

А. Х. Мирзаджанзаде, В. П. Филиппов, И. М. Аметов

СИСТЕМНЫЕ МЕТОДЫ В НЕФТЕДОБЫЧЕ





622.27
11-63

А. Х. Мирзаджанзаде, В. П. Филиппов, И. М. Аметов

СИСТЕМНЫЕ МЕТОДЫ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

74533



Москва
2002

2/3
БИБЛИОТЕКА
Бух. ТИП и ЛП
№ 74533

УДК 622.276.5

Рецензенты *И. Т. Мищенко*, академик РАЕН, д. т. н., профессор
В. И. Грайфер, академик Академии горных наук,
к. т. н., профессор

А. Х. Мирзаджанзаде, В. П. Филиппов, И. М. Аметов
Системные методы в нефтедобыче. — М.: Издательство «Техника».
ООО «ТУМА ГРУПП», 2002. — 144 с.

ISBN 5-93969-017-3

В монографии изложены основы системного подхода к описанию процесса разработки, позволяющего существенно расширить аппарат принятия технологических решений. Обосновывается необходимость привлечения новых понятий и характеристик математической статистики, теории вероятностей, фракталов и др. для описания процесса разработки на основе теории динамических систем. Рассматривается одно из перспективных направлений повышения эффективности нефтедобычи — реотехнология, которая занимается организацией технологии добычи путем целенаправленного использования реотехнологических неравновесных свойств систем нефти и физических полей с учетом их взаимодействия на основе синергетических эффектов.

На основе системного подхода представлено решение множества задач, имеющих весьма важное значение для практики нефтяного дела.

Для научных и инженерно-технических работников нефтяной промышленности, преподавателей, аспирантов и студентов нефтяных вузов.

© А. Х. Мирзаджанзаде, В. П. Филиппов, И. М. Аметов, 2002
© Издательство «Техника». ООО «ТУМА ГРУПП», 2002

ВВЕДЕНИЕ

Известно, что нефтяная или газовая залежь вместе со скважинами и всеми коммуникациями представляет собой сложную динамическую систему, для проектирования, анализа и управления которой необходимы новые подходы, основанные на принципах и методах теории больших систем. Также известно, что в соответствии с принципом целостности, согласно которому большую систему нельзя единообразно описать точно и для ее анализа на разных уровнях требуются различные методы и модели, традиционный детерминированный подход к описанию процессов разработки месторождений и добычи является необходимым, но далеко не достаточным и существенно ограничивающим возможности управления. Следуя И. Пригожину, можем утверждать, что структура окружающего нас физического мира основана не на устойчивых движениях, и тем более не на равновесиях, а на неустойчивости и флуктуации, которые определяют и создают невероятное многообразие форм, образований, структур, различных по своему качеству и масштабам. Развитие нелинейной динамики показало, что существуют достаточно простые законы, управляющие структурными переходами. Турбулентный поток, на первый взгляд, кажется беспорядочным, хаотичным. Однако он является структурой более упорядоченной, чем ламинарное течение, поскольку скорость производства энтропии у него меньше.

Системное описание процесса разработки месторождения требует привлечения новых понятий и моделей, существенного расширения аппарата принятия технологических решений. Традиционным является описание процессов нефтегазодобычи на основе дифференциальных уравнений движения жидкостей и газов в пористых средах и трубах. Однако такой подход не позволяет описывать, и тем более выявлять, многие существенные свойства динамической пластовой системы. Это оказывается возможным при переходе на другой уровень описания процесса. Например, установлено, что в пласте при постоянных внешних условиях могут самопроизвольно возникать периодические автоколебания (собственно ритм пласта). Выявление их позволяет воздействовать на пласт в фазе с его собственными колебаниями, что обеспечивает максимальный эффект. Для описания таких процессов используются системные модели типа Лотки-Вольтерра.

Фазовое изображение системы может представлять собой замкнутую кривую, что соответствует периодическому режиму работы пласта с собственной частотой колебаний. На такой кривой выделяются два типа участков, где дебит воды и нефти изменяется в одном или нескольких направлениях. Очевидно, что регулировать режим отбора сле-

дует в том случае, если изображающая точка находится на участке, где дебит нефти растет, а дебит воды снижается. При обратном изменении дебита целесообразно ограничивать отбор.

Приведем другой пример, показывающий возможности системных моделей. Обычно рассматриваются дифференциальные уравнения фильтрации, дополненные граничными условиями на контуре и в скважинах. Однако если рассматривать эти уравнения совместно с работой системы скважин, то получаемые зависимости оказываются качественно иными. Их отличительной особенностью является то, что они описывают большой ряд новых параметров работы системы, которые не выявляются при традиционном подходе. Это открывает новые широкие возможности управления и регулирования разработки, в частности, гидродинамическим воздействием.

В соответствии с принципом целостности достаточно представительно процесс разработки месторождения можно описать с использованием моделей макро- и микроуровней. Для описания эволюции большой системы в целом, например разработки месторождения, применяются системные модели (Форрестера, Медоуза и др.). На этом пути появляются новые возможности. Так, принято весь период разработки разделять на этапы по конкретному признаку, в том числе по динамике отбора нефти, обводненности и др. Такое разделение, несмотря на возможное общее признание, имеет субъективный характер. Применение системных моделей роста позволяет выявить изменения во внутренней структуре и динамике объекта. Это дает возможность более обоснованно принимать решения по управлению объектом разработки. С другой стороны, для целей регулирования, например изменения режима работы скважин и концентрации добавок, требуются модели микроуровня.

Системное описание процесса разработки месторождений на основе теории динамических систем требует привлечения новых понятий и характеристик, например: энтропии Колмогорова, корреляционной размерности, меры Хаусдорфа и др. Обычно любой технологический процесс содержит хаотический компонент. В практике анализа промышленной информации принято использовать очищенные, сглаженные сигналы, предполагая, что хаотическая составляющая представляет собой помеху. Известно, что существуют два различных типа хаоса: детерминированный и случайный.

Детерминированный хаос характеризуется тем, что, во-первых, он является следствием свойств самой системы, во-вторых, содержит информацию об этих свойствах. В связи с этим детерминированный хаос, в отличие от случайного, предсказуем и управляем.

Реализация системного подхода предъявляет новые требования к формированию информационного массива. Окружающий нас мир имеет фрактальный характер. Фрактальным является и процесс вытеснения в пористой среде. Это вызывает необходимость определения фрактальных характеристик процессов (в частности, меры Хаусдорфа). В результате необходимо развитие гидродинамических методов исследования скважин на основе фрактальных моделей фильтрации. Их использование эффективно для управления технологическими процессами. Например, по изменению меры Хаусдорфа дебита нефти можно прогнозировать обводнение скважин.

При сборе и обработке промысловых данных согласно существующей практике отбрасываются малые эффекты.

Вынос песка показывает пример эффекта малых величин. Так, разрушение скелета породы и вынос песка часто происходят при депрессиях, меньших критических. Возможная причина заключается в существовании низкоамплитудных высокочастотных колебаний забойного давления. Наличие аппаратуры для регистрации таких малых колебаний позволило бы разрабатывать и принимать меры для их погашения.

Малые эффекты могут проявляться и в других условиях. Предположим, что предельное напряжение сдвига у нефти равно 10^{-4} МПа, что трудно измерить. В то же время в призабойной зоне с проницаемостью 1 мкм^2 начальный перепад давлений составит ощутимую величину в несколько МПа. Аналогично наличие у нефти малого модуля упругости сдвига, вследствие чего при исследованиях она не отличается от ньютоновской жидкости, качественно меняет характер ее фильтрации.

Повышение эффективности технологических работ значительно зависит от использования накопленного опыта в формализованном виде (классификационном).

Широкое применение последних позволяет повысить эффективность воздействия на пласт на основе рассмотрения его как большой системы и учета взаимодействия подсистем. В частности, при обработке призабойной зоны нельзя рассматривать единичную скважину; планировать технологические операции и оценивать эффект необходимо с учетом того, что данная большая система — это система взаимодействующих объектов и улучшение характеристик одного объекта не означает улучшения работы всей системы.

Одним из перспективных направлений повышения эффективности технологических процессов добычи нефти является новая область прикладной нефтегазовой науки — реотехнология, которая занимается организацией технологии добычи путем целенаправленного использо-

вания реотехнологических свойств систем нефтей и физических полей с учетом их взаимодействия на основе синергетических* эффектов.

С реологической точки зрения выделяются два класса систем: равновесные и неравновесные. Представителями первого класса являются, например, вязкопластичные и вязкосыпучие системы, второго — упругие, метастабильные микрородышевые системы. Разнообразие реофизических свойств позволяет реализовывать различные технические и технологические решения. Например, вязкосыпучие системы обладают способностью уплотнять структуры при повышении давления, это позволяет эффективно использовать их для гидроразрыва пласта. Другая область их применения — гидравлический пакер. Вязкосыпучая система обладает эффектом «зонтика» — для сдвига ее в вертикальной наклонной трубе вверх требуется меньшее усилие, чем для сдвига вниз.

Неравновесные микрородышевые системы благодаря своей внутренней структуре по-разному ведут себя вследствие различной проницаемости во время фильтрации. Это повышает устойчивость вытеснения при использовании их в качестве вытесняющей жидкости.

За счет обработки реотехнологических систем физическими полями реализуются различные сингенетические эффекты. Например, при совместном использовании магнитного поля и поля давления для обработки воды можно существенно снизить набухаемость глин. При этом важное значение имеет последовательность обработок. Для аналогичных целей используются также электрические поля.

Кроме того, появляется возможность кратного снижения объема потребления химических реагентов, что важно с экологической точки зрения. Используя полученные результаты, можно создавать комбинированные системы для различных технологических целей: обработки призабойной зоны, очистки ствола скважин и трубопроводов, герметизации и др.

Изучение реологических свойств нефти позволяет не только количественно определять параметры, но и исследовать и уточнять новые особенности, поскольку это может привести к появлению новых технологий и нетривиальных решений. Воздействие физических полей на нефть позволяет регулировать ее свойства, например интенсивность отложения парафинов, выделение газа, гидравлическое сопротивление

*) Термин «синергетика» ввел Г. Хаген, вложив в него смысл греческого слова «синергос», означающего «содействие, сотрудничество, кооперацию (коллективные эффекты)». Объединение подходов синергетики с теорией фракталов позволяет приблизить решение актуальной проблемы установления взаимосвязей между микро- и макрохарактеристиками процессов. В синергетических системах отбор совершается по принципу экономии энтропии, сформулированному Н. Н. Моисеевым: «Если допустимо неединственное состояние системы (процессов), то регулируется состояние, которому отвечает минимальное рассеивание энергии или, то же самое, минимальный рост энтропии». (Моисеев Н. Н. Алгоритмы развития).

ция. Уместно отметить распространенное заблуждение, что энергии действующего поля, например магнитного, недостаточно для реализации таких эффектов. Однако, согласно замечанию С. В. Вонсовского, такое магнитное поле схоже с действием спускового крючка, высвобождающего огромную энергию пороховых зарядов.

Перспективными представляются исследования по использованию новых физических эффектов для нефтегазодобычи, например эффекта понижения отрицательного давления в жидкостях. Реализация его в глубинно-насосных скважинах улучшила параметры работы установок и очистку призабойной зоны скважин.

Рассмотренные в книге направления научных исследований, перспективные, с точки зрения авторов, естественно, не охватывают всех проблем нефтегазодобычи. Выбор этих направлений определяется их новизной и перспективностью, судя по имеющимся результатам. Немаловажным является их сравнительно низкая стоимость при промышленной реализации, поскольку эти методы не только позволяют сократить ресурсозатраты, но и не требуют использования дорогостоящей или специальной техники, а ориентированы в основном на применение имеющегося оборудования.

Авторы глубоко признательны коллегам из РМНТК «Нефтеотдача», Азербайджанской государственной нефтяной академии (АГНА), Уфимского государственного нефтяного технического университета, ГИИНИПИнефти, АЗНИПИнефти и многим специалистам нефтяной промышленности России, Украины, Азербайджана, плодотворное сотрудничество с которыми позволило написать эту монографию.

1. СИСТЕМНЫЕ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

1.1. Экспертный анализ факторов, определяющих эффективность разработки пластов

Выработка стратегии повышения эффективности разработки нефтяных месторождений и прежде всего основного технологического показателя — коэффициента конечной нефтеотдачи пластов — предусматривает достаточно четкое уяснение, по крайней мере, основных аспектов механизма изменений этих показателей под влиянием природных и технологических параметров разработки. В течение длительного времени эта проблема находится в центре внимания нефтяников, и ей посвящено значительное число исследований, различающихся по постановке, условиям и методам их проведения.

Результаты этих исследований составляют обширный и ценный информационный массив, и исследователями неоднократно предпринимались попытки его систематизации и обобщения. Вместе с тем разнородность и значительный объем информации существенно затрудняют ее объективный анализ, что обуславливает необходимость привлечения для этих целей соответствующих статистических приемов и методов.

Т. Ч. Шейдаевым собраны и систематизированы литературные данные по изучению механизма нефтеотдачи пластов, опубликованные после 1965 г. Всего было рассмотрено более 90 работ советских, российских и зарубежных авторов. Как показал предварительный обзор, в работах описан достаточно широкий круг параметров (около 60), охватывающий все основные физико-геологические и технологические условия разработки нефтяных залежей.

На первом этапе экспертного анализа была сделана попытка выявить обобщенное мнение авторов рассмотренных работ по всему комплексу представленных в них факторов. В соответствии с характером этих факторов они были объединены в более широкие группы, в результате чего выделены 11 групп природных и технологических факторов разработки: 1) режим пласта; 2) коллекторские свойства пород; 3) неоднородность пласта; 4) условия залегания нефти; 5) свойства пластовых жидкостей; 6) термодинамические условия в пласте; 7) плотность сетки скважин; 8) темп отбора жидкости; 9) объем прошедшей воды; 10) срок разработки; 11) капиллярные силы в пласте.

Для формализации обработки полученного материала были применены методы экспертных оценок, позволившие выявить коллективное мнение специалистов по той или иной проблеме и нашедшие достаточ-

но широкое применение для решения инженерных задач, в том числе и нефтяной промышленности.

В соответствии с выводами рассмотренных работ факторы были приоритизированы, после чего был рассчитан коэффициент конкордации W , характеризующий степень согласованности результатов различных исследователей. Расчеты дали чрезвычайно низкое значение коэффициента $W = 0,10$, свидетельствующее о малой согласованности результатов и, следовательно, об отсутствии общего мнения о преобладающем влиянии каких-либо рассмотренных факторов на коэффициент нефтеотдачи. Не удалось выявить согласованных мнений и в результате аналогичного анализа отдельно по работам ученых из различных научно-исследовательских регионов: Москвы, Татарии, Башкирии, Азербайджана, Чечни и Ингушетии.

Таким образом, по всему комплексу физико-геологических и технологических параметров разработки пластов выявить общее мнение специалистов о преобладающем влиянии тех или иных параметров на коэффициент нефтеотдачи пластов не представляется возможным.

На втором этапе экспертного анализа были рассмотрены (совместно с И. Г. Алиевой, ИММ АН Азербайджана) лишь отдельные факторы, упоминавшиеся авторами этих работ наиболее часто. Среди них оказались плотность сетки скважин, темп отбора жидкости, проницаемость пласта и вязкость пластовых жидкостей.

При систематизации этих работ были учтены дословные формулировки авторов о результатах своих исследований. Для их обобщения была введена лингвистическая переменная «Степень влияния», которая могла принимать значения «значительно», «существенно», «заметно», «слабо» и «отсутствует». Для проведения численных расчетов каждому из значений переменной было поставлено в соответствие числовое значение из интервала 0–1. Примеры исходных высказываний авторов и их формализации с помощью введенных значений приведены в табл. 1.1.

По систематизированным таким образом данным для каждого из рассматриваемых факторов была рассчитана средняя величина степени влияния, числовые и лингвистические значения которой показаны в табл. 1.2.

Как видно из табл. 1.2, в целом при данном подходе устанавливается влияние на нефтеотдачу всех рассмотренных факторов, причем наиболее важным оказывается влияние проницаемости пластов.

Вместе с тем приведенный анализ не позволил учесть ряд достаточно важных аспектов рассмотренной проблемы, например: различие перечней факторов, сравниваемых в разных работах, состояние (на момент исследований) представлений о степени влияния фактора, динамику этих представлений и т. д.

Систематизация экспертной информации

| Формулировка авторов работ | Степень влияния | |
|--|-----------------|----------|
| | лингвистическая | числовая |
| «В значительной мере определяется»; «Имеется четкая (явная) зависимость»; «Самое эффективное средство»; «Необходимое условие для достижения высокой нефтеотдачи» | Значительная | 0,9 |
| «Один из основных факторов»; «Преобладающее влияние»; «Растет с влиянием»; «Особенно заметно влияние»; «Будет выше там, где» | Существенная | 0,7 |
| «Увеличивается с увеличением»; «Благоприятно отражается»; «Влияет»; «Одним из способов увеличения является»; «Позволяет увеличить» | Заметная | 0,5 |
| «Наблюдается некоторое увеличение»; «Незначительно влияет»; «Определенное влияние» | Слабая | 0,3 |
| «Не сказывается»; «Не влияет»; «Влияния не обнаружено»; «Отсутствие влияния» | Отсутствует | 0,1 |

В связи с этим на заключительной стадии анализа исходная экспертная информация была обработана с применением системы коэффициентов проф. А. Эло (так называемых рейтингов), используемых для оценки квалификации шахматистов. Согласно этой методике, всем вышеуказанным факторам было присвоено равное начальное значение рейтинга, после чего в хронологическом порядке (в соответствии со временем публикации) исследования каждой работы рассматривались в виде «турнира», в котором по круговой системе встречаются между собой коэффициент нефтеотдачи и анализируемые факторы.

При этом по результатам каждой из работ новое (i -е) значение рейтинга j -го фактора R_i^j рассчитывалось по выражению

$$R_i^j = R_{i-1}^j - K(N_o - N_n),$$

где R_{i-1}^j — исходный рейтинг фактора; K — весовой коэффициент, определяемый значимостью рассматриваемого фактора (принимается $K = 25$); N_o — ожидаемое число баллов; N_n — истинное число баллов, полученных фактором в данном исследовании.

Таблица 1.2

Результаты анализа влияния факторов на нефтеотдачу

| Фактор | Степень влияния | Рейтинг |
|------------------------------------|--------------------|---------|
| Плотность сетки скважин S | Заметно (0,56) | 1270 |
| Темп отбора жидкости T | Существенно (0,65) | 1200 |
| Проницаемость пласта k | Значительно (0,85) | 1182 |
| Вязкость пластовых жидкостей μ | Существенно (0,66) | 1251 |

Значение N_{ii} рассчитывалось в соответствии с численными значениями степени влияния фактора на коэффициент нефтеотдачи, установленными при предыдущем анализе.

Для определения N_0 в начале рассчитывалась средняя величина исходного рейтинга всех рассматриваемых в работе факторов, кроме j -го:

$$\bar{R}_{i-1} = \frac{\sum_{j=1}^n R'_j - R'_{j-1}}{n-1},$$

где n — общее число рассматриваемых факторов.

Затем определялась разница между исходным рейтингом j -го фактора и полученным значением \bar{R}_{i-1}

$$\Delta = R'_{j-1} - \bar{R}_{i-1},$$

по которой по таблице определялась осредненная вероятность T того или иного результата «встречи» j -го фактора с остальными. Эта величина, помноженная на общее число остальных факторов, и дает искомое значение N_0 .

Рассчитанные по приведенной схеме конечные значения рейтинга факторов представлены в последнем столбце табл. 1.2. Их сравнение позволяет заключить, что по состоянию на конец анализируемого периода наиболее влияющими на коэффициент нефтеотдачи следует считать технологические параметры разработки: плотность сетки скважин S , темп отбора жидкости $T_{ж}$. Далее, согласно рейтингу, следуют природные характеристики пластовой системы: вязкость жидкости μ и проницаемость k .

На рис. 1.1 показана динамика рейтинга факторов, анализ которой также позволяет сделать ряд важных выводов. Прежде всего, видно, что в динамике рейтинга плотности сетки скважин S , непрерывно возрастающей примерно до 1975—1976 гг., после этого периода наблюдаются достаточно существенные колебания (что, очевидно, и привело к уменьшению средней степени влияния этого фактора в предыдущем анализе). Одновременно с этим резко возрос рейтинг природных характеристик системы k и μ . Рейтинг темпа отбора T , меньший по абсолютной величине, в течение всего анализируемого периода стабильно возрастает.

Полученная картина, показывающая динамику представлений специалистов по основной проблеме разработки пластов, отражает основные подходы к выбору стратегических направлений разработки нефтяных месторождений в рассматриваемый период. В нижней части рис. 1.1 приведена построенная по справочным данным динамика числа введенных на месторождениях СССР новых скважин и получаемой

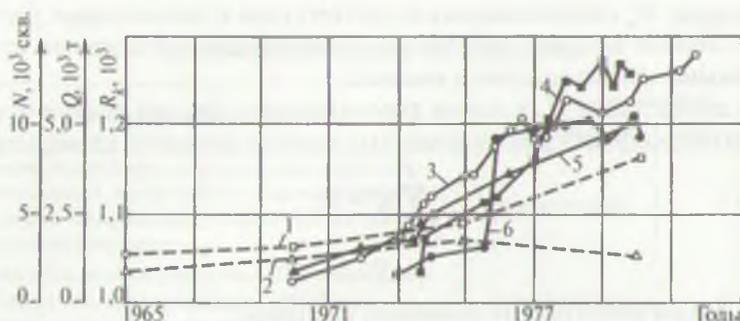


Рис. 1.1. Динамика рейтинга фактора: 1 — N ; 2 — Q ; 3 — S ; 4 — μ ; 5 — T ; 6 — R_k

по этим скважинам среднемесячной добычи нефти. Видно, что после 1975 г., несмотря на рост числа введенных скважин, добыча нефти из них резко снижается. Связывая эти данные с уменьшением рейтинга плотности сетки скважин, можно предположить, что именно падение интереса или неучет степени важности этого фактора разработки пластов определил резкое снижение эффективности бурения скважин в рассматриваемый период.

Подводя итоги, можно предварительно заключить, что, согласно существующим в настоящее время представлениям, плотность сетки скважин и темп отбора жидкости из объектов являются важными технологическими параметрами разработки.

1.2. Оценка влияния фонда скважин на показатели разработки*

Для оценки может быть взят за основу закон 10%, справедливый для динамики роста природных и социальных систем.

Согласно этому закону, средний максимальный переход с одного трофического уровня экологической пирамиды на ее другой уровень 10% (от 7 до 17) энергии (или вещества в энергетическом выражении), как правило, не ведет к выведению популяции из стационарного (вернее, квазистационарного; приставка квази употребляется для обозначения процессов, условно рассматриваемых таковыми в рамках принятого приближения) состояния.

В нестационарных популяциях при их росте взаимоотношение до 95% особей не предотвращает дальнейшего увеличения их численности. В то же время из популяций, снижающих численность, изъятие особей в пределах закона 10% может привести к полному исчезновению попу-

*Исследования выполнены под руководством авторов в АГНА.

ности. Например, использование закона 10% позволяет определить возможный и нестационарный объем промысла особей.

Анализ проводился по данным разработки объекта IV КС. При этом в целях выявления изменения воздействия на нефтяные запасы объекта по общему числу скважин с учетом их степени обводненности были рассчитаны значения фиктивного числа скважин N_ϕ . Расчеты проводились по формуле

$$N_\phi^j = \sum_{i=1}^{n^j} (1 - b_i),$$

где N_ϕ^j — число фиктивных скважин в j -м году; n^j — общее число скважин в j -м году; b_i — обводненность.

Далее была рассчитана величина ежегодного относительного изменения числа фиктивных скважин по сравнению с предыдущим годом:

$$\Delta N_\phi^j = \frac{N_\phi^j - N_\phi^{j-1}}{n^j} 100\%.$$

В качестве показателя, определяющего гидродинамическое состояние разработки, была рассмотрена удельная добыча воды на единицу объема добытой нефти B . Динамика параметров N_ϕ , ΔN_ϕ и B показана на рис. 1.2.

Как видно из рис. 1.2, наиболее резкое падение фонда N_ϕ наблюдалось в 1955, 1964 и 1974 гг., относительное уменьшение фонда в эти го-

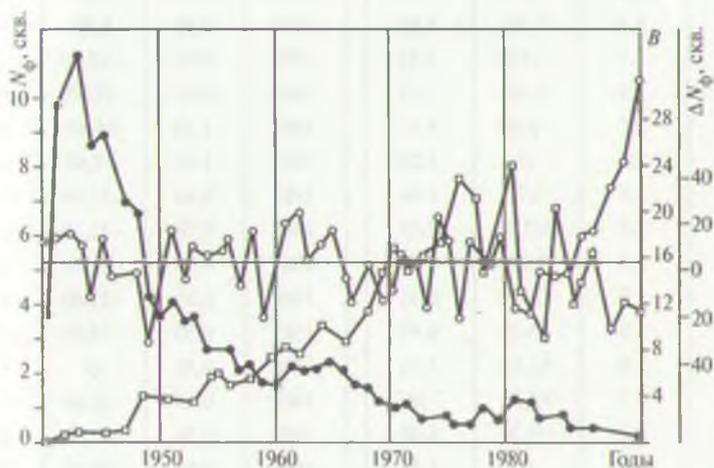


Рис. 1.2. Динамика параметров в соответствии с законом 10%: 1 — N_ϕ ; 2 — ΔN_ϕ ; 3 — B

ды составило соответственно 36; 55 и 51%, т. е. далеко выходило за рамки 10%.

Анализ изменения B показывает, что в эти периоды наблюдалось его резкое увеличение. Вместе с тем меньшее изменение ΔN_{Φ} , например в 1960, 1980 и 1984 гг. ($\approx 30\%$), к подобному существенному повышению удельной добычи воды не привело.

Таким образом, для данной залежи ощутимое влияние на изменение гидродинамического состояния оказывало снижение фонда фиктивных скважин более чем на 30%.

Таблица 1.3

Исходные данные графиков колебания фонда скважин

| Годы | N_{Φ} | ΔN_{Φ} | B | Годы | N_{Φ} | ΔN_{Φ} | B |
|------|------------|-------------------|------|------|------------|-------------------|--------|
| 1940 | 2,0 | 4,19 | 0,40 | 1967 | 1,60 | -23,80 | 9,96 |
| 1941 | 10,5 | 4,19 | 0,42 | 1968 | 1,50 | -6,20 | 11,68 |
| 1942 | 11,3 | 7,60 | 0,41 | 1969 | 1,20 | -2,00 | 13,83 |
| 1943 | 11,6 | 2,60 | 0,50 | 1970 | 1,00 | -16,00 | 15,87 |
| 1944 | 9,2 | -20,00 | 0,52 | 1971 | 1,00 | 0 | 14,18 |
| 1945 | 9,6 | 4,30 | 0,56 | 1972 | 0,95 | -5,00 | 14,76 |
| 1946 | 8,5 | -11,40 | 0,64 | 1973 | 0,72 | -24,20 | 15,96 |
| 1947 | 7,8 | -8,20 | 1,16 | 1974 | 0,82 | 13,80 | 15,94 |
| 1948 | 7,7 | -7,60 | 1,33 | 1975 | 0,85 | 3,60 | 16,60 |
| 1949 | 4,4 | -38,00 | 2,36 | 1976 | 0,60 | -29,00 | 21,20 |
| 1950 | 4,0 | -13,00 | 3,16 | 1977 | 0,63 | 4,70 | 19,40 |
| 1951 | 4,3 | 7,50 | 3,66 | 1978 | 0,95 | 0,50 | 13,60 |
| 1952 | 3,7 | -13,40 | 3,31 | 1979 | 0,85 | -10,00 | 16,50 |
| 1953 | 3,8 | 2,10 | 3,19 | 1980 | 0,96 | 12,90 | 14,60 |
| 1954 | 2,7 | -2,80 | 5,13 | 1981 | 1,30 | 35,40 | 10,80 |
| 1955 | 2,7 | 0 | 5,25 | 1982 | 1,20 | -7,60 | 10,10 |
| 1956 | 2,8 | 3,70 | 4,66 | 1983 | 0,80 | -33,30 | 13,80 |
| 1957 | 2,3 | -17,00 | 4,85 | 1984 | 0,70 | -12,50 | 13,20 |
| 1958 | 2,5 | 8,30 | 4,89 | 1985 | 0,80 | 15,70 | 13,20 |
| 1959 | 1,9 | -24,00 | 6,35 | 1986 | 0,60 | -22,00 | 14,70 |
| 1960 | 1,8 | -5,20 | 6,95 | 1987 | 0,50 | -14,00 | 16,80 |
| 1961 | 2,0 | 11,10 | 7,33 | 1988 | 0,50 | 0 | 17,00 |
| 1962 | 2,3 | 15,00 | 7,08 | 1989 | 0,40 | -16,00 | 19,60 |
| 1963 | 2,2 | -4,30 | 8,00 | 1990 | 0,30 | -33,00 | 22,80 |
| 1964 | 2,2 | 0 | 8,95 | 1991 | 0,20 | -20,00 | 23,90 |
| 1965 | 2,4 | 9,00 | 8,12 | 1992 | 0,10 | 25,00 | -36,50 |
| 1966 | 2,1 | -12,50 | 7,81 | | | | |

В качестве показателя, определяющего гидравлическое состояние разработки, была рассмотрена удельная добыча воды на единицу объема добытой нефти V .

Анализ изменения V показывает, что в эти периоды наблюдалось его резкое увеличение. Вместе с тем меньшие изменения $\Delta N_{\text{ф}}$, например в 1959, 1967 и 1973 гг. (20%), к подобному существенному повышению удельной добычи воды не привели.

Таким образом, можно считать, что для данной залежи ощутимое влияние на изменение гидродинамического состояния оказывало снижение фонда фиктивных скважин более чем на 20%.

В качестве примера представлены результаты расчетов для горизонта КаС месторождения Кала (табл. 1.3).

2. БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ *

Горизонтальные скважины (ГС) с применением электрического забойного двигателя (ЭЗД) пробурены в России, Украине, Туркменистане и Азербайджане.

Первые разветвленно-горизонтальные скважины пробурены в Западной Украине на глубину 3500–3700 м в 70-х годах.

В 1978 г. в Башкирии пробурена ГС 196 на Новоузыбашевском месторождении. Начиная с 1988 г. здесь с применением ЭЗД ведется бурение ГС на Лемизинском, Михайловском, Арланском и других нефтяных месторождениях. В регионе пробурено более 20 ГС с радиусом кривизны до 120 м.

В Туркменистане в 1990–1992 гг. пробурены с применением ЭЗД три ГС глубиной свыше 3600 м на месторождении Котурдепе; добыча нефти увеличилась в 5 раз, капитальные вложения на разбуривание месторождения снизились в 2,5 раза.

2.1. Бурение горизонтальных скважин с применением электрического забойного двигателя на месторождении Котурдепе (Западный Туркменистан)

2.1.1. Геологическая характеристика месторождения

В тектоническом плане в общей брахиантиклинальной складке месторождения выделяются 4 участка, которые образованы сбросовыми нарушениями с амплитудой около 200 м. Присводовый (центральный) участок является опущенным относительно западного. В свою очередь, северо-восточное крыло также опущено относительно присводового участка. Угол падения пластов 12–20°.

ГС 1630, 1631, 1632 пробурены на западном участке месторождения (длиной 16 и шириной 8 км) на верхние горизонты нижнекрасноцветной толщи (НК7).

Месторождение имеет следующее литолого-стратиграфическое строение.

Бакинский ярус (глубиной до 600 м) представлен чередованием слабо-уплотненных глин и песков.

Апшеронский ярус (глубиной 600–1600 м) почти полностью состоит из так называемых черных глин. Они склонны к спонтанному набу-

*Исследования выполнены совместно с С. А. Ширигале, А. С. Огановым, Х. Г. Гулатаровым.

ванию, диспергированию в растворе и вызывают осложнения при бурении (сужение ствола скважины, затяжки и посадки, прихват буровой колонны).

Нижнекрасноцветная толща (глубиной 1635–4000 м) отличается высокой глинистостью разреза (от 50 до 80%) и аномально высоким пластовым давлением (АВПД), коэффициент аномальности свыше 1,4. «Черные» глины здесь встречаются в интервале глубины 1900–2200 м.

Все проницаемые пласты (пески, песчаники, алевролиты, алевролиты) по разрезу являются абразивными. Продуктивный горизонт НК7 представляет собой коллектор гранулярного типа с переслаиванием глины и песков. Пористость колеблется от 2 до 30%, проницаемость — от 0,1 до 2400 мкм², карбонатность — от 14 до 25%.

2.1.1. Бурение первых горизонтальных скважин

Задача первых ГС сводилась к следующему:

- изучению возможностей вскрытия продуктивного пласта НК7 горизонтальным стволом;
- апробации технологии бурения с применением ЭЗД в условиях АВПД;
- испытанию существующей электробуровой техники и аппаратуры при бурении ГС.

Сведения о применяемой технике и технологии при бурении приводятся ниже.

Буровое оборудование. Применялась буровая установка «Уралмаш 4Э», дополнительно укомплектованная следующими устройствами и оборудованием: электробуром, силовым трансформатором (ТМЭБ-610/6), устройством управления и защиты ЭЗД (УЗЭБ-83), токоприемником (ТЭ-2МБ5), устройством контроля изоляции (УКИ), токопроводом из кабельных секций (КСТ1-ТГ), смонтированных в буровых трубах, а также приспособлениями для ухода за токопроводом и ЭЗД.

Техническая характеристика буровой установки:

- максимальная грузоподъемность, кН — 2000;
- мощность привода лебедки, кВт — 470;
- привод — электрический на переменном токе;
- гидравлическая мощность насоса, кВт — 500;
- максимальная подача буровых насосов, л/с — 51;
- максимальное рабочее давление, МПа — 25,0;

Конструкция скважин. Фактическая конструкция скважин приведена в табл. 2.1.

Все колонны, за исключением эксплуатационной, зацементированы до устья. Эксплуатационная колонна была зацементирована с использованием пакера ПДМ-140 для манжетного цементирования. Ниже пакера установлены фильтровые трубы диаметром 140 мм предвари-



Конструкция скважин

| Назначение колонны | Диаметр колонны, мм | Глубина спуска, м | | |
|----------------------------------|---------------------|-------------------|-----------|-----------|
| | | скв. 1630 | скв. 1631 | скв. 1632 |
| Направление | 630 | 5 | 5 | 5 |
| Удлиненное направление | 530 | 30 | 30 | 30 |
| Кондуктор | 426 | 600 | 588 | 395 |
| 1-я промежуточная | 324 | 1797 | 1797 | 1794 |
| 2-я промежуточная | 245 | 3442 | 3426 | 3346 |
| Комбинированная эксплуатационная | 140; 146; 168 | 3653 | 3606 | 3603 |

тельно просверленными отверстиями диаметром 10 мм (по 5 отверстий на 1 м длины), расположенными по винтовой линии.

Электрический забойный двигатель. При бурении используются следующие ЭЗД:

- под кондуктор и 1-ю промежуточную колонну — Э290-12АМ-В5 с понижающим редуктором-вставкой ($i = 3$);
- под 2-ю промежуточную колонну — Э240-8АМ-В5 с механизмом искривления ($i = 3$);
- под эксплуатационную колонну — Э164-8В5 с механизмом искривления ($i = 3$);

В табл. 2.2 приведена техническая характеристика ЭЗД.

Телеметрическая система. Контроль за пространственным положением скважины в наклонном стволе осуществляется телеметрическими системами 1 СТЭ-215-У3 и 1 СТЭ-164-У3 в комплекте с наземным пультом управления ПН-3М3.

Телеметрическая система обеспечивает постоянное измерение азимутного угла в диапазоне 0–120°, азимута ствола скважины и угла установки отклонителя в диапазоне 0–360°, осевой нагрузки и частоты вращения вала двигателя. Погрешность измерения каждого параметра $\pm 2,5\%$. Телеметрическая система может эксплуатироваться при температуре на забое скважины 100°C.

Таблица 2.2

Техническая характеристика ЭЗД

| Тип двигателя | Диаметр, мм | Длина, м | Мощность номинальная, кВт | Частота вращения ротора двигателя, с ⁻¹ | Момент вращающий, кН·м | КПД, % |
|---------------|-------------|----------|---------------------------|--|------------------------|--------|
| Э290-12АМ-В5 | 290 | 14,0 | 240 | 7,58 | 5,10 | 72,0 |
| Э240-8АМ-В5 | 240 | 13,4 | 210 | 11,50 | 2,97 | 75,0 |
| Э164-8В5 | 164 | 12,3 | 75 | 11,42 | 1,10 | 61,0 |

Таблица 2.3

Показатели работы долот при бурении горизонтального ствола скважин

| № | Интервал бурения, м | Тип долота | Показатели работы долота | | | Режим бурения | | |
|------|---------------------|-------------------|--------------------------|------|--------|---|--|-------------------------------------|
| | | | h, м | L, ч | v, м/ч | Частота вращения инструмента, с ⁻¹ | Осевая нагрузка по индикатору веса, кН | Плотность насоса, м ³ /с |
| 1610 | 3450–3653 | Ш215,9 МС-ГНУ R45 | 20,3 | 13,1 | 1,55 | 1,17 | 140–300 | 0,026 |
| 1611 | 3429–3601 | Ш215,9 МС-ГНУ R45 | 14,5 | 9,6 | 1,51 | 1,17 | 75–500 | 0,026 |
| 1611 | 3429–3601 | Ш215,9 МС-ГН R44 | 12,0 | 11,0 | 1,09 | 3,67 | 100–450 | 0,026 |
| | | Ш215,9 М-ГАУ R54 | 15,0 | 12,3 | 1,22 | 3,67 | 100–450 | 0,026 |
| 1612 | 3151–3603 | Ш215,9 МС-ГНУ R45 | 19,4 | 5,6 | 3,46 | 3,67 | 120–250 | 0,022 |

Породоразрушающий буровой инструмент. Данные о работе долот, используемых при бурении горизонтального ствола скважин приведены в табл. 2.3.

Буровой раствор. При бурении интервала под 2-ю промежуточную колонну используется лигносульфатный раствор. Дальнейшее углубление скважины осуществляется ингибированным мицеллярным раствором (плотность 1540 кг/м³, условная вязкость 28 мПа·с, водоотдача 2 см³, толщина корки 0,5 мм, статистическое напряжение сдвига (1–4) 10⁻⁵ Н/см²).

Бурение. Бурение скважин с применением ЭЗД имеет свои специфические особенности. ЭЗД играет различную роль в формировании отдельных интервалов профиля скважины. Это объясняется меньшей (на 30–50%) жесткостью ЭЗД и большей (в 1,3–1,4 раза) его длиной по сравнению с односекционным турбобуром. По этим причинам при бурении вертикального участка скважины с применением ЭЗД возможность самопроизвольного искривления ствола больше.

При бурении участка набора кривизны с отклонителем, установленным на ЭЗД, возможная интенсивность искривления ствола будет меньше. Это связано, с одной стороны, с увеличением длины ЭЗД, что приводит к увеличению радиуса вписываемости двигателя в ствол скважины, с другой — уменьшением отклоняющей способности компоновки за счет жесткости ЭЗД.

Меньшая жесткость ЭЗД может играть положительную роль, если отклонители будут установлены ниже его центра тяжести. В этом случае проходимость отклоняющей компоновки по искривленному ство-

лу улучшается. Это относится также к случаям бурения на «прямой трубе» со стабилизатором кривизны.

Увеличение массы ЭЗД по сравнению с массой турбобура снижает отклоняющую способность компоновки, если отклонитель (искривленный переводник) установлен выше центра тяжести, и увеличивает ее, если отклонитель встроен ниже центра тяжести ЭЗД. При бурении на «прямой трубе» без стабилизатора большая масса ЭЗД увеличивает нормальную составляющую нагрузки на нижнюю стенку ствола, что повышает интенсивность ее фрезирования и интенсивность падения кривизны.

В этих скважинах бурение интервалов от нуля до спуска 2-й промежуточной колонны велось с применением ЭЗД.

В скв. 1630 интервал интенсивного набора зенитного угла и горизонтальная часть ствола (глубина 3450–3653 м) были пробурены с применением ЭЗД и винтового забойного двигателя-отклонителя типа ОШ-172 с шарнирным элементом.

В скв. 1631 интервал интенсивного набора зенитного угла (глубина 3429–3536 м) был пройден винтовым забойным двигателем-отклонителем типа ОШ-172, а последующий (глубина 3536–3606 м) — с применением ЭЗД Э164-8В5 ($i = 3$).

Таким образом, отработанная на этих двух скважинах технология бурения ГС с применением ЭЗД позволила пробурить скв. 1632 от нуля до забоя (глубина 3603 м).

Работы по искривлению ствола велись компоновкой, включающей: долото диаметром 295,3 мм; ЭЗД Э240-8АМ-В5 ($i = 3$) с механизмом искривления МИ240-1х1,5°; УКИ; утяжеленные бурильные трубы (УБТ); бурильные трубы.

С глубины 3400 до 3450 м скважина бурилась при стабилизированном угле наклона 22° с компоновкой, включающей: долото диаметром 295,3 мм; ЭЗД Э240-8АМ-В5 ($i = 3$) с двумя центраторами диаметром 290 мм на корпусе двигателя и центратором диаметром 290 мм, установленным между УКИ и УБТ.

Для бурения интервала интенсивного набора кривизны (глубина 3450–3510 м) была использована компоновка, включающая: долото диаметром 215,9 мм; двигатель-отклонитель типа ОШ-172 (с перекосом осей 2°) с шарнирным элементом наверху (с перекосом до 5°) длиной 3,2 м; телесистему 1 СТЭ-164-УЗ длиной 8 м; УКИ; комбинированную бурильную колонну из труб диаметром 127 и 140 мм.

Этой компоновкой был набран зенитный угол 22 до 85° (темп набора угла 10,5° на 10 м) при азимуте 225°. Далее в интервале глубины 3510–3546 м использовался двигатель типа ОШ-172 без механизма искривления в сочетании с калибратором диаметром 215,9 м. Этой компоновкой зенитный угол был увеличен с 85° до 86°25', после чего из

компоновки был исключен калибратор и скважина была углублена до 3617 м с плавным снижением угла до 71°.

Интервал глубины 3647–3653 м бурился с использованием двигателя типа ОШ-172 без центраторов, при этом зенитный угол снизился до 70°.

По достижении глубины 3653 м бурение скважины было прекращено, так как поставленная цель была достигнута.

В скв. 1632 искривление ствола было начато с глубины 3044 м и на глубине 3351 м был набран зенитный угол 40,3°. Общее отклонение от вертикали составило около 71 м.

Работы по набору кривизны в этом интервале глубины проводились компоновкой, включающей: долото диаметром 295,3 мм; двигатель ЭД Э240-8АМ-В5 ($i = 3$) с механизмом искривления МИ240-1×1,5°; телесистему I СТЭ-215-УЗ длиной 8 м; УКИ; УБТ диаметром 203 мм и длиной 25 м; УБТ диаметром 178 мм и длиной 50 м; бурильные трубы диаметром 140 мм. С достижением глубины 3247 м из компоновки были исключены УБТ.

Для дальнейшего набора кривизны из-под 2-й промежуточной колонны применялись следующие компоновки, включающие:

- в интервале глубины 3351–3427 м — долото диаметром 215,9 мм; калибратор диаметром 215,9 мм: ЭЗД Э164-8В5 ($i = 3$) с двумя механизмами искривления МИ164-1×1,5°; телесистему I СТЭ-164-УЗ длиной 8 м; УКИ и комбинированную бурильную колонну диаметром 127 и 140 мм. Средний темп набора угла 3,3° на 10 м, зенитный угол увеличился с 40,3 до 65,2°;
- в интервале глубины 3427–3462 м — долото диаметром 215,9 мм; калибратор диаметром 215,9 мм; ЭЗД Э164-8В5 ($i = 3$) с двумя механизмами искривления МИ164-1×1°; телесистему I СТЭ-164-УЗ; УКИ и бурильные трубы диаметром 127 и 140 мм. Зенитный угол увеличился до 78,4° (темп набора угла 3,8° на 10 м).

Этой же компоновкой, но без механизма искривления скважина была пробурена до проектной глубины 3606 м.

После проведения полного комплекса геофизических работ в скважину была спущена комбинированная эксплуатационная колонна (диаметром 140; 146; 168 мм) с фильтром, оборудованная пакером ПДМ-140. Спуск и цементирование прошли без осложнений.

2.1.3. Технологические и технические проблемы, выявленные при бурении, и пути их решения

При бурении горизонтального ствола основная проблема заключалась в передаче на долото необходимой осевой нагрузки и преодолении сил сопротивления при выполнении спуско-подъемных операций (СПО).

Диаграммы индикатора веса скв. 1631 и 1632 показали, что с увеличением зенитного угла изменялась и нагрузка на долото. Так, чтобы

создать на долоте нагрузку в 160–200 кН (в зависимости от разбурывае-
мых пород), на разных участках ствола необходимо было создавать
нагрузку до 700 кН. Создание нагрузок, больших, чем реализованные
на забое, вызвало необходимость в постоянных отрывах бурильной ко-
лонны от забоя во избежание ее прихвата. Фактически бурение гори-
зонтальных участков превратилось в непрерывные отрывы, подъемы,
спуски бурильной колонны и в короткое (до 20–30 с) бурение. Для лик-
видации этого явления в скв. 1623 с глубины 3480 м была использована
новая компоновка: долото диаметром 215,9 мм; калибратор диаметром
212 мм; ЭЗД Э164-8В5 ($i = 3$); УКИ; бурильные трубы диаметром
127 мм и длиной 300–375 м; УБТ диаметром 146 мм и длиной 75 м; бу-
рильные трубы диаметром 140 мм.

Фактически УБТ были переставлены в верхнюю часть ствола с уг-
лом меньше 60° , т. е. в «башмак» предыдущей колонны, после чего слу-
чай «зависания» бурильной колонны прекратился, а для создания осе-
вой нагрузки на долото потребовалась значительно меньшая нагрузка.
При этом также выросла до 28 м проходка на долото.

Для уменьшения растягивающих усилий в бурильной колонне ин-
тервал набора параметров искривления должен начинаться на возмож-
но большей глубине.

Другой мерой, способствующей уменьшению сил трения, является
постепенное увеличение темпа набора кривизны. При выполнении
этих условий на участке с наибольшим темпом набора кривизны в бу-
рильной колонне растягивающие усилия от сил сопротивления явля-
ются минимальными и она проходит через остальную часть ствола
скважины с минимальными усилиями на преодоление трения.

Одной из основных проблем бурения ГС остается проблема выбора
бурового раствора для очистки забоя и ствола от вырубленной породы.
Установлено, что сила, поддерживающая частицу во взвешенном со-
стоянии, в горизонтальном стволе значительно больше, чем в верти-
кальном. Проведение известных мероприятий по регулированию пара-
метров бурового раствора и увеличению скорости восходящего потока
лишь в незначительной степени улучшают очистку скважины.

Контроль за траекторией горизонтального участка имеет большое
значение, особенно при бурении в тонких пластах с газовой шапкой и
подстилающим водоносным пластом. При мощности продуктивного
пласта менее 35 м допуск на отклонение ствола по вертикали должен
находиться в пределах $\pm 1,0$ м.

В процессе бурения первых скважин на месторождении Котурдепе
была выявлена необходимость совершенствования и создания техники
для бурения ГС с применением ЭЗД:

- укороченных ЭЗД и телеметрических систем длиной не более 6 м
с повышенными прочностными характеристиками;

Таблица 2.4

Технико-экономические показатели бурения

| Показатель | Скважина | |
|---|--------------|----------------|
| | вертикальная | горизонтальная |
| Число сопоставляемых скважин | 8 | 3 |
| Средняя глубина скважин, м | 3655 | 3621 |
| Количество долот, шт. | 67 | 65 |
| Проходка на долото, м | 54,2 | 56,3 |
| Скорость бурения, м/ч: | | |
| механическая | 4,80 | 4,67 |
| рейсовая | 2,72 | 2,64 |
| Относительная стоимость 1 м проходки, % | 100 | 195 |

- более совершенной аппаратуры для проведения геофизических исследований в интервалах с искривлением;
- электрического отклонителя (управляемого) для искривления и корреляции ствола скважины непосредственно в процессе бурения и др.

По результатам бурения скважин составлен технический проект проходки ГС 1634 и последующих скважин с применением ЭЗД.

В табл. 2.4 приводятся технико-экономические показатели по вертикальным и горизонтальным скважинам, пробуренным с применением ЭЗД на месторождении Котурдепе за 1989–1992 гг. Данные табл. 2.4 показывают, что основные технические показатели (механическая и рейсовая скорость, проходка на долото) бурения ГС с применением ЭЗД находятся на уровне соответствующих показателей бурения вертикальных скважин (ВС), пробуренных также с применением ЭЗД. Стоимость 1 м проходки ГС почти в 2 раза выше, чем у ВС.

Показатели добычи нефти и газа по скв. 1630 и 1632 приведены в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Технологические показатели работы скважин

| Номер скважины | Диаметр шпунера, мм | Давление, МПа | | Дебит | |
|----------------|---------------------|---------------|----------|--------------|---|
| | | на устье | на забое | нефти, т/сут | газа, 10 ³ м ³ /сут |
| 1630 | 3,5 | 16,7 | 21,0 | 60 | 6,2 |
| | 6,0 | 15,0 | 15,2 | 145 | 14,7 |
| | 8,0 | 13,6 | 15,1 | 257 | 27,6 |
| | 10,0 | 11,0 | 12,5 | 345 | 29,9 |
| 1632 | 6,0 | 9,6 | 14,3 | 45 | 41,6 |
| | 7,0 | 8,8 | 13,2 | 62 | 49,8 |
| | 8,0 | 8,6 | 12,2 | 101 | 56,8 |
| | 9,5 | 7,2 | 11,4 | 106 | 66,3 |

2.2. Обоснование режимов бурения горизонтальных стволов скважин с применением электрического забойного двигателя

Ранее было отмечено, что при бурении горизонтального ствола скважин имело место «зависание» бурильной колонны. Данные о величине нагрузок, создаваемых на устье и реализуемых на забое скв. 1632, приведены в табл. 2.6.

Выполненные нами расчеты с использованием метода Херста показывали, что имеющаяся тенденция к «зависанию» в процессе бурения не была случайной. Она являлась следствием применявшейся технологии и сохранилась бы при бурении последующих скважин.

Оценка по Херсту заключается в определении показателя H в формуле

$$\frac{R}{S} = \left(\frac{n}{2}\right)^H, \quad R = \max x - \min x \quad (2.1)$$

В случае если $0,5 < H < 1$, наблюдаемая тенденция в системе сохранится и в будущем.

Исследование профилей горизонтальных стволов скв. 1630 и 1631 и компоновки низа бурильной колонны (КНБК), реализующей эти профили, показало, что величина H колеблется в пределах 0,68–0,91.

Далее возникла необходимость в определении характера изменения осевой нагрузки при бурении. Для этого анализу был подвергнут темп изменения зенитного угла в горизонтальном стволе скважин.

Таблица 2.6

Осевая нагрузка на долото в скв. 1632

| Интервал глубины, м | Угол в начале интервала, град | | Осевая нагрузка, кН | |
|---------------------|-------------------------------|-----------|------------------------------|------------------------------|
| | α | φ | Показания по индикатору веса | Вычисленная по силе тока ЭЗД |
| 3351–3367 | 40,3 | 82 | 250 | 180 |
| 3367–3392 | 47,5 | 82 | 450 | 200 |
| 3392–3408 | 52,3 | 81 | 425 | 200 |
| 3408–3427 | 58,5 | 83 | 525 | 200 |
| 3427–3443 | 65,2 | 84 | 525 | 220 |
| 3443–3462 | 69,5 | 83 | 525 | 250 |
| 3462–3480 | 78,4 | 83 | 450 | 180 |
| 3480–3509 | 77,5 | 83 | 325 | 200 |
| 3509–3537 | 83,3 | 83 | 225 | 160 |
| 3537–3559 | 82,5 | 84 | 225 | 180 |
| 3559–3575 | 83,0 | 86 | 175 | 150 |
| 3575–3603 | 82,6 | 86 | 200 | 120 |

Вычисления показали, что фрактальная размерность исследуемого объекта (горизонтального ствола) составляет 1,58, а пространственная — 4.

Первый из этих показателей указывает на хаотический характер процесса бурения горизонтального ствола, второй — на возможность его управления несмотря на хаотичность процесса.

Из пространственной размерности вытекает, что для моделирования процесса бурения горизонтального ствола достаточно иметь 4 параметра, из которых наиболее информативным является осевая нагрузка на долото, поэтому в дальнейшем исследовалась интенсивность изменения осевой нагрузки по глубине скважины. При этом в качестве исходной принимается следующая нелинейная эволюционная модель:

$$\frac{dP}{dx} = aP - bP^2. \quad (2.2)$$

С использованием этой модели проанализированы данные скв. 1630, 1631 и 1632. Методом наименьших квадратов вычислены значения коэффициентов уравнения (2.2): $a = 10^{-3}$ и $b = 27 \cdot 10^{-3}$.

Разностное уравнение, эквивалентное уравнению (2.2), имеет вид

$$P_{n+1} = 0,02P_n^2 + 0,46P_n. \quad (2.3)$$

Здесь имеются две неподвижные точки, одна из которых устойчива (точка 0), а вторая (P^*) — неустойчива. Точка P^* указывает на то, что осевая нагрузка менее 270 кН при используемой технологии и КНБК будет затрачена в основном на преодоление сил сопротивления в стволе и не будет доведена до забоя. На основании этого результата технология бурения скв. 1631 и 1632 была пересмотрена.

Для определения оптимальных режимов бурения проанализированы данные вышеуказанных скважин по отработке долот, видам приводов, режимам бурения и КНБК. С использованием методов нечетких множеств, сформулированных Р. Беллманом и Л. Заде, вычислены следующие значения: осевая нагрузка на долото 200 кН; подача бурового насоса 0,026 м³/с; частота вращения инструмента 3,67 с⁻¹.

Этот режим работы обеспечил в интервале глубины 3350–3606 м наилучшие показатели механической скорости бурения и продолжительности работы долота на забое скважины.

Ранее было отмечено также, что существующие буровые растворы не обеспечивают качественной очистки горизонтального ствола от вырубленной породы. При этом не вымывается шлам в местах изменения сечения, эксцентрического расположения колонны и т. д., что может являться причиной осложнений и аварий при бурении. Использование вязкоупругих композитных систем (ВУКС), разработанных на основе энергетических принципов, практически полностью решает проблему очистки ствола.

3. ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПРОФИЛЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН НА ПОКАЗАТЕЛИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ *

3.1. Анализ циклов работы внутрискважинного оборудования и оценка влияния параметров кривизны ствола наклонно направленных скважин на надежность внутрискважинного оборудования

Результаты исследований основываются на данных эксплуатации скважин в Сургутском и Юганском районах.

Краткая характеристика объектов исследований приведена ниже.

Бурение наклонно направленных скважин УБР ПО «Сургутнефтегаз» и «Юганскнефтегаз» ведется по четырехинтервальному профилю на следующих участках:

- вертикальном;
- набора зенитного угла;
- стабилизации;
- малоинтенсивного снижения зенитного угла.

Набор проектных параметров кривизны ствола скважин производился при бурении под кондуктор. Допустимое наибольшее смещение забоя скважин от вертикали установлено в 1200 м, при этом максимальный зенитный угол, который необходимо набирать, составляет около 35°. В отдельных случаях при незначительном смещении забоя от вертикали (до 300–350 м) участок стабилизации может отсутствовать, а зенитный угол набирается (с запасом на свободное падение) до проектной величины глубины забоя, чтобы обеспечить попадание в заданный предел допуска. Обычно внутрискважинное оборудование (ВСО) устанавливается в интервале глубины 1200–1400 м, т. е. работает в интервале стабильных параметров кривизны ствола, где применяется ограничение темпа искривления. Предусмотрены следующие требования к проектированию и строительству наклонно направленных скважин:

- в интервале набора зенитного угла — 1,5° по зенитному углу и 3° по азимутальному углу на 10 м ствола скважин; с 01.01.1989 г. соответственно 2° по азимутальному углу и 1° по зенитному углу на 10 м ствола скважин;

*Исследования выполнены совместно с А. Н. Кошелевым и О. Б. Качаловым.

- в интервале стабилизации зенитного угла – 3° по зенитному углу и 4° по азимутальному углу на 100 м ствола скважин;
- в интервале снижения зенитного угла – по 5° по зенитному и азимутальному углам на 100 м ствола скважин;
- величина зенитного угла на участке стабилизации не должна превышать 20° ;
- оптимальным следует считать групповое расположение скважин в количестве не менее 4 и расстояние между скважинами 5 м, между группами скважин – не менее 15 м;
- отклонение забоев скважин от вертикали следует принимать на основании данных расчетов в зависимости от величины максимального зенитного угла и глубины залегания продуктивного пласта.

Указанные требования были приняты на основании предложений по проектированию профиля наклонных скважин, обеспечивающего надежность работы внутрискважинного оборудования.

Ряд авторов считают, что предпочтительным является профиль, в котором угол кривизны в интервале работы глубинно-насосного оборудования ограничивается 20° , а пласт вскрывается наклонно до угла 45° , и что с ростом глубины залегания продуктивного пласта от 2000 до 2600 м максимальная величина отклонения забоя от вертикали может быть принята от 900 до 1000 м согласно экономическому критерию. При прочих равных начальных условиях большая величина угла наклона α и темп искривления β ствола скважин оказывают влияние на показатели надежности внутрискважинного оборудования. Для оценки этого влияния потребовались дополнительные экспериментальные исследования по промысловым данным объектов ПО «Сургутнефтегаз» и ПО «Юганскнефтегаз».

Указанные работы проводились в следующих направлениях:

- сбор и анализ исходной информации по различным месторождениям, принадлежащим ПО «Сургутнефтегаз» и ПО «Юганскнефтегаз»;
- выбор совокупных информативных параметров, характеризующих надежность эксплуатации внутрискважинного оборудования, и анализ их информативности;
- выбор методов синтеза исходной информации, исходная разбивка массива данных на диапазоны по параметрам профиля скважин (α , β);
- разработка алгоритмов и программного обеспечения для осуществления целенаправленного синтеза информации;
- анализ тенденций зависимости параметров надежности ВСО от различных параметров профиля скважин.

При сборе исходной информации о геометрических параметрах скважин использованы базы данных (БД) «Забой», а информация о циклах работы и простоях скважин была получена из БД «Искра-2» (РИВЦ-2). Достоверность информации БД «Забой» проверялась выборочно сопоставлением с данными инклинограмм, полученных при геофизических исследованиях скважин. Среднестатистическое отклонение данных БД «Забой» по сравнению с исходным достигало 7%.

Анализ данных БД «Искра-2» показал, что в них наблюдаются проявления тенденциозности отчетной информации, что обусловлено человеческим фактором. Указанный недостаток может быть существенно уменьшен при использовании большой совокупности исходных данных в соответствии с законом распределения ошибки контроля при изменении параметров надежности ВСО.

БД «Забой» не содержит информации об отклонении забоев от устья скважин в «чистом виде» (в метрах). В ней указаны координаты забоя в условной системе. Для расчета величины отклонения применяется программа пересчета, разработанная лабораторией математического регулирования СургутНИПИ, выходной документ которой содержит номер куста, номер скважины, координаты «средней» (нулевой) скважины на кустовой площадке, координаты забоя скважины в условной системе и истинные отклонения забоя (в метрах).

Исходная совокупность показателей надежности ВСО выбиралась в соответствии с ГОСТ 23642-78 и РД 39-1-1112-84, согласно которому

$$\kappa_3 = \frac{T_p}{T_p + T_{II}}; \quad (3.1)$$

$$\kappa_{II} = \frac{T_{II}}{T_p + T_{II}} \quad (3.2)$$

$$T_p = \frac{\sum_{i=1}^N t_{pi}}{n}; \quad (3.3)$$

$$T_{II} = \frac{\sum_{i=1}^N t_{ni}}{n}, \quad (3.4)$$

где T_p — суммарное время работы скважины в период наблюдения (наработка на отказ); T_{II} — общее время, затрачиваемое на устранение неисправности ВСО.

Установлено, что информацию необходимо обрабатывать на основе трех статистических подходов с применением:

- процедуры распознавания образов (классификационная задача принадлежности к данному классу);
- метода цифровой фильтрации со скользящим прямоугольным «окном» Хэмминга;
- регрессионных моделей, отражающих в явном виде зависимость $K_{II}(\alpha, \beta)$; $K_3(\alpha, \beta)$; кроме того, их явный вид одномерно представляется с уровнем детерминации анализируемых зависимостей.

Применение метода цифровой фильтрации со скользящим «окном» Хэмминга, как показали результаты исследований, позволяет получить в явной форме детерминированные составляющие зависимостей $K_3(\alpha)$; $A_{II}(\alpha)$ при заданном изменении интенсивности искривления ствола скважин, а также детерминированные составляющие зависимостей $A_3(\beta)$; $K_{II}(\beta)$ в заданном интервале изменения зенитного угла. Установлено, что раствор «окна» обзора должен составлять около $4-6^\circ$ по углу α , а по темпу искривления ствола β $0,2-0,4^\circ$ на 10 м.

Такой подход к обработке информации с предварительной «чисткой» по Томпсону (для устранения аномальных выбросов «сверху» и «снизу») позволяет на основе анализа многомерной информации делать заключение о влиянии параметров профиля на показатели надежности работы ВСО.

Информативность показателей надежности оценивалась на основе влияния «шумового» вклада в их абсолютную величину. Анализ выражений (3.1)–(3.4) показывает, что наиболее целесообразно использовать параметры, которые нормированы по абсолютной величине, т. е. A_3 и K_{II} . Уровень «шума» у них существенно различается, причем у K_3 он значительно меньше, чем у K_{II} , так как «шумовой» компонент определяет величина T_n , а не T_p .

При планировании эксперимента исходили из того, что представительность выборки скважин по углу α в интервале, град: 0–10; 10–20; 20–30; 30–40; более 40 и соответственно по темпу искривления β в интервале, град на 10 м: 0–1; 1–2; 2–3; 3–4; более 4 — необходимо по мере возможностей поддерживать одинаковой (приближаясь к равновероятностному закону распределения), что позволяет обеспечить одинаковую систематическую погрешность на всем интервале анализируемой информации.

Анализ предварительных результатов экспериментальных исследований позволил установить, что на достоверность показателей надежности работы ВСО существенное влияние оказывают аддитивная и мультипликативная погрешности. Как показали результаты исследований для сургутской группы месторождений при их совокупном анализе, доминирующее влияние оказывает мультипликативная погреш-

значности через обобщенные параметры профиля (α , $\alpha\beta$; $\alpha^2\beta$, $\alpha\beta^2$; $\alpha^3\beta^3$, β)

При этом последняя вычислительная процедура выполнялась на следующих интервалах: 1) $\alpha = 0-20^\circ$; 2) $\alpha = 20-30^\circ$; 3) $\alpha > 30^\circ$. Для каждого интервала вычислялся коэффициент множественной корреляции R_Σ , при этом если $R_\Sigma < 0,05$, то анализируемая зависимость считалась незначительной, а влияние сильно мешающих факторов, не связанных с параметрами профиля скважин, считалось доминирующим. В результате разработки комплекса алгоритмов обработки информации по выявлению закономерностей влияния параметров профиля на показатели работы ВСО (K_3 , K_{11} , межремонтный период (МРП)) было установлено, что при выполнении вычислительной процедуры выделения в явном виде детерминированных составляющих зависимостей $K_{11}(\alpha)$; $A_1(\beta)$; $K_{11}(\alpha)$; $K_3(\beta)$; МРП(α); МРП(β) необходимо, кроме цифровой фильтрации со скользящим «окном» Хэмминга, применить (для исключения осциллирующего компонента) дополнительно способ двойной обработки на ЭВМ по методу наименьших квадратов (МНК) с использованием процедуры линейного предсказания (МЛП). В результате дополнительных исследований было установлено, что осциллирующий компонент, содержащийся в информации, которая получена после исходной цифровой фильтрации, связан с сильным «моделирующим» влиянием представительности выборки N_i при изменении величины α и β . Установлено, что осциллирующий компонент особенно сильно проявляется при малом количестве скважинного материала.

3.2. Результаты статистической обработки информации по оценке влияния профиля наклонных скважин на показатели надежности работы внутрискважинного оборудования *

3.2.1. Анализ зависимости параметров надежности работы внутрискважинного оборудования от профиля скважин на основе данных расчета по методу распознавания образов

Анализ данных расчетов, выполненный по методу распознавания образов, позволил установить, что интенсивность зависимости $K_3(\alpha)$ в диапазоне изменения зенитного угла $\alpha = 32-50^\circ$ при $\beta \leq 1,5^\circ$ на 10 м не превышала 2,0-2,5%, а в области малых и средних величин зенитного угла ($\alpha = 0-32^\circ$) при $\beta \leq 1,5^\circ$ на 10 м составляла соответственно 0,7-0,8%. Интенсивность уменьшения зависимости $K_3(\beta)$ при $\alpha \leq 30^\circ$ по сравнению с указанными зависимостями $K_3(\alpha)$ в целом носила бо-

* Исследования выполнены совместно с А. Н. Кошелевым и О. Б. Качаловым.

лее выраженный характер при возрастании β , особенно при $\beta \geq 3^\circ$ на 10 м. Тенденция уменьшения зависимости $K_j(\beta)$ наблюдается и при $\alpha > 30^\circ$, однако она имеет еще большую динамику уменьшения K_j при увеличении β и достигает для объектов Мамонтовского месторождения величины 3,0%.

Для зависимости $K_{II}(\beta)$ при $\alpha > 30^\circ$ и $\alpha \leq 30^\circ$ в целом наблюдается обратное соотношение по сравнению с $K_j(\beta)$ в связи с ростом потерь при большой величине β . Причем интенсивность зависимости $K_{II}(\beta)$ по сравнению с зависимостью $K_j(\beta)$ носит более выраженный характер и достигает величины 3,5% для объектов Мамонтовского месторождения.

3.2.2. Анализ зависимости параметров надежности работы внутрискважинного оборудования от профиля скважин на основе данных цифровой фильтрации со скользящим «окном» Хэмминга

Представлены зависимости $K_{II}(\alpha)$, $K_j(\alpha)$, $K_{II}(\beta)$, $K_j(\beta)$, отражающие изменение их детерминированных составляющих с доверительным интервалом изменения K_{II} и K_j , который обусловлен «шумовыми» компонентами.

Указанные зависимости получены на основе данных цифровой фильтрации и в целом подтверждают установленные для них закономерности при выполнении процедуры распознавания образов. Установлено, что для зависимостей $K_{II}(\alpha)$ и $K_{II}(\beta)$ по сравнению соответственно с зависимостями $K_j(\alpha)$ и $K_j(\beta)$ наблюдается больший доверительный интервал, это связано с большим влиянием «шумового» компонента на величину K_{II} по сравнению с величиной K_j . Для установления в явном виде детерминированных составляющих зависимостей $K_{II}(\alpha)$ и $K_j(\alpha)$ при фиксированном диапазоне изменения β наряду с цифровой фильтрацией со скользящим «окном» Хэмминга дополнительно выполнялась процедура двойной обработки массива данных по МНК с использованием МЛП. Это позволило исключить осциллирующий компонент, обусловленный модуляцией (вариацией) представительности выборки скважин в диапазоне изменения величины зенитного угла, так как представительность выборки в диапазоне изменения величины зенитного угла существенно отличается от равновероятностного закона распределения. Указанная совокупность используемых статистических методов не позволяет исключить систематическую погрешность (по оси K_{II} и K_j), что обуславливает смещение зависимостей $K_{II}(\alpha)$ и $K_j(\alpha)$ (при фиксированном диапазоне изменения β) относительно друг друга на постоянную величину, неравнозначную для каждой группы (точнее, в диапазоне изменения β). Это, в свою очередь, позволяет анализировать тенденции изменения каждой зависимости $K_{II}(\alpha)$, $K_j(\alpha)$ индивидуально в диапазоне изменения величины зенитного угла.

Анализ детерминированных зависимостей $K_{II}(\alpha)$ и $K_3(\alpha)$ показывает, что диапазон изменения их величины в области малых и средних величин зенитного угла ($\alpha \leq 32^\circ$) не превышает 0,8%, а в области большой величины угла α достигает 2,0–2,5% при $\beta \leq 1,5^\circ$ на 10 м.

1.2.3. Анализ зависимости параметров надежности работы внутрискважинного оборудования от профиля скважин по программе множественного линейного регрессивного анализа

Для определения в явном виде зависимости $K_{II}(\alpha, \beta)$ и $K_3(\alpha, \beta)$ от параметров профиля наклонных скважин при моделировании на ЭВМ использовались аппроксимирующие зависимости вида

$$K_{II}(\alpha, \beta) = \alpha_0^{(1)} + \alpha_1^{(1)}\alpha + \alpha_2^{(1)}\alpha\beta + \alpha_3^{(1)}\alpha\beta^2 + \alpha_4^{(1)}\alpha^2\beta + \alpha_5^{(1)}\alpha^2\beta^2 + \alpha_6^{(1)}\beta;$$

$$K_3(\alpha, \beta) = \alpha_0^{(2)} + \alpha_1^{(2)}\alpha + \alpha_2^{(2)}\alpha\beta + \alpha_3^{(2)}\alpha\beta^2 + \alpha_4^{(2)}\alpha^2\beta + \alpha_5^{(2)}\alpha^2\beta^2 + \alpha_6^{(2)}\beta.$$

где $\alpha_0^{(i)}$, $\alpha_1^{(i)}$, ..., $\alpha_6^{(i)}$ — весовые множители, определяемые в результате расчета по программе множественного линейного регрессивного анализа ($i = 1, 2$).

Согласно исходной постановке задачи, расчет проводили как на всем интервале исследований, так и на трех подынтервалах: 1) $\alpha < 20^\circ$; 2) $20^\circ \leq \alpha \leq 30^\circ$; 3) $\alpha > 30^\circ$, чтобы получить в явном виде для каждого интервала аппроксимирующие зависимости. В ходе проведенных исследований при $\alpha = 0-45^\circ$ было установлено, что коэффициент множественной корреляции $R_\Sigma \leq 0,14$, а коэффициент частных детерминаций D_i максимален по составляющей $\alpha\beta$ и $D_i \leq 0,04$. Дальнейшие исследования, проведенные в локальных интервалах: 1) $\alpha < 20^\circ$; 2) $20^\circ \leq \alpha \leq 30^\circ$; 3) $\alpha > 30^\circ$ — с обработкой на ЭВМ, показали, что при малой величине зенитного угла ($\alpha \leq 20^\circ$) максимальный вклад в регрессию K_{II} и K_3 вносят составляющие α и $\alpha\beta$, а в области средних величин зенитного угла соответственно составляющие α , $\alpha\beta$ и $\alpha\beta^2$. В области больших величин угла ($\alpha > 30^\circ$) определяющую роль в формировании регрессивного уравнения относительно K_{II} и K_3 играют составляющие β , $\alpha^2\beta^2$, α . Анализ указанных данных показывает, что в целом наблюдается тенденция уменьшения величины коэффициента парной корреляции между обобщенными параметрами профиля скважин с возрастанием α и β . При этом в интервале изменения $\alpha < 20^\circ$ и $20^\circ \leq \alpha \leq 30^\circ$ коэффициент множественной корреляции $R_\Sigma \leq 0,14$ (для параметров K_{II} и K_3), в области величин угла $\alpha > 30^\circ$ $R_\Sigma \leq 0,18$ (для K_3 и K_{II}).

В связи с тем, что коэффициент множественной корреляции R_Σ во всем интервале исследования меньше значимой величины ($R_\Sigma \leq 0,5$), с достаточной точностью можно считать, что на тенденцию изменения

K_{II} и K_2 профиль скважин не оказывает определяющего влияния, при этом для информативных параметров профиля α , $\alpha\beta$, $\alpha^2\beta$, $\alpha^2\beta^2$, $\alpha\beta^2$, β коэффициент частных детерминации $D_i \leq 0,04$. Такие же тенденции наблюдаются для МРП (α , β).

Показатели надежности работы ВСО существенно зависят от качественных признаков выборки (месторождения, способа эксплуатации, конструкции и исполнения оборудования), что в конечном итоге обуславливает величину аддитивной и мультипликативной погрешностей при определении показателей надежности.

Наблюдается существенная тенденция снижения показателей надежности с ростом темпа искривления ствола в интервале более чем $1,5-2,0^\circ$ на 10 м. Указанная тенденция наблюдается для всей совокупности месторождений; она максимальна для Мамонтовского месторождения, где снижение составляет около 3%.

В диапазоне изменения величины зенитного угла от 0 до 30° наблюдаются неоднозначные, точнее, маловыраженные зависимости K_{II} и K_2 от величины зенитного угла; в диапазоне изменения угла от 30 до 48° наблюдается тенденция уменьшения K_2 до 2,5% и увеличения K_{II} на 2,5-3,0%, причем уровень изменения показателей надежности K_{II} и K_2 при большой интенсивности искривления ствола ($\beta \geq 1,5^\circ$ на 10 м) наиболее ярко выражен. Такие же тенденции в отношении K_2 наблюдаются для показателя надежности внутрискважинного оборудования МРП.

4. СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ФОНДА СКВАЖИН

4.1. Системный подход к анализу использования фонда скважин

Обеспечение нормального функционирования фонда скважин осуществляется совершенствованием организации, техники и технологии добычи нефти, проведения ремонтных, профилактических работ и промышленных исследований с заданной периодичностью по всему фонду.

Очевидно, что рост объема работ требует кратного увеличения всех видов ресурсов, включая число бригад по ремонту и исследованию скважин для обеспечения необходимой информацией. Однако при существующих условиях и намеченных тенденциях развития отрасли получение требуемого объема информации только за счет увеличения числа бригад нереально. Таким образом, возникает проблема применения адекватных методов исследования и контроля за работой всего фонда скважин, поэтому наряду с обычным («индивидуальным») подходом необходимо использовать методы теории больших систем.

Системный подход позволяет определять и анализировать общие параметры функционирования фонда скважин, которые не выявляются при индивидуальном подходе. Это дает возможность контролировать и прогнозировать изменение показателей всего фонда на уровне промысла, нефтегазодобывающего управления (НГДУ), производственного объединения и других подразделений и скрытые тенденции, а также результаты выполнения различных мероприятий.

Существует много методов анализа и исследования больших систем. Ними рассмотрены два примера, цель которых — показать эффективность некоторых способов изучения больших систем применительно к задачам использования фонда скважин.

В качестве примера рассмотрим показатели работы фонда добывающих скважин Бураевской площади НГДУ «Краснохолмскнефть» объединения «Башнефть», эксплуатируемого механизированными способами (погружными центробежными электронасосами и штанговыми насосами). Проанализированы результаты эксплуатации 247 скважин за весь 1985 г. и отдельно за декабрь 1985 г. Информативный массив данных показатели добычи нефти, жидкости и воды.

На рис. 4.1 приведено распределение добычи нефти и воды по скважинам, имеющее гиперболический характер, что подтверждается ста-

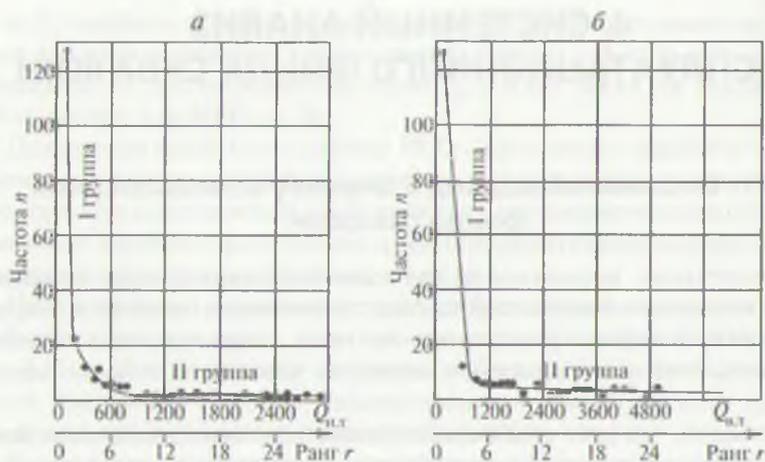


Рис. 4.1. Распределение добычи по скважинам: а — нефти; б — воды

статистическим анализом. На рис 4.2 показано распределение добычи нефти в 1985 г.

Из представленных данных следует, что добыча воды и нефти по скважинам распределяется неравномерно. Так, 75% общей добычи нефти по исследуемой площади дают 57 скважин (23% общего числа), в то время как из остальных 190 скважин (77% общего числа) получено только 25% общей добычи. Распределение дебита воды за этот же период следующее: 175 скважин (71%) дают 17,4% воды, а 72 скважины (29%) — 82,6%. Аналогичным образом 20,3% годовой добычи нефти получено из 169 скважин (68% фонда), 79,7% добытой нефти приходится на 78 скважин (32% фонда).

Гиперболическое распределение (см. рис. 4.1, 4.2) описывается зависимостью вида

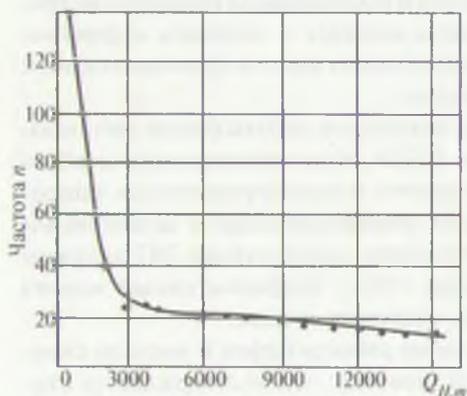


Рис. 4.2. Распределение добычи по скважинам в 1985 г.

$$n = a/r^b, \quad (4.1)$$

где n — частота; a, b — положительные константы; r — ранг.

Проверка показала, что данные рис 4.1, 4.2 хорошо аппроксимируются прологарифмированной зависимостью (4.1)

$$\lg n = \lg a - b \lg r.$$

Проанализировано также распределение дебита нефти и воды за рассматриваемый период отдельно по фондам с использованием ЭЦН и СШН.

Из табл. 4.1 видно, что распределение добычи нефти по фонду скважин, эксплуатируемых ЭЦН, имеет более неравномерный характер в декабре, чем в целом за год, в то время как распределение добычи воды практически не изменилось. Распределение добычи воды и нефти по фонду скважин, эксплуатируемых СШН, изменилось незначительно. По-видимому, изменение режимов в большей степени сказывается на работе фонда скважин, оборудованных ЭЦН, при этом интенсивная добыча нефти наблюдается лишь в незначительной части фонда.

Тенденцию увеличения со временем неравномерности распределения добычи нефти по скважинам необходимо учитывать при планировании геолого-технических и технологических мероприятий на последующий период.

Анализ показателей эксплуатации большого числа скважин должен основываться на соответствующем информационном массиве, получаемом на базе промысловых данных. Однако организовать регулярное обследование всего фонда скважин по всем требуемым технологическим параметрам практически невозможно из-за ограниченности различных ресурсов, в том числе оснащенности средствами измерения и учета, уровня автоматизации, отсутствия специальной техники и др.

В связи с этим иногда практически удобнее применение методов, позволяющих восстановить вероятные значения необходимых параметров по замерам в некоторых скважинах. Для иллюстрации таких способов на основе приведенных параметров покажем возможность прогноза отбора жидкости по группам скважин исходя из замеров по отдельным скважинам.

Таблица 4.1

Распределение дебита нефти и воды

| Положительная константа | Распределение дебита | | | | | | | |
|-------------------------|--------------------------|------|------|------|----------------------------------|------|------|------|
| | нефти | | воды | | нефти | | воды | |
| | в 1985 г. при применении | | | | в декабре 1985 г. при применении | | | |
| | ЭЦН | | СШН | | ЭЦН | | СШН | |
| a | 0,4 | 0,4 | 2,0 | 1,4 | 2,0 | 0,4 | 1,75 | 2,0 |
| b | 0,22 | 0,56 | 1,24 | 1,23 | 1,50 | 0,50 | 1,00 | 1,00 |

Ранжирование дебита скважин по нефти

| Интервал изменения добычи нефти, т/сут | Частота n | Ранг r | $\lg r$ | Средний дебит нефти \bar{Q}_n , т/сут | $\lg \bar{Q}_n$ |
|--|-------------|----------|---------|---|-----------------|
| 0–100 | 152 | 1 | 0,00 | 50 | 1,70 |
| 100–200 | 25 | 2 | 0,30 | 150 | 2,18 |
| 200–300 | 13 | 3 | 0,48 | 250 | 2,40 |
| 300–400 | 9 | 4 | 0,60 | 350 | 2,54 |
| 400–500 | 7 | 5 | 0,70 | 450 | 2,60 |
| 500–600 | 6 | 6 | 0,78 | 550 | 2,74 |
| 600–700 | 6 | 7 | 0,84 | 650 | 2,81 |
| 700–800 | 7 | 8 | 0,90 | 750 | 2,87 |
| 800–900 | 2 | 9 | 0,95 | 850 | 2,93 |
| 900–1000 | 4 | 10 | 1,00 | 950 | 2,98 |
| 1000–1100 | 2 | 11 | 1,04 | 1050 | 3,02 |
| 1100–1200 | 0 | 12 | 1,08 | 1150 | 3,06 |
| 1200–1300 | 0 | 13 | 1,11 | 1250 | 3,10 |
| 1300–1400 | 3 | 14 | 1,15 | 1350 | 3,13 |
| 1400–1500 | 2 | 15 | 1,18 | 1450 | 3,16 |
| 1500–1600 | 2 | 16 | 1,20 | 1550 | 3,19 |
| 1600–1700 | 0 | 17 | 1,23 | 1650 | 3,22 |
| 1700–1800 | 1 | 18 | 1,25 | 1750 | 3,24 |
| 1800–1900 | 0 | 19 | 1,28 | 1850 | 3,27 |
| 1900–2000 | 0 | 20 | 1,30 | 1950 | 3,29 |
| 2000–2100 | 1 | 21 | 1,32 | 2050 | 3,31 |
| 2100–2200 | 0 | 22 | 1,34 | 2150 | 3,33 |
| 2200–2300 | 3 | 23 | 1,36 | 2250 | 3,35 |
| 2300–2400 | 1 | 24 | 1,38 | 2350 | 3,37 |
| 2400–2500 | 0 | 25 | 1,40 | 2450 | 3,39 |
| 2500–2600 | 0 | 26 | 1,41 | 2550 | 3,41 |
| 2600–2700 | 0 | 27 | 1,43 | 2650 | 3,42 |
| 2700–2800 | 1 | 28 | 1,45 | 2750 | 3,44 |

Для этого фонд скважин делят на группы по степени близости дебита жидкости, нефти или воды. Каждой группе присваивают ранг от меньших значений к большим. Строят зависимость логарифма среднего дебита скважины в группе от логарифма ранга. Результаты расчетов приведены в табл. 4.2, 4.3 и на рис. 4.3. Как видно, зависимости представляют собой прямые линии.

Зная замеренные средние дебиты любых двух скважин и их ранги, можно построить прямую линию по двум точкам. Дебиты остальных

Таблица 4.3

Ранжирование дебита скважин по воде

| Интервал изменения дебитов нефти, т/сут | Частота n | Ранг r | $\lg r$ | Средний дебит нефти \bar{Q}_n , т/сут | $\lg \bar{Q}_n$ |
|---|-------------|----------|---------|---|-----------------|
| 0–200 | 150 | 1 | 0 | 100 | 2,00 |
| 200–400 | 24 | 2 | 0,30 | 300 | 2,48 |
| 400–600 | 9 | 3 | 0,48 | 500 | 2,70 |
| 600–800 | 14 | 4 | 0,60 | 700 | 2,84 |
| 800–1000 | 4 | 5 | 0,70 | 900 | 2,95 |
| 1000–1200 | 4 | 6 | 0,78 | 1100 | 3,04 |
| 1200–1400 | 4 | 7 | 0,84 | 1300 | 3,11 |
| 1400–1600 | 5 | 8 | 0,90 | 1500 | 3,18 |
| 1600–1800 | 5 | 9 | 0,95 | 1700 | 3,23 |
| 1800–2000 | 5 | 10 | 1,00 | 1900 | 3,28 |
| 2000–2200 | 1 | 11 | 1,04 | 2100 | 3,32 |
| 2200–2400 | 4 | 12 | 1,08 | 2300 | 3,36 |
| 2400–2600 | 1 | 13 | 1,11 | 2500 | 3,40 |
| 2600–2800 | 1 | 14 | 1,15 | 2700 | 3,43 |
| 2800–3000 | 1 | 15 | 1,18 | 2900 | 3,46 |
| 3000–3200 | 2 | 16 | 1,20 | 3100 | 3,49 |
| 3200–3400 | 2 | 17 | 1,23 | 3300 | 3,52 |
| 3400–3600 | 2 | 18 | 1,25 | 3500 | 3,54 |
| 3600–3800 | 0 | 19 | 1,28 | 3700 | 3,57 |
| 3800–4000 | 0 | 20 | 1,30 | 3900 | 3,59 |
| 4000–4200 | 2 | 21 | 1,32 | 4100 | 3,61 |
| 4200–4400 | 2 | 22 | 1,34 | 4300 | 3,63 |
| 4400–4600 | 2 | 23 | 1,36 | 4500 | 3,65 |
| 4600–4800 | 1 | 24 | 1,38 | 4700 | 3,67 |
| 4800–5000 | 2 | 25 | 1,40 | 4900 | 3,69 |

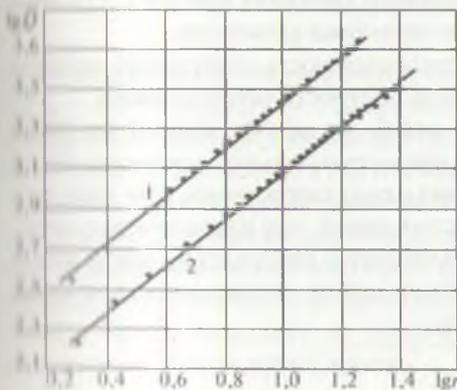


Рис. 4.3. Гистограммы гиперболического распределения дебита: 1 — воды; 2 — нефти

групп скважин легко восстанавливаются по этим зависимостям в соответствии с известными рангами.

Приведенные примеры показывают эффективность применения ранговых методов для анализа показателей эксплуатации фонда скважин.

4.2. Холистский подход к прогнозу качественных изменений в нефтедобыче

Холистский (или глобальный) подход к прогнозу и управлению работой нефтяного месторождения оправдывается в случаях, если традиционные редуccionистские методы не позволяют выполнить обзоримый анализ тенденций из-за чрезмерно большого числа значимых параметров.

В работе Дж. Касти* холистский подход к проблеме демонстрируется на примере ситуации с заторами на автотранспортной магистрали. Рассмотрим этот пример подробнее. Пренебрегая дистанцией между автомашинами, причинами заторов и другими факторами, попытаемся описать ситуацию одним уравнением. Главным для него является значение параметра q — плотность потока машин (число машин в 1 ч на 1 км пути). Время T , необходимое для преодоления 1 км пути, представляется как сумма двух слагаемых: $T = T_0 + kn$, где T_0 — время без учета помех со стороны других машин ($q = 0$ — скорость свободного движения), kn — дополнительное время, необходимое для преодоления того же пути с учетом помех, пропорционально числу машин n , находящихся на этом участке в течение времени T . Последнее означает, что задержка в заторах есть линейная функция числа торможений и ускорений или числа машин n , участвующих в движении.

В свою очередь, очевидно, что $n = qT$ или, учитывая предыдущее соотношение, $T = T_0 / (1 - kq)$.

Экспериментальная проверка последнего соотношения показала хорошую его согласованность с фактическими данными, вплоть до непредсказуемого «паралича» дорожного движения при $q = 1/k$ (в этом случае $T \rightarrow \infty$, наблюдается полная остановка движения).

Продемонстрируем теперь нетрадиционность холистского подхода на примере обоснования предельной плотности сетки скважин.

Известно, что объем добычи нефти из залежи зависит от числа эксплуатационных скважин. При чрезмерно большой плотности сетки скважин начинается интерференция между скважинами, при этом упомянутая зависимость настолько усложняется, что традиционные методы не позволяют ее выявить. Аналогичные рассуждения могут иметь место при анализе тенденций добычи нефти, обводненности продукции, водонефтяного фактора и т. п.

*Касти Дж. Большие системы.

Представим, что на объекте отношение накопленной добычи жидкости Z к добыче нефти X может быть представлено соотношением $Z/X = (Z/X)_0 + A$, где $(Z/X)_0$ соответствует некоторому состоянию разработки, при котором действующие на объекте скважины (общим числом n) не взаимодействуют друг с другом. Тогда дополнительное слагаемое A выражает влияние на обводненность продукции интерференция между скважинами. Можно предположить, что величина A пропорциональна числу скважин на объекте и текущему уровню величины Z/X , т. е. $A = bn(Z/X)$.

Если подставим A в исходное соотношение для Z/X , получим $Z/X = (Z/X)_0(1 - bn)^{-1} = (a - bn)^{-1}$; $a = (Z/X)_0$, $b = B(X/Z)_0$ и предельную величину числа скважин $n_* = a/b$, при котором наступает «катастрофическое» обводнение продукции $Z/X > \infty$.

В табл. 4.4 приведены фактические данные о накопленной добыче нефти, воды, жидкости и числе добывающих скважин за период 24 мес. на участке пласта A_3 , месторождения Самотлор, здесь же выполнено сравнение данных о добыче.

На рис. 4.4 построена зависимость отношения накопленной добычи нефти к накопленной добыче жидкости от числа добывающих скважин на объекте.

Зависимость является линейной, анализ надежности такого вывода подтверждается статистическими расчетами:

коэффициент корреляции - 0,815,

и зависимости $q = a - bn$ коэффициенты $a = 1,32$, $b = 0,012$.

Перейдем к анализу указанной зависимости с холистских позиций. Из уравнения

$$q = \frac{x}{z} = a - bn, \quad z = x + y. \quad (4.2)$$

вытекает соотношение

$$\frac{z}{x} = 1 + \frac{y}{x} = \frac{1}{a - bn}, \quad (4.3)$$

из которого видно, что увеличение числа скважин на объекте до уровня $n_* = a/b = 1,32/0,012 = 110$ приведет к катастрофическому росту водо-нефтяного фактора добываемой продукции $y/x \rightarrow \infty$, обводненности, снижению эффективности системы разработки и т. п.

Таким образом, рассматриваемый метод позволяет для определенных условий разработки нефтяного месторождения оценивать возможные границы изменения плотности сетки скважин, не приводящего к ухудшению показателей разработки. Естественно, что такую оценку целесообразно проводить на каждой стадии разработки объекта при изменении условий эксплуатации.

Показатели разработки участка пласта А₃, Самотлорского месторождения за 1986–1987 гг.

| Месяц | Число скважин | | Накопленная добыча, т | | | $Q_{н}/Q_{*}$ | |
|-------|---------------|----------------|-----------------------|------------|---------|---------------|----------------|
| | фактическое | сглаженное n | $Q_{н, x}$ | $Q_{н, y}$ | Q_{*} | фактическое | сглаженное q |
| 1 | 49 | 50,0 | 52,3 | 14,9 | 67,2 | 0,778 | 0,776 |
| 2 | 52 | 51,3 | 95,2 | 28,2 | 123,4 | 0,772 | 0,775 |
| 3 | 53 | 51,3 | 148,2 | 42,9 | 191,1 | 0,776 | 0,765 |
| 4 | 49 | 51,0 | 188,2 | 63,4 | 251,6 | 0,748 | 0,749 |
| 5 | 51 | 52,0 | 230,3 | 88,6 | 318,9 | 0,722 | 0,723 |
| 6 | 56 | 53,7 | 276,7 | 113,9 | 390,6 | 0,708 | 0,710 |
| 7 | 54 | 53,0 | 324,4 | 139,1 | 463,5 | 0,699 | 0,781 |
| 8 | 49 | 50,7 | 367,4 | 160,9 | 528,3 | 0,695 | 0,695 |
| 9 | 49 | 50,3 | 407,3 | 182,7 | 590,0 | 0,690 | 0,689 |
| 10 | 53 | 49,0 | 444,4 | 207,6 | 652,0 | 0,682 | 0,683 |
| 11 | 45 | 49,0 | 481,0 | 229,1 | 710,1 | 0,677 | 0,676 |
| 12 | 49 | 50,3 | 517,1 | 255,4 | 772,5 | 0,669 | 0,671 |
| 13 | 57 | 54,7 | 554,8 | 278,7 | 883,5 | 0,666 | 0,664 |
| 14 | 58 | 57,3 | 585,9 | 304,2 | 890,1 | 0,658 | 0,659 |
| 15 | 57 | 58,3 | 619,9 | 329,4 | 949,3 | 0,653 | 0,652 |
| 16 | 60 | 58,0 | 653,7 | 362,5 | 1016,2 | 0,643 | 0,643 |
| 17 | 57 | 57,3 | 686,5 | 397,1 | 1083,6 | 0,643 | 0,634 |
| 18 | 55 | 55,7 | 718,8 | 428,0 | 1146,8 | 0,627 | 0,627 |
| 19 | 55 | 56,7 | 751,7 | 462,3 | 1214,0 | 0,619 | 0,619 |
| 20 | 60 | 58,7 | 784,8 | 500,5 | 1285,3 | 0,611 | 0,611 |
| 21 | 61 | 60,0 | 816,7 | 536,0 | 1352,7 | 0,604 | 0,602 |
| 22 | 59 | 60,0 | 850,9 | 589,4 | 1440,3 | 0,591 | 0,593 |
| 23 | 60 | 60,3 | 882,9 | 630,1 | 1513,0 | 0,538 | 0,584 |
| 24 | 62 | 61,3 | 918,0 | 627,4 | 1590,4 | 0,577 | 0,579 |

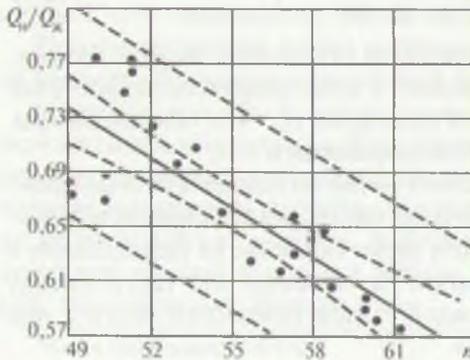


Рис. 4.4. Зависимость отношения накопленной добычи нефти к накопленной добыче жидкости от числа добывающих скважин

4.3. Прогнозирование и регулирование фонда скважин

Одной из актуальных задач нефтяной промышленности является повышение эффективности использования фонда нефтяных скважин. Решение данной проблемы связано с реализацией комплекса мероприятий по увеличению межремонтного периода работы скважин, повышению производительности труда ремонтных бригад и качества ремонта, обеспечению необходимого числа бригад по ремонту скважин и т. п. Важное значение имеет правильное планирование и распределение необходимых ресурсов исходя из стратегии развития нефтедобывающего производства, увеличения фонда скважин, технического уровня применяемого оборудования, изменения межремонтного периода и ряда других показателей. При этом необходимо уметь оценивать влияние возможных изменений в будущем на принимаемые в данный момент решения, выбирая наиболее оптимальные в технико-экономическом отношении варианты. Для реализации подобного рода задач необходимо иметь адекватную математическую модель процесса функционирования фонда скважин, по которой можно «проигрывать» различные ситуации, оценивать последствия принимаемых решений в перспективе, например, таких как увеличение числа бригад подземного или капитального ремонта, изменение объема бурения, улучшение качества ремонтных работ и т. д. Ниже изложен подход к реализации этого процесса с использованием теории марковских цепей. Рассмотрим решение данной задачи в простейшей постановке.

Технико-экономические показатели работы скважин зависят от ряда причин, многие из которых имеют слабоконтролируемый характер. При существующем разделении общего эксплуатационного фонда скважин на действующие, дающие продукцию, находящиеся в капитальном и ожидании его, в освоении и ожидании освоения после ремонта и т. п. число скважин в каждом классе изменяется во времени, так как имеет место постоянный переход скважин из одного класса в другой с той или иной интенсивностью. Процессы такого типа изучаются математической теорией марковских цепей на основе дифференциальных уравнений для вероятностей пребывания в определенных классах.

Рассмотрим реализацию такого подхода в простейшем варианте на примере анализа функционирования фонда эксплуатационных скважин в производственном объединении «Юганскнефтегаз» за период с 01.01.1981 г. по 01.01.1987 г. (табл. 4.5).

Для того чтобы сделать модель более наглядной, а получаемые выводы обозримыми, представим структуру скважин эксплуатационного фонда (см. табл. 4.5) следующим образом:

- действующие $x(t)$;
- находящиеся в капитальном и ожидании капитального ремонта $y(t)$;

Состояние фонда нефтяных скважин по объединению «Юганскнефтегаз»

| Фонд скважин | 1981 | | | | 1982 | | | | 1983 | | | |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 01.01 | 01.04 | 01.07 | 01.10 | 01.01 | 01.04 | 01.07 | 01.10 | 01.01 | 01.04 | 01.07 | 01.10 |
| Эксплуатационный | 2379 | 2492 | 2621 | 2811 | 2967 | 3118 | 3275 | 3574 | 3744 | 3895 | 3991 | 4199 |
| Действующих, в том числе: | 2312 | 2421 | 2551 | 2723 | 2910 | 3044 | 3116 | 3457 | 3629 | 3744 | 3851 | 4031 |
| дающих продукцию | 2264 | 2362 | 2507 | 2674 | 2856 | 2990 | 3055 | 3392 | 3552 | 3610 | 3747 | 3877 |
| находящихся в плано- профилактическом обслуживании | 48 | 59 | 44 | 49 | 54 | 54 | 61 | 65 | 77 | 134 | 104 | 154 |
| В капитальном ремонте и ожидании капитального ремонта | 40 | 40 | 36 | 43 | 43 | 43 | 106 | 73 | 63 | 90 | 73 | 103 |
| В освоении и ожидании освоения после ремонта | 27 | 31 | 34 | 45 | 14 | 31 | 53 | 44 | 52 | 61 | 67 | 65 |

| Фонд скважин | 1984 | | | | 1985 | | | | 1986 | | | | 1987 | |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 01.01 | 01.04 | 01.07 | 01.10 | 01.01 | 01.04 | 01.07 | 01.10 | 01.01 | 01.04 | 01.07 | 01.10 | 01.01 | 01.01 |
| Эксплуатационный | 4410 | 4533 | 4600 | 4732 | 4974 | 5109 | 5267 | 5483 | 5640 | 5907 | 6177 | 6401 | 6555 | 6555 |
| Действующих, в том числе: | 4233 | 4383 | 4494 | 4619 | 4862 | 4985 | 5152 | 5376 | 5520 | 5785 | 6033 | 6252 | 6396 | 6396 |
| дающих продукцию | 4104 | 4239 | 4385 | 4489 | 4742 | 4857 | 5010 | 5175 | 5355 | 5588 | 5834 | 6041 | 6178 | 6178 |
| находящихся в плано- профилактическом обслуживании | 129 | 144 | 109 | 130 | 120 | 128 | 142 | 201 | 165 | 197 | 199 | 211 | 218 | 218 |
| В капитальном ремонте и ожидании капитального ремонта | 109 | 91 | 74 | 78 | 86 | 93 | 76 | 85 | 102 | 97 | 104 | 112 | 119 | 119 |
| В освоении и ожидании освоения после ремонта | 68 | 59 | 32 | 35 | 37 | 31 | 39 | 22 | 18 | 25 | 40 | 37 | 40 | 40 |

находящиеся в освоении и ожидании освоения $z(t)$.

Интенсивность ввода новых скважин обозначим $q(t)$. Тогда, согласно общей схеме записи уравнений марковских процессов, исходя из особенностей функционирования эксплуатационного фонда, можно составить следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} \frac{dx}{dt} = -ax + bz, \\ \frac{dy}{dt} = ax - cy, \\ \frac{dz}{dt} = cy - bz + q. \end{cases} \quad (4.4)$$

Первое уравнение системы (4.4) отражает тот факт, что число скважин действующего фонда в единицу времени dx/dt изменяется вследствие выбытия скважин из эксплуатации с интенсивностью $a(ax)$ и ввода скважин в работу после освоения с интенсивностью $b(bz)$. Аналогичным образом представлены остальные уравнения системы (4.4). Очевидно, что изменение общего числа эксплуатационных скважин dN в единицу времени равно интенсивности ввода новых скважин q . Просуммировав почленно три уравнения системы (4.4), получим следующее равенство

$$\frac{dN}{dt} = \frac{dx}{dt} + \frac{dy}{dt} + \frac{dz}{dt} = q.$$

Иная схема использования системы уравнений (4.4) заключается в следующем. По данным о динамике фонда скважин за некоторый период времени оцениваются параметры a , b , c уравнений. Далее по заданной интенсивности ввода новых скважин $q(t)$ можно прогнозировать динамику изменения $x(t)$, $y(t)$, $z(t)$. Очевидно, что величина коэффициентов b и c пропорциональна производительности служб ремонта скважин, а величина коэффициента a обратно пропорциональна длительности межремонтного периода. Поэтому на модели (4.4) можно «прогнозировать» последствия, вызванные, например, увеличением темпа ввода новых скважин или внедрением мероприятий по увеличению производительности межремонтного периода и т. д. Обычно такие расчеты выполняются без учета запаздывания во времени, что не позволяет надежно прогнозировать намечающиеся тенденции в изменении структуры действующего фонда. Отличительной особенностью рассматриваемого подхода является возможность получения как оперативных оценок, так и долгосрочных прогнозов.

Система уравнений (4.4) для действующего фонда скважин $x(t)$ сводится к уравнению

$$x''' + (a + b + c)x'' + (ab + ac + bc)x' = bcq; \quad x(t_0) = x_0, \quad (4.5)$$

решением которого является выражение

$$x(t) = A_1 + A_2 e^{y_1 t} + A_3 e^{y_2 t} + \alpha t \quad \text{при} \quad \alpha = \frac{bcq}{ac + ab + bc} \quad (4.6)$$

с действительными корнями

$$\gamma_1 = 0, \quad \gamma_{2,3} = -\frac{a+b+c}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{a+b+c}{2}\right)^2 - ab - ac - bc} < 0.$$

Фонд скважин, находящихся в капремонте и освоении, определяется путем последовательной подстановки $x(t)$ во второе уравнение системы (4.4) и далее $y(t)$ в третье уравнение:

$$y(t) = Be^{-ct} + e^{-ct} \int ax(\tau)e^{c\tau} d\tau; \quad y(t_0) = y_0; \quad (4.7)$$

$$z(t) = De^{-bt} + e^{-bt} \int [q + cy(\tau)]e^{bt} d\tau; \quad z(t_0) = z_0. \quad (4.8)$$

При $|y|t \gg 1$ соотношения (4.6)–(4.8) упрощаются

$$\begin{cases} x(t) = x_0 + \alpha(t - t_0); & (4.9) \end{cases}$$

$$\begin{cases} y(t) = y_0 e^{-c(t-t_0)} + \frac{a}{c} \left(x_0 - \frac{\alpha}{c} \right) [1 - e^{-c(t-t_0)}] + \frac{a\alpha}{c} (t - t_0); & (4.10) \end{cases}$$

$$\begin{cases} z(t) = z_0 e^{-b(t-t_0)} + \frac{1}{b-c} \left[cy_0 - a \left(x_0 - \frac{\alpha}{c} \right) \right] [e^{-c(t-t_0)} - e^{-b(t-t_0)}] + \\ + \frac{1}{b} \left[q + a \left(x_0 - \frac{\alpha}{c} - \frac{\alpha}{b} \right) \right] [1 - e^{-b(t-t_0)}] + \frac{a\alpha}{b} (t - t_0). & (4.11) \end{cases}$$

и для $t \gg t_0$ обеспечивают линейную асимптоту всех видов фондов скважин во времени.

$$\begin{cases} x \equiv x_0 + \alpha(t - t_0); \\ y \equiv \frac{a}{c} \left(x_0 - \frac{\alpha}{c} \right) + \frac{a\alpha}{c} (t - t_0); \\ z \equiv \frac{1}{b} \left[q + a \left(x_0 - \frac{\alpha}{c} - \frac{\alpha}{b} \right) \right] + \frac{a\alpha}{b} (t - t_0). \end{cases} \quad (4.12)$$

Рассмотренная процедура может учитывать также ликвидацию скважин. Для этого достаточно положить, что $q(t)$ есть суммарная интенсивность ввода новых скважин и ликвидации длительно простаивающих; при этом $q > 0$, если интенсивность ввода новых скважин превышает интенсивность ликвидации, и $q < 0$ в противоположном случае.

По данным табл. 4.5, за период с 01.01.1981 г. по 01.01.1987 г. методом наименьших квадратов определены значения $a = 0,1$ скв./год; $b = 0,4$ скв./год; $C = 6$ скв./год. На рис. 4.5 приведено фактическое и расчетное число скважин действующего $x(t)$ и простаивающего фонда $y(t) = z(t)$. Как видно из графика, совпадение расчетных и фактических значений вполне удовлетворительное. Отмечается значительное расхождение между расчетной и фактической численностью фонда на 01.01.1984 г. Резкое увеличение числа скважин простаивающего фонда по сравнению с прогнозным (расчетным) свидетельствует об ухудшении работы ремонтных бригад и требует специального анализа. Следует отметить, что предлагаемый метод позволяет выявить развитие негативных тенденций. Так, при анализе изменения расчетного и фактического фонда простаивающих скважин видно (см. рис. 4.5), что тенденции превышения числа скважин фактического фонда над числом скважин расчетного фонда начали развиваться с 1982 г. Используя подобный подход, можно своевременно прогнозировать возможную динамику фонда скважин и принимать оперативные решения по проведению организационно-технических мероприятий.

На основе построенной модели можно проводить анализ различных ситуаций. Например, необходимо выяснить зависимость динамики фонда скважин от производительности подразделений по ремонту скважин или как следует изменить производительность ремонтных организаций для обеспечения необходимых изменений в структуре фонда скважин (например, для заданного уменьшения числа скважин простаивающего фонда за определенный промежуток времени). Сложность такой оценки определяется необходимостью учитывать одновременно влияние и взаимодействие нескольких факторов, действие которых растянуто во времени. Так, например, увеличение числа бригад капитального ремонта не сразу скажется на изменении структуры фонда скважин, так как ввод скважин в работу определяется как временем нахождения в ожидании освоения, так и временем освоения. Такого типа

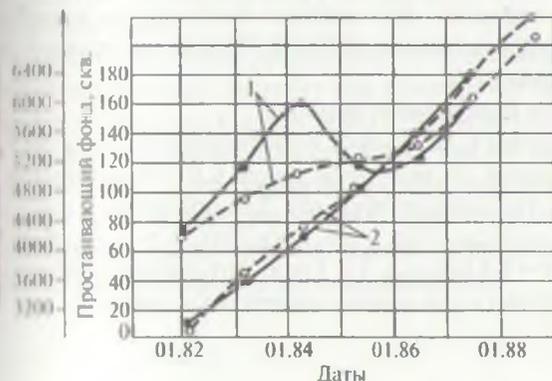


Рис. 4.5. Динамика фондов нефтяных скважин:
1 — простаивающего;
2 — действующего;
сплошная линия — фактические данные;
штриховая линия — расчетные значения

задачи могут быть достаточно просто решены на основе предложенной модели. Расчеты осуществляются по следующей схеме. Задаются некоторые значения коэффициентов a , b , c , определяемые производительностью ремонтных бригад и длительностью межремонтного периода, начальные условия (структура фонда скважин на настоящий момент). Далее рассчитывается прогнозная динамика численности $x(t)$, $y(t)$, $z(t)$. Если на прогнозируемый период показатели использования фонда скважин не удовлетворяют заданным критериям (например, число скважин простаивающего фонда оказывается недопустимо высоким), то, подбирая значения коэффициентов системы (4.4), ее решение «гоняют» в требуемые пределы. На основании полученных значений коэффициентов выдаются рекомендации и принимаются организационно-технические решения об изменении структуры и оснащения ремонтных подразделений.

Из представленных на рис. 4.5 результатов следует, что в 1987–1988 гг. в соответствии с (4.12) достигается линейная асимптотика роста действующего и простаивающего фондов скважин. На этом участке темп роста числа скважин простаивающего фонда составил $0,022–0,025$ от темпа роста числа скважин действующего фонда. Оценка указанного отношения по уравнению (4.12) даст $(y + z)/x = a(b + c)/bc = 0,021$, фактическое же отношение $K = (y + z)/x = 0,022$.

Положим, мы хотим в течение некоторого времени уменьшить долю простаивающего фонда скважин (по отношению к действующему) в 2 раза, т. е. до уровня $K_1 = 0,0125$, сохранив интенсивность q , a , b и изменив только производительность цеха капремонта скважин c . Переходя сразу к асимптотическим оценкам, по соотношениям (4.12) получим $K_1 = a(b + c_1)/bc_1$, откуда необходимая производительность цеха капремонта $c_1 = ab/(K_1 b - a) = 0,1 \cdot 24 / (0,0125 \cdot 24 - 0,1) = 12$ скв./год. Для достижения цели необходимо в 2 раза (c_1/c) увеличить производительность цеха капремонта.

Следует иметь в виду, что выполненные оценки имеют асимптотический (равновесный) характер. Для расчета переходного процесса следует пользоваться соотношениями (4.9)–(4.12) или численным решением исходной системы (4.4).

Оценим длительности переходного периода.

Определим его как время τ , за которое в соотношениях (4.6)–(4.12) нелинейные члены убывают до величины менее 0,01 от начальной момент времени t_0 , т. е. $\tau = \ln 100 / \min(\gamma_2 \gamma_3 c b)$. Для принятых исходных данных $b = 24$ скв./год, $c = 6$ скв./год, $a = 0,1$ скв./год, $\gamma_2 = -24$ скв./год, $\gamma_3 = -6$ скв./год имеем $\tau = 4,6/6,0$, т. е. $\tau < 1$ год. Это означает, что переходный период следует учесть при оценке квартальных планов.

6. СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ И ПРОГНОЗУ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН

6.1. Статистический прогноз и оценка эффективности воздействия на призабойную зону скважин

Повышение эффективности технологических операций воздействия на призабойную зону (ПЗ) скважин является одной из актуальных задач нефтедобычи.

Эффективность обработки призабойной зоны (ОПЗ) скважин при низкой стоимости еще весьма низка. Такое положение определяется, с одной стороны, недостаточным количеством информации (зачастую в силу объективных причин, например невозможности проведения сравнительных исследований скважин при массовом проведении ОПЗ), с другой стороны, отсутствием методических подходов к выбору скважин, параметров и продолжительности воздействия. При этом накопленный опыт, как правило, не анализируется для построения формализованных правил принятия решений.

Существенным является то, что эффективность воздействия на ПЗ обычно оценивается по каждой скважине в отдельности, без учета взаимного влияния работы скважин друг на друга. В то же время ясно, что взаимодействие скважин может существенно изменить эффективность приведенных операций, поэтому необходимо оценить эффективность приведенных мероприятий в целом для системы скважин. Следует иметь в виду, что для сложной системы не удастся выделить единственный критерий эффективности. Так, например, проведение ОПЗ скважин может привести к увеличению добычи нефти, но при этом может увеличиться дренируемость участка залежи или усилиться тенденция к его обводнению.

Другими словами, проведение ОПЗ оказывает влияние на процесс разработки залежи, поэтому при планировании ОПЗ необходимо учитывать возможные последствия ее применения.

При накоплении большого фактического материала, т. е. при наличии богатого опыта применения того или иного вида ОПЗ скважин конкретного объекта разработки, эффективным оказывается применение методов распознавания образов, в результате чего удается значительно повысить успешность воздействия.

5.2. Частотный анализ эффективности обработки призабойной зоны скважин

Поведение большой системы подчиняется в ряду других принципов и принципу Парето, согласно которому «около 80% следствий в большой системе вызывают около 20% причин и наоборот». Этот принцип проявляется и при разработке нефтяных залежей. Так, распределение числа скважин по их дебиту часто имеет асимметричный характер, при котором большую часть добычи (70–80%) определяет меньшая часть фонда (20–30%). Для оценки подчинения распределения дебита скважин принципу Парето используются два подхода:

– частотный, которому соответствует соотношение*

$$P(x_i) = \frac{a}{x_0} \left(\frac{x_0}{x_i} \right)^{1+\alpha},$$

где a и α — постоянные; x_0 — граничная величина x , с которой распределение соответствует принципу Парето; x_i — вероятность попадания элементов выборки в интервал со средним значением x_i ,

– ранговый, которому соответствует формула

$$x_i = \frac{a}{R_i^{1+\alpha}},$$

где a и α — постоянные; R_i — ранг соответствующего значения x_i , т. е. его пример в упорядоченной по мере убывания последовательности значений x .

Эти зависимости спрямляются в логарифмических координатах

$$\log x_i = \log a - (1 + \alpha) \log R_i.$$

Анализ данных по ряду месторождений Сибири, Татарии, Башкирии и Азербайджана на соответствие распределения величины дебита скважин по нефти и воде закону гиперболического распределения показал, что дебит скважин нефтяных месторождений, как правило, распределен по этому закону.

В качестве одного из методов интенсификации добычи все большее применение находит регулирование отбора жидкости. Причем современные объемы применения данного технологического процесса требуют уже не индивидуального (по отдельным скважинам) подхода к его проведению, а анализа всей добывающей системы (анализа участка) в целом. Эффективность технологических процессов предполагает наличие определенного баланса между различными частями общей системы. Вследствие этого наряду с оценкой состояния системы в целом необходимо анализировать изменение ее отдельных частей (подсистем) для

*Ср. с гл. 4.1.

одновременного регулирования их работы. Так как рассматриваемая категория процессов динамична и подвержена как целенаправленным, так и случайным изменениям во времени, важную роль играет выбор таких методов анализа, которые обеспечивали бы оперативность проведения оценок. В качестве такого метода предлагается группирование эксплуатационных скважин по их вкладу в общую добычу в соответствии с принципом Парето. При этом все скважины рассматриваемого нефтепромыслового объекта делятся по принципу Парето на высоко- и низкодебитные по нефти и воде, а затем определяются четыре группы, которые в различных сочетаниях входят выделенные подмножества.

Группирование скважин на основании принципа Парето по дебиту нефти и воды позволило проанализировать перераспределение отбора между отдельными группами скважин и выделить группу, в пределах которой регулирование отбора принесло увеличение суммарного дебита нефти. Кроме того, была выделена группа скважин, во многом определяющих непроизводительную добычу воды на рассмотренном участке, требующая ограничения отбора или выполнения изоляционных работ.

В пределах высоко- и низкопродуктивных зон пласта, выявленных при группировании скважин по закону гиперболического распределения, могут складываться периодически сменяющиеся внутрипластовые процессы, благоприятные или неблагоприятные для проведения мероприятий по регулированию отбора. Для определения характера этих процессов предлагается метод эволюционного моделирования с использованием описывающей накопленную добычу скважин экспоненциальной модели вида

$$\sum_{i=1}^N Q_i = A + B \exp(\alpha t),$$

где $\sum_{i=1}^N Q_i$ — накопленная добыча нефти или воды скважины; A , B и α — постоянные коэффициенты; t — время.

По знакам коэффициентов модели можно определить, какого типа эволюционный процесс доминирует в работе скважин по нефти и воде — с насыщением ($A > 0$, $B < 0$ и $\alpha < 0$) или без насыщения ($A < 0$, $B < 0$ и $\alpha > 0$). Определение типов модели и их сочетания по нефти и воде для каждой скважины дает возможность выявить группы скважин, на которых возможно успешное проведение мероприятий по регулированию отбора.

Этот метод группирования скважин в комплексе с группированием на основе закона гиперболического распределения позволяет выделить на крупных промысловых объектах группы скважин, на которых возможно успешное проведение мероприятий по регулированию отбора;

учет характера объектов разработки дает возможность получения суммарного эффекта от проведения масштабных мероприятий по репарированию.

Предложенная методика апробировалась на участке месторождения Самотлор; 117 скважин исследуемого участка были разделены на группы по законам гиперболического распределения и эволюционного деления, а затем были определены области пересечения между выделенными по двум методам группами скважин: перспективные для увеличения отбора жидкости и для ограничения его. На некоторых скважинах, из числа предложенных для проведения отбора, были осуществлены рекомендованные мероприятия, позволившие получить суммарный прирост добычи.

Как видно из рис. 5.1, а, б, в, кривые дебита жидкости Q_4 , воды Q_2 и нефти Q_1 хорошо спрямляются в логарифмических координатах. На всех графиках выделяются два участка, один из которых пологий (на нем сконцентрированы высокодебитные скважины), второй — крутой (объединяет низкодебитные скважины).

При сравнении распределения дебита нефти по скважинам до и после обработки видно, что после обработки полимеркислотной смесью (ПКС) дебит нефти увеличился (новое распределение образовано прямыми, проходящими выше прежних). Кроме того, прямые стали более пологими, что также свидетельствует об увеличении характерных

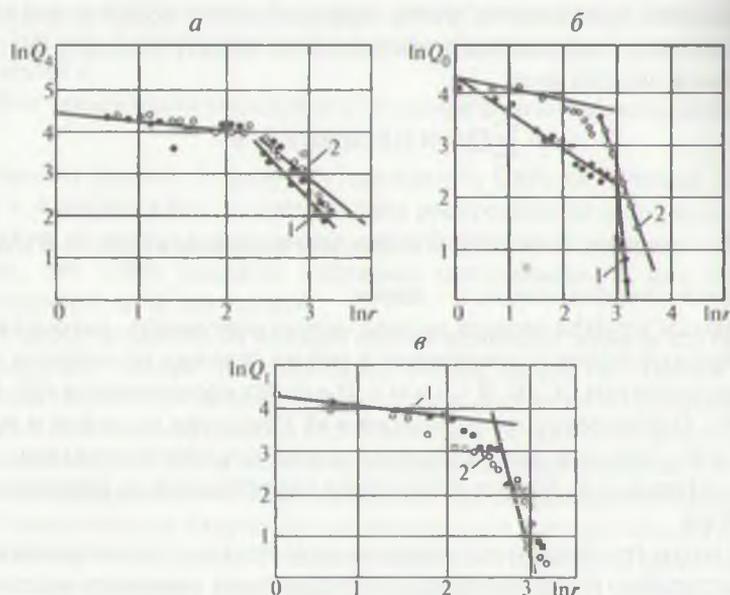


Рис. 5.1. Гистограмма дебита жидкости (а), воды (б), нефти (в) до (1) и после (2) обработки

показателя. После проведения термокислотной обработки скважин в распределении дебита жидкости увеличился характерный показатель только для низкодебитных скважин; это доказывает эффективность полнотельности низкодебитных скважин убывает более с ростом их ранга.

В обратном, после обработки увеличивается среднесуточный дебит для всех типов скважин. Рост характеристического показателя свидетельствует о том, что в обеих группах скважин распределение дебита становится более равномерным.

В отличие от распределения дебита скважин по нефти проведенные обработки практически не изменили характера распределения дебита скважин, т. е. в данном случае проведение обработки не оказывает значительного воздействия на обводненную часть ПЗ.

На результатам анализа можно сделать следующие выводы об эффективности ОПЗ скважин ПКС.

Общий дебит жидкости низкодебитных скважин становится более равномерным. Производительность по жидкости высокодебитных скважин не меняется, что, по-видимому, объясняется применением до и после обработки электропогружных насосов одного типа, при этом (табл. 3.2) динамический уровень увеличивается.

Характер дебита скважин по воде меняется. Это может быть вызвано повышенной избирательностью воздействия ПКС на ПЗ и нивелированием эффекта от обработки из-за снижения фильтрации пластовой воды вследствие образования (в процессе реакции кислоты с породой) водного раствора полиакриламида.

Также совсем другой характер имеет распределение дебита скважин по нефти. Наряду с увеличением дебита нефти и более плавным его распределением доля высокодебитных скважин снизилась.

При проведении дальнейшего анализа обработанные скважины успешно разделили на 4 группы по нескольким признакам (табл. 5.1).

Параметры каждой группы скважин приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.1

Классификация скважин по дебиту жидкости и нефти, т/сут

| Группа | Характеристика скважин | До обработки | | После обработки | |
|--------|---|--------------|-------------|-----------------|-------------|
| | | Q_1 | Q_2 | Q_1 | Q_2 |
| I | Высокодебитные по жидкости и по нефти | $\geq 10,0$ | $\geq 54,6$ | $\geq 40,5$ | $\geq 54,6$ |
| II | Высокодебитные по жидкости и низкодебитные по нефти | $< 10,0$ | $\geq 54,6$ | $< 40,5$ | $\geq 54,6$ |
| III | Низкодебитные по жидкости и высокодебитные по нефти | $\geq 10,0$ | $< 54,6$ | $\geq 40,5$ | $< 54,6$ |
| IV | Низкодебитные по жидкости и по нефти | $< 10,0$ | $< 54,6$ | $< 40,5$ | $< 54,6$ |

Параметры обработанных групп скважин

| Группа | До обработки | | | После обработки | | |
|--------|---------------|------------------|------------------|-----------------|------------------|------------------|
| | Число скважин | $\Sigma Q_4, \%$ | $\Sigma Q_1, \%$ | Число скважин | $\Sigma Q_4, \%$ | $\Sigma Q_1, \%$ |
| I | 20 | 37,4 | 53,7 | 25 | 37,9 | 42,2 |
| II | 22 | 34,5 | 7,2 | 21 | 25,7 | 30,7 |
| III | 33 | 16,6 | 31,3 | 4 | 5,2 | 20,9 |
| IV | 25 | 11,5 | 7,8 | 50 | 31,2 | 20,9 |

Как видно из табл. 5.2, из 50% скважин I и II групп добывалось до обработки более 80% всей нефти, а добыча остальных 50% скважин составила 20% нефти. После ОПЗ скважин ПКС число скважин в I и III группах уменьшилось до 30%, их добыча составила 50% всей нефти.

Предложенная групповая классификация скважин на основе закона гиперболического распределения позволяет оптимизировать проведение обработки в целях получения максимального прироста добычи нефти из охваченных скважин следующим образом.

Пусть α_{ij} — вероятность перехода скважин из i -й группы до обработки в j -ю группу после проведения обработки; Q_j^1 — суммарный дебит j -й группы скважин после обработки:

$$\beta_1(\alpha_{11}q_1x_1 + \alpha_{21}q_2x_2 + \alpha_{31}q_3x_3 + \alpha_{41}q_4x_4) = Q_1^1;$$

$$\beta_2(\alpha_{21}q_1x_1 + \alpha_{22}q_2x_2 + \alpha_{32}q_3x_3 + \alpha_{42}q_4x_4) = Q_2^1;$$

$$\beta_3(\alpha_{31}q_1x_1 + \alpha_{23}q_2x_2 + \alpha_{33}q_3x_3 + \alpha_{43}q_4x_4) = Q_3^1;$$

$$\beta_4(\alpha_{41}q_1x_1 + \alpha_{24}q_2x_2 + \alpha_{34}q_3x_3 + \alpha_{44}q_4x_4) = Q_4^1,$$

где $\beta_i, i = 1, \dots, 4$ — коэффициент успешности проведения обработки в i -й группе, показывающий качественное изменение характеристик продуктивности скважин за счет физико-химических процессов; $q_i, i = 1, \dots, 4$ — средний дебит скважины в i -й группе; x_1, x_2, x_3, x_4 — число скважин в каждой из четырех групп до обработки.

Суммарный дебит всех обработанных скважин

$$Q = \sum_{j=1}^4 Q_j^1 = A_1x_1 + A_2x_2 + A_3x_3 + A_4x_4;$$

$$A_i = (\beta_1\alpha_{i1} + \beta_2\alpha_{i2} + \beta_3\alpha_{i3} + \beta_4\alpha_{i4})q_i. \quad (5.1)$$

Таким образом, данная задача является задачей линейного программирования. Коэффициенты $A_1 - A_4$ определяются из выражения (5.1), переменные связаны между собой определенной зависимостью.

Таблица 5.3

Вероятности перехода скважин в другую группу α_{ij}

| Номер группы | Вероятности перехода в группу | | | |
|--------------|-------------------------------|-----|------|-----|
| | I | II | III | IV |
| I | 0,8 | 0 | 0,25 | 0 |
| II | 0 | 0,6 | 0,25 | 0 |
| III | 0,2 | 0 | 0 | 0 |
| IV | 0 | 0,4 | 0,6 | 1,0 |

Вероятности перехода скважин из одной группы в другую в связи с проведением обработки на Возейском и Усинском месторождениях (Республика Коми) приведены в табл. 5.3.

Для данных условий линейная функция Q имеет вид

$$Q = 66,74x_1 + 12,9x_2 + 227x_3 + 8,13x_4. \quad (5.2)$$

Очевидно, что число скважин, обрабатываемых за планируемый период (месяц, квартал, год), ограничено. На распределение скважин по выделенным группам всегда накладывается условие. Если нет других ограничений, то максимум линейной функции, т. е. наибольший эффект от проведения мероприятий для данного региона, будет в случае

$$x_1 = N; x_1 + x_2 + x_3 + x_4 = N; x_2 = x_3 = x_4 = 0.$$

Однако при планировании обработки на выбор скважин накладываются дополнительные условия. Например, не всегда целесообразно приобщить ОПЗ скважин I и III групп, можно сократить число скважин из этих групп. Так, для условий Усинского и Возейского месторождений наиболее целесообразна система следующих ограничений, соответствующая структуре всего фонда скважин:

$$x_1 \leq 0,2N;$$

$$x_1 + x_3 \leq 0,5N;$$

$$x_2 + x_4 \leq 0,5N;$$

$$x_4 \leq 0,5N.$$

Оптимальное решение линейной функции (5.2) имеет вид

$$x_1 = 0,2N;$$

$$x_2 = 0,1N;$$

$$x_3 = 0,3N;$$

$$x_4 = 0,4N.$$

Таким образом, при подобном подходе планирование эффективности мероприятий по воздействию на ПЗ скважин наиболее успешно на основе получаемой информации.

5.3. Методические особенности оценки эффективности методов обработки призабойных зон скважин

При оценке эффективности той или иной технологии ОПЗ используется по возможности наиболее представительный промышленный материал. Обычно решение об успешности применения конкретной технологии на данных залежи, месторождении, в данном районе принимается после получения положительных результатов на нескольких опытных объектах.

Рассмотрим, как можно иметь неправильное представление об эффективности того или иного метода воздействия на ПЗ скважин на примере двух месторождений и объединенных результатов по этим месторождениям (табл. 5.4).*

Из табл. 5.4 видно, что доля эффективных скважин после ОПЗ выше для реагента 1 по сравнению с реагентом 2 — соответственно $0,46 > 0,38$ для месторождения А и $0,68 > 0,58$ для месторождения Б.

Для объединенного результата доля эффективных скважин после ОПЗ реагентом 1 $0,49 < 0,53$, т. е. реагент 1, показавший свою эффективность как для месторождения А, так и для месторождения Б, дает отрицательный результат для двух месторождений вместе.

В скобках представлены другие данные, но и в этом случае доля эффективных скважин после ОПЗ выше для реагента 1 по сравнению с реагентом 2 — соответственно $0,71 > 0,70$ для месторождения А и $0,49 > 0,43$ для месторождения Б; однако для объединенного результата $0,60 < 0,71$.

Таблица 5.4

Оценка эффективности методов ОПЗ

| Результат обработки скважин | Число скважин после обработки | |
|-----------------------------|-------------------------------|-------------|
| | реагентом 1 | реагентом 2 |
| | Месторождение А | |
| Эффективные | 350(100) | 40(200) |
| Неэффективные | 400(140) | 65(285) |
| | Месторождение Б | |
| Эффективные | 75(65) | 200(30) |
| Неэффективные | 35(135) | 140(70) |
| | Объединенный результат | |
| Эффективные | 425(165) | 240(230) |
| Неэффективные | 435(275) | 205(355) |

*Секей Г. Парадоксы в теории вероятностей и математической статистике.

Таблица 5.5

Успешность метода обработки призабойной зоны скважин объекта КС₁ месторождения Бинагады

| Местоположение скважины на объекте | Успешность метода обработки, % | |
|------------------------------------|--------------------------------|-------|
| | СКО | ПАВ |
| На своде | 70,0 | 100,0 |
| На крыле | 100,0 | 76,8 |

В табл. 5.5 приведены данные об успешности (понимаемой как процент прироста добычи нефти) соляно-кислотных обработок (СКО) и обработок ПАВ скважин объекта КС, месторождения Бинагады (Азербайджан) за период 1985–1988 гг. Как видно из табл. 5.5, в целом по объекту средние величины успешности обоих методов примерно равны и составляют соответственно 86,3 и 89,4%. В то же время более детальный анализ, в частности учет местоположения обработанных скважин на объекте, позволяет выявить следующий существенный факт: в своодовой части пласта успешность СКО составляет лишь 70% при 100%-й успешности обработок ПАВ, а на крыле пласта, напротив, успешность СКО составила 100%, в то время как успешность обработок ПАВ — 77%.

Рассмотрим парадокс независимости на одном частном примере. Предположим, имеются два объекта (пласты месторождения и т. д.), на каждом из которых испытано по два способа (методы воздействия на пласт, различные способы добычи нефти и др.).

При применении на объекте 1 способа А число «успешных» и «неуспешных» скважин соответственно n_1, n_2 , а при применении способа Б число «успешных» и «неуспешных» скважин соответственно m_1, m_2 (табл. 5.6).

При объединении результатов по двум объектам оценка эффективности может измениться.

Доли «успешных» скважин при применении способа А на объекте 1 $n_1/(n_1 + n_2) = \alpha_1$, $n_3/(n_3 + n_4) = \alpha_2$ на объекте 2; при объединении результатов $(n_1 + n_3)/(n_1 + n_2 + n_3 + n_4) = \alpha_3$.

Соответственно доля «успешных» скважин при применении способа Б на объекте 1 $m_1/(m_1 + m_2) = \beta_1$, $m_3/(m_3 + m_4) = \beta_2$ на объекте 2; при объединении результатов $(m_1 + m_3)/(m_1 + m_2 + m_3 + m_4) = \beta_3$.

Таблица 5.6

Оценка эффективности применения способов обработки

| Способ | Объект 1 | | Объект 2 | | Объединенный результат | |
|--------|----------|-----------|----------|-----------|------------------------|-------------|
| | Успешно | Неуспешно | Успешно | Неуспешно | Успешно | Неуспешно |
| А | n_1 | n_2 | n_3 | n_4 | $n_1 + n_3$ | $n_2 + n_4$ |
| Б | m_1 | m_2 | m_3 | m_4 | $m_1 + m_3$ | $m_2 + m_4$ |

Для удовлетворения условий $a_1 > \beta_1$ и $\alpha_3 < \beta_3$ необходимо выполнение следующих трех неравенств:

$$n_1 m_2 > n_2 m_1;$$

$$n_3 m_4 > n_4 m_3;$$

$$2n_3 m_2 < n_2 m_3 + n_4 m_1.$$

5.4. Адаптационно-статистические методы прогнозирования эффективности воздействия на призабойную зону скважин*

Достоверные прогнозы могут быть получены на основе оценки надежности используемых методов, предусматривающих применение схемы, при которой любое прогнозируемое явление Φ допускает конечное число возможных реализации или фаз $\Phi_1, \Phi_2, \dots, \Phi_n$. При этом в частном случае альтернативного прогноза рассматриваются две фазы Φ_1 — явление осуществляется и Φ_2 — явление не осуществляется.

Пусть, например, прогноз дается в виде одного из возможных текстов $\Pi_1, \Pi_2, \dots, \Pi_n$, причем текст Π_j означает, что предсказывается осуществление явления в фазе Φ_j . Выбор прогнозистом на основе прогнозного метода какого-либо из текстов Π_β и осуществление какой-либо из фаз явления Φ_α рассматриваются как случайное событие (в смысле осуществления для него определенной вероятности). Если примененный прогнозный метод учитывает хотя бы некоторые существенные особенности прогнозируемого явления, то указанные события должны быть статистически связанными. В этом случае по данным предварительного применения прогнозного метода может быть подсчитана частота одновременного осуществления каждой пары событий Φ_α и Π_β , которые будут служить оценками для соответствующих вероятностей

$$P_{\alpha\beta} = \Gamma P(\Phi_\alpha, \Pi_\beta), \quad (5.3)$$

причем $\sum P_{\alpha\beta} = 1$.

Подобные таблицы вероятностей $P_{\alpha\beta}$ наиболее полно характеризуют надежность рассматриваемого метода прогноза (табл. 5.7).

Очевидно, что величины

$$P_\alpha = \sum_\beta P_{\alpha\beta} = \Gamma P(\Phi_\alpha), \quad (5.4)$$

приведенные в последнем столбце табл. 5.7, — суть вероятностей осуществления явления в фазе Φ_α , которые характеризуют природную изменчивость явления. Величины

$$r_\beta = \sum_\alpha P_{\alpha\beta} = \Gamma P(\Pi_\beta). \quad (5.5)$$

*Исследования выполнены совместно с Т. Ч. Шейдаевым и М. С. Ахундовым.

... в последней строке табл. 5.7, характеризуют частоту вы-
 ... с помощью данного метода тех или иных текстов

... , если уже дан прогноз Π_j , явления в фазе Φ_α осуществля-
 ... вероятностями

$$q_{\alpha j} = \frac{P_{\alpha j}}{P_j} = \Gamma P(\Phi_\alpha / \Pi_j). \quad (5.6)$$

... , что $\sum q_{\alpha j} = 1$, а величина q_j есть вероятность того, что
 ... оправдается.

... совокупность данных предварительного применения прогнозного
 ... распадается на r множеств, соответствующих осуществлению
 ... в фазах $\Phi_1, \Phi_2, \dots, \Phi_n$. Надежность прогноза целесообразно
 ... для каждого из этих множеств по величине

$$r_{\beta} = \Gamma P(\Pi_\beta / \Phi_i), \quad (5.7)$$

... характеризующей частоту, с которой прогнозист выбирал тексты Π в
 ... , если осуществлялось явление в фазе Φ_i . При этом

$$\sum_{\beta} r_{\beta} = 1,$$

... поэтому достаточно определить величины r_{β} или ($\beta \neq i$, которые суть
 ... вероятности прогноза. Величина

$$r_i = 1 - \sum_{\beta \neq i} r_{\beta}$$

... характеризует долю удачных прогнозов в случаях, если осуществляется
 ... в фазе Φ_i . По известным значениям $P_{\alpha\beta}$ вероятности ошибок
 ... определяются по формуле

$$r_{i\beta} = \frac{P_{\alpha\beta}}{P_i}. \quad (5.8)$$

Таблица 5.7

Таблица вероятностей

| Фаза | Текст | | | | | | |
|---------------|----------------|----------------|-----|-------------------|-----|----------------|------------|
| | Π_1 | Π_2 | ... | Π_β | ... | Π_n | Σ |
| Φ_1 | P_{11} | P_{12} | ... | $P_{1\beta}$ | ... | P_{1n} | P_1 |
| Φ_2 | P_{21} | P_{22} | ... | $P_{2\beta}$ | ... | P_{2n} | P_2 |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| Φ_α | $P_{\alpha 1}$ | $P_{\alpha 2}$ | ... | $P_{\alpha\beta}$ | ... | $P_{\alpha n}$ | P_α |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| Φ_n | P_{n1} | P_{n2} | ... | $P_{n\beta}$ | ... | P_{nn} | P_n |
| Всего | P_1 | P_2 | ... | P_β | ... | P_n | 1 |

Полученная величина r_{β} может, очевидно, характеризовать надежность прогнозных методов. Пусть, например, $r_{\beta}(1)$ и $r_{\beta}(2)$ — вероятность ошибок прогнозов данного явления, составленных двумя различными методами. Если при всех i и всех $\beta = i$ выполняется неравенство

$$r_{\beta}(1) \leq r_{\beta}(2) \quad (5.9)$$

и хотя бы при одной паре значений i и β выполняется строгое неравенство, то, следовательно, метод 1 лучше метода 2. В противном случае, т. е. если при некоторых i и β выполняется неравенство (5.9), а при остальных i, β — противоположные неравенства, абсолютное сравнение надежности этих двух методов невозможно.

В этом случае выбор метода прогноза может осуществляться либо на основе запросов, прежде всего экономических, конкретного потребителя, либо путем компромиссных решений на основе теории расплывчатых множеств.

Согласно основным положениям этой теории, если $X = \{x\}$ — совокупность объектов, обозначаемых через X , то расплывчатое множество A в X определяется как совокупность упорядоченных пар

$$A = \{x, \mu_A(x)\}, \quad x \in X,$$

где $\mu_A(x)$ — степень принадлежности x к A . Границы изменения функции $\mu_A(x)$ заключены в интервале $(0, 1)$, причем 0 и 1 соответствуют минимальной и максимальной степени принадлежности. В процессе принятия решения возникает необходимость выбора из нескольких альтернатив с учетом множества желаемых целей и ограничений.

В этом случае, принимая $X = \{x\}$ за множество альтернатив, расплывчатую цель G и расплывчатое ограничение C можно представить как фиксированные расплывчатые множества G и C в пространстве X функциями принадлежности μ_G и μ_C , характеризующими степень принадлежности x к G и к C . Решение, т. е. выбор одной или нескольких из имеющихся альтернатив, может быть получено в виде расплывчатого множества D при пересечении целей и ограничений

$$D = G \text{ П } C. \quad (5.10)$$

Соответственно

$$\mu_D = \mu_G \wedge \mu_C. \quad (5.11)$$

В общем случае, когда имеются n целей и m ограничений, решение получается пересечением всех целей и ограничений

$$D = G_1 \text{ П } G_2, \dots, \text{ П } G_n \text{ П } C_1 \text{ П } C_2, \dots, \text{ П } C_m, \quad (5.12)$$

а функция принадлежности решения определяется по формуле

$$\mu_D = \mu_{G_1} \wedge \mu_{G_2} \wedge \dots \wedge \mu_{G_n} \wedge \mu_{C_1} \wedge \mu_{C_2} \wedge \dots \wedge \mu_{C_m}. \quad (5.13)$$

Множество D^m из D , определяемое условием

$$\mu_d(x) = \begin{cases} \max m_d(x), x \in X \\ 0, x \in X, \end{cases} \quad (5.14)$$

считается как оптимальное решение, а каждая альтернатива из X , для которой оно достигается, — как максимизирующее решение.

В решаемой задаче выбора наиболее надежных методов прогноза параметров r_{β} , $\beta \neq i$ могут рассматриваться в качестве расплывчатых целей и ограничений, в результате пересечения которых может быть определен оптимальный метод прогноза.

Применим описанный подход к выбору наиболее надежных методов прогноза эффективности СКО скважин месторождения Бинагады (Азербайджан) и выберем только три наиболее эффективных метода: графических компонентов (ГК), последовательной диагностической процедуры Вальда (ДП), ранговой классификации (РК). Результаты выполнения этими методами классификации обработки скважин, необходимые для дальнейших расчетов, приведены в табл. 5.8, причем фактические результаты эффективной обработки отнесены к классу А, неэффективной обработки — к классу Б.

Полученные на основе этих данных вероятности $P_{\text{эф}}$, определенные по трем методам, приведены в табл. 5.9. С их помощью соответственно по выражениям (5.6) и (5.8) рассчитаны условные вероятности и вероятности ошибок методов (табл. 5.10 и 5.11).

Для решения задачи был собран промысловый материал по результатам 83 СКО в скважинах, эксплуатационным объектом которых являлась кирмакинская свита (КС). В качестве факторов, обуславливающих эффективность СКО, были выбраны глубина забоя скважин L , дебит нефти до воздействия q_1 , удельный объем кислотного раствора q_2 , величина добавки плавиковой кислоты z_1 , величина добавки уксусной

Таблица 5.8

Фактические и прогнозные результаты соляно-кислотных обработок скважин месторождения Бинагады

| Фактические данные, число скважин | | Метод ГК | | | Метод ДП | | | Метод РК | | |
|-----------------------------------|---|---------------|----|---------------|---------------|----|---------------|---------------|----|---------------|
| | | Число скважин | | Успешность, % | Число скважин | | Успешность, % | Число скважин | | Успешность, % |
| А | Б | А | Б | | А | Б | | А | Б | |
| 23 | — | 19 | 4 | 82,6 | 17 | 6 | 73,9 | 18 | 5 | 78,3 |
| 20 | — | 8 | 12 | 60,0 | 4 | 16 | 80,0 | 6 | 14 | 70,0 |

Вероятности методов прогноза

| Класс эффективности СКО | Метод ГК | | | Метод ДП | | | Метод РК | | |
|-------------------------|----------|---------|------------|----------|---------|------------|----------|---------|------------|
| | Π_A | Π_B | ΣP | Π_A | Π_B | ΣP | Π_A | Π_B | ΣP |
| А | 0,44 | 0,09 | 0,53 | 0,39 | 0,14 | 0,53 | 0,42 | 0,11 | 0,53 |
| Б | 0,19 | 0,28 | 0,47 | 0,10 | 0,37 | 0,47 | 0,14 | 0,33 | 0,47 |
| $P_{\text{ср}}$ | 0,63 | 0,37 | 1,00 | 0,49 | 0,51 | 0,51 | 0,56 | 0,44 | 1,00 |

Таблица 5.9

Условные вероятности методов прогноза

| Класс эффективности СКО | Метод ГК | | Метод ДП | | Метод РК | |
|-------------------------|----------|---------|----------|---------|----------|---------|
| | Π_A | Π_B | Π_A | Π_B | Π_A | Π_B |
| А | 0,70 | 0,25 | 0,81 | 0,27 | 0,75 | 0,26 |
| Б | 0,30 | 0,75 | 0,19 | 0,73 | 0,25 | 0,74 |

Таблица 5.10

Вероятности ошибок методов прогноза

| Класс эффективности СКО | Метод ГК | | Метод ДП | | Метод РК | |
|-------------------------|----------|---------|----------|---------|----------|---------|
| | Π_A | Π_B | Π_A | Π_B | Π_A | Π_B |
| А | 0,83 | 0,17 | 0,74 | 0,26 | 0,78 | 0,22 |
| Б | 0,40 | 0,60 | 0,20 | 0,80 | 0,30 | 0,70 |

кислоты z_2 , объем продаваемой жидкости q_3 , давление продавливания раствора P .

Исходная выборка была разбита на обучающую (40 операций) и экзаменующую (43 операции), распознавание которых было проведено методами ГК, ДП, РК с использованием критерия Стьюдента по наиболее информативным факторам q_3 , z_2 и p . Результаты распознавания обучающей выборки представлены в табл. 5.12.

Как видно из табл. 5.10, ни для одной пары методов из рассмотренных трех условие (5.9) не выполняется:

$$r_{12}(\text{ГК}) < r_{12}(\text{ДП}), \text{ но } r_{21}(\text{ГК}) > r_{21}(\text{ДП});$$

$$r_{12}(\text{ГК}) < r_{12}(\text{РК}), \text{ но } r_{21}(\text{ГК}) > r_{21}(\text{РК});$$

$$r_{12}(\text{РК}) < r_{12}(\text{ДП}), \text{ но } r_{21}(\text{РК}) > r_{21}(\text{ДП}).$$

Следовательно, при абсолютном сравнении методов по их надежности ни одному из них отдать предпочтение невозможно, поэтому используем для выбора аппарат теории расплывчатых множеств.

В качестве целей оптимизации будем рассматривать одновременную минимизацию вероятностей ошибок методов r_{12} и r_{21} , величина которых приведена в табл. 5.11.

Ограничим диапазон построения функции принадлежности границами изменения параметров. Тогда в соответствии с целью минимизации

Таблица 5.12

Результаты распознавания эффективности соляно-кислотных обработок

| Метод распознавания | Успешность распознавания в зависимости от исхода, % | |
|---------------------|---|-----------------|
| | Неэффективные СКО | Эффективные СКО |
| ГК | 60 | 82,6 |
| ДП | 80 | 73,9 |
| РК | 70 | 78,3 |
| r_1 | 40 | 69,6 |
| r_2 | 70 | 43,4 |
| r_3 | 50 | 69,6 |

и обоих рассматриваемых показателей будем иметь данные, приведенные в табл. 5.13.

Значения функции принадлежности и вероятности ошибок методов прогноза показаны в табл. 5.14, в последней графе приведены минимальные значения по методам. Как видно из табл. 5.14, максимальная величина 0,5 из этих минимумов соответствует методу прогноза РК, который и следует считать оптимальным по надежности в рассматриваемой задаче.

Полученный результат в большей мере связан и характеризует особенности самих классификационных методов, которые, как отмечалось выше, обладают различной способностью распознавания объектов из разных классов, поэтому в принципиальном плане метод ранговой классификации может оказаться наилучшим для прогнозов в других аналогичных задачах. Выбор метода в каждой конкретной ситуации может основываться на оценке экономической эффективности выдаваемых прогнозов. Получение экономического эффекта является конечной целью выбора методов воздействия (как, впрочем, и большинства других процессов). Очевидно, что при верных прогнозах можно получить дополнительные экономические средства (в случае проведения эффективных мероприятий), либо предотвратить их потерю (в случае непроведения неэффективных). Неудачные прогнозы, напротив, всегда приводят к потере средств — либо в виде неоправданных

Таблица 5.13

Данные для построения функции принадлежности

| Показатель | Величина | | |
|------------|-------------|---------|--------------|
| | минимальная | средняя | максимальная |
| r_{12} | 0,17 | 0,22 | 0,26 |
| μ_{12} | 0,9 | 0,5 | 0,1 |
| r_{21} | 0,2 | 0,3 | 0,4 |
| μ_{21} | 0,9 | 0,5 | 0,1 |

Вероятности ошибок методов прогноза и функции принадлежности

| Метод прогноза | Вероятности ошибок | | Функции принадлежности | | |
|----------------|--------------------|----------|------------------------|------------|------------|
| | r_{12} | r_{21} | μ_{12} | μ_{21} | μ_{20} |
| ГК | 0,17 | 0,40 | 0,9 | 0,1 | 0,1 |
| ДП | 0,26 | 0,20 | 0,1 | 0,9 | 0,1 |
| РК | 0,22 | 0,30 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |

затрат на осуществление мероприятий, либо в виде упущенных возможностей получения эффекта.

В случаях, если возможно установить связь доходов и убытков прогнозируемым явлением, может быть составлена зависимость

$$S_{ij} = S(\Phi_p, \Pi_j), \quad (5.15)$$

позволяющая оценивать надежность прогнозных методов с экономических позиций.

Если решения принимаются в соответствии с прогнозом, полученным по данному методу, средний доход или ущерб от прогноза Π_j можно рассчитать по вероятностям ошибок $q_{\omega j}$ (см. табл. 5.10):

$$S_{\omega j} = \sum_{\alpha} q_{\omega \alpha} S_{\omega \alpha}. \quad (5.16)$$

Абсолютное сравнение каких-либо методов возможно, как и при вероятностях ошибок, только если при всех

$$S_{\text{оп}}^{(1)} \geq S_{\text{оп}}^{(2)} \quad (5.17)$$

и хотя бы при одном из значений β выполняется строгое неравенство. Тогда, очевидно, метод ГК для данного конкретного потребителя более эффективен. При невыполнении указанных условий решение, как это было описано выше, может быть найдено на основе положений теории расплывчатых множеств.

В рассматриваемой задаче средний экономический эффект от одной результативной обработки составляет 1650* единиц. В случае технологической неэффективности обработки экономические потери, связанные в основном с затратами на ее проведение, составляют в среднем 725 единиц. Принимая за основу эти цифры, можно составить таблицу расходов-доходов от проведения мероприятия (табл. 5.15).

По данным табл. 5.13 и 5.15 определяем для каждого из методов характеристики экономической эффективности прогнозов, представленные в табл. 5.16.

Из табл. 5.16 видно, что

$$S_{01}(\text{ДП}) > S_{01}(\text{ГК}), \text{ но } S_{02}(\text{ДП}) < S_{02}(\text{ГК});$$

$$S_{01}(\text{РК}) > S_{01}(\text{ГК}), \text{ но } S_{02}(\text{РК}) < S_{02}(\text{ГК});$$

*Эта цифра условная.

Таблица 5.15

**Экономическая эффективность соляно-кислотной обработки
в зависимости от прогнозов**

| Класс объектов | Прогноз P_A | Прогноз P_B |
|----------------|---------------|---------------|
| А | +1,650 | -0,650 |
| Б | -0,750 | +0,725 |

Таблица 5.16

Экономическая эффективность методов прогноза и функции принадлежности

| Метод прогноза | Экономическая эффективность | | Функции принадлежности | | |
|----------------|-----------------------------|-------|------------------------|------------|------------|
| | max | min | μ_{11} | μ_{21} | μ_{31} |
| ГК | 0,975 | 0,131 | 0,1 | 0,9 | 0,1 |
| ДП | 1,197 | 0,079 | 0,9 | 0,1 | 0,1 |
| РК | 0,057 | 0,100 | 0,6 | 0,5 | 0,5 |

$$S_{01}(\text{ДП}) > S_{01}(\text{РК}), \text{ но } S_{02}(\text{ДП}) < S_{02}(\text{РК}).$$

Поэтому, применяя к решению аппарат теории расплывчатых множеств, для показателей экономической эффективности методов прогноза получаем функции принадлежности, соответствующие значения которых также приведены в табл. 5.16. Очевидно, что минимальное значение функции принадлежности решения $\mu = 0,5$ вновь достигается при использовании метода прогноза РК, что также свидетельствует о его наибольшей предпочтительности с позиции экономической эффективности СКО на рассматриваемом месторождении.

Различная эффективность классификационных методов по распознаванию объектов из разных классов эффективности обуславливает и другую возможность улучшения конечной классификации — путем объединения нескольких методов в совокупность и классификации на основе этой совокупности методов.

При таком подходе возникает, однако, необходимость в выборе среди нескольких методов наиболее эффективных и, с другой стороны, в определении критерия распознавания, т. е. принципа, в соответствии с которым по полученной совокупности ответов распознаваемый объект должен быть классифицирован. Для решения этих задач может быть привлечен аппарат проверки статистических гипотез, основные положения которого заключаются в следующем.

При проверке нулевой H_0 и альтернативной H_1 гипотез могут быть допущены ошибки двух родов: 1) отвергнута гипотеза H_0 , в случае если она верна (или принята гипотеза H_1 , если она ложна); 2) принята гипотеза H_0 , в случае если она ложна (или отвергнута гипотеза H_1 , если она верна).

Вероятность допущения ошибки первого рода выражается в виде

$$P \{x \in R / \bar{H}\} = d,$$

где x — выборочная точка; R — критическая область выборочного пространства; d — уровень значимости, характеризующий выбранный критерий.

Вероятность допущения ошибки второго рода до единицы (т. е. равная вероятности недопущения этой ошибки) называется мощностью критерия

$$P\{x \in R / \bar{H}\} = 1 - \beta.$$

Эффективность испытания тем выше, чем меньше значение d и больше мощность критерия.

При данном подходе к оценке эффективности методов воздействия на ПЗ может быть, например, выдвинута нулевая гипотеза H : распознаваемый объект относится к классу Б, альтернативная гипотеза \bar{H} в этом случае: объект относится к классу А. В такой постановке приведенные выше (см. выражение (5.7)) вероятности ошибок методов r_{ij} могут, очевидно, характеризовать эффективность испытания гипотез следующим образом:

- вероятность отнесения i -м методом объекта из класса А к классу Б $r'_{1,2}$ — вероятность ошибки второго рода, обозначим ее P_{1i} ;
- вероятность отнесения объекта из класса Б к классу Б $r'_{2,1}$ — вероятность недопущения ошибки первого рода P_{2i} ;
- вероятность отнесения объекта из класса Б к классу А $r'_{2,1}$ — вероятность ошибки первого рода или уровень значимости P_{1i} ;

$$P_{1i} = P(A / \bar{H}) = 1 - P_{2i};$$

- вероятность отнесения объекта из класса А к классу А $r'_{1,1}$ — мощность критерия P_{2i} ;

$$P_{2i} = P(A / H) = 1 - P_{1i}.$$

Очевидно, что эффективность i -го метода распознавания тем выше, чем меньше P_{1i} и больше P_{2i} .

При применении N методов распознавания вводится случайная величина X , показывающая число положительных исходов распознавания, X может принимать значения $1, 2, \dots, N$. В пространстве значений можно выделить критическую область W , в которой гипотеза H отвергается, т. е. можно рассматривать величину X в качестве критерия распознавания. Тогда вероятность допущения ошибки первого рода — вероятность того, что значение критерия X будет отвергнуто при верной гипотезе H — равна вероятности попадания выбранной точки E в область W :

$$P_1 = P\{E \in W / H\}.$$

Мощность критерия P_2 при этом определяется выражением

$$P_2 = P\{E \in W / H\}.$$

Таким образом, на основе расчетов показателей P_1 и P_2 становится возможным подбор совокупности методов и значения критерия X , обеспечивающих наилучшую классификацию объектов.

Рассмотрим возможность применения данного подхода к анализу результатов классификации СКО скважин месторождения Бинагады тремя методами: ГК, ДП, РК, t_{q3} , t_{22} , t_p . Вероятности распознавания объектов каждым из методов и соответствующие им значения показателей P_1 и P_2 представлены в табл. 5.17.

Из табл. 5.17 видно, что показатели P_1 и P_2 для разных методов имеют различные значения. Например, метод ГК характеризуется наибольшим значением P_2 , а метод ДП — наименьшим значением P_1 . Проанализируем возможность улучшения этих показателей (снижения P_1 и увеличения P_2) при применении для распознавания объектов той или иной совокупности методов и критерия X .

Выберем вначале из табл. 5.17 два метода с наилучшими значениями показателей P_1 и P_2 — соответственно методы ДП и ГК. Задавая критерий $X = 0$, т. е. условие отнесения объектов к классу А в случаях отнесения их к этому классу обоими методами, будем иметь

$$P_1(0) = P\{X = C / H\} = P_{11} P_{12} = 0,4 \cdot 0,2 = 0,08;$$

$$P_2(0) = P\{X = C / H\} = P_{21} P_{22} = 0,83 \cdot 0,74 = 0,61.$$

Таблица 5.17

Эффективность методов распознавания и их совокупностей

| Методы прогноза | Показатель | | | | |
|------------------------------|------------|----------|------|----------|----------|
| | P_{1i} | P_{2i} | X | P_{1i} | P_{2i} |
| ГК | 0,17 | 0,6 | — | 0,4 | 0,83 |
| ДП | 0,25 | 0,8 | — | 0,2 | 0,74 |
| РК | 0,22 | 0,7 | — | 0,3 | 0,78 |
| t_{q3} | 0,3 | 0,4 | — | 0,6 | 0,7 |
| t_{22} | 0,57 | 0,7 | — | 0,3 | 0,43 |
| t_p | 0,3 | 0,5 | — | 0,5 | 0,7 |
| ДП, ГК | — | — | 0 | 0,8 | 0,61 |
| ДП, РК | — | — | 0,1 | 0,52 | 0,95 |
| ДП, РК | — | — | 0 | 0,02 | 0,48 |
| ДП, ГК, РК | — | — | 0,1 | 0,21 | 0,88 |
| ДП, ГК, РК, t_{22} , t_p | — | — | 0,1 | 0,04 | 0,52 |
| ДП, ГК, РК, t_{22} , t_p | — | — | 0,12 | 0,21 | 0,98 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Б | А | А | А | А | А | А | А |
| Б | Б | Б | А | А | Б | А | Б |
| Б | Б | Б | Б | А | Б | А | Б |
| Б | А | Б | Б | А | Б | А | Б |
| Б | Б | Б | Б | Б | Б | Б | Б |
| Б | Б | Б | Б | Б | А | Б | Б |
| Б | А | А | А | А | А | Б | А |
| Б | Б | Б | Б | Б | Б | Б | Б |
| Б | Б | Б | Б | Б | А | Б | Б |
| Б | Б | Б | Б | А | Б | А | Б |
| Б | А | Б | Б | А | Б | А | Б |

Как видно из расчетов, значительно уменьшилось как значение P_1 , так и значение P_2 . Изменим критерий на $X = \{0; 1\}$, т. е. условимся относить объекты к классу А при получении такого ответа только от одного метода. Тогда имеем

$$P_1(0; 1) = P\{X=0/H\} + P\{X=1/H\} = P_1(0) + P_{21}P_{12} + P_{22}P_{11} = \\ = 0,08 + 0,6 \cdot 0,1 + 0,8 \cdot 0,4 = 0,52;$$

$$P_2(0; 1) = P\{X=0/H\} + P\{X=1/H\} = P_2(0) + P_{11}P_{22} + P_{12}P_{21} = \\ = 0,61 + 0,17 \cdot 0,74 + 0,26 \cdot 0,83 = 0,95.$$

Из расчетов видно, что изменение критерия X существенно увеличило оба показателя и, следовательно, улучшить классификацию объектов на основе совокупности только двух указанных методов невозможно. В связи с этим вводим в расчет метод РК, имеющий наибольшее среди рассмотренных методов значение P_2 при небольшом значении P_1 , (см. табл. 5.17). В результате для совокупности трех методов получаем:

$$\text{при } X = \{0\} P_1(0) = 0,02; P_2(0) = 0,48;$$

$$\text{при } X = \{0; 1\} P_1(0; 1) = 0,21; P_2(0; 1) = 0,88.$$

Таким образом, данная совокупность методов при критерии $X = \{0; 1\}$ уже дает значения показателей, близкие к наилучшим по отдельным методам (см. табл. 5.17). Пытаясь и далее улучшить значения показателей, продолжаем последовательно вводить в совокупность отдельные методы и определять показатели P_1 и P_2 по указанной схеме при разных значениях X .

Результаты проведенных расчетов приведены в табл. 5.17. Они показывают, что наиболее эффективные значения показателей P_1 , P_2 достигаются при применении совокупности методов прогноза ГК, ДП, РК, t_1 , t_p при критерии $X = \{0; 1; 2\}$. Таким образом, оптимальным путем классификации в рассматриваемой задаче является одновременное

применение совокупности указанных методов при соблюдении условий отнесения распознаваемых объектов к классу А в случаях такого отнесения не менее чем тремя методами и к классу Б — в остальных случаях.

Результаты классификации рассматриваемой выборки по полученной схеме приведены в табл. 5.18. Расчеты показывают, что применение найденной совокупности методов прогноза позволило существенно повысить эффективность классификации: в целом всей выборки — до 86%, в отдельности класса А — до 91%, класса Б — до 80%.

5.5. Принятие решений при планировании геолого-технических мероприятий*

Важное значение в обеспечении стабильной работы нефтедобывающих предприятий имеет успешное проведение на скважинах различных геолого-технических мероприятий (ГТМ).

На месторождениях Западной Сибири, являющихся главными поставщиками нефти в стране, успешность проводимых ГТМ на скважинах еще весьма низка. В значительной степени такое положение определяется несовершенством планирования этих работ. Несοвершенство планирования, в свою очередь, является следствием неполноты информации о состоянии ПЗ скважин, использования при прогнозе успешности осредненных физико-геологических характеристик, неоднородности пласта, причем особенно сильно эти негативные явления проявляются при планировании новых мероприятий на основных объектах разработки.

При планировании различных ГТМ на скважинах в этих условиях был применен статистический метод анализа решений, предложенный Ф. Г. Аржановым**, отличающийся простотой использования на практике.

Опишем кратко алгоритм принятия решений.

Анализ задач принятия решений в условиях неопределенности требует, чтобы исследователь предпринял следующие шаги:

- 1) составил список доступных возможностей сбора информации, экспериментирования и действия;
- 2) составил список событий, которые могут произойти;
- 3) определил последовательность совершения действий, которые он может предпринять;
- 4) решил, насколько ему нравятся последствия различных доступных ему действий;
- 5) оценил шансы каждого конкретного события.

*Исследования выполнены совместно с М. С. Ахундовым и др.

**Аржанов Ф. Г. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Западной Сибири.

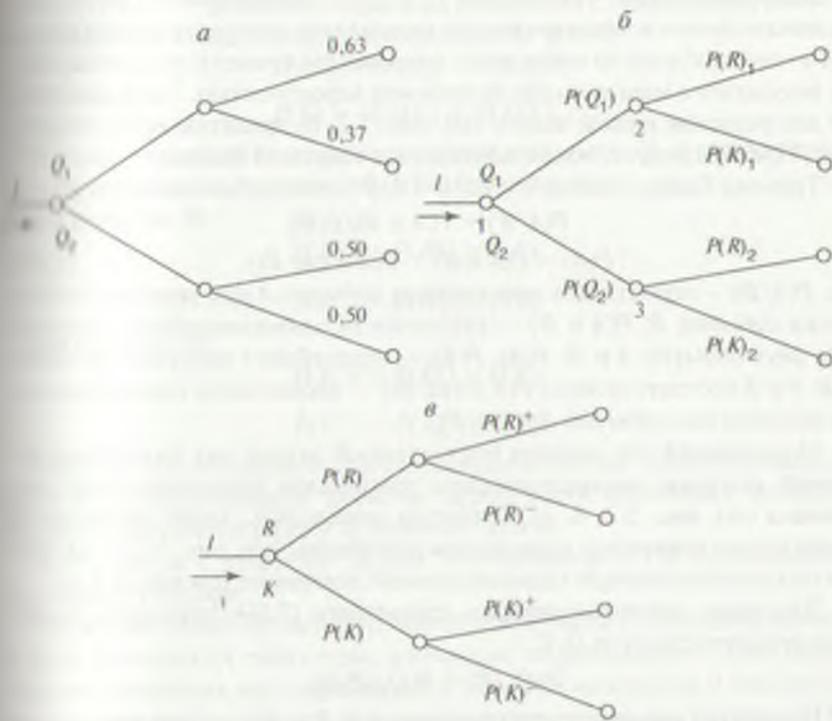


Рис. 5.2. Диаграмма решений: а — первоначальный; б — преобразованный; в — «вывернутый наизнанку» варианты

Вся информация аккумулируется в так называемой диаграмме (дереве) решений — «дорожной карте задачи» (рис. 5.2, а).

Построение диаграммы решений начинается с выбора «начала пути». Затем наносятся возможные «маршруты движения» в выбранной последовательности и рассчитываются вероятности во всех ветвях дерева решений.

Рассмотрим элемент дерева решений (см. рис. 5.2, б). По пути / мы пришли к узлу 1, при выходе из которого могут произойти два события Q_1 и Q_2 с вероятностями соответственно $P(Q_1)$ и $P(Q_2)$. Идя по пути Q_1 , подходим к узлу 2, в котором возможно наступление либо события R с вероятностью $P(R)_1$, либо события K с вероятностью $P(K)_1$. За событием Q_2 в узле 3 может наступить также либо событие R с вероятностью $P(R)_2$, либо событие K с вероятностью $P(K)_2$. Диаграмма решений с нанесенными на ней значениями вероятностей наступления событий позволяет наметить наиболее вероятный путь при решении поставленной нами задачи.

Допустим теперь, что события Q_1 и Q_2 — соответственно появления положительного и отрицательного результатов наступления событий A и K и нам необходимо найти путь, который бы привел к положительному результату с максимально возможной вероятностью. Тогда диаграмма для решения нашей задачи (см. рис. 5.2, б) представляется неудобной. Преобразуем ее, воспользовавшись теоремой Байеса.

Теорема Байеса гласит, что если A и B — два любых события, то

$$P(A/B) = P(A \text{ и } B)/P(B); \quad (5.18)$$

$$P(A) = P(A \text{ и } B) + P(A \text{ и } (\text{не } B)), \quad (5.19)$$

где $P(A/B)$ — вероятность наступления события A при условии наступления события B ; $P(A \text{ и } B)$ — вероятности одновременного наступления двух событий A и B ; $P(A)$, $P(B)$ — вероятности наступления событий A и B соответственно; $P(A \text{ и } (\text{не } B))$ — вероятность одновременного наступления событий A и $(\text{не } B)$.

Подходящий для анализа поставленной задачи вид диаграммы решений получим «выворачиванием наизнанку» первоначальной диаграммы (см. рис. 5.2, б, в). Требуется определить, какие вероятности необходимо приписать всем ветвям диаграммы (см. рис. 5.2, б, в), чтобы она соответствовала первоначальной диаграмме (см. рис. 5.2, а).

Для этого, воспользовавшись уравнением (5.18), определим условную вероятность пути $Q_1 R$:

$$P(Q_1/R) = P(Q_1)P(R)_1.$$

Поскольку очевидно, что траектории $Q_1 R$ и RQ_1 — это одна и та же траектория, то их условные вероятности будут равны: $P(Q_1/R) = P(RQ_1)$. По аналогии получим $P(Q_1 K) = P(KQ_1)$, $P(Q_2 R) = P(RQ_2)$, $P(Q_2 K) = P(KQ_2)$. Изобразим траектории в конце каждого пути диаграммы

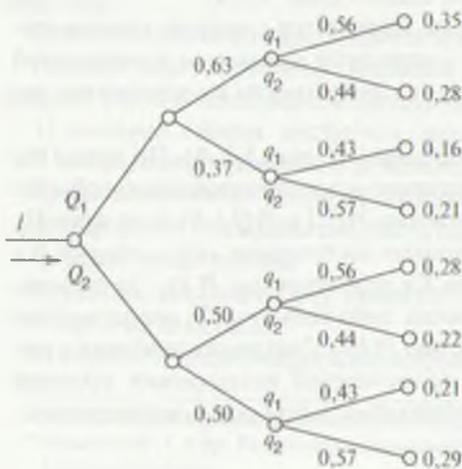


Рис. 5.3. Диаграмма решений для дебита нефти

рис. 5.2, б, в и 5.3. Воспользовавшись уравнением (5.19), определим безусловные вероятности наступления событий R и K :

$$P(R) = P(RQ_1) + P(RQ_2);$$

$$P(K) = P(KQ_1) + P(KQ_2).$$

Отсюда вероятности появления положительного Q_1 и отрицательного Q_2 результатов по формуле (5.18) будут равны: для события R :

$$P(R^+) = P(RQ_1)/P(R),$$

$$P(R^-) = P(RQ_2)/P(R).$$

для события K :

$$P(K^+) = P(KQ_1)/P(K),$$

$$P(K^-) = P(KQ_2)/P(K).$$

Нанесем эти значения на соответствующие ветви новой диаграммы решения и максимальное значение вероятности появления положительного результата примем за решение задачи.

Этот подход к решению задачи планирования ГТМ применяется следующим образом.

На основе опыта проведения небольшого числа ГТМ определенно-го вида выявляются параметры, влияющие на успешность ГТМ. Далее области изменения всех параметров делятся на интервалы и определяется частота появления положительных и отрицательных исходов ГТМ в каждом интервале каждого параметра. После этого составляются диаграммы решений и делаются вероятностные оценки появления положительных и отрицательных результатов сначала для одного наиболее влияющего параметра, затем для двух, трех и т. д., до тех пор пока не будет построена вся диаграмма решений составленной задачи. Далее проводится анализ решений и по максимальной вероятности появления успешного результата определяются соответствующие интервалы изменения параметров скважин и виды воздействия, которые принимаются при планировании ГТМ.

В качестве примера анализа решений рассмотрим расчет прогноза успешности проведения СКО скважин участка месторождения Самотлор.

После проведения нескольких СКО была выполнена проверка параметров скважин и обработка на информативность, для рассмотрения выбраны следующие параметры (приведены в порядке значимости влияния на успешность обработок):

- дебит нефти до обработок Q_n , m^3/c ;
- удельный расход кислоты на 1 м нефтенасыщенной мощности пласта q , m^3/m ;
- пластовое давление на момент обработки $P_{пл}$, МПа;

Таблица 5.19

Зависимость распределения исходов проведения СКО от дебита скважин Q_{II}

| Исход | $Q_{II} \leq 18$ т/сут | | $Q_{II} > 18$ т/сут | |
|-------|------------------------|-------------|---------------------|-------------|
| | Частота | Вероятность | Частота | Вероятность |
| Q_1 | 5 | 0,63 | 4 | 0,5 |
| Q_2 | 3 | 0,37 | 4 | 0,5 |

- мощность H , м;
- нефтенасыщенная мощность H_n , м;
- обводненность продукции B , %.

Пусть каждый из параметров принимает только два значения, т. е. диапазон изменения каждого параметра разделили на два интервала. В табл. 5.19 и 5.20 приведено число положительных Q_1 и отрицательных Q_2 исходов, соответствующих каждому из уровней параметров.

По данным табл. 5.19 составим диаграмму решений для дебита нефти до обработки (см. рис. 5.3). Наиболее успешным здесь является действие IQ_1 .

Рассмотрим совместное влияние двух параметров — дебита нефти и удельного расхода кислоты на 1 м насыщенной мощности пласта. В табл. 5.21 приведены расчеты и значения вероятностей для этих параметров, определенные по (5.18) и (5.19). На рис. 5.4, а построена диаграмма решений при планировании СКО с учетом двух параметров. Очевидно, что такой вид диаграммы неудобен для анализа, поэтому «вывернув наизнанку» диаграмму после узлов 2 и 3, получим диаграмму удобного для принятия решений вида (рис. 5.4, б). По рис. 5.4, б определим, что наилучшим путем оказался путь IQ_1q_1 .

Аналогичные расчеты были выполнены для полной диаграммы решений (рис. 5.5), где видно, что при планировании СКО по пути

Таблица 5.20

Зависимость распределения исходов проведения СКО от уровня параметра

| Уровень параметра | Исход | | | |
|--------------------------------------|---------|-------------|---------|-------------|
| | Q_1 | | Q_2 | |
| | Частота | Вероятность | Частота | Вероятность |
| $q_1(q \leq 0,45$ м ³ /м) | 5 | 0,56 | 3 | 0,43 |
| $q_2(q > 0,45$ м ³ /м) | 4 | 0,44 | 4 | 0,57 |
| $P_1(P_{II} \leq 17$ МПа) | 5 | 0,56 | 3 | 0,43 |
| $P_2(P_{II} > 17$ МПа) | 4 | 0,44 | 4 | 0,57 |
| $H_1(H_n/H \leq 10)$ | 5 | 0,56 | 3 | 0,43 |
| $H_2(H_n/H > 10)$ | 4 | 0,44 | 4 | 0,57 |
| $B_1(B \leq 45\%)$ | 5 | 0,56 | 3 | 0,43 |
| $B_2(B > 45\%)$ | 4 | 0,44 | 4 | 0,57 |

Таблица 5.21

Расчет вероятностей распределения исходов для ветвей Qq

| | Условная вероятность исхода | | Полная вероятность ветвей диаграммы | Безусловная вероятность исхода | |
|-------|-----------------------------|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|--------------------|
| | Q_1 | Q_2 | | Qq | Q_1 |
| q_1 | $0,63 \cdot 0,56 = 0,35$ | $0,37 \cdot 0,43 = 0,16$ | $0,35 + 0,16 = 0,51$ | $0,35/0,51 = 0,69$ | $0,16/0,51 = 0,31$ |
| q_2 | $0,63 \cdot 0,44 = 0,28$ | $0,37 \cdot 0,57 = 0,21$ | $0,28 + 0,21 = 0,49$ | $0,28/0,49 = 0,57$ | $0,21/0,49 = 0,43$ |
| q_1 | $0,50 \cdot 0,56 = 0,28$ | $0,50 \cdot 0,43 = 0,21$ | $0,28 + 0,21 = 0,49$ | $0,28/0,49 = 0,57$ | $0,21/0,49 = 0,43$ |
| q_2 | $0,50 \cdot 0,44 = 0,22$ | $0,50 \cdot 0,57 = 0,29$ | $0,22 + 0,29 = 0,51$ | $0,22/0,51 = 0,44$ | $0,29/0,51 = 0,56$ |

$Q_1 q_1 P_1 H_1 B_1$ — успех наиболее вероятен, а по пути $IQ_2 q_2 P_2 H_2 B_2$ — наименее вероятен.

Таким образом, можно утверждать, что проведение СКО на этом участке будет иметь успех с вероятностью $P = 0,83$ при значениях параметров на нижнем уровне (см. табл. 5.19, 5.20). Более точные границы

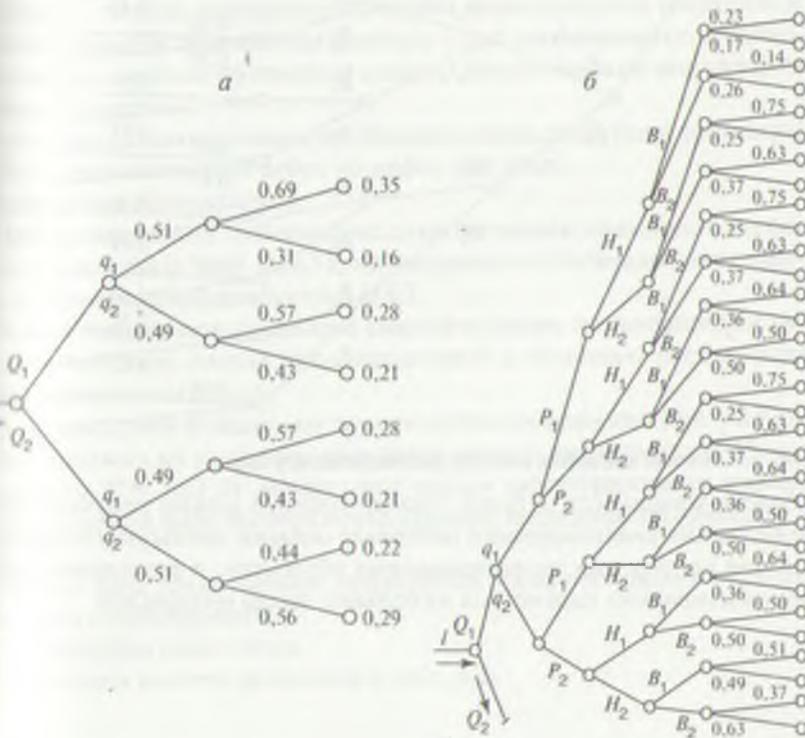


Рис. 5.4. Диаграмма решений для параметров Q и q : а — первоначальная; б — преобразованная

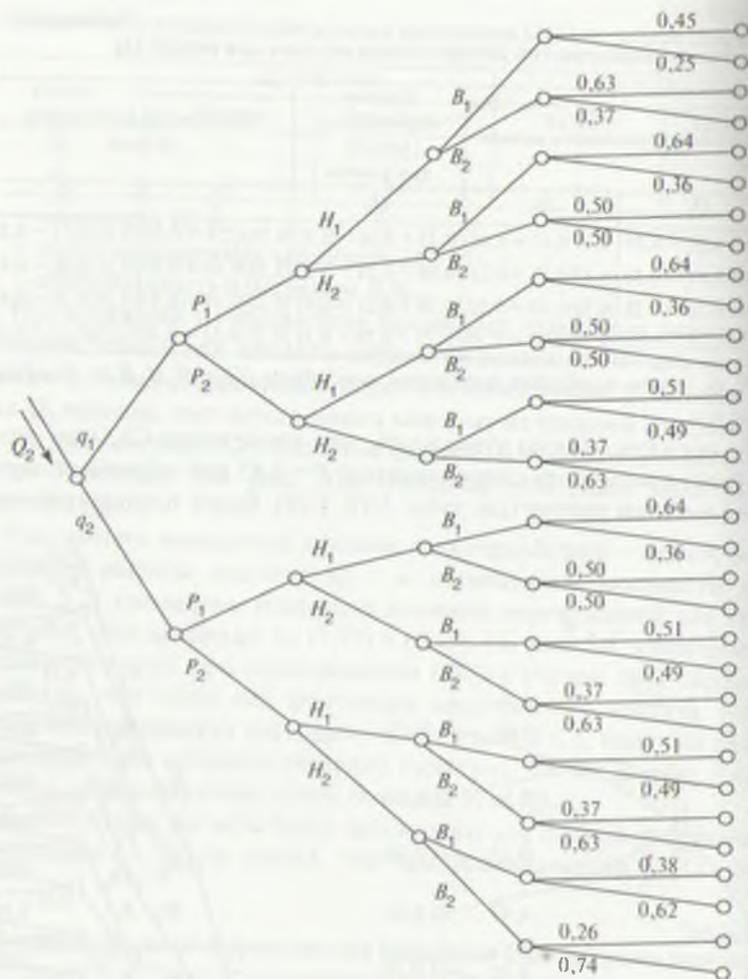


Рис. 5.5. Полная диаграмма решений рассматриваемой задачи

области успешности и более точный прогноз можно получить путем дополнения анализируемого материала новыми данными, полученными при проведении запланированных обработок, и деления диапазонов изменения параметров на большее число интервалов.

6. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН*

6.1. Оптимизация режима работы одиночных газлифтной и насосной скважин

6.1.1. Оптимизация режима работы газлифтной скважины

Оптимизация режима эксплуатации газлифтных скважин заключается в том, чтобы выбором рационального диаметра штуцера и соответствующего ему минимального расхода рабочего агента вывести скважину на режим с максимальным содержанием нефти в общем отборе жидкости. Фактором, характеризующим процесс, является количество извлекаемой нефти; факторами, определяющими процесс, являются расход рабочего агента и диаметр штуцера. На языке, принятом в математической теории эксперимента, задача формулируется следующим образом: варьируя переменные факторы V и d , необходимо определить наибольшее значение функции отклика Q , аналитический вид которой заранее неизвестен.

2. Основные данные о скважине: обводненность продукции скважины 20%; предполагаемый дебит по нефти 500 т/сут.

3. Проведение исследований.

При исследовании скважина эксплуатировалась по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ); газ подавался в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ.

Режим подачи газа изменялся сменой штуцера на газораспределительной гребенке; расход газа определялся с помощью расходомера дифференциального типа.

В соответствии с заданным технологическим режимом при эксплуатации скважин на устье был установлен штуцер диаметром $d = 45$ мм, расход газа $V = 16,3 \cdot 10^3$ м³/сут; этот режим характеризовался первой точкой в первой фазе эксперимента. Данные исследований занесены в табл. 6.1.

Первая фаза планирования завершается после постановки полного факторного эксперимента.

3. Обработка результатов.

Результаты расчета приведены в табл. 6.2.

*Исследования выполнены при участии О. В. Чубанова, С. Г. Сарыева, А. Х. Шахвердиева, Ч. Г. Касумова, Т. С. Назирова, Р. М. Саттарова и др. (РД 39-0147035-219-88).

Значения первой фазы эксперимента

| Дата исследования (1973) | Диаметр устьевого штуцера, мм | Расход газа, 10^3 , м ³ /сут | Дебит скважины, т/сут | | | |
|--------------------------|-------------------------------|---|-----------------------|-------------------|-------------|-------------------|
| | | | по жидкости | | по нефти | |
| | | | фактический | ожидаемый средний | фактический | ожидаемый средний |
| 28.07 | 36 | 10,8 | 481 | 480 | 408 | 408 |
| | | | 480 | | 408 | |
| 29.07 | 36 | 16,8 | 456 | 453 | 387 | 381 |
| | | | 451 | | 378 | |
| 30.07 | 45 | 10,8 | 571 | 516 | 448 | 444 |
| | | | 512 | | 440 | |
| 31.07 | 45 | 16,8 | 499 | 503 | 434 | 438 |
| | | | 508 | | 447 | |
| 31.07 | 40 | 13,8 | 528 | 529 | 457 | 457 |
| | | | 530 | | 457 | |

Графическая интерпретация результатов исследования скважины приведена на рис. 6.1. На основании их установлен следующий оптимальный режим эксплуатации данной скважины: диаметр штуцера на устье $d = 400$ мм; расход газа $V = 13,8 \cdot 10^3$ м³/сут; удельный расход газа $R = 30$ м³ на 1 т нефти.

Газлифтная добыча высоковязкой нефти (ВВН), в отличие от насосной добычи, характеризуется существенным осложнением и ухудшением энергетических показателей эксплуатации. Для обеспечения заданного отбора жидкости необходимо повысить давление закачки рабочего агента, что сопровождается ростом гидравлического сопротивления в НКТ.

Обводненность ВВН вносит еще более существенные осложнения в работу подъемников вследствие образования в них стойких тонкодисперсных эмульсий обратного типа (вода в нефти). Высокая скорость рабочего агента (10^4 м³/сут) создает предпосылки сильного диспергирования водной фазы продукции в нефти и образования эмульсионных

Таблица 6.2

Обработка результатов первой фазы планирования

| Параметр | Изменение | 95%-й доверительный интервал |
|----------|---|------------------------------|
| V | $1/2(438 + 444 - 408 - 383) = \pm 135$ | $\pm 7,82$ |
| D | $1/2(438 + 383 - 408 - 444) = -15$ | $\pm 7,88$ |
| Vd | $1/2(408 + 438 - 444 - 383) = +9$ | $\pm 7,88$ |
| | $\Delta_{\text{ср}} = 1/5(408 + 438 + 444 + 383 - 4 \cdot 457) = -31$ | $\pm 7,88$ |

структур со средним диаметром капель около 3 мкм (месторождение «Амурское»). Повышенное содержание в ВВН природных стабилизаторов (смоли и асфальтенов) способствует образованию бронирующих слоев и росту агрегативной устойчивости эмульсий. Обратные набухающие эмульсии практически не расслаивались на нефть и водную фазу в течение многих суток.

При вязкости безводной нефти 35 мПа·с вязкость эмульсий на устье скважины в зависимости от обводненности, температуры и скорости течения составляет 0,30–0,70 Па·с.

Добыча ВВН при обводненности нефти 50–70% сопровождается снижением дебита скважин по сравнению с периодом добычи малообводненной нефти в 0,5–2,0 раза. При этом рабочая характеристика скважины (дебит жидкости — расход газа) с ростом обводненности нефти смещается сверху вниз и в направлении снижения содержания газа.

Эмульгирование в газлифтной скважине изменяет реологические свойства жидкости, в которой при обводненности 50–70% появляется сильное динамическое напряжение сдвига τ_0 . В интервале скорости течения $0–50 \text{ с}^{-1}$ течение жидкости соответствует псевдопластичной модели Освальда де Валле. При большой скорости сдвига течение в определенной мере соответствует модели Шведова-Бингама. При этом безводная нефть является ньютоновской средой.

Изменение поведения нефти при образовании стойких эмульсий приводит к некоторым изменениям рабочей характеристики газлифта. При обводненности нефти 50–70% в верхней части режимной характеристики появляется горизонтальный участок — плато из-за увеличения расхода газа в оптимальном режиме, соответствующем верхней точке характеристики, что приводит к снижению эффективной вязкости жидкости. Но снижение вязкости, в свою очередь, способствует повышению дебита скважины. В итоге на рабочей характеристике образуется определенный участок, переходящий в нисходящую ветвь вследствие смены эмульсионной

структуры газожидкостного потока в трубах на стержневую.

Сопоставление критериев динамических систем позволяет определить область, в которой расположен данный режим подъемника, и изменить расход газа в нужном направлении. Интервалы изменения критериев динамических систем для правой и левой ветвей характеристики подъемника сущест-

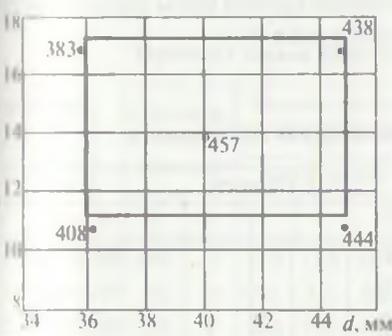


Рис. 6.1. Схема плана эксперимента по выбору режима работы газлифтной скважины

венно различны. В качестве одного из критериев динамической системы рассмотрен параметр Херста, определяемый для обеих ветвей характеристики подъемника как зависимость дебита жидкости от времени. В каждом режиме выполнялись по 50 замеров дебита жидкости в течение времени и были построены временные ряды; исследования проводились на скв. 620, 929, 1312 и 716. Для каждого временного ряда графически определялись значения параметра Херста на левой и правой ветвях кривых характеристики подъемника.

Установлено, что для левой ветви характеристики подъемника параметр Херста изменялся в интервале 0,70–0,90, а для правой — в интервале 0,5–0,7. В области оптимальных режимов показатель Херста близок к 0,9.

Исследования устойчивости работы газлифтных скважин показали, что при расположении режима работы на правой ветви характеристики подъемника стационарный режим работы может потерять устойчивость. Последнее приведет к перерасходу компримируемого газа.

6.1.2. Установление оптимального режима эксплуатации скважины, оборудованных штанговой глубинно-насосной установкой

Основные данные о скважине: тип насоса ($d = 43$ мм) — НГВ-1; станка-качалки — СКНЗ-915; параметры до начала исследования: $S = 600$ мм; $n = 10$ мин⁻¹; $Q_1 = 2,6$ т/сут; $Q_4 = 11,7$ т/сут.

В качестве параметра оптимизации выбран дебит нефти Q_1 , т/сут, в качестве регулируемых параметров — длина хода плунжера S , мм, частота качаний балансира n , мин⁻¹.

В первой фазе планирования экспериментов за основной принимался рабочий режим, установленный геолого-технической службой промысла; регулируемые параметры в этом режиме: $S_0 = 600$ мм, $n_0 = 10$ мин⁻¹. Интервалы варьирования в первой фазе планирования эксперимента: $\Delta S = +150$ мм; $\Delta n_0 = \pm 1$ мин⁻¹.

Таким образом, матрица планирования первой фазы полного эксперимента принимала вид, приведенный в табл. 6.3.

Таблица 6.3

Матрица первой фазы планирования эксперимента

| Номер опыта | Параметр | |
|-------------|----------|-----|
| | S | N |
| 1 | 600 | 10 |
| 2 | 450 | 9 |
| 3 | 750 | 9 |
| 4 | 450 | 11 |
| 5 | 750 | 11 |

Таблица 6.4

Последовательность проведения опытов

| Наименование | Номер цикла | | |
|-------------------------------------|---------------|----------------|--------------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| Последовательность проведения опыта | 1, 2, 3, 4, 5 | 6, 7, 8, 9, 10 | 11, 12, 13, 14, 15 |
| Номер цикла | 5, 3, 2, 1, 4 | 5, 4, 1, 2, 3 | 3, 4, 5, 1, 2 |

Для оценки дисперсии воспроизводимости (ошибки) в первой фазе планирования экспериментов число циклов принималось: $Q = 3$.

Последовательность проведения опытов выбрана в случайном порядке (табл. 6.4).

В соответствии с выбранной последовательностью были проведены три цикла первой фазы планирования экспериментов; результаты наблюдений приведены в табл. 6.5.

Дисперсии воспроизводимости каждого опыта составляют:

$$S_1^2 = \frac{\sum_{i=1}^q (Q_{i1} - Q_{11})^2}{q-1} = \frac{(2,7-2,6)^2 + (2,5-2,6)^2 + (2,6-2,6)^2}{3-1} = 0,01;$$

$$S_2^2 = \frac{\sum_{j=1}^q (Q_{j2} - Q_{12})^2}{q-1} = \frac{(2,4-2,5)^2 + (2,4-2,5)^2 + (2,6-2,6)^2}{3-1} = 0,01;$$

$$S_3^2 = \frac{\sum_{j=1}^q (Q_{j3} - Q_{13})^2}{q-1} = \frac{(3,0-3,1)^2 + (3,1-3,1)^2 + (3,1-3,1)^2}{3-1} = 0,003;$$

Таблица 6.5

Протокол первой фазы планирования эксперимента

| Дата проведения | Регулируемый параметр | | Параметр оптимизации — дебит скважины | | | | | | | | | Содержание механических примесей, % | Газовый фактор, м ³ /т |
|-----------------|-----------------------|-----|---------------------------------------|------|------|-----------------|-----------------|-----|-----|-----------------|-----|-------------------------------------|-----------------------------------|
| | | | Q ₁₄ | | | Q _{4i} | Q _{1i} | | | Q _{1i} | | | |
| | | | Номер цикла | | | | Номер цикла | | | | | | |
| | | | S | n | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | | |
| 1 | 15–16.03 | 600 | 10 | 11,8 | 11,6 | 11,7 | 11,7 | 2,7 | 2,5 | 2,6 | 2,6 | 0,3 | 0,3 |
| 2 | 18–20.03 | 450 | 9 | 8,1 | 8,3 | 8,3 | 8,2 | 2,4 | 2,5 | 2,6 | 2,5 | 0,3 | 0,4 |
| 3 | 23–24.03 | 750 | 9 | 11,6 | 13,0 | 12,2 | 12,3 | 3,0 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 0,4 | 0,5 |
| 4 | 20–22.03 | 450 | 11 | 10,2 | 10,4 | 10,3 | 10,3 | 2,4 | 2,3 | 2,2 | 2,3 | 0,3 | 0,4 |
| 5 | 25–27.03 | 750 | 11 | 15,2 | 15,3 | 14,9 | 15,5 | 2,8 | 2,6 | 2,7 | 2,7 | 0,3 | 0,6 |

$$S_4^2 = \frac{\sum_{j=1}^n (Q_{j14} - Q_{14})^2}{q-1} = \frac{(2,4-2,3)^2 + (2,3-2,2)^2 + (2,2-2,2)^2}{3-1} = 0,01;$$

$$S_5^2 = \frac{\sum_{j=1}^n (Q_{j15} - Q_{15})^2}{q-1} = \frac{(2,8-2,7)^2 + (2,6-2,7)^2 + (2,7-2,7)^2}{3-1} = 0,01;$$

Проверка однородности дисперсий воспроизводимости с помощью критерия Фишера для уровня значимости $\alpha = 0,1$ при $f_1 = f_2 = q - 1 = 2$ (табличные значения) показала, что дисперсии можно считать однородными, так как

$$F_p = \frac{S_1^2}{S_5^2} = \frac{0,01}{0,003} = 3,3; F_T = 9,0. \quad (6.1)$$

Среднее квадратичное отклонение параметра оптимизации определяется по формуле

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n S_i^2}{N}}; \quad S = \sqrt{\frac{0,01+0,01+0,003+0,01+0,01}{5}} = 0,09. \quad (6.2)$$

Интервал эффектов изменения регулируемых параметров Δb при $\alpha = 0,1$ определяется по формуле

$$\Delta b = \pm t_\alpha \frac{S}{\sqrt{N}}; \quad \Delta b = \pm 6,314 \frac{0,09}{\sqrt{5}} = \pm 0,26, \quad (6.3)$$

если табличное значение $t_\alpha = 6,314$ при $fl = N - (K + 1) = 5 - (3 + 1) = 1$

$$\Delta b = \pm 2,132 \frac{0,09}{\sqrt{5}} = \pm 0,09,$$

если табличное значение $t_\alpha = 2,132$ при $fl = N - l = 5 - 1 = 4$.

Величина регулируемых параметров и доверительного интервала приведена в табл. 6.6.

Из табл. 6.6 видно, что $b_1 > \Delta b$ и $b_2 > \Delta b$, т. е. изменение дебита нефти в первой фазе планирования экспериментов вызвано варьированием параметров S и n , при этом S и n оказались незначимыми; знаки коэффициентов $b_1 = +0,48$ и $b_2 = -0,28$ указывают на то, что увеличение длины хода плунжера и уменьшение частоты качаний балансира приводят к росту дебита нефти.

Принимается первое решение — начать вторую фазу планирования экспериментов с новой центральной точкой, соответствующей опыту № 2

Обработка результатов первой фазы планирования

| Параметр | Изменение | 95%-ый доверительный интервал |
|------------|---|-------------------------------|
| Δ | $b_1 = 1/2(3,1 + 2,7 - 2,5 - 2,3) = +0,48$ | $\pm 0,26$ |
| a | $b_2 = 1/2(2,3 + 2,7 - 2,5 - 3,1) = -0,28$ | $\pm 0,26$ |
| Δn | $b_3 = 1/2(2,5 + 2,7 - 3,1 - 2,3) = -0,08$ | $\pm 0,26$ |
| | $\Delta_{\text{ср}} = 1/5(2,5 + 3,1 + 2,3 + 2,7 - 4 \times 2,6) = 0,03$ | $\pm 0,09$ |

первой фазе. Не изменяя интервалов варьирования регулируемых параметров и планируя проведение экспериментов в оптимальном направлении, получим матрицу фазы планирования эксперимента (табл. 6.7).

Согласно матрице, во второй фазе исследования были проведены опыты 6, 7 и 8.

Результаты наблюдений сведены в таблицу — протокол второй фазы планирования экспериментов (табл. 6.8). Графическое изображение графика представлено на рис. 6.2.

Результаты вычислений по вышеизложенной методике сведены в табл. 6.9.

Во второй фазе исследования на основании полученных результатов можно сделать следующие выводы:

- на дебит нефти оказывает влияние лишь изменение длины хода плунжера, увеличение которой приводит к росту дебита нефти;
- эксперименты проводились почти при оптимальных параметрах;
- изменение n и S незначительно.

Так как максимальная длина хода плунжера станка-качалки ГИЗ-915 $S = 900$ мм, принимается решение — для данной скважины принять $n = 9 \text{ мин}^{-1}$ и выполнить несколько замеров дебита нефти. Цель этого решения — исследовать близлежащую область оптимума.

Таким образом, в результате проведенных исследований за оптимальный принимается режим эксплуатации скважины, соответствующий величине регулируемых параметров $n = 9 \text{ мин}^{-1}$ и $S = 900$ мм и

Таблица 6.7

Матрица первой фазы планирования эксперимента

| Номер опыта | Параметр | |
|-------------|----------|-----|
| | S | n |
| 3 | 750 | 9 |
| 6 | 600 | 8 |
| 7 | 900 | 8 |
| 1 | 600 | 10 |
| 8 | 900 | 10 |

Протокол второй фазы планирования эксперимента

| Номер опыта | Дата проведения | Регулируемый параметр | | Параметр оптимизации — дебит скважины | | | | | | | | Содержание механических примесей, % | Температура, °С |
|-------------|-----------------|-----------------------|-----|---------------------------------------|-------------|------|----------|-------------|-----|-----|----------|-------------------------------------|-----------------|
| | | | | $Q_{дл}$ | | | $Q_{дл}$ | $2,9Q_{дл}$ | | | $Q_{дл}$ | | |
| | | Номер цикла | | | Номер цикла | | | | | | | | |
| | | S | n | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | | | | |
| 3 | 23–24.03 | 750 | 9 | 11,6 | 13,0 | 12,2 | 12,3 | 3,0 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 0,4 | 0,3 |
| 6 | 10–12.04 | 600 | 8 | 9,8 | 10,0 | 10,5 | 10,1 | 2,6 | 2,4 | 2,5 | 2,5 | 0,5 | 0,3 |
| 7 | 17–18.04 | 900 | 8 | 15,0 | 13,0 | 14,7 | 14,5 | 3,0 | 3,0 | 3,1 | 3,0 | 0,4 | 0,4 |
| 1 | 15–16.03 | 600 | 10 | 11,8 | 11,6 | 11,7 | 11,7 | 2,7 | 2,5 | 2,6 | 2,6 | 0,3 | 0,3 |
| 8 | 5–7.04 | 900 | 10 | 15,2 | 14,8 | 14,9 | 15,0 | 2,9 | 2,9 | 3,1 | 3,0 | 0,3 | 0,3 |

среднесуточному дебиту $Q_1 = 4,1$ т/сут, что на 1,5 т/сут больше, чем при проведении исследования.

При выборе оптимального режима работы ШГН в силу ряда объективных и субъективных причин не всегда удается задать единую целевую функцию, например в виде максимальной прибыли. В этом случае могут быть сформулированы следующие основные предъявляемые требования:

- увеличить дебит скважин;
- увеличить среднюю продолжительность межремонтного периода скважины.

Следует отметить, что эти требования противоречат друг другу, так как увеличение дебита скважины приводит к более быстрому износу насоса. Ни в первом, ни во втором условии обычно не представляется возможным указать точное значение (или ограничения) выбранных технологических параметров. Поэтому оба требования целесообразно

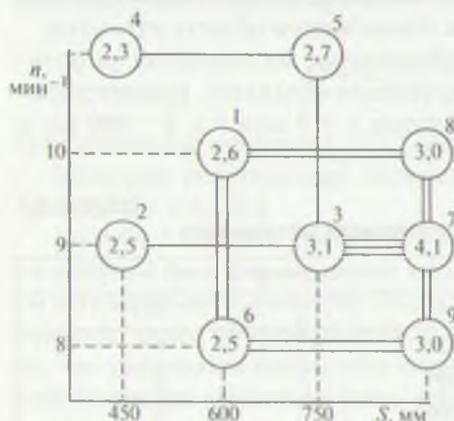


Рис. 6.2. Схема плана эксперимента по выбору режима работы насосной скважины

рассматривать как расплывчатые цели, для количественного описания которых каждому значению дебита Q из средней продолжительности времени межремонтного периода T поставим в соответствие положительные числа $\mu_Q(Q) \leq 1$ и $\mu_T(T) \leq 1$, определяющие меру (степень достоверности), с которыми данный дебит или продолжительность межремонтного периода могут быть отнесены к расплывчатым множествам «больших де-

Значение параметров S, n

| Параметр | Изменение | Доверительный интервал для $\alpha = 0,1$ |
|----------|--|--|
| S | $1/2(3,0 + 3,0 - 2,5 - 2,6) = \pm 0,45$ | $\pm 0,28$ |
| n | $1/2(2,6 + 3,0 - 2,5 - 3,0) = +0,5$ | $\pm 0,28$ |
| S/n | $1/2(2,5 + 3,0 - 2,6 - 3,0) = -0,05$ | $\pm 0,28$ |
| | $\Delta_{cp} = 1/5(2,5 + 3,0 + 2,6 + 3,0 - 4 \cdot 3,1) = -0,65$ | ± 10 |

«а» или «большая продолжительность межремонтного периода» соответственно. Функции μ_Q и μ_T называются функциями принадлежности расплывчатых целей «а» и «б».

В качестве примера построим функции принадлежности на основе промысловых данных НГДУ «Арланнефть», анализ которых показал*, что дебит скважин по всему фонду, эксплуатируемому с применением штанговых насосов, соответственно равен, $m^3/сут$:

$$Q_{\min} \equiv 2; Q_{cp} \equiv 14; Q_{\max} = 30.$$

Величина этих дебитов выбирается в качестве опорных точек при построении функции принадлежности μ_Q :

$$\mu(2) = 0,1; \mu(14) = 0,5; \mu(30) = 0,9.$$

Для получения значений Q во всем интервале возможных изменений аргумента опорные точки соединяются непрерывной кривой таким образом, чтобы $\mu_Q(Q) = 0$ и $\mu_Q(Q)$ стремилась к 1 при росте величины дебита Q . Такая функция может быть задана следующим аналитическим выражением:

$$\mu_Q = \begin{cases} 1 - (1 + 0,0555Q)^{-1} & \text{при } 0 \leq Q \leq 2; \\ 1 - (0,963 + 0,074Q)^{-1} & \text{при } 2 \leq Q \leq 14; \\ 1 - (-5 + 0,5Q)^{-1} & \text{при } 14 \leq Q. \end{cases} \quad (6.4)$$

Аналогичный анализ был проведен для средней продолжительности межремонтного периода T , сут, соответствующая функция принадлежности расплывчатой цели «б» имеет вид:

$$\mu_T = \begin{cases} 1 - (1 + 0,0037T)^{-1} & \text{при } 0 \leq T \leq 30; \\ 1 - (0,44 + 0,022T)^{-1} & \text{при } 30 \leq T \leq 70; \\ 1 - (-9,2 + 0,16T)^{-1} & \text{при } 70 \leq T. \end{cases} \quad (6.5)$$

На основе обработки промыслового материала и с учетом технических возможностей насосов поиск оптимального решения был ограничен расплывчатым интервалом для частоты $6 \leq n \leq 12 \text{ мин}^{-1}$.

*Исследования выполнены совместно с И. В. Басовичем.

Функции принадлежности расплывчатых целей и решений

| $n, \text{ мин}^{-1}$ | $Q, \text{ м}^3/\text{сут}$ | $T, \text{ сут}$ | μ_Q | μ_T | μ_N | μ |
|-----------------------|-----------------------------|------------------|---------|---------|---------|-------|
| 4 | 8,7 | 457,1 | 0,38 | 0,98 | 0,04 | 0,04 |
| 5 | 10,9 | 277,6 | 0,43 | 0,97 | 0,06 | 0,06 |
| 6 | 13,1 | 182,4 | 0,48 | 0,95 | 0,10 | 0,10 |
| 7 | 15,2 | 126,4 | 0,62 | 0,91 | 0,20 | 0,20 |
| 8 | 17,4 | 90,9 | 0,73 | 0,81 | 0,50 | 0,50 |
| 9 | 19,6 | 67,2 | 0,79 | 0,48 | 1,00 | 0,48 |
| 10 | 21,8 | 50,7 | 0,83 | 0,36 | 0,50 | 0,36 |
| 11 | 23,9 | 38,8 | 0,86 | 0,23 | 0,20 | 0,20 |
| 12 | 26,1 | 30,0 | 0,88 | 0,09 | 0,10 | 0,09 |
| 13 | 28,3 | 23,4 | 0,89 | 0,08 | 0,06 | 0,06 |
| 14 | 30,5 | 18,2 | 0,90 | 0,06 | 0,04 | 0,04 |

В качестве опорных точек здесь выбирались граничные точки интервала $\mu_n(6) = \mu(12) = 0,1$ и средняя величина $\mu_n(9) = 1$. Построенная функция принадлежности расплывчатого ограничения имеет вид $\mu_N = [1 + (n - 9)^2]^{-1}$. По данным промышленной эксплуатации была получена эмпирическая зависимость средней продолжительности межремонтного периода T и дебита $Q, \text{ м}^3/\text{сут}$, от частоты качаний $n, \text{ мин}^{-1}$

$$T_{\text{МРП}} = \frac{8810 - 374n}{n^2}; \quad Q = FS\eta n, \quad (6.6)$$

где F — площадь поперечного сечения плунжера; S — длина хода плунжера; η — коэффициент наполнения.

Задача оптимизации решалась относительно частоты качаний при фиксированной величине длины хода и глубины подвески насоса. В этом случае решение также получалось в виде расплывчатого множества в пространстве.

Функция принадлежности решения определяет степень эффективности данной частоты качаний в рассматриваемых условиях в рамках сформулированных целей и ограничений. В соответствии с методом, изложенным в работе Л. Заде, функция принадлежности решения определяется по формуле

$$\mu(n) = \min\left\{\mu_Q(FS\eta n), \mu_T\left(\frac{8810 - 374n}{n^2}\right), \mu_N(n)\right\}. \quad (6.7)$$

В табл. 6.10 приведены значения $\mu(n)$ для случая $F = 0,0016 \text{ м}^2$, $S = 2,1 \text{ м}$, $\eta = 0,45$.

Оптимальным решением является точка $n = 8 \text{ мин}^{-1}$, для которой функция принадлежности решения $\mu(8) = 0,5$ принимает максимальное значение.

6.2. О режимах работы газлифтных скважин

Основные этапы исследования:

- 1 Сбор и подготовка промысловых данных.
- 2 Объединение исследуемых скважин в группы по признаку близости величины их дебита, объема закачиваемого газа и характерных особенностей технологических режимов. Такое группирование позволяет распространять результаты анализа режимов эксплуатации одной или нескольких скважин на группу в целом.
- 3 Определение необходимого времени исследования работы скважин на каждом режиме, при котором погрешность величины замеренных параметров (дебит жидкости, рабочее давление, расход газа и др.) по сравнению со среднесуточной величиной не превышает требуемого значения.
- 4 Определение оптимального режима работы группы газлифтных скважин.
- 5 Оперативный контроль за расходом рабочего агента. Ниже приведены конкретные примеры реализации этапов данной программы.
 1. На первом этапе сбор промысловых данных проводился в процессе нормальной эксплуатации скважин:

- замер количества жидкости в продукции газлифтных скважин;
- замер количества нефти в продукции газлифтных скважин;
- замер рабочего и устьевого давления;
- замер расхода рабочего агента;
- сбор технологических параметров (диаметр эксплуатационной колонны, характеристики конструкции лифта, диаметр штуцера, газовый фактор и т. д.).

II. Группирование скважин выполнялось на основе промысловых данных о работе газлифтных скважин 1736, 1723, 1706, 1655, 1717, 1660, 1669 НГДУ «Сураханынефть» ПО «Азнефть». Объединение скважин в группы удобно выполнять, применяя непараметрические критерии. Анализируемые скважины сравнивались попарно по выбранному показателю, например по дебиту жидкости. С этой целью были рассмотрены последовательности замеров дебита по каждой скважине. Применяя один из критериев математической статистики, например критерий Уилкинсона-Манна-Уитни (УМУ), определяли наличие различий между выборочными значениями дебита рассматриваемых скважин; при отсутствии различий скважины относили к одной группе.

Расчеты по критерию УМУ выполняли в следующей последовательности. Пусть имеются две выборки размеров M и N , где $M < N$. Упорядочим выборочные значения обеих выборок в одну последовательность длины $P = M + N$. Припишем наименьшему наблюдению в этой последовательности ранг 1, а следующим — ранг в возрастающем порядке.

Пусть R — сумма рангов, приписанных наблюдениям из выборки размера M . Образует статистику U^* :

$$U^* = MN + \frac{M(M+1)}{2} - R. \quad (6.8)$$

Способ определения значимости статистики U^* зависит от значения размера N . При этом существуют три следующие возможности:

1. Если $N \leq 8$, следует вычислить $U = MN - U^*$ и по выбранным $\min\{U, U^*\}$ определить точную вероятность ее поведения (по справочным таблицам).
2. Если $8 < N < 21$, вновь необходимо вычислить U и U^* , но теперь по таблицам следует определить критическое значение для наименьшей из двух величин при заданном уровне значимости α .
3. Если $N > 21$, вероятность появления вычисленного значения U^* определяется путем вычисления значения Z :

$$Z = \frac{U^* - MN/2}{\sqrt{\frac{MN(M+N+1)}{2}}}, \quad (6.9)$$

и сравнения его с табличным значением.

В качестве примера рассмотрим данные замера технологических параметров скв. 1736 и 1723 (табл. 6.11) и дебита и их ранги (табл. 6.12). Имеем $M = 24$ — число замеров для скв. 1736; $N = 24$ — число замеров для скв. 1723; $R = 575,5$, $U^* = 300,5$. Соответствующее значение из справочных таблиц $Z = 2,58$. Так как $Z = 0,105$ меньше этого критического значения, скважины по этому показателю относятся к одной группе.

Анализ технологических режимов рассматриваемых скважин показал, что по основным параметрам эксплуатации (обводненность, длина подъемника, диаметр штуцера, газовый фактор) скважины группируются таким же образом. При этом в одну группу вошли скважины (1736, 1723, 1706) со следующим диапазоном изменения перечисленных параметров:

обводненность 85–90% (до 90%);

длина подъемника, м:

1-й ряд — 250–300,

2-й ряд — 1450–1550;

диаметр штуцера 24 мм;

газовый фактор 80–90 м³/т.

Во вторую группу вошли скважины (1655, 1717, 1660) со следующим диапазоном изменения параметров:

обводненность 94–96% (свыше 90%);

длина подъемника, м:

1-й ряд — 480–540,

Таблица 6.11

Технологические параметры работы скважин

| Скв. 1736 | | | | | Скв. 1723 | | | | |
|-----------|------------------|----------------|----------------|------------------------------|-----------|------------------|----------------|----------------|------------------------------|
| <i>N</i> | Q_1 , т/сут | P_1 , МПа | P_2 , МПа | Q_2 , м ³ /ч | <i>N</i> | Q_1 , т/сут | P_1 , МПа | P_2 , МПа | Q_2 , м ³ /ч |
| 1 | 12,34 | 1,24 | 4,44 | 460 | 1 | 12,66 | 0,26 | 4,32 | 500 |
| 2 | 6,48 | 1,00 | 3,22 | 400 | 2 | 7,82 | 0,21 | 3,64 | 460 |
| 3 | 8,31 | 1,02 | 3,46 | 460 | 3 | 8,24 | 0,22 | 3,62 | 460 |
| 4 | 7,23 | 1,08 | 3,65 | 400 | 4 | 7,77 | 0,28 | 3,62 | 460 |
| 5 | 8,52 | 0,88 | 4,94 | 350 | 5 | 8,00 | 0,34 | 3,62 | 460 |
| 6 | 8,38 | 0,88 | 3,64 | 460 | 6 | 8,68 | 0,44 | 3,62 | 460 |
| 7 | 9,11 | 0,96 | 3,46 | 480 | 7 | 9,48 | 0,48 | 3,84 | 440 |
| 8 | 7,50 | 0,98 | 3,42 | 440 | 8 | 7,86 | 0,56 | 3,82 | 440 |
| 9 | 8,21 | 1,12 | 3,76 | 420 | 9 | 8,12 | 0,62 | 3,62 | 460 |
| 10 | 8,84 | 0,04 | 4,06 | 440 | 10 | 9,06 | 0,68 | 3,64 | 460 |
| 11 | 10,56 | 0,90 | 3,88 | 460 | 11 | 8,82 | 0,74 | 3,40 | 500 |
| 12 | 7,32 | 1,02 | 3,44 | 460 | 12 | 7,94 | 0,72 | 3,40 | 500 |
| 13 | 9,46 | 1,12 | 3,88 | 460 | 13 | 9,20 | 0,68 | 3,40 | 500 |
| 14 | 8,66 | 1,02 | 3,60 | 460 | 14 | 8,88 | 0,42 | 3,40 | 500 |
| 15 | 8,88 | 1,12 | 4,60 | 360 | 15 | 8,64 | 0,32 | 3,40 | 500 |
| 16 | 10,21 | 1,18 | 3,68 | 500 | 16 | 8,65 | 0,24 | 3,40 | 500 |
| 17 | 6,24 | 0,96 | 3,42 | 400 | 17 | 6,86 | 0,38 | 3,40 | 420 |
| 18 | 6,26 | 1,13 | 3,22 | 440 | 18 | 6,12 | 0,44 | 3,40 | 420 |
| 19 | 6,40 | 0,68 | 2,88 | 460 | 19 | 6,32 | 0,68 | 3,40 | 400 |
| 20 | 6,44 | 0,72 | 2,88 | 460 | 20 | 6,78 | 0,96 | 3,62 | 400 |
| 21 | 7,24 | 0,50 | 3,25 | 460 | 21 | 7,84 | 0,72 | 3,62 | 400 |
| 22 | 6,35 | 0,40 | 3,36 | 460 | 22 | 6,56 | 0,68 | 3,42 | 400 |
| 23 | 14,46 | 0,98 | 4,83 | 440 | 23 | 13,60 | 0,58 | 4,22 | 400 |
| 24 | 9,62 | 1,08 | 3,88 | 460 | 24 | 16,36 | 0,44 | 3,88 | 460 |

2-й ряд — 1960–2000;

диаметр штуцера 25 мм;

газовый фактор 140–146 м³/т.

В третью группу вошла скв. 1669, продуцирующая эмульсионную нефть, со следующим диапазоном изменения параметров:

длина подъемника, м:

1-й ряд — 400,

2-й ряд — 1800;

диаметр штуцера 24 мм;

газовый фактор 65 м³/т.

Дебит газлифтных скважин 1736 и 1723 и его ранг

| Номер замера | Скв. 1736 | | Скв. 1723 | |
|--------------|------------------|-------|--------------|-------|
| | Дебит, т/сут | Ранг | Дебит, т/сут | Ранг |
| 1 | 12,34 | 45 | 12,66 | 46 |
| 2 | 6,48 | 8 | 7,82 | 12 |
| 3 | 8,31 | 25 | 8,24 | 24 |
| 4 | 7,23 | 12 | 7,77 | 16 |
| 5 | 8,52 | 27 | 8,00 | 21 |
| 6 | 8,38 | 26 | 8,68 | 31 |
| 7 | 9,113 | 38 | 9,48 | 41 |
| 8 | 7,50 | 15 | 7,86 | 19 |
| 9 | 8,21 | 23 | 8,12 | 22 |
| 10 | 7,84 | 33 | 9,06 | 37 |
| 11 | 9,00 | 36 | 8,82 | 32 |
| 12 | 7,32 | 14 | 7,94 | 20 |
| 13 | 9,46 | 40 | 9,12 | 39 |
| 14 | 8,66 | 30 | 8,88 | 34,5 |
| 15 | 8,88 | 34,5 | 8,04 | 29 |
| 16 | 10,21 | 43 | 8,65 | 28 |
| 17 | 6,24 | 2 | 6,86 | 11 |
| 18 | 6,26 | 3 | 6,12 | 1 |
| 19 | 6,40 | 6 | 6,32 | 4 |
| 20 | 6,44 | 7 | 6,78 | 10 |
| 21 | 7,24 | 13 | 7,84 | 18 |
| 22 | 6,35 | 6 | 6,56 | 9 |
| 23 | 14,46 | 48 | 13,60 | 47 |
| 24 | 9,62 | 42 | 10,36 | 44 |
| Всего | 201,46 | 575,5 | 204,08 | 600,5 |
| | Среднее значение | | | |
| | 8,39 | | 8,50 | |

Из-за высокой обводненности продукции скважин растворенным газом можно пренебречь и для группы в целом назначить слипный режим работы.

На основе обработки промысловых данных была получена расчетная формула для определения дебита нефти Q_1 рассматриваемых скважин

$$Q_1 = a_0 + pV(a_1 pV - a_2), \quad (6.10)$$

где $a_0 = 4,61$; $a_1 = 0,39 \cdot 10^{-7}$; $a_2 = 0,42 \cdot 10^{-3}$.

Данная формула может быть применена для оценки среднесуточного изменения количества нефти в продукции скважин при использовании в расчетах среднесуточных значений расхода закачиваемого агента и рабочего давления P_2 в задачах оптимизации работы компрессорных скважин.

6.3. Группирование газлифтных скважин с учетом их взаимодействия

Для повышения надежности группирования скважин следует проанализировать их взаимодействие. Взаимодействующие скважины ведут себя как один объект, поэтому появляется проблема определения взаимосвязи между технологическими показателями (дебит, расход рабочего агента, давление и т. д.). При наличии взаимосвязи между перечисленными параметрами исследуемые скважины можно рассматривать как один объект и назначать необходимый режим эксплуатации для всей группы скважин в целом.

При выборе оптимального режима работы газлифтных скважин необходимо учитывать, что назначенный (на основе индивидуальных исследований) режим может быть оптимальным лишь в течение короткого промежутка времени, равного времени взаимодействия скважин, поскольку наличие гидродинамических связей изменяет фильтрационные потоки внутри пласта и назначенный режим, как правило, нарушается. Другой причиной может быть взаимодействие скважин через подземные коммуникации.

Изменение расхода нагнетаемого газа в некоторую скважину приводит к изменению режима как самой скважины, так и взаимодействующих с ней, поэтому для правильного назначения оптимальных технологических режимов необходимо из всего фонда газлифтных скважин выделить группы взаимодействующих скважин.

Взаимодействие скважин характеризуется степенью связи дебита соседних скважин. Для определения такой степени связи могут быть использованы различные критерии, в частности коэффициент корреляции. При этом в условиях неточных количественных оценок скважин целесообразно использовать коэффициент ранговой корреляции.*

Для этого элементы совокупности (набор значений дебита) располагаются (ранжируются) в определенном порядке в соответствии с некоторым признаком, присущим им в неодинаковой мере, т. е. каждому значению дебита присваивается ранг (порядковый номер). При этом ранжирование следует проводить по мере снижения (ухудшения) значения дебита, т. е. наибольшему значению присваивается ранг I, следу-

*Аржанов Ф. Г. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Западной Сибири.

юшему за ним значению — ранг 2 и т. д. Отранжировав таким образом все значения дебита газлифтных скважин за какой-либо период из местной работы (декаду, месяц и т. д.), следует перейти к изучению связи между рангами; при этом определяется соответствие между связанными парами последовательностей порядковых оценок, т. е. определяется степень ранговой корреляции. При этом используется коэффициент ранговой корреляции Спирмэна, который определяется по формуле

$$r_s = 1 - \frac{6 \sum_{i=1}^n (v_i - w_i)^2}{n(n^2 - 1)}, \quad (6.11)$$

где v_i, w_i — ранги значений дебита соответствующих скважин; n — объем наблюдения.

Из (6.11) видно, что для вычисления коэффициента ранговой корреляции Спирмэна необходимо определить только квадраты отклонения рангов. На практике приходится сталкиваться со случаями, когда два или более значений дебита имеют одинаковую величину и технокорреляция не может найти существенных различий между ними. Значения дебита, обладающие свойством отсутствия предпочтений, называются связанными, а образованная из них группа — связкой. При этом следует пользоваться методом средних рангов. Он заключается в усреднении рангов, которые имели бы значения дебита, если бы они были различны. Сумма рангов при этом остается такой же, как и при ранжировании без связей. Так, например, если у какой-либо скважины четвертое, пятое и шестое значения дебита одинаковы по величине, то каждому присваивается ранг $1/3(4 + 5 + 6) = 5$. Следующему по величине значению присваивается ранг 7. При наличии связанных рангов в коэффициент ранговой корреляции Спирмэна вводится поправка:

$$r_s = \frac{n(n^2 - 1) - 6 \sum_{i=1}^n (v_i - w_i)^2 - 6(A + B)}{[n(n^2 - 1) - 12A]^{1/2} [n(n^2 - 1) - 12B]^{1/2}}, \quad (6.12)$$

где A и B — поправочные коэффициенты для связок соответственно в последовательностях рангов v и w .

$$A = 1/12 \sum_j (A_j^3 - A_j) \text{ при } j = 1, 2, \dots, z;$$

$$B = 1/12 \sum_k (B_k^3 - B_k) \text{ при } k = 1, 2, \dots, p. \quad (6.13)$$

Здесь j — порядковый номер связки среди рангов v (если имеется одна связка, то $j = 1$, если две — $j = 1, 2$ и т. д.); A_j — число одинаковых значений ряда v , принадлежащих одной связке (если второй связке принадлежат, например, 5 одинаковых значений дебита, то это обозначается как $A_2 = 5$). Аналогично и для k и B_k .

Коэффициент ранговой корреляции может принимать значения внутри интервала $-1 \leq r_s \leq +1$. Если $v_i = w_i$, то $r_s = 1$. В этом случае имеется полная согласованность в динамике дебита скважин (наблюдается положительная корреляция); если $r_s = -1$, то имеет место полная рас согласованность, т.е. увеличение продуктивности одной из скважин приводит к уменьшению продуктивности другой (отрицательная корреляция); если $r_s = 0$, это свидетельствует об отсутствии взаимосвязи между скважинами.

Пример 1. Определение взаимосвязи между продукцией скв. 1461 и 1412 Федоровского месторождения НГДУ «Федоровскнефть».

В табл. 6.13 приведены показатели дебита данных скважин и их ранг, по которым определяется коэффициент корреляции

$$r_s = \frac{6 \cdot 212,5}{20(20^2 - 1)} = 0,840.$$

В последовательности значений дебита имеются связанные пары:

для скв. 1412 $A = 1/12(4(2^3 - 2)) = 2$;

для скв. 1461 $B = 1/12(2(2^3 - 2)) = 1$.

В данном случае введение поправки по (6.11), (6.12) не приводит к существенному изменению величины коэффициента ранговой корреляции, так как число связок и количество рангов в связке невелико:

$$r_s = \frac{20(20^2 - 1) - 1275 - 6(2 - 1)}{\sqrt{(20(20^2 - 1) - 24)(20(20^2 - 1) - 12)}} = \frac{6687}{7962} = 0,84.$$

Полученная величина свидетельствует о достаточно тесной связи между продуктивностью данных скважин, иначе говоря, данные скважины гидродинамически связаны между собой.

Аналогичные расчеты были проведены для всевозможных пар скважин из 52 анализируемых, взятых из фонда газлифтных скважин ПДНГ-3 Федоровского месторождения НГДУ «Федоровскнефть», в результате получена корреляционная матрица порядка 52×52 . Ниже приведен фрагмент данной матрицы.

Величина коэффициента корреляции Спирмэна свидетельствует о наличии или отсутствии корреляционной взаимосвязи между дебитом скважин.

Процедура проверки начинается с формулировки нулевой H_0 и альтернативной H_1 гипотез:

Дебит скважин 1412, 1461 и его ранг

| Номер замера | Скв. 1412 | | Скв. 1461 | | $v - w$ | $(v - w)^2$ |
|-----------------|------------------------------------|----------|------------------------------------|----------|---------|-------------|
| | Дебит Q , м ³ /сут | Ранг v | Дебит Q , м ³ /сут | Ранг w | | |
| 1 | 297 | 17 | 251 | 16,5 | 0,5 | 0,25 |
| 2 | 293 | 19 | 284 | 15 | 4 | 16 |
| 3 | 348 | 1 | 352 | 2 | -1 | 1 |
| 4 | 352 | 2 | 311 | 5 | -3 | 9 |
| 5 | 275 | 20 | 251 | 16,5 | 3,5 | 12,25 |
| 6 | 313 | 8,5 | 333 | 4 | 4,5 | 20,25 |
| 7 | 314 | 6,5 | 343 | 3 | 3,5 | 12,25 |
| 8 | 313 | 8,5 | 303 | 9 | -0,5 | 0,25 |
| 9 | 314 | 6,5 | 289 | 14 | -7,5 | 56,25 |
| 10 | 315 | 5 | 305 | 7,5 | -2,5 | 6,25 |
| 11 | 317 | 3,5 | 393 | 1 | 2,5 | 6,25 |
| 12 | 317 | 3,5 | 310 | 6 | -2,5 | 6,25 |
| 13 | 308 | 12,5 | 305 | 7,5 | 5 | 25 |
| 14 | 306 | 14 | 294 | 13 | 1 | 1 |
| 15 | 310 | 11 | 296 | 12 | -1 | 1 |
| 16 | 296 | 18 | 236 | 18 | 0 | 0 |
| 17 | 312 | 10 | 297 | 11 | -1 | 1 |
| 18 | 308 | 12,5 | 299 | 10 | 2,5 | 6,25 |
| 19 | 303 | 15 | 235 | 19 | -4 | 16 |
| 20 | 302 | 16 | 272 | 20 | -4 | 16 |
| Всего | | | | | | 212,1 |

– H_0 : различие между вычисленным значением r_s и $r = 0$ (отсутствие какой-либо связи) незначимо;

– H_1 : различие между r_s и $r = 0$ значимо, следовательно, между продуктивностью скважин имеется связь, и связь эта значима.

Для принятия той или иной гипотезы вычисляется величина

$$t = r_s \sqrt{\frac{n-2}{1-r_s^2}}, \quad (6.14)$$

которая сравнивается с критическим значением, определяемым по таблице распределения Стьюдента при заданном уровне значимости α и $f = n - 2$ степенях свободы (табл. 6.14). Правило применения критерия заключается в следующем: если $|t| > t_{f,\alpha}$ то нулевая гипотеза на уровне значимости α отвергается, т. е. связь между продуктивностью скважин значима; если $|t| < t_{f,\alpha}$, то связи такой нет.

Точки распределения Стьюдента

| Двусторонняя критическая область, % | | | | | |
|-------------------------------------|------|-------|-----|------|------|
| п/п | 10 | 5 | п/п | 10 | 5 |
| 1 | 6,31 | 12,71 | 17 | 1,74 | 2,11 |
| 2 | 2,92 | 4,30 | 18 | 1,73 | 2,10 |
| 3 | 2,35 | 3,18 | 19 | 1,73 | 2,09 |
| 4 | 2,13 | 2,78 | 20 | 1,73 | 2,09 |
| 5 | 2,01 | 2,57 | 21 | 1,72 | 2,08 |
| 6 | 1,94 | 2,46 | 22 | 1,72 | 2,07 |
| 7 | 1,89 | 2,36 | 23 | 1,71 | 2,07 |
| 8 | 1,86 | 2,31 | 24 | 1,71 | 2,06 |
| 9 | 1,83 | 2,26 | 25 | 1,71 | 2,06 |
| 10 | 1,81 | 2,23 | 26 | 1,71 | 2,06 |
| 11 | 1,80 | 2,20 | 27 | 1,70 | 2,05 |
| 12 | 1,78 | 2,18 | 28 | 1,70 | 2,05 |
| 13 | 1,77 | 2,16 | 29 | 1,70 | 2,05 |
| 14 | 1,76 | 2,14 | 30 | 1,70 | 2,04 |
| 15 | 1,75 | 2,13 | 40 | 1,68 | 2,02 |
| 16 | 1,75 | 2,12 | 50 | 1,64 | 1,96 |

Пример 2. Требуется проверить значимость наименьшего значения коэффициента корреляции Спирмэна $r_s = 0,81$, полученного выше:

$$n = 20;$$

$$r_s = 0,81;$$

$$t = 0,81 \sqrt{\frac{20-2}{1-0,81^2}} = 5,86.$$

По таблице распределения Стьюдента для $\alpha = 0,05$ и $f = 18$ соответствующее критическое значение коэффициента корреляции $t_{кр} = 2,10$.

Так как $t > t_{кр}$, нулевая гипотеза отвергается, т. е. между продуктивностью данных скважин связь значима (ошибка такого вывода допускается лишь в 5% случаев).

При быстром счете можно пользоваться следующим правилом: для числа замеров $n \geq 16$ и уровня значимости $\alpha = 0,05$ связь имеется при $r_s \geq 0,5$, при $r_s < 0,5$ связь несущественна.

Для группирования газлифтных скважин применяется известная методика*, которая удобна для «ручного» анализа матриц связи, при-

*Арнольд В. И. Особенности бифуркации и катастрофы.

чем результаты группирования не зависят от нумерации объектов, т. е. строк и столбцов.

Сначала рассматриваются все связи первого столбца корреляционной матрицы — скв. 1412 и отыскивается максимальная из них, в данном случае $r_{1412-1533} = 0,86$. Этот результат изображается в виде графа (рис. 6.3, а). Затем анализируются связи скв. 1533. Максимальная связь соответствует $r_{1533-1444} = 0,91$. Далее анализируются связи скв. 1444, для которой максимальное значение $r_{1444-1461} = 0,97$. Для скв. 1461, помеченной отмеченной $r_{1444-1461} = 0,97$, имеет место связь $r_{1461-1536} = 0,92$. Для скв. 1536 наряду с отмеченными связями со скв. 1444, скв. 1533 и скв. 1461 имеет место связь со скв. 1445, $r_{1536-1445} = 0,82$. Для скв. 1445 максимальная связь $r_{1445-1412} = 0,82$ замыкает цепь существенных связей со скв. 1412. Таким образом выделилась одна группа скважин.

Затем переходим к анализу первой из еще не рассмотренных скважин, в данном случае скв. 1419. Максимальная из связей $r_{1419-1427} = r_{1419-2895} = 0,88$. Для скв. 2895 связь $r_{2895-1421} = 0,88$, с новой скв. 1421 связь $r_{2895-1427} = 0,97$ и, наконец, скв. 1427 замыкает цепь существенных связей со скв. 1419: $r_{1427-1419} = 0,86$ (рис. 6.3, б, табл. 6.15).

Итак, получено разделение $R = 1-3-5-7-9-10; 2-4-6-8$ на две группы, первая из которых состоит из скв. 1412, 1444, 1533, 1461, 1411, а вторая — из скв. 1419, 1427, 1421, 2895.

Для каждой группы скважин строится единая характеристическая кривая исходя из значений дебита жидкости. Если величина дебита какой-либо скважины не ложится на единую групповую характеристику $Q - V$, эту скважину следует вывести из данной группы и отнести к ближайшей группе скважин (эффект допустимой ошибки группирования). Таким образом, с учетом взаимодействия между скважинами выделены 12 групп:

- I — скв. 1412, 1444, 1533, 1536, 1445, 1461;
- II — скв. 1419, 1427, 1421, 2895;
- III — скв. 1418, 1351, 1350, 1499, 1454;
- IV — скв. 1377, 1538, 1342;
- V — скв. 1375, 1417, 1430, 1446;

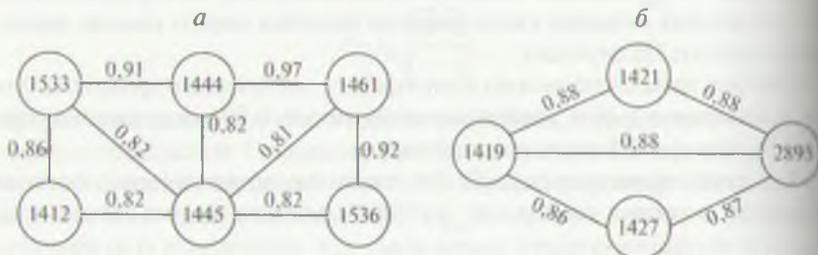


Рис. 6.3. Определение групп скважин по матрице связи: а — скв. 1412; б — скв. 1419

Корреляционная матрица

| Номер скважины | Номер скважины | | | | | | | | | |
|----------------|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 1412 | 1419 | 1444 | 1427 | 1533 | 1421 | 1536 | 2895 | 1461 | 1445 |
| 1412 | 1,00 | 0,22* | 0,81 | 0,13* | 0,86 | 0,30* | 0,82 | 0,31* | 0,84 | 0,82 |
| 1419 | 0,22* | 1,00 | 0,05* | 0,86 | 0,15* | 0,88 | 0,07* | 0,88 | 0,03* | 0,31* |
| 1444 | 0,81 | 0,05* | 1,00 | 0,11* | 0,91 | 0,32* | 0,91 | 0,27* | 0,97 | 0,82 |
| 1427 | 0,13 | 0,86 | 0,11* | 1,00 | 0,28 | 0,80 | 0,15 | 0,87 | 0,01 | 0,29 |
| 1533 | 0,86 | 0,15* | 0,91 | 0,28* | 1,00 | 0,21* | 0,93 | 0,30* | 0,90 | 0,82 |
| 1421 | 0,30* | 0,88 | 0,32* | 0,80 | 0,21* | 1,00 | 0,19* | 0,85 | 0,17* | 0,12 |
| 1536 | 0,82 | 0,07* | 0,91 | 0,15* | 0,93 | 0,19* | 1,00 | 0,09* | 0,92 | 0,82 |
| 2895 | 0,31* | 0,88 | 0,27* | 0,87 | 0,30* | 0,85 | 0,09* | 1,00 | 0,26* | 0,06 |
| 1461 | 0,84 | 0,03* | 0,97 | 0,01* | 0,90 | 0,17* | 0,92 | 0,26* | 1,00 | 0,81 |
| 1445 | 0,82 | 0,31* | 0,82 | 0,29* | 0,82 | 0,12* | 0,82 | 0,06* | 0,81 | 1,00 |

*Незначимые коэффициенты корреляции.

VI – скв. 1426, 1442;

VII – скв. 1378, 1352, 1448;

VIII – скв. 1449, 1451;

IX – скв. 1439, 1539, 1337, 1388, 1531⁶, 1391, 1537, 1389;

X – скв. 1410, 1436, 1443, 1407;

XI – скв. 1437, 1424, 2892, 1397;

XII – скв. 1432, 1358, 1450.

В целях выявления ошибок группирования следует проверить согласованность скважин каждой группы между собой и в целом.

Чтобы проверить, хорошо ли согласуются m ранжировок (дебит скважин) друг с другом, используют коэффициент согласованности w , называемый коэффициентом конкордации Кендала:*

$$w = \frac{12 \sum D_i^2}{m^2(n^3 - n)} \quad (6.14)$$

При наличии связанных рангов коэффициент конкордации w ($Q < w \leq 1$) вычисляется по формуле

$$w = \frac{12 \sum D_i^2}{m^2(n^3 - n) - mB} \quad (6.15)$$

*Аржанов Ф. Г. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Западной Сибири.

где $D_i = \sum_{j=1}^m R_{ij} - \frac{\sum_i \sum_j R_{ij}}{n}$ при $i=1, \dots, \bar{n}$; $j=1, \dots, \bar{m}$ — сумма рангов

приписанных всем значениям дебита (всех скважин) i -го порядкового номера наблюдения, минус среднее значение сумм рангов; m — число

скважин; n — число наблюдений; $B = \sum_{k=1}^z (B_k^2 - B_k)$; B_k — число связанных рангов при $k=1, \dots, z$. Например, если связаны замеры от первого до одиннадцатого включительно, то $B_k = 4$.

Пример 3. Требуется проверить согласованность дебитов скважин группы. В табл. 6.16 приведены ранги значений дебита соответствующих скважин. Сумма рангов i -го наблюдения для всех значений дебита всех скважин приведена в графе ΣR_{ij} . Для определения D необходимо вычислить среднее значение по суммам рангов.

Таблица 6.16

Ранг значений дебита скважин

| п/п | Номер скважины | | | | | | ΣR_{ij} | D_i | D_i^2 |
|-------|----------------|------|------|------|------|-------|-----------------|-------|---------|
| | 1412 | 1461 | 1444 | 1533 | 1536 | 1445 | | | |
| 1 | 17 | 16,5 | 17,5 | 12 | 16 | 19 | 98 | 34 | 1156 |
| 2 | 19 | 15 | 18 | 19 | 18 | 17,5 | 106,5 | 42,5 | 1806 |
| 3 | 1 | 2 | 3 | 2 | 1 | 4 | 13 | -51 | 2601 |
| 4 | 2 | 5 | 4 | 5 | 7 | 6 | 29 | -35 | 1225 |
| 5 | 20 | 16,5 | 15 | 20 | 17 | 17,5 | 106 | 12 | 1764 |
| 6 | 8,5 | 4 | 5 | 6 | 6 | 7 | 36,5 | -27,5 | 756 |
| 7 | 6,5 | 3 | 2 | 1 | 2 | 3 | 17 | -47 | 2209 |
| 8 | 8,5 | 9 | 7 | 4 | 4 | 5 | 37,5 | -26,5 | 702 |
| 9 | 6,5 | 14 | 13 | 11 | 14 | 13 | 71,5 | 27,5 | 456 |
| 10 | 5 | 7,5 | 8 | 8 | 9 | 8 | 45,5 | -18,5 | 342 |
| 11 | 3,5 | 1 | 1 | 3 | 5 | 2 | 16,5 | -48,5 | 2304 |
| 12 | 3,5 | 6 | 9 | 7 | 3 | 10 | 38,5 | -25,6 | 625 |
| 13 | 12,5 | 7,5 | 6 | 9 | 10 | 20 | 65 | -1 | 1 |
| 14 | 14 | 13 | 12 | 15 | 11 | 12 | 77 | 13 | 169 |
| 15 | 11 | 12 | 14 | 13 | 12 | 14 | 76 | 12 | 144 |
| 16 | 18 | 18 | 17,5 | 16 | 15 | 17,5 | 102 | 38 | 1444 |
| 17 | 10 | 11 | 11 | 14 | 13 | 11 | 70 | 6 | 36 |
| 18 | 12,5 | 10 | 10 | 10 | 8 | 9 | 49,5 | -4,5 | 20 |
| 19 | 15 | 19 | 20 | 18 | 19 | 16 | 107 | 43 | 1849 |
| 20 | 16 | 20 | 19 | 17 | 20 | 15 | 107 | 43 | 1844 |
| Всего | 210 | 210 | 212 | 210 | 210 | 226,5 | 1278,5 | 145 | 21058 |

Таблица 6.17

Значения критерия χ^2 при n степенях свободы

| Уровень значимости | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|
| 0,05 | 15,51 | 16,92 | 18,31 | 19,68 | 21,0 | 22,4 | 23,7 | 25,0 | 26,3 | 27,6 | 28,9 | 30,1 | 31,4 |
| 0,10 | 13,36 | 14,68 | 15,99 | 17,28 | 18,55 | 19,81 | 21,1 | 22,3 | 23,5 | 24,8 | 26,0 | 27,2 | 28,4 |

$$\frac{\sum_{i=1}^6 \sum_{j=1}^{20} R_{ij}}{20} = \frac{1278,5}{20} = 64.$$

Полученное среднее значение вычитается из каждой i -й суммы рангов, и разность записывается в графу D_i . Сумма квадратов разностей выставляется в (6.15); $B = 4(2^3 - 2) + 2(2^3 - 2) + (2^3 - 2) + (3^3 - 3) = 24 + 12 + 6 + 24 = 66$. Число скважин $m = 6$, число наблюдений $n = 20$. Тогда

$$w = \frac{12 \cdot 21058}{6^2 \cdot 20(20^2 - 1) - 6 \cdot 66} = \frac{252696}{286884} = 0,881.$$

Для проверки значимости коэффициента конкордации w используется величина

$$\chi^2 = m(n-1)w_1, \quad (6.16)$$

которая сравнивается с критическим значением, взятым из известной таблицы χ^2 — распределения (табл. 6.17) $f = n - 1$ степенями свободы.

Пример 4. Требуется проверить значимость коэффициента конкордации $w = 0,881$, вычисленного выше при $n = 20$; $m = 6$. Тогда $\chi^2 = m(n - 1) = 6 \cdot 19 = 114$. По табл. 6.17 для уровня значимости $\alpha = 0,05$ и $f = 19$ находим критическое значение $\chi^2_{\text{табл}} = 30,144$.

Таким образом, взаимодействие между скважинами данной группы согласовано.

Для II группы $\chi^2 = 86,1$;

III группы $\chi^2 = 63,4$;

IV группы $\chi^2 = 77,7$;

V группы $\chi^2 = 98,6$;

VI группы $\chi^2 = 117,8$;

VII группы $\chi^2 = 45,4$;

VIII группы $\chi^2 = 73,8$;

IX группы $\chi^2 = 38,5$;

X группы $\chi^2 = 58,3$;

XI группы $\chi^2 = 49,9$;

XII группы $\chi^2 = 51,1$.

Отсюда видно, что все определенные группы состоят из хорошо согласованных между собой взаимодействующих скважин.

6.4. Выбор технологического режима эксплуатации для групп скважин

Назначение технологических режимов эксплуатации для групп скважин должно обеспечивать максимальное увеличение дебита нефти и уменьшение расхода рабочего агента, подаваемого в группу скважин. Поскольку газлифтная характеристика скважины (группы скважин) связывает между собой расход газа и дебит жидкости, то для обеспечения прироста добычи нефти необходимо определить зависимость между дебитом жидкости и дебитом нефти. Из-за ограниченного числа вариантов обводненности продукции и влияния различных неконтролируемых факторов эта зависимость носит случайный характер. На рис. 6.4, а, б приведены два типа характерных зависимостей $Q_n - Q_{ж}$ для моделированной по взаимодействию группы скважин. На рис. 6.4, а зависимость соответствует линейной связи с коэффициентом α , на рис. 6.4, б коэффициент $\alpha = 0$. Очевидно, что в первом случае увеличение дебита жидкости по группе скважин приводит к увеличению дебита нефти с ростом величины α . Во втором случае ожидать увеличения дебита нефти при возрастании отбора жидкости не следует и эффект оптимизации будет определяться сокращением расхода рабочего агента.

Выбор режима в ситуации неполной определенности не позволяет абсолютно достоверно предсказать результаты от изменения режимов, что необходимо учитывать при принятии решения. При необходимости сделать выбор между режимами с минимальным удельным расходом газа, или максимальным дебитом жидкости, или некоторым средним между этими режимами используют один из критериев принятия решения в условиях неопределенности. Одним из подходящих для решения данной задачи является критерий Гурвица, учитывающий эвристи-

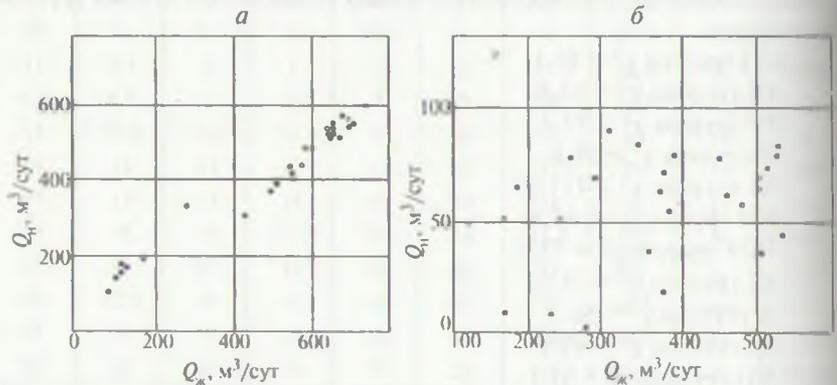


Рис. 6.4. Данные рабочих режимов скважин I (а) и II (б) групп до (●) и после (○) проведения оптимизации

ческий коэффициент успешности 5. При этом оптимальный режим выбирается по групповой характеристике исходя из условия

$$Q_{\text{опт.ж.}} = \alpha Q_{\text{пых.ж.}} + (1-\alpha)Q_{\text{мин.ж.уд.рас.}} \quad (6.17)$$

где α — эвристический коэффициент успешности Гурвица, определяемый по рис. 6.4, а; $Q_{\text{пых.ж.}}$ — максимальная величина отбора жидкости; $Q_{\text{мин.ж.уд.рас.}}$ — отбор жидкости, соответствующий минимальному удельному расходу газа.

Если приросты дебита жидкости и нефти равны ($\alpha = 1$), в соответствии с (6.17) оптимальный режим совпадает с режимом максимального дебита; в случае отсутствия прироста дебита нефти при увеличении

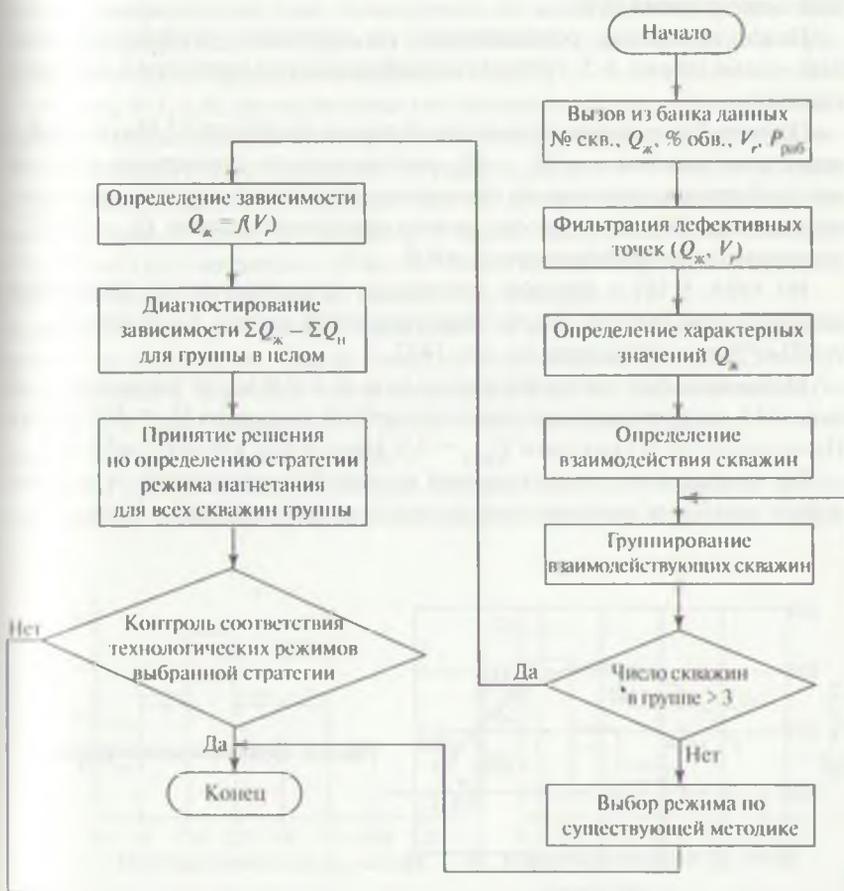


Рис. 6.5. Блок-схема выбора режима эксплуатации скважин

Технологические параметры скважин

| Номер скважины | V , тыс. м ³ | $Q_{н}$, м ³ /сут | $Q_{ж}$, т/сут | R , м ³ /м ³ |
|----------------|---------------------------|-------------------------------|-----------------|--------------------------------------|
| 1536 | 20,0 | 303 | 77 | 66,0 |
| 1412 | 2,8 | 315 | 21 | 8,9 |
| 1533 | 18,2 | 321 | 95 | 36,0 |
| 1444 | 6,6 | 311 | 264 | 21,2 |
| 1445 | 21,0 | 294 | 250 | 71,4 |
| 1461 | 22,5 | 300 | 252 | 75,0 |
| 1447 | 11,0 | 332 | 274 | 33,1 |

добычи жидкости ($\alpha = 0$) оптимальный режим обеспечивает минимум удельного расхода газа.

Пакет программ, составленный по ключевым блокам согласно блок-схеме на рис. 6.5, требует по необходимости привязки к местным условиям.

Пример. Определим оптимальный режим по группе 1.* На рис. 6.4, в приведена зависимость $Q_{н} - Q_{ж}$, постоянная по суммарным отборам для этой группы скважин на основании результатов замеров за некоторый период. Эту зависимость можно представить в виде $Q_{н} = 0,8Q_{ж}$, следовательно, коэффициент $\alpha = 0,8$.

Из табл. 6.18, в которой приведены технологические параметры скважин этой группы, видно: максимальный расход жидкости $Q_{max ж} = 332$ м³/сут наблюдается на скв. 1447.

Минимальный удельный расход газа $R = 8,9$ м³/м³ реализуется на скв. 1412, соответствующее значение дебита жидкости $Q_{ж} = 315$ м³/сут. По формуле (6.17) находим $Q_{опт} = 0,8 \cdot 326 + 0,2 \cdot 315 = 323,7$ м³/сут.

Из аппроксимирующей кривой на рис. 6.6 определяем, что этому дебиту жидкости соответствует расход газа, равный $9 \cdot 10^3$ м³/сут.

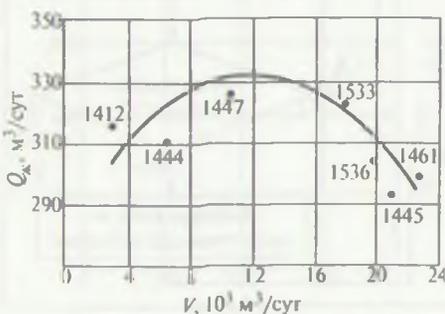


Рис. 6.6. Групповая характеристика

*Классификация в соответствии с разд. 6.3.

6.5. Контроль результатов оптимизации технологического режима эксплуатации фонда газлифтных скважин

Эффективность процедуры оптимизации режима эксплуатации газлифтных скважин определяется как изменением добычи и расходуемого объема газа, так и изменением технологических параметров фонда в целом.

В целях оценки изменений в работе газлифтных скважин в результате проведенных мероприятий по оптимизации технологического режима помимо изменения уровня добычи жидкости и нефти, а также расхода потребляемого рабочего агента следует проанализировать характер распределения этих показателей по исследуемому фонду. Для этого сравниваются гистограммы распределения того или иного параметра до и после проведения мероприятия.

На рис. 6.7, а, б, где приведены гистограммы распределения добычи соответственно жидкости и нефти по 52 скважинам до и после оптимизации технологических режимов их работы, видно, что число скважин с небольшим дебитом жидкости (до $75 \text{ м}^3/\text{сут}$) после оптимизации уменьшилось с семи до четырех, а число среднедебитных скважин ($75\text{--}375 \text{ м}^3/\text{сут}$) возросло с 40 до 43. Число высокодебитных скважин с дебитом свыше $375 \text{ м}^3/\text{сут}$ не изменилось (см. рис. 6.7).

Аналогичные изменения произошли и с распределением добычи нефти по скважинам. Число скважин с дебитом нефти до $75 \text{ м}^3/\text{сут}$ уменьшилось с 32 до 26, а число среднедебитных по нефти скважин (от 75 до $225 \text{ м}^3/\text{сут}$) возросло с 16 до 22. Число скважин с дебитом нефти свыше $225 \text{ м}^3/\text{сут}$ не изменилось.

Таким образом, при улучшении средних показателей работы фонда газлифтных скважин — увеличении добычи нефти на $266 \text{ м}^3/\text{сут}$, сокра-

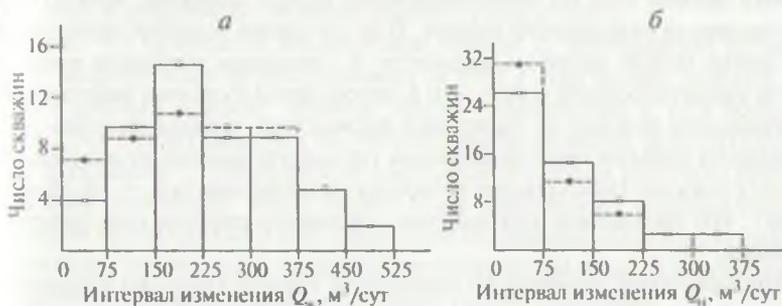


Рис. 6.7. Гистограмма распределения скважин по дебиту жидкости (а) и нефти (б) до (●) и после (○) применения методики повышения эффективности процесса оптимизации

шении расхода рабочего агента на $47,4 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут}$ — улучшилась тяга и обработка фонда скважин в целом за счет увеличения дебита жидкости и нефти низкодебитных скважин.

Для эффективного контроля и анализа функционирования большой системы необходимо оценивать как ее состояние в целом, так и глобальные характеристики ее поведения. Одним из наиболее эффективных подходов является применение методов теории порядковых статистик.*

Использование для анализа и контроля за фондом газлифтных скважин методов теории порядковых статистик дает возможность оперативно оценивать статистические связи между технологическими параметрами и характеристиками, выявлять тенденции возможных изменений в работе фонда скважин, контролировать его состояние.

В качестве примера рассмотрим результаты анализа работы фонда газлифтных скважин ЦНДГ-1,3 НГДУ «Белозернефть» ПО «Нижневартовск-нефтегаз» за декабрь 1985 г. Анализу подвергались данные о дебите воды, нефти, жидкости и расходе газа по 100 скважинам. Для определения эффективности работы фонда скважин был использован коэффициент ранговой корреляции Спирмэна.

Проведенные расчеты показали наличие связи между искомыми параметрами и величиной коэффициента Спирмэна:

дебит жидкости — расход рабочего агента $r_1 = 0,88$;

дебит нефти — расход рабочего агента $r_2 = 0,78$;

дебит воды — расход рабочего агента $r_3 = 0,76$;

дебит жидкости — удельный расход рабочего агента $r_4 = -0,20$.

Наличие первых трех связей свидетельствует о существовании резерва для увеличения добычи нефти, поскольку между дебитом жидкости, нефти, воды и удельным расходом рабочего агента имеется высокая корреляционная положительная связь, поэтому, увеличив суммарный расход газа по анализируемому фонду скважин, можно ожидать прироста суммарного отбора. В то же время наличие отрицательной связи между дебитом жидкости и удельным расходом рабочего агента свидетельствует о том, что в целом фонд скважин работает не в оптимальном режиме и, уменьшив расход газа, можно ожидать роста суммарной добычи при сокращении удельного расхода газа по данной группе скважин. Наибольшая величина коэффициента $r_4 = -0,20$ показывает, что ожидаемое уменьшение удельного расхода газа будет небольшим.

При принятии решения об изменении технологических параметров работы фонда скважин следует оценить эффективность его работы и

*Аржанов Ф.Г. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Западной Сибири.

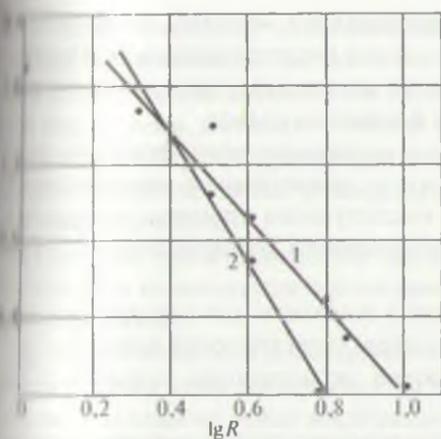


Рис. 6.8. Распределение расхода рабочего агента и удельного расхода газа по скважинам нефтяного фонда НГДУ «Белозернефть» в декабре 1985 г. (1) и за 1985 г. (2)

на, на которые равномерно разбит весь диапазон изменения этого параметра по всем 100 скважинам; R — ранг данного интервала).

Как видно из рис. 6.8, обе прямые совпадают и описываются гиперболическим распределением, что позволяет сделать вывод о том, что большая часть газа расходуется на меньшую часть фонда скважин. Точнее, примерно 22% скважин потребляют 67% всего объема расходуемого газа. Это свидетельствует о необходимости выявления причин неэффективного расходования газа по фонду скважин.

Таким же неравномерным образом распределяется по фонду скважин и другой технологический показатель — удельный расход рабочего агента. Так, большая часть фонда скважин работает при сравнительно малом удельном расходе рабочего агента. Сопоставление этих кривых, построенных на различные моменты времени, позволяет выявить тенденцию в изменении технологических показателей.

На рис. 6.8 приведена аналогичная прямая 2, построенная по данным об эксплуатации фонда скважин за 1985 г. Как видно, прямые 1 и 2 имеют разный наклон, причем линия 1 наклонена к оси абсцисс меньше. Это свидетельствует об увеличении во времени относительно числа скважин с повышенным удельным расходом рабочего агента. Возможной причиной этого может быть увеличение обводненности продукции части скважин или локальное понижение пластового давления, поэтому необходимо проанализировать возможные технологические причины, обусловившие появление такой тенденции.

Таким образом, процедура оптимизации режима работы фонда газлифтных скважин выполняется поэтапно в следующем порядке:

целом. В частности, следует выявить неравномерность распределения расхода рабочего агента по фонду скважин и его обводненность, сопоставить величину удельного расхода газа по группам скважин и т. п.

На рис. 6.8 приведено распределение расхода газа и удельного расхода газа за декабрь 1985 г. (прямая 1) по группе скважин в координатах $\lg n$ — $\lg R$ (n — число скважин, имеющих величину исследуемого параметра в одном из двенадцати интервалов).

1. Статистический анализ информационного массива, включающий проверку на наличие дефектных точек (недостовверных результатов замера), расчет продолжительности замера для определения среднего дебита скважины с помощью Косинор-анализа.
2. Оценка взаимодействия скважин и разделение всего фонда на группы взаимодействующих скважин с применением коэффициента парной корреляции Спирмэна, последующая проверка согласованности полученных групп с использованием коэффициента концентрации Кендала.
3. Определение связи дебитов нефти и жидкости для каждой группы в целом и построение газлифтных характеристических кривых.
4. Определение оптимального режима эксплуатации скважин с помощью критерия Гурница.
5. Осуществление контроля за назначенными оптимальными режимами и сравнительная оценка полученных результатов (до и после проведения мероприятий).

6.6. Об установлении унифицированного режима эксплуатации для групп газлифтных скважин

Одной из актуальных проблем отрасли является создание и эффективное использование энерго- и ресурсосберегающих технологий и методов, направленных на оптимизацию работы фонда добывающих скважин.

В частности, оптимизация газлифтного способа эксплуатации скважин имеет важное значение в связи с дефицитом газа. Промышленной практика определения оптимального режима работы газлифтных скважин состоит в нахождении характеристической зависимости между дебитом жидкости и расходом газа и последующем выборе оптимального режима для скважин всего фонда с определенной периодичностью. Однако проведение одновременных исследований большого фонда газлифтных скважин в целях определения оптимального режима практически невозможно (и нецелесообразно) по ряду причин. Поддержанию оптимального режима эксплуатации газлифтной скважины с заданной точностью невозможно из-за колебаний давления в газопроводах, взаимодействия между скважинами, нестабильной работы компрессорных станций, выхода скважин из-под автоматизированного контроля и т. д.

С технологической точки зрения одним из основных факторов, неучтенных при индивидуальной оптимизации, является взаимодействие скважин, осуществляющееся как через пласт, так и через наземные коммуникации. Из-за искажений, вызванных взаимодействием скважин, режимы эксплуатации, рекомендуемые на основе характеристических кривых, неоптимальны для исследуемых скважин.

В такой ситуации целесообразно использовать альтернативный метод, применяемый для анализа и оптимизации больших систем. Суть этого подхода заключается в том, что фонд скважин рассматривается как система, имеющая большое количество локальных взаимодействующих элементов, функционирование которых описывается интегральными показателями: суммарным дебитом или суммарным расходом рабочего агента.

При этом фонд делится на группы взаимодействующих скважин, для которых назначаются одинаковые (унифицированные) технологические режимы.

С помощью метода геометрического программирования рассматривается оптимизация работы группы газлифтных скважин и рекомендации по использованию левых восходящих ветвей характеристической кривой $Q = f(V)$. При этом вместо традиционно применяемой параболической аппроксимации можно предложить аппроксимирующую зависимость*

$$Q = \ln \left(\frac{V}{a_0} \right)^a \quad \text{при } a > 0, b > 0, \quad (6.18)$$

где $a_0 = e^{-a/b}$, a, b — константы аппроксимирующей зависимости; Q — дебит жидкости; V — расход газа.

В отличие от параболы, где необходимо определить три константы, аппроксимирующая зависимость (6.18) содержит две константы, что с достаточной точностью определяется по данным исследования скважин.

Рассмотрев различные варианты оптимизационной задачи, можно показать определенные преимущества системного подхода по сравнению с индивидуальной оптимизацией.

Рассмотрим следующую оптимизационную задачу: определить расход рабочего агента V_p по скважинам, при котором достигается максимальный дебит жидкости по всем скважинам для заданного ограничения на суммарный расход рабочего агента:

$$\max \sum_i Q_i, \quad \sum_i V_i = V_0.$$

При этом следует отметить, что в результате исследования скважин получена информация лишь о некоторой реализации характеристики скважин, которая и служит основой для решения оптимизационной задачи.

Методом множителей Лагранжа получим

$$\left[\sum_i \left(b_i \ln \frac{V_i}{a_i} - \lambda V_i \right) + V_0 \right] \rightarrow \max$$

*Результаты не зависят от выбора аппроксимации.

или

$$\frac{b_i}{V_i} = \lambda.$$

Если теперь соответствующие объемы закачки газа реализуются в скважинах, то фактическая добыча жидкости будет отличаться от расчетной, так как характеристики скважины случайным образом изменяются, а режим работы скважины отклонится от оптимального. В рамках описанной модели можно считать, что дебит жидкости каждой скважины является случайной величиной:

$$Q_i = \bar{b}_i \ln \frac{\bar{b}_i}{\lambda a_i},$$

где \bar{b}_i — выборочная средняя коэффициентов характеристики скважины на стадии эксплуатации.

Поскольку b_i и \bar{b}_i — одинаково распределенные независимые случайные величины, математическое ожидание суммарной добычи жидкости оценивается следующим образом:

$$Q_{\Sigma} = M \left[\sum_i Q_i \right] = \sum_i b_{i0} \int \ln \frac{b_i}{\lambda a_i} \varphi(b_i) db_i, \quad (6.19)$$

где $b_{i0} = \int b_i \varphi(b_i) db_i$; $\varphi(b_i)$ — плотность распределения случайной величины b_i .

Можно показать, что суммарная добыча жидкости, определенная по (6.19), меньше, чем аналогичная сумма для средних значений коэффициентов:

$$Q_{\Sigma} = M \left[\sum_i Q_i \right] < \sum_i b_{i0} \ln \frac{\bar{b}_i}{\lambda a_i}. \quad (6.20)$$

Отметим, что неравенство верно и в общем случае для произвольных плотностей вероятности и выпуклых функций, аппроксимирующих характеристику скважины. Левая часть неравенства (6.20) монотонно возрастает по мере уменьшения дисперсии случайных величин b_i , на основе которой выбирается оптимальный режим работы группы скважины.

Оптимальный режим может быть определен с большей точностью, если случайную величину b_i заменить выборочной средней величиной \bar{b}_i

$$\bar{b}_i = \sum_j \bar{b}_i / k,$$

где k — число замеров на скважине.

Отметим, что в рамках принятой модели каждая реализация характеристики скважин (дебита жидкости и расхода рабочего агента) определяется соответствующей реализацией случайного параметра b_i .

Среднеквадратичное отклонение оценки b_i равно σ/\sqrt{k} . В этом случае решение оптимизационной задачи имеет вид

$$V_i = \frac{\bar{b}_i}{\lambda a_i}; \quad Q_{\Sigma}^0 = M \left[\sum_i Q_i \right]. \quad (6.21)$$

Наряду с изложенным подходом можно рассмотреть и другой вариант оптимизации эксплуатации группы газлифтных скважин, при котором для всех скважин назначается одинаковый режим:

$$V_i = \frac{V_0}{n}, \quad (6.22)$$

где n — общее число скважин.

Смысл такого распределения рабочего агента заключается в том, что при достаточной близости между собой средних значений и значительной дисперсии случайной составляющей реализации величин $b_i = b_0 V_0 / \sum_j b_{j0}$, могут сильнее отклоняться от оптимального значения

$V_i^{\text{опт}} = b_{i0} V_0 / b_{i0}$, чем при равномерно распределенном расходе газа.

Введем обобщенный безразмерный показатель различия характеристик газлифтных скважин

$$R = \frac{\left[1/n \sum_{i=1}^n \left(b_{i0} - \frac{\sum_j b_{j0}}{n} \right)^2 \right]^{1/2}}{\frac{1}{n} \sum_j b_{j0}}. \quad (6.23)$$

Чтобы оценить условия использования индивидуального или унифицированного режима, следует обратиться к рис. 6.9, где ось абсцисс — дисперсия колебаний параметров

$$D = \frac{\sigma}{\frac{1}{n} \sum_j b_{j0}}, \quad (6.24)$$

а ось ординат — показатель различия характеристик газлифтных скважин R . Значениям k (число повторных режимных замеров на скважинах) соответствуют кривые на рис. 6.9, разделяющие области индивидуальной I и унифицированной II оптимизации.

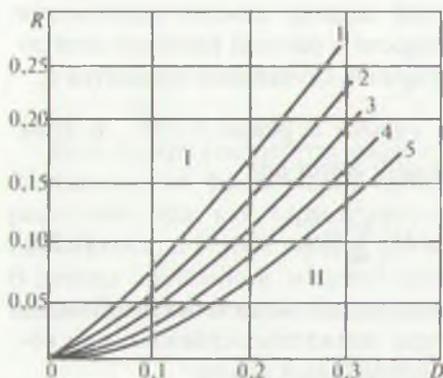


Рис. 6.9. Разделение области индивидуальной I и унифицированной II оптимизации кривыми: 1 — k_1 ; 2 — k_2 ; 3 — k_3 ; 4 — k_4 ; 5 — k_5

Таким образом, для выбора оптимальной стратегии распределения рабочего агента по скважинам необходимо определить дисперсию R коэффициентов b_{i0} , характеризующую степень различия характеристик скважин для рассматриваемой группы скважин, а также степень отклонения этих коэффициентов от среднего значения для каждой скважины (безразмерный показатель D). Однако проведение необходимых исследований в полном объеме связано со значительными производственными и технологическими трудностями, избежать которые можно, используя приближенный метод оценки указанных параметров. Предположим, что для скважин определены некоторые реализации величины b_{i0} . Рассмотрим выражение

$$F = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (b_{i0} - \bar{b}_{i0})^2 + \delta b_i / b_{i0}}, \quad (6.25)$$

где $\bar{b}_{i0} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n b_{i0}$.

Переменные $(b_{i0} - \bar{b}_{i0})$ и δb_{i0} , а можно рассматривать как независимые случайные величины с нулевым математическим ожиданием, отсюда справедливо равенство

$$F = \sqrt{R^2 + D^2}. \quad (6.26)$$

Если на одной из скважин группы число замеров достаточно для оценки величины b_{i0} , то второй параметр можно определить из равенства

$$R = \sqrt{F^2 - D^2}.$$

Итак, процедура оптимизации работы группы скважин заключается в следующем.

1. Для каждой скважины выполняются замеры дебита жидкости и расхода рабочего агента на двух режимах:

$$Q_i^{(1)}; V_i^{(1)}; Q_i^{(2)}; V_i^{(2)}.$$

7. Определяются параметры газлифтного подъемника

$$a_i = \left[\frac{V_i^{(1)} Q_i^{(1)}}{V_i^{(2)} Q_i^{(2)}} \right]^{\frac{1}{Q_i^{(1)} Q_i^{(2)}}}; \quad b_i = \frac{Q_i^{(1)} - Q_i^{(2)}}{\ln(V_i^{(1)} / V_i^{(2)})}$$

1. Выборочно, для одной из скважин, повторно определяются параметры $Q_i^{(m)}$, $b_i^{(m)}$.

4. Оценивается среднеквадратичное отклонение величин от среднего значения

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \left(b_i^{(m)} - \frac{1}{m} \sum b_i \right)^2}$$

5. Определяется безразмерный параметр

$$D = \frac{\sigma}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n b_i}$$

6. Рассчитывается величина

$$F = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(b_i - \frac{1}{n} \left(\sum_{i=1}^n b_i \right) \right)^2} / \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n b_i \right)$$

7. Определяется безразмерный параметр

$$R = \sqrt{F^2 - D^2}$$

8. Если $F > D$, то режимы на скважинах устанавливаются по формуле

$$V_i = \frac{V_0 b_i}{\sum_i b_i}$$

В противном случае, при $F < D$,

$$V_i = \frac{V_0}{n}$$

Пример 1. Оценим целесообразность назначения группового или индивидуальных режимов работы для семи газлифтных скважин, данные о которых приведены в табл. 6.19. Значения реализации коэффициента b_4 определены по каждой характеристике (рис. 6.10):

$$b_4^{(1)} = 1000 \text{ м}^3/\text{сут}; \quad b_4^{(2)} = 430 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Проводя далее необходимые вычисления, последовательно находим:

$$\sigma = 285 \text{ м}^3/\text{сут}; \quad D = 0,6;$$

Результаты оптимизации режимов эксплуатации группы газлифтных скважин

| Номер скважины | Оптимизация | | | | | |
|----------------|-----------------------------------|---|-----------------------------------|---|--|---|
| | индивидуальная | | групповая | | при назначении унифицированного режима | |
| | $Q_i = b_i$, м ³ /сут | V_i , 10 ³ м ³ /сут | $Q_i = b_i$, м ³ /сут | V_i , 10 ³ м ³ /сут | $Q_i = b_i$, м ³ /сут | V_i , 10 ³ м ³ /сут |
| 320 | 572,2 | 17,67 | 412,0 | 14,20 | 350 | 12,73 |
| 2021 | 400,0 | 34,52 | -64,9 | 10,80 | 0 | 12,73 |
| 2067 | 562,5 | 28,81 | 198,8 | 15,10 | 140 | 12,73 |
| 346 | 428,6 | 7,61 | 605,8 | 11,50 | 650 | 12,73 |
| 347 | 250,0 | 1,80 | 570,0 | 0,67 | 740 | 12,73 |
| 351 | 625,0 | 8,95 | 1021,0 | 16,90 | 830 | 12,73 |
| 389 | 516,6 | 13,36 | 537,0 | 13,90 | 490 | 12,73 |
| Всего | 3310,0 | 112,65 | 3285,0 | 89,10 | 3200 | 98,10 |

$$F = \frac{1}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n b_i} \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(b_i - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n b_i \right)^2} =$$

$$= \frac{\sqrt{\frac{1}{7} (54^2 + 73^2 + 89^2 + 83^2 + 56^2 + 223^2 + 152^2 + 44^2)}}{475} = 0,24$$

Поскольку $F < D$, то принимается решение о назначении одинаковых режимов по всем скважинам, т. е. рекомендуется назначить унифицированный режим.

Оценку точности унифицированного метода оптимизации работы группы газлифтных скважин выполним для различных вариантов метода оптимизации.

Пусть работа группы из n скважин оптимизировалась таким образом, чтобы обеспечить суммарную добычу жидкости Q_0 при минимальном общем расходе рабочего агента, или, что то же самое, чтобы обеспечить минимум общего удельного расхода. Распределим этот расход рабочего агента по всем скважинам равномерно. В предположении, что характеристика каждой скважины описывается зависимостью (6.11), относительная разница δQ между Q_0 и дебитом жидкости при равномерном распределении рабочего агента между скважинами оценивается следующим образом:

$$\left| \frac{Q_0 - Q^0}{Q_0} \right| \leq \delta Q \leq \delta b \sqrt{\frac{1 - \delta b^2}{n}},$$

где δb — относительный разброс параметра b для разных скважин, вычисляемый по формуле

$$\delta_b b = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n \left(b_i - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n b_i \right)^2}}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n b_i}$$

Если оптимизируется работа группы скважин при заданном расходе рабочего агента V_0 , то относительная ошибка между оптимальным дебитом жидкости и дебитом, полученным при равномерном распределении расходуемого агента V_0 по скважинам:

$$\delta Q = \frac{\bar{b} \delta b}{Q} \sqrt{n(1 + \delta^2 b)} = \frac{\bar{b} \delta b}{q} \sqrt{\frac{1 + \delta^2 b}{n}}$$

где \bar{b} , δb — соответственно среднее значение параметра b_i по скважинам и его относительный разброс; $Q = ng$ — общий дебит скважин; g — средний дебит по группе скважин.

Пример 2. Используя данные табл. 6.19, находим $\delta b \approx 0,26$. Поскольку $n = 7$, то относительная ошибка в суммарном дебите при равномерном распределении рабочего агента по скважинам $\delta Q = 0,1$.

Если распределить расход рабочего агента $89,1 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут}$ по всем скважинам равномерно, то на одну скважину расход рабочего агента составит $12,73 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут}$. Соответственно дебиты скважин, $\text{м}^3/\text{сут}$, будут равны: $Q_1 = 350$; $Q_2 = 0$; $Q_3 = 140$; $Q_4 = 650$; $Q_5 = 740$; $Q_6 = 830$; $Q_7 = 490$. Суммарный расход $\Sigma Q_i = 3,2 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут}$ и отличается от оптимального $Q_0 = 3,31 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут}$ всего на 3,3%.

Как видно из расчетов, во всех случаях с увеличением числа скважин в группе назначение одинаковых режимов становится более выгодным, так как при этом не требуется большого количества исследований для определения характеристик каждой скважины. Кроме того, погрешность, допустимая при назначении унифицированных режимов работы для группы газлифтных скважин с ростом числа скважин, в группе уменьшается пропорционально $1/n$.

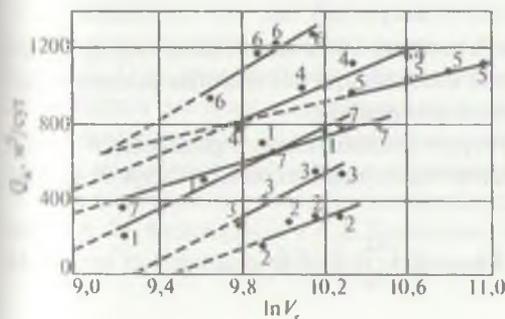


Рис. 6.10. Левые восходящие отрезки характеристических линий группы газлифтных скважин: 1 — скв. 320; 2 — скв. 2021; 3 — скв. 2067; 4 — скв. 346; 5 — скв. 347; 6 — скв. 351; 7 — скв. 389

7. ДИНАМИЧЕСКИЙ ХАРАКТЕР ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ

7.1. Разработка нефтяных месторождений: наследственность, самоорганизация, шумы

Проектирование и управление разработкой нефтяных и газовых месторождений основываются на гидродинамической теории фильтрации жидкостей и газов. К настоящему времени это развитая отрасль механики сплошной среды, теоретические результаты которой обоснованы огромным опытом эксплуатации месторождений. В подземной гидродинамике изучены многочисленные явления и эффекты; здесь можно выделить теорию нелинейной фильтрации, течение в деформируемых пористых средах, фильтрацию с фазовыми переходами, течение в неоднородных пластах и многие другие явления. Это создало возможности для эффективной разработки месторождений с самыми разнообразными свойствами.

Несмотря на очевидные достижения, оценивая ситуацию в целом, следует отметить, что возможности существующих гидродинамических моделей в определенной степени ограничены и не описывают многие, даже известные, явления. В этой связи, рассматривая подземную гидродинамику как раздел механики сплошной среды, следует сопоставить ее с другими разделами физики и, в частности, механики.

В настоящее время установлено, что многие процессы разной природы — физические, химические и биологические имеют однородную структуру и описываются аналогичными математическими моделями. Общим свойством процессов этого типа является то, что они являются процессами самоорганизации. Под термином «самоорганизация» понимаются все процессы самоструктурирования, саморегуляции, самовоспроизведения. Для пояснения приведем несколько примеров.

Еще в XVII веке Гюйгенсом был описан эффект синхронизации маятниковых часов, заключающийся в том, что двое часов, ходивших порознь, начинают ходить совершенно одинаково, если их повесить к общей подвесной балке.

Хорошо известны автоколебательные химические реакции (реакции Белоусова — Жаботинского), при которых при постоянных условиях состав раствора периодически изменялся во времени.

Интенсивно развивается теория автоволновых процессов в средах различной природы. Для описания таких процессов используются модели вида

$$\frac{\partial x_i}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial r} \left(\sum_{k=1}^n D_{ik}(x_1, \dots, x_n) \frac{\partial x_k}{\partial r} \right) + F_i(x_1, \dots, x_n) \quad (7.1)$$

Здесь F_i — функции, описывающие взаимодействие компонентов, в частности динамику биологических популяций. В интерпретации для фликедобычи «хищником» или «жертвой» может быть вода или нефть (или наоборот).

Для расчета новых качественных особенностей процессов необходимо, естественно, привлечение новых математических моделей, позволяющих с общих позиций оценить эти свойства. Здесь уместно привести известный пример с расчетом колебаний струны. При детальном рассмотрении струну можно представить как совокупность молекул (материальных точек), между которыми существуют силы взаимодействия (пружины). Основываясь на законах динамики, можно выписать уравнения движения и рассчитать на компьютере изменение координат всего (очень большого) набора материальных точек во времени. Однако такая исчерпывающая, на первый взгляд, информация не дает возможности понять, что форма струны — синусоидальная. Это становится ясным при использовании моделей другого уровня.

К настоящему времени накоплено достаточно много примеров самоорганизующихся процессов при добыче нефти. Так, например, хорошо известно, что газлифтные скважины могут работать в автоколебательном режиме, который определяется взаимодействием движений двух потоков — в стволе скважины и в призабойной зоне (ПЗ). Для обобщения такого взаимодействия по большой группе скважин необходимо рассматривать уравнения других типов, нежели уравнение пьезопроводности. Наиболее известным уравнением этого класса является уравнение Кортвега — де Фриза

$$P + PP_x + KP_{xxx} = 0. \quad (7.2)$$

В зависимости от условий это уравнение может иметь или колеблющееся решение, или решение в виде уединенной волны — солитона. Отличительной особенностью солитонального решения является то, что, возникнув (самоорганизация), эта волна распространяется без рассеивания. Это свойство может быть использовано при организации воздействия на залежь в целом или на ПЗ.

Отметим, что управлять параметрами этого процесса можно, применяя также жидкости со специальными реологическими свойствами.

Установлено, что при фильтрации неньютоновских жидкостей возможно возникновение так называемых диссипативных локализованных структур. Они представляют собой стационарные образования, которые сохраняются постоянными при изменяющихся внешних условиях, либо «волновые ловушки», если колебания происходят в локализованной области и не распространяются за ее пределы, либо имеют другой тип.

При экспериментальном исследовании совместной фильтрации воды и нефти А. М. Кузнецовым и А. Г. Ковалевым обнаружено явление фликкера, когда при постоянных внешних условиях возникают колебания, характер

которых определяется гиперболической зависимостью между амплитудой колебаний и частотой.

Установлено, что в процессе добычи нефти отдельные группы скважин или участок залежи могут работать в режиме автоколебаний, при этом при постоянном темпе закачки воды и других постоянных условиях дебит воды и нефти периодически изменяется во времени. Этот процесс достаточно хорошо описывается моделями типа (7.1).

Обычно залежь рассматривается как сложная система вследствие большого числа скважин, их взаимодействия и т. п. Под сложностью системы понимается характер ее динамического поведения, а именно степень трудности наглядного объяснения и предсказания ее траекторий. Исходя из этого, можно ожидать, что структурная сложность системы оказывает влияние на ее динамическое поведение и, следовательно, на динамическую сложность. Обратное не верно, т. е. система может быть структурно простой, но ее динамическое поведение чрезвычайно сложным. Таким образом, большая величина системы (число скважин) необязательно означает ее большую сложность и наоборот. Еще одним важным аспектом динамической сложности является вопрос о различных шкалах времени для различных частей процесса. В ряде случаев возможны ситуации, при которых скорости изменения компонентов одного и того же процесса сильно различаются. Типичным примером является дебит скважины, который претерпевает довольно быстрые изменения. В то же время дебит участка залежи или целой залежи изменяется достаточно медленно. Естественно, что фильтрация на локальном уровне выше, чем на уровне всей залежи.

Самоорганизующиеся процессы происходят, как правило, в неравновесных, наследственных средах. Особая важность необходимости учета этого свойства определяется тем, что в разработке нефтяных месторождений наличие неравновесных сред, скорее, правило, чем исключение. Тяжелые нефти, полимерные и мицеллярные растворы, пены и многие другие, применяемые для увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти системы являются неравновесными наследственными системами. Другой тип наследственных сред — это деформируемые «ползучие» пористые среды, глиносодержащие пласты. И, наконец, это многофазные системы, где наследственный характер среды определяется неравномерностью фазовых переходов.

Взаимосвязь между самоорганизацией и наследственностью имеет глубокую физическую основу. Наиболее представительной и общепринятой моделью этого явления является турбулентность. Хорошо известно, что в турбулентном потоке возникают устойчивые вихревые образования — вихри Кармана, являющиеся примером самовозникающих структур. Как это ни парадоксально, но в целом турбулентный поток более организован и упорядочен, чем ламинарный. С позиций синергетики это объясняется тем, что скорость производства энтропии в ламинарном потоке выше, чем

турбулентном. Структурообразование в турбулентном течении имеет наследственный характер. При изменении условий эволюция системы вихрей происходит на определенном расстоянии вниз по потоку, или, что эквивалентно, для такой эволюции требуется определенное время.

Самоорганизация и неравномерность в турбулентном потоке в значительной степени зависят от взаимодействия с шумовым, флуктуационным фоном. Известно, например, что, подавляя шумы в начале турбулентного потока, можно значительно повысить критическое число Рейнольдса, в результате чего реализуется так называемая «поздняя турбулентность».

Коротко рассмотренные аналогии позволяют определить ряд принципиальных подходов к управлению разработкой нефтяных месторождений.

Выше приводился в качестве одного из примеров самоорганизующихся процессов автоколебательный режим работы нефтяного объекта. Однако при наличии флуктуации картина может качественно изменяться. Пользуясь биологической терминологией, можно сказать, что всегда существует вероятность того, что число жертв или хищников станет меньше критической величины, которой уже недостаточно для воспроизводства потомства. Таким образом, есть некоторое время существования $T_{\text{сум}}$ системы. При этом зависимость между числом хищников и жертв имеет гиперболический характер. В терминологии, принятой в нефтеотдаче, это означает, что с некоторого момента времени автоколебательный процесс превращается в монотонный и происходит прогрессирующее обводнение. Ясно, что в таких условиях шумы надо подавлять, так как при этом в среднем обводненность не возрастает.

Рассмотренный пример допускает и несколько иную интерпретацию. Наличие шумового воздействия переводит систему из одного состояния в другое, что соответствует снижению энергетического уровня, если только дополнительная энергия не привнесена извне. Для процесса разработки, очевидно, это невыгодно. Последнее становится ясным, если учесть, что при неизменных внешних условиях (темпе закачки и пр.) это соответствует уменьшению расхода собственной энергии пласта и увеличению энергозатрат на добычу нефти.

Приведенный пример показывает, что шумы способны осуществить качественные изменения состояния системы, или, говоря иными словами, спровоцировать фазовый переход. С другой стороны, подавление шумов приводит к поздней турбулентности, т. е. к смещению, запаздыванию фазового перехода «ламинарный-турбулентный режим». При этом процесс является энергетически более экономичным. По А. Н. Колмогорову, между уровнем энергетики шума и энергетическим уровнем системы существует пропорциональная зависимость. Процесс разработки нефтяного месторождения можно рассматривать как последовательность большого числа фазовых переходов. К числу последних можно отнести стадии разработки, начала обводнения отдельных скважин, участков, возникновение перето-

ков, изменение фазового состояния углеводородов в залежи и т. д. Очевидно, как показывает опыт, в ходе разработки дополнительные внешние поступления энергии (энергозатраты) только возрастают, что как раз и соответствует тому, что при последовательных фазовых переходах использование собственной энергии пласта все время уменьшается. Пользуясь аналогией с поздней турбулентностью, можно предположить, что темп разработки должен подбираться исходя из условий каждой залежи, а не быть относительно унифицированным по каким-либо другим соображениям.

Одной из причин возникновения шумов в залежи является фрактальность процессов нефтедобычи. Хорошо известно, в частности, что при вытеснении в пористой среде фронт раздела жидкостей представляет собой фрактал при прогрессирующем «пальцеобразовании». Это определяет фрактальность дебита скважин и других технологических параметров.

Из изложенного ясно, что анализ шумовых данных может дать ценную информацию для принятия решений и управления процессом разработки месторождений. Различают два типа хаоса — детерминированный и случайный. Последний имеет стохастическую природу, методы его анализа хорошо изучены и широко применяются. Детерминированный хаос возникает в системах, поведение которых точно описывается определенными системами уравнений, и наблюдается как следствие сложного поведения системы (И. Пригожин). В настоящее время разработаны методы определения типа хаоса, а также восстановления типа системы на этой информации. Для этой цели используется специальный показатель — корреляционная размерность, определяемая по опытным данным. Отметим также, что в настоящее время развиваются фрактальные методы гидродинамических исследований скважин и пластов.

7.2. Фрактальность процессов нефтедобычи

При управлении процессами нефтедобычи часто возникают ситуации, когда то или иное технологическое решение приходится принимать в условиях неопределенности, связанной со сложностью поведения объектов управления, с невозможностью или затрудненностью получения необходимой информации о структуре и закономерностях функционирования последних. Так, о сложнейших процессах многофазовой многокомпонентной неравновесной фильтрации, которые происходят в пласте, можно судить по недостаточной информации, добываемой в немногих скважинах — микроскопических «оконцах» в непознанный подземный мир. В такой ситуации большое значение имеет использование сведений о фундаментальных закономерностях функционирования сложных систем, получаемых, в частности, на основе применения теории самоорганизации.*

*Исследования выполнены М. М. Хасановым, Р. Н. Бахтизиным, А. Ч. Шейдаевым и их учениками.

Изложим некоторые известные положения этой теории, которые использовались при анализе технологических процессов нефтегазодобычи. В ряде примеров показано, что описание пластов и скважин как динамических систем позволяет использовать базовые модели синергетики для получения эффективных методов контроля и регулирования процесса добычи. Особое внимание уделяется вопросу возникновения неустойчивостей и их анализу.

Следующий круг вопросов связан с анализом влияния малых величин на самоорганизующиеся процессы нефтедобычи. Показано, что необоснованное пренебрежение ими в условиях превалирования неустойчивостей может привести к весьма существенным ошибкам при принятии технологических решений, а также при контроле и регулировании объектов управления.

Различные проявления случайности в динамических системах добычи нефти и газа могут быть связаны с детерминированным хаосом — стохастическим поведением решений простых детерминистических уравнений. В связи с этим рассматриваются некоторые характеристики, позволяющие отличить детерминированный хаос от шумового, а также оценить степень неупорядоченности движения объектов управления. Анализ динамических моделей и обработка промысловых исследований показывают, что эти характеристики могут быть использованы для диагностирования режимов работы систем нефтегазодобычи.

Можно утверждать, что поведение окружающего нас физического мира определяется неустойчивостью и флуктуациями, которые являются причиной поразительного многообразия и богатства окружающих нас форм и структур.

С позиции общей теории систем потеря устойчивости поведения объекта связана с нарушением цепи отрицательной (компенсирующей влияние возмущающего воздействия) обратной связи. Общеизвестным примером такого перехода является возникновение турбулентного течения жидкости при скорости, превосходящей некоторую критическую.

В последнее время в связи с развитием нелинейной динамики появилась возможность объяснять или моделировать переход от упорядоченного движения к беспорядочному с помощью относительно простых законов. Оказывается, эволюцию систем в процессе таких переходов можно описать как возникновение более или менее стабильных структур, которым, по выражению Н. Н. Моисеева, свойствен «метаболизм». Они далеки от термодинамического равновесия, но относительно устойчивы благодаря использованию внешней энергии. Наиболее общие свойства этих систем могут быть описаны в достаточно простой форме в рамках теории самоорганизации.

Графики ряда временных зависимостей в нефтедобыче фрактальны, т. е. состоят из частей, которые в чем-то подобны целому. Из-за масштабной инвариантности (скейлинг) фрактальные кривые сильно изрезаны, и их

длина может оказаться очень большой. Количественной характеристикой таких кривых является размерность Хаусдорфа D , которая определяется измерением их длины L при помощи циркуля с раствором ϵ .

Расчет производится следующим образом. Из некоторой точки A_0 кривой проводят дугу радиусом ϵ до пересечения с ней в точке A_1 . Далее из точки A_1 проводят такую же дугу до пересечения с линией в точке A_2 и т. д. По числу засечек на кривой определяют длину $L(\epsilon_1)$ ломаной линии, аппроксимирующей кривую.

Затем раствор циркуля уменьшают и находят длину ломаной $L(\epsilon_2)$ и т. д. При не слишком малой величине ϵ зависимость длины L от ϵ степенная (Мандельброт):

$$L(\epsilon) \sim \frac{1}{\epsilon} v_1.$$

Показатель v_1 , найденный по углу наклона прямой в координатах $\ln L$, $\ln \epsilon$, определяет размерность Хаусдорфа:

$$D = 1 + v_1.$$

На практике размерность Хаусдорфа удобнее определять путем покрытия кривой квадратами с уменьшающейся стороной ϵ . Подсчитав число $N(\epsilon)$ квадратов $\epsilon \times \epsilon$, необходимых для покрытия кривой, рассматривают зависимость $N(\epsilon)$ от ϵ . Для фрактальных кривых при малой величине ϵ

$$N(\epsilon) = C/\epsilon^D$$

или $\ln N = \ln C - D \ln \epsilon$.

Размерность Хаусдорфа и в этом случае можно определить по углу наклона зависимости $\ln N$ от $\ln \epsilon$.

Кроме того, фрактальные свойства временных рядов характеризуются показателем Херста. Выделяют из исходной выборки X_1, X_2, \dots, X_N массивы данных $(X_k, X_{k+1}, \dots, X_{k+m-1})$, содержащих m последовательных замеров X ($k = 1, \dots, N_{m+1}$).

Определяют по каждому из этих массивов размах

$$R_k = \epsilon_{\max} - \epsilon_{\min}$$

$$\text{где } \epsilon_{\max} = \max_{1 \leq l \leq m} \left[\sum_{j=1}^l (X_{k+j-1} + M_k) \right]; \quad \epsilon_{\min} = \min_{1 \leq l \leq m} \left[\sum_{j=1}^l (X_{k+j-1} - M_k) \right].$$

Здесь $M_k = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m X_{k+j-1}$ — среднее по выделенному массиву значение X .

Приведенное значение размаха, осредненное по всем массивам объема m : $(R/S)_m = 1/r \sum (R_k/S_k)$, где r — число массивов объема m ;

$$S_k = \sqrt{\frac{1}{m} \sum_{j=1}^m (X_{k+j-1} - M_k)^2} \quad \text{— стандартное отклонение.}$$

Известно, что для временных рядов многих природных процессов величина $(R/S)_m$ растет с увеличением m по степенному закону: $(R/S)_m = C \times m^H$, показатель степени H определяется по углу наклона прямой

$$\ln[(R/S)_m] = \ln C + H \ln m.$$

Установлено, что для хаотических сигналов при отсутствии долговременной статистической корреляции $H = 0,5$; при наличии же некоторого запаздывания «памяти» показатель увеличивается. Для большинства природных процессов показатель Херста $H = 0,7-0,8$.

Величины размерности Хаусдорфа D и показатели Херста H для самоаффинных кривых связаны друг с другом следующим равенством: $H = 2 - D$.

При подсчете H и D по реальным кривым эта зависимость выполняется приближенно и может быть использована для проверки достоверности оценки фрактальных характеристик. Установлено, что фрактальные свойства присущи и фильтрационным потокам, которые влияют на структуру и характер протекающих в углеводородных залежах процессов. Изменение фрактальных свойств пластовой системы определяется изменением выходных характеристик (например, дебит нефти, газа, воды).

Величина размерности Хаусдорфа и показателя Херста для какой-либо зависимости характеризует наличие или отсутствие порядка в рассматриваемой динамической системе. Так, если размерность Хаусдорфа $D = 1$, значит, график исследуемой зависимости близок к гладкой кривой, что свидетельствует о наличии порядка в системе. Если же $1 < D < 2$, то это означает, что исследуемая зависимость имеет фрактальный характер, т. е. в системе отсутствует порядок.

В случае, если вязкость воды намного меньше вязкости нефти, скорость фильтрации вытесняющей жидкости (воды) намного превосходит скорость фильтрации нефти. Это приводит к потере обратной связи между движением двух жидкостей и, как следствие, к неустойчивости границы раздела с образованием так называемых «вязких пальцев». На первый взгляд, древовидная структура «вязких пальцев» совершенно не упорядочена. Однако анализ экспериментальных структур, полученных в ячейках Хеле-Шоу, показывает, что они имеют фрактальное строение. Поскольку отдельные части фрактала в каком-то смысле подобны целому, то эти неупорядоченные структуры можно описать с помощью достаточно простых соотношений и характеристик. Для примера рассмотрим результаты экспериментов, в ходе которых в радикальной ячейке Хеле-Шоу вода вытесняла трансформаторное масло. На рис. 7.1. приведены фрактальные структуры, образованные «вязкими пальцами», при отношении вязкости масла μ_2 и воды μ_1 : $\mu_1/\mu_2 = 0,05$ и $\mu_1/\mu_2 = 0,1$. Мерой изрезанности этих структур может служить размерность Хаусдорфа.

Как видно на рис. 7.1, фрактальные характеристики позволяют количественно оценить меру неустойчивости границы раздела. Величина используется для качественной оценки влияния различных добавок и магнитного поля на устойчивость процесса вытеснения (табл. 7.1).

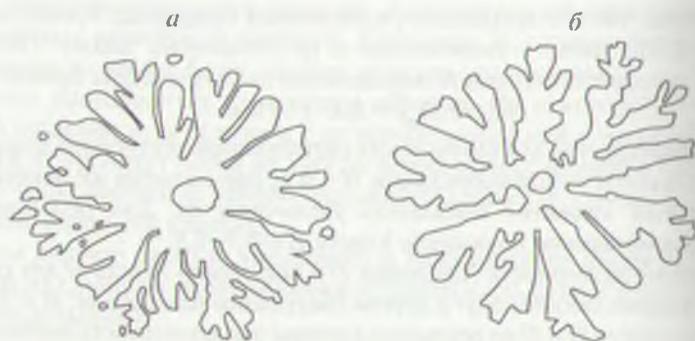


Рис. 7.1. Фрактальные структуры при вытеснении при отношении вязкости воды и масла μ_1/μ_2 : а — 0,05; б — 0,1

К. Коасари были проведены лабораторные исследования вытеснения углеводородной жидкости полимерными растворами. В качестве вытесняющей жидкости использовали водные растворы полиакриламида (ПАА) с концентрацией 0,02–0,05%.

В целях изучения влияния магнитной обработки на фильтрационные характеристики полимерных растворов были проведены идентичные опыты с применением омагниченных растворов ПАА с той же концентрацией.

Омагниченные растворы ПАА приготавливались путем проочки и

Таблица 7.1
Величина фрактальной размерности в зависимости от отношения вязкости

| μ_1/μ_2 | η , мм | L , мм | $\lg \eta$ | $\lg L_n$ | D | λ |
|---------------|-------------|----------|------------|-----------|------|-----------|
| 0,05 | 10 | 620 | 1,00 | 2,79 | 1,43 | 1698 |
| | 7 | 721 | 0,85 | 2,86 | | |
| | 5 | 830 | 0,70 | 2,92 | | |
| | 3 | 1995 | 0,48 | 3,30 | | |
| 0,1 | 10 | 550 | 1,00 | 2,08 | 1,40 | 1380 |
| | 7 | 679 | 0,85 | 2,75 | | |
| | 5 | 725 | 0,70 | 2,80 | | |
| | 3 | 939 | 0,48 | 2,88 | | |
| 0,2 | 10 | 480 | 1,00 | 2,74 | 1,31 | 1023 |
| | 7 | 560 | 0,85 | 2,83 | | |
| | 5 | 630 | 0,70 | 2,86 | | |
| | 3 | 759 | 0,48 | 2,97 | | |
| 0,5 | 10 | 410 | 1,00 | 2,62 | 1,23 | 708 |
| | 7 | 448 | 0,85 | 2,65 | | |
| | 5 | 470 | 0,70 | 2,67 | | |
| | 3 | 549 | 0,48 | 2,74 | | |

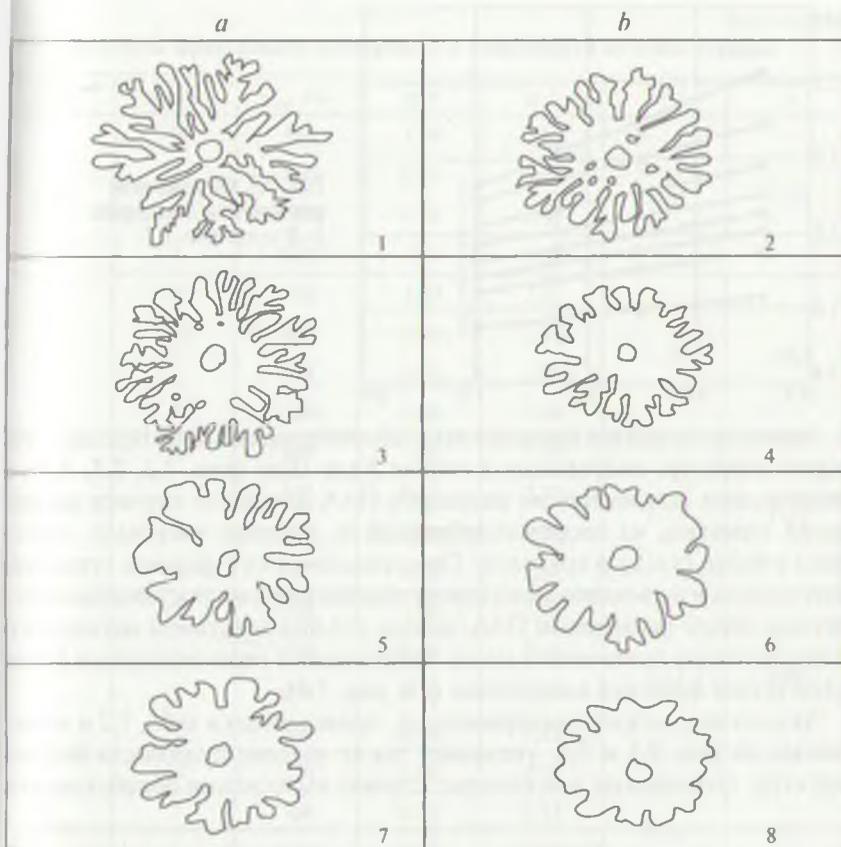


Рис. 7.2. Фрактальные структуры при вытеснении необработанным (а) и обработанным (б) в магнитном поле раствором ПАА с концентрацией: 1, 2 — 0,02%; 3, 4 — 0,03%; 5, 6 — 0,04%; 7, 8 — 0,05%

через медную трубку, вставленную в зазор сердечника электромагнита напряженностью 40000 А/м, со скоростью $v = 0,3$ м/с.

Величина напряженности магнитного поля и скорость прокатки подбирались из условий проявления наибольшего положительного эффекта.

В ходе лабораторных опытов рассматривались радиальные и фронтальные типы вытеснения жидкостей, последние — применительно к условиям ПЗ скважин. Для этого на верхней пластине ячейки были проделаны перфорационные отверстия, к которым через специальное распределительное устройство подавался исследуемый полимерный раствор. Число и размер отверстий устанавливали, исходя из осредненных значений технических характеристик широко используемых кумулятивных перфораторов.

Оценку результата проведенных лабораторных опытов осуществляли как визуально, наблюдая за движением границы раздела между жидкостями, так и путем определения размерности Хаусдорфа.

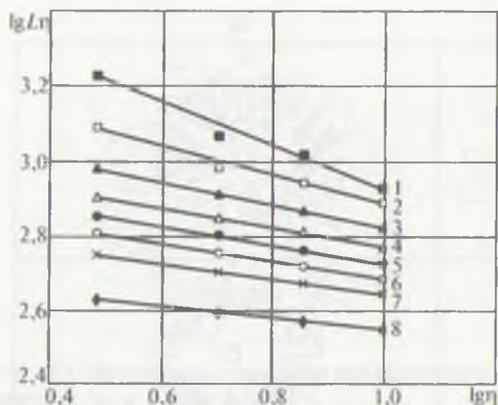


Рис. 7.3. Определение размерности Хаусдорфа: 1-8 — см. рис. 7.2

Анализ результатов проведенных лабораторных опытов показал, что форма структур, полученных в ячейке Хеле-Шоу (рис. 7.2, 7.3, 7.4), с увеличением концентрации растворов ПАА для обоих случаев вытеснения менялась из лаотникообразной (с резкими изгибами «пальцев») в более гладкую круговую. При сравнении их с формой структур, полученных в результате вытеснения обработанными постоянным магнитным полем растворами ПАА, видно, что под действием магнитного поля структура оказывается менее изрезанной и характеризуется более устойчивым фронтом вытеснения (см. рис. 7.4).

Анализ результатов экспериментов, приведенных в табл. 7.2 и показанных на рис. 7.2 и 7.4, указывает также на сопоставимость формы структур, полученных в некоторых случаях вытеснения обработанным

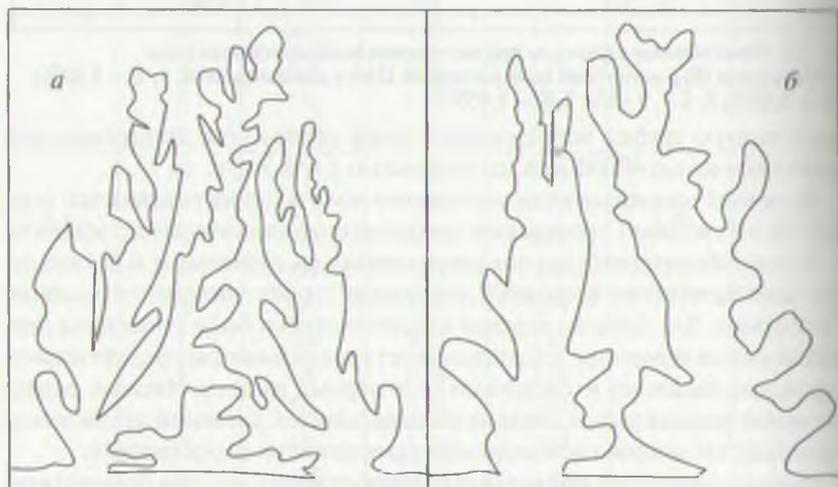


Рис. 7.4. Фрактальные структуры при вытеснении необработанным (а) и обработанным (б) в магнитном поле раствором ПАА

Таблица 7.2

Величина фрактальной размерности в зависимости от концентрации

| $C, \%$ | $\eta, \text{мм}$ | $L_n, \text{мм}$ | $\lg \eta$ | $\lg L_n$ | D | λ |
|---------|-------------------|------------------|------------|-----------|------|-----------|
| 0,02 | 10 | 860 | 1,00 | 2,93 | 1,30 | 3388 |
| | 7 | 1043 | 0,85 | 3,02 | | |
| | 5 | 1155 | 0,70 | 3,06 | | |
| | 3 | 1698 | 0,48 | 3,23 | | |
| 0,02 | 10 | 760 | 1,00 | 2,89 | 1,20 | 1862 |
| | 7 | 889 | 0,85 | 2,95 | | |
| | 5 | 965 | 0,70 | 2,98 | | |
| | 3 | 1236 | 0,48 | 3,09 | | |
| 0,03 | 10 | 600 | 1,00 | 2,70 | 1,17 | 1318 |
| | 7 | 630 | 0,85 | 2,73 | | |
| | 5 | 710 | 0,70 | 2,77 | | |
| | 3 | 813 | 0,48 | 2,82 | | |
| 0,03 | 10 | 510 | 1,00 | 2,70 | 1,13 | 1047 |
| | 7 | 539 | 0,85 | 2,73 | | |
| | 5 | 600 | 0,70 | 2,77 | | |
| | 3 | 654 | 0,48 | 2,82 | | |
| 0,04 | 10 | 550 | 1,00 | 2,74 | 1,12 | 912 |
| | 7 | 560 | 0,85 | 2,75 | | |
| | 5 | 645 | 0,70 | 2,81 | | |
| | 3 | 690 | 0,48 | 2,84 | | |
| 0,04 | 10 | 480 | 1,00 | 2,68 | 1,11 | 813 |
| | 7 | 520 | 0,85 | 2,72 | | |
| | 5 | 590 | 0,70 | 2,77 | | |
| | 3 | 615 | 0,48 | 2,79 | | |
| 0,05 | 10 | 450 | 1,00 | 2,65 | 1,09 | 676 |
| | 7 | 455 | 0,85 | 2,66 | | |
| | 5 | 510 | 0,70 | 2,71 | | |
| | 3 | 537 | 0,48 | 2,73 | | |
| 0,05 | 10 | 350 | 1,00 | 2,55 | 1,07 | 501 |
| | 7 | 371 | 0,85 | 2,57 | | |
| | 5 | 410 | 0,70 | 2,61 | | |
| | 3 | 435 | 0,48 | 2,64 | | |

в магнитном поле раствором ПАА и необработанным, но с большой концентрацией.

Таким образом, использование магнитного поля при обработке пласта полимерными растворами позволит применять растворы с меньшей концентрацией, что снизит влияние факторов, уменьшающих эффективность обработки полимерными растворами (механическое улавливание и адсорбция полимерных образований в пористой среде), и сохранит при этом положительные свойства (выравнивание фронта вытеснения и увеличение охвата пласта воздействием).

7.3. Большой эффект малых величин

Малые величины могут существенно повлиять на ход процесса в силу создания нелинейных эффектов или эффектов накопления. В частности, «малые» эффекты можно использовать для управления крупномасштабными, энергоемкими процессами. Уместно напомнить здесь замечание С. В. Вонсонского, который сравнивал действие слабого магнитного поля с действием спускового крючка, высвобождающего огромную энергию пороховых зарядов.

Рассмотрим следующий пример. Положим, что из некоторой скважины добывается 100 т жидкости в сутки, причем каждая тонна продукции содержит 1 кг песка, т. е. массовая концентрация составляет 10^{-3} , что представляется ничтожно малой величиной. Однако за 3 года на поверхность будет вынесено около 100 т песка, что при плотности $2,5 \text{ т/м}^3$ составляет 40 м^3 . Легко подсчитать, что вокруг скважины такой объем породы образует цилиндрический слой толщиной до нескольких метров, т. е. весьма ощутимую для состояния ПЗ величину. Негативных послед-

Таблица 7.1

Критический и действительный градиенты давления скважин месторождения «Нефтяные Камни»

| Номер скважины | Градиент давления, МПа/м | |
|----------------|--------------------------|-------------|
| | действительный | критический |
| 127 | 0,0034 | 0,0063 |
| 240 | 0,0044 | 0,0026 |
| 63 | 0,00033 | 0,0028 |
| 67 | 0,00046 | 0,0024 |
| 271 | 0,0032 | 0,0054 |
| 1750 | 0,0046 | 0,135 |
| 124 | 0,01 | 0,244 |
| 839 | 0,0032 | 0,56 |
| 840 | 0,0055 | 0,125 |
| 123 | 0,0007 | 0,057 |
| 248 | 0,0016 | 0,084 |

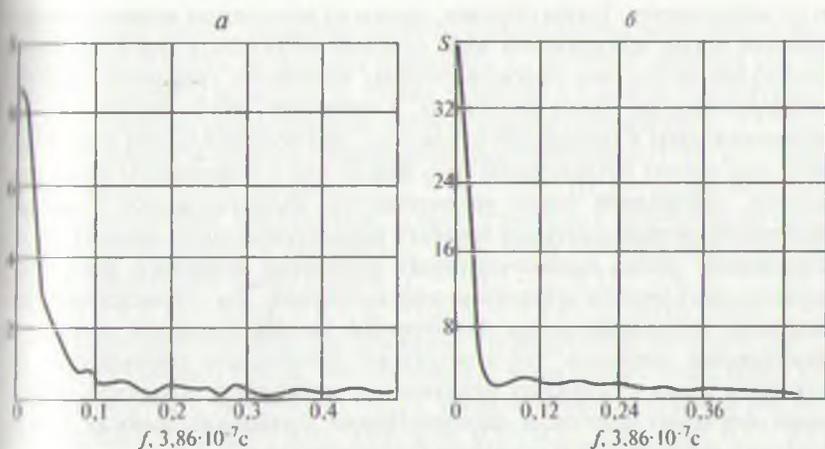


Рис. 7.5. Частотное распределение спектральной плотности для скважин месторождения «Нефтяные Камни»: а — скв. 1750; б — скв. 473

ствий выноса песка можно было бы избежать при наличии аппаратуры, позволяющей выявить малое (10^{-3}) содержание песка в продукции.

С проблемой выноса песка связан еще один пример проявления малых величин. Как известно, вынос песка обусловлен достижением критического градиента давления, при котором происходит разрушение пород в призабойной зоне. Однако в ряде случаев разрушение структуры ПЗ происходит и в скважинах, работающих при депрессии, меньшей критической. Так, в табл. 7.3 представлены результаты расчетов критического и действительного на момент начала выноса песка градиента давления по ряду скважин месторождения «Нефтяные Камни», из которых видно, что почти по всем представленным скважинам разрушение их ПЗ началось при действительных градиентах давления, более низких по сравнению с критическими. Разрушение пород в таких случаях может быть связано с так называемым фликкер-шумом (в переводе с англ. — «мерцание»)* — это шум, состоящий из набора колебаний, амплитуда которых обратно пропорциональна частоте. На рис. 7.5, а, б представлено частотное распределение спектральной плотности соответственно для пескопроявляющих скв. 1750, 473 месторождения «Нефтяные Камни», рассчитанное для периода с начала их работы на данном горизонте до первой остановки на промывку песчаной пробки.

На рис. 7.6, а, б представлено частотное распределение спектральной плотности соответственно для скв. 372, 1962 того же месторождения, в продукции которых песка не наблюдалось. Как видно из рис. 7.6, для пескопроявляющих скважин наблюдается четкая закономерность уменьшения амплитуды колебаний с увеличением их частоты, что характерно для фликкер-шума. Для скважин, где песок отсутствует, такой закономернос-

* Описываемые исследования выполнены под руководством А. Ч. Шейдаева.

ти не наблюдается. Таким образом, одним из возможных механизмов разрушения пород призабойной зоны скважин может быть «расшатывание» коллектора вследствие высокочастотных колебаний градиента давления малой амплитуды. Такие колебания, в частности, могут возникнуть при появлении воды в продукции скважины. Это обстоятельство может служить еще одним объяснением того факта, что с появлением воды процентное содержание песка увеличивается. Вышесказанное позволяет предложить использовать для борьбы с нескопроявлением аппаратуру для регистрации малых высокочастотных колебаний забойного давления и разрабатывать методы устранения этих колебаний. Так, проведенные промысловые исследования по применению метода изоляции затрубного пространства показали, что в результате значительно уменьшается поступление песка в скважину, практически устраняется опасность образования песчаных пробок и соответственно продолжительность межремонтного периода работы скважин увеличивается в 2–3 раза.

Большое значение имеет также повышение точности измерения технологических параметров. В последнее время в технике проявляется явное стремление к увеличению точности. Так, если в начале века создавались приборы для измерения величин с точностью до 6 знаков после запятой, то теперь стремятся к измерению с точностью до 14 знаков.

Следующий модельный пример иллюстрирует влияние точности измерений на прогнозирование поведения объекта управления. Предположим, что движение некоторой системы определяется уравнением

$$X_{n+1} = f(x_n),$$

где $x_n = x(t_n)$ — значение величины, определяющей состояние системы в момент времени $t_n = n\Delta t$ при $n = 0, 1, \dots, N$.

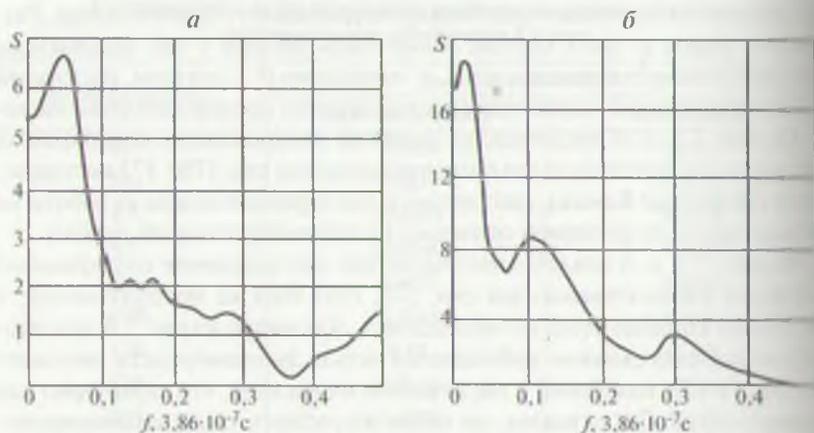


Рис. 7.6. Частотное распределение спектральной плотности для скважин месторождения «Нефтяные Камни»: а — скв. 372; б — скв. 1962

На первый взгляд, движение системы вполне детерминировано и полностью определяется начальным значением x_0 , поэтому, казалось бы, достаточно измерить величину x_0 , чтобы значения x в любые последующие моменты времени можно было вычислять заранее по формуле $x_n = f^{(n)}(x_0)$, ($f^{(n)}$ — результат n -кратного применения преобразования). Не все, однако, так просто. Пусть, например, $x_{n+1} = 3x_n - [3x_n]$ ($[x_n]$ — целая часть числа x). Предположим, что величина x_0 была измерена с точностью до одного знака после запятой и оказалась $x_0 = 0,2$. Тогда попытка прогноза приводит к следующим вычислениям: $x_1 = 3 \cdot 0,2 - [3 \cdot 0,2] = 0,6$; $x_2 = 3 \cdot 0,6 - [3 \cdot 0,6] = 0,8$; $x_3 = 0,4$; $x_4 = 0,2$; $x_5 = 0,6$; $x_6 = 0,8$ и т. д. Легко увидеть, что прогнозируется периодическое движение с повторением значений через 3 шага. Предположим теперь, что величина x_0 была определена с более высокой точностью и оказалась $x_0 = 0,21$. Тогда получим следующий ряд значений x : 0,63; 0,89; 0,67; 0,01; 0,03; 0,09; 0,27; 0,81; 0,43; 0,29; 0,87; 0,61; 0,83; 0,49; 0,47; 0,41; 0,23; 0,69; 0,07; 0,21; 0,63 и т. д. Как видим, в этом случае движение системы представляется более сложным и соответствует периодическим колебаниям с повторением через 20 шагов.

На столь же простом примере можно проиллюстрировать влияние точности измерения на результаты ритмологических исследований.

Пусть эволюция системы описывается уравнением

$$x_{n+1} = ax_n(1 - x_n), \quad (7.3)$$

где $a = 3,544$, и в момент времени $t = n\Delta t$ измеряется величина x . Если измерения выполняются с точностью до трех знаков после запятой, то может быть получен следующий ряд замеров: 8,196; 5,240; 8,840; 3,635; 8,200; 5,231; 8,841; 3,361; 8,196; 5,240; 8,840; 3,365 и т. д. При этом наблюдается периодическое движение с повторением значений через 8 шагов. Если же измерения выполнять с точностью до двух знаков после запятой, то получим ряд: 8,2; 5,2; 8,8; 3,6; 8,2; 5,2; 8,8; 3,6; 8,2; 5,2; 8,8 и т. д., в котором значения повторяются через каждые 4 шага. Таким образом, при определении характерных ритмов работы объекта управления необходимо добиваться адекватной точности замеров.

Формула (7.3.1), называемая логистическим уравнением, широко применяется для моделирования некоторых универсальных закономерностей процессов роста в самоорганизующихся системах. Непрерывным аналогом этого отображения является дифференциальное уравнение

$$\frac{dx}{dt} = ax \left(1 - \frac{x}{A}\right), \quad x|_{t=0} = x_0. \quad (7.4)$$

График решения этого уравнения представляет собой S-образную кривую, которая при $t \rightarrow \infty$ асимптотически стремится к предельному значению $x = A$. Логистическая кривая имеет точку перегиба (t_*, x_*) , которая определяется из условия равенства нулю второй производной в точке t_* . Дифференцируя (7.4), получаем

$$\ddot{x}(t) = a \left(1 - \frac{2x}{A} \right) \dot{x}(t) = 0, \quad (7.4)$$

откуда $x_* = A/2$.

Таким образом, зная величину x_* в точке перегиба, предельное значение A можно оценить как $A = 2x_*$. Этот факт может быть использован для определения величины пластового давления по начальному участку кривой восстановления давления (КВД), если она, как это часто бывает, имеет S-образный вид. Для примера рассмотрим КВД, снятую в лабораторных условиях на модели пористой среды, насыщенной трансформаторным маслом, в котором растворен природный газ. Газовый фактор равен $40 \text{ м}^3/\text{м}^3$, давление насыщения $P_{\text{нас}} = 4,5 \text{ МПа}$. После заполнения модели пористой среды маслом давление в ней понижалось до значения $P_0 = 2,0 \text{ МПа}$, что вызывало выделение газа. Затем на модели давление резко повышалось до величины $P_1 = 6,0 \text{ МПа}$, а на закрытом выходе снимали КВД $x(t) = P(t) - P_{\text{нас}}$, график которой представлен на рис. 7.7. При повышении давления происходило растворение выделившегося газа, что приводило к увеличению фазовой проницаемости жидкости k , которую в этих условиях можно считать зависящей от давления: $k = k(P/P_{\text{нас}})$. Можно показать, что осреднение уравнения пьезопроводности по пространственной координате приводит к следующей сосредоточенной модели, описывающей давление на выходе модели:

$$\frac{dx}{dt} = b(P) \left(1 - \frac{x}{A} \right), \quad (7.6)$$

где $b(P) = \frac{2Ak(P/P_{\text{нас}})}{m\beta l^2}$; $A = P_1 - P_2$;

здесь m — пористость среды; b — сжимаемость газожидкостной смеси; l — длина модели.

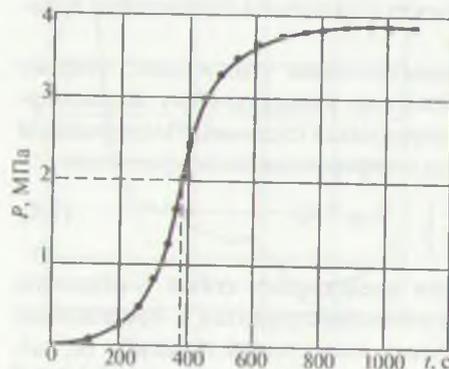


Рис. 7.7. Логистическая кривая восстановления давления

Считая, что фазовая проницаемость жидкости при $P = P_0$ пренебрежимо мала, и аппроксимируя функцию $k(P/P_{\text{нас}})$ линейной зависимостью, получим $b(P) \approx ax$, что приводит (7.6) к виду (7.4). Следовательно, предельную величину давления A можно в этом случае оценить по значению x в точке перегиба: $A = 2x$. Так, из рис. 7.7 легко получить $x_* = 2 \text{ МПа}$, откуда $A = 4 \text{ МПа}$, что совпадает с истинной величиной A . Таким образом,

применение логистического уравнения в этом случае действительно позволяет получить хорошую оценку предельной величины давления по начальному участку КВД, захватывающему точку перегиба.

Уравнение $x_{n+1} = ax(1 - x_n)$ интересно также тем, что оно позволяет продемонстрировать один из универсальных сценариев перехода к хаотическому поведению, проявляющийся, в частности, и в процессах нефтедобычи.

Рассмотрим типы движения, возникающего при различных значениях параметра a :

- $0 < a \leq 1$. Это уравнение описывает движение к устойчивой точке равновесия $x = 0$. Так, если $a = 0,5$ и $x_0 = 0,8$, то $x_1 = 0,18$; $x_2 = 0,14$; $x_3 = 0,09$; $x_4 = 0,04$ и т. д.;
- $1 < a \leq 3$. При $a = 1$ происходит бифуркация, в результате чего ток равновесия $x = 0$ теряет устойчивость и появляется новая точка $x_* = 1 - 1/a$. Так, если $a = 2$, $x_0 = 0,8$, то $x_1 = 0,32$; $x_2 = 0,44$; $x_3 = 0,49$; $x_4 = 0,50$ и т. д.;
- $3 < a \leq 1 + \sqrt{6} \approx 3,45$. При $a = 3$ происходит новая бифуркация: точка равновесия x_* становится неустойчивой, и вместо нее появляется устойчивый двукратный цикл. Так, если $a = 3,3$, $x_0 = 0,8$, то $x_1 = 0,53$; $x_2 = 0,82$; $x_3 = 0,48$; $x_4 = 0,82$; $x_5 = 0,48$; $x_6 = 0,82$ и т. д.;
- $3,45 < a \leq a_{\infty} = 3,5699$. При переходе величины параметра a через значение $(1 + \sqrt{6})$ двукратный цикл сменяется устойчивым четырехкратным, который, в свою очередь, при $a \geq 3,54$ сменяется циклом периода 8 и т. д. Последовательные бифуркации периода происходят таким образом до величины $a = a_{\infty} = 3,5699$, ..., при которой происходит переход к хаотическому движению.

Рассмотренное уравнение представляет собой пример системы, в которой проявляется детерминированный хаос — случайное, на первый взгляд, движение, вызванное эволюцией динамических систем, в которых отсутствуют случайные силы или параметры.

7.4. Детерминированный шум и хаос*

При решении задач управления технологическими процессами важно отличать детерминированный хаос от обычных «шумов» или «помех». Дело в том, что наличие внутреннего порядка в детерминированном хаосе позволяет в принципе управлять им, в то время как шумовой хаос неуправляем. Различие между этими двумя видами хаоса можно образно сравнить с различием между шумом в переполненном случайными людьми зале и шумом, создаваемым музыкантами оркестра, готовящимися к началу выступления. Достаточно одного жеста дирижера, чтобы шум в оркестровой яме затих, в то время как овладеть вниманием толпы практически невозможно.

*Исследования выполнены М. М. Хасановым и М. Д. Валеевым.

В нелинейной динамике применяются методы регистрации детерминированных хаотических колебаний и количественного анализа детерминированного хаоса с помощью фрактальных размерностей, энтропии Колмогорова — Крылова — Синая, показателей Ляпунова.

Широко применяемой мерой для упорядочения движения является корреляционная размерность v , которая определяется через корреляционный интеграл

$$C(\epsilon) = \lim_{N \rightarrow \infty} \frac{1}{N^2} \sum_{i,j=1}^N \theta(\epsilon - |\bar{x}_i - \bar{x}_j|),$$

где $\theta(z)$ — функция Хевисайда,

$$\theta(z) = \begin{cases} 1, & z \geq 0, \\ 0, & z < 0; \end{cases}$$

\bar{x} — вектор, описывающий положение изображающей точки в фазовом пространстве в момент времени $t_i = t_0 + i\Delta t$ ($i = 1, 2, \dots, N$); Δt — некоторый заданный промежуток времени; N — объем выборки.

Величина $C(\epsilon)$ определяет относительное число пар точек, расстояние между которыми не больше ϵ . При малой величине ϵ корреляционный интеграл $C(\epsilon) \sim \epsilon^v$, поэтому размерность можно определить по наклону зависимости $\ln C$ от $\ln \epsilon$, полученной расчетом $C(\epsilon)$ при различных значениях ϵ . Часто оказывается, что измеряемой является лишь одна из координат вектора \bar{x} . В этом случае корреляционная размерность может быть вычислена с помощью следующей процедуры.

Пусть x_i — замеры одного из параметров, характеризующих состояние системы; $x_i = x(t_i)$, $i = 1, 2, \dots, N$. Введем в рассмотрение векторы, сконструированные из последовательных значений величины x ($i = 1, 2, \dots, n = N - m + 1$). Определяя корреляционный интеграл

$$C_m(\epsilon) = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{1}{n^2} \sum \theta \left(\epsilon - \left| \begin{matrix} \rightarrow(m) & \rightarrow(m) \\ y_j & - y_k \end{matrix} \right| \right),$$

по углу наклона зависимости $\ln C_m$ от $\ln \epsilon$ можно определить корреляционную размерность v_m , соответствующую векторам размерности m . При малых значениях m величина v_m с ростом m увеличивается. Однако если регистрируемый случайный сигнал есть проявление детерминированного хаоса, то при некотором значении $m = m_0$, величина v_m перестает расти. Достигнутое при этом значение v_m принимается за размерность v рассматриваемой системы. Если же рост v_m продолжается без насыщения, то это свидетельствует о том, что наблюдаемый сигнал является шумовым.

Рассмотрим хаотические колебания детерминированной природы, наблюдаемые при работе штангового глубинного насоса. На рис. 7.8 приведены записи пульсаций давления ($P_{ст}$ — статистическое давление), сня-

тые тензодатчиком на глубине 390 м в скв. 53 НГДУ «Аксаковнефть» (Ишимкирия) при откачке жидкостей различной вязкости μ . Из рис. 7.8 видно, что уменьшение вязкости жидкости приводит к хаотизации движения вследствие последовательного усложнения поведения системы, типичного бифуркации периода, наблюдавшейся в модели (7.3). На рис. 7.9 приведена зависимость $v_m = v_m(m)$, полученная описанным выше способом по кривой *a* рис. 7.8.

Как видно, при $m > 12$ величина v_m достигает насыщения, что свидетельствует о детерминированном характере наблюдаемых хаотических колебаний. По предельному значению корреляционной размерности ($n \approx 3$) можно определить, что эти колебания могут быть результатом эволюции некоторой динамической системы порядка ≥ 4 . С учетом инерции и растяжения колонны штанг, инерции и сжимаемости жидкости может быть выписана следующая динамическая модель работы штангового насоса:

$$M \frac{dv}{dt} = F_0 + F_1 + k_4(\zeta - x) - f_n \eta(v)(P_4 - P_5) - G_1;$$

$$m \frac{du}{dt} = a_0(v - u) - a_0(u) + (P_4 - P_6) f_1 G_2;$$

$$\Omega_0 k \frac{dP}{dt} = f_n v \eta(v) - f_1 u; \quad \frac{dx}{dt} = v; \quad (7.7)$$

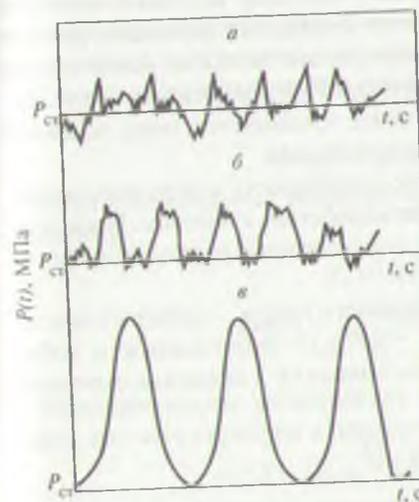


Рис. 7.8. Записи пульсаций давления при вязкости жидкости μ , МПа·с: а — 1,0; б — 50,0; в — 500,0

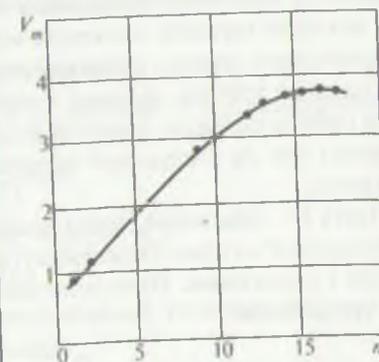


Рис. 7.9. График зависимости $v_m = v_m(m)$

$$\eta(v) = \begin{cases} 1 & \text{при } v \geq 0, \\ 0 & \text{при } v_1 \leq 0, \end{cases}$$

где M — масса колонны штанг; v — мгновенная скорость плунжера; F_0 — сила полусухого трения штанг о трубы; F_1 — сила гидродинамического трения; $k_4 = E\zeta/L$; E — модуль упругости металла штанг; ζ — перемещение точки подвеса колонны штанг; x — ход плунжера; f_n — площадь сечения НКТ; P_4 — давление жидкости над плунжером; P_5 — давление на приеме; P_6 — давление в верхнем сечении НКТ; G_1 — вес штанг в жидкости; m , G_2 — соответственно масса и вес столба жидкости в НКТ; u — средняя скорость движения жидкости; a_0 — коэффициент, определяющий трение на стенке труб; f_1 — площадь сечения кольцевого просвета НКТ; Ω_0 — объем жидкости в НКТ; k — сжимаемость жидкости.

Сила полусухого трения представляется в виде

$$F_0 = -G_1(v)\beta|f_n\eta(v)(P_4 - P_5) + G_1|\operatorname{sgn}v,$$

где $G_1(v)$ — коэффициент трения, зависящий от скорости движения колонны штанг; β — средний угол искривления скважины, рад. Гидродинамическое трение штанг представляется в виде

$$F_1 = -a(v - u),$$

где a — коэффициент трения, зависящий от вязкости жидкости. В системе 7.7 первое уравнение представляет собой уравнение движения колонны штанг, второе — движения жидкости, а третье учитывает сжимаемость столба жидкости в НКТ.

Численный анализ (7.7) показывает, что при величине вязкости $\mu > 100$ МПа·с в системе устанавливаются колебания с периодом, равным периоду качаний балансира. При уменьшении вязкости устойчивыми становятся колебания удвоенного периода. При дальнейшем уменьшении вязкости характер движения все более усложняется, пока, наконец, не происходит переход к хаотическим движениям.

Одной из причин, ведущих к потере устойчивости стационарного режима работы скважин, является их взаимодействие с пластом. Проиллюстрируем это на следующей модели, описывающей работу газлифтного скважины.

Пусть V — объемный расход закачиваемого газа; q_c — дебит жидкости, поступающей из пласта в скважину; $q_1 = f(V, q_0)$ — дебит жидкости, добываемой из скважины. Изменение массы жидкости в скважине определяется уравнением

$$\Omega_0 \frac{dS}{dt} = q_0 - Q,$$

где S — среднее объемное содержание жидкости в подъемной трубе.

Уравнение притока жидкости из пласта в рамках идентификационного подхода принимается в виде

$$T_1 \frac{dq_0}{dt} + q_0 = k(P_1 - P_0 - \Delta P_1),$$

где $T_1 = R_1^2/\chi$ — характерное время процесса нестационарной фильтрации в призабойной зоне пласта (ПЗП); R_1 , r_0 — радиус соответственно контура питания и скважины; $\chi = k_0/\mu m \beta_0$ — коэффициент пьезопроводности; $k = 2\pi k_0 h / \mu \ln(R_1/r_0)$ — коэффициент продуктивности; P_1 — пластовое давление (давление на контуре питания); P_0 — давление в нижнем конце подъемной трубы; $\Delta P_0 = \rho g H_0$ — давление столба жидкости высотой H_0 от забоя до нагнетательного клапана (для простоты предполагается, что на этом участке движется жидкость, свободная от газа); k_0 , h — соответственно проницаемость и толщина пласта; μ — вязкость жидкости; m — пористость; β_0 — сжимаемость пористой среды.

Давление в нижнем конце лифта определяется выражением

$$P_0 = F(q_0) + \rho g L S,$$

где первое слагаемое определяет потери давления на гидравлическое трение и скольжение фаз, а второе — гидростатическое давление столба жидкости; L — длина лифта.

Вид функции F существенно зависит от величины расхода газа V . При малом значении V , когда рабочая точка газлифтного подъемника находится на левой (восходящей) ветви зависимости $q_1(V)$, функция $F(q_0)$ является монотонно возрастающей. Когда рабочая точка газлифтного подъемника находится на правой ветви кривой $q_1(V)$, функция $F(q_0)$ может стать немонотонной и иметь вид, представленный на рис. 7.10. Происхождение нисходящего участка на этой кривой объясняется тем, что уменьшение дебита жидкости при большом газосодержании может привести к резкому увеличению потерь напора на относительное движение жидкости и газа (потери утечки).

Для упрощения расчетов конкретизируем вид функции $q_1 = f(V, \dots, q_0)$, приняв

$$f(V, q_0) = q_0^a \varphi(V) \text{ при } a > 0.$$

Тогда стационарные значения S_0 и q_∞ величин S и q_0 определяются условиями:

$$\begin{aligned} q_\infty &= [\varphi(V)]^{1/(1-a)}; \\ k(P_1 - F_0 - \rho g L S_0 - \Delta P_1) &= q_\infty; \\ F_0 &= F(q_\infty). \end{aligned}$$

Проанализируем устойчивость стационарных режимов работы газлифта, для чего перейдем к переменным

$$y = S - S_0; \quad x_1 = (q_0 - q_\infty)/q_\infty; \quad q_\infty = k\rho g L.$$

Получим

$$\frac{dy}{d\tau} = x_1;$$

$$T \frac{dx_1}{d\tau} = \Phi_1(x_1) - y; \quad (7.8)$$

$$\Phi_1(x_1) = \frac{F_0 - F(q_\infty + q_0 x_1)}{\rho g L} - x_1; \quad (7.9)$$

$$T = t/t_0; \quad T = T_1/t_0; \quad t_0 = \Omega_{qv}/q_0 [1 + a q_{\infty} \varphi(V)].$$

Разделив почленно первое уравнение на второе, получим дифференциальное уравнение интегральных кривых

$$\frac{dy}{dx} = \frac{x}{\Phi(x) - y}; \quad x = \sqrt{T x_1}; \quad \Phi(x) = \Phi_1\left(\frac{x}{\sqrt{T}}\right). \quad (7.10)$$

Для анализа 7.10 используем метод графического интегрирования. На рис. 7.11 изображена кривая $\Phi(x)$, соответствующая случаю, если рабочая точка находится на нисходящем участке кривой $F(q_0)$ и $kF_1(q_\infty) < -1$. Пусть в некоторый момент времени состояние системы характеризуется на фазовой плоскости точкой M (рис. 7.11). Проведем через точку M вертикальную прямую до пересечения с кривой $\Phi(x)$, а из точки пересечения — горизонтальную прямую до пересечения с осью ординат в точке O . Тогда, как легко показать, касательная к интегральной кривой в точке M перпендикулярна отрезку OM . Проведя из точки O , как из центра, элемент дуги и продолжая подобное построение далее, можно нарисовать всю интегральную кривую, проходящую через точку M . Направление движения на этой кривой определяется первым уравнением системы (7.9). По виду кривых рис. 7.11, на котором приведены результаты расчетов, выполненных для функции $\Phi(x) = 0,25(1 - x^2)$ ясно, что в рассматриваемом случае система имеет устойчивый предельный цикл (кривая 1), которому соответствует автоколебательный режим работы газлифтного подъемника.

Таким образом, при увеличении расхода газа, сопровождающемся переходом на правую ветвь регулировочной кривой $q_1(V)$, стационарный режим работы газлифта может потерять устойчивость. При этом возникают незатухающие колебания давления и дебита жидкости, которые могут привести ко многим негативным последствиям: увеличению энергетических потерь на добычу единицы массы жидкости, повышению интенсивности эмульсообразования, увеличению опасности пескопроявления из-за упомянутого выше эффекта «расшатывания» горных пород ПЗ пульсациями забойного давления.

Рассмотренная простая модель допускает только периодические колебания. Возможно, однако, повышение порядка организации системы, моделирующей работу газлифта, путем рассмотрения эффектов, не учтенных нами ранее (инерция жидкости, воздействие газа, растворенного в жидкости, и т. д.). При этом, как показывает анализ, в зоне неустойчивости стационарного режима работы газлифта могут быть получены решения,

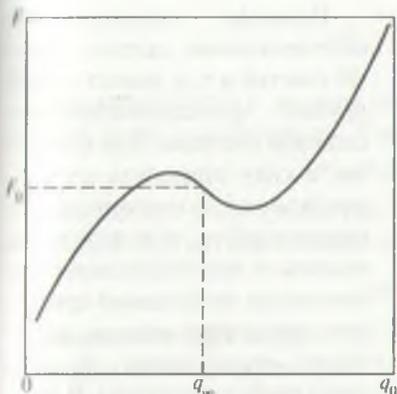


Рис. 7.10. График функции $F(q_0)$

представляющие собой хаотическое движение на странных аттракторах. Полученные результаты могут быть использованы для диагностирования режима работы газлифтной установки по данным нормальной эксплуатации. Действительно, если обработка временных рядов замеров дебита жидкости, газа или давления показывает наличие колебаний, отличающихся от обычного «шума», характерного для работы газлифта в оптимальном режиме, то это может служить указанием на то, что рабочая точка сместилась на неэффективную, правую, ветвь регулировочной кривой $q_1(V)$. В такой ситуации можно рекомендовать уменьшить расход закачиваемого газа. В частности, в качестве диагностического критерия могут быть использованы значения корреляционной размерности или же показатели Херста.

Для примера рассмотрим почасовые замеры дебита жидкости, снятые на газлифтной скважине при работе в оптимальном (в смысле минимума удельных затрат газа) режиме на левой ветви регулировочной кривой $q_1(V)$ (рис. 7.12, кривая 1) и на правой ветви при повышенном расходе газа (кривая 2). Как видно из графика, при переводе рабочей точки на правую ветвь возникают колебания, значительно превышающие «шум», имеющийся при работе в оптимальном режиме. Показатели Херста, вычисленные по этим данным, равны $H = 0,71$ при работе в оптимальном режиме и $H = 0,50$ при работе на правой ветви регулировочной кривой. Уменьшение величины H при переходе на правую ветвь объясняется, по видимому, увеличением неупорядоченности движения. Этот пример по-

казывает, что, по данным нормальной эксплуатации, действительно, возможно диагностирование режима работы газлифтной скважины. Обращает на себя внимание тот факт, что работа в оптимальном режиме характеризуется значениями H , принадлежащими области, в которой чаще всего и располагается величина показателей Херста природных процессов.

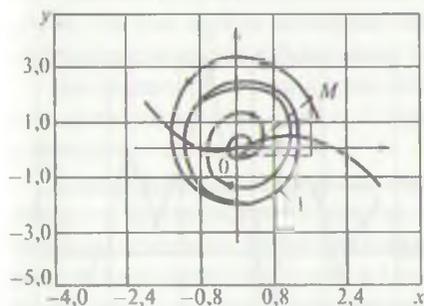


Рис. 7.11. Графическое интегрирование системы (7.9)

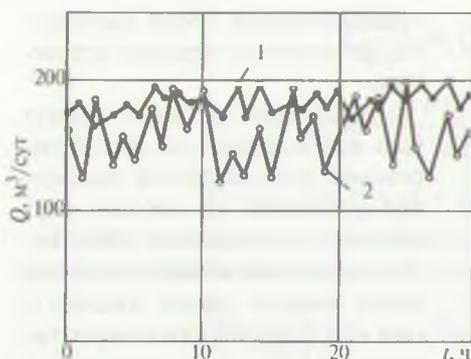


Рис. 7.12. Дебит жидкости газлифтной скважины при расходе газа: 1 — оптимальном; 2 — повышенном

Процесс эксплуатации месторождения, залежи, пласта, участка и т. д. являет собой пример функционирования сложной системы. Как известно, в силу принципа целостности сложную систему нельзя описать точно, и поэтому для анализа и прогнозирования ее поведения необходимо применять различные модели, адекватно отражающие те или иные свойства системы. В этой связи представляется целесообразным использование наряду с гидродинамическими и адаптационных моделей.

Для отдельной скважины автоколебательный режим может вызываться различными причинами. В зависимости от причин эти колебания происходят с разной частотой. Однако вследствие свойства эмерджентности большой системы в ней могут протекать процессы самоорганизации. Примером этому может служить синхронизация работы скважин какого-либо участка месторождения, если дебит нефти и воды по этому участку периодически изменяется во времени.

Так, на рис. 7.13 а, б приведены аналогичные зависимости для участка №2 четвертого цеха НГДУ «Самотлорнефть» (Западная Сибирь).

Для описания подобных процессов в различных отраслях науки, в частности в экологии, применяются модели конкурирующих видов, простейшей из которых является модель Лотки-Вольтерра. Ее можно записать в виде

$$\frac{dx}{dt} = k_1x - k_2y;$$

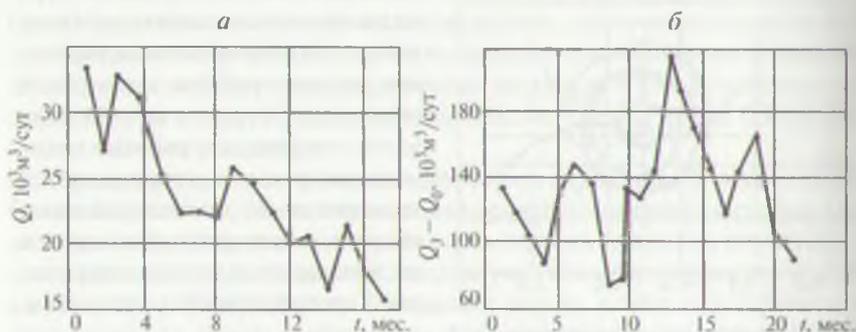


Рис. 7.13. Изменение дебита нефти (а) и воды (б) во времени

$$\frac{dy}{dt} = -k_3 y + k_4 xy. \quad (7.11)$$

Переменная $x(t)$ в данном случае представляет собой численность «жертв», а $y(t)$ — «хищников». Система (7.11) имеет первый интеграл

$$x^{-k_3} y^{-k_1} e^{k_4 x + k_2 y} = \text{const.}$$

В случае $k_1 > 0$; $k_3 > 0$ система (7.11) имеет предельный цикл и частота колебаний $x(t)$, $y(t)$ оценивается по формуле

$$\omega = \sqrt{k_1 k_3}.$$

Значения дебита на рис. 7.13 и 7.14 (Q_3 — суточный объем закачиваемой воды) были сглажены (рис. 7.14), и затем определялись коэффициенты системы (7.11) следующим образом. Система (7.11) преобразовывалась к виду

$$\omega_1 = k_1 - k_2 Q_1; \quad \omega_2 = -k_3 + k_4 Q_0; \quad u_1 = \frac{\partial}{\partial t} \ln Q,$$

после чего на множествах (u_{1p}, y_p) , (u_{2p}, x_p) методом наименьших квадратов определялись

$$\begin{aligned} k_3 &= 0,26 & k_4 &= 1,4 \\ k_1 &= 0,27 & k_2 &= 1,05. \end{aligned}$$

Графически предельный цикл изображен на рис. 7.15. Частота колебаний, вычисленная по формуле, $\tau = 0,27 \text{ мес}^{-1}$.

Система уравнений для дебита нефти Q_1 и воды Q_2 имеет вид

$$\begin{aligned} \frac{dQ_1}{dt} &= -0,26 Q_1 + 1,4 \cdot 10^{-6} Q_1 Q_0; \\ \frac{dQ_0}{dt} &= 0,27 Q_0 - 1,05 \cdot 10^{-5} Q_1 Q_0 \end{aligned} \quad (7.12)$$

Как видно из системы (7.12), в данном случае роль «хищника» играет нефть, а «жертвы» — вода. На основе модели (7.12) можно регулировать процесс добычи нефти следующим образом: на ветви I ограничить отбор жидкости, так как в этом интервале имеется тенденция к снижению добычи нефти и увеличению добычи воды; на ветви II, наоборот, увеличить отбор.

Нестационарное заводнение пласта A_4 Герасимовского месторождения началось с июня 1987 г., а пласта B_1 Северо-Красноярского месторождения — с мая 1988 г.

В ходе осуществления нестационарного заводнения в пласте A_4 Герасимовского месторождения продолжительность полной остановки всех нагнетательных скважин составляла соответственно один (рассчитано по формуле из теории упругого режима) и три месяца (на основе модели Лотки-Вольterra); остановка осуществлялась последовательно в два этапа: первый — с июня 1987 г. по январь 1988 г., второй — с февраля по сентябрь 1988 г.

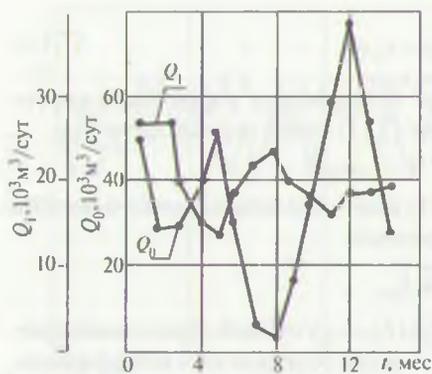


Рис. 7.14. Сглаженные значения дебита нефти Q_1 и воды Q_0

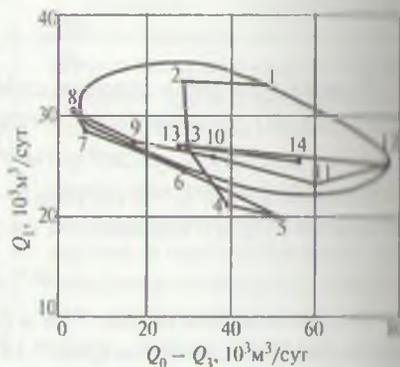


Рис. 7.15. Фазовый портрет предельного цикла: 1—14 — интервалы времени

За период с июня 1987 г. по январь 1988 г. дополнительная добыча нефти составила 13,6 тыс. т при закачке воды за это время 61,8 тыс. м³. За февраль—сентябрь 1988 г. дополнительно было добыто 17,3 тыс. т нефти при закачке в пласт 16,9 тыс. м³ воды. Технологическая эффективность на 1 м³ закачанной воды в первом случае составила 0,22 т/м³, во втором 1,02 т/м³, т. е. в 4,5 раза выше.

При проведении аналогичных мероприятий на залежи пласта В1 Северо-Красноярского месторождения воздействие проводилось последовательно полуциклами, равными одному и двум месяцам, рассчитанными соответственно по формуле из теории упругого режима и на основе модели Лотки-Вольтерра, в виде двух этапов по четыре месяца каждый. Во время второго этапа эксперимента технологическая эффективность на 1 м³ закачанной воды оказалась в 3,3 раза выше, чем на первом этапе.

Проведенные эксперименты по изменению продолжительности полуциклов нестационарного заводнения вышеупомянутых пластов показали, что величина оптимальной продолжительности совпала со значениями, рассчитанными на основе модели Лотки-Вольтерра.

Эта модель апробировалась на данных отбора нефти и воды за 6 лет разработки залежи свиты «перерыва» блока месторождения «Нефтяные Камни», разрабатываемого водным воздействием.

Данный подход позволил выявить характерные особенности процесса разработки этой залежи, по которой получены три интервала времени периода колебания дебита нефти и воды, которые составили: $T = 9,2$ и $T = 13,7$ мес.

Поведение системы в обоих случаях характеризует нефть как «хищника», а воду — как «жертву». Переход системы из одного состояния в другое в первом случае обусловлен увеличением отбора нефти и ограничением отбора воды по залежи. Во втором случае увеличение объема закачки воды привело к падению дебита как нефти, так и воды. Третий промежу-

ток времени характеризуется уменьшением закачки воды по залежи и относительно стабильным отбором нефти и воды.

Таким образом, полученные результаты позволяют диагностировать автоколебательный процесс системы «нефть-вода» при разработке залежи скваины «перерыва» и указывают на возможность и пути улучшения процесса разработки соответствующим регулированием отбора и закачки.

Для уточнения периодов работы газлифтной скважины был применен анализ спектральных плоскостей. Для стационарного случайного процесса спектральная плотность $S(f)$ представляет собой разложение автокорреляционной функции $R_y(t)$ в интеграл Фурье:

$$S(f) = 4 \int_0^{\infty} R(t) \cos 2\pi f t dt,$$

из которого автокорреляционная функция процесса $y(t)$ примет вид

$$R_y(\tau) = \frac{1}{T} \int_0^{\infty} y(t) y(t + \tau) dt;$$

где τ — время задержки (число сдвигов); T — время наблюдения за процессом; f — частота.

Полученные значения позволили выявить ритмы в пульсациях Q_4 и V_2 , которые составили 4 ч. Таким образом установлено, что в течение периода колебаний, равного 16 ч, ритм пульсаций Q_4 и V_2 составил 4 ч.

Наличие ритмологических особенностей работы отдельных газлифтных скважин определяет работу и групповых систем, какими являются газораспределительные батареи (ГРБ). В данной системе в результате влияния последних происходит самоорганизация и перераспределение суммарного потребляемого рабочего агента по ее элементам.

Выявление колебаний в работе газлифтных скважин позволило регулировать технологические параметры эксплуатации скважин.

Применение разработанной методики в НГДУ «Нефтяные Камни» позволило регулировать работу 14 газлифтных скважин и дополнительно добыть $1,5 \cdot 10^3$ т нефти и сэкономить $940 \cdot 10^3$ м³ компримированного газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арнольд В. И. Особенности бифуркации и катастрофы // УФН. — 1983. — Т. 141. — С. 569–590.
2. Арнольд В. И. Теория катастроф (Сер. Новые идеи в естествознании). — М.: Изд-во МГУ, 1983.
3. Башиев Л. Н., Смирнов Н. В. Таблицы математической статистики. — М.: Наука, 1983.
4. Заславский Г. М. Стохастичность динамических систем. — М.: Наука, 1984.
5. Касти Дж. Большие системы. — М.: Мир, 1982.
6. Климонтович Ю. П. Турбулентное движение и структура хаоса. — М.: Наука, 1990. — 320 с.
7. Методическое руководство по адаптивному планированию воздействия на призабойную зону скважин и системной оценке эффективности: РД-39-0147036-276-89Р/МНП, 1988.
8. Методическое руководство по определению влияния геолого-технических показателей на нефтеотдачу на основе классификационных методов: РД-39-079-91/МНП, 1990.
9. Методическое руководство по регулированию технологических режимов работы газлифтных скважин: РД-39-0147035-219-88/МНП, 1987.
10. Мирзаджанзаде А. Х., Аметов И. М., Басиев К. С. и др. Технология добычи природных газов. — М.: Недра, 1987. — 413 с.
11. Мирзаджанзаде А. Х., Аметов И. М., Ковалев А. Г. Физика нефтяного и газового пласта. — М.: Недра, 1992. — 270 с.
12. Мирзаджанзаде А. Х., Вахитов Г. Г., Мамед-заде А. М. Разработка нефтяных месторождений при забойном давлении ниже давления насыщения. — М.: Недра, 1982. — 227 с.
13. Мирзаджанзаде А. Х., Галиямов М. Н., Шагиев Р. Г. Технологические особенности добычи нефтянопоновской нефти в Башкирии. — Уфа: Башк. книж. изд-во, 1978. — 175 с.
14. Мирзаджанзаде А. Х., Керимов З. Г., Копейкис М. Г. Теория колебаний в нефтепромысловом деле. — Баку: Маариф, 1976. — 363 с.
15. Мирзаджанзаде А. Х., Максудов Ф. Г., Низматуллин Р. И. и др. Теория и практика применения неравновесных систем в нефтедобыче. — Баку: Элам, 1985. — 22 с.
16. Мирзаджанзаде А. Х., Мирчинк М. Ф. и др. Физико-геологические проблемы повышения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра, 1975. — 230 с.
17. Моисеев Н. Н. Алгоритмы развития. — М.: Наука, 1987. — 303 с.
18. Николлис Г., Пригожин И. Самоорганизация в неравновесных системах. — М.: Мир, 1979.
19. Огилвалов П. М., Мирзаджанзаде А. Х. Механика физических процессов. — М.: Изд-во МИУ, 1976. — 367 с.
20. Натаншинский А. З., Покровский В. Л. Флуктуационная теория фазовых переходов. — М.: Наука, 1982.
21. Полак Л. С., Михайлов А. С. Самоорганизация в неравновесных физико-химических системах. — М.: Наука, 1983.
22. Постой Т., Стьюарт И. Теория катастроф и ее приложения. — М.: Мир, 1980.
23. Пригожин И. Время, структура и флуктуации // УФН. — 1980. — Т. 131. — С. 185–212.
24. Рабинович М. П. Стохастические автоколебания и турбулентность // УФН. — 1978. — Т. 125. — С. 123.
25. Аржанов Ф. Г., Муравленко В. Н., Мирзаджанзаде А. Х. и др. // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Западной Сибири. — М.: Недра, 1980. — С. 150–170.
26. Секей Г. Парадоксы в теории вероятностей и математической статистике. — М.: Мир, 1990.
27. Мирзаджанзаде А. Х., Хасиев И. М. Технология и техника добычи нефти. — А-М.: Наука, 1986. — 382 с.
28. Федер Енс. Фракталы. — М.: Мир, 1991. — 260 с.
29. Фейгенбаум М. Универсальность в поведении нелинейных систем // УФН. — 1983. — Т. 141. — Вып. 2. — С. 343.
30. Хакен Г. Синергетика. Иерархия неустойчивостей в самоорганизующихся системах и устройствах. — М.: Мир, 1985.
31. Nicolis G., Prigogine I. // Proc. Nat. Acad. Sci. US. — 1971. — V. 68. — P. 2102.
32. Prigogine I. From Being to becoming: time and complexity in the physical sciences. — Freeman and Company, San Francisco, 1980. — P. 326.
33. Prigogine I. Nonequilibrium statistical mechanics. — N.Y.: Wiley, 1962.
34. Prigogine I. Physique et metaphysique // Connaissance scientifique et philosophie publication n.o. 4 of the bicentennial. — Royal Academy of Belgium, 1975.
35. Prigogine I., Herman R., Alien P. The evolution complexity and the laws of nature. In Goals in a global community: A report to the club of Rome, V I/Ed E. Laszlo and J. Beerman. — Oxford, Pergamon, 1977.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|-----|
| 1. СИСТЕМНЫЕ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ | 8 |
| 1.1. Экспертный анализ факторов, определяющих эффективность разработки пластов | 8 |
| 1.2. Оценка влияния фонда скважин на показатели разработки | 12 |
| 2. БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ | 16 |
| 2.1. Бурение горизонтальных скважин с применением электрического забойного двигателя на месторождении Котурдепе (Западный Туркменистан) | 16 |
| 2.2. Обоснование режимов бурения горизонтальных стволов скважин с применением электрического забойного двигателя | 24 |
| 3. ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПРОФИЛЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН НА ПОКАЗАТЕЛИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ | 26 |
| 3.1. Анализ циклов работы внутрискважинного оборудования и оценка влияния параметров кривизны ствола наклонно направленных скважин на надежность внутрискважинного оборудования | 26 |
| 3.2. Результаты статистической обработки информации по оценке влияния профиля наклонных скважин на показатели надежности работы внутрискважинного оборудования | 31 |
| 4. СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ФОНДА СКВАЖИН | 35 |
| 4.1. Системный подход к анализу использования фонда скважин | 35 |
| 4.2. Холистский подход к прогнозу качественных изменений в нефтедобыче | 40 |
| 4.3. Прогнозирование и регулирование фонда скважин | 43 |
| 5. СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ И ПРОГНОЗУ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН | 49 |
| 5.1. Статистический прогноз и оценка эффективности воздействия на призабойную зону скважин | 49 |
| 5.2. Частотный анализ эффективности обработки призабойной зоны скважин | 50 |
| 5.3. Методические особенности оценки эффективности методов обработки призабойных зон скважин | 56 |
| 5.4. Адапционно-статистические методы прогноза эффективности воздействия на призабойную зону скважин | 58 |
| 5.5. Принятие решений при планировании геолого-технических мероприятий | 70 |
| 6. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН | 77 |
| 6.1. Оптимизация режима работы одиночных газлифтной и насосной скважин | 77 |
| 6.2. О режимах работы газлифтных скважин | 87 |
| 6.3. Группирование газлифтных скважин с учетом их взаимодействия | 91 |
| 6.4. Выбор технологического режима эксплуатации для групп скважин | 100 |
| 6.5. Контроль результатов оптимизации технологического режима эксплуатации фонда газлифтных скважин | 103 |
| 6.6. Об установлении унифицированного режима эксплуатации для групп газлифтных скважин | 106 |
| 7. ДИНАМИЧЕСКИЙ ХАРАКТЕР ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ | 114 |
| 7.1. Разработка нефтяных месторождений: наследственность, самоорганизация, шумы | 114 |
| 7.2. Фрактальность процессов нефтедобычи | 118 |
| 7.3. Большой эффект малых величин | 126 |
| 7.4. Детерминированный шум и хаос | 131 |
| ЛИТЕРАТУРА | 142 |

Научное издание

**Мирзаджанзаде Азат Халилович,
Филиппов Виктор Павлович,
Аметов Игорь Мамедович**

СИСТЕМНЫЕ МЕТОДЫ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

Все права защищены. Никакая часть данного издания не может быть воспроизведена в любой форме или любыми средствами, электронными, механическими, включая фотографирование, ксерокопирование или иные средства копирования или сохранения информации, без письменного разрешения издательства.

Редактор **Ю. Н. Кузьмичева**
Верстка **В. В. Земсков**
Оформление обложки **Ю. Д. Шведова**

Формат 60×90 1/16. Печать офсетная.

Отпечатано в типографии «Луч».
E-mail: String_25@mail.ru.

60696c