или менее широкой водонефтяной зоны) вначале следует составить карту эффективной мощности пласта (изопахит суммарной мощности пористой части пласта), на нее нанести внешний и внутренний контуры нефтеносности и, далее, в пределах водонефтяной зоны провести изолинии эффективной нефтенасыщенности мощности пласта. Изолинии проводят путем интерполяции между значениями точек пересечения внутреннего контура нефтеносности изопахитами и внешним контуром нефтеносности с учетом данных скважин, пробуренных в пределах водонефтяной зоны. В итоге получают карту эффективной нефтенасыщенной мощности пласта, которая в целом будет характеризовать нефтенасыщенность всего пласта.

Примером карты изопахит может служить карта изопахит *XV-1а* горизонта месторождения Култак (БХНГР) (рис. 71).

Изучение неоднородности пласта по степени его расчлененности является весьма важной и сложной геологической задачей. В самом

деле, пласт может расслаиваться на ряд пропластков, которые будут иметь значительную или ограниченную протяженность, большую или меньшую мощность отдельных прослоев, в различных участках сливаться, образуя более мощные пропластки и т. п. Знание строения пласта и характера распределения по площади отдельных его прослоев имеет большое значение при анализе разработки, оценке эффективности проводимых мероприятий по воздействию на пласт и коэффициента нефтеотдачи.

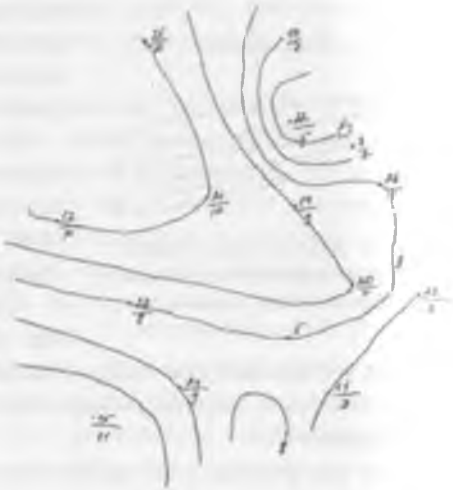


*Рис.*71. Карта изопахит *XV-1a* горизонта месторождения Култак

Такой анализ может быть эффективным лишь в случае установления особенностей распространения указанной неоднородности по площади залежи нефти. Совершенно очевидно, что для этого необходимо построение специальных геологических карт.

К числу таких карт в первую очередь следует отнести **карты нулевой мощности и зональные карты.**

Карты нулевой мощности оказываются полезными при наличии совокупности пористых пропластков, выклинивающихся вверх по восстанию пласта (рис. 72). На этих картах показывают лишь нулевую изопахиту каждого пласта (или пропластка), определяющую границу распространения песчаной фации (за пределами этой границы пласт представлен глинистой фацией). Со-

*Рис.*72. Карта нулевой мощности пропластков:
1— контуры нефтеносности, *2*— границы нулевых изопахит пропластков, *3*— нефть, *4*— скважины, *a*, *b*, *c* — пропластки

ставление таких карт по данным разведочных скважин позволяет в дальнейшем более точно проектировать разработку и размещение эксплуатационных скважин.

На рис. 72 со стороны выпуклой части линий *аа*, *bb*, *сс* пласты представлены глинистой фацией. Знание взаимного расположения указанных линий позволяет уверенно проектировать скважины для вскрытия пластов; например, скв. 1 вскроет лишь пропласток *а*, скв. *2* — пропластки *а* и *b*, а скв. *3* — все три пропластка. На такие карты целесообразно наносить контуры нефтеносности по отдельным пропласткам, что позволит получить все необходимые данные о границах залежей нефти.

Зональные карты строят для детального изучения более или менее мощных пластов, характеризующихся фациальной изменчивостью и расслаивающихся на отдельные, довольно выдержанные по площади пропластки.

На основе зональной корреляции в пределах пласта выделяют характерные фациальные интервалы (по мощности), которые различаются литолого-физическими свойствами и положением внутри пласта, но в то же время каждый из них сохраняет свои свойства по площади и имеет более или менее широкое развитие.

Таким образом, зональный интервал пласта представляет собой элемент (часть) мощности пласта, который по своим литолого-физическим свойствам и положению внутри пласта отличается от других интервалов мощностью пласта.

При отсутствии резких литолого-фациальных различий между отдельными зональными интервалами выделение их производят по каротажной диаграмме — по их расстоянию от выбранного репера.

Зональные интервалы в пределах нефтеносного пласта выделяют по данным керна, геофизических или комплексных исследований. Границы развития отдельных зональных интервалов по площади показывают на плане расположения скважин. Такая карта с показом границ развития зонального интервала, его литолого-физических свойств, а также взаимосвязей с выше и нижележащими зональными интервалами называется зональной картой.

На рис. 73 показана схема расположения зональных интервалов *I—VI*, выделенных по каротажной диаграмме от репера Р. Указанные интервалы выбраны на основе изучения каротажных диаграмм и их зональной корреляции.

Следует отметить, что ни в одной из скважин участка все шесть зональных интервалов не встречаются одновременно.

В различных участках пласта наблюдается то разделение смежных песчаных интервалов глинами, то их соединение с нижним либо с верхним интервалом. Таким образом, все выделенные зональные

интервалы, часто расчлененные глинами, совместно представляют собой единый пласт.

На рис. 75 показана зональная карта интервала II. По этой карте можно провести следующий анализ мероприятий по воздействию на пласт.

В нагнетательной скв. 533 интервал II отсутствует, в эксплуатационной скв. 715 он есть. Следовательно, непосредственное воздействие нагнетания воды по интервалу II будет для скв. 715 затруднено и может наблюдаться лишь через другие проводящие прослои, которые соединяются с интервалом II в скв. 715 и в то же время развиты в нагнетательной скв. 533.

При отсутствии этого условия даже близкое соседство указанных скважин не будет обеспечивать воздействие скв. 533 на скв. 715.

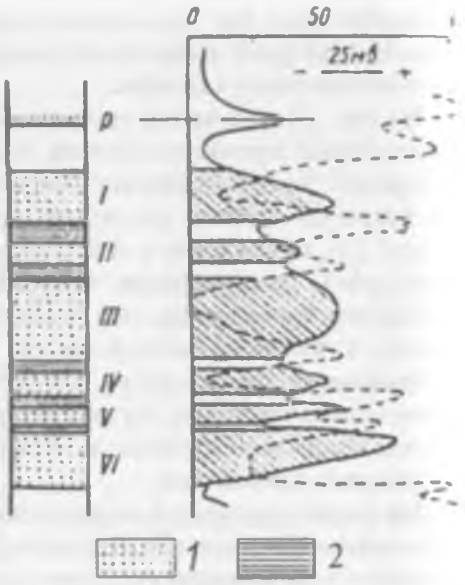


Рис.73. Схема выделения зональных интервалов в пласте ДІ (для участка Туймазинского месторождения нефти) по каротажной диаграмме для построения зональной карты. *Р* — репер «верхний известняк»; *I — VI* — зональные интервалы. *1* — песок; *2* — глина

Таким образом, для успешного анализа проводимых мероприятии по воздействию на пласт необходимо проводить анализ с помощью зональных карт.

Зональные карты позволяют детально изучить литолого-физические свойства и фациальные особенности пластов, определить участки расслаивания их на отдельные зоны, выявить участки слияния пористых прослоев в один монолитный пласт, границы выклинивания глинистых прослоев и т.п. Они оказывают большую помощь при анализе мероприятий по воздействию на пласт и осуществлении системы разработки, а также при последующем размещении (и проверке правильности размещения) эксплуатационных и нагнетательных скважин и т.д.

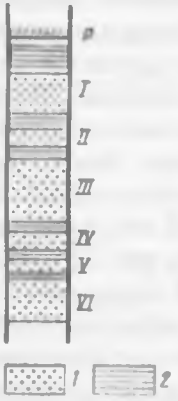


Рис.74. Схема выделения зональных интервалов I-V для построения зональной карты: *1*—песок, *2*—глина

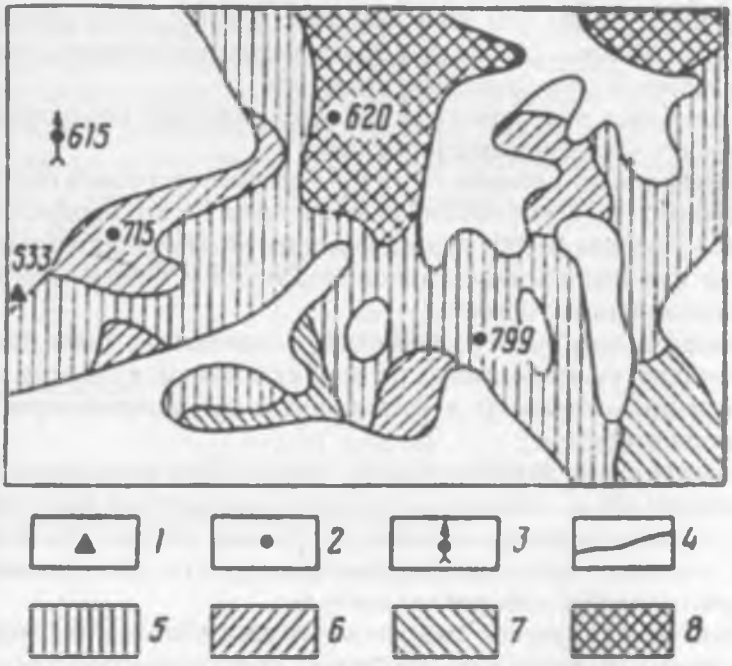


Рис.75. Зональная карта песчаного интервала II. Скважины: *1*—нагнетательные, *2*—эксплуатационные, *3*—пьезометрические, *4*—граница распространения песчаного интервала *II*, *5*—участки распространения песчаного интервала *II*, участки слияния песчаного интервала *II* с песчаными интервалами: *6*—*I*, *7*—*III*, *8*—*I* и *III*

§ 3. СТАТИСТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕОДНОРОДНОСТИ

В последнее время для изучения степени неоднородности пластов стали применять методы математической статистики.

Для этого строят кривые неоднородности пластов (различного типа гистограммы), в которых по оси ординат откладывают число скважин, вскрывших породы с той или иной одинаковой мощностью (пористостью, проницаемостью в процентах от общего фонда пробуренных скважин), а по оси абсцисс — величину этой мощности (пористости, проницаемости).

Наибольшая однородность пласта по тому или иному аргументу (мощности, пористости или проницаемости) будет характеризоваться одной резкой пикой (мощности, пористости или проницаемости) при максимальном числе скважин (в процентах от их общего фонда), вскрывших породы с соответствующими мощнос-

тью, пористостью или проницаемостью. Наличие на графике большого числа таких пик или ломаных кривых, расположенных вдоль оси абсцисс, показывает на неоднородность пласта, которая в последнем случае будет максимальной.

Кроме того, для статистической характеристики неоднородности вводят следующие коэффициенты:

коэффициент песчанистости $k_п$ — отношение объема пористой части пласта ко всему объему пласта в пределах его продуктивной части. (В работах ВНИИ под коэффициентом песчанистости понимается отношение эффективной мощности к общей мощности эксплуатационного объекта);

коэффициент расчлененности $k_р$ — отношение числа пластов песчаников, суммированных по всем скважинам, к общему числу пробуренных скважин (т. е. среднее число проницаемых прослоев, слагающих горизонт);

коэффициент литологической связанности песчаников $k_{св}$ — отношение числа скважин, вскрывших монолитный пласт песчаника (мощность которого равна или больше средней его мощности), к общему числу пробуренных скважин (т.е. доля скважин, в которых смежные прослои сливаются).

Наиболее интересен коэффициент расчлененности. Поэтому этим коэффициентом пользуются многие исследователи для оценки неоднородности и для сравнения по этому показателю объектов разработки разных месторождений.

Однако следует отметить существенный недостаток этого коэффициента, заключающийся в том, что он не учитывает сравнительной значимости выделенных проницаемых, а также плотных прослоев и соотношения мощностей проницаемых прослоев, на которые расчленен пласт.

Иногда придается большое значение характеристике неоднородности пласта по коэффициенту расчлененности с помощью данных энтропии. При этом указывается, что данная методика обладает большими возможностями и может быть широко использована при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений.

Нам представляется, что данные энтропии не могут быть использованы для решения важных вопросов анализа разработки и прогноза коэффициента нефтеотдачи, но, безусловно, могут оказать помощь при исследованиях залежи.

В заключение следует отметить, что формальное использование ряда статистических показателей для суждения о неоднородности пласта, как это нередко делается, приводит к неправильному представлению о ней.

Допустим, что имеется три вида грунта, сложенные частицами разных диаметров: I грунт—2 и 10 мм; II—2; 5; 7; 10 мм; III—2,

4, 5, 7, 8, 10 мм. В каждом грунте содержание частиц различных диаметров в процентном отношении одинаково. Вычислим для каждого грунта статистические показатели, напомнив, что средним квадратическим отклонением (δ) называется корень квадратный из дисперсии (δ^2), взятый с положительным знаком; коэффициентом вариации (υ) — отношение среднего квадратического отклонения к среднеарифметической ($\bar{x}$), выраженное в процентах.

Для грунта I имеем:

1) среднеарифметическая

$$\bar{x} = \frac{2+10}{2} = 6\,мм;$$

2) дисперсия

$$\delta^2 = \frac{(2-6)^2 + (10-6)^2}{2} = 16\ мм^2;$$

3) среднее квадратическое отклонение

$$\delta^2 = \sqrt{\delta^2} = \sqrt{16} = 4\ \text{мм};$$

4) коэффициент вариации

$$v = \frac{\delta}{\bar{x}} \cdot 100 = \frac{4}{6} \cdot 100 = 67\%;$$

5) энтропия

$$H[\alpha] = -2\sum_{i=1}^{k} P_i \ln_e P_i = -2\left[\frac{1}{2}\ln_e \frac{1}{2}\right] = 0,69.$$

Для грунта II имеем:

1) $\bar{x} = \frac{2+5+7+10}{4} = 6\ \text{мм};$

2) $\delta^2 = \frac{(2-6)^2 + (5-6)^2 + (7-6)^2 + (10-6)^2}{4} = 8,5\ мм^2;$

3) $\delta^2 = \sqrt{8,5^2} = 2,91\ \text{мм};$

4) $v = \frac{2,91}{6} \cdot 100 = 48,5\%;$

5) $H[\alpha] = -4\left[\frac{1}{4}\ln_e \frac{1}{4}\right] = 1,39.$

Для грунта III имеем:

1) $\bar{x} = \frac{2+4+5+7+8+10}{4} = 6$ мм;

2) $\delta^2 = \frac{(2-6)^2 + (4-6)^2 + (5-6)^2 + (7-6)^2 + (8-6)^2 + (10-6)^2}{6} = 7 мм^2$;

3) $\delta^2 = \sqrt{7^2} = 2{,}64$ мм;

4) $v = \frac{2{,}64}{6} \cdot 100 \approx 44\%$;

5) $H[\alpha] = -6\left[\frac{1}{6}\ln_e \frac{1}{6}\right] = 1{,}78$.

В итоге получаем сравнительную табл. 22.

Таблица 22

Грунт	Число возможных значений диаметра P_i	Вероятность возможных значений диаметра P_i	Возможные значения диаметра, мм	δ	ч %	H[α]
I	2	$\frac{1}{2}$	2, 10	4	67	0,69
II	4	$\frac{1}{4}$	2, 5, 7, 10	2,91	48,5	1,39
III	6	$\frac{1}{6}$	2, 4, 5, 6, 7, 8, 10	2,64	44	1,78

Из табл. 10 видно уменьшение среднеквадратического отклонения и коэффициента вариации, т.е. уменьшение неоднородности от грунта I к грунту III, в связи с чем, наиболее неоднородным оказывается грунт I и менее неоднородным — грунт III.

Между тем величина энтропии свидетельствует об обратном (что можно было бы оценить и визуально), отмечая наибольшую неоднородность в грунте III.

Из этого следует, что статистические показатели отражают лишь меру изменчивости свойств частиц, слагающих грунт, и не могут быть мерой неоднородности. Энтропия как мера неоднородности дает количественную оценку геологического тела более объективно и является более реалистической мерой неоднородности по сравнению со статистическими характеристиками.

Совершенно очевидно, что заменять статистическими исследованиями геологические методы анализа разработки, придавать этим

исследованиям какое-то самостоятельное значение весьма рискованно и нецелесообразно. Статистические методы исследования могут оказать лишь некоторую помощь при собственно геологических исследованиях.

§ 4. ПОСТРОЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ КАРТ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ ДЛЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

Построение карт верхней и нижней поверхностей коллекторов неоднородного продуктивного геологического горизонта. Структурные карты верхней и нижней поверхностей коллекторов представляет собой карты размещения коллекторов в разрезе, и отличаются от карт палеорельефа (структурной поверхности), когда наличие зон коллекторов изменяет структурные характеристики горизонта.

Предварительно для получения значения глубин залегания кровли и подошвы коллекторов продуктивного горизонта проводят детальную зональную корреляцию.

Результаты определения на корреляционной схеме глубин залегания кровли и подошвы коллекторов по скважинам записывают в специальную таблицу.

Таблица 23

Месторождения Култак, порово-трещиный коллектор

№ скв.	Альтитуда, м	Глубина кровли	Глубина подошвы
5	309,87	3003,6	3071,2
8	317,27	2982,0	3101,2
10	289,46	2967,6	3084,2
11	310,33	2983,2	3134
15	279,57	3021,0	3153,4
17	279,16	3046,4	3079,0
19	314,69	2901,2	2964,4
20	337,20	3010,2	3056,6
21	291,28	2902,4	3006,4
22	300,73	2929,2	3070,8
23	332,05	3009,6	3117,6
24	295,10	3087,6	3090,0
25	282,46	3214,8	3220,4
26	343,44	3048,8	3104,4
27	283,70	2974	3022,6

Карты поверхности продуктивного горизонта иногда называют картами рельефа.

Методики построения структурных карт, карт кровли и подошвы коллекторов одинаковые. Коротко повторим методику построения структурных карт, которая подробно уже рассматривалась в первой части настоящего учебного пособия.

Примером построения структурной карты служит карта, построенная по кровле коллектора по месторождению Култак (рис. 76).

Построение карт литофациальных пористости, проницаемости и гидропроводности. Как было сказано ранее, при проведении поисковых и разведочных работ, а также при разработке на месторождении возникает необходимость в изучении различных свойств продуктивных пластов по площади месторождения.

Для суждения о строении продуктивной залежи, закономерностях распределения в ней нефти (газа) и условиях возможного ее (его) извлечения необходимо иметь детальные сведения о нефтеносных породах, в пределах которых залегает нефть. Сведения о нефтеносных породах мы получаем путем изучения керна (и методами промысловой геофизики) по отдельным скважинам.

Путем обобщения указанных данных и построения соответствующих карт мы имеем возможность судить о строении пласта в целом и различных его особенностях по отдельным участкам.

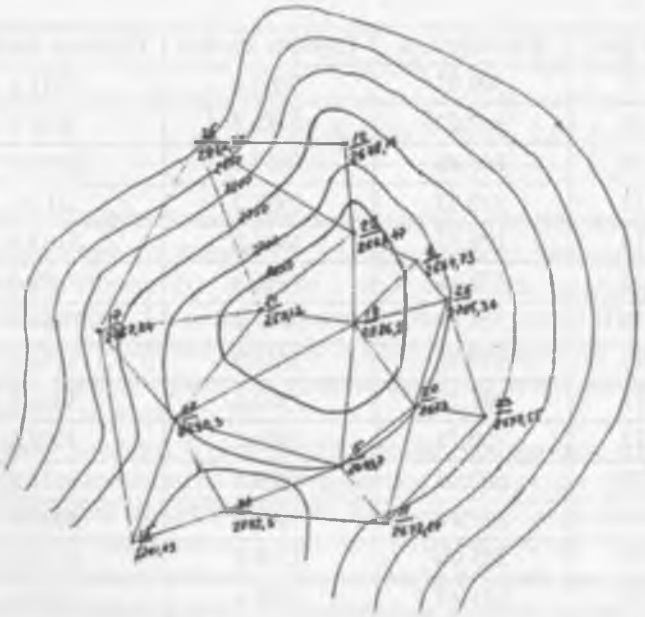


*Рис.*76. Структурная карта, построенная по кровле коллектора по месторождению Култак

В связи с разнообразием свойств, присущих нефтегазоносному пласту, строятся различные карты, характеризующие те или другие свойства пласта. Совокупность таких карт позволяет получить всесторонние сведения о нефтегазоносном пласте. Карты могут строиться для рассмотрения весьма разнообразных свойств пласта. Методика построения их однотипна, в связи с чем мы рассмотрим построение лишь основных карт, наиболее часто используемых в геолого-промысловой практике.

Методика построения литолого-фациальных карт. Необходимость построения литолого-фациальных карт возникает тогда, когда залежь нефти приурочена не к пласту, а к свите, представляющей собой частое чередование слоев различного литологического состава. В этом случае возникает необходимость обобщения литолого-фациальной характеристики на основе преобладающей группы тех или других пород. Часто обобщение производится на глаз и нередко является субъективным. Между тем объективное обобщение является необходимым в целях выявления зон преимущественного залегания тех или других разностей пород и уточнения их коллекторских свойств.

Для такой объективной количественной характеристики литофаций американский литолог В. К. Крумбейн предложил в изучаемом стратиграфическом комплексе пород рассматривать три основные группы; все другие породы объединяются с родственными породами этих трех групп (например, пески и песчаники, известняки, глинистые породы). Характеристика указанных пород и границы литофаций на карте устанавливаются с помощью обычной треугольной диаграммы. Другой американский литолог — Ф. Шипард предложил несколько иную классификацию литолого-фациальных зон с помощью треугольной диаграммы, на которой он выделил десять таких зон.

На треугольной диаграмме в этом случае показано процентное содержание суммарных мощностей каждой из трех основных групп пород, представленных в общей мощности разреза, принятой за 100%.

Допустим, что данная свита представлена переслаиванием в основном песчаников, известняков, аргиллитов. Тогда составляют треугольную диаграмму (рис. 77), вершины которой соответствуют указанным выше трем компонентам свиты: песчаникам, известнякам и аргиллитам. В пределах этой диаграммы выделяются десять зон:

1, 4, 7, соответствующие 75—100% преобладающего содержания данной породы и общей мощности пород изучаемого разреза; затем средняя зона 10, соответствующая 20—40% содержания данного компонента, в которую входят разрезы, состоящие из всех трех групп пород примерно в равном количестве: наконец, выделяются промежуточные зоны — 2, 3, 5, 6, 8 и 9.

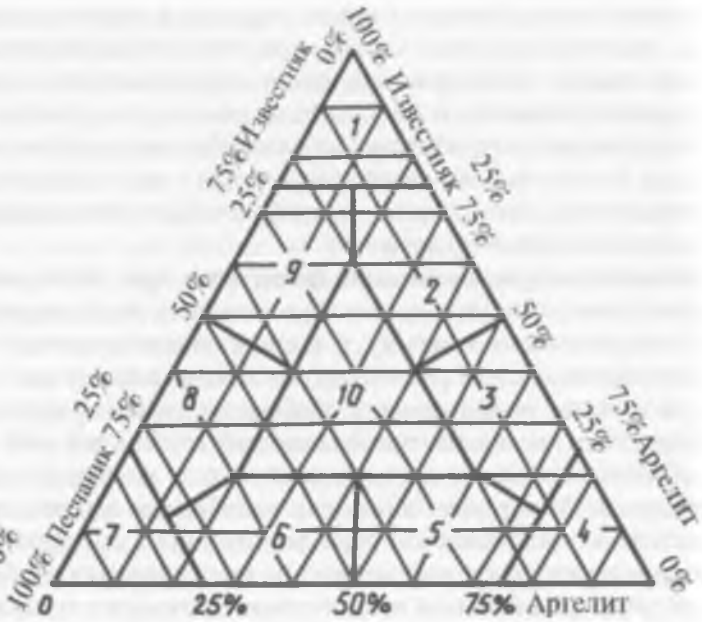


Рис.77. Треугольная диаграмма

В соответствии с указанной методикой выделяются следующие литолого-фациальные комплексы: 1—известняковые; 2—аргиллито-известняковые; 3—известняково-аргиллитовые; 4—аргиллитовые; 5—песчанико-аргиллитовые; 6—аргиллито-песчаниковые; 7—песчаниковые; 8—известняково-песчаниковые; 9—песчаниково-известняковые и 10—известняково-песчаниково-аргиллитовые.

Далее по изучаемой площади составляют карту общей мощности данной нефтегазоносной свиты и отмечают положение точек, в которых имеются данные о характере разреза толщи. Для указанных точек изучаемой площади вычисляют процентное содержание основных трех компонентов комплекса пород, слагающих данный разрез. Эти данные наносят на треугольную диаграмму и тем самым определяется литолого-фациальная характеристика всей свиты. Путем нанесения на данную диаграмму в виде точек других участков площади, в пределах которых имеются сведения о разрезе изучаемой свиты, получают необходимые сведения о литолого-фациальной характеристике для разных участков площади. Далее, путем интерполяции между ними составляют литолого-фациальную карту, характеризующую фациальную изменчивость изучаемой свиты. Интерполировать необходимо объективно с помощью той же треугольной диаграммы. Для этого на диаграмме соответствующие точ-

ки, характеризующие тот или иной разрез площади, соединяют прямой линией, и пересечение этой линии с соответствующими выделенными зонами на диаграмме позволяет определить границы отдельных литолого-фациальных зон. Эти границы в соответствии с их пропорциональными положениями по отношению к основным точкам переносят на литолого-фациальную карту и тем самым объективно выделяют фации тех или других фациальных зон.

Карты пористости и проницаемости. Карты пористости и проницаемости составляют при достаточном наличии исходных данных. Указанные данные надписывают у скважин на плане их расположения; затем путем интерполяции по способу треугольников проводят изолинии пористости или проницаемости согласно выбранному интервалу. Составление таких карт целесообразно лишь в том случае, когда данные о пористости или проницаемости имеются по большей части разреза продуктивного пласта, вскрытого скважиной, и по значительному числу скважин.

При недостаточном наличии исходных данных вместо составления карт изолиний пористости и проницаемости лучше показывать их распределение на картах расположения скважин условными знаками, отмечая локальную характеристику пористости или проницаемости путем закрашивания участков расположения скважин, по которым имеются данные, краской одного цвета, но различной интенсивности, соответствующей выбранному значению интервала пористости или проницаемости.

Карты гидропроводности. При изучении коллекторских свойств пород наряду с перечисленными выше параметрами пласта — мощностью, пористостью и проницаемостью — следует также учитывать вязкость насыщающей его жидкости, влияющей на фильтрационную способность коллектора.

Таким параметром является гидропроводность пласта, равная

$$-\frac{k_{пр}h}{\mu}, \qquad (226)$$

где (k) — коэффициент проницаемости, (h) — мощность, см; (μ) — динамическая вязкость, сПз.

Физически величина $-\frac{k_{пр}h}{\mu}$ показывает способность коллектора пропускать жидкость определенной вязкости в единицу времени при перепаде давления в 1кГ/см².

Наиболее точные сведения о гидропроводности пласта можно получить путем промысловых исследований (например, по кривым восстановления давления или индикаторным кривым).

Однако не всегда представляется возможным получить надежные сведения о гидропроводности по промысловым данным из-за того, что не все пропластки пласта участвуют в работе, а также ввиду отсутствия соответствующих исследований по ряду скважин.

В связи с этим определение гидропроводности производят следующим образом. Устанавливают проницаемость на основе геофизических и лабораторных исследований: эффективную мощность пласта вычисляют по данным промысловой геофизики и данным изучения кернов; вязкость пластовой нефти определяется в лабораторных условиях на основании исследования глубинных проб нефти. Такие данные желательно получить по возможности по всем скважинам, которые работают на данном пласте.

Полученные данные надписывают у каждой скважины на плане их расположения. Затем обычными методами строят изолинии гидропроводности, характеризующие фильтрационные свойства пластов разных его участков.

Песчаные коллекторы имеют обычно гидропроводности более 25 д.см/сПз и лишь в том случае, когда эффективная мощность становится менее 2,0 м, величина гидропроводности снижается ниже этой величины.

Изучение коллекторов по параметру $K_{пр}.h/M$(мю) и составление карт гидропроводности оказывают большую помощь в изучении закономерностей изменения коллекторских свойств по пласту. Карты гидропроводности помогают выяснить эффективность воздействия закачки воды по отдельным участкам пласта и оценить коллекторские и фильтрационные свойства продуктивного пласта.

Построение карты поверхности ГНК (ВНК, ГВК). Поверхности ВНК, ГНК и ГВК могут представлять собой плоскости горизонтальные или наклонные, но могут иметь и более сложную форму, находясь на отдельных участках залежи выше или ниже среднего положения. Форма контакта зависит от величины напора и направления движения пластовых вод, неоднородности продуктивных пластов и других факторов.

По залежам в малоактивных водонапорных системах, приуроченных к относительно однородным пластам, поверхности ГВК, ГНК и ВНК обычно представляют собой горизонтальную плоскость. Поверхность контакта в пределах залежи считается горизонтальной, если разность абсолютных отметок ее в отдельных точках (скважинах) не больше удвоенной средней квадратической погрешности определения. Для глубин залежей до 2000 м эта погрешность в среднем составляет 2,0 м.

При значительном напоре подземных вод поверхность контакта может быть наклонена в сторону области разгрузки. Наклон

бывает особенно хорошо заметен на крупных залежах с обширными водонефтяными зонами.

При значительной литологической изменчивости пластов на участках с ухудшенной коллекторской характеристикой в результате повышенного действия капиллярных сил ВНК часто находится несколько выше, чем на участках с лучшей коллекторской характеристикой. В результате поверхность ВНК приобретает сложную форму.

При наклонном положении или сложной форме контакта для его пространственного изображения строят карты поверхности контакта в изолиниях.

Методика построения карты ВНК. Для построения карты поверхности ВНК используют принятые по комплексу всех скважин отметки контакта по каждой пробуренной скважине.

При построении карты начального ГНК можно использовать данные по тем скважинам, которые пробурены до начала эксплуатации залежи или на ее участках, не затронутых разработкой.

При ограниченном числе данных о глубине залегания ГНК по скважинам для построения подобней карты целесообразно использовать метод схождения.

Построение карт ГВК осуществляется в следующей последовательности:

1. Значение абсолютных отметок контакта в каждой скважине наносят на план расположения скважин.

2. Между скважинами проводят интерполяцию отметок отбивки водяного контакта с сечением, равным сечению изогипс структурной карты.

3. В точках пересечения (схождения) одноименных изогипс кровли продуктивного пласта и газоводяного контакта получаются нулевые значения эффективной нефтенасыщенной мощности, определяющие положение внешнего контура нефтеносности.

4. Положение внешнего контура находят на карте кровли, а внутреннего — на карте подошвы коллектора.

5. При горизонтальном контакте на структурной карте находят положение линии, которая проходит по абсолютной отметке, соответствующей принятому гипсометрическому положению контакта. В этом случае линию контура проводят по одной из изогипс структурной карты (если значение абсолютной отметки контакта совпадает со значением этой изогипсы), или параллельно изогипсе с близким значением. Всегда следует иметь в виду, что при горизонтальном контакте линия контура не может пересекать изогипсы.

§ 5. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ

Геолого-промысловый контроль разработки заключается в изучении и анализе процесса извлечения нефти из недр, выявлении факторов, влияющих на динамику добычи и обводнение залежи нефти, полноту выработки запасов и другие показатели, характеризующие процесс разработки в целом.

Эффективность контроля разработки в значительной мере зависит от объема и регулярности проведения опытно-промышленных и промысловых исследований по выявлению влияния различных факторов на полноту извлечения нефти из недр. Сюда относятся изучение влияния плотности сетки скважин на темп отбора и нефтеотдачу, проведение глубинных исследований гидродинамическими методами, осуществление различных промысловых исследований (замеры дебита, приемистости, обводненности и т.д.), химические анализы нефти и воды, радиометрические исследования, определение особенностей выработки пластов с помощью расходомеров и дебитомером и др. Большое значение имеет проведение промыслово-геофизических исследований, с помощью которых решаются различные технические (при нарушении обсадных колонн, для определения высоты подъема цемента, при наличии заколонного движения жидкости и т.п.) и геолого-промысловые задачи (особенно в отношении контроля за заводнением неоднородных и расчлененных пластов).

Основой комплекса исследований заводнения пластов являются импульсные нейтронные методы, создание и внедрение которых резко улучшило контроль за процессом выработки продуктивных пластов. Широкое применение этих методов позволило установить важнейшие особенности заводнения пластов, способствовало созданию контроля за разработкой и обеспечило эффективность проведения работ по изоляции обводненных пластов.

В обязательный комплекс промыслово-геофизических исследований Республики Узбекистан введено опробование пластов на кабеле в скважинах, бурящихся для уплотнения ранее спроектированной сетки скважин, и на заводненных участках. При внедрении интенсивных систем разработки с применением очагового и различных видов площадного заводнения большое значение имеют методы контроля за разработкой с использованием меченых жидкостей (изотопов). Результаты проведенных работ свидетельствуют о широких возможностях этих методов при решении ряда задач нефтепромысловой геологии и контроле за разработкой.

Эти методы позволяют оценить степень гидродинамической связи между пластами эксплуатационного объекта, между нагнетательными и эксплуатационными скважинами, определить участки

аномально высоких скоростей движения закачиваемой воды, установить эффективную мощность пласта, обнаружить застойные зоны и целики нефти в заводненных зонах, уточнить корреляцию пластов, оценить охват залежи заводнением.

Таким образом, радиометрические и другие методы промыслово-геофизических исследований в комплексе с геолого-промысловыми данными дают возможность систематически следить за положением водонефтяного контакта и контуров нефтеносности, устанавливать направление и скорость движения жидкости в пласте, выявлять невырабатываемые пласты и участки залежи, обнаруживать оттоки нефти в законтурную часть залежи, определять ряд параметров, позволяющих оценивать заводненный объем залежи и коэффициент нефтеотдачи на разных стадиях разработки, а также решать различные задачи по техническому состоянию скважин и их обводнению. Всестороннее использование указанных методов дает возможность для обоснования необходимых мероприятий по улучшению системы разработки в целях эффективного и полноценного извлечения из недр нефти.

Глава 2. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО КОНТРОЛЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ

Энергетические ресурсы залежи на каждом этапе ее разработки характеризуются величиной текущего (динамического) пластового давления. С началом эксплуатации залежи в результате отбора из нее нефти (газа) происходит снижение пластового давления. Получение и анализ данных о текущем пластовом давлении в различных точках залежи и по залежи в среднем — важнейшая часть контроля за разработкой залежи. Поэтому, при контроле за энергетическим состоянием залежи обычно пользуются значениями приведенного пластового давления.

Характер изменения приведенного пластового давления в пределах залежи после начала ее эксплуатации может быть показан в виде схематического профиля. По мере разбуривания залежи, дальнейшего ввода скважин в эксплуатацию и увеличения таким путем общего отбора жидкости из залежи воронка депрессии давления на забоях скважин сближается, одновременно происходит постепенное снижение пластового давления в залежи в целом. Образуется общая воронка депрессии давления, осложненная локальными воронками.

Величину динамического пластового давления в различных частях залежи можно определить путем замера его в имеющихся отдельных простаивающих скважинах и в специально останавливаемых единичных скважинах при сохранении всего фонда ближайших к ним скважин в работе на установившемся режиме. Замеренное давление в остановленной скважине будет соответствовать динамическому при условии, что замер выполнен после прекращения движения жидкости в прискважинной зоне и стволе скважины.

Значение забойного давления в скважине определяют при отборе жидкости, в период установившегося режима ее работы, пластовое — после продолжительной остановки скважин. Для получения данных о забойном и пластовом давлениях глубинный манометр спускают в скважину к кровле или середине пласта и в течение 20 мин фиксируют забойное давление. Затем скважину останавливают, после чего перо манометра регистрирует выполаживающуюся кривую восстановления давления (КВД) от забойного до динамического пластового.

Контроль за изменением пластового давления в продуктивном пласте в процессе разработки залежи проводят с помощью карт изобар

Картой изобар называют нанесенную на план расположения забоев скважин систему линий (изобар) с равными значениями динамического пластового давления на определенную дату. Эта карта отображает особенности общей воронки давления, образованной в залежи в результате эксплуатации всех скважин, без учета локальных воронок депрессии каждой скважины.

Карты изобар составляют через определенные промежутки времени. Обычно в периоды разработки, характеризующиеся значительными изменениями пластового давления, их составляют на конец каждого квартала. В периоды продолжительной стабилизации давления их можно составлять раз в полугодие. Для всех периодов разработки полугодовой интервал может быть установлен в исключительно сложных для исследования скважин условиях — при резкой пересеченности рельефа, заболоченности местности, в условиях шельфа и др.

Контроль за состоянием пластового и забойного давления предусматривает определение начального (статистического) пластового давления, наблюдения за изменением текущего (динамического) пластового давления, наблюдение за изменением текущего пластового давления по эксплуатационному объекту в целом и в различных его частях, наблюдение за состоянием забойного давления в скважинах при их работе на установленном технологическом режиме.

Организация контроля за пластовым давлением и забойным давлением включает: обоснование периодичности и объема замеров,

проведения замеров в скважинах в соответствии с намеченным графиком, геолого-промысловое обобщение полученных данных.

Периодичность замеров пластового давления в скважинах устанавливают в соответствии с принятой периодичностью составления карт изобар.

Начальное и текущее пластовое давление определяют в нефтяных, газовых, нагнетательных скважинах и обязательно в так называемых пьезометрических скважинах, расположенных в водоносных частях пласта.

Способ замера пластового давления выбирают в зависимости от характера насыщения пласта (нефть, газ, вода), назначения скважины, способа ее эксплуатации, технического состояния и др.

Добывающие скважины — фонтанные и газлифтные, простаивающие обводненные и нагнетательные исследуют, замеряя давления прямым способом. В технически неисправных нефтяных скважинах замер давления следует производить на глубине, ниже которой плотность нефти по стволу скважины постоянна. Это условие обеспечивается, если давление в точке замера превышает давление насыщения.

В механизированных скважинах пластовое давление измеряют малогабаритными манометрами, спускаемыми в межтрубное пространство на максимально достигаемую глубину. При некоторых обстоятельствах оказывается невозможным обеспечение достаточного объема исследований для измерения пластового давления прямым методом, поскольку остановки скважин могут приводить к существенным потерям текущей добычи нефти. Недостаток данных для построения карты изобар может быть в некоторой мере восполнен косвенным определением текущего пластового давления в скважинах по данным измерения в них забойного давления при нескольких установившихся режимах работы путем построения зависимости дебит — забойное давление и экстраполяции ее до оси давления. Пользуясь этим методом, можно также давать дифференцированную оценку текущего давления в пластах многопластового объекта разработки. Для этого при исследовании объекта в целом на нескольких установившихся режимах отбора замеряют дебит каждого из пластов в отдельности с помощью глубинного дебитометра. По полученным данным строят индикаторные диаграммы для объекта в целом и для каждого пласта в отдельности. Экстраполяция их до оси ординат позволяет установить значения текущих пластовых давлений.

Для измерения забойного и пластового давлений в скважинах через насосно-компрессорные трубы применяют глубинные манометры, спускаемые в скважину на проволоке и обеспечивающие местную регистрацию давления на специальном бланке — геликсные манометры.

§ 2. КОНТРОЛЬ ЗА ТЕМПЕРАТУРОЙ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ

В процессе разработки нефтяных залежей, особенно с применением методов воздействия на пласт, в больших или меньших масштабах происходит изменение теплового режима продуктивных пластов. Это изменение может оказывать ощутимое влияние на свойства пластовых жидкостей и, следовательно, на условия разработки эксплуатационных объектов. Поэтому необходим систематический контроль за отклонениями пластовой температуры в интервалах продуктивной части разреза скважин от соответствующих природных геотерм.

В условиях применения наиболее популярного метода воздействия — заводнения — нагнетание больших масс холодной воды вызывает постепенное снижение температуры продуктивных пластов в районе нагнетательных и прилегающих добывающих скважин.

При разработке нефтяных залежей с обычным заводнением комплекс температурных исследований предусматривает:

— контроль за температурой нагнетаемой в пласт воды;

— наблюдение за изменением геотермических условий продуктивных горизонтов;

— выделение работающих пластов в скважинах;

— контроль за техническим состоянием нагнетательных и добывающих скважин.

Замеры температуры нагнетаемой воды на поверхности имеют большое значение, поскольку вскоре после начала ее закачки происходит выравнивание температуры по всему стволу нагнетательной скважины и температура на ее забое становится равной температуре на устье. Таким образом, замеры на поверхности обеспечивают контроль за изменением температуры воды, поступающей в пласты.

Наиболее надежные результаты дают наблюдения за изменением геотермических условий продуктивных пластов путем температурных измерений с определенной периодичностью в сети продолжительно простаивающих скважин — специально пробуренных контрольных и оценочных, простаивающих после бурения, а также в зумпфах временно остановленных скважин. Технология исследований и методика интерпретации получаемых данных остается той же, что и при изучении естественного теплового фронта.

Подход к скважине фронта аномальных температур отмечается отклонением текущей термограммы от начальной геотермы. Разница в значениях температур по геотерме и текущей термограмме представляет собой количественную оценку изменения пластовой температуры. Наиболее четкие данные получают в неперфорированных скважинах.

Снижение температуры в результате закачки холодной воды в добывающей скважине может быть установлено следующим образом. В период работы добывающей скважины безводной нефтью температура потока жидкости в стволе против нижнего работающего интервала имеет аномальное значение по сравнению с природной за счет дроссельного эффекта. В стволе скважины температура снижается постепенно в направлении от забоя к устью в связи с потерями тепла в окружающую скважину среду.

Контроль за изменением теплового режима залежей при других методах воздействия на пласты, вызывающих изменения их температуры, проводится аналогичным образом.

Термометрические исследования нагнетательных скважин (преимущественно остановленных) дают возможность достаточно надежно выделять в них пласты, принимающие воду. Поскольку такие пласты тесно коррелируются с работающими в добывающих скважинах, эти исследования дают ценную информацию для оценки охвата пластов процессом заводнения.

Метод термометрии имеет определенные преимущества перед методом потокометрии, применяемым для решения этой же задачи. Он дает возможность выделять истинно заводняемые интервалы продуктивных пластов, в то время как потокометрия выделяет интервалы перфорации, принимающие воду, среди которых могут быть и те, куда вода поступает в связи с сообщаемостью этих интервалов с истинно поглощающими пластами в результате нарушения цементного камня за колонной.

Изучение температурных условий в скважинах дает возможность определять их техническое состояние. Так, по данным термометрии можно выявить один из наиболее опасных для процесса разработки дефектов скважины — низкое качество цементирования, приводящее к перетокам жидкости по затрубному пространству в неперфорированные пласты — продуктивные или водоносные.

§ 3. КОНТРОЛЬ ЗА ОХВАТОМ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА ПРОЦЕССОМ ВЫТЕСНЕНИЯ

При разработке залежей УВ одна из главных задач — возможность более полного вовлечения объема залежи в процесс дренирования. Степень вовлечения объема эксплуатационного объекта в разработку характеризуется коэффициентом охвата залежи разработкой $k_{охв.р}$, представляющим собой отношение части эффективного объема эксплуатационного объекта $V_{охв.р}$, включенной в процесс дренирования под воздействием всех видов энергии, которыми она располагает, к общему эффективному объему залежи (объекта) $V_{эфэ}$.

$$k_{\text{охв р}} = V_{\text{охв р}} / V_{\text{общ}} \qquad (227)$$

При разработке газовых и газоконденсатных залежей, которая осуществляется с использованием возможностей природных режимов, в условиях непрерывно снижающегося пластового давления вследствие большой подвижности пластового газа весь объем залежи обычно представляет собой единую гидродинамическую систему, точки которой взаимодействуют между собой. В результате практически весь объем залежи включается в процесс дренирования, т. е, $k_{\text{охв р}} = 1$.

Методика оценки коэффициента охвата эксплуатационного объекта процессом вытеснения основана на использовании карт охвата пластов вытеснением, характеризующих размеры площади зон вытеснения. Для однопластового эксплуатационного объекта строят одну такую карту, для многопластового их количество соответствует числу пластов в объекте.

Для выявления пластов, принимающих воду в нагнетательных скважинах, одним из первых стали использовать *метод радиоактивных изотопов*. В закачиваемую воду добавляется радиоактивное вещество, часть которого адсорбируется на породе принимающих ее пластов. Недостаток метода заключается в том, что он дает только качественную картину.

Метод механической потокометрии. Изучение работы пластов в нагнетательных и добывающих скважинах выполняется этим методом с помощью механических глубинных расходомеров — дебитомеров, фиксирующих скорость потока по стволу скважины. Данные замеров представляются в виде интегральных кривых, показывающих изменение по глубине ствола скважины суммарного измеренного дебита (расхода), или в виде дифференциальных профилей притока (расхода), показывающих дебиты (приемистость) каждого из пластов. Метод механической потокометрии применяется весьма широко.

Метод термокондуктивной потокометрии. Этот метод основан на зависимости температуры специального датчика глубинного прибора от скорости проходящего потока жидкости. Термодатчиком служит резистор, нагреваемый током до температуры выше окружающей среды.

Этот метод в отличие от метода механической потокометрии менее точен. Практически он может быть использован главным образом для качественных оценок, т.е. для выделения работающих и неработающих пластов.

При использовании методов механической и термокондуктивной потокометрии необходимо четко представлять себе, что они характеризуют работу фильтра скважины (перфорационных отверстий). С помощью информации, получаемой методом потокомет-

рии, можно надежно определять, какие из перфорированных пластов не дают притока или не принимают воду, т.е. не охвачены воздействием в районе данной скважины, и каков дебит каждого из пластов, работающих в скважине.

Термометрический метод. Использование метода предусматривает снятие температурных кривых в продуктивной части разреза, что позволяет выделять работающие и неработающие пласты. Особенно результативен он в нагнетательных скважинах.

В нагнетательных скважинах метод дает хорошие результаты благодаря различной степени охлаждения пород, контактирующих со стенками скважины при закачке холодной воды.

Метод фотоколометрии нефти. Этот метод оказывает помощь при контроле за перемещением нефти в пластах и выделении работающих и неработающих пластов. Особенно полезен он при механизированном способе эксплуатации, когда глубинная потокометрия не может быть выполнена.

Основан метод на определении коэффициента светопоглощения нефти $K_{сп}$, который зависит от содержания нефти в окрашенных веществах.

Путем периодического построения карт значений $K_{сп}$ нефти в изолиниях и их сопоставления можно судить о направлении линий тока жидкости в пласте и скорости ее движения.

Кроме описанных выше методов для выделения работающих и неработающих пластов могут привлекаться и другие виды исследования, такие как нейтронный каротаж, резистивиметрия и т.д.

В условиях совместной работы пластов в скважине фиксируется давление, соответствующее наиболее активно работающему пласту. Определение пластового давления в каждом из пластов представляет определенные трудности. Данные о нем можно получить косвенным методом — путем исследования скважины методом установившихся отборов с определением дебита пластов глубинным потокомером и замером забойного давления, общего для всех пластов.

Контроль за заводнением продуктивных пластов при разработке залежей нефти. Изучение особенностей заводнения продуктивных пластов при разработке залежей нефти занимает одно из самых важных мест в контроле за выработкой пластов и анализе разработки залежи.

В зависимости от типа залежи и метода воздействия на пласт внедрение воды в залежь может происходить за счет:

Подъема ВНК в пределах начальной водонефтяной зоны залежи;

Перемещения внутреннего контура нефтеносности, приводящего к превращению чисто нефтяной части залежи в водонефтяную;

Закачки в нагнетательные скважины воды.

Контроль за разработкой продуктивных пластов предусматривает непрерывный на протяжении всей разработки сбор и обобщение данных о характере внедрения воды в пласты эксплуатационного объекта. Рациональный комплекс наблюдений зависит от геолого-физических условий, применяемых систем разработки и соответственно от ожидаемых закономерностей внедрения воды. Лишь при четко организованном контроле возможно правильное определение мер по регулированию процесса перемещения воды в пластах путем совершенствования принятой системы разработки.

К конечным задачам контроля за заводнением относятся:

установление на определенную дату (обычно на начало каждого года) положения границ той части залежи, из которой нефть вытеснена водой, т.е. определение текущего положения ВНК, контуров нефтеносности и разделов между закачиваемой водой и нефтью;

определение скорости перемещения воды в пластах;

определение нефтеотдачи в заводненном объеме.

В настоящее время разработаны и применяются на практике большое число методов контроля за заводнением продуктивных пластов. К их числу относятся прямые методы, такие как контроль по данным о динамике обводнения скважин, гидрохимические и промыслово-геофизические методы, а также косвенные, основанные на систематизации и обобщении различной геологопромысловой информации.

Контроль по данным обводнения скважин предусматривает определение границ внедрения воды на основе систематического наблюдения за обводнением добывающих скважин. Этот метод наиболее простой и не требует применения специальных глубинных приборов. Обводненность продукции скважин определяется путем исследования в лабораторных условиях проб жидкости, отбираемых на устье скважин. В результате получают данные о времени появления воды в продукции каждой скважины, о доле воды в жидкости (% обводнения) на различные даты, о минерализации воды и химическом составе растворенных в ней солей.

Гидрохимические методы контроля основаны на наблюдениях за химическим составом попутных вод. Они проводятся в комплексе и одновременно с контролем обводненности продукции. При этом определяют минерализацию, плотность и характерные компоненты химического состава попутной воды, а также содержание искусственных индикаторов, если они подаются в закачиваемую через нагнетательные скважины воду.

Методы контроля за внедрением воды по данным об обводнении скважин достаточно эффективны лишь для однопластовых

объектов. Появление воды, вытесняющей нефть, в ранее безводных скважинах может означать следующее. Если скважина расположена в водонефтяной зоне и в ней перфорирована только нефтенасыщенная часть пласта, начало ее обводнения обычно бывает связано с подъемом ВНК и совпадает с моментом, когда поверхность ВНК достигает нижних перфорированных отверстий.

Использование данных о внедрении воды в залежь для контроля за заводнением многопластовых объектов менее эффективно, чем в случае однопластовых объектов.

Основными промыслово-геофизическими методами контроля в скважинах положения ВНК на разные даты служат нейтронные методы, применяемые в обсаженных скважинах. Они дают возможность отличать интервалы пластов, насыщенные пластовой минерализованной водой.

Глава 3. АНАЛИЗ И ОСНОВЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

Для проведения эффективного контроля и регулирования процесса разработки необходимо вначале детально рассмотреть состояние разработки залежи нефти. Для этого нужно проанализировать состояние скважин на дату изучения, динамику изменения основных геолого-технических показателей, состояние обводнения залежи и характер распределения пластовых давлений на карте изобар. Изучение основных показателей состояния разработки позволит оценить полноту выработки запасов по отдельным участкам пласта, эффективность применяемой системы разработки и наметить мероприятия по регулированию разработки в целях интенсификации добычи и увеличения коэффициента нефтеотдачи.

§ 1. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ

Для наглядного изображения состояния разработки пласта составляется план-диаграмма.

План-диаграмма представляет собой структурную карту по кровле данного пласта, на которой при помощи условных обозначений показаны на определенную дату скважины следующих категорий:

1) находящиеся в эксплуатации и дающие (раздельно) чистую нефть и нефть с водой;

2) выбывшие из эксплуатации вследствие обводнения;

3) выбившие из эксплуатации вследствие перехода на газ;

4) выбывшие из эксплуатации вследствие истощения;

5) давшие при испытании воду;

6) давшие при испытании газ;

7) оказавшиеся при испытании непродуктивными вследствие ухудшения коллекторских свойств пласта;

8) нагнетательные;

9) пьезометрические, наблюдательные и т. п.

Совершенно очевидно, что рассмотрение такой диаграммы позволяет получить полное представление о состоянии разработки пласта на данную дату. Для установления динамики изменения состояния разработки такие диаграммы составляются на различные даты.

Другим наглядным показателем динамики эксплуатации залежи и состояния разработки является график эксплуатации пласта. На графике рис. 78 схематично приведены кривые лишь для некоторых показателей, характеризующих динамику разработки. Графическое изображение поведения пласта в процессе эксплуатации позволяет исследовать отдельные функции пласта и изучить их взаимосвязь.

Путем снятия ординат отдельных функций для данной абсциссы (например, для времени T_1) строят ряд производных графиков, характеризующих зависимость между давлением и текущей добычей нефти (точки *1* и *3*), давлением и суммарной добычей нефти (точки *1* и *2*), текущей добычей нефти и газовым фактором (точки *3* и *4*) и т. п. Снимая указанные соотношения для ряда других точек оси абсцисс (для T_2, T_3 и т. п.), строят дополнительные кривые, характеризующие поведение пласта в процессе разработки. Далее, для рассмотрения характера распределения пластовых давлений строят карты изобар, используя замеры пластовых давлений

*Рис.*78. График (схема эксплуатации) пласта:
$Q_ж$ — суммарная (накопленная) добыча жидкости, т; $Q_н$ — суммарная (накопленная) добыча нефти, т; p — среднее пластовое давление, МПа; $q_н$ — текущая добыча нефти, т; r — газовый фактор, м³/т; w — количество воды относительно количества всей жидкости, %; n — число скважин в эксплуатации; $Q_{ср}$ — среднесуточная добыча нефти на одну скважину, т; T_1, T — время

глубинным манометром, замеры уровней, учитывая также данные пьезометрических и наблюдательных скважин.

Для характеристики изменения производительности и состояния обводненности скважин строят карты начальных, текущих (на дату изучения) и суммарных дебитов скважин путем вычерчивания круга с центром в точке расположения скважины. Радиус круга (в масштабе) определяется по формуле $r^2=Q$, и площадь круга будет изображать (в масштабе) дебит скважины Q. Для характеристики обводненности площадь всего круга принимается за 100 %-ную обводненность. Тогда обводненности, например, 25 % будет отвечать площадь сектора, которому соответствует дуга 90°.

На этих же картах показывают начальный и текущий контуры нефтеносности.

§2. СТАДИИ РАЗРАБОТКИ И ИХ ХАРАКТЕРИСТИКА

При анализе следует иметь в виду в общем случае основные четыре стадии разработки.

Первая стадия — стадия промышленного освоения эксплуатационного объекта, которая характеризуется ростом добычи нефти при малой ее обводненности. На этой стадии производится разбуривание скважин основного фонда и освоение системы заполнения. Стадия заканчивается выходом на максимальный проектный уровень добычи нефти.

Вторая стадия — стадия поддержания высокого, более или менее стабильного уровня добычи нефти, нарастания обводненности скважин и перехода их с фонтанной добычи на механизированную. К концу стадии добывается 40—70 % извлекаемых запасов нефти.

Третья стадия — стадия значительного снижения добычи нефти. Наблюдается прогрессирующее обводнение продукции и выход части скважин из числа действующих. К концу третьей стадии добывается 80—90% извлекаемых запасов нефти. Подавляющая часть скважин переводится на механизированный способ эксплуатации.

Четвертая стадия — завершающая — характеризуется низкими дебитами нефти, высокой обводненностью всех скважин и добываемой продукции. На этой стадии производится форсирование отбора жидкости для достижения высокого коэффициента нефтеотдачи.

Третья и четвертая стадии разработки, характеризующиеся падением добычи нефти, относятся к позднему периоду разработки залежи.

Анализ динамики обводнения залежи в условиях вытеснения нефти водой, геологические условия залегания нефти и ее свойства оказывают значительное влияние на характер обводнения

пласта. Обычно в залежах нефти наиболее проницаемые зоны и линзы пласта обводняются в первую очередь, а на слабопроницаемых участках наблюдается очень медленное продвижение воды.

В залежах массивного типа, которые подстилаются подошвенной водой, создаются более благоприятные условия для постепенного подъема водонефтяного контакта, однако нередко с образованием конусов воды.

Значительная неравномерность обводнения характерна для залежей с вязкой нефтью, а также для залежей неоднородных пластов.

Динамика обводнения залежей с различным соотношением вязкостей нефти и воды в пластовых условиях весьма разнообразна. В залежах нефти с отношением вязкостей нефти и воды (μ_0) не более 3—4 безводный период продолжительный, и интенсивное обводнение обычно развивается со второй половины третьей стадии разработки. При $\mu_0>4$, как правило, наблюдаются краткий безводный период, быстрый рост обводнения уже на первой-второй стадиях разработки, продолжительный срок добычи нефти с обводненностью более 70—90 %.

При неоднородности пласта характер указанного обводнения усложняется. В этом случае к некоторому снижению обводненности продукции приводит применение более плотных сеток скважин.

Особо неблагоприятные условия отмечаются для залежей с $\mu_0>10$: залежь быстро обводняется, содержание воды в продукции достигает 80—90%, скважины характеризуются длительным водным периодом эксплуатации.

Следовательно, эксплуатация скважин до их полного обводнения (не менее 97—99% обводненности), особенно скважин, расположенных в зонах выклинивания и в зонах стягивания контура нефтеносности, является вполне рентабельной.

О целесообразности длительной эксплуатации высокообводненных скважин свидетельствуют результаты анализа на ряде месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной области по скважинам с обводненностью более 80%. Установлено, что отбор нефти на одну скважину после обводнения более чем на 80% достигает 5—10% от суммарного отбора нефти за весь период работы скважины (а в отдельных случаях, например, на месторождении Вэлли в США, значительно больше). За период эксплуатации с обводненностью более 95% добывается 1,5% от суммарного отбора. Продолжительность эксплуатации скважин действующего фонда с обводненностью более 80% в среднем составляет 3—6 года.

Весьма полезно проведение форсированной эксплуатации в обводненных скважинах. Практика проведения таких работ в Чечено-Ингушетии и Азербайджане показала увеличение нефтеотдачи в обводненных пластах с малой вязкостью нефти на 2—3 и даже 10—12%.

§ 3. АНАЛИЗ ТЕМПА РАЗРАБОТКИ

Темпом разработки называют величину отбора жидкости из залежи за год, выраженную в процентах от начальных извлекаемых (или начальных балансовых) запасов нефти. В дальнейшем при анализе будут рассматриваться темпы разработки по отношению к начальным извлекаемым запасам.

В 1968 г. было принято целесообразным устанавливать темп разработки до 10—12% в год. Однако такой темп может быть достигнут лишь на залежах сравнительно небольшого размера с благоприятной геологической характеристикой при применении заводнения или при наличии эффективного естественного водонапорного режима.

На большинстве залежей со средней геологической характеристикой обычно применяется отбор не более 6—8 % от начальных извлекаемых запасов нефти. На залежах с низкой проницаемостью коллекторов и большой вязкостью нефти (более 4—5 · мПа с) даже при интенсивных системах воздействия на пласт удается достигнуть отбор жидкости не более 4—5% в год. Такой же отбор имеет место и на весьма крупных залежах даже при хороших коллекторских свойствах и невысокой вязкости нефти, что связано с длительным периодом их освоения.

В связи с прогрессирующим обводнением залежи и уменьшением добычи нефти возникает важная задача выбора соответствующих темпов отбора жидкости в целях более полного извлечения запасов нефти в процессе эксплуатации. Этот вопрос детально рассмотрен М. М. Ивановой.

Согласно исследованиям М. М. Ивановой, третья стадия разработки завершается при снижении темпа добычи нефти примерно до 2% в год от начальных извлекаемых запасов.

В связи с этим отбор жидкости из пласта, минимально необходимый для обеспечения в конце третьей стадии такого темпа годовой добычи нефти, зависит от того, при каком обводнении продукции заканчивается основной период. Ниже приводятся величины этих показателей, рекомендуемые М. М. Ивановой:

Обводненность продукции к концу третьей стадии, %	30	40	50	60	70	80	85	90	95	97
Минимально необходимый темп отбора жидкости в конце третьей стадии, % от начальных извлекаемых запасов	2,9	3,3	4	5	7	10	14	20	40	67

Из приведенных данных следует, что для обеспечения оптимальной динамики добычи нефти, например, по залежам, завер-

шающим основной период разработки с обводненностью 70%, необходимый в конце третьей стадии темп отбора жидкости должен быть не менее 7%. Если темп отбора жидкости во второй стадии был значительно выше 7%, то в третьей стадии он может снижаться. При этом среднегодовое снижение должно быть таким, чтобы обеспечить к концу основного периода разработки достаточное извлечение запасов. При максимальном темпе отбора жидкости, близком к 7%, в третьей стадии он может сохраняться постоянным. На залежах с темпом отбора жидкости во второй стадии ниже 7% в третьей стадии, а иногда уже в конце второй стадии необходимо обеспечить его увеличение.

Аналогичное замечание может быть сделано и для других значений обводненности продукции в конце основного периода.

Таким образом, динамика отбора жидкости во многом определяется геолого-физическими условиями залежей.

В третьей стадии уменьшение или сохранение темпа отбора жидкости более характерно для высокопродуктивных залежей с маловязкими нефтями и сравнительно монолитным строением пластов и, наоборот, значительное увеличение отбора жидкости отмечено на залежах, характеризующихся маловязкими нефтями с неоднородным строением продуктивных пластов, с большими водонефтяными зонами. Резкое увеличение отбора жидкости отмечается на залежах с повышенной вязкостью нефти. Следует иметь в виду, что в ряде случаев недостаточный темп отбора явился основной причиной преждевременного снижения добычи нефти и раннего вступления залежи в завершающую стадию разработки.

Максимальные темпы отбора жидкости на объектах Волго-Урала составляют 12,3—12,6 % в год от извлекаемых запасов и минимальные 3,2—4,0%.

Как правило, темпы разработки в основной период эксплуатации (I, II и III стадии) тем выше, чем больше гидропроводность пласта. Для крупных объектов темпы разработки обычно ниже, чем для средних и малых объектов. Наконец, для маловязких нефтей темпы отбора выше, чем для более вязких.

В общем виде, учитывая геолого-физическую характеристику коллектора при прочих равных условиях и необходимость обеспечения максимальной нефтеотдачи, ориентировочно можно указать следующие оптимальные темпы отбора нефти по блокам крупных залежей и для сравнительно небольших залежей: 1) при благоприятной геолого-физической характеристике — не более 6—12% в год от извлекаемых запасов нефти; 2) при неблагоприятной характеристике — около 4%.

К концу второй стадии (началу снижения уровня добычи) должно отбираться не менее 40—70%, а за основной период разработки 70—90% извлекаемых запасов нефти.

§ 4. АНАЛИЗ ПОЛНОТЫ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ

Важным вопросом оценки эффективности осуществляемой системы разработки является полнота выработки запасов нефти. В связи с этим при анализах разработки первостепенное внимание должно уделяться выяснению степени охвата разработкой отдельных частей залежи, продуктивных пластов и прослоев. Эта задача может быть успешно решена при организации достаточно эффективного контроля за процессом разработки, обеспечивающего получение данных для качественной и количественной оценок состояния выработки запасов залежи.

Величина коэффициента охвата характеризует степень вытеснения из пласта нефти и эффективность осуществляемой системы заводнения.

Контроль выработки запасов и анализ охвата пластов заводнением для однопластовых залежей проводится более успешно, так как в этом случае можно не учитывать характер охвата пласта заводнением по мощности, поскольку пластовое давление по всей мощности примерно одинаковое, что практически обеспечивает выработку пласта по всей мощности. Поэтому достаточно изучения степени охвата пласта заводнением по площади пласта.

Сопоставляя между собой отдельные участки залежи по темпу отбора запасов и текущей добыче нефти, можно судить о том, какие из участков вырабатываются недостаточно и что следует сделать для интенсификации их выработки.

Для определения влияния закачки на пласт И. П. Чоловским и М.М. Ивановой было предложено строить карты этого влияния. Такие карты были составлены для центральных площадей Ромашкинского месторождения.

Построение карт охвата закачкой пластов осуществляется следующим образом. На карту, отражающую особенности распределения типов коллекторов пласта, наносятся все работающие на данный пласт нагнетательные скважины с указанием объемов закачиваемой в них воды. По всем эксплуатационным скважинам приводится объем добычи из данного пласта и характер их работы. Для учета степени воздействия закачки воды (степени охвата) по условиям эксплуатации скважин выделяют три типа участков:

1) участки, испытывающие влияние закачки, достаточное для фонтанной добычи;

2) участки, испытывающие влияние закачки, достаточное для механизированной добычи при относительной стабилизации пластового давления;

3) участки, в которых влияние закачки не наблюдается.

При отнесении участков к тому или другому типу, основным показателем служит работа пластов в каждой скважине.

Первостепенной задачей является определение пластов, принимающих воду из нагнетательных скважин. Для этого используются такие виды исследований, как закачки в пласты радиоактивных изотопов и особенно определение приемистости пластов непосредственно в скважинах глубинными расходомерами, получение сведений о разобщении пластов пакерами, гидроразрывах и пр. В результате анализа данных исследований должно быть определено, сколько и в какие пласты закачано воды за какой-либо отрезок времени (с начала разработки, за год и т. п.).

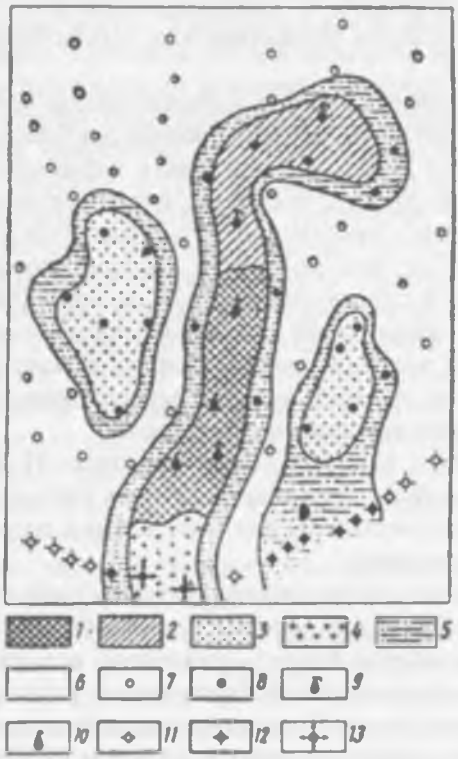


*Рис.*79. Схема влияния закачиваемой воды (по И.П.Чоловскому). Области высокой проводимости: *1* — получающая влияние, достаточное для фонтанной добычи; *2* — получающая влияние, достаточное для механизированной добычи; *3* — не получающая влияние от закачки; *4* — площадь, занятая закаченной водой; *5* — коллекторы низкой проводимости; *6* — породы - неколлекторы; эксплуатационные скважины, в которых пласт; *7* — не перфорирован; *8* — перфорирован, но нефть не отдает; *9* — эксплуатируется насосом; *10* — дает фонтан нефти; нагнетательный в которых пласт: *11* — не перфорирован; *12* — перфорирован, но воду не принимает; *13* — принимает воду

Только после этого можно приступить к анализу работы пластов в эксплуатационных скважинах. Здесь важно знать, сколько нефти добывается из каждого пласта и каким способом. Основным источником сведений о работе пластов также являются промысловые исследования: на первом месте — исследования глубинными дебитомерами, фотоколориметрия добываемой нефти, гидродинамические методы исследования, данные о времени перфорации пластов и пр.

На рис. 79 приведена карта влияния закачиваемой воды.

На основе аналогичных исследований скважин и пластов М.М.Иванова и И.П.Чоловский показали, например, что из всех обследованных объектов на одном из участков Ромашкинского месторождения только шесть были охвачены активным влиянием закачки более чем на 75%, 29 объектов — менее чем на 50%, 23 объекта — менее чем на 25% каждый.

При расчлененности объекта разработки на ряд отдельных изолированных друг от друга пластов степень воздействия на каждый из них нередко бывает различной, что приводит к неравномерной выработке отдельных пластов.

В связи с разной проницаемостью пластов вода будет быстро вытеснять нефть из пластов с хорошими коллекторскими свойствами и почти совсем не будет вытеснять ее из пластов с ухудшенными коллекторскими свойствами. В результате интенсивность выработки пластов будет весьма различной.

В таком случае о степени выработки отдельных пластов лучше всего судить по характеру приемистости воды в перфорированных интервалах пластов нагнетательных скважин. Для этого в закачиваемую воду добавляют радиоактивные изотопы, часть которых адсорбируется в призабойной зоне скважин против пластов, принимающих воду. Снятие кривой гамма-методом до и после закачки изотопов позволяет проследить пути движения нагнетаемой в скважину воды и определить пласты, принимающие воду (рис. 80).

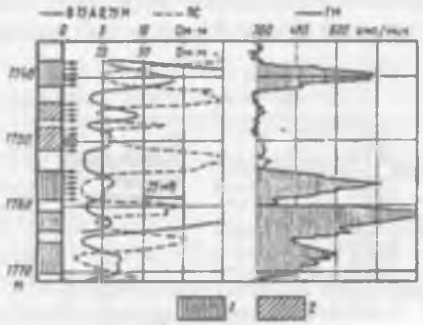


*Рис.*80. Результаты исследования нагнетательной скважины радиоактивными изотопами. Пласты: 1-работающие, 2-не работающие

Из рис. 80 видно, что в скважине перфорированы четыре пласта, имеющие сходные коллекторские свойства. Между тем, судя по диаграмме, воду принимают только два — верхний и нижний, в то же время вследствие некачественного цементирования в этой скважине воду принимают также два нижних, неперфорированных пласта. Недостатком метода радиоактивных изотопов при определении поглощающих пластов является то, что он дает лишь качественную характеристику и не позволяет получить количественную оценку приемистости пластов.

Для количественной оценки приемистости пластов используют глубинные дебитомеры и расходомеры. С помощью глубинных дебитомеров и расходомеров определяют количество воды, поступающей в каждый перфорированный пласт в нагнетательной скважине, и количество жидкости, которое отдает каждый перфорированный пласт в эксплуатационной скважине.

На рис. 81 показан профиль приемистости нагнетательной скважины, по которому можно сделать вывод о том, что нижние пласты не принимают воду.

Недостатком расходомеров и дебитомеров является то, что они показывают не столько работу пластов, сколько работу перфорированной части колонны, т. е. фильтра скважины. Следовательно, полученные данные отражают техническое состояние скважины против исследуемого участка пласта.

Таким образом, данные глубинных дебитомеров-расходомеров для контроля за выработкой продуктивных пластов могут быть надежно использованы лишь в комплексе с другими исследованиями-радиометрией, термометрией и фотоколориметрией нефти. В связи с этим при контроле за работой пластов в эксплуатационных и особенно в нагнетательных скважинах с успехом применяется метод термометрии. Он основан на различной степени охлаждения или прогрева контактирующих со стенками скважин проницаемых пород в результате закачки в пласты поверхностной холодной воды или притока по пласту к забоям скважин горячей пластовой жидкости.

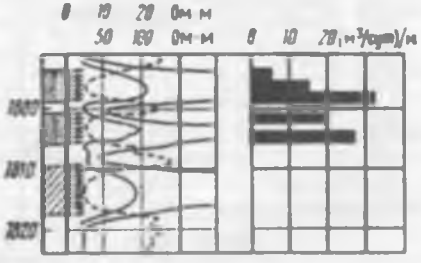


*Рис.*81. Профиль приемистости нагнетательной скважины по данным исследования дистанционным дебитомером РГД-1-М

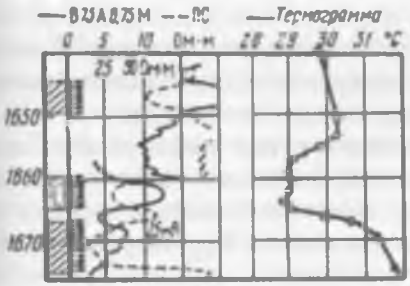


*Рис.*82. Термограмма нагнетательной скважины

На термограмме рис. 82 видно, что из трех перфорированных пластов воду принимает только один средний.

Для характеристики работающих и неработающих пластов иногда используют метод фотоколориметрии. И. Ф. Глумов предложил использовать для целей контроля разработки коэффициент светопоглощения нефти ($К_{сп}$). Этот коэффициент характеризует наличие в нефти окрашенных веществ (смол и асфальтенов). Его определение производится весьма быстро и точно путем исследования небольшой по объему пробы нефти (несколько кубических сантиметров), отобранной на устье скважины, в лабораторных условиях при помощи фотоэлектроколориметра типа ФЭК-М.

Величина $К_{сп}$ нефти в определенной точке пласта в первую очередь зависит от ее расстояния до ВНК. Чем гипсометрически более высокое положение занимает пласт на структуре, тем светлее содержащаяся в нем нефть. Поэтому каждый пласт в разрезе скважины имеет свою величину $К_{сп}$, которая уменьшается в направлении снизу вверх от пласта к пласту. Так, в пределах внутреннего контура нефтеносности горизонта $Д_1$ Ромашкинского месторождения $К_{сп}$ нефти верхних пластов примерно 200—350 единиц, средних пластов — 350—450, а нижних — более 450 единиц.

В то же время величина $К_{сп}$ нефти одного и того же пласта широко изменяется по площади. При этом вблизи контура нефтеносности находится более темная нефть. Так, в приконтурной области любого пласта горизонта $Д_1$ $К_{сп}$ нефти превышает 400—450 единиц. По мере удаления от контура нефтеносности к центру залежи $К_{сп}$ нефти пласта постепенно уменьшается. Например, в сводовой части структуры Ромашкинского месторождения даже в самом нижнем пласте разреза $К_{сп}$ нефти иногда достигает 250—300 единиц.

Следовательно, при разработке залежи фактически добывается «меченая» нефть, обладающая определенными свойствами в каждой точке пласта.

Это позволяет использовать $К_{сп}$ нефти для решения некоторых вопросов контроля разработки залежей нефти.

По данным об изменении характера $К_{сп}$ нефти, поступающей в скважины, можно судить о направлении тока жидкости в пласте и скорости ее движения. Совершенно очевидно, что это возможно лишь для однопластовых месторождений, в которых величина

изменения $K_{сп}$ нефти по площади значительно превосходит величину его изменения по разрезу.

По скважинам, в которых работают один или два пласта, использование метода позволяет осуществлять приближенные количественные определения дебитов отдельных пластов.

Таким образом, метод фотоколориметрии нефти может дать некоторые сведения о работе пластов в эксплуатационных скважинах. При этом эффективность метода в основном зависит от степени изученности характера изменения $K_{сп}$ нефти как по разрезу, так и по площади месторождения.

Информацию о характере работы пластов можно получить и с помощью методов промысловой геофизики. Для этой цели используются замеры резистивиметром и исследования нейтронными методами НГМ и ННМ.

Применение указанных методов основано на том, что в нижней части ствола большинство скважин имеется столб минерализованной воды. При достаточной скорости входящего потока водонефтяной раздел в стволе работающей скважины оказывается приуроченным к нижним перфорированным отверстиям пласта, отдающего нефть (рис. 83). В связи с тем, что выше этого раздела происходит восходящее движение жидкости, а ниже движения нет, то здесь скапливается пластовая минерализованная вода. Следовательно, если ниже водонефтяного раздела в стволе скважины имеются перфорированные пласты, можно считать, что они в работе скважины либо вообще не участвуют и не отдают нефть, либо участвуют, но слабо.

Водонефтяной раздел в стволе скважины достаточно четко определяется резистивиметром, фиксирующим резкое (скачкообразное) снижение сопротивления жидкости по стволу скважины.

Более уверенные данные о работе пластов можно получить при исследовании скважин комплексом радиометрических методов НГК

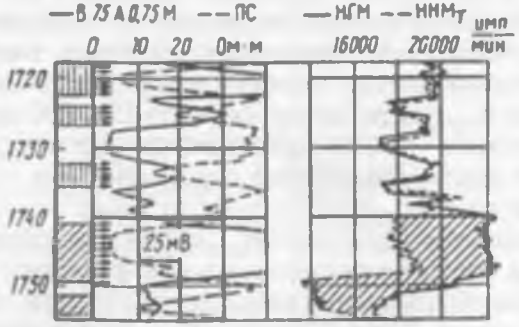


*Рис.*83. Определение неработающих пластов в эксплуатационной скважине по данным комплекса методов НГМ-ННМт

и ННК. Указанный комплекс методов позволяет выявить неработающие пласты, если в скважине имеется столб пластовой воды, перекрывающий интервалы перфорации, или если в пласты при остановке скважины попала минерализованная вода.

Об этом подробнее сказано в курсе «Промысловая геофизика».

Таким образом, для наиболее эффективного контроля за работой пластов необходимо комплексное применение различных методов, включая данные об особенностях и деталях строения объекта разработки, об эксплуатации скважин и залежи в целом, а также все материалы по исследованию пластов в скважинах.

Следует иметь в виду, что большую помощь при выделении неработающих пластов могут оказать карты распространения коллекторов пласта. Для этого на картах показываются различные фациальные разности пород, а также зоны, которые по каким-либо причинам не имеют связи с нагнетательными скважинами. В этом случае можно достаточно уверенно считать, что в скважинах, оказавшихся по данному пласту в зонах, не имеющих гидродинамической связи с нагнетательными скважинами, этот пласт работать не может.

Необходимо иметь в виду, что главной задачей контроля разработки является выяснение полноты и темпов выработки каждого из пластов и прослоев, объединенных в один объект разработки, и определение на основании этих данных мероприятий по интенсификации разработки и повышению нефтеотдачи пластов, т.е. регулирование процесса разработки.

Основной задачей регулирования разработки является достижение высокого коэффициента нефтеотдачи при оптимальных технико-экономических показателях.

Регулирование процесса разработки предусматривает осуществление следующих мероприятий:

1) анализ правильности размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин, обеспечивающих полноту отбора нефти;

2) анализ отборов жидкости и закачки воды в скважинах в целях достижения максимального коэффициента вытеснения нефти;

3) регулирование разработки в целом, путем оценки текущего и возможного конечного коэффициентов нефтеотдачи.

§ 5. АНАЛИЗ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН

В условиях неоднородного пласта в результате опыта разработки следует уточнить местоположение целиков нефти, зоны прерывистого залегания пласта, а также изолированных линз.

В зонах, не имеющих гидродинамической связи с линиями нагнетания, вскрытых лишь эксплуатационными скважинами, а также в зонах, имеющих слабую гидродинамическую связь, необходимо

развивать систему заводнения. Для этого либо продлевают существующие линии разрезания, либо проектируют дополнительно новые линии разрезания, либо создают очаговое заводнение, что в ряде случаев наиболее эффективно. Очаги заводнения следует создавать на каждом изолированном, а также удаленном от линии нагнетания участке, на котором пробурены эксплуатационные скважины.

Для нагнетания выбираются скважины из числа имеющихся эксплуатационных или, если необходимо, бурятся новые скважины с таким расчетом, чтобы под воздействием закачки оказался весь изолированный участок, и влияние от нее испытывало бы наибольшее число эксплуатационных скважин.

В последующем каждый очаг заводнения при необходимости может быть превращен в дополнительную линию разрезания. Эти дополнительные линии разрезания в ряде случаев являются высокоэффективным средством регулирования разработки, особенно когда необходимо приблизить область питания к зоне отбора в целях интенсификации выработки пластов с ухудшенными коллекторскими свойствами или с повышенной вязкостью нефти.

Дополнительные линии разрезания проводят или по специально выбранным направлениям, например вкрест протяженности полос песчаных коллекторов, или параллельно существующим линиям нагнетания.

Нередко в уже существующих линиях разрезания требуется проведение дополнительных нагнетательных скважин. Эти новые нагнетательные скважины размещаются в разрезающих рядах между бывшими ранее продуктивными и действующими скважинами. В таких скважинах перфорацией вскрываются прослои, имеющие гидродинамическую связь с зоной отбора, но не принимающие воду в уже работающих нагнетательных скважинах, либо принимающие ее в недостаточном объеме.

В зонах, вскрытых лишь нагнетательными скважинами, не имеющих эксплуатационных скважин, проводятся дополнительные эксплуатационные скважины, число и размещение которых должно соответствовать размерам и конфигурации выявленных зон распространения коллекторов.

§ 6. АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Для установления степени вытеснения нефти водой следует выявить залежи, а также отдельные пласты и прослои, на которых влияние закачки сказывается недостаточно или вообще не сказывается. Это нередко наблюдается и на участках с хорошей гидродинамической связью зоны нагнетания с зоной отбора, на которых недостаточность влияния закачки обусловлена главным обра-

зом тем, что из нескольких пластов (или прослоев), объединенных в один объект разработки в нагнетательных скважинах при совместной закачке, воду принимают только один-два пласта с лучшими фильтрационными свойствами. Для повышения приемистости таких пластов осуществляют селективный гидроразрыв в них (с применением пакеров), повышение давления нагнетания, обработку призабойной зоны химическими реагентами, раздельную закачку в объект нагнетания с использованием соответствующего оборудования путем разукрупнения объекта и т. п. Полезно также изменение направления фильтрационных потоков жидкости в пласте путем периодической остановки отдельных групп нагнетательных скважин с последующим пуском их через 2—4 месяца.

При регулировании разработки большое внимание должно быть уделено контролю отбора жидкости в эксплуатационных скважинах и закачки воды в нагнетательных скважинах в целях более или менее равномерной промывки водой всех участков пласта. При этом следует иметь в виду, что эффективность процесса разработки зависит также и от экономического расходования рабочего агента—воды.

Необходимо вести наблюдение за характером продвижения контура нефтеносности, так как выработка запасов нефти осуществляется только в тех зонах, в которых происходит продвижение фронта воды, в связи с этим возникает вопрос о регулировании фронта движения воды, т.е. контура водоносности.

Оно оказывается возможным лишь в более или менее однородных пластах. В неоднородных пластах обеспечить равномерное стягивание контура нефтеносности путем соблюдения соответствующих отбора жидкости и закачки воды крайне трудно.

В таких случаях регулирование движения контура водоносности должно осуществляться в пределах имеющихся возможностей с учетом разнообразия проводимых для этого мероприятий, а именно: ограничения отбора в высокопроницаемых пластах (если это целесообразно), форсирование отбора в плохо проницаемых пластах (с помощью повышения давления нагнетания, путем раздельной закачки, дополнительно очагового заводнения) и др.

Иногда может оказаться рациональной организация опережающего вытеснения нефти из нижних пластов объекта разработки по сравнению с верхними благодаря технической возможности изоляции нижних пластов по мере их обводнения.

Весьма полезно при заводнении неоднородных пластов и для полного вытеснения нефти применение циклического метода заполнения, часто в комплексе с переменной направления фильтрационных потоков жидкости в пласте. Циклический метод заключается в периодическом изменении расхода или давления нагнетаемой в пласт воды. Преимущество этого метода перед методом

стационарного заводнения заключается в том, что при нестационарном режиме заводнения возникают дополнительные перепады давления между участками разной проницаемости, а результате чего увеличивается охват заполнением плохо проницаемых нефтенасыщенных участков коллектора.

Метод циклического заполнения с переменой направлений потоков жидкости в пласте успешно применяется на значительных участках Ромашкинского месторождения.

В процессе регулирования разработки и для ее интенсификации приходится решать задачу выбора оптимального забойного давления в эксплуатационных скважинах. Практика работ в Башкирии, Татарии и в других районах показала, что снижение забойного давления ниже давления насыщения эффективно в безводных эксплуатационных скважинах, а в обводненных скважинах целесообразность такого снижения забойного давления требует дальнейшего изучения.

Важным моментом регулирования разработки является также своевременная изоляция обводнившихся пластов в эксплуатационных скважинах, что в значительной мере повышает технико-экономические показатели разработки залежи, поскольку в этом случае резко сокращается объем отбираемой попутно с нефтью воды.

Наконец, следует отметить, что большую помощь при исследовании характера вытеснения нефти из объекта оказывают карты изобар. Изучение карт изобар и участков повышенного и пониженного пластового давления дает возможность судить о равномерности осуществления системы разработки и необходимости проведения более интенсивного отбора жидкости на участках повышенного давления, что обеспечит более полноценное вытеснение нефти из объекта.

Анализ карт изобар позволяет также установить участки с аномальным пластовым давлением, образующимся вследствие межпластовых перетоков (в раздельно эксплуатируемых пластах) жидкости при наличии хорошей гидродинамической связи между пластами, что усложняет условия выработки этих пластов.

Большое значение для полного вытеснения нефти водой является воздействие на залежь водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ). Молекулы ПАВ значительно снижают поверхностное натяжение воды на границе с нефтью, что способствует более полному ее вытеснению.

§ 7. АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Повышение коэффициента нефтеотдачи относится к важным народнохозяйственным задачам по эффективному использованию природных ресурсов. Для ее решения необходимо вести в процессе

разработки определение текущего коэффициента нефтеотдачи как по уже заводненному участку площади, так и по площади, охваченной заводнением. Для заводненного участка расчет этого коэффициента ведется по данным о добыче нефти на этом участке ($Q_{доб}$) и начальных балансовых запасах, подсчитанных объемным методом ($Q_{зап}$).

Коэффициент нефтеотдачи по заводненному участку будет равен отношению:

$$\eta = \frac{Q_{доб}}{Q_{зап}}, \qquad (228)$$

Следует иметь в виду, что точность такого подсчета зависит главным образом от точности определения параметров, по которым определялись начальные балансовые запасы нефти по участку.

Для определения текущего коэффициента нефтеотдачи для площади, охваченной заводнением, пользуются соотношением

$$\eta = K_в K'_{охв} K''_{охв}, \qquad (229)$$

где $K_в$ — коэффициент вытеснения; $K'_{охв}$ — коэффициент охвата заводнением площади объекта; $K''_{охв}$ — коэффициент охвата заводнением мощности объекта.

Большую роль при определении остаточной нефти и коэффициентов нефтеотдачи в заводненных и промытых участках пласта играют оценочные скважины, а также промыслово-геофизические исследования в обводненных скважинах.

Опыт разработки нефтяных месторождений свидетельствует о том, что даже при воздействии на пласт с помощью заводнения в большинстве случаев коэффицент нефтиотдачи не превышает 0,5—0,6.

Анализ состояния разработки большинства месторождений стран СНГ показывает, что объем нефти, оставляемой в пластах на месторождениях, заканчиваемых разработкой или находящихся в поздней стадии разработки, весьма значителен. Только по 200 таким месторождениям, залегающим на глубинах до 1200 м, он составляет свыше 3 млрд т. Например, в Куйбышевской области по 20 нефтяным месторождениям такого типа оставлено около 30% начальных запасов нефти; по 42 месторождениям Краснодарского края и по 10 месторождениям Сахалина — около 22%; по 27 месторождениям Эмбенского района Казахстана — 12 %, а по 25 месторождениям Азербайджана до глубины только 1000 м коэффициент нефтеотдачи составляет не более 0,15. В Республике Узбекистан доля нефти, оставляемой в недрах, составляет от 60% до 90%.

Огромное количество нефти остается и в пластах месторождений, которые разрабатываются в настоящее время; из них извлекается около 50% первоначальных балансовых запасов нефти.

Совершенно очевидно значение повышения нефтеотдачи пластов. Увеличение нефтеотдачи хотя бы на 1% даст в масштабе Республики десятки тысяч нефти тонн в год дополнительно .

Для совершенствования существующих методов разработки и повышения коэффициента нефтеотдачи необходимо уделить особое внимание вопросам более рационального выбора плотности сеток и размещения эксплуатационных скважин, увеличения закачки воды в пласт, повышения перепада давления между зонами нагнетания и отбора жидкости, применения форсированного отбора жидкости из сильнообводненных пластов и др.

Большое значение для повышения нефтеотдачи пластов имеет проведение мероприятий по интенсификации добычи нефти (МИН). Следует, однако, иметь в виду, что успешное применение различных физико-химических и тепловых МИН требует достаточно плотной сетки скважин (нередко до 0,02 км^2/скв.), что вызывает необходимость доуплотнения существующих сеток.

Значительно улучшают нефтевымывающие свойства закачиваемой воды добавки поверхностно-активных веществ (особенно так называемых *неионогенных* ПАВ, например, полиэтилена и др.). Хороший эффект наблюдается при добавке в закачиваемую воду загустителей — жидкого стекла, полимеров. Наибольшее применение получили полиакриламиды (ПАА). Применение загустителей нередко повышает нефтевымывающие свойства воды на 12—20%. Нагнетание в пласт водовоздушных (водогазовых) смесей и пен (пенообразующих агентов) также способствует вытеснению нефти и снижению количества попутно добываемой воды.

Весьма эффективной является закачка воды с растворенным в ней CO_2 (карбонизированной воды). Нагнетание сухого газа под высоким давлением (выше 26 МПа) повышает нефтеотдачу почти на 10—15%. Использование при закачке воды оторочки из сжиженных газов (обычно пропана) также способствует более полному вытеснению нефти.

Наконец, более полного вытеснения нефти можно добиться путем применения различных термических методов: закачки в пласт перегретого пара, горячей воды, прогрева призабойной зоны с помощью электронагревателей.

Весьма перспективным направлением является осуществление подземных *термоядерных взрывов* с целью увеличения проницаемости за счет создания искусственной трещиноватости.

В заключение следует отметить, что величина коэффициента нефтеотдачи на месторождениях СНГ колеблется в широких пределах от 0,33 до 0,78. Среднее значение этого коэффициента по месторождениям США равно 0,325 (с учетом мероприятий по интенсификации добычи). Ниже приведена величина по другим

зарубежным странам (в числителе — без учета применения вторичных методов, в знаменателе — с учетом их применения):

Венесуэла	0,176/0,208
Канада	0,238/0,294
Иран	0,228/0,309
Ирак	0,301/0,407
Кувейт	0,447/0,625
Саудовская Аравия	0,186/0,324
Бахрейн	0,228/0,271
Ливия	0,227/0,277
Африка	0,187/0,234
Франция	0,448/0,556

Глава 5. ОХРАНА НЕДР НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

§ 1. ОХРАНА НЕДР ПРИ РАЗБУРИВАНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Основной задачей мероприятий по охране недр у нас в стране является обеспечение эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений в целях достижения максимального использования недр (максимального извлечения запасов нефти и газа, а также и других сопутствующих полезных ископаемых при минимальных затратах народных средств). Наряду с мероприятиями по охране недр должна быть обеспечена охрана окружающей среды, т.е. охрана земной поверхности, водоемов, атмосферы зданий, сооруженных на территории месторождений.

Контроль за выполнением требований по охране недр при бурении нефтяных и газовых скважин и в процессе их эксплуатации проводит Государственный комитет по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору (Госгортехнадзор).

Госгортехнадзор осуществляет контроль за:

1) проводкой скважин;

2) правильностью ведения разведочных работ и проведением опытной эксплуатации нефтяных и газовых скважин;

3) проведением маркшейдерских работ;

4) выполнением установленного порядка ввода нефтяных и газовых месторождений в разработку;

5) правильностью эксплуатации месторождений и применением наиболее эффективных систем разработки, обеспечивающих достижение максимального коэффициента нефтеотдачи и комплексного использования минеральных ресурсов;

6) правильностью консервации и ликвидации скважин на нефтяных и газовых месторождениях;

7) осуществлением мер по охране окружающей среды.

До начала бурения составляют геолого-технический наряд для каждой скважины, т.е. технологический проект бурения. В процессе проводки скважин необходимо осуществлять меры для предотвращения открытого фонтанирования, грифонообразований, обвалов ствола скважины. Необходимо изолировать друг от друга нефтяные, газовые и водоносные интервалы в скважинах, обеспечить герметичность колонн и высокое качество их цементирования. Если при бурении скважин обнаружены интервалы с признаками нефтегазоносности (по данным промысловой геофизики, шлама, керна и непосредственных нефтегазопроявлений), то эти интервалы должны быть тщательно изучены для определения возможности получения из них промышленных притоков нефти и газа. Такие промежуточные (непроектные) интервалы разреза обычно опробывают в необсаженном стволе испытателями пластов различных конструкций. Интервалы разреза, содержащие нефть или газ, следует взять на учет и при прохождении их другими скважинами, необходимо соблюдать меры по охране недр (надо, в частности, предотвратить значительное проникновение глинистого раствора и возможность выбросов).

Первоочередные эксплуатационные объекты месторождения должны разбуриваться с соблюдением всех необходимых мер охраны недр по другим объектам, намеченным к вводу в эксплуатацию в более поздние сроки. Если сначала разбуриваются нижние объекты, необходимо осуществить все технические мероприятия для успешной проводки скважин через продуктивные верхние объекты с целью предотвращения выбросов, открытого фонтанирования и глинизации нефтегазоносных коллекторов.

При первоочередном разбуривании верхних объектов в скважинах, бурящихся на нижележащие объекты, следует принять меры по предотвращению сильного проникновения глинистого раствора в эксплуатируемые верхние объекты.

Если в скважине, несмотря на принятые меры, наблюдается значительный уход глинистого раствора в разрабатываемые верхние объекты, необходимо прекратить эксплуатацию ближайших эксплуатационных скважин до окончания ее бурения или перекрыть эксплуатируемый объект промежуточной колонной.

Вскрытие пластов с высоким пластовым давлением следует проводить с применением утяжеленных промывочных жидкостей, при наличии на устье противовыбросового оборудования (с целью предотвращения открытого фонтанирования или выбросов).

После окончания бурения скважины и перфорации колонны следует незамедлительно приступить к освоению скважины, чтобы

предотвратить значительное снижение проницаемости призабойной зоны из-за длительного воздействия на нее промывочной жидкости. Временное бездействие скважины допускается лишь при условии заполнения ствола скважины пластовой жидкостью.

Опробование нескольких нефтегазоносных объектов производится последовательно «снизу вверх». Причем, после окончания опробования очередного интервала его изолируют путем установки цементного моста с последующей проверкой местоположения моста и его герметичности снижением уровня жидкости в скважине и опрессовкой.

В скважинах, где установлено наличие нефтегазоносных интервалов, по техническим причинам не законченных бурением, должны быть проведены изоляционные работы.

Освоение скважин после бурения, подземного ремонта производят компрессорным способом или свабированием; при этом устье скважины оборудуется герметизирующим устройством для предотвращения разлива жидкости на поверхности или открытого фонтанирования.

Освоение газовых скважин производится обычно путем замен промывочной жидкости на воду с последующей аэризацией. Свабирование в газовых скважинах, как правило, не разрешается. Если же оно все же должно быть применено, необходимо тщательно контролировать качество извлекаемой жидкости, ее уровень и состояние скважины, чтобы своевременно извлечь сваб при первых признаках фонтанирования.

§ 2. ОХРАНА НЕДР ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Разработка нефтяного, газового или газоконденсатного месторождения в целом и отдельных объектов должна осуществляться в соответствии с утвержденной технологической схемой или проектом. При разработке нефтяных месторождений необходимо осуществить меры для использования добываемых попутно с нефтью газа и воды. Эксплуатационное разбуривание газовой части газовой залежи с нефтяной оторочкой производится, как правило, после полной выработки оторочки, проводимой с соблюдением условий, не допускающих значительное перемещение нефти в газовую часть залежи. Одновременная разработка нефтяной и газовой частей газовой залежи с нефтяной оторочкой должна быть специально обоснована в проекте разработки.

При разработке газоконденсатных месторождений следует обеспечить условия наиболее полного извлечения конденсата, не допуская его потерь в пласте.

В процессе разработки необходимо вести контроль за продвижением воды в залежь (продвижением вод до нефтяного, газонефтяного или газоводяного контактов) и распределением давления.

Большое внимание должно быть обращено на использование пластовой воды (газа) для воздействия на пласты (заводнение, закачка газа). Очень важно обеспечить герметизированный сбор нефти, воды, газа для борьбы с потерями нефти и газа и загрязнением территории месторождения.

Работа эксплуатационных и нагнетательных скважин должна осуществляться в соответствии с технологическим режимом, определяющим по каждой отдельной скважине оптимальные величины дебита нефти, газа и воды (приемистости воды, газа), давления на устье, депрессии на пласт и т. д. Отборы жидкости и газа и депрессии на пласт должны подбираться так, чтобы обеспечить сохранность скелета пласта и не допустить подтягивания языков и конусов воды к забоям скважин.

Устья работающих эксплуатационных и нагнетательных скважин необходимо оснастить соответствующим оборудованием с целью предотвращения возможности бесконтрольного выброса или открытого фонтанирования (потерь нагнетаемой воды).

Эксплуатация дефектных скважин (с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, фланцевых соединений, цементного кольца за колонной и т. п.), как правило, не допускается.

Она может быть разрешена в исключительных случаях, когда не противоречит требованиям охраны недр. Одновременно с выдачей разрешения на эксплуатацию дефектных скважин утверждается специальный режим их работы, согласованный с территориальным управлением Госгортехнадзора. Во всех других дефектных скважинах следует осуществить необходимый комплекс исследовательских работ для выявления причин негерметичности колонны, источника обводнения и провести ремонтно-изоляционные работы.

Меры по охране недр при осложнениях, возникающих в процессе эксплуатации газовых скважин. Прием из бурения и временная эксплуатация газовых скважин с наличием межколонного давления на устье обычно разрешаются в случае, если межколонное давление установилось (не нарастает в течение пяти суток после достижения устойчивого максимума), а величина его не превышает 10% от статического давления, замеренного в то же время.

При возникновении интенсивных межпластовых перетоков или утечек газа в процессе эксплуатации газовой скважины следует закачать в нее воду или глинистый раствор и произвести необходимые изоляционные работы. Если невозможно устранить эти дефекты, скважина должна быть ликвидирована, а газоносные

объекты изолированы. Если в процессе разработки газового или газоконденсатного месторождения возникают скопления газа вторичного характера в верхних пластах вследствие подземных утечек и межпластовых перетоков газа, необходимо выявить источники питания этих скоплений и провести работы по ликвидации последних и прекращению дальнейшей потери газа.

Ликвидация скоплений газа вторичного характера на разрабатываемых месторождениях производится посредством их дегазации через специально пробуренные контрольно-дренажные дегазационные скважины. При этом желательно принять меры по рациональному использованию выпускаемого газа. Для своевременного выявления подземных утечек и межпластовых перетоков газа уже с начала разработки крупных газовых и газоконденсатных месторождений с высоким пластовым давлением должны вестись систематические наблюдения в специальных скважинах.

Необходимо также вести регулярные обследования всей площади месторождения для выявления газовыделений. При обнаружении последних нужно принять меры для ликвидации подземных утечек и межпластовых перетоков газа.

Чтобы снизить интенсивность перетоков газа в заколонном пространстве действующих газовых скважин, равно как и для уменьшения активных газопроявлений в аварийных газовых скважинах, в отдельных случаях возможно заложение разгрузочных скважин на допустимо близком расстоянии. Они призваны создать временно максимально допустимые депрессии на пласт дегазируемой аварийной или неисправной эксплуатационной скважины. После выполнения своего назначения разгрузочная скважина переводится с форсированного режима на оптимальный или консервируется.

§ 3. ВРЕМЕННАЯ КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

К категории скважин, которые могут быть временно законсервированы, относятся:

1) разведочные, давшие промышленную нефть или газ на разведочных площадях или на новых участках месторождения, до окончания их обустройства и ввода в промышленную или опытную эксплуатацию;

2) разведочные, пробуренные за контуром нефтегазоносности, если их можно использовать как нагнетательные (или пьезометрические) при разработке месторождения;

3) нефтяные и газовые, эксплуатация которых временно прекращена, чтобы не вызвать дегазацию или преждевременное обводнение залежи;

4) нефтяные, давшие нефть низкого качества при ограничении ее добычи на данном участке;

5) нефтяные и газовые, эксплуатация которых прекращена в целях соблюдения требований противопожарной и санитарной охраны, а также скважины, расположенные в пределах населенных пунктов;

6) нефтяные и газовые, обводнившиеся в процессе эксплуатации, если они будут использованы в качестве нагнетательных (пьезометрических) при дальнейшей разработке месторождения;

7) высокообводненные и малодебитные, эксплуатация которых в настоящее время невыгодна, при условии, что временная консервация не повлечет ухудшения состояния разработки в целом.

§ 4. ПЕРЕВОД СКВАЖИН НА ДРУГИЕ ОБЪЕКТЫ

Перевод скважин на другие объекты осуществляется лишь в тех случаях, если доказана нецелесообразность (или техническая невозможность) их использования в качестве нагнетательных, пьезометрических, контрольных, наблюдательных для данного объекта.

Основные технологические причины, вынуждающие осуществить перевод скважин на другой объект, — это высокая обводненность продукции, малая производительность скважины. Эксплуатационная скважина считается выполнившей свое проектное назначение для данного объекта, если продукция ее обводнилась до величины, соответствующей максимальной проектной обводненности, или дебит нефти снизился до минимально рентабельного проектного уровня. Нагнетательную скважину переводят на другие объекты тогда, когда закачка воды в нее не оказывает влияния на окружающие участки разработки данного объекта по геолого-технологическим причинам. Переводу на другие горизонты подлежат также скважины, где газовый фактор выше установленной для данного объекта нормы, соответствующей оптимальным условиям эксплуатации.

Перевод скважин на другие объекты по техническим причинам допускается: 1) при отсутствии возможности проведения изоляционных работ в скважинах с целью прекращения притока «чужих» вод; 2) когда скважину нельзя эксплуатировать из-за поломки обсадных колонн (при отсутствии технических возможностей для их исправления); 3) если имеют место сложные технические аварии скважин (поломка и прихват насосно-компрессорных труб и т. п.), устранить которые невозможно.

Перевод скважин на другие объекты осуществляется после согласования с компетентными органами Госгортехнадзора. При переводе скважин на вышележащий объект, разрабатываемый до этого объект необходимо изолировать посредством установки цементного стакана (пробки).

§ 5. ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН

При разработке нефтяных и газовых месторождений ликвидации подлежат:

1) разведочные, оценочные скважины, выполнившие свое назначение и оказавшиеся после бурения непродуктивными;

2) скважины, не доведенные до проектной глубины и не вскрывшие проектный интервал по геологическим и техническим причинам;

3) скважины эксплуатационные, нагнетательные и наблюдательные, пробуренные в неблагоприятных геологических условиях (т.е. там, где продуктивный объект отсутствует или представлен плохими коллекторами);

4) скважины, запланированные как разведочные или эксплуатационные, но подлежащие ликвидации по техническим причинам из-за низкого качества проводки или аварий в процессе бурения;

5) скважины, обводнившиеся до проектного уровня, или скважины, дебит нефти которых снизился до минимальной (проектной) величины, когда их нельзя использовать как нагнетательные, пьезометрические или эксплуатационные на другом объекте;

6) нагнетательные и наблюдательные скважины, если их дальнейшее использование невозможно или нецелесообразно по геологическим и техническим причинам.

Скважины, вскрывшие нефтегазоносные интервалы и подлежащие ликвидации по техническим причинам, ликвидируются только после согласования с территориальным управлением Госгортехнадзора.

Ликвидации скважин должны предшествовать необходимые изоляционные работы с целью соблюдения требований охраны недр. Скважины всех рассмотренных категорий, исключая непродуктивные разведочные, поисковые, параметрические и опорные, обсаженные трубами и вскрывшие в разрезе водоносные пласты, ликвидируются путем извлечения обсадной колонны (там, где это технически осуществимо) с последующей заливкой ствола скважины цементным или глинистым раствором и обязательным цементированием устья скважины.

§ 6. НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В решениях и постановлениях Олий Мажлиса и Кабинета Министров РУз придается исключительно большое значение проблеме охраны окружающей среды. Поэтому при разработке нефтяных и газовых месторождений этим вопросам необходимо уделять самое серьезное внимание.

Разработка нефтяных и газовых месторождений тесно связана с состоянием природных ресурсов территории, окружающей эти

месторождения. При разработке месторождений от сельскохозяйственных и лесных угодий отторгаются (отводятся) большие участки с площадями в десятки, сотни, а иногда и тысячи квадратных километров. Для нужд разработки ежегодно используются многие миллионы, а иногда и сотни миллионов кубометров воды естественных водоемов (обычно рек). При недостаточном обустройстве месторождений, особенно на стадии их освоения, имеет место загрязнение атмосферы вредными газами, образующимися при выпуске газа в атмосферу и сжигании попутного (нефтяного) газа в факелах. Нередки случаи сильного загрязнения земной поверхности (и естественных водоемов) пластовыми (сточными) водами, нефтью вокруг скважин и других промысловых сооружений. Известны случаи значительного оседания земной поверхности в результате разработки нефтяных месторождений (Калифорния, Грозный). У нас в РУз примером техногенной катастрофы, связанной с оседанием земной поверхности в результате разработки газового месторождения, является район Газли.

По данным сейсмологов в критической ситуации находятся Гузарский, Камаши-Бешкентский и Чиракчинский районы Кашкадарьинской области, где ведется разработка крупнейших месторождений (Шуртан, Шакарбулак и др.).

Таким образом, при разработке нефтяных и газовых месторождений необходимо осуществлять следующие основные меры по охране природы:

1) сокращать по возможности размеры земельных отводов для промысловых сооружений;

2) принимать меры против загрязнения атмосферы, земной поверхности, естественных водоемов газами, нефтью, пластовой водой и другими отходами производства;

3) сокращать использование вод естественных водоемов;

4) контролировать процессы оседания земной поверхности при разработке и осуществлять меры по предотвращению этих процессов.

Для практического решения этих задач необходимо:

1) обеспечить быстрое внедрение новых индустриальных блочных методов строительства промысловых объектов, однотрубных систем сбора нефти и газа и блочного автоматизированного оборудования;

2) повсеместно внедрять автоматизированные системы управления промысловыми объектами, герметизированные системы сбора, транспортировки нефти и газа и системы закачки воды;

3) полнее использовать пластовую воду или воду других водоносных интервалов разреза месторождения для заводнения пластов;

4) обеспечить полную утилизацию попутно добываемого вместе с нефтью газа и т.д.

Так, внедрение новых методов промыслового строительства на нефтяных месторождениях Татарии (РФ) позволило за последние 5 лет сократить земельные площади, отводимые под промышленное обустройство, более чем в 2 раза.

Работы по восстановлению плодородного слоя земель (рекультивация) позволили только за 3 года вернуть сельхозпроизводителям 15 тыс. га земель. Строительство водоочистных сооружений, переход на полное использование пластовой воды при заводнении, перевод компрессорных станций и других технологических объектов на воздушное охлаждение обеспечили сокращение потребления воды почти на 120 млн $м^3$ в год.

Внедрение герметизированных систем сбора, транспортирования, хранения, очистки и сдачи нефти и газа позволяет сократить абсолютные потери нефти в 2,4 раза, или примерно на 0,6 млн т нефти в год, и повысить утилизацию газа до 92%. Тем самым создаются условия для почти полного предотвращения загрязнения окружающей среды нефтью, газом, сточными водами.

Рассмотренные выше факторы убедительно свидетельствуют о том, что охрана окружающей среды неразрывно связана с задачей охраны недр в общей проблеме рационального использования природных ресурсов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Агзавом А.Х. Хайитов О.Г. Введение в специальность. Т.: ТашГТУ, 2004. 185с..

2. Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. Ш.Гостопиздат, 1962г.

3. Бурлуцкая И.П., Хайитов О.Г., Зуфарова Ш.Х. Лабораторные исследования горных пород и пластовых флюидов. Ташкент, ТашГТУ, 2005г.

4. Быков Н.Е. Выделение эксплуатационных объектов в разрезах многопластовых нефтяных месторождений. М., Недра, 1985г.

5. Дахнов В.М. Геофизичесике методы определения коллекторских свойст и нефтегазонасыщенности горных пород. М., Недра, 1975.

6. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. М., Недра, 1981г.

7. Котехов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М., Недра, 1977г.

8. Иванова М.М. Дементьев Л.Ф. И.П.Чоловский. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений нефти и газа. –М.: Недра , 1985. – 422с.

9. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. Изд. 2-е, перераб. И доп. М.:, Недра, 1975, 534с.

10. Намиотт А.Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти. М., Недра, 1976г.

11. Берчик Э.Дж. Свойства пластовых жидкостей. М., 1960.

12. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1979. 303с.

13. Гиматудинов Ш.К. Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1982, 311с.

14. Муравьев И.М., Андриасов Р.С., Гиматудинов Ш.К., Говорова Г.Л., Полосков В.Т. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1965, 504с.

15. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мелик-Пашаев В.С., Мстиславская Л.П., Керимов В.Ю., Юдин Г.Т. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. М.: Высшая школа, 1987, 384с.

16. Каменецкий С.Г., Кузьмин В.М., Степанов В.П. Нефтепромысловые исследования пластов. М.: Недра, 1974, 224с.

17. Добрынин В.М. Серебряков В.А. Геолого-геофизические методы прогнозирования аномальных пластовых давлений. М.: Недра.1989, 287с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ 3
ВВЕДЕНИЕ 5

ЧАСТЬ 1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН И МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ НЕДР ПО ДАННЫМ БУРЕНИЯ, ОПРОБОВАНИЯ (ИСПЫТАНИЯ) И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

ГЛАВА 1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

§ 1. Привязка точек (скважин) на местности и передача их под бурение 7
§ 2. Геологическое обоснование бурения скважин (геолого-технический наряд) 12
§ 3. Геологический контроль в процессе проводки скважин 14
3.1. Наблюдения за качеством глинистого раствора 15
3.2. Наблюдения за промывкой скважины 15
3.3. Борьба с осложнениями 16
3.4. Наблюдения за вскрытием пластов в процессе бурения скважин 17
3.5. Наблюдения за проведением геолого-геофизических исследований в процессе бурения скважин 19
3.6. Контроль за конструкцией скважины 20
§ 4. Геологический контроль за креплением скважин и ходом испытаний в обсаженном стволе 24
4.1. Герметичность эксплуатационной колонны 24
4.2. Перфорация скважин 25
4.3. Исследования в обсаженном стволе 26

ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

§ 1. Прямые методы исследования скважин 28
§ 2. Геофизические методы изучения разрезов скважин 32
§ 3. Геохимические методы изучения разрезов скважин 34
§ 4. Изучения разрезов скважин по срабатываемости долот и хронометражу проходки 35

ГЛАВА 3. ВСКРЫТИЕ, ОПРОБОВАНИЕ И ИСПЫТАНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ (ПЛАСТОВ)

§ 1. Вскрытие продуктивных горизонтов (пластов) 35
§ 2. Опробование и испытание продуктивных горизонтов (пластов) 40
§ 3. Гидродинамические исследования скважин 46

ГЛАВА 4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ БУРЕНИЯ И ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

§ 1. Комплексная интерпретация различных методов изучения разрезов скважин ... 53
§ 2. Составление разрезов скважин ... 54
§ 3. Корреляция разрезов скважин ... 57
§ 4. Составление геологических профилей и разрезов месторождений ... 60
§ 5. Составление структурных карт ... 71
§ 6. Геологическая документация материалов бурения и опробования скважин ... 85

ЧАСТЬ II. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ И ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

ГЛАВА 1. ПОРОДЫ КОЛЛЕКТОРЫ И ФЛЮИДОУПОРЫ

§ 1. Общие понятия о коллекторах и флюидоупорах ... 88
§ 2. Коллекторские свойства горных пород ... 92
2.1. Пористость ... 93
2.2. Проницаемость ... 96
2.3. Трещиноватость и кавернозность ... 98
2.4. Водонасыщенность ... 102
2.5. Нефтегазонасыщенность ... 104

ГЛАВА 2. ПЛАСТОВЫЕ ФЛЮИДЫ И ИХ СВОЙСТВА

§ 1. Пластовые нефти ... 105
§ 2. Пластовые газы ... 113
§ 3. Конденсаты ... 124
§ 4. Пластовые воды ... 126
4.1. Связанная вода ... 126
4.2. Физические свойства вод ... 131
4.3. Химическая характеристика вод ... 134
4.4. Химическая классификация вод ... 137

ГЛАВА 3. УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТИ, КОНДЕНСАТА, ГАЗА И ВОДЫ В ПОРОДАХ

§ 1. Природные резервуары ... 141
§ 2. Ловушки ... 142
§ 3. Степень заполнения резервуара и ловушки ... 143

ЧАСТЬ III. СТРОЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И ИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ

ГЛАВА 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. Общее понятие о залежах нефти и газа ... 145
§ 2. Основные характеристики залежей нефти и газа ... 146
§ 3. Классификация залежей нефти и газа ... 147
§ 4. Форма и размеры залежи ... 150

ГЛАВА 2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. Пластовое давление 151
§ 2. Распределение пластовых давлений на структуре нефтяного месторождения 157
§ 3. Определение контактов по замерам пластовых давлений 160
§ 4. Температура пласта 163
§ 5. Режим нефтегазоносных пластов 166
§ 6. Характеристика комплекса исследований для изучения режима нефтеносного пласта 172

ГЛАВА 3. ТИПЫ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ, ЛОВУШЕК И ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РЕГИОНОВ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

§ 1. Ферганский нефтегазоносный регион (ФНГР) 174
§ 2. Сурхандарьинский нефтегазоносный регион (СНГР) 177
§ 3. Нефтегазоносный регион Юго-Западных отрогов Гиссарского хребта (ЮЗГНГР) 184
§ 4. Бухаро-Хивинский нефтегазоносный регион (БХНГР) 187
§ 5. Устюртский нефтегазоносный регион (УНГР) 191

ЧАСТЬ IV. МЕТОДЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

ГЛАВА 1. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. Запасы (базовые определения) 193
§ 2. Ресурсы (базовые определения) 194
§ 3. Характеристика применяемых классификаций запасов нефти и газа 194

ГЛАВА 2. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

§ 1. Объемный метод 207
§ 2. Статистический метод 223
§ 3. Объемно-статистический метод 229
§ 4. Метод материального баланса 234
§ 5. Метод подсчета запасов свободного газа по падению давления 244
§ 6. Оценка прогнозных запасов 247
§ 7. Оценка потенциальных запасов 249

ГЛАВА 3. ПРИМЕРЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ РАЗЛИЧНЫМИ МЕТОДАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

§ 1. Подсчет запасов газа и нефти объемным методом на примере месторождения Шимолий Испанлы в Республике Узбекистан 251
§ 2. Обоснование подсчетных параметров и подсчет запасов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов 252
2.1. Обоснование группы к категории запасов 252
2.2. Подсчет геологических запасов нефти 253
2.3. Подсчет извлекаемых запасов нефти 257
2.4. Подсчет запасов свободного газа 257

2.5. Коэффициенты открытой пористости и нефтенасыщенности 260
2.6. Подсчет запасов конденсата, этана, пропана и бутанов 262
2.7. Подсчет запасов нефтерастворенного газа 262
2.8. Сопоставление вновь подсчитанных запасов с числящимися на Государственном балансе 263

ЧАСТЬ V. ИЗВЛЕЧЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА ИЗ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ. НЕФТЕ- И ГАЗООТДАЧА И МЕТОДЫ ИХ ПОВЫШЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ

ГЛАВА 1. НЕФТЕОТДАЧА ПЛАСТОВ

§ 1. Нефтеотдача пластов и методы ее определения 265
§ 2. Подтверждаемость значений коэффициента извлечения нефти при подсчете запасов залежей по Узбекистану 276

ГЛАВА 2. ГАЗООТДАЧА ПЛАСТОВ И МЕТОДЫ ЕЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

§ 1. Газоотдача пластов 286
§ 2. Оценка газоотдачи по месторождениям Республики Узбекистан 288

ЧАСТЬ VI. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ГЛАВА 1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. Основные положения и задачи разработки 291
§ 2. Подготовка и порядок ввода в разработку нефтяных и газовых месторождений 292
§ 3. Основные виды проектов разработки 292
§ 4. Геологические основы проектирования разработки залежей нефти и газа 294
§ 5. Выделение эксплуатационных объектов 297

ГЛАВА 2. СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

§ 1. Общие понятия о системах разработки 300
§ 2. Режимы залежей и классификация их разработки по признаку воздействия на пласт 302
§ 3. Разработка нефтяных и газовых месторождений 304
§ 4. Вторичные методы разработки 309
§ 5. Основные условия рациональной разработки залежей нефти при заводнении 312
§ 6. Применение сайклинг-метода для повышения конденсатоотдачи пластов 315
§ 7. Интенсификация добычи нефти и газа из малодебитных скважин 317

ГЛАВА 3. СВЕДЕНИЯ О РАЗРАБОТКЕ НЕФТИ И ГАЗА В РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН

§ 1. Характеристика состояния разработки залежей УВ 320
§ 2. Применяемые методы разработки 321

ЧАСТЬ VII. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

ГЛАВА 1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. Геологическое изучение эксплуатационных объектов в процессе разработки 322
§ 2. Неоднородность нефтегазоносных пород 324
§ 3. Статистическая характеристика неоднородности 331
§ 4. Построение различных карт специального назначения для геологического контроля 335
§5. Геолого-промысловый контроль процесса разработки 342

ГЛАВА 2. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. Особенности геолого-промыслового контроля при разработке 343
§ 2. Контроль за температурой пластов и скважин при разработке 346
§ 3. Контроль за охватом эксплуатационного объекта процессом вытеснения 347

ГЛАВА 3. АНАЛИЗ И ОСНОВЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

§ 1. Основные показатели состояния разработки 351
§ 2. Стадии разработки и их характеристика 353
§ 3. Анализ темпа разработки 355
§ 4. Анализ полноты выработки запасов 357
§ 5. Анализ размещения скважин 363
§ 6. Анализ вытеснения нефти водой 364
§ 7. Анализ изменения нефтеотдачи пластов 366

ГЛАВА 4. ОХРАНА НЕДР НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

§ 1. Охрана недр при разбуривании месторождения 369
§ 2. Охрана недр при эксплуатации месторождения 371
§ 3. Временная консервация скважин 373
§ 4. Перевод скважин на другие объекты 374
§ 5. Ликвидация скважин 375
§ 6. Некоторые вопросы охраны окружающей среды 375
ЛИТЕРАТУРА 378

И.П. Бурлуцкая, О.Г. Хайитов, Ш.Х. Зуфарова

НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Ташкент — «Talqin» — 2007

Редактор *Г. Хубларов*
Художественный редактор *Ж. Гурова*
Технический редактор *А. Салихов*
Компьютерная верстка *А. Юлдашевой*

Подписано в печать 19.07.07. Формат 60×90$^{1}/_{16}$. Гарнитура «Times».
Печать офсетная. Изд.л. 24,2. Усл.п.л. 24,0. Тираж 2000.
Договор № 10/07. Заказ № 171.

Издательство «Talqin», 100129, Ташкент, ул. Навои, 30.

Отпечатано в типографии ООО «Arnaprint».
100182, Ташкент, ул. Х. Байкары, 41.

ISBN 978-9943-325-23-4