

Ф. Ф. КРЭЙГ

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

(Сокращенный перевод с английского под редакцией  
д-ра физико-матем. наук, проф. В. Л. Данилова)

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»  
Москва, 1974

## О Г Л А В Л Е Н И Е

|   |    |
|---|----|
| Предисловие к русскому изданию . . . . .  | 5  |
| <b>Г л а в а I.</b> Введение (перевод В. Л. Данилова)   |    |
| <b>Г л а в а II.</b> Совместное течение нефти и воды в пористых средах (перевод Н. И. Белого) . . . . . | 9  |
| II.1. Смачиваемость горных пород . . . . .  | 10 |
| II.2. Распределение флюидов . . . . .   | 17 |
| II.3. Капиллярное давление . . . . .  | 18 |
| II.4. Относительные проницаемости . . . . .   | 23 |
| II.5. Естественные и искусственные керны . . . . .  | 26 |
| II.6. Методы измерения свойств водо-нефтяных потоков . . . . .  | 27 |
| II.7. Относительные проницаемости при трехфазной фильтрации . . . . .                                   | 33 |
| II.8. Насыщенность связанной водой . . . . .  | 33 |
| <b>Г л а в а III.</b> Эффективность вытеснения нефти водой (перевод Н. И. Белого) . . . . .             | 36 |
| III.1. Теория фронтального вытеснения . . . . .   | 36 |
| III.2. Образование языков обводнения . . . . .  | 45 |
| III.3. Вязкое языкообразование . . . . .  | 46 |
| III.4. Подвижность связанной воды . . . . .   | 47 |
| III.5. Практические приложения теории фронтального вытеснения . . . . .                                 | 48 |
| III.6. Влияние смачиваемости горной породы на характеристики процесса добычи нефти . . . . .            | 51 |
| III.7. Влияние вязкостей нефти и воды . . . . .   | 53 |
| III.8. Влияние падения пласта и темпа отбора . . . . .  | 54 |
| III.9. Влияние начальной газонасыщенности . . . . .   | 54 |
| <b>Г л а в а IV.</b> Понятие коэффициента подвижности (перевод В. Л. Данилова) . . . . .                | 61 |
| IV.1. Определение коэффициента подвижности . . . . .  | 62 |
| IV.2. Диапазон изменения коэффициентов подвижности в процессе заводнения . . . . .                      | 64 |
| <b>Г л а в а V.</b> Коэффициент охвата по площади (перевод В. Л. Данилова) . . . . .                    | 65 |
| V.1. Экспериментальные исследования . . . . .   | 66 |
| V.2. Значения коэффициента охвата по площади к моменту прорыва воды . . . . .                           | 68 |
| V.3. Рост коэффициента охвата по площади после прорыва воды . . . . .                                   | 77 |
| V.4. Приемистость скважин при различных системах заводнения . . . . .                                   | 78 |
| V.5. Методы прогнозирования коэффициента охвата . . . . .   | 80 |
| V.6. Другие факторы, влияющие на охват по площади . . . . .   | 81 |
| V.7. Факторы, влияющие на выбор системы размещения скважин . . . . .                                    | 86 |

|  |     |
|--|-----|
| <b>Г л а в а VI.</b> Неоднородность пластов (перевод Н. И. Белого) . . . . .                                     | 89  |
| VI.1. Типы неоднородностей нефтяных пластов . . . . .  | 89  |
| VI.2. Количественное описание слоистой неоднородности по проницаемости . . . . .                                 | 92  |
| <b>Г л а в а VII.</b> Коэффициенты охвата по мощности и по объему (перевод Н. М. Байкова) . . . . .              | 101 |
| VII.1. Влияние коэффициента подвижности . . . . .  | 102 |
| VII.2. Влияние гравитационных сил . . . . .  | 106 |
| VII.3. Влияние капиллярных сил . . . . .   | 107 |
| VII.4. Переток между пропластками . . . . .  | 109 |
| VII.5. Влияние темпов закачки и отбора на расчеты охвата по объему . . . . .                                     | 111 |
| VII.6. Влияние числа выбранных пропластков на расчеты коэффициента охвата по объему . . . . .                    | 114 |
| <b>Г л а в а VIII.</b> Методы прогнозирования показателей процесса заводнения (перевод В. Л. Данилова) . . . . . | 116 |
| VIII.1. Совершенный метод прогнозирования . . . . .  | 116 |
| VIII.2. Методы прогнозирования, в основном учитывающие неоднородность месторождения . . . . .                    | 117 |
| VIII.3. Методы прогнозирования, в основном учитывающие коэффициент охвата по площади . . . . .                   | 120 |
| VIII.4. Методы прогнозирования, в основном учитывающие механизм вытеснения . . . . .                             | 122 |
| VIII.5. Методы прогнозирования, опирающиеся на математические модели . . . . .                                   | 124 |
| VIII.6. Эмпирические методы прогнозирования . . . . .  | 125 |
| VIII.7. Сравнение методов прогнозирования показателей . . . . .  | 127 |
| VIII.8. Сравнение фактических и расчетных (прогнозируемых) показателей . . . . .                                 | 134 |
| VIII.9. Рекомендуемые методы прогнозирования показателей процесса заводнения . . . . .                           | 139 |
| VIII.10. Практическое применение методов прогнозирования показателей разработки при заводнении . . . . .         | 143 |
| VIII.11. Факторы, влияющие на нефтеотдачу при заводнении . . . . .   | 144 |
| <b>Г л а в а IX.</b> Опытное-промышленное заводнение (перевод Н. М. Байкова) . . . . .                           | 147 |
| IX.1. Преимущества и недостатки опытно-промышленных процессов заводнения . . . . .                               | 148 |
| IX.2. Информация, получаемая из опытно-промышленных работ по заводнению . . . . .                                | 148 |
| IX.3. Проектирование опытного участка заводнения . . . . .   | 152 |
| <b>Г л а в а X.</b> Заключение (перевод Н. М. Байкова) . . . . .   | 153 |
| X.1. Современное состояние вопроса . . . . .   | 153 |
| X.2. Текущие задачи и области для дальнейших исследований . . . . .  | 153 |
| <b>П р и л о ж е н и е А.</b> Вывод уравнения для доли воды в потоке (перевод В. Л. Данилова) . . . . .          | 157 |
| <b>П р и л о ж е н и е В.</b> Вывод уравнения фронтального вытеснения . . . . .                                  | 158 |
| <b>П р и л о ж е н и е С.</b> Вариант выводов уравнения Уэлджа (перевод Н. М. Байкова) . . . . .                 | 160 |

|  |     |
|--|-----|
| Приложение Д. Дополнительные графики и корреляционные зависимости для проектирования . . . . .                           | 161 |
| Приложение Е. Примеры расчетов . . . . .   | 167 |
| Е.1. Расчет кривой доли воды в потоке и характеристика процесса заводнения . . . . .                                     | 168 |
| Е.2. Расчет коэффициента подвижности . . . . .   | 170 |
| Е.3. Расчет нефтеотдачи за счет заводнения . . . . .   | 170 |
| Е.4. Зависимость суммарного водо-нефтяного фактора от нефтеотдачи . . . . .  | 171 |
| Е.5. Кривые суммарной закачки и отбора, обводненности продукции и текущей нефтеотдачи в зависимости от времени . . . . . | 172 |
| Е.6. Характеристики отдельных скважин . . . . .  | 186 |
| Условные обозначения (перевод В. Л. Данилова) . . . . .  | 187 |

Ф. Ф. Крейг

### Разработка нефтяных месторождений при заводнении

Редактор издательства *Е. А. Петрова*  
 Переплет художника *А. Е. Чучакова*

Технический редактор *Т. Г. Силова*  
 Корректор *Т. В. Чирикова*

Сдано в набор 31/X 1973 г. Подписано в печать 19/II 1974 г. Формат 60 × 90<sup>1/16</sup>.  
 Бумага № 2. Печ. л. 12,00. Уч.-изд. л. 13,17. Тираж 1800 экз. Заказ № 634/4961—6.  
 Цена 1 р 48 к.

Издательство «Недра» 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.  
 Ленинградская типография № 6 «Союзполиграфпрома» при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательства, полиграфии и книжной торговли.  
 196006, г. Ленинград, Московский пр., 91.

Крэйг Ф. Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. Нью-Йорк — Даллас, 1971. Пер. с англ. под ред. проф. В. Л. Данилова. М., «Недра», 1974, 192 с.

В книге сделан обзор исследований по вопросам технологии извлечения нефти из пластов с применением искусственного заводнения. Большое внимание уделено свойствам пород и жидкостей, а также методам определения коэффициентов вытеснения нефти водой, охвата заводнением по площади и объему пластов. Особое внимание уделено вопросам прогнозирования характеристик заводнения с учетом неоднородности пластов и дано сравнение результатов с практическими данными. Описаны промышленные опыты.

Книга представляет интерес для инженерно-технических и научных работников, занимающихся вопросами разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, а также будет полезна студентам нефтяных вузов и факультетов.

Таблиц 31, иллюстраций 143.

Настоящий учебник является частью Инициативы по Повышению Нефтеотдачи Пластов, начатой ЗАО «ЮКОС-ЭП» в 1999 году. Поскольку основной объем добычи нефти компания «ЮКОС-ЭП» получает из фонда заводняемых месторождений, то возникает необходимость глубокого понимания основ процесса заводнения как техническим, так и руководящим составом компании.

Уравнения, модели и идеи, представленные в данной книге, должны тщательно изучаться и применяться инженерами-разработчиками, осуществляющими процесс заводнения месторождений. Только постоянное применение математических расчетов на практике позволит создавать точные, реалистичные и прогнозируемые в ходе разработки представляемые в уме и физически обоснованные модели резервуаров.

Дон Уолкот, доктор наук,  
консультант  
по Увеличению Нефтеотдачи  
ЗАО «ЮКОС ЭП»

Октябрь, 1999 г.



## ПРЕДИСЛОВИЕ К РУССКОМУ ИЗДАНИЮ

Предлагаемая вниманию советских читателей монография написана одним из ведущих специалистов США в области разработки нефтяных месторождений. Несомненный интерес представляют: данные об ограниченности объема прокачки воды для достижения конечной нефтеотдачи (глава III) и обобщенное понятие коэффициента подвижности, предложенное автором (глава IV); классификация методов прогнозирования показателей разработки при заводнении, их сопоставление и рекомендации (главы V—VIII); физико-химические основы процесса вытеснения нефти водой; рекомендации по методам определения кривых фазовых проницаемостей и капиллярного давления, по практическому применению методов прогнозирования показателей заводнения, по проведению опытно-промышленных процессов заводнения и т. д. Книга завершается постановкой задач, подлежащих исследованию. В приложениях, приведены графические материалы и примеры расчетов по проектированию разработки месторождений при заводнении.

Читателю следует учитывать, что автор подробно освещает опыт, накопленный только в США. Отметим также типичное для условий США повышенное внимание, уделяемое площадным системам заводнения.

Тем не менее подход к выбору объекта для заводнения, момента начала закачки воды, соображения о роли трещиноватости пластов и ее учете при проектировании заслуживают серьезного внимания. Обращая внимание на объем исходных данных, необходимых для проектирования процесса заводнения, и надежные методы их получения, Крэйг подводит читателя к идее уточнения расчетной модели пласта в ходе процесса разработки, исходя из сопоставления прогнозных (расчетных) и фактических показателей. Эти вопросы получили независимое развитие в работах советских авторов. То же можно отметить по поводу метода прогнозирования, основанного на расчетах двухфазного течения по системе жестких трубок тока, полученной для потенциального течения.

К сожалению, автор уделил мало внимания математическим моделям и методам прогнозирования, рассчитанным на применение цифровых вычислительных машин. Вместе с тем он отмечает близость таких методов к идеальному, «совершенному» методу прогнозирования по предоставляемым ими возможностям.

В. Л. Данилов

## Глава I

### ВВЕДЕНИЕ

Заводнение нефтяных пластов — метод, преобладающий среди способов нагнетания рабочих агентов в пласты, — обеспечил высокий текущий уровень дебитов и высокий процент отбора запасов в США и Канаде. Популярность этого метода объясняется: 1) общедоступностью воды, 2) относительной простотой осуществления процесса нагнетания вследствие наличия гидравлического напора столба жидкости в скважине, 3) способностью воды распространяться по нефтенасыщенным пластам, 4) высокой нефтеотдачей при вытеснении нефти.

Общепризнано, что первое искусственное заводнение явилось результатом случайного нагнетания воды на месторождении Питхоул Сити в Пенсильвании в 1865 г. В 1880 г. Дж. Ф. Карл пришел к заключению, что вода, проникая к забою скважины через тонкие прослойки, движется по нефтенасыщенному песчанику, способствуя увеличению нефтеотдачи. Первые опыты по заводнению обязаны случайным утечкам через тонкие прослойки или скоплениям поверхностных вод, проникавшим в пробуренные скважины. Наблюдения за этими утечками дали возможность понять, что главное назначение процесса нагнетания воды — поддержание пластового давления, позволяющее продлить продуктивный период скважин по сравнению с периодом при режиме без поддержания пластового давления.

На самой ранней стадии развития метода заводнения вода сначала нагнеталась в одну скважину, затем по мере обводнения соседние скважины переводились в нагнетательные для расширения заводненной зоны. Эта система известна как «круговое заводнение». Модификацией такого метода является метод линейного заводнения: Форест Ойл Корпорэйшн перевела на нагнетание воды одновременно ряд скважин. Первое площадное заводнение по пятиточечной системе применили в южной части месторождения Брэдфорд в 1924 г. Большая продуктивная площадь, низкое содержание растворенного газа и отсутствие активной краевой воды на этом месторождении способствовали быстрому развитию метода искусственного заводнения. Однако разработчики не торопились применять этот опыт заводнения за пределами Пенсильвании.

В 1931 г. метод заводнения стали применять на песчаниках небольшой мощности Бартлсвиля в Новата Каунти (Оклахома),

и через несколько лет многие месторождения этого района стали разрабатывать таким способом. Первое искусственное заводнение в Техасе было начато на площади Фрай в Браун Каунти в 1936 г. В течение дальнейших 10 лет оно распространилось на большинство нефтяных площадей этого района. Однако только к началу 50-х годов была признана универсальная применимость искусственного заводнения.

В структуре штатов многих нефтяных компаний, которые проектируют и осуществляют процесс заводнения, имеются два функциональных подразделения: одно занято разработкой нефтяных месторождений, а другое — добычей нефти.

Как правило, инженеры-разработчики ответственны за все участки работы, необходимые для прогноза показателей процесса извлечения нефти. Они занимаются накоплением всех необходимых исходных данных по рассматриваемому месторождению. Часто, работая совместно с геологами или инженерами-исследователями, инженеры-разработчики строят структурные карты, карты изопахит и изобар по месторождению; собирают данные по анализам кернов и свойствам пластовых жидкостей, а также изучают результаты специальных каротажных исследований или данные кривых изменения давления. Инженеры-разработчики могут потребовать проведения специальных лабораторных исследований для определения, например, кривых относительных проницаемостей или капиллярного давления. Используя эти данные, они исследуют различные системы заводнения, выбирают точки расположения нагнетательных скважин, оценивают их приемистость и рекомендуют места размещения точек для бурения дополнительных эксплуатационных скважин. Конечной целью их работы является детальный прогноз показателей процесса нефтеотдачи при заводнении. Он служит основой для экономических проектных расчетов о выгоде заводнения.

Инженеры-добытчики (оперативные группы), работая вместе с разработчиками, вносят свой опыт в части операций по добыче: выбирают и исследуют источники водоснабжения, проектируют установки по подготовке воды, выбирают измерительные и испытательные устройства, исследуют коррозионные характеристики или образовавшиеся осадки, а также осматривают существующие скважины для определения требующихся ремонтных работ.

После одобрения проекта заводнения инженеры как отдела разработки, так и оперативного отдела разделяют свои обязанности. Разработчики остаются ответственными за непрерывный надзор за характеристиками процесса, а добытчики — за проводимые операции по нагнетанию воды и добыче нефти. Ремонтные работы, проводимые на скважинах, планируются совместно.

Описанное разделение функций между инженерами-разработчиками и их коллегами по добыче (оперативной группой) является чересчур упрощенным. Каждые из них имеют свой круг обязанностей, но для успешного осуществления заводнения необходимы их совместные усилия.

Настоящая монография посвящена вопросам заводнения, относящимся к области разработки, что, проще говоря, означает количественное описание того, как вода вытесняет нефть из нефтесодержащих пород. В монографии освещены вопросы прогнозирования темпов нагнетания воды, дебитов нефтяных скважин, обводненности продукции и «накопленной» добычи нефти.

Наука о разработке нефтяных месторождений является одной из немногих прикладных наук, имеющих дело с системой, которую в целом нельзя ни увидеть, ни взвесить, ни измерить, ни исследовать. Даже на месторождениях, где из каждой пробуренной скважины произведен отбор керна (полный), менее одной миллионной доли породы пласта может быть собрано и исследовано человеком. Так же ограничены и пробы жидкостей, на которых производятся детальные лабораторные исследования.

Ввиду указанной ограниченности объема образцов породы, были разработаны определительские методы и методы интерпретации для получения большей информации о пласте. Методы каротажа скважин сравнительно недороги и могут часто использоваться на скважинах, пробуренных много лет назад, для определения значений пористости, проницаемости, насыщенности и характера литологической изменчивости.

Этими методами каротажа измеряют электрические, акустические или радиоактивные свойства пород в пределах радиуса, в несколько раз превышающего радиус скважины. Исследования кривых изменения давления и их интерпретация являются гибким «инструментом» для определения характеристик пласта в крупном масштабе. Еще более новыми являются методы обработки геологической информации, когда информация, полученная по кернам, каротажным диаграммам и осколкам породы, откалываемым долотом, обрабатывается статистически для получения детального описания изменения проницаемости по пласту. Такой подход может дать хорошие результаты применительно к песчаникам. Песчаники обычно хорошо сложены и сравнительно большие участки площади таких формаций образованы из осадков. Свойства карбонатных отложений, в которых пористость изменялась после напластования при доломитизации и движении грунтовых вод, имеют больше случайных колебаний. В таких породах данные о свойствах пласта по измерениям на скважинах менее надежны.

При исследованиях удается лучше моделировать изменение характеристик месторождения, чем описать само месторождение.

Одной из целей настоящей монографии является дать всестороннее представление и критический обзор доступной информации по вопросам разработки нефтяных месторождений методом заводнения. В этой монографии, предназначенной для инженера-практика, подробные математические выкладки и примеры расчетов вынесены в Приложения. Там, где возможно использовать различные методы специальных измерений или расчетов, дан предпочтительный метод и объяснены его преимущества.

## Глава II

### СОВМЕСТНОЕ ТЕЧЕНИЕ НЕФТИ И ВОДЫ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ

Для понимания процесса заводнения важно знать основные свойства пористой среды: 1) свойства скелета горной породы (пористость, проницаемость, распределение пор по размерам, площадь поверхности порового пространства); 2) совместные свойства коллектора и насыщающих его жидкостей (статическое капиллярное давление и относительные проницаемости).

Сначала дадим определения некоторых основных терминов<sup>1</sup>. Абсолютной проницаемостью называется проницаемость горной породы, полностью насыщенной жидкостью одного типа.

Эффективной проницаемостью называется проницаемость горной породы для определенного флюида, когда этот пласт только частично насыщен данным флюидом.

Относительной проницаемостью называется отношение эффективной проницаемости к определенному базовому значению.

Пористостью называется доля суммарного объема горной породы, состоящая из сообщающихся пор.

В данной главе рассматриваются основные свойства скелета горных пород. Определение значений проницаемости и пористости, а также общепринятые методы их измерения описаны достаточно подробно в работах Маскета, Пирсона и Колхауна. Рядом исследователей установлена корреляционная связь между распределением пор по размерам и проницаемостью, а также относительной проницаемостью. Однако, хотя эти связи и позволяют выяснить некоторые особенности режима потока, они редко применяются при рассмотрении прикладных вопросов разработки нефтяных месторождений.

Статические и динамические свойства многофазных систем в пластах и их особенности зависят от микроскопического распределения фаз в порах горной породы. В свою очередь это распределение контролируется смачиваемостью пород, т. е. степенью сродства поверхности породы к различным жидкостям. Поэтому в настоя-

<sup>1</sup> В отечественной литературе эффективной проницаемости соответствует термин «фазовая проницаемость», относительной проницаемости — термин «относительная фазовая проницаемость»; причем за базовое значение принимается абсолютная проницаемость, а пористости — «открытая» или «эффективная» пористость. — *Прим. ред.*

щей главе прежде всего рассмотрим такие взаимосвязанные понятия, как смачиваемость горных пород и распределение флюидов.

### II.1. СМАЧИВАЕМОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Смачиваемость — широко употребляемый термин. Ее можно определить как стремление какой-то жидкости распространяться по твердой поверхности или прилипать к ней в присутствии других несмешивающихся жидкостей. Применительно к технологии разработки месторождений это определение уточнится так: твердой поверхностью является пласт-коллектор, сложенный песчаниками, известняками или доломитами (часто также другими обломочными или цементирующими материалами, либо и теми и другими вместе). В процессе заводнения поровое пространство горных пород насыщено

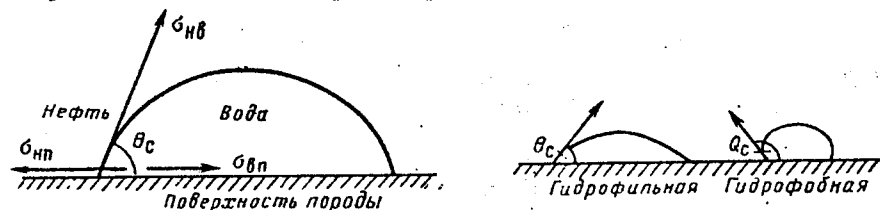


Рис. II.1 Смачиваемость системы нефть — вода — твердая поверхность

нефтью, водой и газом. Однако, учитывая то обстоятельство, что условия, при которых газ, преимущественно по сравнению с жидкостью, будет контактировать с поверхностью породы, не встречаются при заводнении в пористых средах, смачивающими фазами можно считать только нефть и воду. Влияние смачиваемости горных пород водой или нефтью на характер течения при заводнении будет рассмотрено в разделе II.4.

Рассмотрим идеализированный пример типичной системы вода—нефть—твердая порода (рис. II.1.) Поверхностные энергии в такой системе связаны следующим уравнением Юнга—Дюпре:

$$\sigma_{нт} - \sigma_{вт} = \sigma_{нв} \cos \theta_c, \quad (II.1)$$

где  $\sigma_{нт}$  — энергия поверхности раздела (энергия поверхностного натяжения) нефть—твердая порода в дин/см;  $\sigma_{вт}$  — то же, раздела вода — твердая порода в дин/см;  $\sigma_{нв}$  — то же, раздела нефть — вода в дин/см;  $\theta_c$  — угол на поверхности контакта нефть — вода — твердая порода (краевой угол смачивания), измеренный по воде, в град.

Невозможно непосредственно измерить поверхностную энергию границы раздела нефть — твердая порода или вода — твердая порода. Однако эквивалентные величины — поверхностное натяжение на границе раздела нефть — вода и краевого угла смачивания — можно определить раздельно в лабораторных условиях.

Краевой угол смачивания  $\theta_c$  имеет важное значение как пока-

затель, характеризующий смачиваемость. Как показано на рис. II.1, величина его может изменяться в пределах  $0^\circ - 180^\circ$ . Если краевой угол смачивания замерен по водной фазе и меньше  $90^\circ$ , то это свидетельствует о преобладании гидрофильных условий. При  $\theta_c > 90^\circ$  поверхность твердого тела является гидрофобной, при  $\theta_c = 90^\circ$  поверхность горной породы обладает одинаковой смачиваемостью по отношению к воде и нефти.

В ряде работ приводятся качественные определения смачиваемости (сильно гидрофильные, сильно гидрофобные породы или промежуточная смачиваемость).

Иногда принимаются следующие количественные пределы этих определений. Краевые углы смачивания, приближающиеся к  $0^\circ$  и  $180^\circ$ , указывают на наличие соответственно сильно гидрофильных или сильно гидрофобных условий. Краевой угол смачивания, близкий к  $90^\circ$ , свидетельствует о средних условиях смачиваемости и соответствует промежуточной смачиваемости.

На ранней стадии развития технологии разработки нефтяных месторождений обычно считали, что все отложения преимущественно гидрофильные. Такое представление кажется вполне естественным, если учитывать, что пласты-коллекторы сложены песчаниками, которые отлагались в водной среде. Нефть мигрировала в эти песчаники на поздней стадии. Следует также отметить, что большинство горных минералов осадочного происхождения в естественных условиях гидрофильны. Например, в карбонатных отложениях вода играет важную роль в развитии их пористости, а нефть и в этом случае насыщает коллектор также на поздней стадии. Однако уже в 1934 г. Наттингом было установлено, что некоторые продуктивные отложения гидрофобны.

Обширные лабораторные исследования позволили сделать вывод, что природа смачиваемости пласта-коллектора обусловлена наличием или отсутствием полярных компонентов, присутствующих в нефти в незначительных количествах. Эти полярные компоненты, по своей природе являющиеся асфальтенами, адсорбируются на поверхности горных пород и обуславливают гидрофобные свойства этих поверхностей. Действие таких полярных компонентов зависит в определенной степени от характера поверхности горной породы, а именно: сложена ли эта поверхность преимущественно кремнистыми, карбонатными или глинистыми минералами. Денекас и другие провели детальные исследования влияния нефтяных компонентов на смачиваемость горных пород.

В некоторых отложениях асфальтовые материалы так сильно адсорбированы на поверхности, что их трудно удалить путем применения обычных методов очистки керна. Примером таких отложений являются песчаники Тенслип в районе Вайоминг и песчаники Брэдфорд в Пенсильвании.

Существуют различные методики определения смачиваемости горных пород. Важнейшие из них будут рассмотрены в настоящей главе.

## Измерения краевого угла смачивания

Для получения значений смачиваемости горных пород путем измерения краевого угла смачивания необходимо иметь образец чистой пластовой нефти. Следует также знать состав поверхности горной породы. Кроме того, желательно иметь пробу пластовой воды, хотя при отсутствии последней ее минеральный состав можно определить искусственно. При измерении краевого угла смачивания выясняется, в основном, содержание в нефти поверхностно-активных веществ, которые могут обуславливать гидрофобизацию горной породы.

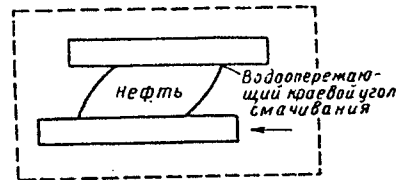
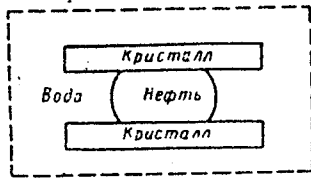


Рис. 11.2. Измерение краевого угла смачивания

Затем на твердую поверхность наносится капля пластовой нефти. На рис. 11.2 показано, как капелька нефти удерживается между двумя поверхностями кристаллов. Две пластинки перемещают так, что вода продвигается по части поверхности кристалла, которая была покрыта нефтью. Краевой угол смачивания у только что покрытой водой поверхности называется наступающим краевым углом смачивания воды и определяется как функция времени, в течение которого нефть находилась в контакте с твердой поверхностью. На типичном графике (рис. 11.3.) показано, что краевой угол смачивания увеличивается с возрастанием времени нахождения нефти в контакте с поверхностью до наступления равновесного состояния. Часто необходимы сотни или даже тысячи часов до наступления равновесного состояния. Из этого рисунка видно, что результаты измерений на раннем этапе указывают на наличие гидрофильных условий, тогда как при достижении равновесия поверхность является гидрофобной.

Главным преимуществом способа измерений краевого угла смачивания является достоверность результатов и относительная простота

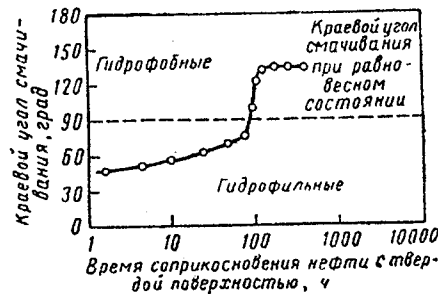


Рис. 11.3. Достижение равновесия при определении краевого угла смачивания

получения чистых образцов пластовых жидкостей по сравнению с получением чистых образцов горных пород. Недостаток этого метода заключается в длительности исследования и необходимости сохранения чистоты, а также в инерциальности системы испытания.

## Исследования образцов горных пород — методом впитывания — вытеснения

Предложено несколько способов лабораторных исследований явлений впитывания и вытеснения жидкости на образцах горных пород. Обычно для этих исследований используются образцы кернов, которые отобраны и доставлены таким образом, что их естественная смачиваемость сохраняется. В разделе II.5 рассмотрены приспособления для получения и сохранения кернов без изменения их смачиваемости.

При исследованиях для оценки смачиваемости пласта-коллектора по образцам кернов часто применяют светлый нефтепродукт и приготовленную в лаборатории соленую воду. Можно задать вопрос, отражают ли такие исследования действительную смачиваемость пластов-коллекторов, если пластовые жидкости, которые обуславливают смачиваемость, исключены из эксперимента. Фактически такие исследования имеют смысл. Как показано на рис. 11.3, определение смачиваемости коллектора требует сотен или даже тысяч часов времени для достижения адсорбционного равновесия. Аналогично, на десорбцию вещества, влияющего на смачиваемость, требуется соответственно много времени. Поэтому при применении светлого нефтепродукта и искусственно приготовленного соленого раствора смачиваемость образца горной породы можно определить быстрее. Если же образец горной породы подвергается воздействию поверхностно-активных веществ, находящихся в глинистом растворе в процессе бурения, или тщательной очистке, включающей нагревание, естественная смачиваемость может быть нарушена.

Бобек и другие предложили проводить лабораторные исследования по определению избирательной смачиваемости, т. е. определять, какая жидкость вытеснит другую из образца при капиллярной пропитке. Результаты таких исследований сравниваются с соответствующими данными, полученными по этим же образцам после их нагревания при температуре 204° С в течение 24 ч с целью удаления всех органических веществ. Данный метод количественного определения смачиваемости основан на определении относительных количеств и скоростей впитывания жидкости при этих двух исследованиях.

В работе Бобека и других рассмотрен также метод определения смачиваемости нецементированной породы. Данный метод может иметь особенно важное значение для проведения исследований на скважине. Образец рыхлого песка, взятый из тонкого пласта, наносится на предметное стекло микроскопа. Содержание нефти в песке увеличивают путем добавления чистого светлого нефтепродукта.

Затем на поверхность зерен песка наносят капельки воды и наблюдают движение жидкости. Если песок гидрофильный, вода вытеснит нефть с поверхности зерен песка. При этом образуются сферические капельки нефти. Это указывает на то, что нефть является несмачивающей фазой. Аналогичные опыты проводят для определения нефтесмачиваемости (т. е. гидрофобности).

Аммот предложил комбинированный способ исследования кернов при впитывании—вытеснении жидкости. После того как образец керна промыт водой до величины остаточной нефтенасыщенности и из него удален газ, проводят следующие операции.

1. Образец погружается в нефть (например, в керосин). После 20 ч измеряется объем воды, вытесненной в результате впитывания нефти.

2. Образец подвергается центрифугированию в керосине и затем определяется общий объем вытесненной воды.

3. Образец погружается в воду и после 20 ч замеряется объем нефти, вытесненной водой в результате впитывания последней в образец.

4. Образец подвергают центрифугированию в воде и измеряют общий объем вытесненной нефти.

Результаты исследований выражают в виде: 1) отношения объема воды, вытесненной нефтью путем впитывания, к общему объему воды, замещенной в результате впитывания нефти и центрифугирования; 2) отношения объема нефти, вытесненной водой путем впитывания, к общему объему нефти, замещенной в результате впитывания и центрифугирования. Преимущественно смачиваемые водой керны характеризуются положительными значениями коэффициента вытеснения водой и нулевым значением коэффициента вытеснения нефтью. Степень преимущественной смачиваемости водой или нефтью соответствует следующим значениям коэффициента вытеснения: сильная смачиваемость — при значениях, близких к 1; слабая смачиваемость — при значениях, близких к нулю. Этот метод считается одним из лучших для измерения характера и степени смачиваемости породы.

### Другие методы определения смачиваемости

Для определения смачиваемости водо-нефтяных систем был предложен капиллярный метод исследования. Суть этого метода состоит, по существу, в определении вида жидкости (нефти или воды), которая будет вытеснена одна другой при впитывании из стеклянного капилляра. Основным недостатком данного метода является допущение, что свойства стеклянной поверхности капилляра и коллектора одинаковы. Характеристика смачиваемости образца горной породы по Слободу и Бламу определяется по числу смачиваемости и кажущемуся краевому углу смачивания. Значения этих параметров определяются при проведении двух исследований капиллярным методом: при первом исследовании вытесняется вода

нефтью, а при втором — нефть воздухом. В каждом из экспериментов замеряется давление, необходимое для начала вытеснения; межфазное натяжение на границах раздела вода—нефть и воздух—нефть (т. е. поверхностное натяжение нефти). Этот метод не нашел широкого применения.

Для определения частей поверхности горных пород, которые являются преимущественно гидрофильными или гидрофобными, Брауном и Фаттом был предложен метод ядерно-магнитной релаксации. Образец горной породы сначала подвергается воздействию сильного магнитного поля, а затем — значительно более слабого магнитного поля. После этого измеряется скорость магнитной релаксации, т. е. скорость, с которой теряется первоначально приобретенный магнетизм. По специально подготовленным образцам, содержащим определенную смесь гидрофобных и гидрофильных песков, наблюдалась линейная зависимость между скоростью релаксации и размером гидрофобной поверхности. Для проведения измерений требуется специальное оборудование, которого обычно нет в нефтяных лабораториях. В литературе не встречается сведений о том, применяется ли на практике этот метод.

Холбрук и Бишард предложили метод определения относительной водосмачиваемости образцов керна, основанный на следующем наблюдавшемся эффекте: поверхность горной породы, смоченной водой, которая таким образом считается гидрофильной, адсорбирует из раствора метиленовую синьку (водорастворимый краситель). При этом поверхность, покрытая нефтью, не обладает таким свойством. Сравнение адсорбционной способности испытываемого образца с таковой для образца соседней горной породы, подвергнутого экстрагированию в хлороформе и в метаноле, позволяет определить степень смачиваемости исследуемого образца. Все указанные исследования были выполнены на искусственных образцах, и применимость этой методики к естественным горным породам пока еще не доказана.

Еще в 1939 г. Беннером и другими было показано, что смачиваемость горных пород влияет на коэффициент вытеснения нефти. Впоследствии было установлено, что на относительную проницаемость горных пород, замеренную в лаборатории, влияет смачиваемость образцов. Влияние смачиваемости на относительную проницаемость будет рассмотрено в разделе II.4.

Рассмотрим влияние смачиваемости на распределение жидкостей в поровом пространстве горных пород.

### II.2. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ФЛЮИДОВ

Распределение нефти, газа и воды в поровом пространстве горных пород на первых порах оценивалось по результатам, полученным при лабораторных исследованиях движения флюидов.

В 1949 и 1950 гг. было начато изучение распределения флюидов в поровом пространстве и его изменения в процессе заводнения. Первое такое исследование провели в Оклахомском университете

(проект 47В Американского нефтяного института). На модели пласта, представленной пористой средой (шарики, помещенные между двумя прозрачными плоскими пластинами) из синтетического материала, был изучен характер микроскопического движения флюида — воды и отфильтрованной нефти. При этом наблюдалось и фотографировалось совместное течение нефти и воды через искусственные поры, и таким образом получена картина их движения.

По микрофотографиям можно было наблюдать, что в поровых каналах вода и нефть движутся как две разделенные фазы, т. е. каждая жидкость движется по своей системе связанных каналов. Диаметры каналов изменяются от величины диаметра одного зерна до многих зерен. Они ограничены как поверхностями раздела двух

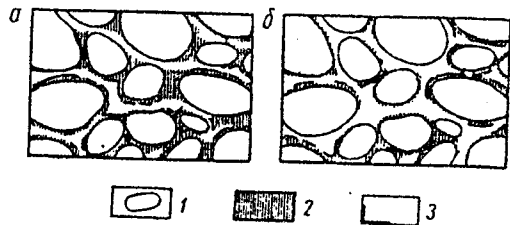


Рис. 11.4. Движение потоков жидкости (несмачивающая жидкость вытесняет смачивающую):

а — вскоре после прорыва воды; б — позже, при заводнении; 1 — зерно песка; 2 — смачивающая жидкость; 3 — несмачивающая жидкость

жидкостей, так и поверхностями раздела жидкость—твердое тело и беспорядочно извиваются в пористой среде.

С изменением нефтенасыщенности меняется геометрия каналов потока: с ростом этого параметра наблюдалось общее увеличение количества нефтепроводящих каналов и, соответственно, сокращалось количество каналов, по которым двигалась вода. Отмечалась тенденция каналов сохранять свое положение. В пределах любого канала наблюдались ламинарные потоки, при этом полностью отсутствовало турбулентное течение, несмотря на извилистый характер путей движения флюидов.

Были проведены исследования для определения остаточной нефтенасыщенности после процесса заводнения. Наибольшее ее значение наблюдалось в больших объемах породы с широким фракционным составом зерен. В пласте почти всегда отмечалось наличие небольших участков с остаточной нефтью.

Исследования распределения флюидов в пористой среде проводились компанией «Амоко Продакшн». Зерна песка укладывались в цилиндрическую трубку. Смачиваемая фаза была представлена металлом Вуда, несмачиваемая — цветным пластиком. На каждом этапе насыщения металл Вуда и цветной пластик жестко закрепля-

лись в керне. По мере снятия верхнего слоя осуществлялось фотографирование при увеличении. Таким образом, когда фотографии демонстрировались на экране со скоростью движения флюидов, получали наглядное изображение в трех измерениях.

На рис. 11.4 показан характер течения в пористой среде при различных стадиях заводнения. Каждая жидкость — смачивающая и несмачивающая — движется по своим порам, но при этом в каждой поре содержится некоторое количество смачивающей жидкости. С увеличением насыщенности несмачивающей фазой большее количество пор почти полностью заполняется несмачивающей жидкостью.

При заводнении в условиях преимущественно гидрофильного пласта (рис. 11.5) в частях коллектора, не подвергнутых воздействию

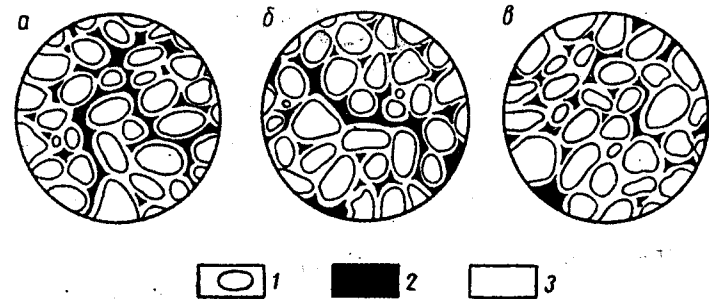


Рис. 11.5. Распределение жидкостей при заводнении в гидрофильном пласте;

1 — зерно песка; 2 — нефть; 3 — вода; а — начальная стадия движения; б — средняя стадия движения; в — после промывания водой

заводнением, вода в виде пленки покрывает зерна песка. Оставшаяся часть порового пространства полностью насыщена нефтью. В тех зонах, где отмечается совместное течение воды и нефти, некоторое количество нефти содержится в сообщающихся перекрытых каналах, а остальная ее часть (изолированная) представляет собой глобулы, окруженные водой. К концу заводнения в пласте находится только изолированная часть нефти.

На рис. 11.6 показана аналогичная картина процесса заводнения первоначально нефтенасыщенной гидрофобной породы. Как только несмачивающая фаза (в данном случае, вода) проникает в горную породу, прежде всего будут образовываться извилистые связанные каналы потока, проходящие через самые крупные поры. По мере закачки вода проникает в более мелкие поры, которые, соединяясь, образуют другую систему связанных каналов. При образовании достаточного количества каналов, которые обеспечивают прохождение почти неограниченного потока воды, движение нефти практически прекращается. Остаточная нефтенасыщенность в этом случае связана с нахождением нефти в маленьких каналах и в виде пленки в больших каналах, заполненных водой.



Из рис. II.5 и II.6 видим, что распределение смачивающей или несмачивающей фазы в поровом пространстве зависит не только от насыщенности этой фазой, но также и от характера изменения насыщенности. Направление изменения насыщенности определяется двумя терминами: «дренирование» относится к потоку, в котором происходит уменьшение насыщенности смачивающей фазой, «впитывание» относится к потоку, увеличивающему насыщенность смачивающей фазой. Например, заводнение преимущественно гидрофильной породы представляет собой процесс впитывания, когда как заводнение гидрофобного пласта является процессом дренирования. Так как смачиваемость и направление изменения насыщенности

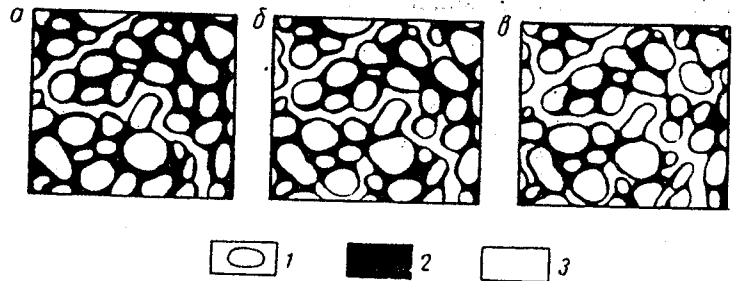


Рис. II.6. Распределение жидкостей при заводнении в гидрофобном пласте:

1 — зерно песка; 2 — нефть; 3 — вода; а — начальная стадия; б — средняя стадия; в — рациональный предел промывания

влияют на распределение флюидов, следует ожидать, что эти факторы также влияют на характер кривых капиллярного давления и относительной проницаемости.

### II.3. КАПИЛЛЯРНОЕ ДАВЛЕНИЕ

У большинства инженеров первое упоминание о капиллярном давлении ассоциируется с обычным опытом по физике, в котором капиллярная трубка опускается в сосуд с водой, и вода поднимается в трубке. Колхаун истолковал эти эксперименты и объяснил сущность капиллярного давления. Определим капиллярное давление в пористой среде как разность давлений между двумя несмешиваемыми жидкостями, отделенными поверхностью раздела, одна из которых обладает преимущественной смачиваемостью поверхности горной породы по сравнению с другой жидкостью.

В научной литературе капиллярное давление обычно является положительной величиной и выражается как разность давлений в несмачивающей и смачивающей фазах. В разделе II.1 мы отмечали, что горные породы могут быть либо преимущественно гидрофобными, либо гидрофильными. Определим капиллярное давление системы

нефть — вода как разность давлений в нефтяной и водной фазах:

$$P_k = P_n - P_v. \quad (II.2)$$

В зависимости от характера смачиваемости флюида капиллярное давление может быть положительным или отрицательным.

При рассмотрении капиллярного давления системы газ — вода мы определим его как разность давлений в газовой и водной фазах:

$$P_k = P_r - P_v. \quad (II.3)$$

В разделе II.2 отмечено, что распределение флюидов в пористой среде с заданной смачиваемостью зависит от направления изменения насыщенности порового пространства. Термин «гистерезис» применяется для характеристики различий в свойствах горных пород, зависящих от направления изменения насыщенности.

Леверетт в 1941 г. привел первые данные по изменению капиллярного давления в несцементированных песках в процессе дренирования воды, а также в процессе впитывания. В других работах также

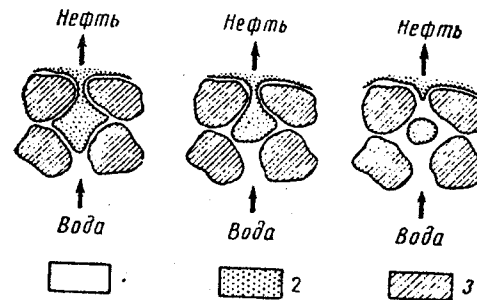


Рис. II.8. Схема процесса пропитки (вытеснение нефти водой в гидрофильном песке;  $\theta_c = 0^\circ$ ):

1 — вода; 2 — нефть; 3 — порода

были приведены данные, характеризующие капиллярное давление, возникающее в процессе дренирования и впитывания. Идеализированная схема изменения распределения флюидов в процессах дренирования и впитывания показана соответственно на рис. II.7 и II.8.

По всей вероятности, наиболее тщательное изучение свойств капиллярного давления системы нефть — вода было выполнено Киллинсом и другими. Капиллярное

давление системы нефть — вода было определено для сцементированных песчаников дважды: для гидрофильных и гидрофобных условий. На рис. II.9 приведены кривые капиллярного давления для явно выраженного гидрофильного образца песчаника Венауго. Следует отметить, что давление в нефтяной фазе должно превышать

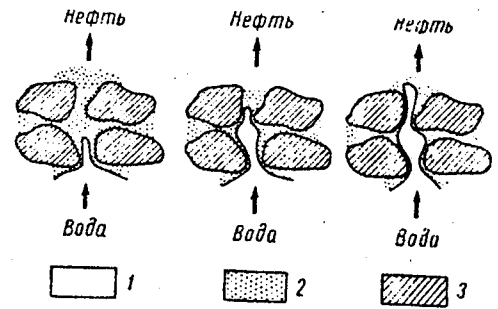


Рис. II.7. Схема дренирования (вытеснение нефти водой в гидрофобном песке):

1 — вода; 2 — нефть; 3 — порода



как нефть проникнет в первоначально водонасыщенную породу. Начальным давлением обычно называют пороговое давление, или давление насыщения. Величина давления определяется степенью смачиваемости горной породы, поверхностным натяжением на границе раздела нефть—вода и диаметром наибольших пор, расположенных на наружной части образца породы. Высокое давление вытеснения свидетельствует о сильной степени смачиваемости или о небольшом размере пор или о том и другом, вместе взятых. Величина наклона кривой капиллярного давления, построенная по данным, полученным в процессе дренирования, является хорошим качественным показателем диапазона распределения размера пор. Более пологая или близкая к горизонтальной кривая капиллярного давления соответствует более однородному размеру пор в горной породе. Кривая капиллярного давле-

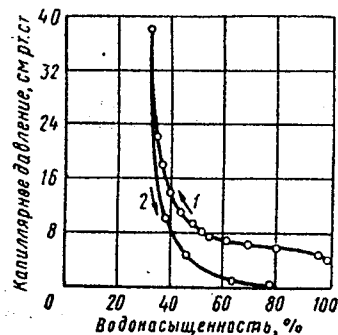


Рис. II.9. Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности для сильно гидрофильной породы ( $k = 28,2$  мД).

1 — дренирование; 2 — впитывание

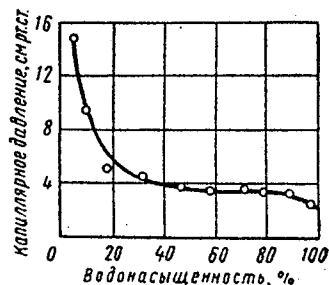


Рис. II.10. Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности, полученная в процессе дренирования образца, сложенного стеклянными шариками почти одинаковых размеров

ния в процессе впитывания заметно более пологая (рис. II.10), чем для сцементированных песчаников Венанго (см. рис. II.9).

В конце периода дренирования было осуществлено впитывание смачиваемой фазы. (Заметьте гистерезис на кривых капиллярного давления). Кривая впитывания на рис. II.9 отражает водонасыщенность в конце процесса, когда уже было заполнено примерно 78% порового пространства.

На рис. II.11 показаны кривые зависимости капиллярного давления от нефтенасыщенности для процесса дренирования и впитывания в сильно гидрофобном образце песчаника Тенслип. Хотя вертикальные координаты имеют противоположные знаки, обусловленные различной смачиваемостью, отмечается сходство кривых дренирования и впитывания, показанных на рис. II.9 и II.11.

Сравним свойства образцов горных пород, имеющих сильно выраженную смачиваемость (рис. II.12), с показателями капиллярного давления образцов песчаников Берса, характеризующихся

промежуточными значениями смачиваемости. По значениям капиллярного давления дренирования мы можем установить, что образец умеренно гидрофильный. Это определяется по отрицательной величине порового капиллярного давления, или давления вытеснения. В конце цикла дренирования (кривая 1) образец горной породы самопроизвольно впитывает воду (до капиллярного давления, равного нулю), достигая 55% водонасыщенности (кривая 2). При положительном капиллярном давлении и при воздействии положительного давления воды водонасыщенность увеличивается до максимального ее значения (88%, кривая 3). В таком случае с увеличением давления воды насыщенность не изменяется.

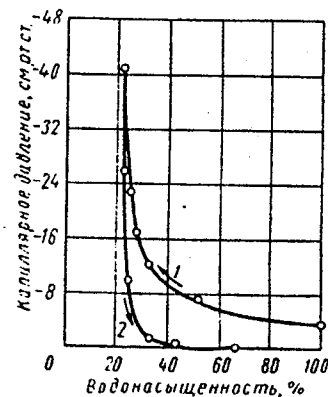


Рис. II.11. Зависимость капиллярного давления от нефтенасыщенности

1 — дренирование; 2 — впитывание

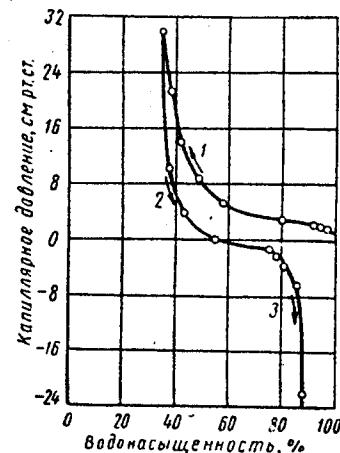


Рис. II.12. Зависимость капиллярного давления системы нефть—вода с промежуточной смачиваемостью от водонасыщенности (жесткий песчаник Берса;  $k = 1,84 \cdot 3$  мД)

К сожалению, трудно определить величину капиллярного давления системы вода—нефть, и поэтому его значение измеряют редко. Обычно определяют значения капиллярного давления системы воздух — соленый раствор. При этих исследованиях образец зерна, освобожденный от пластовых флюидов, полностью насыщается соленым раствором, а затем при помощи воздуха уменьшается водонасыщенность породы. Типичная кривая капиллярного давления системы воздух — соленый раствор показана на рис. II.13.

Многие инженеры по кривой капиллярного давления системы воздух — соленый раствор определяют количество связанной воды в пласте-коллекторе. Такой метод основан на том, что нефтенасыщенные пласты первоначально были заполнены водой и только в дальнейшем нефть мигрировала в пласт, вытеснив воду. Таким образом, этот процесс можно проследить по кривой капиллярного давления системы воздух — соленый раствор. Максимальная величина

водонасыщенности, полученная по кривой капиллярного давления, или насыщенность при капиллярном давлении, соответствующем верхнему пределу, т. е. зоне пласта, расположенной над водо-нефтяным контактом, принимается за насыщенность связанной водой пласта-коллектора.

Однако чаще всего применение кривых капиллярного давления системы воздух — соленый раствор приводит к ошибочной оценке содержания связанной воды в пласте. При этом неявно предполагается, что пласт-коллектор смачивается водой в присутствии нефти до такой же степени, как очищенный образец горной породы смачивается водой в присутствии воздуха. Очевидно, это предположение является ошибочным, когда пласт гидрофобный или промежуточной

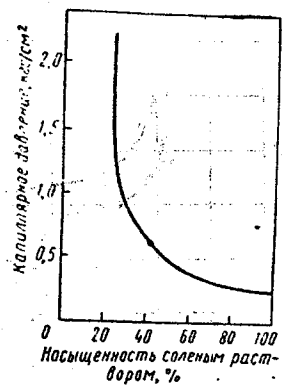


Рис. 11.13. Зависимость капиллярного давления от насыщенности соленым раствором в процессе дренирования системы воздух — соленый раствор

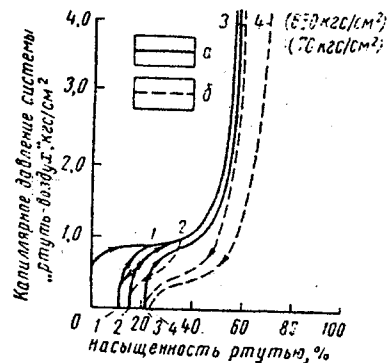


Рис. 11.14. Зависимость капиллярного давления от насыщенности ртутью для системы воздух — ртуть для хорошо отсортированного песка.

а — пагнетание; б — впитывание ( $k = 423 \text{ мД}$ )

смачиваемости, так как соленый раствор сильно смачивает большую часть очищенной горной породы в присутствии воздуха. Поэтому кривые капиллярного давления системы воздух — соленый раствор можно применять только для сильно гидрофильных пластов.

Часто кривую капиллярного давления получают другой формы в результате закачки ртути в чистый сухой образец горной породы. Так как ртуть не смачивает поверхность горной породы, кривая имеет вид, характерный для дренирования. Преимуществом применения ртути для пагнетания является то, что при таком исследовании могут быть испытаны образцы горной породы неправильной формы, как, например, кусочки шлама или образцы, полученные боковым грунтоносом. На рис. 11.14 показана кривая капиллярного давления системы воздух — ртуть для хорошо отсортированного песка. Как отмечается в одной из последних работ Никелла и других, данные по капиллярному давлению системы воздух — ртуть отражают распределение флюидов в системах вода — нефть только при наличии

сильно выраженной смачиваемости. Браун установил, что значения капиллярного давления системы газ — нефть будут соответствовать величинам капиллярного давления, полученным при пагнетании ртути, если соблюдается соответствующий критерий подобия.

Роуз и Брюс для сопоставления данных капиллярного давления предложили функции капиллярного давления Леверетта. Так как эти данные отражают распределение размеров пор, радиус наибольшей поры, смачиваемость и межфазное натяжение двух флюидов, то их можно представить в виде так называемой функции  $J$ , где

$$J(S_w) = \frac{P_{кв}}{\sigma_{нн} \cos \theta_k} \sqrt{\frac{k}{m}}, \quad (11.4)$$

где  $S_w$  — водонасыщенность.

Браун показал, что применение функции  $J$  оправдывается при сопоставлении данных капиллярного давления по многим образцам зерна, взятым из известняка Эдвард на месторождении Джордантон в юго-западном Техасе. Однако Браун отмечает, что применение данной функции ограничивается определенными литологическими разностями в пределах указанных отложений.

#### 11.4. ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Относительная проницаемость характеризует способность поровой системы пропускать один флюид при наличии в ней другого или нескольких флюидов. Эти свойства потока являются суммарным эффектом геометрии порового пространства, смачиваемости, распределения флюидов и истории насыщения горной породы.

Относительная проницаемость выше определена как эффективная проницаемость для определенного флюида, отнесенная к некоторой базовой проницаемости. Обычно применяют одну из трех различных базовых проницаемостей: 1) абсолютную по воздуху; 2) абсолютную по воде; 3) проницаемость по нефти при пластовом насыщении связанной водой. Третья базовая проницаемость и будет применяться повсюду в этой монографии и, следовательно, относительная проницаемость для нефти при насыщенности связанной водой равна 1,0, или 100%.

В связи с тем, что процесс насыщения влияет на распределение флюидов и обуславливает эффект гистерезиса капиллярного давления, следует ожидать аналогичный эффект гистерезиса в значениях относительной проницаемости при дренировании и впитывании.

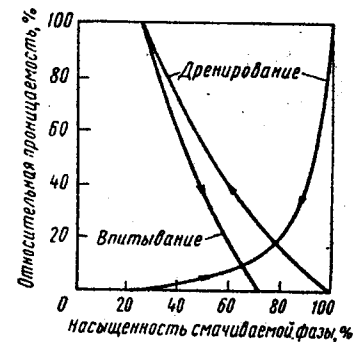


Рис. 11.15. Зависимость относительной проницаемости от насыщенности смачиваемой фазы при дренировании и впитывании

1%

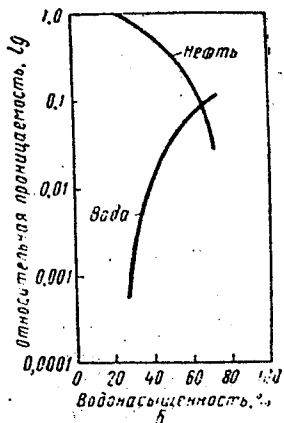
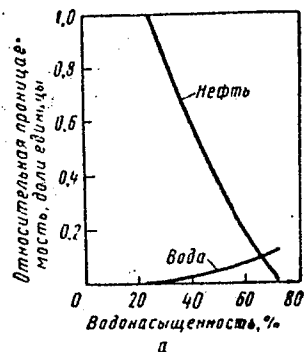


Рис. II.16. Типичные характеристики относительных проницаемостей системы вода — нефть для сильно гидрофильной породы.

а — арифметическая система координат; б — полулогарифмическая система координат

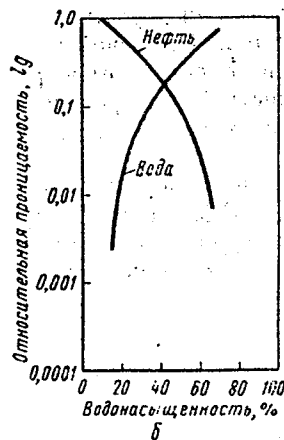
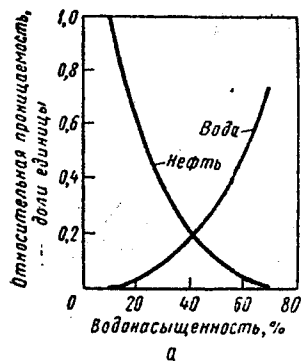


Рис. II.17. Зависимость относительной проницаемости от водонасыщенности системы вода — нефть для сильно гидрофобной породы.

а — арифметическая система координат; б — полулогарифмическая система координат

На рис. II.15 показана серия типичных кривых зависимости относительной проницаемости от насыщенности при дренажном и впитывании в зависимости от насыщенности смачивающей фазы. Заметим, что относительная проницаемость по смачивающей фазе является функцией только ее собственной насыщенности. Это означает, что при впитывании кривые проницаемости по смачивающей фазе повторяют кривые, полученные в процессе дренажирования при максимальной насыщенности смачивающей фазой (т. е. насыщенности, соответствующей нулевой проницаемости для нефти). Это явление отмечается в системах с сильно выраженной смачиваемостью. Однако несмачивающая фаза имеет более низкую относительную проницаемость при любой насыщенности в процессе впитывания по сравнению с проницаемостью при той же насыщенности в процессе дренажирования.

Типичные кривые относительной проницаемости для системы вода — нефть соответственно для гидрофильных и гидрофобных пластов приведены на рис. II.16 и II.17. Различия в свойствах потоков, которые свидетельствуют о различной смачиваемости, можно представить следующим образом.

|   | Гидрофильная среда                     | Гидрофобная среда                   |
|---|--|-------------------------------------|
| Насыщенность связанной воды   | Обычно больше 20—25% (порового объема) | Обычно меньше 15%, часто меньше 10% |
| Насыщенность, при которой относительные проницаемости для воды и для нефти одинаковы                | Водонасыщенность больше 50%            | Водонасыщенность меньше 50%         |
| Относительная проницаемость для воды при максимальной водонасыщенности, т. е. при полном заводнении | Обычно меньше 30%                      | Больше 50%, приближается к 100%     |

Было определено, что для горной породы с промежуточными значениями смачиваемости характерны показатели как гидрофильных, так и гидрофобных пластов. Исследователи, которые многократно определяли свойства водонефтяных потоков, могли убедиться, что большинство пластов имеют промежуточную смачиваемость, т. е. не обладают преимущественной смачиваемостью ни нефтью, ни водой. При определении в лабораторных условиях значений относительных проницаемостей для воды и нефти следует помнить, что свойства потока только тогда отражают истинную картину, когда сохранена смачиваемость, соответствующая данному пласту. Таким образом, существенным фактором в получении достоверных значений относительных проницаемостей является правильное обращение с образцами кернов, обеспечивающее сохранение естественной смачиваемости от момента отбора их из пласта до помещения в аппарат при лабораторных исследованиях.

## 11.5. ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ КЕРНЫ

Применение термина «естественный» в данном разделе означает, что образец горной породы сохраняет естественную смачиваемость, а часто и насыщенность пластовыми флюидами при транспортировке из пласта в лабораторию. Понятие «искусственный керн» применяется в том случае, когда образцы керна, очищенные и высушенные, затем восстанавливаются по насыщенности и смачиваемости до значений, существующих в пласте. Для восстановления пластовых значений смачиваемости и насыщенности требуется независимое измерение их значений. С другой стороны, если существует уверенность, что при отборе керна, его транспортировке и хранении смачиваемость образцов не изменяется, то можно не иметь специальных данных о смачиваемости пород пласта. Более желательно иметь правильно сохраненные естественные образцы керна.

Бобек и другие в 1958 г. провели детальное изучение влияния промысловых жидкостей при отборе керна и условий его хранения на изменение смачиваемости горных пород. Они установили, что вследствие длительного контакта естественно-гидрофильных пород с фильтратом глинистых растворов, приготовленных на нефтяной и нефтеэмульсионной основе, может измениться смачиваемость этих пород до нейтральной или гидрофобной. Растворы, приготовленные на водной основе, также влияют на смачиваемость образцов горных пород. Наименьшее воздействие оказывают бентонитовые растворы с нейтральным или кислотным потенциалом pH. В любом случае рекомендуется применять глинистый раствор с низкой водоотдачей и минимальным содержанием поверхностно-активных веществ.

Еще в первых исследованиях Ричардсон и другие отмечали, что контакт образцов керна с воздухом приводит к завышенным значениям остаточной водонасыщенности при лабораторных исследованиях по сравнению с результатами, полученными на свежих образцах. Кроме того, остаточная водонасыщенность для образцов керна, подвергнутых экстрагированию растворителями, будет более высокой по сравнению с неэкстрагированными свежими образцами кернов. Манген отмечает, что естественно гидрофобные горные породы становятся преимущественно гидрофильными, если они имели контакт с воздухом в течение недели. Общеизвестно, что контакт образцов с кислородом воздуха может сильно влиять на смачиваемость горной породы. Поэтому образцы керна необходимо защищать от действия кислородом.

Предложены два способа упаковки образцов горных пород:

1. Образцы керна погружают в пластовую жидкость или в раствор, содержащийся в стальных или пластмассовых трубках, плотно запечатанных во избежание утечки содержимого и проникновения кислорода.

2. Образцы упаковывают в полиэтиленовую пленку, покрытую алюминиевой фольгой, и покрывают ее парафином или пластиком.

Указанными способами образцы защищаются как от высыхания, так и от проникновения кислорода. Последний способ сохранения с образцов предпочтителен, так как более прост.

Другими исследователями дано описание лабораторных условий, которые необходимо соблюдать при проведении испытаний с этими защищенными образцами. При лабораторных исследованиях рекомендуется применять пластовую нефть, а относительную проницаемость предлагается определять при пластовой температуре и давлении.

Применение искусственных кернов (с воспроизведенными пластовыми условиями) обычно ограничивается породами, которые известны как сильно гидрофобные или гидрофильные, поскольку почти невозможно восстановить образцы кернов до какой-нибудь определенной промежуточной смачиваемости. Для образцов, которые по данным измерений краевого угла смачивания или по результатам испытаний, проведенных непосредственно на скважине, должны быть сильно гидрофильными, рекомендуется следующая методика работ: 1) насытить образец керна водой; 2) вытеснить часть этой воды очищенной нефтью до получения насыщенности связанной водой, подобной насыщенности пластовой воды; 3) определить относительную проницаемость.

Обширные лабораторные исследования показали, что связанная пластовая вода в гидрофобных породах содержится в виде крошечных капелек в мелких порах пласта. Эти водяные глобулы не участвуют в процессе вытеснения нефти нагнетаемой водой. Такие выводы были сделаны на основании следующих обобщений результатов исследований естественных образцов гидрофобных пород.

1. Проницаемость для нефти при наличии в породе связанной воды очень близка к значениям проницаемости, полученным по образцам, полностью насыщенным нефтью.

2. Значения относительных проницаемостей для воды и нефти при близкой насыщенности нагнетаемой водой не зависят от наличия связанной воды.

Пока еще невозможно воссоздать величину и распределение насыщенности связанной водой в гидрофобных породах. Поэтому для таких пород рекомендуется следующий метод исследования: полностью насытить образцы нефтью, после чего провести исследование в водо-нефтяном потоке.

## 11.6. МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ СВОЙСТВ ВОДО-НЕФТЯНЫХ ПОТОКОВ

Свойства водо-нефтяных потоков в продуктивных пластах обычно используются для расчета нефтеотдачи, которая может быть получена при заводнении единицы объема пласта. Желательно также иметь данные по относительной проницаемости для воды в промытой части пласта, а отсюда и возможную приемистость воды. Лабораторные испытания по заводнению являются начальным этапом получения этих данных.

## Лабораторные испытания по заводнению

Испытания по заводнению обычно проводят на образцах кернов с цилиндрическими отверстиями, через которые прокачивается вода. Исследования проводят на образцах кернов, полученных при бурении с раствором, затворенным на нефтяной основе, или на образцах с воспроизведенным содержанием воды и нефти, соответствующим пластовому. Обычный способ проведения испытания заключается в следующем. По центральной оси цилиндрического образца керна сверлят отверстие диаметром около 6 мм, длина которого составляет примерно 90% длины образца. Затем образец помещают в установку для заводнения таким образом, чтобы вода нагнеталась в центральное отверстие, а нефть и вода собирались бы через внешнюю поверхность образца породы. Периодически следует определять накопленную добычу нефти и воды за фиксируемый промежуток времени. Обычно при испытании создают депрессию, равную  $0,7 \text{ кгс/см}^2$ . Однако при исследовании низкопроницаемых образцов керна депрессия может быть равна  $7 \text{ кгс/см}^2$  и более. Температура образца регулируется электрическим нагревателем, поддерживающим ее пластовое значение, так что вязкость нефти в образце соответствует пластовым условиям. Испытания проводят до получения незначительного притока нефти или весьма большого значения водо-нефтяного фактора. Остаточную нефтенасыщенность в конце испытания определяют путем экстрагирования образца породы или маленького отделенного от него куска керна.

По результатам испытаний можно определить как остаточную нефтенасыщенность в конце заводнения, так и объем нагнетаемой воды, необходимый для получения соответствующей нефтеотдачи. Часто получают дополнительную информацию: величину депрессии, необходимой для эффективного вытеснения, наличие вала вытесняемой нефти, значение относительной проницаемости для нефти в пределах этой зоны, а также относительной проницаемости для воды в промытых участках пласта-коллектора.

По мере развития технологии разработки становится очевидным, что ограниченные данные по остаточной нефтенасыщенности не будут удовлетворять при составлении надежных инженерных прогнозов в процессе заводнения. Широкое применение теории фронтального вытеснения Баклея—Левретта привело к еще большей необходимости расширения наших знаний в области изучения зависимостей относительных проницаемостей от насыщенности.

### Испытания при установившемся режиме

Одним из наиболее важных параметров, которые необходимо знать инженеру по заводнению, являются относительные проницаемости пористой среды для воды и нефти. При правильном определении значений этих параметров получают характер комплексного

влияния на величину проницаемости геометрии порового пространства, смачиваемости, распределения флюидов и насыщенности.

В конце 40-х и начале 50-х гг. многие исследовательские организации предпринимали усилия для выяснения влияния многих факторов на значение относительной проницаемости. Задача заключалась в создании простой и приемлемой методики экспериментального исследования для получения этих характеристик течения. Представляло интерес определение относительных проницаемостей как для системы газ—нефть, так и для системы вода—нефть. Поэтому мы кратко рассмотрим общие вопросы методики определения относительной проницаемости.

Метод измерения относительной проницаемости в основном включает определение скорости течения нефти, воды или газа при известной насыщенности жидкостями и заданной депрессии. На основании этих исследований могут быть рассчитаны значения относительных проницаемостей для флюидов.

Ряд исследователей предложили методику, с помощью которой определяется насыщенность флюидом и измеряются соответствующие относительные проницаемости. К ним относятся методы Хасслера, Цеппа, Хаффорда и другие. Многие из этих методов тесно связаны между собой и указывают на стремление исключить влияние входных и выходных концевых эффектов, которые проявляются в градиентах насыщенности. Ричардсон и другие отмечают, что концевые эффекты могут быть исключены, а применение указанных методик определения относительных проницаемостей позволяет получить достоверные результаты. В процессе проведения исследований были замерены показатели концевых эффектов и установлено, что их значения согласуются с данными исследований Элкинса.

Джеффен и другие определили, что если увеличить градиенты давлений в испытываемом образце, то концевые эффекты могут быть устранены. При дальнейших исследованиях было отмечено, что значения относительных проницаемостей в процессе дренирования не зависят от скорости потока до тех пор, пока скорость не достигает высоких значений, при которых возникают инерционные эффекты. Другие исследования подтверждают, что лабораторные определения относительных проницаемостей не зависят от скорости потока при условии, что градиент давления в образце керна не вызывается граничными эффектами. Более того, было установлено, что значения относительных проницаемостей не зависят от вязкостей флюидов. Однако, так как относительные проницаемости зависят от направления изменения насыщения, направление изменения насыщения при лабораторных исследованиях должно соответствовать пластовым условиям. Общим методом для указанных способов исследования является так называемый метод установившегося режима. По этому методу исследования при определении свойств водо-нефтяных потоков вода и нефть прокачиваются одновременно при постоянном их соотношении. В процессе течения флюидов замеряют депрессию и на основании этих данных определяют относительные проницаемости.

для воды и нефти. После того как насыщенность флюидами в испытываемом керне достигнет равновесия, определяют насыщенность путем взвешивания или измерения электрического сопротивления.

#### Методика испытания при режиме вытеснения

В 1952 г. Уэлдж предложил новый метод определения значений относительных проницаемостей образцов горных пород по способу вытеснения газом или водой, нагнетаемым извне. Применив уравнение Баклея—Леверетта для фронтального вытеснения, Уэлдж предложил следующую зависимость:

$$\bar{S}_v - \bar{S}_{v2} = Q_3 f_{n2} \quad (II.5)$$

где  $\bar{S}_v$  — средняя насыщенность вытесняющей фазы в долях порового объема;  $\bar{S}_{v2}$  — насыщенность вытесняющей фазы на выходном конце испытываемого образца в долях порового объема;  $Q_3$  — объем пор, заполненных суммарным количеством закачанного флюида (безразмерная величина);  $f_{n2}$  — доля нефти в выходящем потоке в долях суммарного объема выходящей жидкости.

В этом уравнении разность между средней насыщенностью и насыщенностью в конце эксплуатации связана с суммарным объемом закачанного флюида и добываемым количеством нефти. Практически значения величин  $\bar{S}_v$ ,  $Q_3$  и  $f_{n2}$  можно определить в любое время на основании анализа данных опыта по заводнению. Насыщенность на выходном сечении керна  $S_{n2}$  может быть рассчитана по уравнению (II.5). По экспериментальным данным также можно определить водо-нефтяной и газо-нефтяной факторы и соответствующее отношение относительных проницаемостей. Это отношение относительных проницаемостей затем может быть связано с соответствующей насыщенностью на выходном сечении керна. Недостатком этого метода в том виде, в каком он был предложен, было то, что представлялось возможным получить только отношение относительных проницаемостей, а не отдельные их значения.

Стюарт и другие показали, что применение методики Уэлджа при вытеснении газом, нагнетаемым извне, дает такие же значения относительных проницаемостей, как и при режиме растворенного газа, который характеризуется отсутствием градиента насыщенности. Оуэнс и другие доказали, что коэффициенты относительных проницаемостей, полученные по методике Уэлджа, согласуются с данными испытаний при установившемся режиме.

В 1952 г. Джонсон и другие предложили математический способ определения отдельных значений относительной проницаемости на основании лабораторных испытаний при установившемся режиме. Для подтверждения своего способа авторы показали прекрасную согласованность значений относительных проницаемостей, рассчитанных их методом, и проницаемостей, полученных по этим же образцам горных пород испытаниями при установившемся режиме.

Преимуществом методики вытеснения является ее простота и возможность быстрого получения результатов. Однако эта методика имеет ряд серьезных ограничений при определении свойств водо-нефтяных потоков. Эти ограничения возникают по двум причинам, которые обычно проявляются при исследовании: 1) для того, чтобы исключить влияние выходных конечных эффектов в процессе испытаний градиенты давлений часто принимают равными 3,5 кгс/см<sup>2</sup> и выше; 2) обычно применяют вязкие нефти, чтобы можно было получить значения относительных проницаемостей в максимальном диапазоне изменения насыщенности. Как следствие этих двух условий преимущественно гидрофильная пористая среда часто проявляет себя как гидрофобная при вытеснении нагнетанием воды извне. Когда поры первоначально заполнены вязкой нефтью, вытеснение происходит при такой скорости, что не может проявиться естественная смачиваемость водой горной породы, имеющая место в равновесных условиях пласта. Универсального средства для избавления от этого не существует. Методика вытеснения для определения характеристик водо-нефтяных течений не рекомендуется при преимущественно гидрофильных горных породах. Если нет сведений о естественной смачиваемости, значения относительных проницаемостей, полученные таким методом, всегда должны применяться с осторожностью.

В течение ряда лет неоднократно обсуждался вопрос о влиянии межфазного натяжения на границе раздела вода—нефть на лабораторные измерения характеристик течений в пористой среде. Общее мнение заключается в том, что натяжение на границе раздела фаз должно быть уменьшено до 1,1 дин/см или ниже до значения, при котором возникает значительное уменьшение остаточной нефтенасыщенности. Как известно, обычно натяжение на границе раздела вода—нефть изменяется от ~23 до 30 дин/см, т. е. оно находится значительно выше такого уровня, при котором может оказывать влияние на остаточную нефтенасыщенность.

Фатт определил также, что горное давление не влияет на лабораторные определения значений относительных проницаемостей, а сказывается только на удельной проницаемости. Маклатчи и др. опубликовали данные о влиянии горного давления на проницаемость песчаников.

#### Определение относительной проницаемости другими способами

Бердайн впервые предложил использовать сведения о распределении пор по размерам для расчета значений проницаемости пористой среды. Другие исследователи также работали в этой области, изучая капиллярное давление и особенности относительных проницаемостей связанных капилляров, и установили, что они подобны свойствам пористой среды горных пород. Небольшие успехи были достигнуты при применении данных по распределению размера пор для расчета значений относительных проницаемостей пластов-

ект ] по ] что ] сп ] требует сведения о свойствах смачиваемости пород, превышающих те, что известны. Был также предложен способ определения характеристик водо-нефтяных течений по данным капиллярного давления, измеренного на ртути, но, по-видимому, его применение ограничено только породами с сильно выраженной смачиваемостью.

Предложен расчет относительных проницаемостей по измерениям электрического сопротивления, однако этот метод применяется также ограниченно.

### Усреднение значения относительных проницаемостей

Каждый инженер-производственник, работающий в области разработки нефтяных месторождений, встречается со множеством лабораторных определений относительных проницаемостей, все они

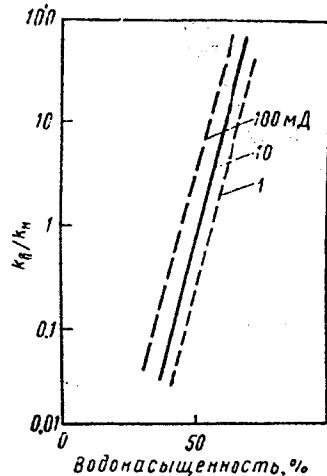


Рис. II.18. Зависимость проницаемости от водонасыщенности в преимущественно гидрофильном пласте

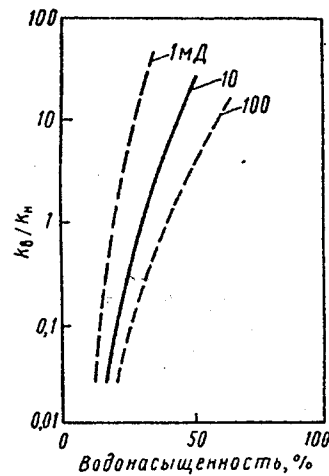


Рис. II.19. Зависимость проницаемости от водонасыщенности в преимущественно гидрофобном пласте.

различны даже для одного интересующего его пласта. Иногда он находит, что характеристики потока, по-видимому, зависят от проницаемости образца. На рис. II.18 и II.19 показано, с какими особенностями можно встретиться для соответственно гидрофобных и гидрофильных пород. В этом случае задача инженера упрощается. Интерполируя эти кривые, он может прийти от значений относительных проницаемостей к средней проницаемости пласта. С другой стороны, если изучение неоднородности пласта показывает, что коллектор сложен отдельными пластами, каждый из которых имеет свое значение проницаемости, то свойства водо-нефтяных потоков для каждого пласта могут быть получены путем интерполяции.

Более вероятно, что такое упорядочение основных характеристик водо-нефтяных течений, какое показано на рис. II.18 и II.19, не удастся получить. В этом случае для получения средней кривой из какого-то числа кривых относительных проницаемостей рекомендуется следующее.

Кривые относительных проницаемостей лучше строить в полуплогарифмической системе координат, а не в обычной декартовой (арифметической). Средние значения насыщенности определяют арифметически при одинаковых величинах относительных проницаемостей и отношениях проницаемостей. Средние кривые перестраиваются на основании значений суммарной пористости с применением средних значений насыщенности связанной воды и остаточной нефтенасыщенности.

### II.7. ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИ ТРЕХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

Опубликовано несколько научных работ, в которых рассмотрены способы определения и приведены данные по относительным проницаемостям при трехфазной фильтрации. Такие данные имеют значение для расчета характеристик процессов фильтрации в пористой среде, когда одновременно движутся три фазы: вода, нефть и газ. Однако в процессе обычного заводнения объем части пласта-коллектора, в которой движутся все три фазы, незначителен, даже если перед заводнением газонасыщенность велика. Этот вопрос более детально рассмотрен в разделе III.9.

### II.8. НАСЫЩЕННОСТЬ СВЯЗАННОЙ ВОДОЙ

Насыщенностью связанной<sup>1</sup> водой называется водонасыщенность, существующая в пласте-коллекторе на момент его открытия. Обычно, но не всегда верно, считают, что насыщенность связанной водой настолько мала, что проницаемость для воды нулевая, т. е. что связанная вода не движется в процессе разработки. Величина насыщенности связанной водой определяется по разности объемов нефти в пластовых условиях.

Когда скважины бурятся с промывкой забоя глинистым раствором, приготовленным на водной основе, фильтрат раствора увеличивает водонасыщенность как в зоне пласта, прилегающей к стволу скважины, так и в любом образце горной породы, которую поднимают из скважины. Это усложняет оценку содержания связанной воды при помощи геофизических методов исследования скважин. По образцам кернов, загрязненным водным фильтратом глинистого раствора, нельзя получить достоверных данных о насыщенности связанной водой пласта-коллектора. С другой стороны, керны, полученные из скважин, пробуренных на нефтяном фильтрате

<sup>1</sup> Точнее пластовой — прим. ред.



глинистого раствора, могут дать правильные показания насыщенности связанной водой для пластов, которые содержат неподвижную связанную воду. Другим надежным методом получения значений насыщенностей пластовой водой является отбор кернов при бурении с продувкой забоя газом. Незначительная часть воды, содержащейся в образце керна, испаряется при воздействии газа.

Предложен и другой способ определения насыщенности связанной водой в пласте-коллекторе, который получил название метода испарения. Применение этого метода ограничивается гидрофильными породами, но даже и в этом случае определяется не насыщенность связанной водой, а максимальная насыщенность, при которой еще не наблюдается движения воды в пористой среде.

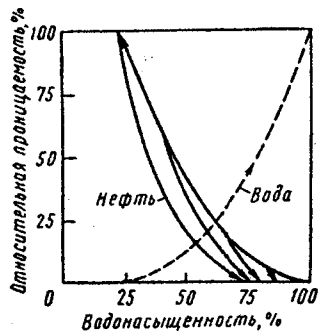


Рис. II.20. Влияние начальной водонасыщенности на свойства водонефтяных потоков в преимущественно гидрофильном пласте

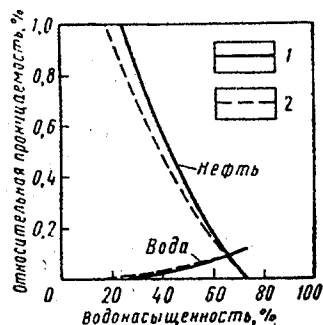


Рис. II.21. Влияние остаточной связанной водонасыщенности на свойства водонефтяных потоков.

1 —  $S_{св} = 25\%$ ; 2 —  $S_{св} = 18\%$

При проведении важных лабораторных исследований по определению относительной проницаемости необходимо знать величину насыщенности пласта-коллектора связанной водой. Практика лабораторных исследований показывает, что насыщенность связанной водой в преимущественно гидрофобных образцах кернов не влияет на относительные проницаемости в том случае, когда водонасыщенность не превышает 20%. В преимущественно гидрофильных породах начальная водонасыщенность оказывает влияние на определение значений относительных проницаемостей воды и нефти (рис. II.20). Поэтому для этих пород уже в начале испытаний искусственно созданная водонасыщенность должна близко соответствовать насыщенности связанной водой пласта-коллектора.

Большинство инженеров встречаются с примерами, когда на кривых относительных проницаемостей для воды и нефти, построенных по данным рассматриваемых пластов, даны значения минимального насыщения связанной водой, отличающиеся от того среднего значения, которое выбрано для данного пласта. Можно ли применять непосредственно полученные значения характеристик водо-нефтяных

потоков или необходимо привести их каким-то способом в соответствие ввиду различных величин насыщенности связанной водой? По способу, рекомендованному в работе Оуэнса, предлагается новая серия кривых относительных проницаемостей для воды и нефти, построенных таким образом, чтобы они соответствовали нижеследующим критериям.

1. Относительная проницаемость для нефти равна 1,0, а для воды — 0 при пластовой насыщенности связанной водой.

2. Относительная проницаемость для воды в промытой части и водонасыщенность в этом участке соответствуют результатам лабораторных испытаний (относительная проницаемость для нефти в промытой части, конечно, равна нулю).

3. Форма каждой кривой относительной проницаемости пласта-коллектора подобна соответствующей кривой между двумя конечными точками, построенной по лабораторным данным.

На рис. II.21 приведен пример применения способа Оуэнса. Иллюстрируются данные относительной проницаемости, приведенные на рис. II.16, для значения насыщенности связанной водой 25% и соответственно пересчитанные данные для насыщенности связанной водой в 18%.



## Глава III

### ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Термин «эффективность вытеснения» характеризует ту часть нефти, первоначально находившейся в пласте, которая вытесняется водой из единицы объема коллектора. Чтобы рассмотреть процесс вытеснения нефти водой из пласта-коллектора, характеризующегося неоднородной пористостью и проницаемостью, сначала следует изучить поведение участка пласта, обладающего однородными коллекторскими свойствами.

#### III.1. ТЕОРИЯ ФРОНТАЛЬНОГО ВЫТЕСНЕНИЯ

В 1941 г. Леверетт предложил теорию движения отдельных фаз в многофазном потоке. Исходя из общеизвестного закона Дарси для воды и нефти, он получил:

$$f_v = \frac{1 + \frac{k_{\text{кон}}}{u_c \mu_n} \left( \frac{\partial p_k}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha_n \right)}{1 + \frac{\mu_v}{\mu_n} \cdot \frac{k_n}{k_v}} \quad (\text{III.1})$$

где  $f_v$  — доля воды в суммарном потоке жидкостей в любой точке пористой среды;  $k$  — проницаемость пласта;  $k_{\text{он}}$  — относительная проницаемость для нефти;  $k_n$  — эффективная проницаемость для нефти;  $k_v$  — эффективная проницаемость для воды;  $\mu_n$  — вязкость нефти;  $\mu_v$  — вязкость воды;  $u_c$  — суммарная скорость потока;  $p_k$  — капиллярное давление ( $p_n - p_v$ , т. е. давление в нефтяной фазе минус давление в водяной фазе),  $L$  — координата по направлению движения;  $g$  — ускорение силы тяжести;  $\Delta \rho$  — разность плотностей воды и нефти ( $\rho_v - \rho_n$ );  $\alpha_n$  — угол падения пласта.

Вывод этого уравнения дан в приложении А (уравнение (III.1) идентично уравнению (А.11)). Члены, входящие в данное уравнение, выражаются в согласованных единицах, т. е. Д (дарси), сП (сантипуаз), см/с, см · (кгс/см<sup>2</sup>)/см, см/с<sup>2</sup>, г/см<sup>3</sup>. Следует обратить внимание на то, что некоторые обозначения в уравнении (III.1) несколько отличаются от соответствующих обозначений в уравнении, выведенном Левереттом. Это связано с различием в определении капиллярного давления и разности плотностей воды и нефти.

В так называемых практических единицах измерения уравнение (III.1) примет вид:

$$f_v = \frac{1 + 0,001929 \frac{k_{\text{кон}}}{\mu_n} \cdot \frac{A}{g_c} \left[ 4,335 \frac{\partial p_k}{\partial L} - 0,433 \Delta p \sin \alpha_n \right]}{1 + \frac{\mu_v}{\mu_n} \cdot \frac{k_n}{k_v}} \quad (\text{III.1a})$$

где проницаемость в мД; вязкость — в сПз; площадь — в м<sup>2</sup>; дебит — в м<sup>3</sup>/сут, давление — в кгс/см<sup>2</sup>; расстояние — в м; разность плотностей — в г/см<sup>3</sup>.

Следует отметить, что доля воды  $f_v$  в двухфазном потоке для горной породы данного типа, условий пласта и заводнения является функцией только водонасыщенности. Этот вывод вытекает из того, что относительные проницаемости и капиллярное давление являются функциями только насыщенности.

Для расчета величины  $f_v$  имеются все необходимые значения, за исключением градиента капиллярного давления, который можно выразить в виде:

$$\frac{\partial p_k}{\partial L} = \frac{\partial p_k}{\partial S_n} \cdot \frac{\partial S_n}{\partial L} \quad (\text{III.2})$$

Хотя значение  $\frac{\partial p_k}{\partial S_n}$  можно определить по соответствующей кривой капиллярного давления для системы вода—нефть, величина градиента насыщенности  $\frac{\partial S_n}{\partial L}$  отсутствует. Поэтому при практическом применении в уравнении (III.1) значением капиллярного давления пренебрегают (но не забывают о нем). Тогда уравнение (III.1) упрощается и принимает вид:

$$f_v = \frac{1 - \frac{k}{u} \cdot \frac{k_{\text{он}}}{\mu_n} (g \Delta p \sin \alpha_n)}{1 + \frac{\mu_v}{\mu_n} \cdot \frac{k_n}{k_v}} \quad (\text{III.3})$$

При дальнейшем упрощении, когда рассматривается процесс вытеснения в горизонтальной системе, уравнение приводится к виду:

$$f_v = \frac{1}{1 + \frac{\mu_v}{\mu_n} \cdot \frac{k_n}{k_v}} \quad (\text{III.4})$$

Данное уравнение, которое представляет собой упрощенную форму уравнения движения отдельных фаз в многофазном потоке, идентично уравнению (А.12) приложения А. В него входит отношение относительных проницаемостей воды и нефти. Поэтому данное уравнение может быть также представлено в виде:

$$f_v = \frac{1}{1 + \frac{\mu_v}{\mu_n} \cdot \frac{k_{\text{он}}}{k_{\text{ов}}}} \quad (\text{III.4a})$$

где  $k_{он}$  и  $k_{ов}$  — относительные проницаемости соответственно для нефти и воды.

Член  $f_v$  является функцией водонасыщенности, так как  $k_{он}$  и  $k_{ов}$  сами являются функциями водонасыщенности. С увеличением водонасыщенности значение  $k_{он}$  уменьшается, а  $k_{ов}$  увеличивается, что приводит к возрастанию  $f_v$  и насыщенности.

Уравнение (III.4а) можно получить также более простым методом.

Определим  $f_v$  как отношение скорости потока воды к суммарной скорости потока, или

$$f_v = \frac{q_n}{q_v + q_n} \quad (III.5)$$

где  $q_n$  и  $q_v$  — соответственно скорости потоков нефти и воды.

Если разделить числитель и знаменатель уравнения (III.5) на  $q_v$ , получим:

$$f_v = \frac{1}{1 + \frac{q_n}{q_v}} \quad (III.6)$$

Так как водонефтяной фактор  $q_n/q_v$  можно выразить через относительные проницаемости для воды и нефти:

$$\frac{q_n}{q_v} = \frac{k_{он}\mu_v}{\mu_n k_{ов}} \quad (III.7)$$

то, подставив значение (III.7) в (III.6), получим уравнение (III.4).

Из уравнений (III.4) и (III.4а), применимых к горизонтальной системе, видим, что для данной породы, т. е. данного отношения значений относительных проницаемостей, величина  $f_v$  зависит от значений вязкостей нефти и воды. Влияние этого фактора рассматривается в разделе III.7.

Кривые, показанные на рис. II.16 и II.17, можно применять соответственно для гидрофильных и гидрофобных систем. По этим двум основным характеристикам потока были рассчитаны значения объемного содержания воды в потоке для отношения вязкостей нефти и воды, равного 2 (рис. III.1 и III.2). При таком отношении вязкостей нефти и воды кривая доли воды в потоке в сильно гидрофильной породе вогнута вверх, тогда как для гидрофобных пород она вогнута вверх при низких значениях водонасыщенности и вогнута вниз при высокой водонасыщенности. Однако, как мы увидим в разделе III.7, кривая доли отдельной фазы (воды) в потоке для преимущественно гидрофильных пород при возрастании вязкости нефти приближается к форме кривой для гидрофобных пород.

Для наклонного пласта-коллектора (уравнение III.3) характер кривой движения отдельной фазы в многофазном потоке дополнительно зависит от проницаемости пласта, общей скорости потока, разности плотностей флюидов и угла падения пластов. Величина разности плотностей воды и нефти положительная. Угол падения  $\alpha_n$  отсчитывается от горизонтального направления, и при движении потока вверх по восстанию его величина является положительной,

а при движении вниз по падению — отрицательной. Таким образом, из уравнения (III.3) видно, что в процессе вытеснения нефти водой вверх по восстанию пласта получаем более низкие значения  $f_v$  при любой водонасыщенности, чем при вытеснении нефти водой вниз по падению.

Влияние угла падения пласта на изменение доли воды в потоке показано на рис. (III.3) и (III.4). Как и в предыдущем случае, эти кривые относятся соответственно к преимущественно гидрофильным и гидрофобным системам.

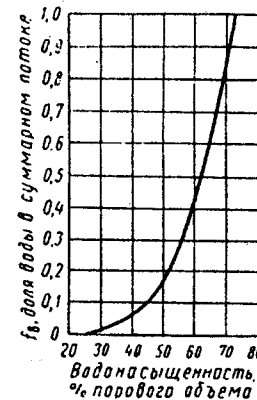


Рис. III.1. Изменение доли воды в потоке в условиях сильно гидрофильной породы

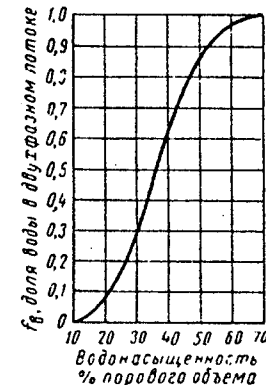


Рис. III.2. Изменение доли воды в потоке в условиях сильно гидрофобной породы

При определении доли воды в потоке, если нефть вытесняется вверх по восстанию пласта, можно получить отрицательные значения величины  $f_v$ . В уравнении (III.3) принимается, что градиент капиллярного давления является пренебрежимо малым. Физический смысл отрицательного значения  $f_v$  заключается в том, что при отсутствии градиента капиллярного давления вода, находящаяся при данных условиях насыщенности, стремится двигаться вниз по падению, т. е. гравитационные силы стремятся разделить нефть и воду. Однако, как мы увидим, если учесть действие капиллярных сил, то расчетное отрицательное значение  $f_v$  не оказывает влияния на процесс вытеснения.

Обратим внимание на качественную сторону влияния градиента капиллярного давления при движении отдельной фазы в многофазном потоке. Разделив градиент капиллярного давления на две составляющие: изменение капиллярного давления в зависимости от водонасыщенности и изменение градиента насыщенности по длине (уравнение III.2), мы увидим, что значение градиента насыщенности по длине всегда является отрицательной величиной, то есть вниз по потоку водонасыщенность уменьшается с увеличением расстояния.

Рассматривая рис. 11.9—11.12, можно заметить, что изменение капиллярного давления в зависимости от водонасыщенности таково: при увеличении водонасыщенности капиллярное давление всегда является отрицательной величиной, т. е. капиллярное давление уменьшается с увеличением водонасыщенности. Таким образом, градиент капиллярного давления  $dp_k/dL$  имеет положительный знак и с увеличением его возрастает доля воды в потоке в интервале

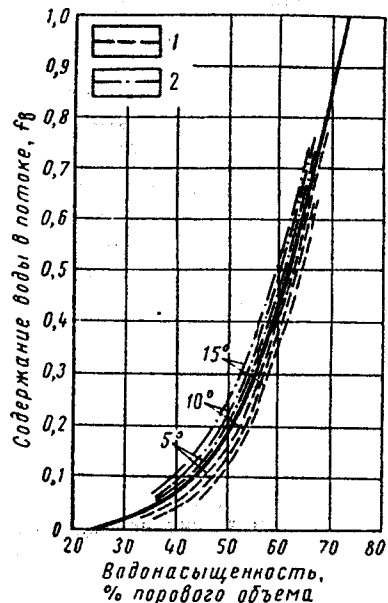


Рис. III.3. Влияние угла падения пласта на изменение доли воды в потоке в сильно гидрофильной породе.

$\mu_n = 1 \text{ сП}$ ;  $\mu_b = 0,5 \text{ сП}$ ;  $k = 400 \text{ мД}$ ;  
 $u_t = 0,018 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{м}^2$ .

1 — движение вниз по падению; 2 — движение вверх по восстанию

изменения насыщенности. Из уравнения III.2 также можно сделать вывод, что при низком градиенте насыщенности градиент капиллярного давления тоже будет низким.

### Уравнение фронтального вытеснения

В 1942 г. Баклеем и Левереттом было получено уравнение фронтального вытеснения. Рассматривая небольшой элемент непрерывной пористой среды, они выразили разность скорости, с которой вытесняющий флюид поступает в данный элемент пласта, и скорости, с которой он покидает его, через изменение его насыщенности вытесняющей жидкостью. После преобразования уравнения материаль-

ного баланса уравнение фронтального вытеснения можно получить в виде:

$$\left(\frac{\partial L}{\partial t}\right)_{S_b} = \frac{q}{Am} \left(\frac{df_b}{dS_b}\right)_t \quad (\text{III.8})$$

Вывод этого уравнения приведен в приложении В. При выводе уравнения необходимы два допущения: 1) между фазами отсутствует массообмен; 2) фазы несжимаемые. Из уравнения видно, что скорость движения плоскости постоянной водонасыщенности равна суммарной скорости потока, умноженной на производную доли воды в потоке по насыщенности вытесняющей жидкости. Иначе говоря, поверхность любой постоянной водонасыщенности  $S_b$  движется в потоке со скоростью, равной  $\frac{q}{Am} \cdot \frac{df_b}{dS_b}$ . С увеличением суммарной скорости потока  $q_c$  скорость движения плоскости равной насыщенности соответственно возрастает. С уменьшением суммарной скорости потока скорость движения поверхности равной насыщенности уменьшается.

Интегрированием уравнения (III.8), находим:

$$L = \frac{W_{нар}}{Am} \left(\frac{df_b}{dS_b}\right), \quad (\text{III.9})$$

где  $L$  — полное расстояние, которое проходит плоскость данной водонасыщенности.

Баклей и Леверетт отмечают, что уравнение (III.9) можно применять для расчета распределения насыщенности в процессе заводнения. Величина  $df_b/dS_b$  представляет собой тангенс угла наклона кривой изменения доли воды в потоке в зависимости от насыщенности. По таким кривым для многофазного потока можно определить, что существуют две водонасыщенности с одинаковыми значениями  $df_b/dS_b$ . Тогда из уравнения (III.8) следует вывод о том, что при двух различных насыщенностях должна была бы быть одинаковой скорость, т. е. такая насыщенность должна быть в данной точке пласта в одно и то же время. Чтобы показать еще большую абсурдность данного положения, отметим, что, если до нагнетания воды начальный градиент насыщенности возникал перед фронтом вытеснения, то по расчетным данным получим три различных значения насыщенности на участке пласта (рис. III.5). Баклей и Леверетт осознали физическую невозможность такого положения. Они отметили, что правильная интерпретация показывает, что часть расчетного распределения насыщенности фиктивная, а реальная кривая насыщенности претерпевает разрыв непрерывности. На рис. III.5 фиктивный участок кривой показан пунктирной линией, а кривая действительного распределения — сплошной линией, имеющей разрыв при  $L_1$ . Положение плоскости  $L_1$  определяется из уравнения материального баланса: заштрихованные площади, расположенные между фиктивной и реальной кривыми, находящиеся слева и справа от ординаты  $L_1$ , одинаковы.

Баклей и Леверетт установили, что градиент капиллярного давления, которым они пренебрегали при построении кривой доли воды в потоке, будет чрезвычайно большим при разрыве (скачке) насыщенности. В результате этого плоскость скачка насыщенности превращается в зону ее постепенного изменения, причем ширина этой зоны зависит от скорости потока.

В связи с трехзначным распределением насыщенности некоторые исследователи не решались применять уравнение фронтального вытеснения (уравнение Баклея — Леверетта).

В 1951 г. были опубликованы две работы, в которых нашло применение уравнение фронтального вытеснения. В работе Тервиллиджера и других, которая имеет принципиальное значение, приведены результаты применения уравнения изменения доли фазы в многофазном потоке и уравнения фронтального вытеснения для газонефтяной системы при гравитационном режиме. Они установили, что в процессе вытеснения при низких уровнях насыщения газом движение всей насыщенной среды происходит вниз с одинаковой скоростью, в результате чего форма распределения насыщенности в этом диапазоне насыщенностей постоянно во времени. Полученное распределение насыщенности

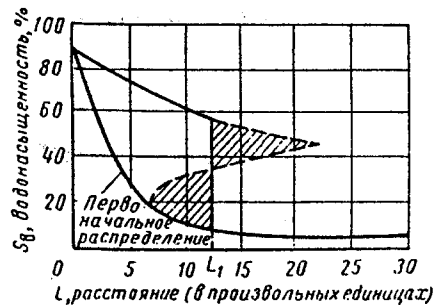


Рис. III.5. Трехзначное распределение насыщенности

было названо стабилизированной зоной. Тервиллиджер и другие установили, что, применяя уравнение (III.1) в его полной форме совместно с кривыми относительных проницаемостей и капиллярного давления для системы газ — нефть, полученными при стационарном режиме, можно получить согласование расчетных и измеренных распределений насыщенности. Кроме того, исследователи показали, что путем проведения касательной к кривой изменения доли фазы в потоке из точки  $S_{в2}$ , соответствующей начальной насыщенности вытесняющего флюида и  $f_{н2}$ , равной нулю, можно определить насыщенность в конце стабилизированной зоны вниз по потоку. В результате этих исследований получено представление о стабилизированных и нестабилизированных зонах, которое заключается в следующем.

Стабилизированной зоной называется интервал насыщенностей, где все значения насыщенности движутся с одинаковой скоростью.

Нестабилизированной зоной называется интервал насыщенностей, где значения насыщенности продолжают отдаляться друг от друга (расходиться).

В 1952 г. в другой работе, также имеющей принципиальное значение, Уэлдж продолжил предыдущие исследования Баклея и Леверетта. Он показал, что способ построения касательной к кривой

изменения доли фазы в потоке эквивалентен методике «баланса площадей», предложенной Баклеем и Левереттом для определения насыщенности на «скачке». Уэлдж, продолжив исследование, вывел уравнение, устанавливающее связь средней насыщенности вытесняющей жидкостью с насыщенностью на выходе из двухфазной системы. Выражаясь терминами, применяемыми при заводнении, уравнение можно представить в следующем виде:

$$\bar{S}_{\text{нач}} - S_{\text{в2}} = Q f_{\text{н2}}, \quad (\text{III.10})$$

где  $\bar{S}_{\text{нач}}$  — средняя водонасыщенность в долях пор объема;  $S_{\text{в2}}$  — водонасыщенность в выходном сечении системы в долях пор объема;  $Q_{\text{нач}}$  — объем закачанной воды, выраженный в долях порового объема (безразмерная величина);  $f_{\text{н2}}$  — доля нефти в потоке на выходном конце системы.

В приложении С приведен вывод уравнения (III.10), имеющего важное значение потому, что оно учитывает три фактора: 1) среднюю водонасыщенность, а следовательно, суммарную нефтеотдачу; 2) суммарный объем закачанной воды; 3) содержание нефти и воды, а значит, и водо-нефтяной фактор добываемой продукции.

Уэлдж определил также, что

$$Q_{\text{нач}} = \frac{1}{\left(\frac{df_{\text{в}}}{dS_{\text{в}}}\right)_{S_{\text{в2}}}}. \quad (\text{III.11})$$

Выведенное уравнение позволяет независимо установить связь между суммарным количеством закачанной воды и водонасыщенностью на выходе (т. е. продукции).

В 1952 г. Керн рассмотрел в радиальной системе координат уравнение Баклея — Леверетта, которое первоначально было выведено для линейной системы. Он также предложил методику, исключаящую графическое интегрирование, необходимое при установлении «баланса площадей» по способу Баклея — Леверетта.

Рассмотрение вопросов практического применения уравнения изменения доли воды в потоке и уравнения фронтального вытеснения будет приведено в этом разделе.

### Математические исследования

Несколько лет спустя после упомянутых работ были проведены математические исследования теории двухфазного потока и вытеснений в пористой среде. С появлением электронно-вычислительных машин высокого быстродействия стало возможным численное изучение процессов вытеснения нефти с учетом сил капиллярного давления.

Интерес сначала был сконцентрирован на выяснении смысла трехзначного распределения насыщенности, полученного Баклеем и Левереттом. Последующими работами было подтверждено, что

учет сил капиллярного давления, в частности у фронта вытеснения, является тем необходимым фактором, который позволяет устранить неоднозначность решения.

Дуглас и другие исследователи сравнили распределения насыщенности, рассчитанной по уравнению фронтального вытеснения Баклея—Леверетта, со значениями, рассчитанными на ЭВМ с учетом капиллярных сил. В дальнейшем было подтверждено, что численные расчеты дают те же результаты, что и полученные по теории Баклея—Леверетта.

### Экспериментальное подтверждение

В 1954 г. Левин изложил результаты ряда детальных экспериментальных исследований на алуидовых ядрах большого размера. В экспериментах давление в нефтяной фазе измерялось независимо от давления в водной фазе, что позволило определить распределение давления в каждой фазе. Экспериментальная аппаратура позволила также измерить распределение насыщенности по всему ядру. Левин подтвердил, что относительная проницаемость не зависит от вязкости флюидов и что на ее значение влияет направление изменения насыщенности. Применение уравнений изменения доли воды в потоке и уравнение фронтального вытеснения показало разумное соответствие между расчетными и экспериментальными определениями количества извлеченной нефти к моменту прорыва воды. Однако для получения такой сопоставимости оказалось необходимым в уравнении учитывать капиллярное давление и силу тяжести.

В 1956 г. Оуэнс и другие сравнили кривые относительной проницаемости для газа и нефти, полученные методом установившегося режима, со значениями при нестационарном режиме вытеснения нагнетаемым газом. Согласие между значениями этих характеристик, полученных двумя различными путями, подтверждает достоверность уравнения фронтального вытеснения, на котором основан метод определения кривых относительных проницаемостей при вытеснении нагнетаемым агентом. Аналогичное сравнение было проведено также при определении кривых относительных проницаемостей нефти и воды для преимущественно гидрофильных пород, что является еще одним подтверждением правильности применяемой методики. В работе Ричардсона было показано, что уравнение фронтального вытеснения можно применять для точного прогнозирования показателей процесса нагнетания.

### Влияние стабилизированной зоны

В результате анализа теоретических и экспериментальных данных вытеснения нефти нагнетаемым флюидом, будь то вода или газ, обычно устанавливают наличие двух отчетливых участков изменения насыщенности в пласте-коллекторе. Первым является зона или диапазон высокого градиента насыщенности, которая существует при низких

насыщенностях вытесняющего флюида. Она получила название стабилизированной зоны, или первичной фазы. За нею следует зона постепенного вытеснения нефти, т. е. область с более низким градиентом насыщенности, которую иногда называют подчиненной фазой заводнения. Было установлено, что стабилизированная зона представляет собой определенную форму динамического равновесия между капиллярными и вязкостными силами. В начале 1950-х гг. появились противоречивые взгляды на значение длины стабилизированной зоны.

Рапопорт и Лис предприняли попытку провести исследование о влиянии стабилизированной зоны. Они установили, что благодаря стабилизированной зоне проведение эксперимента по заводнению в лабораторных условиях зависит от скорости нагнетания агента и длины системы. На основании теоретических и экспериментальных исследований они показали, что по мере возрастания составляющих  $L$  и  $\mu$ , состояние двухфазного потока становится независимым от скорости и длины, и таким образом происходит стабилизация потока. Благодаря этим стабилизированным условиям возможно применение теоретических положений, разработанных Баклеем и Левереттом. Рапопорт и Лис пришли далее к заключению, что в естественных условиях пласта процесс заводнения обычно стабилизируется. ■

Джонс-Парра и Колхаун, продолжив исследования Рапопорта и Лиса, пришли к выводу, что процесс стабилизации при заводнении зависит от произведения составляющих  $L\mu_n/(\sqrt{kt\sigma \cos \theta})$ . Бэйл также показал, что при обычных скоростях закачки длина стабилизированной зоны становится небольшой, и ее влиянием можно пренебречь. В своей работе Бэйл дал детальное изложение метода расчета длины стабилизированной зоны при любых условиях заводнения.

## III.2. ОБРАЗОВАНИЕ ЯЗЫКОВ ОБВОДНЕНИЯ

В 1953 г. Дитц предложил теорию процесса, являющуюся, так сказать, конкурентом теории фронтального вытеснения Баклея—Леверетта. В частности, его исследования были посвящены изучению продвижения законтурной воды и, как отмечает автор, они могут быть применены, в основном, к горизонтальным системам. Дитц описал процесс вытеснения нефти водой путем ее проталкивания или языкообразования. Он предложил рассмотреть заводненную часть с остаточной нефтенасыщенностью, где происходит движение только воды, и необводненную часть, где движется только нефть. Тогда должна быть резкая граница раздела пренебрежимо малой ширины, разделяющая движущиеся воду и нефть (рис. III.6).

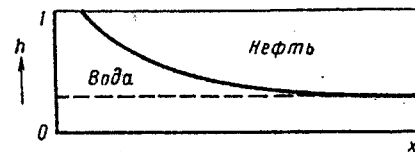


Рис. III.6. Форма языка обводнения по Дитцу

В 1955 г. в результате серии экспериментальных работ по заводнению появилась возможность оценить положения теорий процесса заводнения, предложенных Баклеем — Левереттом и Дитцом. Хотя и было установлено, что теоретические выводы Дитца согласуются с некоторыми результатами экспериментальных исследований, теория Баклея — Леверетта успешно объяснила все экспериментальные результаты.

### III.3. ВЯЗКОЕ ЯЗЫКООБРАЗОВАНИЕ

В теории фронтального вытеснения Баклея—Леверетта принимается, что начальный процесс вытеснения нефти водой происходит при гладкой границе раздела, которая в основном представляет собой ровную поверхность. В 1951 г. Энгелбертс и Клинкаенберг показали, что при проведении экспериментов с соблюдением критериев подобия отмечается наличие языков или отдельных потоков

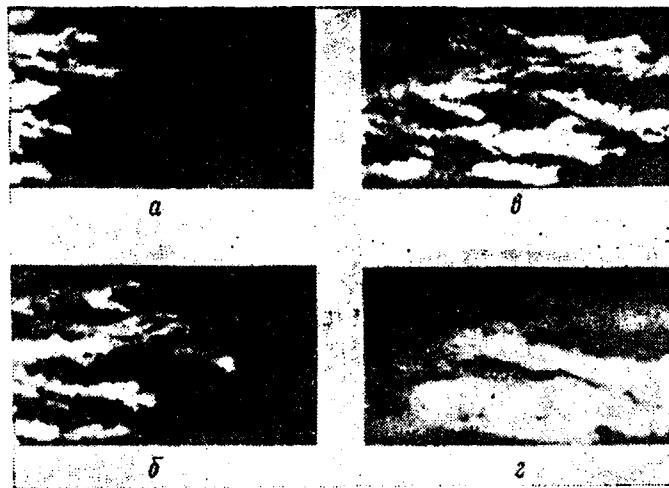


Рис. III.7. Схема вязкого языкообразования.

$a - N_p = \frac{W_{\text{наг}}}{W_{\text{наг}}} = 6,0\%$ ;  $б - N_p = 20\%$ ;  $в - N_p = 34\%$ ;  $г - N_p = 52\%$ ;  $W_{\text{наг}} = 12\%$ ;  $W_{\text{наг}} = 650\%$

вытесняющей воды, движущихся в нефти. Позже Ван Мерс продемонстрировал существование таких языков на специальной экспериментальной установке (рис. III.7). Он показал, что даже при лабораторных исследованиях, когда внимание уделяется созданию как можно более однородной пористой среды, тенденция к образованию таких языков возрастает с увеличением отношения вязкостей нефти и воды. Последующими работами ряда других исследователей было показано, что при больших отношениях вязкостей нефти и воды границы раздела нефть—вода устойчивы, что приводит к возрастанию возмущений

до тех пор, пока их эффект не будет преобладающим по средним показателям процесса заводнения.

Возникли острые дебаты вокруг практического значения этих языков; при этом обсуждался вопрос: является ли вязкое языкообразование исключительно лабораторным явлением. С нашей точки зрения, в реальном природном пласте отмечаются сложные изменения проницаемости и пористости, из-за которых макроскопически фронт заводнения во многом должен напоминать картину вязкого языкообразования. Если нет других причин, то это явление можно объяснить неравномерностью в распределении проницаемости пласта. Инженеры-практики по разработке нефтяных месторождений называют это эффектом неоднородности пластов (см. главу VI и далее).

### III.4. ПОДВИЖНОСТЬ СВЯЗАННОЙ ВОДЫ

В процессе применения метода заводнения возник вопрос относительно пределов, до которых связанная вода входит в контакт и вытесняется нагнетаемой водой. В 1957 г. Браун изложил результаты исследований преимущественно гидрофильных пород. Он установил, что непосредственно в пласте нефть вытесняет связанная вода, которая в свою очередь вытесняется нагнетаемой водой. Этот вывод в дальнейшем был подтвержден для преимущественно гидрофильных пород.

К сожалению, отсутствуют данные аналогичных исследований для преимущественно гидрофобных пород. Однако можно полагать, что поскольку свойства связанной воды в гидрофобных породах не влияют на значения относительных проницаемостей для воды и нефти, то закачиваемая вода не контактирует в сколь-нибудь значительной степени со связанной водой.

Развивая положение о подвижности связанной воды, можно сделать вывод о том, что смачиваемость пласта-коллектора определяется по данным промысловых исследований. Если вода, прорвавшаяся к эксплуатационным скважинам, имеет минеральный состав, одинаковый с составом связанной воды, то пласт-коллектор, подвижному, является гидрофильным. Если в скважину прорывается нагнетаемая вода, то здесь возможны два случая: 1) пласт-коллектор является преимущественно гидрофобным и 2) закачиваемая вода движется по очень тонкому пористому прослою или по трещинам и благодаря этому отсутствует возможность для контакта со значительным количеством связанной воды. Конечно, вторая возможность может быть исключена, если прорыв воды не произойдет на ранней стадии. Возможно, что в гидрофильных пластах, характеризующихся чрезвычайной неоднородностью, связанная вода, вытесненная в проницаемые пласты, впитывается в более плотные горизонты, причем нефть движется противотоком в проницаемый пласт. Нагнетаемая вода поступает в скважину сразу или вскоре после прорыва.

<sup>1</sup> См. примечание на стр. 33.

### III.5. ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ ТЕОРИИ ФРОНТАЛЬНОГО ВЫТЕСНЕНИЯ

Для применения теории фронтального вытеснения Баклея—Левретта необходимо иметь только соответствующие кривые относительной проницаемости для нефти и воды и значения вязкостей нефти и воды. На первом этапе следует рассчитать кривую изменения доли воды в потоке с учетом, если необходимо, влияния угла падения пласта. Для горизонтальной системы применяется уравнение (III.4а).

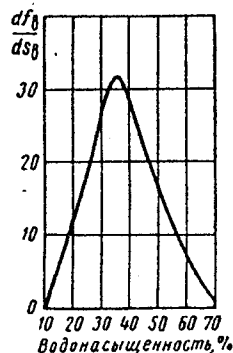
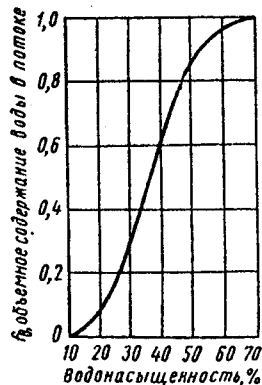


Рис. III.8. Зависимость изменения доли воды в потоке от водонасыщенности для гидрофобной породы,  $\mu_n = 1$  сП;  $\mu_v = 0,5$  сП

Рис. III.9. График зависимости  $df_w/dS_w$  для гидрофобных пород:  $\mu_n = 1$  сП;  $\mu_v = 0,5$  сП

Если необходимо учитывать влияние падения пласта, то применяется уравнение (III.3):

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_v}{\mu_n} \cdot \frac{k_{он}}{k_{ов}}}, \quad (III.4a)$$

$$f_w = \frac{1 - \frac{k}{u_c} \cdot \frac{k_{он}}{\mu_n} (g \Delta \rho \sin \alpha_n)}{1 + \frac{\mu_v}{\mu_n} \cdot \frac{k_{он}}{k_{ов}}}. \quad (III.3)$$

Затем дифференцируют кривую доли воды в потоке для получения кривой или таблицы значений  $df_w/dS_w$  в зависимости от водонасыщенности  $S_w$ .

Чтобы показать применение кривой изменения доли воды в потоке, мы воспользуемся графиком (см. рис. III.2), характеризующим гидрофобную систему. На рис. III.8 приведена кривая изменения доли воды в потоке, воспроизводящая кривую III.2. На рис. III.9 показана соответствующая ей кривая  $df_w/dS_w$ . Следует отметить, что угол наклона кривой изменения доли воды в потоке конечен при

максимальной водонасыщенности. Это указывает на то обстоятельство, что максимальная водонасыщенность наблюдается при конечной скорости.

#### Нефтеотдача к моменту прорыва воды (безводная нефтеотдача)

Для первоначально насыщенной жидкостью линейной системы длиной  $L$  при прорыве воды в выходном сечении уравнение (III.9) можно представить в следующем виде:

$$L = \frac{W_{нар}}{A_m} \left( \frac{df_w}{dS_w} \right)_\phi, \quad (III.12)$$

где нижний индекс  $\phi$  обозначает условия на фронте вытеснений. Общее количество вытесненной нефти равно  $W_{нар}$ . Следовательно, средняя водонасыщенность к моменту прорыва воды равна сумме насыщенности связанной водой и увеличения водонасыщенности в результате заводнения:

$$\bar{S}_{в пр} = S_{в св} + \frac{W_{нар}}{A_T L}. \quad (III.13)$$

Подставляя значение  $L$  из уравнения (III.12) в (III.13) и преобразуя, получаем:

$$\bar{S}_{в пр} - S_{в св} = \frac{1}{\left( \frac{df_w}{dS_w} \right)_\phi} = \frac{S_{вф} - S_{в св}}{f_{вф}}. \quad (III.14)$$

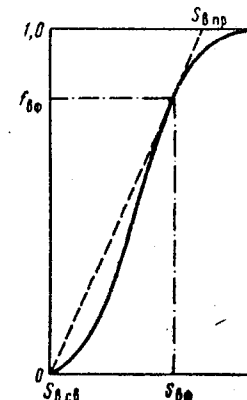


Рис. III.10. Определение средней водонасыщенности при прорыве воды

Уравнение (III.14) показывает, что касательная, проведенная к кривой движения отдельной фазы из точки, где  $S_w$  соответствует содержанию связанной воды, а  $f_w$  равно нулю, дает значение водонасыщенности в точке касания, равное  $S_{вф}$ . Экстраполируя эту касательную до  $f_w = 1,0$ , получим значение средней водонасыщенности при прорыве воды (рис. III.10).

#### Характеристики процесса после прорыва воды

В случае продолжения нагнетания после прорыва воды полезны уравнения, полученные Уэлджем:

$$\bar{S} - S_{в2} = Q i f_{н2}, \quad (III.10)$$

а также

$$Q_{нар} = \frac{1}{\left( \frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{в2}}}. \quad (III.11)$$

Применяя эти уравнения, мы определим, что касательная, проведенная к кривой доли воды в потоке, имеет следующие особенности:

1) точка касательной при  $S_{в2}$  соответствует значению водонасыщенности на выходе из системы;



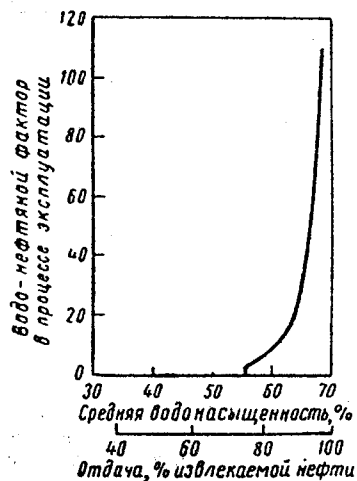
2) значение величины  $f_b$  в точке касания соответствует содержанию воды в продукции;

3) насыщенность, при которой касательная пересекает прямую  $f_b = 1,0$ , соответствует средней водонасыщенности;

4) величина, обратная углу наклона касательной, равна суммарному объему закачанной жидкости в долях порового объема, т. е.  $Q_{наг}$ .

Хотя состояние заводнения после прорыва воды может быть отражено при помощи кривой изменения доли воды в потоке и построения касательной, его обычно определяют более точно по уравнениям

(III.10) и (III.11). На рис. III.11 показаны расчетные значения показателей заводнения, полученные в результате применения этих уравнений.



### Распределение насыщенности в процессе заводнения

Иногда представляет интерес определить градиент насыщенности в процессе заводнения системы,



Рис. III.11. Расчетные значения показателей заводнения

Рис. III.12. Распределение насыщенности в процессе заводнения при увеличении объема закачиваемой воды

имеющей однородную проницаемость. В этом случае применяют уравнение (III.9):

$$L = \frac{W_{наг}}{Am} \left( \frac{df_b}{dS_b} \right). \quad (III.9a)$$

Из данного уравнения видно, что к моменту закачки объема воды  $W_{наг}$  расстояние, на которое продвинулась плоскость равной насыщенности, зависит как от значения  $W_{наг}$ , так и от величины  $df_b/dS_b$  при данной насыщенности.

На рис. III.12 показано типичное распределение насыщенности, рассчитанное по уравнению (III.9) при различных суммарных объемах закачанной воды.

Так как максимальной водонасыщенности соответствует конечное значение  $df_b/dS_b$ , то, следовательно, ей соответствует и конечная скорость. Каждая более низкая водонасыщенность будет иметь более высокую скорость и, значит, продвинется на большее расстояние. Водонасыщенность, имеющая самую высокую скорость, отличается наибольшим значением угла наклона и соответствует фронтальной

насыщенности  $S_{вф}$ . На рис. III.12 также показана короткая стабилизированная зона впереди фронта вытеснения.

Градиент водонасыщенности часто представлен кривой, вогнутой вверх, иногда он является почти постоянным (как показано на рис. III.12), и лишь изредка — в виде кривой, вогнутой вниз. Форма кривой распределения насыщенности связана уравнением (III.9) с формой кривой  $df_b/dS_b$  в функции водонасыщенности (см. рис. III.9).

### Модификация для случая наличия связанной воды в подвижном состоянии

Когда связанная вода подвижна, она будет двигаться в пласте и добываться из скважин раньше, чем закачиваемая вода. Первоначальное содержание воды в продукции будет соответствовать величине  $f_b$ , полученной по кривой доли воды в потоке при наличии связанной воды в подвижном состоянии. Обозначим эту величину  $f_{в1}$ . При закачке воды первоначальное ее содержание будет сохраняться до тех пор, пока фронт нагнетаемой воды не достигнет эксплуатационной скважины. Как и ранее, для линейной системы длиной  $L$  имеем:

$$L = \frac{W_{наг}}{Am} \left( \frac{df_b}{dS_b} \right)_\phi. \quad (III.12)$$

Суммарное количество закачанной воды  $W_{наг}$  влияет на увеличение водонасыщенности  $W_{наг}(1 - f_{в1})$ . Следовательно,

$$\bar{S}_{в пр} = S_{в св} + \frac{W_{наг}}{AmL} (1 - f_{в1}). \quad (III.15)$$

Подставляя соответствующее значение из уравнения (III.12) в (III.15), получаем:

$$\bar{S}_{в пр} - S_{в св} = \frac{1 - f_{в1}}{\left( \frac{df_b}{dS_b} \right)_\phi} \quad (III.16)$$

или

$$\left( \frac{df_b}{dS_b} \right)_\phi = \frac{1 - f_{в1}}{\bar{S}_{в пр} - S_{в св}}. \quad (III.16a)$$

Из уравнения (III.16a) видим, что касательная к кривой доли воды в потоке, проведенная из точки, имеющей координаты насыщенности связанной воды ( $S_{в св}$ ) и соответствующего ей значения содержания воды в потоке ( $f_{в1}$ ), пересечет прямую  $f_b = 1,0$  при значении  $S$ , равном средней водонасыщенности в момент прорыва (т. е. подхода к выходу фронта нагнетаемой воды). Водонасыщенность на этом фронте совпадает с водонасыщенностью в точке касания (рис. III.13).

По рис. III.13 можно заметить, что при увеличенных значениях насыщенности связанной водой существует какой-то предел, выше которого нельзя провести касательную к кривой доли воды в потоке.



это значение соответствует максимальному содержанию связанной воды, выше которого не может образоваться фронт нагнетаемой воды. При такой критической насыщенности связанная вода и нефть имеют одинаковую подвижность. Если насыщенность связанной водой ниже этого значения, нефть более подвижна, чем связанная вода, а с превышением этой величины связанная

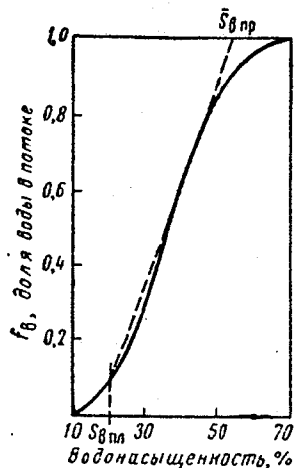


Рис. III.13. Средняя водонасыщенность при наличии пластовой воды в подвижном состоянии

вода более подвижна, чем нефть. Можно заметить, что при такой насыщенности подвижности нефти и воды являются одинаковыми ( $f_w = 0,5$ ). Если нельзя провести касательную к кривой, следует вывод, что фронт нагнетания не образуется.

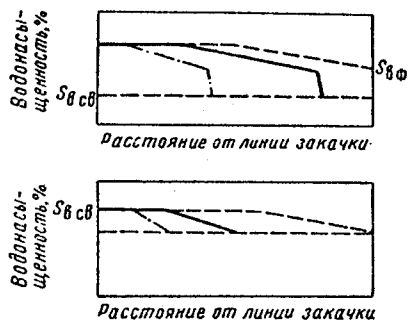


Рис. III.14. Распределение насыщенности в процессе заводнения при наличии воды в подвижном состоянии и увеличении суммарного объема закачиваемой воды

На рис. III.14 показано распределение насыщенностей при различных объемах нагнетаемой воды для двух систем, в которых имеется подвижная связанная вода. В первой системе образуется фронт нагнетаемой воды, во второй его не существует.

По типичным кривым гидрофильных и гидрофобных систем (см. рис. II.16 и II.17) можно рассчитать показатели процесса заводнения линейной системы, приведенные на рис. III.15. В данном расчете приняты вязкости

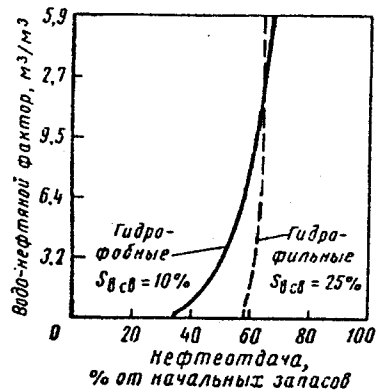


Рис. III.15. Влияние смачиваемости породы на нефтеотдачу при заводнении

### III.6. ВЛИЯНИЕ СМАЧИВАЕМОСТИ ГОРНОЙ ПОРОДЫ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ НЕФТИ

Хотя на кривых изменения доли воды в потоке (рис. III.16 и III.17) показано, что кривые для гидрофильных пород обычно вогнуты вверх, а для гидрофобных — вогнуты вниз, это не может являться достоверным обобщением. На основании исследований, проведенных нами, установлено, что кривые изменения доли воды в потоке для преимущественно гидрофильных пород также часто вогнуты вниз, как и для гидрофобных пород.

нефти и воды, равные соответственно 5 и 0,5 сП. Отметим, что из преимущественно гидрофильной системы нефть извлекается при более низком водонефтяном факторе и, следовательно, меньшим количеством нагнетаемой воды, чем из гидрофобной системы. Таким образом, при прочих равных условиях вытеснение смачивающей жидкости несмачивающей менее эффективно, чем вытеснение несмачивающей жидкости смачивающей.

### III.7. ВЛИЯНИЕ ВЯЗКОСТЕЙ НЕФТИ И ВОДЫ

Для иллюстрации влияния вязкостей нефти и воды на параметры процесса заводнения различных по смачиваемости систем рассмотрим рис. III.16 и III.17. Из них видно, что независимо от характера смачиваемости с более вязкими нефтями связана меньшая эффективность вытеснения, т. е. более низкая нефтеотдача при любом водонефтяном факторе, и для достижения этой нефтеотдачи требуется больший объем закачиваемой воды.

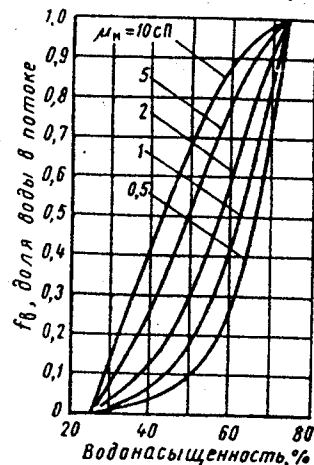


Рис. III.16. Влияние вязкости нефти на долю воды в потоке для сильно гидрофильной породы

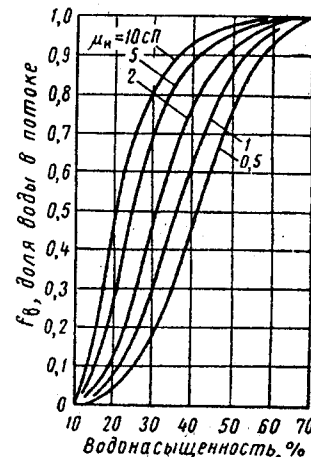


Рис. III.17. Влияние вязкости нефти на долю воды в потоке для сильно гидрофильной породы

52

### III.8. ВЛИЯНИЕ ПАДЕНИЯ ПЛАСТА И ТЕМПА ОТБОРА

Рассматривая уравнение (III.4), можно установить, что падение пласта и темп отбора оказывают взаимосвязанное влияние на кривую изменения доли воды в потоке. Влияние темпа отбора и падения пласта показано на рис. III.18 и III.19. Соответствующие графики построены для систем с различной смачиваемостью и основаны на кривых изменения доли воды в потоке, показанных на рис. III.1 и III.2.

Мы видим, что при вытеснении нефти водой вверх по восстанию пласта отмечаются более эффективные показатели для низких темпов

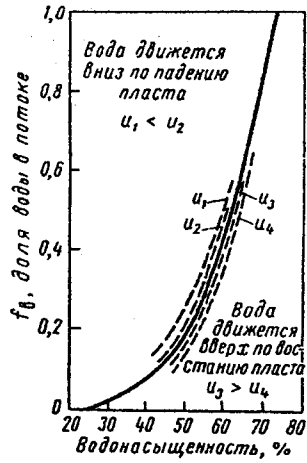


Рис. III.18. Влияние темпа отбора на долю воды в потоке в гидрофильном наклонном пласте

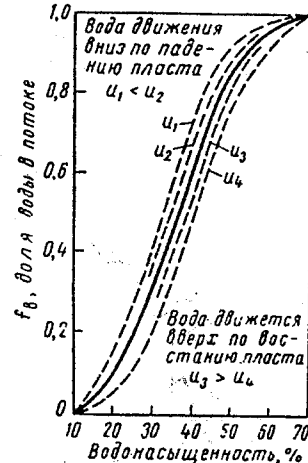


Рис. III.19. Влияние темпа отбора на долю воды в потоке в гидрофобном наклонном пласте

отбора, т. е. оказывают преобладающее влияние гравитационные силы. Однако когда нефть вытесняется вниз по падению, более высокие темпы отбора улучшают показатели процесса, так как существует меньше возможности для проникновения воды через нефть под действием гравитации.

Можно наблюдать также и следующее. По мере увеличения угла падения пласта при любом темпе отбора показатели заводнения при вытеснении нефти вверх по восстанию улучшаются, а при вытеснении нефти вниз по падению эффективность процесса уменьшается.

### III.9. ВЛИЯНИЕ НАЧАЛЬНОЙ ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ

Пласт, который до заводнения разрабатывался при режиме растворенного газа, характеризуется некоторой величиной начальной газонасыщенности. Первыми исследователями было установлено, что при заводнении прямолинейной системы образуется нефтяной

вал, или зона с увеличенной нефтенасыщенностью, перед фронтом нагнетаемой воды. Движущийся вал нефти будет вытеснять часть свободного газа, находящегося впереди него, остальной газ будет захватываться нефтью. Движение остаточной нефти приведет к увеличению давления захваченного газа, которое превзойдет первоначальное давление. Величина, на которую возрастает давление газа, до того пока фронт нагнетания воды не достигнет его, зависит от ширины нефтяного вала, фазовой проницаемости и скорости потока. С увеличением давления объем газа уменьшается вследствие сжатия газа и растворения его в нефти. Установлено также, что влияние начальной газонасыщенности на скорость вытеснения нефти зависит и от количества захваченного газа, находящегося на фронте нагнетаемой воды. Если в элементе горной породы не остается захваченного газа, когда фронт заводнения достигает его, то он не влияет на процесс вытеснения нефти.

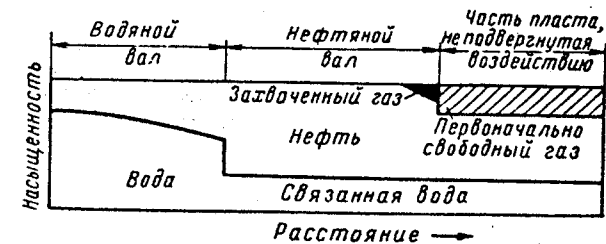


Рис. III.20. Профиль насыщенности в процессе заводнения

На рис. III.20 изображен профиль насыщенности в процессе заводнения частично истощенного пласта. На данной схеме показано, что газонасыщенность передней части нефтяного вала быстро сокращается по мере того, как часть первоначально свободного газа захватывается нефтью. Этот газ впоследствии растворяется в нефти по мере того, как в ней повышается давление в результате заводнения.

#### Уменьшение количества захваченного газа в результате сжатия и растворения его в нефтяной зоне

Допустим, что насыщенность газом, захваченным на передней кромке нефтяного вала, равна  $S_{гг}$  при соответствующей нефтенасыщенности  $S_n$  и содержании связанной воды  $S_{всв}$ . Количество газа, находящегося в единице порового объема, выражается при стандартных условиях в виде  $(S_{гг}/B_g) + (S_n/B_n)R_S$ . Примем, что объем дополнительной нефти  $\Delta S_n$ , насыщенной газом при увеличении давления, займет единицу объема, увеличив давление в ней до того же уровня. Как следствие, часть захваченного газа сожмется и растворится. В результате нефтенасыщенность будет равна  $S'_n$ , объемный коэффициент нефти  $B'_n$  и газовый фактор раствора  $R'_S$ .

Захваченный газ будет находиться под более высоким давлением  $S'_{r,t}$  при объемном коэффициенте  $B'_r$ . Уравнение объемного баланса можно записать в виде:

$$S_n \frac{B'_n}{B_n} + \Delta S_n + S'_{r,t} + S_{в св} = 1. \quad (III.17)$$

Уравнение баланса газа в данной единице объема выражается при стандартных условиях в следующем виде:

$$\frac{S_{r,t}}{B_r} + \frac{S_n}{B_n} R_S + \frac{\Delta S_n}{B'_n} R'_S = \frac{S'_{r,t}}{B'_r} + \frac{S'_n}{B'_n} R'_S. \quad (III.18)$$

Комбинируя уравнения (III.17) и (III.18) таким образом, чтобы исключить член  $\Delta S_n$ , получаем

$$S'_{r,t} = B'_r \left[ \frac{S_{r,t}}{B_r} - \frac{S_n}{B_n} (R'_S - R_S) \right]. \quad (III.19)$$

Из уравнения (III.19) можно определить величину давления, при котором захваченный газ будет полностью растворен, т. е.  $S'_{r,t} = 0$ . Таким образом,

$$\frac{S_{r,t}}{B_r} - \frac{S_n}{B_n} (R'_S - R_S) = 0. \quad (III.20)$$

Уравнение (III.20) можно решить методом проб и ошибок (подбора) относительно давления в нефтяном валу, необходимого для растворения захваченного газа.

В предыдущем выводе предполагалось, что значения растворимости газа и объемного коэффициента пластовой нефти, полученные при условии снижающегося давления, могут быть использованы также для характеристики процессов, возникающих с возрастанием давления. Обычно с увеличением давления на 10—20% растворяется любой газ, захваченный нефтяным валом.

#### Влияние захваченного газа на нефтеотдачу при заводнении

Начиная с 1949 г. был проведен ряд исследований по изучению влияния начальной газонасыщенности на нефтеотдачу при заводнении. Указанные исследования включали измерения начальной газонасыщенности, последующей газонасыщенности, образованной в результате захвата газа нефтью, и остаточной нефтенасыщенности после заводнения пласта, содержащего газ. Эти исследования проводились при таких условиях, когда не проявлялось значительное сжатие или растворение газа в процессе захвата газовой фазы или последующего заводнения. Добавим, что интерпретация результатов облегчается, если в процессе испытания не действуют градиенты насыщенности. Здесь рассмотрены только результаты тех исследований, в которых были сохранены указанные условия.

На рис. III.21 нанесены имеющиеся данные, связывающие начальную газонасыщенность с газонасыщенностью, обусловленной захваченным газом.

Кривая, приведенная на рис. III.21, рассчитана методом множественного регрессионного анализа. Данные, полученные этим методом, имеют среднее отклонение около 1% порового объема от показаний, снятых с кривой.

Таблица III.1

Зависимость между начальной газонасыщенностью и насыщенностью захваченным газом (см. рис. III.21)

| Условный знак | Горизонт   | Месторождение | Тип горной породы      | Преобладающая смачиваемость |
|---------------|------------|---------------|------------------------|-----------------------------|
| ●             | Нэлли Блай | —             | Песчаник               | Гидрофильная                |
| ◇             | Уилкоккс   | —             | То же                  | То же                       |
| ▢             | Риф-Д-3    | Редуотер      | Известняк              | »                           |
| ▢             | Риф Д-3    | То же         | То же                  | —                           |
| +             | Торпедо    | —             | Песчаник               | Гидрофильная                |
| △             | Алунд      | —             | Синтетический материал | Гидрофобная                 |
| □             | Риф Д-3    | Редуотер      | Известняк              | Гидрофильная                |
| ⊙             | Бере       | —             | Песчаник               | То же                       |
| ⊙             | Бандера    | —             | То же                  | »                           |
| ⊙             | Береа      | —             | » »                    | »                           |
| ⊙             | Бойз       | —             | » »                    | »                           |

На рис. III.22 показан график зависимости начальной газонасыщенности от снижения остаточной нефтенасыщенности для преимущественно гидрофильных пород. Снижение остаточной нефтенасыщенности представляет собой остаточную нефтенасыщенность после заводнения без захваченного газа минус остаточную нефтенасыщенность с захваченным газом. В этом случае кривая зависимости также получена методом регрессии.

На рис. III.23 приведен график зависимости при захваченном газе от снижения остаточной нефтенасыщенности для преимущественно гидрофильных пород.

Таблица III.2

Влияние начальной газонасыщенности на нефтеотдачу при заводнении преимущественно гидрофильных пород (см. рис. III.22)

| Условный знак | Горизонт   | Месторождение | Горная порода          |
|---------------|------------|---------------|------------------------|
| ▽             | Венанго    | —             | Песчаник               |
| ▼             | Рашфорд    | —             | То же                  |
| ●             | Нэлли Блай | —             | „                      |
| ■             | Риф Д-3    | Редуотер      | Известняк              |
| ◇             | Уилкокк    | —             | Песчаник               |
| ▣             | Риф Д-3    | Редуотер      | Известняк              |
| ▢             | Риф Д-3    | То же         | То же                  |
| +             | Торпедо    | —             | Песчаник               |
| △             | Алунд      | —             | Синтетический материал |
| □             | Риф Д-3    | Редуотер      | Известняк              |
| ○             | Береа      | —             | Песчаник               |

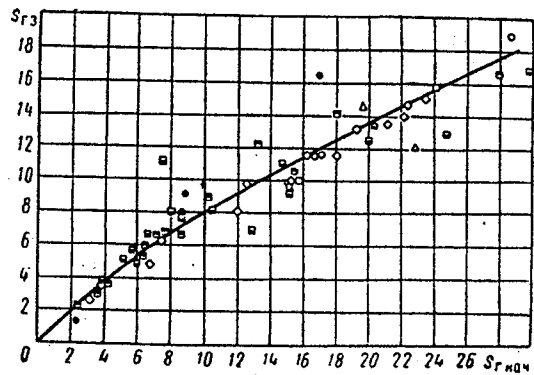


Рис. III.21. Зависимость между начальной газонасыщенностью и газонасыщенностью, обусловленной захваченным газом, для преимущественно гидрофильных и гидрофобных пород (условные обозначения показаны в табл. III.1).  $S_{г\text{ нач}}$  — начальная газонасыщенность потока, % объема пор;  $S_{гз}$  — газонасыщенность, обусловленная захваченным газом, % объема пор

Рис. III.22. Влияние начальной газонасыщенности на нефтеотдачу при заводнении преимущественно гидрофильных пород (условные обозначения показаны в табл. III.2).

$S_{г\text{ нач}}$  — начальная газонасыщенность потока в % объема пор;  $\Delta S_{н\text{ ост}}$  — снижение остаточной нефтенасыщенности в % объема пор

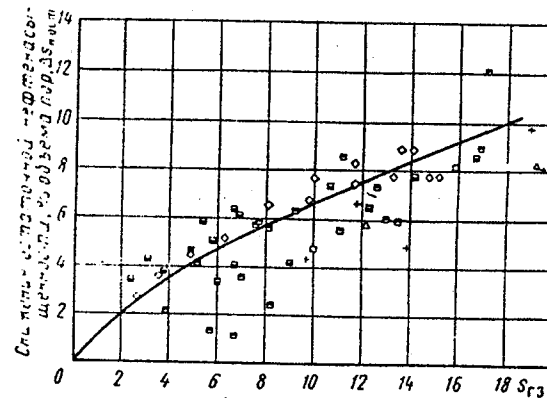
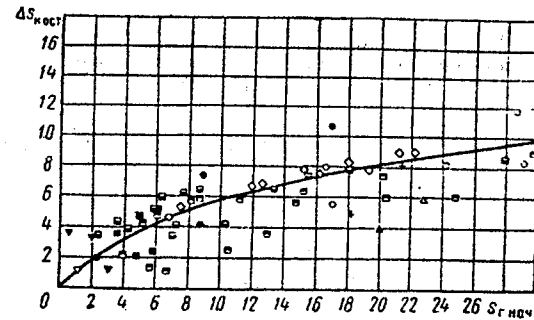


Рис. III.23. Влияние газонасыщенности, обусловленной захваченным газом, на нефтеотдачу при заводнении преимущественно гидрофильных пород (условные обозначения показаны в табл. III.3).

$S_{гз}$  — газонасыщенность, обусловленная захваченным газом, % объема пор;  $\Delta S_{н\text{ ост}}$  — снижение остаточной нефтенасыщенности в % объема пор

Рис. III.24. Зависимость между насыщенностью захваченным газом и остаточной нефтенасыщенностью для образца ядра, покрытого фольгой (условные обозначения показаны в табл. III.3).

1 — нефть вязкостью 22 сП; 2 — нефть вязкостью 1,4 сП; 3 — первоначально подвижный газ; 4 — первоначально захваченный газ

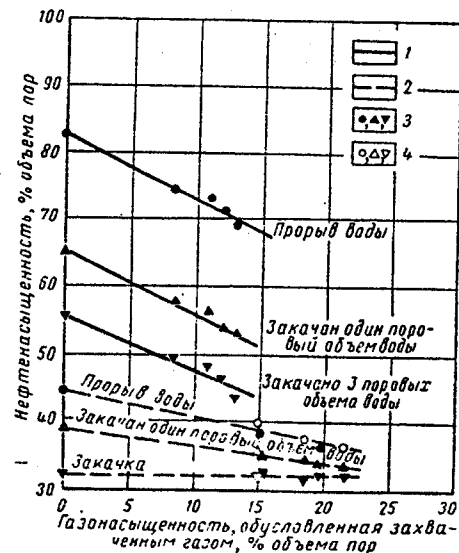


Таблица III.3

Влияние газонасыщенности, обусловленной захваченным газом, на нефтеотдачу при заводнении преимущественно гидрофильных пород (см. рис. III.23)

| Условный знак | Горизонт   | Месторождение | Тип горной породы      |
|---------------|------------|---------------|------------------------|
| ●             | Нелли Блай | —             | Песчанник              |
| ◇             | Уплкок     | —             | То же                  |
| ▭             | Риф Д-3    | Редуотер      | Известняк              |
| ▭             | Риф Д-3    | То же         | То же.                 |
| +             | Торпедо    | —             | Песчанник              |
| △             | Алунд      | —             | Синтетический материал |
| □             | Риф Д-3    | Редуотер      | Известняк              |
| ⊗             | Береа      | —             | Песчанник              |

В гидрофильных породах газонасыщенность, обусловленная захваченным газом, способствует уменьшению остаточной нефтенасыщенности.

Кайт и другие установили иной характер влияния газонасыщенности, обусловленной захваченным газом, в преимущественно гидрофобных породах. Они показали, что уменьшение нефтенасыщенности, вызванное захваченным газом, зависит от поровой структуры горной породы, вязкости нефти и объема прокачанной воды, и поэтому невозможно установить простую зависимость между захваченным газом и остаточной нефтенасыщенностью. По имеющимся данным видно, что в преимущественно гидрофобных породах нефть, оставшаяся после прокачки многих поровых объемов воды, не зависит от начальной газонасыщенности. Воздействие начальной газонасыщенности заключается в уменьшении объема нагнетаемой воды, необходимой для достижения некоторого значения нефтеотдачи (рис. III.24).

При наличии захваченного газа в процессе эксплуатации при любой текущей нефтеотдаче уменьшается водо-нефтяной фактор. Таким образом, показатели заводнения, обусловленные захваченным газом, весьма сходны с данными, полученными при закачке воды повышенной вязкости.

## Глава IV

## ПОНЯТИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОДВИЖНОСТИ

В законе Дарси имеется коэффициент пропорциональности, связывающий скорость жидкости с градиентом давления. Этот коэффициент, называемый коэффициентом подвижности жидкости, равен эффективной проницаемости породы для соответствующей жидкости, деленной на ее вязкость. Таким образом, коэффициент подвижности воды равен  $k_{эв}/\mu_w$ , а коэффициент подвижности нефти —  $k_{эн}/\mu_n$ . Значение этих коэффициентов зависит от насыщенности.

В 1937 г. Маскет впервые ввел термин, ставший известным как коэффициент подвижности. Позднее он применялся для обозначения отношения подвижности воды в водонасыщенной зоне течения к подвижности нефти в нефтенасыщенной зоне. В своей второй книге Маскет привел распределение давления для ряда систем размещения нагнетательных и эксплуатационных скважин при коэффициенте подвижности, равном единице.

Аронофски в 1952 г. явился первым, кто подчеркнул важность влияния коэффициента подвижности на показатели процесса заводнения в различных системах размещения скважин. Используя потенциметрическую модель и численные методы, он исследовал влияние коэффициента подвижности на площадь зоны вытеснения водой к моменту прорыва воды в эксплуатационные скважины. Вскоре за этой работой последовали многие другие. В следующих главах мы рассмотрим воздействие коэффициента подвижности на эффективность охвата заводнением по площади, по мощности и по объему. По опыту автора, коэффициент подвижности является наиболее важной из характеристик такого течения.

До 1957 г. термин «коэффициент подвижности» в различных статьях, появившихся в Transactions AIME, определялся по усмотрению авторов. В результате в некоторых работах коэффициент подвижности определен как отношение подвижности нефти к подвижности вытесняющей жидкости, а в других — как отношение подвижности вытесняющей жидкости к подвижности нефти. Поэтому читатель статей AIME, опубликованных до 1957 г., должен быть осторожен в отношении определения коэффициента подвижности в каждой работе. После принятия Стандартной системы буквенных

Обычно в разработке нефтяных месторождений в 1951 г. коэффициент подвижности определяется следующим образом:

$$M = \frac{k_{\text{выт}}}{\mu_{\text{выт}}} \cdot \frac{\mu_n}{k_{\text{эн}}}, \quad (\text{IV.4})$$

где индекс выт обозначает вытесняющую фазу. Отсюда для процесса заводнения имеем

$$M = \frac{k_{\text{эн}}}{\mu_n} \cdot \frac{\mu_n}{k_{\text{эн}}} = \frac{k_{\text{ов}}}{\mu_n} \cdot \frac{\mu_n}{k_{\text{он}}}. \quad (\text{IV.4a})$$

К сожалению, некоторые инженеры считают, что эта комбинация относительных проницаемостей и вязкостей нефти и воды схожа с комбинацией, стоящей в знаменателе уравнения доли жидкости в потоке. Я обращаю внимание читателя на следующее.

1. В уравнении доли воды в потоке отношение относительных проницаемостей является отношением при одном данном значении насыщенности, т. е. в одной точке пласта.

2. В коэффициенте подвижности относительная проницаемость для воды — это проницаемость в заводненной части пласта, а проницаемость для нефти — проницаемость в нефтяной зоне, перемещаемой вытесняющей водой, т. е. в двух различных, пространственно разделенных точках пласта.

#### IV.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОДВИЖНОСТИ

В потоке, в котором отсутствует градиент насыщенности за фронтом вытесняющей воды, не возникает неясности относительно значения относительной проницаемости для воды. Однако при заводнении (либо при нагнетании газа), когда имеется градиент насыщенности за фронтом вытеснения, возникает вопрос: как выбрать соответствующее значение относительной проницаемости для воды.

В некоторых ранних экспериментальных исследованиях этот вопрос был обойден применением потенциометрических моделей или моделей со смешивающимися жидкостями, в которых градиент насыщенности за фронтом нагнетаемой воды отсутствовал. В 1955 г. Крайг и другие опубликовали результаты нагнетания воды и газа в элемент пятиточечной системы. Были использованы нефти с различной вязкостью для получения диапазона градиентов насыщенности. При этом определили, что если подвижность воды находить по средней водонасыщенности за фронтом вытеснения к моменту прорыва воды, то данные по зависимости коэффициента охвата по площади от коэффициента подвижности совпадают с теми, которые были получены исследователями, применявшими смешивающиеся жидкости. На рис. IV.1 показан график зависимости  $E_p$  к моменту прорыва от коэффициента подвижности, пересчитанного в соответствии с приведенным выше определением. Как можно заметить, определение коэффициента подвижности по подвижности вытесняющей жидкости в момент прорыва (правые крайние точки на гори-

зонтальных отрезках) или на фронте вытеснения (левые крайние точки на этих отрезках) дает удовлетворительное совпадение. (Стрелки на концах отрезков указывают, что коэффициенты подвижности при прорыве или на фронте вытеснения выпадают за пределы масштаба графика.)

По результатам этого исследования подвижность воды определяется как подвижность при средней водонасыщенности в зоне замещения нефти водой пласта. Это определение теперь широко принято. Хотя подвижность вытесняющей жидкости должна включать подвижность движущейся части нефти за фронтом вытеснения, обсуждение в одной из статей показывает, что она незначительна по сравнению с подвижностью воды. Относительная проницаемость для нефти в нефтенасыщенной части перед фронтом вытеснения равна 1,0 в отсутствие подвижной погребенной воды.

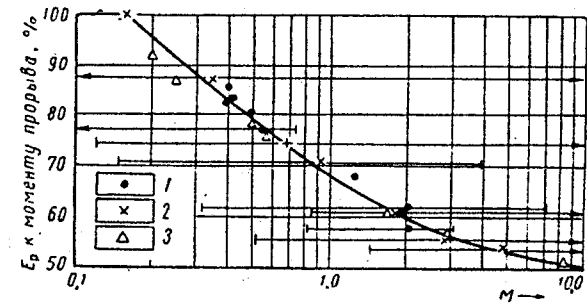


Рис. IV.1. Коэффициент охвата по площади к моменту прорыва в пятиточечной системе

1 — вода — нефть, 2 — газ — нефть; 3 — смешивающиеся жидкости

В работе Крайга и других было также определено, что средняя водонасыщенность в элементе пятиточечной системы к моменту прорыва воды равна таковой в линейной системе. Средняя водонасыщенность в зоне вытеснения линейной системы постоянна до момента прорыва, но может возрастать после прорыва воды. Тот же эффект можно заметить и при заводнении элемента пятиточечной системы. Соответственно верно, что коэффициент подвижности остается постоянным до прорыва, но после прорыва он может возрасти в соответствии с увеличением значений водонасыщенности и проницаемости для воды в зоне вытеснения элемента системы. Следовательно, необходимо учитывать значения коэффициентов подвижности до прорыва и после него. Вообще, если не делается специальных оговорок, в дальнейшем термин «коэффициент подвижности» означает, что берется его значение до прорыва.

Как будет показано в следующих главах, охват пласта любой нагнетаемой жидкостью по площади и по мощности улучшается при низких значениях коэффициента подвижности и уменьшается при

больших значений коэффициента подвижности. В обычном употреблении коэффициенты подвижности меньше единицы называют «благоприятными», Качественные выражения «очень благоприятные» или «очень неблагоприятные» используют для указания возрастающего отличия от единичного значения коэффициента подвижности.

#### IV.2. ДИАПАЗОН ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПОДВИЖНОСТИ В ПРОЦЕССЕ ЗАВОДНЕНИЯ

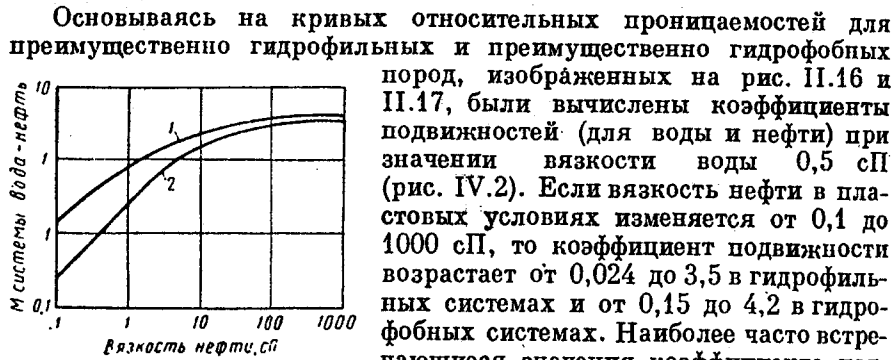


Рис. IV.2. Влияние вязкости нефти на коэффициент подвижности системы вода — нефть.  
1 — гидрофобная порода; 2 — гидрофильная порода

Кривые, приведенные на рис. IV.2, построены для частного вида кривых относительных проницаемостей для воды и нефти. Использование этих кривых не рекомендуется для оценки значений коэффициента подвижности при других характеристиках течения жидкостей в пористой среде.

#### Глава V

#### КОЭФФИЦИЕНТ ОХВАТА ПО ПЛОЩАДИ

При искусственном заводнении воду нагнетают в одни скважины, а добычу получают из других. В результате между нагнетательными и эксплуатационными скважинами возникают распределение давлений и соответствующие линии тока. В симметричных элементах систем скважин прямая линия, соединяющая нагнетательную и эксплуатационную скважины, является кратчайшей линией тока между ними и, следовательно, градиент давления по этой линии

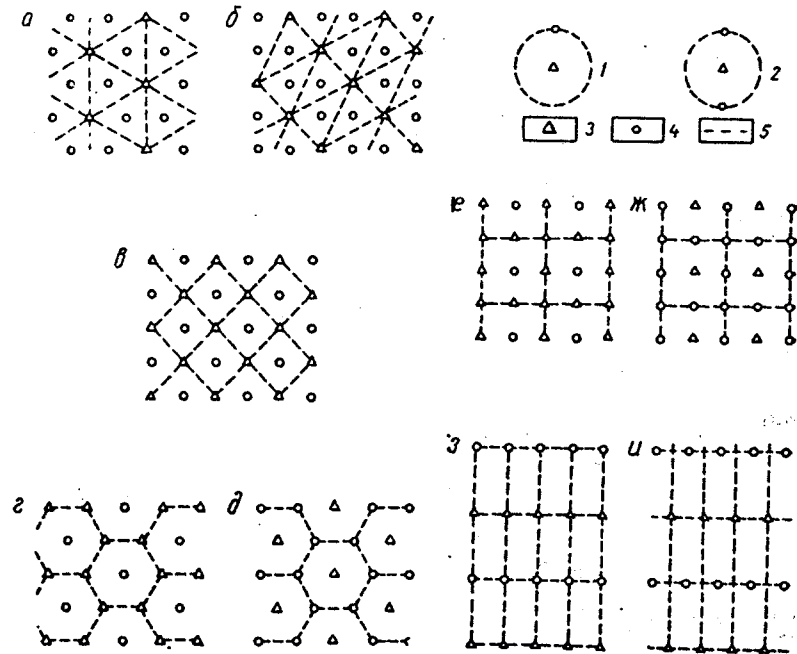


Рис. V.1. Элементы площадных систем заводнения.

1 — двухточечная система; 2 — трехточечная; 3 — нагнетательная скважина; 4 — эксплуатационная скважина; 5 — граница участка;  
а — регулярная четырехточечная; б — скрученная четырехточечная; в — пятиточечная; г — обращенная семиточечная; д — нормальная девятиточечная; ж — обращенная девятиточечная; з — лобовая линейная рядная система; и — шахматная рядная система

наибольший. Поэтому нагнетаемая вода, продвигающаяся в плане по этой кратчайшей линии тока, достигает скважину прежде, чем по любой другой линии тока. Поэтому к моменту прорыва воды лишь часть площади пласта между этими двумя скважинами замещена водой. Это заводненая доля дает коэффициент охвата по площади элемента системы к моменту прорыва  $E_{р пр}$ .

В литературе освещено большое число различных систем размещения нагнетательных и эксплуатационных скважин (рис. V.1). Такие из них, как двухточечная и трехточечная, представляют собой изолированные системы для опытно-промышленных испытаний процесса заводнения. Остальные — большие участки периодически повторяющихся элементов из нагнетательных и эксплуатационных скважин. Заметим, что регулярные четырехточечная и обращенная семиточечная системы совпадают между собой. В табл. V.1 приведены характеристики этих площадных систем заводнения. Системы, названные «обращенными», имеют лишь одну нагнетательную скважину на элемент системы. В этом и состоит различие между «нормальными» и «обращенными» системами размещения скважин.

Таблица V.1

Характеристики элементов систем площадного заводнения

| Система  | Отношение числа эксплуатационных скважин к числу нагнетательных | Элемент площадной системы  |
|--|---|----------------------------|
| Четырехточечная . . . . .  | 2   | Равносторонний треугольник |
| Скошенная четырехточечная . . . . .                                | 2   | Квадрат                    |
| Пятиточечная . . . . .   | 1   | Квадрат                    |
| Семиточечная . . . . .   | 1/2   | Равносторонний треугольник |
| Обращенная семиточечная (одна нагнетательная скважина) . . . . .   | 2   | Равносторонний треугольник |
| Девятиточечная . . . . .   | 1/3   | Квадрат                    |
| Обращенная девятиточечная (одна нагнетательная скважина) . . . . . | 3   | Квадрат                    |
| Линейная рядная система . . . . .                                  | 1   | Прямоугольник              |
| Шахматно-рядная система . . . . .                                  | 1   | Смещенные ряды скважин     |

### V.1. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Техника экспериментов. Первые работы, касающиеся площадных систем заводнения и определения стационарного распределения давления, проводились расчетным методом. В этих расчетах был определен коэффициент охвата по площади к моменту прорыва при коэффициенте подвижности, равном единице (расчетный метод Маскета).

Другим методом определения коэффициента охвата по площади в ранних работах было электролитическое моделирование, в част-

ности на модели из пропитанной электролитом фильтровальной бумаги и желатиновой модели, при котором стационарный поток жидкости заменялся течением электрического тока.

В потенциометрических моделях Ли также создается течение электрического тока. Эти модели использовались для экспериментального определения коэффициентов охвата по площади при коэффициентах подвижности, отличных от единицы. В таких комбинированных расчетно-экспериментальных методах распределение эквивалентных потенциалов и линий тока определялось экспериментально при фиксированном положении фронта заводнения, а затем по этим распределениям расчетом определялось перемещение фронта (опыты повторялись).

В начале 50-х гг. был разработан метод теневой фотографии в рентгеновских лучах (метод Слобода и Коудла). Абсорбент рентгеновского излучения растворялся в нагнетаемой или вытесняемой жидкости. При фотографировании в рентгеновских лучах фаза, содержащая абсорбент, давала на пленке тень, тем самым показывая положение фронта заводнения. Первоначально использовались смешивающиеся жидкости, но вскоре метод был применен и к течению несмешивающихся жидкостей.

Движение жидкости в узких щелях (так называемые модели Хиль—Шоу) использовалось в других областях науки и техники. Модели эти принципиально просты, поскольку состоят из двух плоских листов стекла, разделенных тонкой прокладкой. Вследствие перемешивания жидкостей, которое происходит во время течения, их применение на практике ограничивается коэффициентом подвижности, равным единице. Этот способ используется для графического построения семейства линий тока при различных системах размещения скважин. Сеточные электроинтеграторы из активных сопротивлений, моделирующие пористую среду системой взаимосвязанных электрических сопротивлений, также применялись для определения коэффициентов охвата по площади (Ноублз и Джансен).

Таким образом, любой физический или химических процесс, удовлетворяющий уравнению Лапласа, можно применить для определения некоторых характеристик показателей течения жидкостей в пористой среде (подчиняющихся закону Дарси), например коэффициента охвата по площади<sup>1</sup>.

### Надежность результатов

Целью одного из исследований (Слобод и Кроуфорд) была оценка надежности моделей течения жидкостей для определения коэффициентов охвата по площади. Авторы установили, что влияние неточного моделирования диаметров скважин при определении

<sup>1</sup> Это утверждение неточно. При двухфазном течении давление (даже при неучете капиллярных сил) не удовлетворяет уравнению Лапласа — Прим. ред.



коэффициента охвата по площади небольшое. Интуитивно ясно, что гидродинамические модели (использующие течение жидкостей) наиболее надежны, так как они моделируют в целом нестационарное вытеснение одной жидкостью другую, как это происходит в пласте. Разумеется, эффект стабилизированной зоны на моделируемом водо-нефтяном контакте должен быть соблюден по соответствующим параметрам подобия. Эксперименты на смешивающихся жидкостях при отношениях вязкостей выше двух могут давать неверные результаты из-за смешивания жидкостей на границе раздела.

Наиболее критическое исследование посвящено методу потенциометрического моделирования (Доверти и др.). Первоначально считалось, что можно моделировать непрерывный процесс вытеснения небольшим числом дискретных шагов по времени (Келлер и Крайг). При дальнейшем изучении пришли к выводу, что значения коэффициентов охвата, определенные на потенциометрических моделях при больших значениях коэффициентов подвижности, «чересчур оптимистичны», если брать небольшое число шагов.

## V.2. ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ОХВАТА ПО ПЛОЩАДИ К МОМЕНТУ ПРОРЫВА ВОДЫ

Значения коэффициента охвата по площади к моменту прорыва определялись для различных систем площадного заводнения. Наиболее популярным элементом был элемент пятиточечной системы.

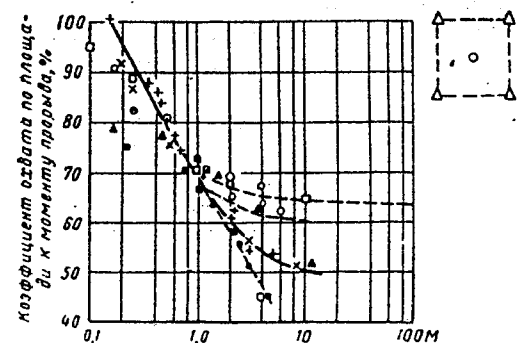


Рис. V.2. Зависимость коэффициента охвата по площади от коэффициента подвижности при прорыве жидкости (регулярная пятиточечная система)

получается удовлетворительное соответствие, когда коэффициент подвижности  $M \leq 1$ . Однако при  $M > 1$  обнаруживается большое расхождение между приведенными данными. На рис. V.2 даны четыре кривые при  $M > 1$ . Эти кривые отвечают различным данным, полученным экспериментально в указанном интервале изменения коэффициента подвижности. Замеренные значения коэффициента охвата по площади при прорыве для  $M = 3$ , например, лежат в диапазоне 52—66%.

Таблица V.2

Значения коэффициента охвата по площади, полученные при исследовании изолированной двухточечной системы

| Год опубликования | Авторы                 | Метод                                      | Коэффициент подвижности M | Коэффициент охвата по площади к моменту прорыва (в %) |
|-------------------|------------------------|--|---------------------------|---|
| 1933              | Викоф, Ботсет и Маскет | На потенциометрической модели              | 1,0                       | 52,5  |
| 1954              | Рэми и Набор           | Электролитическая из фильтровальной бумаги | 1,0                       | 53,8<br>27,7  |

Примечание. Базовая площадь =  $2D^2$ , где  $D$  — расстояние между скважинами.

Таблица V.3

Значения коэффициента охвата по площади, полученные при исследовании в изолированной трехточечной системе

| Год опубликования | Авторы                 | Метод  | Коэффициент подвижности | Коэффициент охвата по площади к моменту прорыва (в %) |
|-------------------|------------------------|--|-------------------------|---|
| 1933              | Викоф, Ботсет и Маскет | На электролитической модели                          | 1,0                     | 78,5  |
| 1954              | Рэми и Набор           | На электролитической модели из фильтровальной бумаги | $\infty$                | 66,5  |

Примечание. Базовая площадь =  $2D^2$ , где  $D$  — расстояние между нагнетательной и эксплуатационными скважинами.

Таблица V.4

Значения коэффициента охвата по площади, полученные при исследовании регулярной скошенной четырехточечной системы (данные приведены на рис. V.3)

| Год опубликования | Авторы                   | Метод  | Коэффициент подвижности M |
|-------------------|--------------------------|--|---------------------------|
| 1968              | Коудл, Хикман Зилберберг | Рентгенография с применением смешивающихся жидкостей | 0,1—10,0                  |

Значения коэффициента охвата по площади, полученные при исследовании регулярной нормальной семиточечной системы (данные приведены на рис. V.4)

| Год опубликования | Авторы            | Метод  | Коэффициент подвижности М                       | Коэффициент охвата по площади к моменту прорыва (в %)                                   |
|-------------------|-------------------|--|---|---|
| 1933              | Викоф, Ботсет     | На электролитической модели                          | 1,0   | 82,0  |
| 1934              | Маскет и Викоф    | На электролитической модели                          | 1,0   | 74,0  |
| 1956              | Бертон и Кроуфорд | На желатиновой модели                                | 0,33<br>0,85<br>2,0                             | 80,5<br>77,0<br>74,5  |
| 1961              | Гукерт            | Рентгенография с применением смешивающихся жидкостей | 0,25<br>0,33<br>0,5<br>1,0<br>2,0<br>3,0<br>4,0 | 88,1—88,2<br>88,4—88,6<br>80,3—80,5<br>72,8—73,6<br>68,1—69,5<br>66,0—67,3<br>64,0—64,6 |

Учитывая предостережение, что на потенциметрической модели можно получить слишком высокие значения коэффициента охвата, если взять небольшое число шагов, а по данным по смешивающемуся вытеснению — заниженные его значения вследствие образования в модели зоны смеси, можно заключить, что вероятные значения должны лежать между этими пределами. Ввиду того что данные, полученные Крайгом и другими, сняты при более полном моделировании процесса заводнения (несмешивающиеся жидкости, непрерывное течение), то они, вероятно, являются наиболее представительными с точки зрения моделирования реального процесса.

(Кривая по точкам, измеренным Крайгом, проведена сплошной линией.)  
Для многих других исследованных элементов систем имеется слишком мало данных, чтобы провести достаточно достоверную кривую.

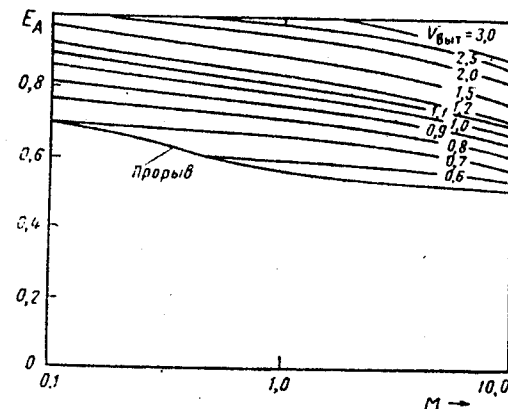


Рис. V.3 Коэффициент охвата по площади в скосенной четырехточечной системе.

$V_{\text{выт}}$  — вытесняемый объем, равный объему закачанной жидкости, деленному на произведение объема пор элемента и коэффициента вытеснения

Значения коэффициента охвата по площади, полученные при исследовании в регулярной пятиточечной системе (данные приведены на рис. V.2)

| Год опубликования | Авторы                  | Метод   | Коэффициент подвижности М |
|-------------------|-------------------------|---|---------------------------|
| 1933              | Викоф, Ботсет и Маскет  | На электролитической модели                                 | 1,0                       |
| 1934              | Маскет и Викоф          | На электролитической модели                                 | 1,0                       |
| 1951              | Фэй и Пратс             | Численный   | 4,0                       |
| 1952              | Слобод и Коудл          | Рентгенография с применением смешивающихся жидкостей        | 0,1—10,0                  |
| 1953              | Херст                   | Численный   | 1,0                       |
| 1954              | Дайес, Коудл и Эрикссон | Рентгенография с применением смешивающихся жидкостей        | 0,06—10                   |
| 1955              | Крайг, Джефен и Морс    | Рентгенография с применением несмешивающихся жидкостей      | 0,16—5,0                  |
| 1955              | Чик и Мэнзи             | Шелевая модель (Хиль-Шоу)                                   | 0,04—10,0                 |
| 1956              | Аронофский и Рами       | На потенциметрической модели                                | 0,1—10,0                  |
| 1958              | Ноублз и Джапцен        | На сетке сопротивлений                                      | От 0,1 до 6,0             |
| 1960              | Хаберман                | На физической модели с применением окрашенных жидкостей     | От 0,037 до 130           |
| 1961              | Брэдли, Хеллер и Оде    | На потенциметрической модели с применением проводящей ткани | От 0,25 до 4              |

Таблица V.6

Значения коэффициента охвата по площади, полученные при исследовании изолированной нормальной и обращенной пятиточечной систем (данные приведены на рис. V.4)

| Год опубликования | Авторы                 | Метод                       | Система    | Коэффициент подвижности | Коэффициент охвата по площади к моменту прорыва (в %) | Номер ссылки |
|-------------------|------------------------|-----------------------------|------------|-------------------------|---|--------------|
| 1958              | Полсел *               | Шелевая модель (Хиль-Шоу)   | Обращенная | 0,319                   | 117,0   | 19           |
| 1959              | Мосе, Уайт и Мак — Нил | Потенциметрический          | Обращенная | 1,0                     | 105,0   | 31           |
| 1960              | Коудл и Лонкарк        | Рентгенографический         | Нормальная | От 0,1 до 10,0          | 92,0  | 32           |
| 1962              | Нейлсон и Флок         | Физическая модель с породой | Обращенная | 0,423                   | 110,0   | 33           |

\* Зависит от отношения расхода нагнетания к дебиту эксплуатационных скважин.  
Примечание. Базовая площадь =  $D^2$ , где  $D$  — расстояние между соседними эксплуатационными скважинами.

Значения коэффициента охвата по площади, полученные при исследовании регулярной обращенной семиточечной системы (с одной нагнетательной скважиной) (данные приведены на рис. V.6)

| Год опубликования | Автор                    | Метод  | Коэффициент подвижности M | Коэффициент охвата по площади к моменту прорыва (%) |
|-------------------|--------------------------|--|---------------------------|---|
| 1933              | Викоф, Ботсет            | На электролитической модели                          | 1,0                       | 82,2  |
| 1956              | Маскет и Бертон Кроуфорд | На желатиновой модели                                | 0,5                       | 77,0  |
|                   |                          |  | 1,3                       | 76,0  |
|                   |                          |  | 2,5                       | 75,0  |
| 1961              | Гукерт                   | Рентгенография с применением смешивающихся жидкостей | 0,25                      | От 87,7 до 89,0                                     |
|                   |                          |  | 0,33                      | От 84,0 до 84,7                                     |
|                   |                          |  | 0,50                      | От 79,0 до 80,5                                     |
|                   |                          |  | 1,0                       | От 72,8 до 73,7                                     |
|                   |                          |  | 2,0                       | От 68,8 до 69,0                                     |
|                   |                          |  | 3,0                       | От 66,3 до 67,2                                     |
| 4,0               | От 63,0 до 63,6          |  |                           |   |

Таблица V.9

Значения коэффициента охвата по площади, полученные при исследовании регулярной нормальной девятиточечной системы

| Год опубликования | Автор   | Метод  | Коэффициент подвижности M | Номер ссылки |
|-------------------|---------|--|---------------------------|--------------|
| 1939              | Круттер | На электролитической модели                          | 1,0                       | 35           |
| 1961              | Гукерт  | Рентгенография с применением смешивающихся жидкостей | 1,0 и 2,0                 | 34           |

Таблица V.10

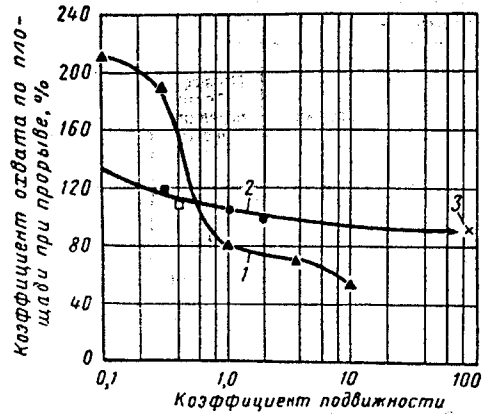
Значения коэффициента охвата по площади, полученные при исследовании обращенной девятиточечной системы (с одной нагнетательной скважиной) (данные приведены на рис. V.7—V.9)

| Год опубликования | Автор                      | Метод   | Коэффициент подвижности M |
|-------------------|----------------------------|---|---------------------------|
| 1964              | Кимблер, Коудл и Купер     | Рентгенография с применением смешивающихся жидкостей                  | От 0,1 до 10,0            |
| 1964              | Уотсон, Зилберберг и Коудл | На физической модели с применением окрашенных смешивающихся жидкостей | От 0,1 до 10,0            |

Значения коэффициента охвата по площади, полученные при исследовании линейных (рядных) систем

| Дата опубликования | Автор                   | Метод  | Система     | Коэффициент подвижности M | Коэффициент охвата по площади к моменту прорыва (в %) |
|--------------------|-------------------------|--|-------------|---------------------------|---|
| 1933               | Викоф, Ботсет и Маскет  | На электролитической модели                          | Фронтальная | 1,0                       | 1,0   |
| 1934               | Маскет и Викоф          | На электролитической модели                          | Фронтальная | 0,5—4,0                   | 1,0   |
| 1952               | Аронофски               | Численный и потенциометрическая модель               | шахматная   | 0,5—4,0                   | 0,1; 1,0; 10  |
|                    |                         |  | Фронтальная |                           |   |
| 1952               | Слобод и Коудл          | Рентгенография с применением смешивающихся жидкостей | Фронтальная | 1,5                       | От 0,1 до 10  |
|                    |                         |  | То же       |                           |   |
| 1954               | Дайес, Коудл и Эрикссон | То же  | Фронтальная | 1,0                       | От 0,1 до 17  |
| 1955               | Чик и Мензи             | Щелевая модель                                       | Шахматная   | 1,0                       | От 0,04 до 11,0                                       |
| 1956               | Пратс Бертон и Кроуфорд | Численный метод на желатиновой модели                | Фронтальная | 2,0                       |   |
|                    |                         |  | Шахматная   | 11,0—6,0                  | 1,0   |
| 1962               |                         |  | Фронтальная | 1,0                       | От 0,5 до 3,0   |

На рис. V.3 изображено семейство кривых изменения коэффициента охвата при прорыве, полученных Коудлом и другими для элемента скошенной четырехточечной системы. При этом коэффициент охвата по площади возрастает после прорыва. На рис. V.4 изображены подобные графики как для элемента пятиточечной системы, так и для одиночного пятиточечного элемента с нагнетательной скважиной, т. е. для нормальной и изолированной обращенной пятиточечной систем. На рис. V.5 и V.6 представлены данные по коэффициенту охвата по площади соответственно для нормального и обращенного элементов семиточечной системы. На каждом из этих рисунков приведены две кривые, относящиеся к различным наборам экспериментальных данных. Для использования рекомендуются данные Гукерта, так как надежность рентгенографического метода выше при коэффициентах подвижности, отличающихся от единицы. Коэффициенты охвата по площади при прорыве для элемента обращенной девятиточечной системы (одна нагнетательная скважина на элемент), приведенные в табл. V.10, зависят от отношения дебита эксплуатационных скважин, соседних с нагнетательной, к дебиту более удаленных скважин (расположенных в углу элемента). Данные о коэффициентах охвата для отношений 0,5; 1,0 и 5,0 представлены, соответственно, на рис. V.7, V.8 и V.9. На



**I** Рис. V.4. Зависимость коэффициента охвата по площади при прорыве жидкости от коэффициента подвижности для одиночной нагнетательной скважины (обращенная пятиточечная) и одиночной пятиточечной (нормальная пятиточечная) систем опытного заводнения.

**II**

1 — нормальная система;  
 2 — обращенная система;  
 3 — 92% при  $M = \infty$ . Площади элементов систем:  
 I — нормальная; II — обращенная

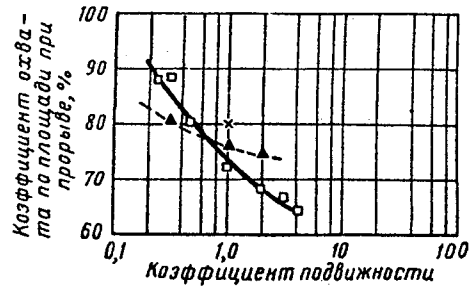


Рис. V.5. Зависимость коэффициента охвата по площади при прорыве жидкости от коэффициента подвижности для регулярной нормальной семиточечной системы заводнения:

I — площадь элемента системы

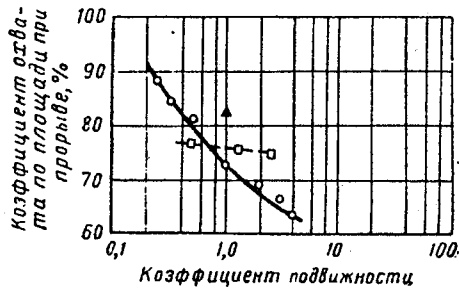


Рис. V.6. Зависимость коэффициента охвата по площади при прорыве жидкости от коэффициента подвижности для регулярной обращенной семиточечной системы заводнения:

I — площадь элемента системы

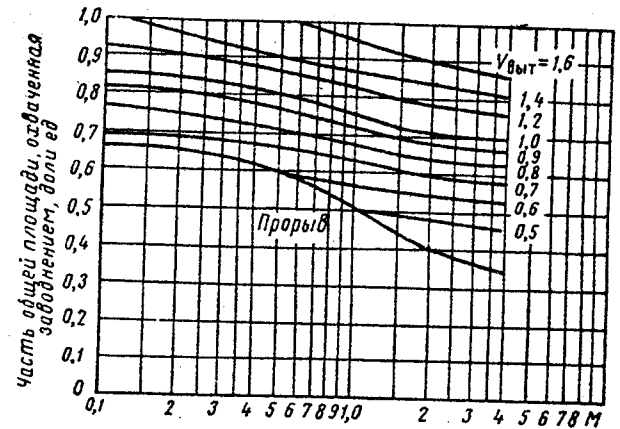


Рис. V.7. Значения коэффициента охвата по площади как функции коэффициента подвижности для девятиточечной системы при разных вытесняемых объемах  $V_{\text{выт}}$

Отношение дебитов эксплуатационных скважин равно 0,5; боковая скважина выключается при  $f_{\text{в бок}} = 0,95$

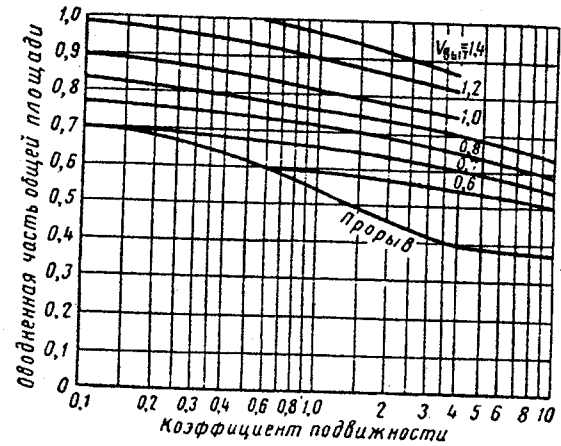


Рис. V.8. Значения коэффициента охвата по площади как функции коэффициента подвижности для девятиточечной системы при разных вытесняемых объемах ( $V_{\text{выт}}$ ).

Отношение дебитов эксплуатационных скважин равно 1,0; боковая скважина выключается при  $f_{\text{в бок}} = 0,95$

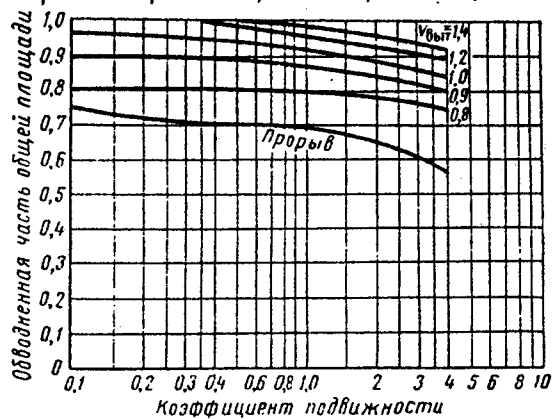


Рис. V.9. Значения коэффициента охвата по площади как функции коэффициента подвижности для девятиточечной системы при разных процентах обводненности продуктивных скважин ( $f_{в\text{ угл}}$ ).

Отношение дебитов эксплуатационных скважин равно 5,0; боковая скважина выключается при  $f_{в\text{ бок}} = 0,95$

Рис. V.10. Значения коэффициента охвата для различных систем заводнения как функции  $L/2\sigma$  при коэффициенте подвижности  $M$ , равном 1:

1 — лобовое линейное рядное заводнение по Маскету; 2 — шахматное рядное заводнение по Маскету; 3 — шахматное рядное заводнение по Пратсу

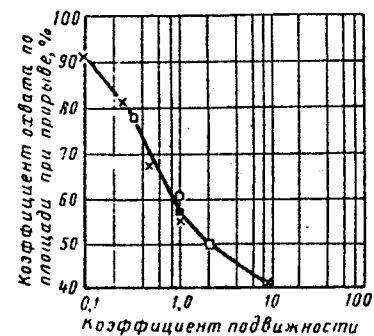
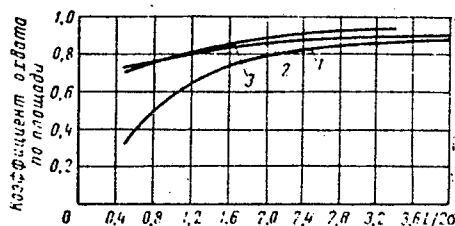


Рис. V.11. Зависимость коэффициента охвата по площади при прорыве от коэффициента подвижности для регулярного лобового рядного заводнения при  $L/2\sigma = 1,0$ .

1 — площадь элемента системы

Рис. V.12. Зависимость коэффициента охвата по площади от коэффициента подвижности для регулярной шахматной рядной системы при  $L/2\sigma = 1,0$ .

1 — площадь элемента системы

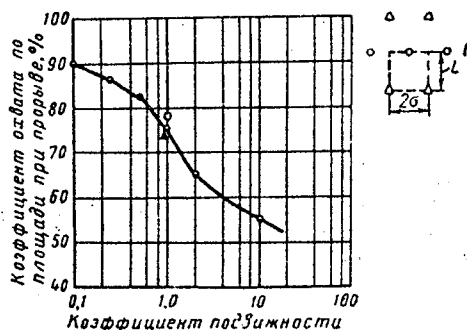


рис. V.10 сопоставлены значения коэффициента охвата по площади при прорыве для единичного коэффициента подвижности при шахматной и лобовой однорядной системах заводнения в функции от  $L/2\sigma$ , где  $L$  — расстояние между соседними рядами скважин, а  $2\sigma$  — расстояние между скважинами в ряду. На этом рисунке приведены две кривые для шахматной линейной однородной системы: одна — полученная Маскетом, а другая — Пратсом. Результаты Пратса более надежны. Пятиточечная система представляет собой шахматную линейную систему с отношением  $L/2\sigma = 0,5$ . На рис. V.11 и V.12 приведены коэффициенты охвата, полученные как для лобовой, так и для шахматной линейной систем заводнения.

В большинстве лабораторных исследований систем заводнения применялись предварительно насыщенные жидкостями модели. В процессе исследований коэффициента охвата по площади при моделировании нагнетания воды в элемент пласта, истощенный до этого на режиме растворенного газа, было определено, что при заполнении газового объема водой вода продвигается радиально от нагнетательной скважины. Это радиальное продвижение продолжается до тех пор, пока граница нефтенасыщенной зоны не соприкоснется с границей нефтенасыщенной зоны, распространяющейся от соседней нагнетательной скважины, либо водо-нефтяной контакт не продвинется в эксплуатационную скважину. В этот момент фронт воды начинает двигаться острым мысом к ближайшей эксплуатационной скважине. Если к этому моменту водо-нефтяной фронт был бы радиальным в первоначально насыщенном жидкостью пласте, то коэффициент охвата по площади к прорыву воды при наличии свободного газа был бы тем же, что и при отсутствии газа. Показатели при прорыве и после него были бы одинаковыми. Однако при любом закачанном после частичного истощения объеме воды будет извлечено меньше нефти на количество, эквивалентное объему первоначального свободного газа в пластовых условиях. Если заводнение пласта происходит при более высоком коэффициенте охвата по площади, чем в случае существования радиального течения, то показатель охвата по площади при наличии начального газа будет более высоким. Для большинства условий заводнения заполнение газового объема пласта водой происходит до образования мыса на фронте, и поэтому начальная газонасыщенность не влияет на коэффициент охвата по площади или на остаточную нефтенасыщенность.

### V.3. РОСТ КОЭФФИЦИЕНТА ОХВАТА ПО ПЛОЩАДИ ПОСЛЕ ПРОРЫВА ВОДЫ

При обсуждении работы Аронофского Дайес одним из первых пришел к выводу, что при нагнетании жидкости после прорыва воды (в эксплуатационную скважину) коэффициент охвата по площади элемента системы продолжает возрастать, пока не достигнет 100%, т. е. до полного охвата по площади. Это было показано для

предельно, пятиточечной, семиточечной, девятиточечной и линейных систем. Большинство из этих данных приведены на графиках приложения D.

#### V.4. ПРИЕМИСТОСТЬ СКВАЖИН ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМАХ ЗАВОДНЕНИЯ

При расчетах процесса заводнения в элементах различных систем важным параметром является темп нагнетания воды. Маскет даст стационарные значения дебитов нагнетательных скважин в различных системах размещения. У Делле приводятся и иные формулы значения дебитов нагнетания для стационарных условий, т. е. при отсутствии начальной газонасыщенности и при коэффициенте подвижности  $M = 1$ .

Лобовая линейная рядная система ( $L/2\sigma \geq 1$ )

$$q_{\text{наг}} = \frac{2,63kk_{\text{онh}} \Delta p}{\mu_n \left( \ln \frac{2\sigma}{r_c} + 1,571 \frac{L}{2\sigma} - 2,077 \right)} \quad (V.1)$$

Шахматная рядная система ( $L/2\sigma \geq 1$ )

$$q_{\text{наг}} = \frac{2,63kk_{\text{онh}} \Delta p}{\mu_n \left( \ln \frac{2\sigma}{r_c} + 1,571 \frac{L}{2\sigma} - 2,077 \right)} \quad (V.2)$$

Пятиточечная система

$$q_{\text{наг}} = \frac{2,63kk_{\text{онh}} \Delta p}{\mu_n \left( \ln \frac{d}{r_c} - 0,619 \right)} \quad (V.3)$$

Семиточечная система

$$q_{\text{наг}} = \frac{3,51kk_{\text{онh}} \Delta p}{\mu_n \left( \ln \frac{d}{r_c} - 0,570 \right)} \quad (V.4)$$

Обращенная девятиточечная система

$$q_{\text{наг}} = \frac{2,63kk_{\text{онh}} \Delta p_{\text{наг. угл}}}{\mu_n \left( \frac{1+R}{2+R} \right) \left( \ln \frac{L}{r_c} - 0,273 \right)},$$

$$q_{\text{наг}} = \frac{5,25kk_{\text{онh}} \Delta p_{\text{наг. бок}}}{\mu_n \left[ \left( \frac{3+R}{2+R} \right) \left( \ln \frac{L}{r_c} - 0,273 \right) - \frac{0,694}{2+R} \right]} \quad (V.5)$$

$R$  — отношение дебита угловой скважины к дебиту боковой скважины;  $\Delta p_{\text{наг. угл}}$  — перепад давлений между нагнетательной и угловой эксплуатационной скважинами;  $\Delta p_{\text{наг. бок}}$  — перепад давлений между нагнетательной и боковой эксплуатационной скважинами.

Несколько исследователей уделили внимание изменению темпов закачки жидкости, которое может возникать в разных системах

размещения скважин при коэффициентах подвижности, отличных от единицы. Три группы исследователей изучали пятиточечную систему, одна на потенциометрических моделях, другая — на физических моделях с пористой средой и смешиваемыми жидкостями, третья — на сеточных электроинтеграторах. Все исследователи отметили качественный эффект: при благоприятных коэффициентах подвижности ( $M < 1$ ) темп нагнетания уменьшается по мере возрастания коэффициента охвата по площади, но при неблагоприятных коэффициентах подвижности ( $M > 1$ ) темп нагнетания увеличивается по мере приближения к полному охвату по площади. Из этих трех групп исследователей только Коудл и Уит приводят данные об изменении темпа нагнетания после прорыва воды. Коудл и другие дают сходную зависимость для скошенной четырехточечной системы. В своей работе Пратс и другие предлагают метод прогнозирования темпа нагнетания в пятиточечной системе при наличии начальной газонасыщенности.

Рассмотрим частный случай поршневого вытеснения, т. е. вытеснения без градиента насыщенности, когда нефть за фронтом вытеснения не движется. Тогда, как указывалось в разделе IV.2, отношение подвижностей воды и нефти после прорыва воды в эксплуатационные скважины остается тем же, что и до прорыва. В этом случае темп нагнетания при 100%-ном охвате по площади равен коэффициенту подвижности, умноженному на величину, вычисленную по соответствующим уравнениям (V.1—V.5).

Для систем пласт — жидкость, в которых имеется градиент насыщенности за фронтом вытеснения, коэффициент подвижности возрастает после прорыва воды. В этом случае коэффициент подвижности вычисляется с помощью относительной проницаемости для воды после прорыва. Соответственно, темп нагнетания воды при совместном притоке жидкостей равен темпу нагнетания при стационарном режиме ( $M = 1$ ), определяемому по формулам (V.1—V.5), умноженному на коэффициент подвижности после прорыва.

Изменение темпа нагнетания (приемистости) в зависимости от коэффициента охвата по площади в пятиточечной системе показано на рис. V.13. Подобный характер зависимости сохраняется для всех систем размещения скважин. В качестве приближенного значения темпа нагнетания при прорыве воды можно принять следующее:

$$q_{\text{наг. пр}} = q_{\text{наг}} E_A \text{ пр} M, \quad (V.6)$$

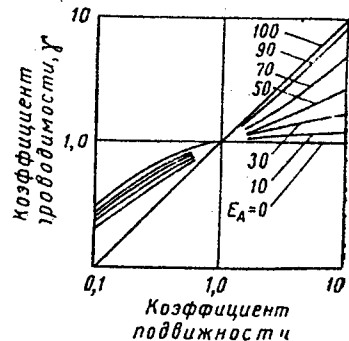


Рис. V.13. Значения коэффициента проводимости как функции коэффициента подвижности и коэффициента охвата  $E_A$  при пятиточечной системе

## В.5. МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ОХВАТА

Некоторые исследователи предложили методы прогнозирования коэффициента охвата по площади и нефтеотдачи к моменту прорыва, а также после прорыва.

Метод Дайеса и других основан на экспериментальном определении двух множителей, используемых далее для прогнозирования:

1)  $V_{выт}$  — вытесняемого объема, равного накопленному объему вытесняемой жидкости как доле произведения порового объема элемента системы на коэффициент вытеснения (этот член ранее обозначался через  $D_V$ );

2)  $\psi_s$  — доли полного потока, поступающего из заводненной части элемента системы.

Были даны графики  $V_{выт}$  и  $\psi_s$  как функций коэффициента охвата по площади, так и коэффициента подвижности. При известном коэффициенте вытеснения можно выбрать некоторый коэффициент охвата после прорыва воды и рассчитать следующие величины.

1. Полную нефтеотдачу как произведение порового объема элемента системы, коэффициента охвата по площади и коэффициента вытеснения.

2. Водо-нефтяной фактор, исходя из члена  $\psi_s$ , в предположении, например, что из заводненной части поступает только вода. В этом случае содержание воды в пластовой жидкости численно равно значению  $\psi_s$ .

3. Накопленный объем закачанной воды к данному моменту времени по  $V_{выт}$  посредством умножения  $V_{выт}$  на поровый объем элемента системы, коэффициент охвата по площади и на коэффициент вытеснения.

Необходимые для применения этого способа зависимости, полученные в лабораторных условиях для пятиточечных, четырехточечных, девятиточечных и линейных систем, имеются для  $L/2\sigma = 1$ .

Эти рассчитанные величины накопленного объема закачанной воды и водо-нефтяного фактора эксплуатационных скважин можно преобразовать к шкале по времени использованием соответствующих данных о темпе закачки.

Метод Крейга и др. В методе Дайеса и других остается обойденным вопрос о расчете течения, в котором значительное количество нефти поступает из заводненной области (позади фронта заводнения). Для решения этой проблемы Крейг и другие разработали слегка отличающийся метод прогнозирования для пятиточечной системы. Коэффициент охвата по площади здесь также увеличивается после прорыва прямо пропорционально величине

$\ln \frac{W_{нар}}{W_{нар пр}}$ , где  $W_{нар}$  — накопленный объем закачанной воды, а  $W_{нар пр}$  —

накопленный объем ее к моменту прорыва воды. Было также найдено, что показатели добычи нефти и воды после прорыва воды могут быть определены с помощью модифицированного уравнения Уэлджа. Применимость этого метода расчета была подтверждена в широком диапазоне изменения свойств жидкостей и пород отличным согласием между результатами расчета и эксперимента. Наар и другие подтвердили точность этого метода на лабораторной модели элемента пятиточечной системы, засыпанной стеклянными шариками.

Здесь следует отметить, что при расчете по методу Крейга и других получают скачкообразное возрастание процента обводненности продукции от нуля до конечной величины. Кроме того, резко увеличивается на поздней стадии содержание воды до 100%. Эти скачкообразные изменения в прогнозируемой обводненности продукции являются не реальными, а следствием приближений, использованных в зависимостях. Такие резкие изменения, однако, менее заметны при прогнозировании заводнения многопластовых систем.

Метод Рапопорта и др. В 1958 г. Рапопорт и другие предложили эмпирический, в основном, подход: сравнение показателей заводнения элемента пятиточечной системы с показателями линейной системы. При этом были получены графики зависимостей от отношения вязкостей нефти и воды и, очевидно, от свойств пористой среды. Однако эти графики, полученные при экспериментах по заводнению, в которых использовались стеклянные шарики, не согласуются с данными, полученными ранее на цементированных песчаниках.

Метод Пратса и др. В 1959 г. Пратс и другие предложили комбинированный расчетно-экспериментальный метод для вычисления характеристик заводнения пятиточечной системы. Темп нагнетания воды в пласт, частично истощенный на режиме растворенного газа, зависит от подвижности водонасыщенной и нефтяной зон. После прорыва воды темп нагнетания воды определяется по кривой сопротивления электrolитической модели пятиточечной системы. Содержание воды в продукции скважин находится по экспериментальным зависимостям коэффициента охвата по площади и содержания воды от темпа нагнетания при различных коэффициентах подвижности. В своей работе Пратс и другие показали применение этого метода прогнозирования для расчета характеристик слоистого пласта.

Другие методы прогнозирования показателей заводнения, в которых зависимости коэффициента охвата по площади от темпов нагнетания получают не по лабораторным данным, будут обсуждены в главе VIII.

## В.6. ДРУГИЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ОХВАТ ПО ПЛОЩАДИ

### Изменение направления течения

Хотя по опубликованным зависимостям, полученным в лабораторных условиях, установлено, что коэффициент охвата по площади в пятиточечной системе возрастает до 100% при продолжении

...агне... я, и пррыс [не з...] задавали все...: не...кнется... изменение направления потока эффективным с точки зрения повышения нефтеотдачи. Стил и Кроуфорд исследовали этот вопрос. Заводнив сначала элемент пятиточечной системы до значения водо-нефтяного фактора 100%, они затем выключили нагнетательную и эксплуатационную скважины и включили новые скважины таким образом, чтобы заводнение происходило в перпендикулярном направлении. Было получено небольшое количество дополнительной нефти, чем подтвердилось, что в однородном пласте от перемены направления потока можно ожидать лишь незначительного эффекта.

### Анизотропия по проницаемости

В некоторых пластах проницаемость в одном направлении может быть значительно выше, чем в направлении под углом в 90°. Такая упорядоченная неравномерность проницаемости по разным направлениям называется анизотропией по проницаемости; она часто

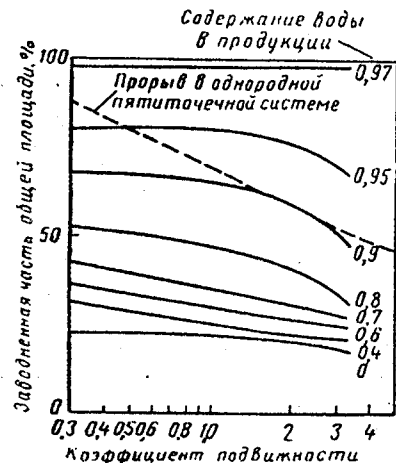
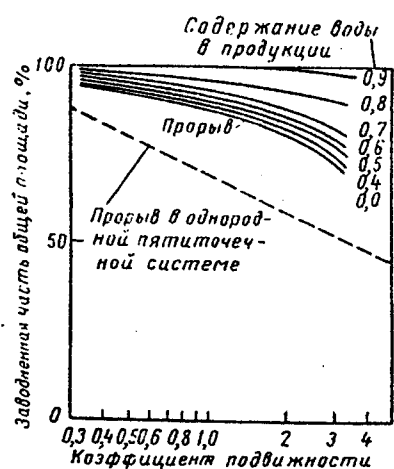


Рис. V.14. Значения коэффициента охвата в элементе пятиточечной системы с анизотропией проницаемости в горизонтальной плоскости. Наиболее предпочтительным расположением является параллельность линий максимальной проницаемости линиям, проведенным через нагнетательные скважины, как здесь показано

Рис. V.15. Значения коэффициента охвата в элементе пятиточечной системы, работающей при наиболее неблагоприятном размещении, т. е. при направлении линий максимальной проницаемости, параллельном прямой, проходящей от нагнетательной к эксплуатационной скважине

является следствием продвижения воды в одном преобладающем направлении в период осадконакопления или развития пористости.

Первое исследование влияния анизотропии по проницаемости на показатели заводнения в элементе пятиточечной системы выпол-

нил Коудл. При различии проницаемостей 16 : 1 получены результаты, приведенные на рис. V.14 и V.15.

В 1960 г. Ландрум и Кроуфорд исследовали влияние анизотропии по проницаемости на показатели процесса заводнения как в пятиточечной, так и в прямолинейной (рядной) системах. В табл. V.12 представлены результаты этого исследования, проведенного при коэффициенте подвижности  $M = 1$ . Как для пятиточечной, так и для линейной системы наибольшее влияние было отмечено, когда изменялась проницаемость в направлении между нагнетательной и эксплуатационной скважинами.

Таблица V.12

Влияние анизотропии по проницаемости (направленной проницаемости) на коэффициент охвата по площади при прорыве; коэффициент подвижности  $M = 1,0$  (по Ландруму и Кроуфорду)

| $k_x/k_y$ | Коэффициент охвата по площади при прорыве, % |   |
|-----------|--|---|
|           | Пятиточечная система                         | Фронтальная рядная система, $L/2\sigma = 1$ |

Проницаемость  $k_x$  — параллельно прямой, соединяющей нагнетательную и эксплуатационную скважины

|       |       |     |
|-------|-------|-----|
| 0,01  | 1 *   | 100 |
| 0,1   | 12 ** | 95  |
| 0,33  | 43 *  | 80  |
| 1,0   | 72    | 56  |
| 3,0   | 43    | —   |
| 10,0  | 15 ** | 10  |
| 100,0 | 1     | —   |

Проницаемость  $k_x$  — по прямой под 45° к линии, соединяющей нагнетательную и эксплуатационную скважины

|       |       |    |
|-------|-------|----|
| 0,01  | 100 * | —  |
| 0,1   | 90    | 59 |
| 0,33  | 77 *  | 59 |
| 1,0   | 72    | 56 |
| 3,0   | 77    | —  |
| 10,0  | 90    | 60 |
| 100,0 | 100   | —  |

\* — Значения, вычисленные с учетом симметрии.  
\*\* — Отмечено отклонение от симметрии.

В более поздней работе Мортада и Нэбор приводят аналитические выражения для коэффициента охвата и производительности скважины в пятиточечной и линейной системах, когда имеется анизотропия пласта по проницаемости.

Наибольший коэффициент охвата по площади достигается тогда, когда направление максимальной проницаемости параллельно прямой, соединяющей соседние нагнетательные скважины.



## Неоднородность пласта по проницаемости

Сандреа и Фарук Али изучили влияние прямолинейных непроницаемых барьеров и высокопроницаемых полос в зоне между нагнетательной и эксплуатационной скважинами в пятиточечной системе. Они пришли к выводу, что влияние высокопроницаемых каналов тем больше, чем ближе они расположены к эксплуатационной скважине.

## Угол падения пласта

Пратс с соавторами, а также Мэтьюз и Фишер исследовали влияние уклона пласта на показатели заводнения пятиточечной системы при коэффициенте подвижности  $M = 1$ . Они пришли к выводу, что, хотя коэффициент охвата зависит от падения пласта, но темп нагнетания от него не зависит. Если нагнетательные скважины отодвинуть в элементе вверх по восстанию пласта, то коэффициент охвата к моменту прорыва возрастает. Однако эти результаты имеют небольшое практическое значение, поскольку немногие наклонные пласты разрабатываются по пятиточечной системе. Если падение пласта, дебиты и проницаемость пласта таковы, что доминируют гравитационные эффекты, предпочтительнее нагнетать воду вдоль границы пласта у подошвы нефтенасыщенной части. Гравитационные силы будут приводить к сегрегации нефти и воды и тем самым обеспечивать максимальный коэффициент охвата пласта нагнетаемой водой.

## Внесистемные скважины

Влияние смещенных, выходящих из системы размещения, скважин было изучено Пратсом и другими в 1962 г. Было найдено, что нефтеотдача к моменту прорыва воды всегда ниже при смещенной нагнетательной скважине.

Если смещенная скважина находится в регулярной системе скважин, то, например, суммарные показатели процесса заводнения по всем эксплуатационным скважинам будут близки к показателям для регулярной системы. Преждевременный рост водо-нефтяного фактора происходит в одной или нескольких эксплуатационных скважинах, ближайших к нагнетательной. Он будет компенсироваться более поздним увеличением водо-нефтяного фактора на эксплуатационных скважинах, удаленных от смещенной нагнетательной.

## Коэффициент охвата вне регулярной сетки скважин

В 1955 г. Коудл и другие сообщили об интересном исследовании продвижения фронта нагнетаемой воды вне регулярной сетки скважин. Эти результаты можно применять для всех течений в значительных объемах пласта между последним рядом скважин и границей пласта. Было найдено, что по меньшей мере 90% площади,

лежащей вне последнего ряда скважин и внутри одного расстояния между скважинами, будет охвачено нагнетаемой водой.

Эти результаты показывают, что большую часть извлекаемых запасов на краевых площадях большинства заводняемых пластов можно будет извлечь.

## Заводнение «из конца в конец»

Выше были рассмотрены либо изолированные элементы систем скважин, либо регулярные (развитые) системы скважин. В 1960 г. Ферел и другие исследовали тот случай, который может быть назван заводнением «из конца в конец» либо видом периферийной системы заводнения. Система состоит из одиночной нагнетательной скважины и трех удаленных эксплуатационных, расположенных в одном ряду с нагнетательной скважиной. При единичном коэффициенте подвижности изучалось, как продолжающаяся добыча из эксплуатационных скважин после прорыва воды влияет на показатели более удаленных скважин. Если эксплуатационные скважины после обводнения отключались, то был получен хороший коэффициент охвата по площади и требовалась меньшая закачка воды для извлечения нефти. Операторы на периферийно заводняемых пластах часто используют эту технологию отключения эксплуатационных скважин вскоре после прорыва воды и переноса добычи на скважины перед фронтом заводнения.

## Горизонтальные трещины

Горизонтальные трещины около нагнетательных или эксплуатационных скважин фактически способствуют увеличению эффективного радиуса этих скважин. Основное влияние следует ожидать на приемистость нагнетательных скважин. Ландрум и Кроуфорд нашли, что трещины радиуса порядка 0,04 от расстояния между скважинами могут удвоить приемистость нагнетательных скважин нормального диаметра. Можно также ожидать, что влияние горизонтальных трещин на коэффициент охвата по площади зависит от их радиуса, причем оно тем меньше, чем меньше радиусы. Однако с увеличением радиуса трещин коэффициент охвата по площади может, разумеется, сильно уменьшиться.

## Вертикальные трещины

Влияние вертикальных трещин на коэффициент охвата заводнения исследовано для линейной системы заводнения, а также для пятиточечной системы. Были изучены случаи различной ориентации вертикальных трещин, а также влияние их длины на показатели как к моменту прорыва воды, так и после него. В табл. V.13 приведены результаты работы Дайеса и др., из которых следует, что хотя влияние вертикальных трещин на коэффициент охвата к моменту прорыва существенно независимо от их ориентации, гораздо-

Более слабое влияние их можно отметить на коэффициент охвата по площади при 90% содержании воды в продукции. Позднее этот вывод был подтвержден (в работе Хартсока и Слобода).

Таблица V.13

Коэффициент охвата в пятиточечной системе. Трещины параллельны линии, соединяющей нагнетательную и эксплуатационную скважины (Дайес, Кемп и Коудд)

| Скважина         | Длина трещин (в долях расстояния между нагнетательной и эксплуатационной скважинами) | M   | Коэффициент охвата по площади, % |                                 | Суммарный объем закачанной воды при 90% обводненности (в долях порового объема) |
|------------------|--|-----|----------------------------------|---------------------------------|---|
|                  |  |     | при прорыве воды                 | при 90% обводненности продукции |   |
| Без трещин       |  | 0,1 | 99                               | 99                              | 1,0   |
|                  |  | 1,1 | 72                               | 99                              | 1,8   |
|                  |  | 3,0 | 56                               | 92                              | 2,2   |
| Нагнетательная   | 1/4  | 0,1 | 93                               | 98                              | 1,0   |
|                  | 1/4  | 1,1 | 45                               | 96                              | 1,7   |
|                  | 1/4  | 3,0 | 39                               | 92                              | 2,2   |
|                  | 1/2  | 0,1 | 88                               | 98                              | 1,1   |
|                  | 1/2  | 1,1 | 37                               | 96                              | 1,8   |
|                  | 1/2  | 3,8 | 28                               | 92                              | 2,7   |
|                  | 3/4  | 0,1 | 33                               | 97                              | 1,2   |
|                  | 3/4  | 1,1 | 14                               | 93                              | 2,3   |
|                  | 3/4  | 3,0 | 10                               | 83                              | 3,8   |
| Эксплуатационная | 1/4  | 0,1 | 78                               | 98                              | 1,1   |
|                  | 1/4  | 1,1 | 43                               | 95                              | 1,6   |
|                  | 1/4  | 3,0 | 40                               | 88                              | 1,9   |
|                  | 1/2  | 0,1 | 38                               | 98                              | 1,2   |
|                  | 1/2  | 1,1 | 24                               | 96                              | 1,7   |
|                  | 1/2  | 3,0 | 22                               | 92                              | 2,1   |
|                  | 3/4  | 0,1 | 18                               | 98                              | 1,8   |
|                  | 3/4  | 1,1 | 13                               | 94                              | 2,3   |
|                  | 3/4  | 3,0 | 9                                | 87                              | 3,3   |

#### V.7. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВЫБОР СИСТЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН

Когда инженер планирует процесс заводнения, он имеет некоторые руководящие принципы, которым и следует. Проектируемая система разработки методом заводнения должна обеспечить:

1. Получение желаемого уровня добычи нефти.
2. Получение достаточного расхода нагнетаемой воды для обеспечения желаемого уровня производительности скважин.
3. Максимальную нефтеотдачу при минимальной добыче попутной воды.
4. Учет должным образом известных свойств пласта по неоднородности, т. е. анизотропии по проницаемости, региональных различий в проницаемости, наличия трещин в пластах, угла падения пласта и т. д.

5. Совместимость с существующей системой размещения скважин и требование минимального числа новых скважин.

6. Совместимость с процессом заводнения, проводимом на соседних участках пласта.

Первое, что следует выбрать, это систему размещения скважин, т. е. либо заводнение должно осуществляться по площадным элементам, либо следует разрабатывать месторождение в целом, используя законтурное заводнение, фронтальное размещение рядов скважин, внутриконтурные (разрезающие) ряды нагнетательных скважин, либо их комбинацию. Законтурное заводнение обычно обеспечивает максимальную нефтеотдачу при минимуме извлекаемой из эксплуатационных скважин воды. В таких системах добыча значительных объемов воды может быть отсрочена до того периода, когда останется только последний ряд эксплуатационных скважин. С другой стороны, ввиду того что при законтурном заводнении эксплуатируется необычно малое число нагнетательных скважин по сравнению с числом эксплуатационных скважин, на заполнение нагнетательной водой газонасыщенного объема пласта затрачивается много времени, что приводит к задержке фонтанного периода добычи нефти. Это именно тот случай, когда часть объема нагнетаемой воды теряется в водонасыщенной зоне. Другим фактором, который следует учитывать при решении вопроса о применении законтурного заводнения, является следующий: достаточно ли велика проницаемость пласта, чтобы продвижение воды осуществлялось с желаемой скоростью на длине в несколько расстояний между скважинами от нагнетательной скважины до последнего ряда эксплуатационных скважин.

Разумеется, операторы, ведущие процесс законтурного заводнения, могут перевести обводнившиеся эксплуатационные скважины в нагнетательные и тем самым приблизить нагнетательные скважины настолько возможно ближе к фронту вытеснения. Однако изменение положения нагнетательных скважин часто требует прокладки водоводов большой протяженности на поверхности, что нелегко в условиях высоких давлений нагнетания. В наклонных пластах промысловики предпочитают применять законтурное заводнение с нагнетанием жидкости в нижнюю часть пласта, чтобы максимально использовать преимущество наклона пласта, выражающееся в выравнивании фронта вытеснения.

Подводя итог, отметим, что выбор между законтурным и площадным заводнениями обычно производится исходя из площади и размеров участка пласта, подлежащего заводнению, из необходимости быстрого подъема добычи нефти, с учетом падения пласта и его проницаемости.

Если факторы перевешивают в пользу площадных систем заводнения, то инженер должен решить вопрос о типе системы площадного заводнения. Там, где скважины размещены по квадратной сетке, обычно наиболее приемлемыми являются пятиточечная и девятиточечная системы. Лабораторные эксперименты показали, что при этих системах обеспечиваются почти одинаковые текущая

нефтеотдача и водо-нефтяной фактор. Первоначальный выбор можно сделать на основе коэффициента подвижности, хотя неоднородность пласта также часто является определяющим фактором. Коэффициент подвижности является мерой отношения приемистости нагнетательных скважин к дебиту эксплуатационных. При неблагоприятных коэффициентах подвижности ( $M > 1$ ) приемистость нагнетательной скважины превышает дебит нефти эксплуатационной скважины после заполнения пласта водой, так что для сбалансирования желаемого уровня добычи нефти и расхода нагнетаемой воды элемент площадной системы заводнения должен иметь больше эксплуатационных, чем нагнетательных скважин. При благоприятных коэффициентах подвижности справедливо обратное утверждение, и рекомендуемая система площадного заводнения должна иметь больше нагнетательных скважин, нежели эксплуатационных. Таким образом, мы видим, что в то время как коэффициент подвижности меньше единицы предпочтительнее с точки зрения коэффициента охвата заводнением, он хуже с точки зрения приемистости нагнетательных скважин.

В табл. V.1 показано, что для нормальной девятиточечной системы отношение числа эксплуатационных к числу нагнетательных скважин равно  $1/3$ ; для пятиточечной это отношение равно 1, а для обращенной девятиточечной системы оно равно 3.

Ответственный за процесс заводнения, вообще говоря, колеблется в переводе «хорошей» эксплуатационной скважины в нагнетательную и обычно предпочитает использовать для нагнетания скважину, производительность которой несколько меньше. Такое решение является неудачным, если заводнение осуществляется при благоприятном коэффициенте подвижностей, так как вследствие этого расход нагнетаемой воды еще более уменьшается. Короче говоря, низкодебитные эксплуатационные скважины не становятся обычно «хорошими» нагнетательными, а в действительности часто оказываются нагнетательными скважинами с небольшой приемистостью.

Если установлено наличие анизотропии по проницаемости либо трещин, элемент площадной системы следует расположить так, чтобы направление максимальной проницаемости или ориентация трещин были бы параллельны линии, соединяющей соседние нагнетательные скважины. Как мы уже отмечали, трещина или небольшая проницаемость в направлении от нагнетательной скважины к эксплуатационной приводят к раннему прорыву воды и в последующем к большим объемам извлекаемой попутной воды. В некоторых случаях направленное продвижение воды может привести к катастрофическим результатам, как это было при заводнении месторождения Норт Барбэнк.

## Глава VI

### НЕОДНОРОДНОСТЬ ПЛАСТОВ

Настоящая глава разделяется на две части: первая посвящена общей характеристике всех типов неоднородностей пластов, вторая — мерам степени изменения вертикальной неоднородности по проницаемости. При этом будут рассмотрены практические данные разработки нефтяных месторождений, а там, где возможно, упор будет сделан на количественном определении неоднородности пласта.

#### VI.1. ТИПЫ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

С точки зрения геологов, большинство пластов образуется в водной среде в результате длительного процесса, охватывающего различные условия осадконакопления как во времени, так и в пространстве. В результате последующих физических и химических видоизменений, таких как уплотнение, растворение, доломитизация и цементация, происходит дальнейшее изменение свойств пласта. Таким образом, неоднородность пласта-коллектора в значительной степени зависит от условий осадкообразования и последующих процессов, а также от природы частиц, составляющих осадок.

Однако мы будем в основном принимать, что пласт обладает определенной латеральной однородностью, соответствующей данному этапу осадконакопления на обширном пространстве (должны быть частицы, имеющие одинаковый размер). Изменение свойств горных пород по вертикали в основном обусловлено различными условиями осадконакопления: разделением частиц разного размера или объединением осадков в пласты, или двумя этими условиями.

В коллекторе, представленном песчаником, пористость и проницаемость зависят в основном от физических процессов, т. е. свойства зависят от природы осадка, условий осадкообразования и от последующего уплотнения и цементации. С другой стороны, в карбонатных коллекторах образование пористости является более сложным процессом. В карбонатных отложениях пористость может развиваться так же, как и в песчаниках, а после уплотнения или отложения осадка в результате воздействия определенных растворов, замещения, перекристаллизации, доломитизации и т. д.

В карбонатных и терригенных коллекторах в результате крупных тектонических движений горных пород могут образоваться сбросы или, что более важно для инженера по разработке, получить развитие трещиноватость пластов.

Можно выделить три типа неоднородности пластов: изменение проницаемости по площади, вертикальная слоистая неоднородность по проницаемости и изменение проницаемости по различным направлениям в связи с трещиноватостью пород.

Очевидно, что пласт-коллектор может быть неоднороден по всем важнейшим свойствам, таким как проницаемость, пористость, распределение размера пор, смачиваемость, содержание связанной воды и свойства нефти. Однако мы в первую очередь рассмотрим наиболее важный из этих факторов—проницаемость.

### Изменения проницаемости по площади

Уже с первых этапов добычи нефти инженеры обратили внимание на то обстоятельство, что в зависимости от применения различных способов заканчивания скважины происходят какие-то скрытые явления и что проницаемость большинства пластов изменяется в горизонтальном направлении. В 1961 г. Кругер предпринял первую попытку количественной оценки распределения проницаемости по площади на основании изучения истории эксплуатации скважины. Применяв математическую модель, описанную Маккарти и Барфилдом, Кругер разработал и предложил цифровой метод. Другие исследователи предложили развитие этого способа. В дальнейшем был предложен метод регрессивного анализа для определения двумерного описания пласта на основании исследований интерференции давлений в скважинах. Все эти способы требуют применения электрического анализатора или цифровой электронной машины для проведения расчетов, требующих больших затрат времени.

Арнольд и другие, Гринкорн и другие уделили внимание изучению неодинаковой проницаемости по различным направлениям, т. е. анизотропии по проницаемости. С использованием данных давлений по окружающим скважинам и проницаемости по образцам керна была предложена методика для определения направления и степени неоднородности проницаемости по различным направлениям. Данные исследования также требуют применения цифровой электронной машины.

Грулт предложил метод определения латеральной и вертикальной неоднородности на основании изучения выходов продуктивных пластов на поверхность и путем исследования скважин в процессе эксплуатации. Пожалуй, наиболее простым, предложенным к настоящему времени, является метод, описанный Джонсоном и другим и получивший название «метода импульсного исследования». При данных исследованиях осуществляется ряд изменений дебитов или создание импульсов в одной скважине с одновременным измерением реакции на давления в соседних скважинах с помощью дифферен-

циального манометра, имеющего чувствительность около  $0,0001 \text{ кгс/см}^2$ . По этой методике можно измерить «потокоемкость» пласта ( $kh$ ) и «емкость» резервуара ( $mh$ ). Кроме того, данный метод может быть применен для количественного определения связи между пластами, разделенными сбросами, при взаимодействии между зонами, а также для определения направления и величины развития трещиноватости.

Разновидности метода кривых восстановления давления предложены для определения: 1) расстояния до сброса или другого непроницаемого барьера; 2) латерального изменения проницаемости и 3) наличия, оценки направления, величины и характера системы трещиноватости. Детально эти вопросы рассмотрены в монографии Мэтьюса и Рассела, которая является одной из первых работ в этой области.

### Вертикальная слоистая неоднородность по проницаемости

В 1959 г. Хатчинсоном опубликована работа по исследованию неоднородности пластов. В разделе, связанном со слоистыми отложениями. Хатчинсон развил идею о слоистых коллекторах. По понятию слоистой коллектор легко представить его строение, кроме того, гидродинамические расчеты при этом относительно просты.

Элкинс и Скв показали, что по характеру движения в параллельных слоях можно иметь представление о газоконденсатном сайклинг-процессе, а также о процессе вытеснения обогащенным газом. Беннион и Гриффитс, а затем и Терстермен, рассмотрели слоистую неоднородность пласта и разработали методику для определения лучшего способа описания свойств слоистости. Этот вопрос будет подробно рассмотрен в следующем разделе настоящей главы.

Ряд исследователей предложил, что необходимо исследовать выходы на дневную поверхность пластов с целью получения данных о степени слоистости, горизонтального распространения глинистых пропластков и непрерывности зон определенной проницаемости. Такой способ, несомненно, очень интересен для инженера, так как он позволяет непосредственно в натуре посмотреть тип отложений, в котором будет осуществляться заводнение. Однако количественная достоверность этого способа сомнительна. Никто не может быть уверен, что условия осадкообразования и последующего изменения пористости в продуктивном пласте-коллекторе полностью идентичны с условиями в пластах, обнажающимися на поверхности.

### Трещиноватость пластов и неодинаковая проницаемость по различным направлениям

Трещиноватость пластов — нередкое явление в нефтяных залежах. Образования Спраберри в Западном Техасе являются типичными отложениями, которые полностью пропизаны трещинами, так что их влияние очевидно. Элкинс и Скв определили направление

Их трещин методом кривых изменения давления. Здесь может быть полезно также применение аэрофотосъемки. Специалисты по разработке признают, что трещины данного типа должны влиять на результаты применения любых методов заводнения. Инженер также должен быть осведомлен о том, что в пласте-коллекторе, имеющем незначительные признаки трещиноватости в начальный период разработки, скрытые трещины или «плоскости ослабления» могут проявляться в процессе нагнетания воды. Их воздействие может быть таким же значительным, как влияние трещин отложенного типа Спрабери. Большинство доказательств свидетельствует о том, что направление этих трещин не горизонтальное, а обычно близко к вертикальному, так что они могут быть «цепью короткого замыкания» для нагнетания воды, которая обойдет нефть в матрице породы.

Хотя направленная проницаемость изучается уже многие годы, ее влияние обычно невелико по сравнению с изменением проницаемости по площади или «трендом проницаемости по простиранию». Для практических целей эффектом направленной проницаемости часто можно пренебречь.

## VI.2. КОЛИЧЕСТВЕННОЕ ОПИСАНИЕ СЛОИСТОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПО ПРОНИЦАЕМОСТИ

### Коэффициент охвата

Один из первых показателей неоднородности пласта был назван в 1947 г. Паттоном охватом, означаящим, что часть пласта находится в контакте с закачиваемым флюидом. Он учитывает площадной и вертикальный эффекты вытеснения нефти водой. Исследователи до сих пор применяют этот термин для качественного описания пластов с «высоким» или «низким охватом», таким образом отличая степень изменений площадной и вертикальной проницаемости. В этом смысле «охват» учитывает ту часть пласта, в котором принимаются идеализированные условия.

### Оценка неоднородности по кернам

В 1947 г. Миллер и Лентс предложили использовать значения проницаемостей, полученные при исследовании кернов, для определения свойств пласта. Результаты исследований кернов каждой скважины месторождений Бодкау и Коттон Вэлли были нанесены на график как функция процента мощности песчаника, а проницаемость была осреднена для каждого процента мощности песчаника. Этот способ равноценен следующему: результаты исследований кернов по каждой скважине распределяются по определенному числу вертикальных сегментов и для всех скважин по каждому сегменту определяется среднее значение проницаемости и мощности.

Миллер и Лентс отмечают, что сайклинг-процесс при добыче газа на месторождении Бодкау хорошо подтверждает расчетные данные, полученные в результате применения данной методики. Элкинс и Скотт также подтверждают успешное применение рассматриваемой методики при осуществлении целого ряда проектов с закачкой флюидов в пласты.

Для иллюстрации применения данной методики, а также других приемов оценки слоистой неоднородности по проницаемости рассмотрим данные исследований проницаемости кернов для гипотетического коллектора, значения проницаемости которого приведены в табл. VI.1. Для каждой из 10 скважин (от А до Л) приведены 10 значений проницаемости, причем каждое определение проницаемости характеризует 0,3 м мощности пласта.

Располагая эти величины в последовательности от максимальных до минимальных значений, мы можем получить график (рис. VI.1). График отражает кумулятивную кривую «потокоемкости»  $kh$  как функцию части общей мощности пласта. Составление данного графика широко применяется для отражения резких изменений проницаемостей, причем наибольшие изменения определяются возрастанием отклонения от линии 45°.

В табл. VI.2 приведены средние значения проницаемостей для пластов одинаковой мощности, определенные для гипотетического коллектора на основании данных исследований кернов. Данные

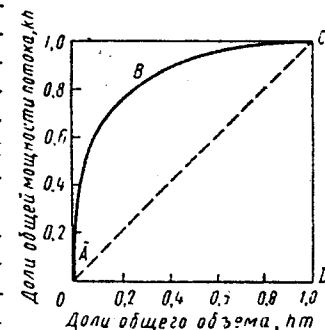


Рис. VI.1. График распределения общей мощности потока в гипотетическом пласте

Таблица VI.1  
Значения проницаемости кернов в мД для гипотетического пласта

| Глубина, м | Скважины |       |      |      |      |      |       |      |      |      |
|------------|----------|-------|------|------|------|------|-------|------|------|------|
|            | А        | Б     | В    | Г    | Д    | Е    | Ж     | И    | К    | Л    |
| 2037,3     | 2,9      | 7,4   | 30,4 | 3,8  | 8,6  | 14,5 | 39,9  | 2,3  | 12,0 | 29,0 |
| 2037,6     | 11,3     | 1,7   | 17,6 | 24,6 | 5,5  | 5,3  | 4,8   | 3,0  | 0,6  | 99,0 |
| 2037,9     | 2,1      | 21,2  | 4,4  | 2,4  | 5,0  | 1,0  | 3,9   | 8,4  | 8,9  | 7,6  |
| 2038,2     | 167,0    | 1,2   | 2,6  | 22,0 | 11,7 | 6,7  | 74,0  | 25,5 | 1,5  | 5,9  |
| 2038,5     | 3,6      | 920,0 | 37,0 | 10,4 | 16,5 | 11,0 | 120,0 | 4,1  | 3,5  | 33,5 |
| 2038,8     | 19,5     | 26,6  | 7,8  | 32,0 | 10,7 | 10,0 | 19,0  | 12,4 | 3,3  | 6,5  |
| 2039,1     | 6,9      | 3,2   | 13,1 | 41,8 | 9,4  | 12,9 | 55,2  | 2,0  | 5,2  | 2,7  |
| 2039,4     | 50,4     | 35,2  | 0,8  | 18,4 | 20,1 | 27,8 | 22,7  | 47,4 | 4,3  | 66,0 |
| 2039,7     | 16,0     | 71,5  | 1,8  | 14,0 | 84,0 | 15,0 | 6,0   | 6,3  | 44,5 | 5,7  |
| 2040,0     | 23,5     | 13,5  | 1,5  | 17,0 | 9,8  | 8,1  | 15,4  | 4,6  | 9,1  | 60,0 |

дни юни всти луче. Как средние геометрические значения проницаемостей в каждом ряду, т. е. на каждой глубине. Преимущество такой оценки заключается в том, что она характеризуется как проницаемость, так и местоположение образца горной породы в пласте.

Таблица VI.2

Определение свойств пласта путем распределения проницаемости и позиционного подхода

| Пласт | Средняя проницаемость пласта, мД          |                    |
|-------|---|--------------------|
|       | упорядоченное распределение проницаемости | позиционный подход |
| 1     | 84,0                                      | 10,0               |
| 2     | 37,0                                      | 6,8                |
| 3     | 23,5                                      | 4,7                |
| 4     | 16,5                                      | 10,4               |
| 5     | 12,0                                      | 20,5               |
| 6     | 8,9                                       | 12,1               |
| 7     | 6,5                                       | 8,6                |
| 8     | 4,6                                       | 18,4               |
| 9     | 3,0                                       | 14,3               |
| 10    | 1,5                                       | 10,9               |

Примечание. Среднеарифметическая проницаемость 28,2 мД; средняя проницаемость 10,0 мД; отношение максимальной проницаемости пласта к минимальной при упорядоченном распределении проницаемости 84,0/1,5 = 56,0 при позиционном подходе 20,5/4,7 = 4,37.

Однако есть преимущества, когда слои подобраны так, что для каждого из них изменение проницаемости по мощности происходит одинаково. Данный вопрос рассмотрен в разделе VII.7.

### Коэффициент вариации проницаемости

Лоу показал, что проницаемость обычно распределяется по логнормальной кривой. Это означает, что, построив график зависимости числа образцов какого-то ряда проницаемостей от соответствующих значений логарифма проницаемости, можно получить хорошо известную колоколообразную кривую. На рис. VI.2 показано такое распределение для значений проницаемостей, приведенных в табл. VI.1.

При использовании данных исследований кернов для оценки влияния слоистой неоднородности по проницаемости на прогноз процесса заводнения Дикстра и Парсонс применили общеизвестное логнормальное распределение проницаемости пласта-коллектора. Предложенный ими термин «коэффициент вариации проницаемости»

часто сокращенно называется «вариацией проницаемости». Статистически коэффициент вариации проницаемости определяется как

$$V = \frac{\sigma}{\bar{X}}, \quad (VI.1)$$

где  $\sigma$  — величина стандартного отклонения;  $\bar{X}$  — математическое ожидание величины  $X$ .

При нормальном распределении величина  $\sigma$  получается такой, что 15,9% образцов имеют значения  $X$  меньше, чем  $(\bar{X} - \sigma)$ , а 84,1% образцов имеют значения  $X$  меньше, чем  $(\bar{X} + \sigma)$ .

Дикстра и Парсонс предложили располагать величины проницаемостей, полученных по данным исследований кернов, в порядке снижения их значений. Рассчитывается процент от общего количества значений проницаемостей, превышающий каждую табличную запись. Затем полученные значения располагают на графике по

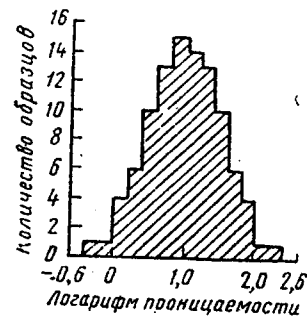
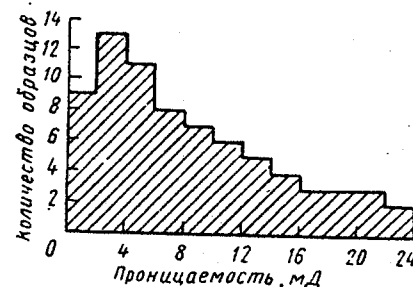


Рис. VI.2. График распределения проницаемости в гипотетическом пласте

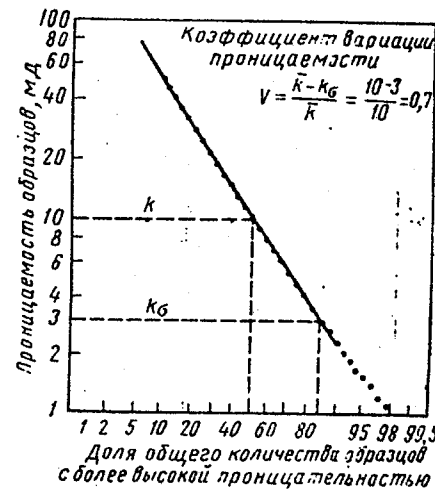


Рис. VI.3. Нормально-логарифмическое распределение проницаемости

логарифмической сетке (рис. VI.3). Через точки проводится прямая линия, при этом прямая, проведенная через центральные точки, отвечает наилучшим результатам. Вариация проницаемости определяется по следующей формуле:

$$V = \frac{\bar{k} - k_{\sigma}}{k}, \quad (VI.2)$$

где  $\bar{k}$  — средняя проницаемость, т. е. величина проницаемости с вероятностью 50%;  $k_0$  — проницаемость для 84,1% от общего числа образцов.

Возможные величины коэффициента вариации проницаемости находятся в пределах 0—1, при этом совершенно однородной системе соответствует значение 0.

Если рассматривать уравнение (VI.2) со строгих математических позиций, то следует отметить, что оно неправильно, и его необходимо записать в следующем виде:

$$V = \frac{\lg \bar{k} - \lg k_0}{\lg \bar{k}} \quad (\text{VI.3})$$

Однако для практических целей специалисты по разработке нефтяных месторождений обычно применяют уравнение (VI.2).

Дикстра и Парсонс установили корреляционную связь значений коэффициентов вариации проницаемости с ожидаемыми показателями процесса заводнения. Эта методика прогнозирования показателей процесса заводнения рассмотрена в главе VIII.

#### Упорядоченное распределение проницаемости

Еще на ранней стадии использования данных исследований кернов Стайлс расположил значения проницаемости в последовательном порядке от максимальных к минимальным и применил такое распределение для ряда расчетов процесса заводнения. Чтоб разграничить метод обработки проницаемости, полученной по кернам, и метод расчета показателей пласта, назовем первый упорядоченным распределением проницаемости, а второй — методом Стайлса.

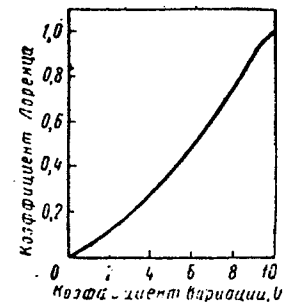


Рис. VI.4. Корреляционная зависимость коэффициента Лоренца от коэффициента вариации проницаемости

В табл. VI.2 приведены результаты расчетов на основании значений проницаемостей, приведенных в табл. VI.1, при расположении их в последовательности от максимальных к минимальным значениям. Далее этот ряд проницаемостей разделен на 10 групп одинакового размера. В указанных группах представлены средние проницаемости по каждому из 10 пластов залежи, определенных по методу последовательного распределения проницаемости. Эти средние значения получены по кривой (см. рис. VI.3) при 10%-ных приращениях, начиная с 5% от общего числа образцов. При использовании позиционного подхода отмечается менее резкое различие проницаемостей пластов, чем при использовании метода последовательного распределения проницаемости.

Эти средние значения получены по кривой (см. рис. VI.3) при 10%-ных приращениях, начиная с 5% от общего числа образцов. При использовании позиционного подхода отмечается менее резкое различие проницаемостей пластов, чем при использовании метода последовательного распределения проницаемости.

#### Коэффициент Лоренца

В 1950 г. Шмальц и Раме предложили один показатель для характеристики распределения проницаемости в пределах продуктивного разреза. На основании кривой (см. рис. VI.1) они определили коэффициент неоднородности Лоренца следующим образом:

$$\text{Коэффициент Лоренца} = \frac{\text{площадь } ABCA}{\text{площадь } ADCA}$$

Величина коэффициента Лоренца изменяется от 0 до 1, причем однородный по проницаемости коллектор характеризуется коэффициентом Лоренца, равным 0.

Коэффициент Лоренца — не однозначная мера неоднородности пласта. Ряд различных распределений проницаемости могут дать одинаковое значение коэффициента Лоренца.

На рис. VI.4 показана зависимость между коэффициентом вариации проницаемости и коэффициентом Лоренца при логнормальном законе распределения проницаемости.

#### Определение средних значений проницаемостей

Уоррен и Прайс экспериментально показали, что наиболее вероятное поведение неоднородной системы может быть определено путем сопоставления ее с однородной системой, имеющей проницаемость, равную среднему геометрическому значению. Среднее геометрическое значение таково:

$$\bar{k} = \sqrt[n]{k_1 k_2 k_3 k_4 \dots k_n} \quad (\text{VI.4})$$

Можно также показать аналитически, что средняя величина логнормального распределения является средней геометрической величиной. Средняя геометрическая величина является единственным рекомендуемым показателем проницаемости, характеризующим продуктивный пласт. Величина 10 мД, приведенная в табл. VI.2, является средним геометрическим значением. Рассчитывая средние геометрические величины по уравнению (VI.4) для определения проницаемости каждого пласта, величина которого указана в табл. VI.1, получим значения, приведенные в табл. VI.2 и используемые при методе позиционного подхода.

Если проницаемости «включены» последовательно, то их среднее  $\bar{k}$  выражается следующим образом:

$$\frac{n}{\bar{k}} = \frac{1}{k_1} + \frac{1}{k_2} + \frac{1}{k_3} + \frac{1}{k_4} + \dots + \frac{1}{k_n} \quad (\text{VI.5})$$

При этом предполагается, что каждая величина проницаемости представлена участком единичной длины.

При параллельной работе участков с различной проницаемостью среднее значение выражается следующим образом:

$$\bar{k} = \frac{k_1 + k_2 + k_3 + k_4 + \dots + k_n}{n} \quad (\text{VI.6})$$



## Методика статистической оценки зональности пласта

В 1962 г. Тестериан предложил статистический метод обработки данных для определения свойств пластов. В данной методике рассматривается серия значений (проницаемости по отдельной скважине), определенных на различных глубинах. Значения проницаемостей разделяются на зоны с таким расчетом, что в пределах зоны различия величин минимальные, а между зонами — максимальные. Для определения возможности расчленения полученных данных применяются статистические критерии. С целью получения характеристики пласта-коллектора выделенные зоны прослеживаются от скважины к скважине. Преимущество рассматриваемой методики заключается в том, что она позволяет получить объективные данные о характере распространения пластов-коллекторов, однако при этом требуется применение электронно-вычислительных машин.

### Геологическая зональность

В приведенных методиках, кроме проницаемости, не рассматривались другие свойства горных пород. Для получения хороших результатов при определении слоистой неоднородности по проницаемости пластов следует учитывать также любую имеющуюся геологическую информацию.

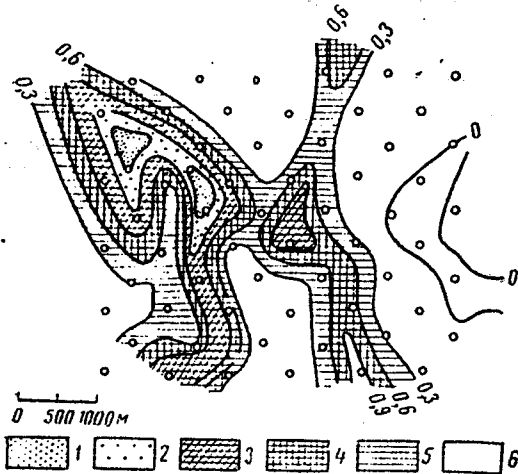


Рис. VI.5. Развитие по площади подзоны в, зоны I, части месторождения Пембина в Альберте.

1 > 1,5 м; 2 — 1,2—1,5 м; 3 — 0,9—1,2 м; 4 — 0,6—0,9 м; 5 — 0,3—0,6 м; 6 < 0,3 м

с учетом условий образования пластов песчаников, характеризующихся изменчивой мощностью и близкими литологическими свойствами, Алпей провел корреляцию ряда зон на участке месторождения Пембина для песчаника Кардиум. Характерный пример такого обобщения показан на рис. VI.5, где отражено развитие по площади и изменение мощности подзоны пласта-коллектора Кардиум. На рис. VI.6 показан стратиграфический перерыв в коллекторе Кардиум, установленный по данным гамма-каротажа, литологическим исследованиям кернов и определениям проницаемости кернов.

Такое изучение требует много времени и детального описания каротажных диаграмм и литологических исследований кернов. По-видимому, сегодня в области прогнозирования показателей

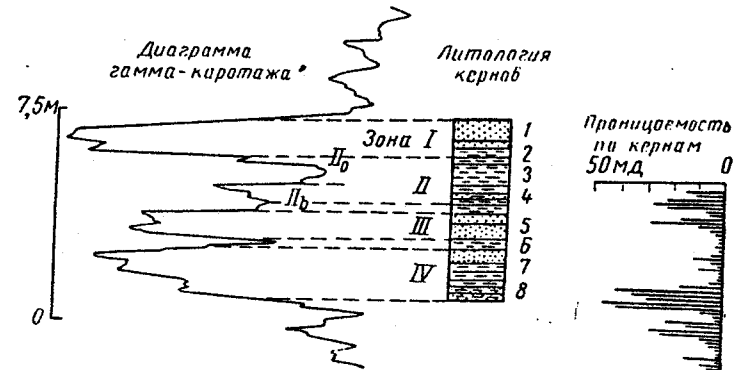


Рис. VI.6. Стратиграфический перерыв в отложениях Кардиум на месторождении Пембина по гамма-каротажу, литологии кернов и проницаемости.

1 — песчаник; 2 и 8 — глинистый песчаник; 3 и 6 — темная глина; 4 — песчаная глина; 5 — песчаник; 7 — глина

разработки пластов прежде всего необходимы средства, позволяющие быстро и без больших затрат получить данные о характере распределения проницаемости между скважинами как по площади, так и по разрезу.

### Перетоки жидкости между пластами

Во многих методах прогноза извлечения нефти при заводнении принимается, что каждый пласт залежи выдерживается от скважины к скважине, что пласты однородны по свойствам и изолированы друг от друга по всей площади.

В действительности известно немного залежей, в которых глинистые или другие непроницаемые горизонты надежно изолируют друг от друга проницаемые пласты. Конечно, имеются коллекторы, состоящие из серии тонких песчаных пропластков, каждый из которых может быть прослежен от скважины к скважине. Элкинс



меча по д. в п. . . . .х, сложенных однородным песчаником, значения макроскопической вертикальной проницаемости могут быть на несколько порядков (в 100 раз и более) ниже горизонтальной проницаемости. В результате коллектор может вести себя как отдельный пласт, в котором существует незначительный или вообще отсутствует переток флюидов между пластами.

Очевидно, в естественном резервуаре будут существовать все отмеченные варианты: от отсутствия перетоков до полной вертикальной взаимосвязи потоков. Некоторые специалисты по разработке придерживаются той точки зрения, что каждая залежь состоит из изолированных пластов. Мы увидим в следующей главе, что такой подход обычно приводит к искажению оценки показателей процесса заводнения.

## Глава VII

### КОЭФФИЦИЕНТЫ ОХВАТА ПО МОЩНОСТИ И ПО ОБЪЕМУ

Фронт нагнетаемой жидкости продвигается неравномерно из-за различных значений проницаемости по мощности. В более проницаемых участках пласта нагнетаемая вода будет продвигаться быстрее, а в менее проницаемых участках — медленнее. Мерой равномерности промывки водой является коэффициент охвата по мощности (обозначается  $E_1$ ), называемый также коэффициентом вторжения. Его значение определяется как частное от деления значения площади поперечного сечения, охваченного закачиваемой жидкостью, на площадь поперечного сечения всех пластов за фронтом вытесняющей жидкости. Коэффициент охвата по мощности является мерой двумерного (в разрезе по вертикали) эффекта неоднородности пласта.

Коэффициент же охвата по объему ( $E_V$ ) является мерой эффекта неоднородности пласта в пространстве. Его значение равно произведению коэффициентов охвата по площади на коэффициент охвата по мощности:

$$E_V = E_p E_1. \quad (\text{VII.1})$$

Коэффициент охвата по объему определяется как частное от деления объема пор, заполненных закачиваемой жидкостью, на общий объем пор нефтеносного пласта или той части пласта, в которой определяется этот коэффициент.

В следующих разделах будет рассмотрено влияние коэффициента подвижности, гравитационных и капиллярных сил, количества расходуемой жидкости на коэффициент охвата по объему в процессах заводнения пластов. В этих разделах не будут рассматриваться пласты с трещинами протяженностью, сравнимой с размерами пласта, газовой шапкой, значительной площади и с большой зоной подошвенной воды. Каждый из названных факторов способствует прорыву закачиваемой воды. В этих условиях применение метода заводнения неприемлемо с начала разработки, хотя в некоторых случаях этот метод все же используют в надежде получить дополнительную нефть и прибыль. Однако и более простые случаи пластовых потоков, рассмотренные ниже, будут весьма полезны инженеру-разработчику при проектировании и реализации процесса разработки.

## VII.1. ВЛИЯНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОДВИЖНОСТИ

В главе V обсуждался вопрос о том, что коэффициент подвижности вода — нефть является мерой приемистости воды скважиной в соответствии с ее продуктивностью. Это означает, что после заполнения газового пространства жидкостью изменение приемистости скважины будет зависеть от коэффициента подвижности. Для радиальной системы такая зависимость показана на рис. VII.1. После заполнения жидкостями порового пространства приемистость будет постоянной при  $M = 1$ , при  $M > 1$  приемистость будет возрастать, а при  $M < 1$  уменьшаться.

В начальный период закачки воды в истощенный пласт, разрабатывавшийся на режиме растворенного газа, приемистость воды

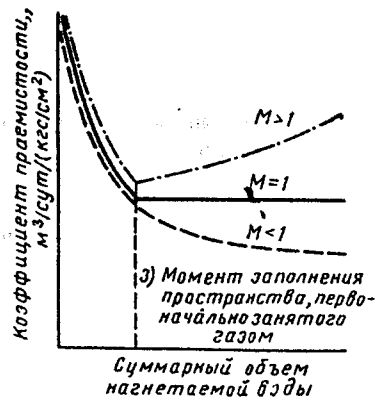


Рис. VII.1. Зависимость коэффициента приемистости от суммарного объема нагнетаемой воды для радиальной системы

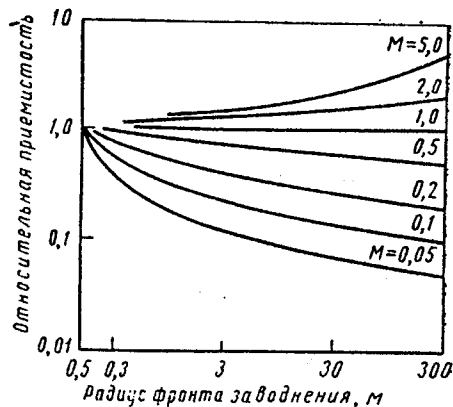


Рис. VII.2. Изменению приемистости в насыщенной жидкостью радиальной системе для скважины радиусом 150 м при радиусе внешнего контура равном 300 м

быстро падает. Маскетом была выведена формула, в которой отражена зависимость приемистости в период заполнения. Эта формула имеет следующий вид:

$$q_{\text{наг в}} = \frac{96,4 \cdot 10^{-3} \pi h k k_{\text{ов}} (p_{\text{с наг}} - p_{\text{он}})}{\mu_{\text{в}} (\ln r_{\text{вн}} / r_{\text{он}} + M \ln r_{\text{он}} / r_{\text{вн}})}, \quad (\text{VII.2})$$

где  $p_{\text{он}}$  — давление на краю нефтяной зоны, т. е. начальное давление;  $r_{\text{вн}}$  — радиус фронта нагнетаемой воды или зоны водо-нефтяного контакта;  $r_{\text{он}}$  — радиус нефтяной зоны.

Уравнение (VII.2) для радиальной системы в период заполнения можно записать в виде:

$$q_{\text{наг в}} = \frac{96,4 \cdot 10^{-3} \pi h k k_{\text{ов}} (p_{\text{с наг}} - p_{\text{е}})}{\mu_{\text{в}} (\ln r_{\text{вн}} / r_{\text{в}} + M \ln r_{\text{е}} / r_{\text{вн}})}, \quad (\text{VII.3})$$

где индекс е обозначает внешнюю границу радиальной системы.

На рис. VII.2 показаны кривые изменения коэффициента подвижности в зависимости от относительной приемистости первоначально заполненной жидкостью радиальной системы. Под относительной приемистостью здесь понимается отношение коэффициента приемистости в данный момент времени к коэффициенту приемистости в начале закачки в заполненный жидкостью пласт. Если отношение коэффициентов подвижностей равно единице, относительная приемистость сохраняется постоянной. При благоприятных соотношениях вязкостей ( $M < 1$ ) приемистость уменьшается с увеличением радиуса фронта, занимаемого закачиваемой водой; при неблагоприятных соотношениях ( $M > 1$ ) приемистость постепенно растет. В момент, когда фронт нагнетаемой воды достигает внешнего контура радиальной системы, значение относительной приемистости будет равно коэффициенту подвижности.

Для условий разработки месторождений, разбуренных по пятиточечной схеме, Коудл и Уит получили уравнение для определения приемистости в зависимости от площади охвата (см. рис. V.10). На рис. VII.3 это соотношение представлено в виде графика для пятиточечной схемы при плотности сетки 16 га и диаметре скважин, равном 30 см. Из этого графика видно, что при 100% охвате по площади относительная приемистость равна коэффициенту подвижности.

Влияние коэффициента подвижности на охват по мощности как при радиальной, так и пятиточечной системах рассмотрим при закачке воды в заполненный жидкостью пласт, состоящий из двух равных по мощности пропластков, но проницаемость которых отличается друг от друга в 10 раз. На рис. VII.4 приведено отношение приемистости в более проницаемом пропластке к приемистости в менее проницаемом пропластке для радиальной системы, откуда видно, что оно зависит от величины радиуса фронта закачанной воды в более проницаемом пропластке. Вначале отношение приемистостей (далее коэффициент приемистости) равно 10, что отражает существующее различие проницаемостей в пропластках. При  $M = 1$  коэффициент приемистости остается постоянным. При  $M > 1$  коэффициент приемистости непрерывно возрастает. Однако при  $M < 1$  коэффициент приемистости сначала уменьшается, достигая своего минимума,

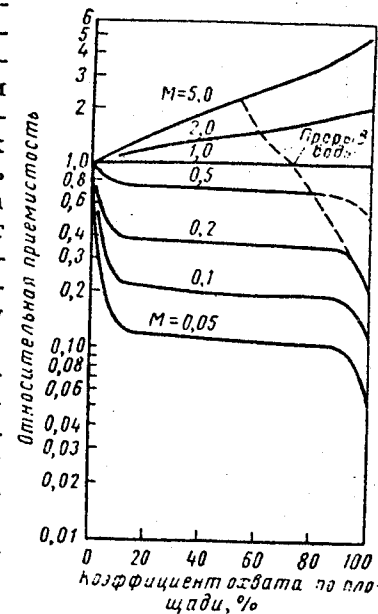


Рис. VII.3. Изменение приемистости в насыщенной жидкостью пласте при заводнении по пятиточечной схеме (плотность сетки 16 га, диаметр скважины 30 см)

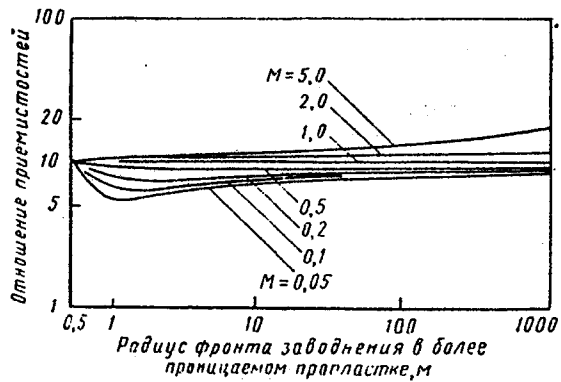


Рис. VII.4. Зависимость отношения проницаемости в более проницаемом пропластке к проницаемости в менее проницаемом пропластке в заполненной жидкостью радиальной системе от радиуса фронта заводнения в более проницаемом пропластке

$r_e = 300$  м;  $r_c = 15$  см;  $h_1 = 100$  мД;  $h_2 = 10$  мД

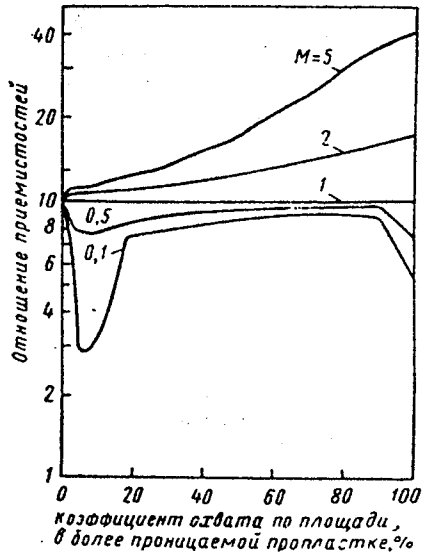


Рис. VII.5. Зависимость отношения проницаемости в более проницаемом пропластке к проницаемости в менее проницаемом пропластке при заводнении по пятиточечной системе от коэффициента охвата  $E_A$  по площади в более проницаемом пропластке.

Плотность сетки 16 га на скважину,  $r_c = 156$  мм,  $\frac{r}{r_c} = 1780$ ;  $h_1 = 100$  мД;  $h_2 = 10$  мД

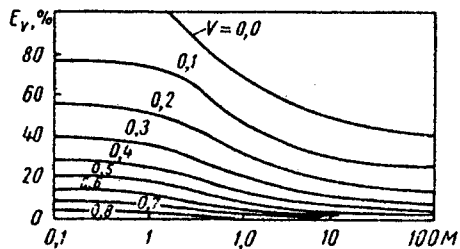


Рис. VII.6. Зависимость коэффициента охвата по объему  $E_v$  к моменту прорыва воды при заводнении по пятиточечной схеме от коэффициента подвижности  $M$ . (Начальное насыщение газа равно нулю)

а затем постепенно возрастает. Из рис. VII.4 видно, что коэффициент проницаемости при любом значении радиуса фронта нагнетаемой воды изменится лишь в два раза при изменении коэффициентов подвижностей от 0,05 до 5,0.

На рис. VII.5 приведены расчетные значения коэффициента проницаемости для двухпластовой залежи, разбуренной по пятиточечной сетке, для случая, когда значения проницаемостей пластов различаются в 10 раз. При  $M > 1$  разница в проницаемостях непрерывно возрастает по мере вытеснения воды по площади до прорыва

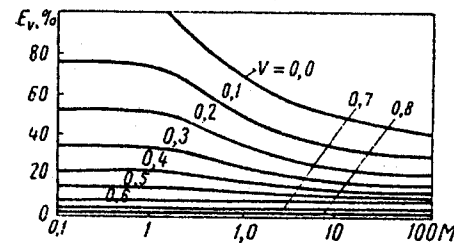


Рис. VII.7. Зависимость коэффициента охвата по объему  $E_v$  к моменту прорыва воды при заводнении по пятиточечной схеме от коэффициента подвижности  $M$ . (Начальное насыщение газа в пластовых условиях равно 10%)

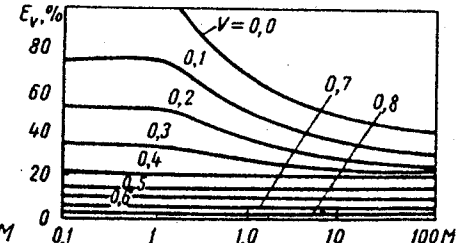


Рис. VII.8. Зависимость коэффициента охвата по объему  $E_v$  к моменту прорыва воды при заводнении по пятиточечной схеме от коэффициента подвижности  $M$ . (Начальное насыщение газа в пластовых условиях равно 20%)

$$\frac{\Delta p_h}{\Delta p_v} = 1025 \cdot 10^5 \times$$

$$\times \frac{u_i \left[ \frac{\text{м}^3}{\text{сек} \cdot \text{м}^2} \right] \mu_0 [\text{сП}] x [M]}{k_z [\text{мД}] \Delta r \left[ \frac{\text{сП}}{\text{см}^3} \right] y [M]}$$

воды. При  $M < 1$  коэффициент проницаемости падает при сравнительно незначительных значениях коэффициента охвата по площади, а затем возрастает и приближается к постоянной величине к моменту прорыва воды. При  $M = 0,1$  коэффициент проницаемости уменьшается до тех пор, пока не будет завершен полный охват по площади в более проницаемом пропластке.

На рис. VII.6 показана зависимость коэффициента охвата по объему к моменту прорыва воды как от коэффициента подвижности, так и от изменения проницаемости для пласта, разрабатываемого по пятиточечной схеме и первоначально заполненного жидкостью. Из этого графика видно, что к моменту прорыва воды коэффициент подвижности оказывает наибольшее влияние на коэффициент охвата по объему при значениях  $M$ , находящихся в пределах 0,1—10. Как и следовало ожидать, значение коэффициента охвата по объему к моменту прорыва воды уменьшается весьма быстро по мере увеличения значения коэффициента вариации проницаемости. На рис. VII.7 и VII.8 показаны аналогичные графики для коллекторов, имеющих начальное газонасыщение при пластовых условиях соответственно 10 и 20%.

Отметим, что на рис. VII.6—VII.8 приведены только значения коэффициентов охвата по объему к моменту прорыва воды. Продолжение добычи после прорыва воды имеет целью добиться окончательной отмывки из всех неохваченных вытеснением зон.

## VII.2. ВЛИЯНИЕ ГРАВИТАЦИОННЫХ СИЛ

Еще в 1933 г. Викофф и другие пришли к выводу, что из-за более высокой плотности закачиваемая вода будет в основном продвигаться по нижней части пласта. Это явление, известное как разделение по весу из-за разности плотностей закачиваемой жидкости

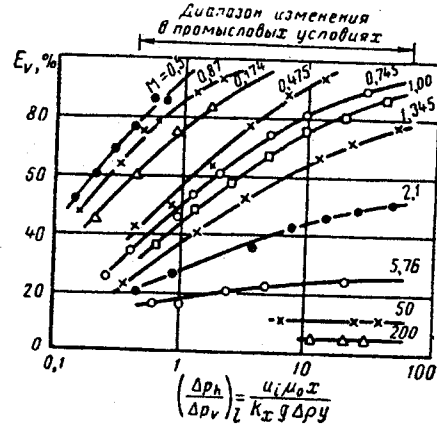


Рис. VII.9. Зависимость значения коэффициента охвата по объему  $E_v$  к моменту прорыва воды для линейной однородной системы

$$\left(\frac{\Delta p_h}{\Delta p_v}\right)_l = \frac{u_i \mu_0 x}{k_x g \Delta \rho y}$$

и нефти, подробно изучали Крейг и другие. Было изучено влияние гравитационных сил и коэффициента подвижностей на моделях, в которых соблюдались критерии подобия. Результаты опытов для линейных и пятиточечных систем приведены на рис. VII.9 и VII.10. Было выявлено, что степень гравитационного разделения закачиваемой жидкости, выражаемая коэффициентом охвата по объему к моменту прорыва воды, зависит от соотношения сил вязкости и гравитации  $\Delta p_n / \Delta p_v$ . При более высоких величинах этого соотношения получают хорошие результаты для охвата по объему. В пределах величин таких соотношений, встречающихся в нефтепромышленной практике, нефтеотдача к моменту прорыва воды в горизонтальных пластах, однородных по проницаемости, может ока-

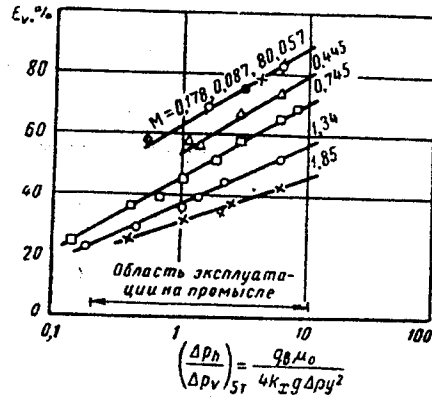


Рис. VII.10. Значения коэффициента охвата по объему к моменту прорыва воды для пятиточечной системы в однородном пласте

$$\left(\frac{\Delta p_h}{\Delta p_v}\right)_{5s} = 298 \times \frac{g_v \left[ \frac{M^3}{\text{сут. скв}} \right] \mu_0 [\text{сП}]}{k_z [\text{мД}] \Delta \rho \left[ \frac{2}{\text{см}^3} \right] g^2 [\mu^2]}$$

заться на 20% ниже, чем при других способах разработки аналогичных пластов. Девликамов и другие пришли к такому же выводу.

Крейг и другие также изучали влияние гравитационных сил на слоистой модели. Скважины при этом размещались по пятиточечной схеме. Проницаемость пропластков различалась до 50 раз, они сообщались между собой, и при непрерывной фильтрации могли происходить

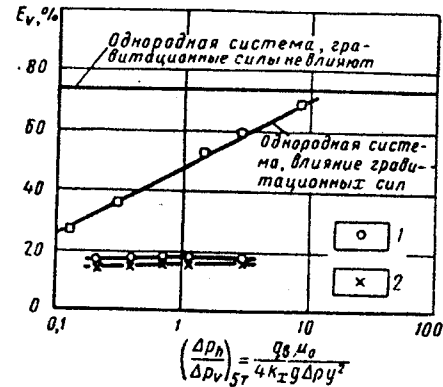


Рис. VII.11. Влияние неоднородности пласта на гравитационные силы (коэффициент подвижности  $M = 0,745$ ).

1 — первый пропласток сверху; 2 — первый пропласток снизу

$$\left(\frac{\Delta p_h}{\Delta p_v}\right)_{5r} = \frac{q_0 \mu_0}{4k_x g \Delta \rho y^2};$$

$$\left(\frac{\Delta p_h}{\Delta p_v}\right)_{fs} = 298 \times \frac{q_v \left[ \frac{M^3}{\text{сут. скв}} \right] \mu_0 [\text{сП}]}{k_x [\text{мД}] \Delta \rho \left[ \frac{1}{\text{см}^3} \right] y^2 [\text{м}^2]}$$

даны к моменту прорыва воды изменение проницаемости по мощности может влиять в большей степени, чем гравитационные силы.

## VII.3. ВЛИЯНИЕ КАПИЛЛЯРНЫХ СИЛ

В 1960 г. Гоучер и Линдли опубликовали результаты исследований по заводнению двухпластовой модели с размещением скважин по пятиточечной схеме, в которой одновременно выдержаны условия подобия по вязкости, капиллярным и гравитационным силам.

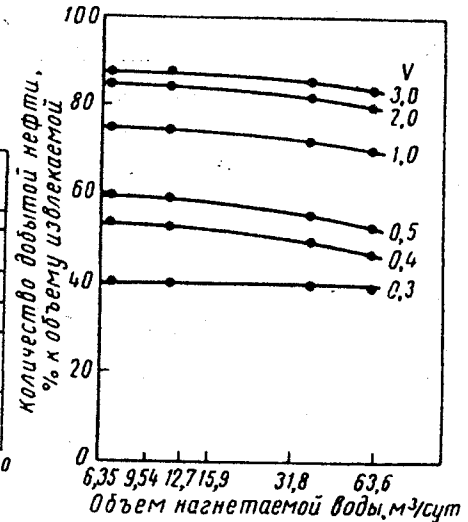


Рис. VII.12. Зависимость нефтеотдачи от темпа закачки воды для пласта 2.

V — объем нагнетаемой воды по отношению к объему пор

перетоки. Почти одни и те же результаты были получены при наличии максимального значения проницаемости как у верхнего пропластка, так и у нижнего (рис. VII.11). Это дает основание считать, что по крайней мере в некоторых системах на коэффициент нефтеот-

Между пропластками существовала гидродинамическая связь. Песок был преимущественно гидрофильный. Было выявлено, что заметная разница в нефтеотдаче получается в зависимости от того, находился ли более проницаемый пропласток наверху или внизу. Лучший охват заводнением был получен в том случае, когда более проницаемый пропласток помещался в верхней части модели. Авторы также отмечают, что объем добытой нефти при данном объеме

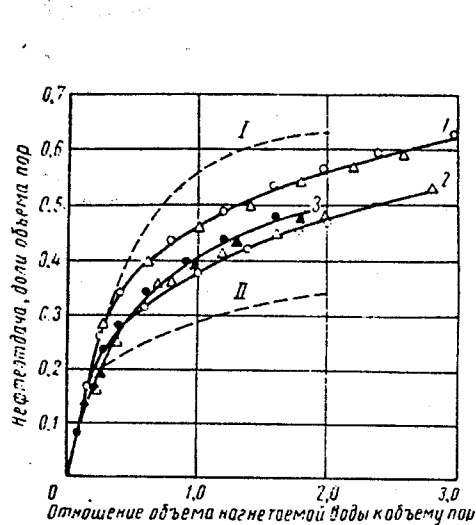


Рис. VII.13. Кривые изменения коэффициента нефтеотдачи, полученные на моделях при разработке по пятиточечной системе (три серии по два опыта).  
 $q$  — темп закачки в  $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{м}$ ;  $\Delta\rho$  — в  $\text{г}/\text{см}^3$ .  
 Кривые: 1 —  $q = 0,256$ ;  $\Delta\rho = 0,009$ ; 2 —  $q = 4,42$ ;  $\Delta\rho = 0,076$ ; 3 —  $q = 13,7$ ;  $\Delta\rho = 0,113$ .  
 I — большая модель; 2 — малая модель; I — однородная система (расчетные данные); II — гидродинамические несвязанные пропластки (по Стайлазу)

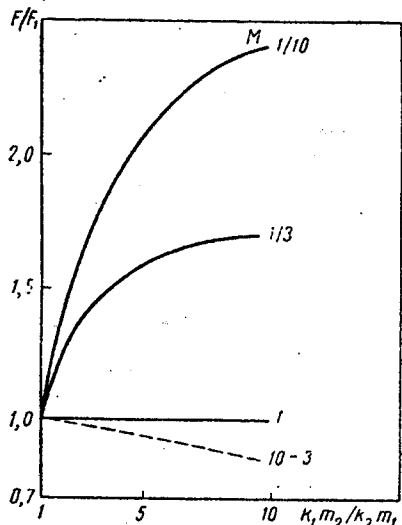


Рис. VII.14. Эффект перетока в системе из двух пластов в зависимости от отношения коэффициента проводимостей и коэффициента подвижности  $M$  (результаты предварительные).

$F$  — площадь, охваченная заводнением в менее проницаемом пропластке на момент прорыва в более проницаемом пропластке при наличии перетока;  $F_1$  — та же площадь при отсутствии перетока

закачанной воды слегка уменьшается по мере увеличения объемов суточной закачки, хотя и имелось десятикратное увеличение объема суточной закачки воды. На рис. VII.12 приведены полученные зависимости для процесса заводнения модели пласта при вязкости нефти 2, 17 сП и восьмикратном различии проницаемости двух пропластков.

В продолжение работ Гоучера и Линдли Карпентер и другие воспроизвели влияние вязкостных, капиллярных и гравитационных сил в двухпластовой модели при пятиточечной схеме разработки. Они определили, что наибольший коэффициент нефтеотдачи был достигнут при низких темпах закачки (в пределах  $0,256$ — $13,7 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{м}$ ). Они также выявили, что значение коэффициента нефтеотдачи для

многосластных систем, имеющих гидродинамическую связь между пропластками, находится между значениями коэффициентов нефтеотдачи для однородных пластов и многосластных систем без гидродинамической связи между пропластками (рис. VII.13).

Влияние сил вязкости на эффективность вытеснения по мощности рассмотрено в разделе VII.5.

#### VII.4 ПЕРЕТОК МЕЖДУ ПРОПЛАСТКАМИ

В приведенных работах Крэйга и других, Гоучера и Линдли, Карпентера и других приводятся соображения о влиянии перетока между пропластками на коэффициент охвата по мощности. Имеются

также другие работы, в которых специально рассматривается этот вопрос.

Хатчисон опубликовал предварительные результаты

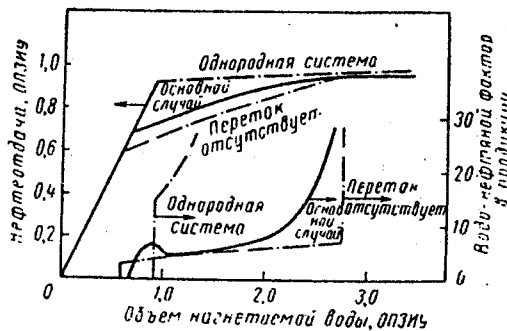


Рис. VII.15. Зависимость количества извлеченной нефти и обводненности продукции для базовой модели (основной случай) от объема нагнетаемой воды.  
 ОПЗИУ — объем пор, занятый извлекаемыми углеводородами

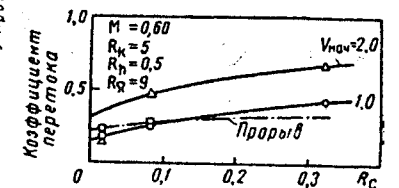


Рис. VII.16. Влияние на коэффициент перетока отношения капиллярных сил к вязкостным силам

$R_c$  — отношение капиллярных и вязкостных сил;  $W_{ог}$  — объем нагнетаемой воды в ОПЗИУ; ОПЗИУ — объем пор, занятый извлекаемыми углеводородами

некоторых экспериментов, из которых видно, что при  $M < 1$  наличие перетока может способствовать увеличению охвата по мощности к моменту прорыва, а при  $M > 1$  и наличии перетока процесс охвата уменьшается по сравнению с охватом в изолированных друг от друга пропластках (рис. VII.14).

Математическое решение этих задач Уоррена и Косгроува также подтвердило экспериментальные данные, а именно — при  $M < 1$  наличие перетоков способствует повышению нефтеотдачи, однако при  $M = 1$  происходит обратное. В одном из математических решений аналогичной задачи, в которой коэффициент подвижности был принят равным единице и не было различия плотностей, найдено, что заливка высокопроницаемого интервала, который находился в контакте с остальными продуктивными зонами, не предотвращает прорывов воды (байпасов).

Ряд исследований по выявлению влияния перетока был проведен Годдином и другими. Их исследования посвящены изучению

Влияние вязкости и капиллярных сил в двумерной двухпластовой системе, сложенной в основном гидрофильными породами. По их данным при коэффициентах подвижности от 0,21 до 0,95 при наличии перетока расчетное значение нефтеотдачи имеет промежуточное значение между значениями для однородного пласта и для пласта, состоящего из пропластков при отсутствии перетока между ними (рис. VII.15). Это согласуется с результатами экспериментов. Они определили коэффициент перетока следующим образом:

$$\text{Коэффициент перетока} = \frac{N_p^{\text{пер}} - N_p^{\text{опер}}}{N_p^{\text{одн}} - N_p^{\text{опер}}} \quad (\text{VII.4})$$

Индексы обозначают:

одн — однородная система; пер — многопластовая система при наличии перетока; опер — многопластовая система при отсутствии перетока.

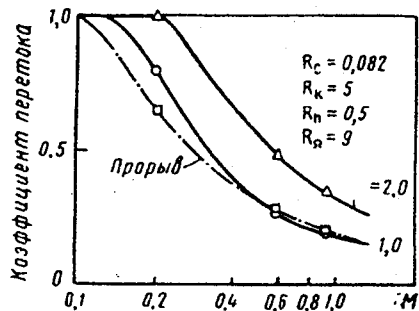


Рис. VII.17. Влияние коэффициента подвижности на коэффициент перетока

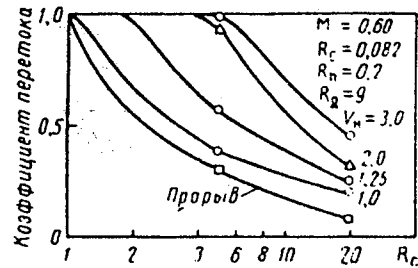


Рис. VII.18. Влияние отношения проницаемостей пропластков на коэффициент перетока

Коэффициент перетока, рассчитанный или на момент прорыва воды или на заданный суммарный объем закачанной воды, является мерой того, насколько приближаются показатели системы при наличии перетока к показателям однородной системы. Если коэффициент перетока равен нулю, система является многопластовой, состоящей из изолированных друг от друга пропластков; при значении, равном единице, система однородна по проницаемости.

Соотношение капиллярных и вязкостных сил (обратно пропорциональное расходу) оказывает небольшое влияние на коэффициент перетока (рис. VII.16), однако коэффициент подвижности (рис. VII.17) и разница проницаемостей пропластков (рис. VII.18) влияют в большей степени. Более приемлемые значения коэффициента нефтеотдачи на момент прорыва воды и после него получены для меньших различий в проницаемостях пропластков, небольших значений коэффициента подвижности. Нефтеотдача увеличивается в меньшей степени при снижении темпов отбора.

При экспериментальных исследованиях влияния перетока был проведен ряд опытов по вытеснению смешивающихся жидкостей

в двухпластовой линейной системе с отношением проницаемостей 20 : 1. При  $M < 1$  (до  $M = 0,22$ ) коэффициент охвата по мощности улучшался; однако при  $M > 1$  (до  $M = 4,7$ ) переток сдерживает продвижение фронта закачиваемой воды в менее проницаемом пласте.

В заключение необходимо отметить, что переток способствует улучшению коэффициента извлечения при  $M < 1$ ; обратное происходит при  $M > 1$ .

## VII.5. ВЛИЯНИЕ ТЕМПОВ ЗАКАЧКИ И ОТБОРА НА РАСЧЕТЫ ОХВАТА ПО ОБЪЕМУ

Начиная с 1957 по 1960 гг. существовали противоречивые мнения о чувствительности процесса заводнения к расходу воды, что широко обсуждалось в технических статьях промышленных журналов. Основной вопрос состоял в том, чтобы выяснить степень зависимости нефтеотдачи при заводнении от темпов закачки воды или темпов отбора нефти. Вторым вопросом вытекал из утвердительного ответа на первый: какие существуют оптимальные расходы для получения максимальной нефтеотдачи? В дальнейшем в основном рассматривался вопрос влияния темпов закачки воды в проектах по заводнению месторождений, представленных плоскими горизонтальными пластами.

Для выявления влияния темпов закачки на нефтеотдачу необходимо знать коэффициенты вытеснения и охвата по объему.

В предыдущих разделах (глава III) было показано, что значения относительных проницаемостей для системы вода — нефть в коллекторах пласта не зависят от скорости фильтрации. Отсюда вытекает, что коэффициент вытеснения жидкости из пор коллектора также не зависит от скорости фильтрации.

В двумерных системах коэффициент охвата по мощности, а в трехмерных системах — соответственно коэффициент охвата по объему зависят, как мы это видели, от вязкостных, капиллярных и гравитационных сил. Вязкостные силы, на которые влияет градиент давления, пропорциональны скорости фильтрации. В гидрофильных породах небольшие поры, менее проницаемые линзы или напластования пропитываются под воздействием капиллярных сил. В породах преимущественно гидрофобных капиллярные силы на границе нефть — вода не позволяют закачанной воде проникать в небольшие поры, заполненные нефтью. На стадии заполнения газового объема в процессе заводнения менее проницаемые участки коллектора вновь насыщаются нефтью в результате проявления капиллярных сил на границе газ — нефть, а также за счет увеличения давления в нефтяной зоне. Гравитационные силы, проявляющиеся в результате существующей разницы плотностей воды и нефти в пластовых условиях, заставляют закачанную воду стремиться занять нижнюю часть пласта.

В неоднородных пластах закачиваемая вода продвигается в основном по хорошо проницаемым участкам пласта. В коллекторах,

сложенных в основном гидрофильными породами, под воздействием капиллярных сил закачиваемая вода проникает в соседние менее проницаемые зоны или линзы, в то время как под воздействием всегда существующих гравитационных сил она стремится занять пониженные участки пласта.

В пластах, сложенных гидрофильными породами, капиллярные силы могут быть эффективны при вытеснении нефти из менее проницаемых участков пласта. При меньших расходах закачиваемой воды имеется больше времени для пропитки на линии или позади линии продвижения фронта нагнетаемой воды. Однако из опубликованной информации известно, что изменения объемов закачки в пять или более раз оказывают незначительное влияние на нефтеотдачу.

Степень пропитки зависит от следующего:

1. Диапазона изменения проницаемостей в пределах данного пласта. Предпочтение пород к смачивающей фазе тем больше, чем меньше проницаемость, однако при этом ухудшаются условия фильтрации.

2. Размеры и местоположения менее проницаемых зон. От этих условий зависит возможность проникновения закачиваемой воды в эти зоны. В изолированных разбросанных по пласту линзах пропитка воды идет лучше, что приводит к лучшему вытеснению нефти по сравнению с вытеснением в слабопроницаемых породах, представленных достаточно мощными и непрерывными линзами.

3. Степени преимущественной смачиваемости пород пласта. Скорость пропитки зависит непосредственно от степени смачиваемости пород пласта водой (гидрофильности его).

Степень гравитационной сегрегации зависит от скорости фильтрации. При небольших расходах закачиваемой воды имеется большая тенденция к продвижению воды опережающим фронтом по подошве пласта. Таким образом, возможен более ранний прорыв воды, и для извлечения данного объема нефти потребуются большие объемы закачки воды. Соответственно содержание воды в добываемой продукции возрастает.

Однако степень гравитационной сегрегации зависит от коллекторских свойств пласта: проницаемости и возможности фильтрации жидкости по мощности. По данным опубликованных работ требуется значительно повысить расход закачиваемой воды для получения незначительного увеличения коэффициента охвата по объему при помощи гравитационной сегрегации.

В заключение необходимо отметить, что невозможно выявить общую закономерность в отношении оптимальных расходов при заводнении из-за изменения свойств коллекторов и жидкостей нефтяных месторождений. Влияние этого фактора необходимо конкретно рассматривать применительно к каждому месторождению. В дополнение на основе имеющейся технической информации можно отметить, что для значительного изменения влияния капиллярных или гравитационных сил в пласте необходимо изменить темпы закачки воды в пять и более раз.

### VII.6. ВЛИЯНИЕ ЧИСЛА ВЫБРАННЫХ ПРОПЛАСТКОВ НА РАСЧЕТЫ КОЭФФИЦИЕНТА ОХВАТА ПО ОБЪЕМУ

При подготовке к применению метода прогнозирования поведения пласта в процессе заводнения инженер по разработке нефтяных месторождений обычно с самого начала пытается определить характер изменения проницаемости по мощности пласта. В результате этого дается описание свойств пропластков, из которых сложен продуктивный пласт. Инженер по своему усмотрению выбирает число пропластков. При этом известно, что пропласток, имеющий самую высокую проницаемость, будет иметь и более высокое значение абсолютной проницаемости, так что можно ожидать ранний прорыв воды к эксплуатационной скважине. Так как прогнозирование поведения пласта непосредственно зависит от числа пропластков, прогнозные расчеты могут быть дорогостоящими. С другой стороны, если брать небольшое число пропластков, то можно предположить, что поведение пласта будет близким к известному поведению однородной системы.

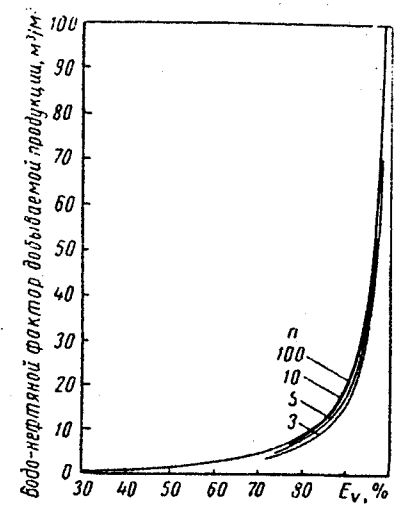


Рис. VII.19. Влияние числа пропластков  $n$  на расчетные зависимости показателей заводнения от коэффициента охвата при  $V = 0,3$  и  $M = 5,0$

Таблица VII.1

Минимальное число пропластков равной мощности, необходимое для достижения показателей процесса на модели месторождения, состоящего из 100 пропластков, при заводнении по пятиточечной схеме и водо-нефтяном факторе свыше 2,5 (среднее квадратичное отклонение  $\leq 1\%$  коэффициента охвата)

| Коэффициент подвижности | Коэффициент вариации проницаемости |     |     |     |     |     |     |     |
|-------------------------|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
|                         | 0,1                                | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 |
| 0,05                    | 1                                  | 1   | 2   | 4   | 10  | 20  | 20  | 20  |
| 0,1                     | 1                                  | 1   | 2   | 4   | 10  | 20  | 100 | 100 |
| 0,2                     | 1                                  | 1   | 2   | 4   | 10  | 20  | 100 | 100 |
| 0,5                     | 1                                  | 2   | 2   | 4   | 10  | 20  | 100 | 100 |
| 1,0                     | 1                                  | 3   | 3   | 4   | 10  | 20  | 100 | 100 |
| 2,0                     | 2                                  | 4   | 4   | 10  | 20  | 50  | 100 | 100 |
| 5,0                     | 2                                  | 5   | 10  | 20  | 50  | 100 | 100 | 100 |

Минимальное число пропластков равной мощности, необходимое для достижения показателей процесса на модели месторождения, состоящего из 100 пропластков, при заводнении по пятиточечной схеме и водо-нефтяном факторе свыше 10  
(среднее квадратичное отклонение  $\leq 1\%$  коэффициента охвата)

| Коэффициент подвижности | Коэффициент вариации проницаемости |     |     |     |     |     |     |     |
|-------------------------|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
|                         | 0.1                                | 0.2 | 0.3 | 0.4 | 0.5 | 0.6 | 0.7 | 0.8 |
| 0,05                    | 1                                  | 1   | 1   | 2   | 4   | 5   | 10  | 20  |
| 0,1                     | 1                                  | 1   | 1   | 2   | 5   | 5   | 10  | 20  |
| 0,2                     | 1                                  | 1   | 2   | 3   | 5   | 5   | 10  | 20  |
| 0,5                     | 1                                  | 1   | 2   | 3   | 5   | 5   | 10  | 20  |
| 1,0                     | 1                                  | 1   | 2   | 3   | 5   | 10  | 10  | 50  |
| 2,0                     | 1                                  | 2   | 3   | 4   | 10  | 10  | 20  | 100 |
| 5,0                     | 1                                  | 3   | 4   | 5   | 10  | 100 | 100 | 100 |

Здесь были рассмотрены пропластки равной мощности или равных значений  $hm$ . Другой метод выбора пропластков основан на принципе равных «потокоемкостей», т. е. равных  $kh$ . При этом более проницаемые пропластки будут иметь меньшую мощность, а менее проницаемые — соответственно большую. По интуиции, этот метод наиболее приемлем при выборе расчетной модели пласта, так как на расчетных показателях процесса заводнения пласта в большей степени отражается поведение более проницаемых пропластков. Именно эти пропластки влияют на содержание воды в продукции и нефти и на более ранний прорыв воды.

Исследования Крестьяниной с помощью ЭВМ позволили получить некоторые указания по выбору минимального числа пропластков. Пласт рассматривался состоящим из ряда пропластков, мощность и проницаемость каждого из которых одинаковы. Однако от пропластка к пропластку проницаемость изменялась по логарифмической зависимости. Были произведены расчеты показателей разработки нефтяных пластов при заводнении по пятиточечной схеме. Пласты принимались состоящими из одного до ста пропластков, коэффициент вариации проницаемости изменялся от 0,4 до 0,8. Хотя расчетное значение коэффициента нефтеотдачи на момент прорыва воды изменялось в широких пределах в зависимости от числа пропластков, однако при водо-нефтяном факторе более 3 суммарные отборы жидкости изменялись не в столь больших пределах. На рис. VII.19 показано влияние числа пропластков на расчетные эксплуатационные характеристики месторождения при заводнении для значений коэффициента вариации проницаемости 0,3 и коэффициента подвижности 5,0. Для некоторой области изменения коэффициентов подвижностей расчетные данные по показателям после прорыва воды для модели месторождения, состоящего только из двух пропластков, согласуются с показателями для модели месторождения, состоящего из 100 пропластков. Поведение модели месторождения, состоящего из 100 пропластков, было принято за базовое. В табл. VII.1 — VII.3 указаны минимальные числа пропластков равной мощности, расчетные эксплуатационные характеристики которых эквивалентны характеристике модели месторождения, состоящего из 100 пропластков при водо-нефтяном факторе продукции свыше 2,5, 5,0 и 10,0. С увеличением коэффициента подвижности и коэффициента вариации проницаемости требуется большее число пропластков, чтобы поведение расчетной модели приближалось к поведению модели, состоящей из 100 пропластков.

Таблица VII.2

Минимальное число пропластков равной мощности, необходимое для достижения показателей процесса на модели месторождения, состоящего из 100 пропластков, при заводнении по пятиточечной схеме и водо-нефтяном факторе свыше 5  
(среднее квадратичное отклонение  $\leq 1\%$  коэффициента охвата)

| Коэффициент подвижности | Коэффициент вариации проницаемости |     |     |     |     |     |     |     |
|-------------------------|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
|                         | 0.1                                | 0.2 | 0.3 | 0.4 | 0.5 | 0.6 | 0.7 | 0.8 |
| 0,05                    | 1                                  | 1   | 2   | 4   | 5   | 10  | 10  | 20  |
| 0,1                     | 1                                  | 1   | 2   | 4   | 10  | 10  | 10  | 100 |
| 0,2                     | 1                                  | 1   | 2   | 4   | 10  | 10  | 20  | 100 |
| 0,5                     | 1                                  | 2   | 2   | 4   | 10  | 10  | 20  | 100 |
| 1,0                     | 1                                  | 2   | 3   | 4   | 10  | 10  | 20  | 100 |
| 2,0                     | 2                                  | 3   | 4   | 5   | 10  | 10  | 50  | 100 |
| 5,0                     | 2                                  | 4   | 5   | 10  | 20  | 100 | 100 | 100 |



## Глава VIII

### МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ

Результаты обстоятельного исследования методов прогнозирования показателей заводнения были опубликованы в 1968 г. в серии статей Шепшеля. В этой главе будет описан совершенный метод прогнозирования показателей процесса заводнения, а затем известные применяемые методы будут сопоставлены с этим «идеальным» методом.

Методы прогнозирования показателей заводнения можно классифицировать в соответствии с главными учитываемыми факторами следующим образом; 1) по неоднородности пластов; 2) по коэффициенту охвата по площади; 3) по численным методам; 4) по эмпирическим методам.

Где это возможно, указанные методы прогнозирования сначала будут изложены, а затем результаты сопоставлены; будет дано также сравнение между расчетными и фактическими показателями заводнения. Будет рассмотрено также практическое применение результатов прогнозных расчетов. В последнем разделе этой главы приведены рекомендуемые методы прогнозирования различных показателей.

#### VIII.1. СОВЕРШЕННЫЙ МЕТОД ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Совершенный метод прогнозирования показателей заводнения должен, разумеется, учитывать все относящиеся к процессу течения факторы: систему разработки и влияние неоднородности.

Факторы, связанные с течением жидкостей, включают влияние различных характеристик — относительных проницаемостей для воды и нефти, поскольку они отличаются от пласта к пласту в результате различных степени смачиваемости, распределения пор по размерам, значений остаточных насыщенных. Существование фронта вытеснения (т. е. зоны резкого возрастания водонасыщенности) должно учитываться наряду с рассмотрением характера движения нефти за фронтом вытеснения и связанного с ним изменения коэффициентов подвижности жидкостей по мере продвижения фронта вытеснения. В совершенном методе прогнозирования должно быть учтено и возможно наличие начальной газонасыщенности, обусловленной разработкой на режиме растворенного газа, либо газовой репрессии, предшествовавших заводнению.

Совершенный метод прогнозирования при рассмотрении различных систем показателей размещения скважин должен отражать влияние коэффициента подвижности на коэффициент охвата по площади к моменту прорыва воды, а также увеличение охвата заводнением по площади после прорыва при продолжающемся нагнетании воды. Совершенный метод прогнозирования не должен быть ограничен возможностью расчета лишь некоторых систем площадного заводнения, отличающихся размещением нагнетательных и эксплуатационных скважин, при этом должна быть возможность прогноза также показателей законтурного заводнения и заводнения при регулярном размещении нагнетательных скважин.

Совершенный метод должен также учитывать влияние неоднородности, включая изменения проницаемости по простиранию и по мощности пласта. Он должен учитывать характер перетоков между соседними участками с различной проницаемостью, а также наличие существующих отдельных непроницаемых для потоков барьеров. Разумеется, в этом методе прогнозирования должно учитываться влияние вязкости, капиллярных и гравитационных сил на движение жидкостей.

Такой метод прогнозирования, поскольку он моделирует все эффекты, имеющие место при заводнении, должен обеспечить согласие между прогнозными и действительными показателями. Однако совершенный метод прогнозирования потребует также детальной информации о строении месторождения, вероятно, большей, чем мы сегодня имеем на любом из месторождений.

#### VIII.2. МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ, В ОСНОВНОМ УЧИТЫВАЮЩИЕ НЕОДНОРОДНОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К этой категории относятся следующие методы прогнозирования: 1) учитывающие эффект меняющейся от слоя к слою приемистости в радиальной области пласта, окружающей нагнетательную скважину; 2) учитывающие нефтеотдачу послойно; 3) учитывающие неоднородность пласта распределением проницаемости с определением ее суммарного влияния.

Метод Юстера — Сьюдера — Колхауна. В 1944 г. Юстер и Колхаун вывели уравнения, аппроксимирующие изменение приемистости при заводнении в пятиточечной системе. Они считают, что процесс заводнения проходит три стадии: 1) радиальное движение воды от нагнетательной скважины с падением приемистости, когда заполняется газонасыщенный объем; 2) промежуточный период падения приемистости из-за интерференции с соседними нагнетательными скважинами до завершения заводнения газового объема и 3) заключительный период постоянной приемистости. Этот подход был обобщен на месторождениях, неоднородность которых может моделироваться некоторым числом слоев различной проницаемости, изолированных друг от друга. В предположении одинаковой подвижности воды и нефти количество закачиваемой

жд той же пропорционально его доле ( $kh$ ) в суммарной потокоемкости пласта. Вытеснение нефти водой предполагается поршневым, т. е. подвижная нефть за фронтом вытеснения отсутствует.

Маскет расширил область применимости этого метода, рассмотрев более общие условия, когда коэффициент подвижности «воды — нефти» изменяется от 0,1 до 10. Он рассмотрел также влияние линейного и экспоненциального распределения проницаемостей.

Метод Пратса — Мэтьюса — Джуита — Бэйкера. Применяя в основном тот же подход, что и Маскет, Пратс и другие предложили более общий метод прогнозирования показателей заводнения в пятиточечной системе с учетом влияния коэффициентов подвижности и охвата по площади. Начальная приемистость (расход нагнетательной скважины) зависит от подвижности нагнетаемой воды и нефтяной зоны. После прорыва воды используется соотношение, связывающее приемистость с радиальной частью пласта у эксплуатационной скважины, занятой водой. Предполагается поршневое вытеснение нефти водой. Из каждого прослоя добывается газ (в период заполнения), нефть (в период между окончанием заполнения и моментом прорыва воды), затем вода и нефть, соотношение которых определяется по полученной в лабораторных опытах зависимости между коэффициентом охвата и содержанием воды в продукции.

Метод Пратса с соавторами был применен Фитчем и Гриффитом для прогнозирования показателей вытеснения смешивающихся жидкостей.

Метод Стайлса в основном позволяет учесть различные положения фронта вытеснения в заполненных жидкостями линейных прослоях, имеющих различные проницаемости и изолированных друг от друга. Стайлс принимает, что объем воды, закачанной в каждый прослой, зависит только от  $kh$  для этого прослоя. При этом предполагается поршневое вытеснение нефти, так что после прорыва воды в некотором прослое из него поступает только вода. Водо-нефтяной фактор эксплуатационной скважины находится по следующей формуле:

$$\text{ВНФ} = \frac{C}{1-C} \cdot \frac{k_{оп}}{\mu_n} \cdot \frac{\mu_n}{k_{оп}} B_n, \quad (\text{VIII.1})$$

где  $C$  — доля полной проводимости пласта, представленная обводненными прослоями, т. е. проводящими воду;  $\mu_n$  и  $\mu_v$  — соответственно вязкости воды и нефти. По методу Стайлса, таким образом, коэффициент подвижности при расчете охвата по мощности принимается равным единице, но при этом учитывается реальный коэффициент подвижности при определении водо-нефтяного фактора. Этот момент является спорным.

Шмалц и Раме дали результаты расчетов по методам как Стайлса, так и Сьюдера и Колхауна, используя шесть различных распределений проницаемости. Эти распределения были классифицированы

с помощью коэффициента Лоренца (см. раздел VI.2). Другие авторы приняли в расчете для слоев с различными свойствами допущение о радиальности потока и о возрастании перемещающейся нефтяной зоны.

Джонсон разработал графический метод, который упрощает рассмотрение изменений в проницаемости и пористости слоев. Свойства слоев выбираются так, чтобы каждый из них имел равную потокоемкость  $kh$ , т. е. одинаковый объемный расход закачки в каждый слой.

Метод Дикстра — Парсонса. Была предложена зависимость нефтеотдачи при заводнении от коэффициента подвижности и распределения проницаемостей.

Эта зависимость основана на расчетах слоистой линейной модели без перетоков. Было проведено свыше 200 лабораторных опытов по заводнению на более чем

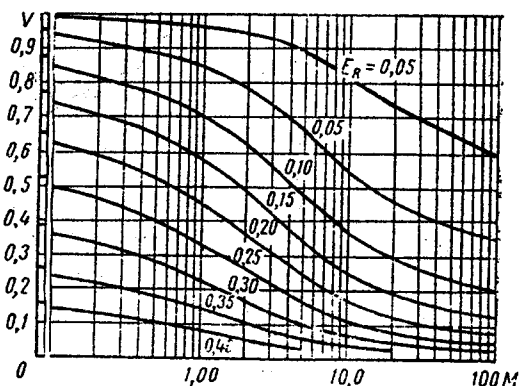


Рис. VIII.1. Кривые постоянных значений  $E_R (1 - S_w)$  при  $\text{ВНФ} = 1$  в зависимости от коэффициентов подвижности и вариации проницаемости

40 кернах, взятых в Калифорнии, причем измерялись начальная насыщенность жидкостями, коэффициенты подвижности, водо-нефтяной фактор на выходе, а также текущая нефтеотдача. Распределение проницаемости изменялось по коэффициенту вариации проницаемости, описанному в разделе VI.2. По зависимостям, приведенным Дикстра и Парсонсом, определяется нефтеотдача при водо-нефтяном факторе в 1; 5; 25 и 100 в долях от начальных запасов нефти в зависимости от вариации проницаемости, от коэффициента подвижности, насыщенности связанной воды и насыщенности на выходе. Полученные значения пригодны для линейного заводнения, так как они основаны на опытах по этому способу. Разработана простая графическая техника применения метода Дикстра —

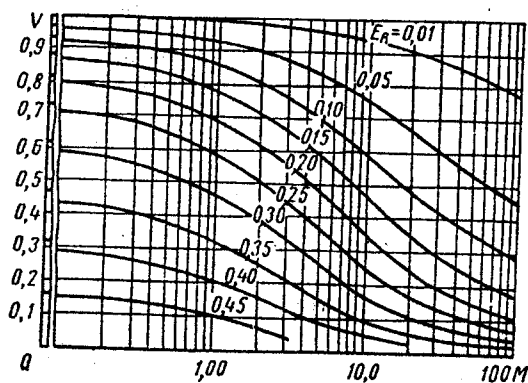


Рис. VIII.2. Кривые постоянных значений  $E_R (1 - S_w)$  при  $\text{ВНФ} = 5$  в зависимости от коэффициентов подвижности и вариации проницаемости

Полученные значения пригодны для линейного заводнения, так как они основаны на опытах по этому способу. Разработана простая графическая техника применения метода Дикстра —

Парсона (рис. VIII.1—VIII.4). Обобщенный метод Дикстра—Парсона можно использовать для расчетов при заполнении газового объема

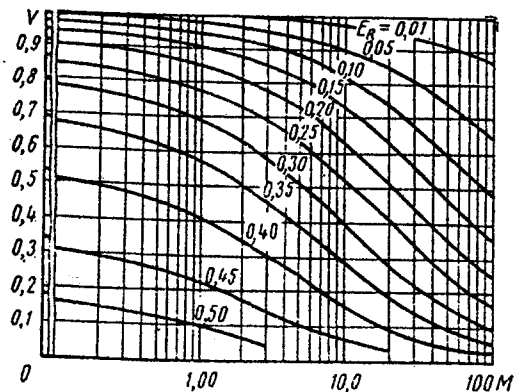


Рис. VIII.3. Кривые постоянных значений  $E_R(1 - S_n)$  при ВНФ = 25 в зависимости от коэффициентов подвижности и вариации проницаемости

в каждом слое. В этом случае добывать нефть из любого прослоя можно лишь после заполнения газового объема в этом прослое.

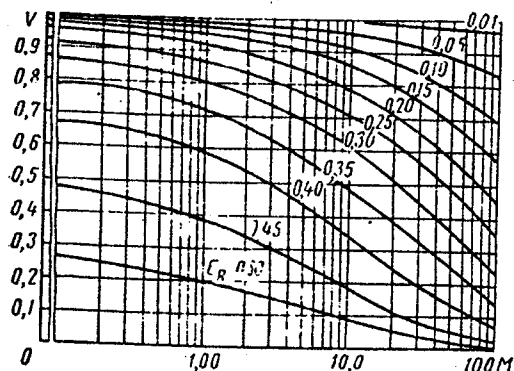


Рис. VIII.4. Кривые постоянных значений  $E_R(1 - S_n)$  при ВНФ = 100 в зависимости от коэффициентов подвижности и вариации проницаемости

### VIII.3. МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ, В ОСНОВНОМ УЧИТЫВАЮЩИЕ КОЭФФИЦИЕНТ ОХВАТА ПО ПЛОЩАДИ

**Метод Маскета.** В 1940-х годах была выполнена значительная математическая и экспериментальная работа по определению линий тока и эквипотенциалей в различных системах площадного заводнения. В результате этих исследований были получены коэффициенты охвата по площади к моменту прорыва при коэффициенте подвижности, равном единице. Инженеры-разработчики применяли эти значения в оценках нефтеотдачи при заводнении.

**Метод Херста.** Херст обобщил раннюю работу Маскета для пятиточечной системы на случай наличия начальной газонасыщенности перед нагнетанием воды. В его математических исследова-

ниях рассмотрено формирование перемещающейся нефтяной зоны, но предполагается, что нефть и вода обладают равной подвижностью. Его работа явилась первой, где была показана возможность увеличения коэффициента охвата по площади путем продолжения закачки воды после прорыва ее в эксплуатационную скважину.

**Метод Коудла и др.** Коудл и ряд его сотрудников проводили экспериментальные исследования коэффициентов охвата по площади в различных системах площадного заводнения — семиточечной и девятиточечной. Применением смешивающихся жидкостей и рентгенографической техники были получены значения коэффициента охвата по площади, коэффициента подвижности, объема закачанной жидкости и доли добытой нефти из заводненной части. Изменение приемистости в процессе заводнения было измерено для многих из этих систем. (Более подробно об этих измерениях см. раздел V. 6.) Ввиду того что исследования были ограничены использованием смешивающихся жидкостей, результаты можно применять для условий заводнения, при которых за фронтом вытеснения нефть не движется. Другие авторы использовали этот основной метод для прогнозирования процессов вытеснения смешивающихся жидкостей.

**Метод Арнофского** основан на экспериментах, проведенных на потенциометрической модели пятиточечной и линейной систем размещения. Для этих двух систем были получены коэффициенты охвата по площади к моменту прорыва в зависимости от коэффициента подвижности. Для пятиточечной системы было определено изменение приемистости в функции коэффициента охвата по площади. Данные по коэффициенту охвата и приемистости после прорыва не приводятся. Поэтому данный метод прогнозирования ограничен показателями до момента прорыва. Вытеснение нефти предполагается поршневым.

**Метод Делпе — Хаубера** основан на работах Делпе, который привел данные о приемистости в площадных системах, и Хаубера, применившего результаты Делпе для расчета показателей заводнения в этих системах.

В работе Делпе приемистость в элементе системы рассматривается как приемистость в последовательной цепи линейных и радиальных систем. В статье Хаубера выведены аналитические выражения для пятиточечной и линейной фронтальной систем. Для элементов других площадных систем было предположено, что вытеснение происходит вдоль жестких трубок тока, которые соединяют нагнетательную и эксплуатационные скважины. Хотя предусмотрен учет начальной газонасыщенности, но введено допущение, что нефтенасыщенность мгновенно падает до остаточного значения после прохождения фронта заводнения. Данные по коэффициенту охвата по площади, полученные в экспериментах, хорошо согласуются с результатами к моменту прорыва жидкости.

### III.4. МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ, В ОСНОВНОМ УЧИТЫВАЮЩИЕ МЕХАНИЗМ ВЫТЕСНЕНИЯ

Методы, описываемые в этом разделе, учитывают фронтальное вытеснение, т. е. отражают возможность существования градиента насыщенности и подвижной нефти за фронтом заводнения.

Метод Баклея — Леверетта. В теории фронтального продвижения Баклея — Леверетта, как было изложено (см. раздел III.1), рассматривается механизм вытеснения нефти водой как в линейной, так и в радиальной системах. Обобщением этого подхода явился вывод уравнения для прогнозирования скорости продвижения фронта жидкости в радиальной системе при наличии начальной газонасыщенности. Модификация уравнения движения фронта вытеснения, предложенная Уэлджем, весьма упростила его применение.

Другие авторы предложили комбинацию уравнения фронтального вытеснения с уравнением по методу прогнозирования Дикстра — Парсонса. При этом не учитывается ограничение о поршневом характере вытеснения в каждом слое. В другом обобщении был модифицирован метод Стайлса, чтобы была возможность рассмотреть эффект фронтального вытеснения по Баклею — Леверетту.

Метод Крэйга — Джеффена — Морса основывается на результатах серии опытов по вытеснению газа и воды в модели пятиточечной системы с использованием модифицированного уравнения Уэлджа и двух экспериментальных зависимостей: первой — зависимости коэффициента охвата по площади к моменту прорыва от коэффициента подвижности и второй — зависимости, связывающей коэффициент охвата по площади после прорыва с логарифмом отношения  $W_{\text{наг}}/W_{\text{наг пр}}$ , где  $W_{\text{наг}}$  — суммарный объем закачанной воды, а  $W_{\text{наг пр}}$  — суммарный объем воды, закачанной к моменту прорыва. Эта (вторая) зависимость выражается уравнением

$$E_A = E_{A \text{ пр}} + 0,633 \lg (W_{\text{наг}}/W_{\text{наг пр}}). \quad (\text{VIII.2})$$

В методе принимается, что средняя водонасыщенность в заводненной части элемента системы связана с накопленным объемом закачанной воды уравнением типа Уэлджа, модифицированного для учета растущего заводненного порового объема, что вызывается увеличением коэффициента охвата по площади.

Добыча нефти рассматривается как сумма добычи нефти в результате увеличения коэффициента охвата по площади и добычи нефти, вытесняемой из заводненной области. Тогда добыча воды равна количеству закачанной воды за вычетом количества добытой нефти.

Результаты этого метода согласуются с результатами более чем 20 лабораторных опытов заводнения на модели. Эти опыты охватывают целый диапазон коэффициентов подвижности и градиентов насыщенности, а также начальных газонасыщенностей (до 44% порового объема).

В первой работе не был предусмотрен учет многопластовости месторождения, так как в этих условиях необходимы зависимости

приемистости одного слоя от приемистости другого слоя. Чтобы применить такой метод к слоистым пластам, были использованы данные Коудла и Уита о приемистости в пятиточечной системе.

В модификации, названной «методом слоев», пласт рассматривается состоящим из 10 слоев одинакового объема. Для получения показателей по любому слою вводится информация о коэффициенте охвата по площади, а также об относительных проницаемостях. Допущение, что потокоемкость каждого слоя не меняется со временем, позволяет суммировать показатели каждого слоя или зоны для получения суммарных показателей. Однако это допущение эквивалентно предположению, что приемистость ведет себя так же, как при коэффициенте подвижности, равном единице. Таким образом, в методе имеются взаимно противоречащие допущения относительно величины коэффициента подвижности.

В 1969 г. Уассон и Шрайдер предложили метод прогнозирования показателей заводнения в пятиточечной системе для слоистых пластов, основанный на нескольких ранее опубликованных методах: методе Юстера и Колхауна вычисления изменения приемистости на первых этапах заполнения водой газового объема, методе Коудла и Уита определения показателей к моменту заполнения газонасыщенного объема и после него, а также методе Крэйга и других установления зависимости между объемом закачанной воды, добытой нефти и водо-нефтяным фактором. Метод прогнозирования, данный в форме программы для ЭВМ, доступен для использования. Однако при обсуждении метода выяснилось, что влияние коэффициента подвижности воды и нефти на показатели учтено не полностью.

Метод Рапопорта — Карпентера — Лиса. В 1958 г. Рапопорт и другие для прогнозирования показателей заводнения предложили установленное экспериментально в лаборатории соотношение между показателями процесса заводнения в линейной и пятиточечной системах. Для пятиточечной системы проводили лабораторный опыт по линейному заводнению на керне из рассматриваемого пласта (либо его показатели вычислялись по кривым относительной проницаемости для воды и нефти). Зависимость связывает нефтеотдачу в линейной и пятиточечной системах при одинаковых объемах закачанной воды через отношение вязкостей нефти и воды. Не делалось попытки определять коэффициент охвата по площади, поскольку его влияние учтено отношением вязкостей нефти и воды. Авторы установили зависимость из опытов по заводнению среды из гидрофильных стеклянных шариков и полагают, что она применима независимо от смачиваемости пористой среды.

Метод Хиггинса и Лейтона. В этом методе, часто именуемом методом трубок тока, предполагается, что заводнение в элементе системы можно рассматривать по площади как большое число трубок тока, границы которых являются линиями тока, соответствующими коэффициенту подвижности  $M=1$ . Предложенный впервые в 1962 г. и развитый далее во многих других работах метод оказался применимым для различных условий. Хотя вода и нефть

при коэффициенте подвижности, отличном от единицы, в действительности не движутся вдоль трубок тока. соответствующих  $M=1$ , показатели заводнения, рассчитанные по этому методу при  $M < 1$ , согласуются с данными, вычисленными иными методами.

Для каждой трубки тока или канала определяются форм-факторы для сегментов, одинаковых по объему. Они выражают зависимость между относительной длиной и поперечным сечением. Расчет для каждой трубки тока в основном совпадает с расчетом по Баклею — Леверетту, отличаясь от него учетом переменного поперечного сечения каждой трубки тока. Приемистость каждой трубки тока вычисляется по насыщенности, следовательно, по градиенту относительной проницаемости, и по форм-фактору для каждой из составляющих ее ячеек. Показатели по каждой из трубок тока (обычно число их равно четырем) суммируются для получения суммарных показателей.

Была опубликована программа для расчета требуемых значений форм-фактора на ЭВМ, а также значений форм-факторов для пяти-точечной, семиточечной, рядной, фронтальной и шахматной систем заводнения. Этот метод трубок тока был успешно применен для прогнозирования показателей периферийного заводнения. Данные о форм-факторах для различных элементов систем периферийного заводнения были получены и опубликованы.

#### VIII.5. МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ, ОПИРАЮЩИЕСЯ НА МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ

Поскольку инженеры все более знакомы с вычислительными машинами и современными методами решения сложных математических задач, то понадобилось лишь время для разработки математических моделей процесса заводнения.

Метод Дугласа — Блера — Вагнера. Одной из первых работ, где применены методы численного анализа для изучения капиллярных и вязкостных эффектов, была работа Дугласа и др. Моделировалась линейная система, но эта работа была предшественником многих более сложных математических моделей.

Метод Хиагга. Хиаггом детально разработан метод прогнозирования с учетом коэффициента охвата по мощности при заводнении слоистого пласта. Используя схему вытеснения Баклея—Леверетта, он впервые рассмотрел характер перетоков между слоями. Этот метод пригоден при произвольном коэффициенте подвижности, но сложен в применении.

Метод Дугласа — Писмэна — Рэчфорда. Обобщая статью Дугласа, Блера и Вагнера 1958 г., Дуглас и другие опубликовали результаты расчета по двумерной математической модели, в которой учитываются влияние относительных проницаемостей, вязкостей, плотностей, гравитационных сил и капиллярного

давления. Однако при практическом применении этот метод ввиду полноты рассмотрения факторов требует вычислительной машины с большим объемом памяти и высоким быстродействием.

Метод Уоррена и Косгроува. Уоррен и Косгроув дали обобщение оригинальной работы Хиагга. Они учли влияние как коэффициента подвижности, так и перетоков в пласте, проницаемости которого распределены по логнормальному закону. Начальная газонасыщенность не учитывается, а вытеснение нефти водой предполагается поршневым. Процесс вытеснения в каждом прослое характеризуется резкой «псевдограницей раздела», как в модели Дикстра—Парсонса.

Метод Морела — Сейту учитывает влияние геометрии элемента площадной системы и коэффициента подвижности на прогноз показателей добычи нефти при заводнении. Влиянием силы тяжести и капиллярных сил пренебрегают; вытеснение предполагается поршневым и происходящим при коэффициенте подвижности  $M=1$ . Однако результаты можно пересчитать с учетом двухфазности течения и для коэффициента подвижности, отличного от единицы. По этому методу сначала численно определяют распределение давления при коэффициенте подвижности  $M=1$ , а затем аналитически вычисляют приемистость, коэффициент охвата по площади к моменту прорыва и далее водо-нефтяной фактор в продукции скважины.

Другие математические модели. Кроме названных математических моделей в последних по времени работах описаны методы прогнозирования, основанные на работах Дугласа и др. В таких моделях процесса заводнения месторождение разбивается двумерной либо трехмерной сеткой на сегменты (блоки), каждый из которых имеет различную пористость, проницаемость, насыщенность. Кривые изменения относительной проницаемости для этих блоков также различны. При использовании цифровых вычислительных машин с высоким быстродействием и большим объемом памяти такие модели позволяют максимально приблизиться к совершенному методу прогнозирования. На этих моделях можно определить прогнозные показатели разработки пласта за несколько минут машинного времени. Они являются достаточно гибкими, чтобы рассматривать сложные режимы нагнетания и добычи; варианты этих режимов широко используются нефтяниками и консультантами. Однако, как сказал один инженер-разработчик, не следует пользоваться кувалдой, чтобы забить гвоздик. Это означает, что для решения простых задач следует пользоваться простым инструментом, а для решения более сложных задач — более совершенным.

#### VIII.6. ЭМПИРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Метод Гутри — Гринбергера. В статье Гутри и Гринбергера 1955 г. установлена эмпирическая зависимость нефтеотдачи при заводнении от свойств коллекторов и жидкостей. Они исследовали 73 месторождения, сложенных песчаниками, которые

разрабатываются на водонапорном режиме или на режиме растворенного газа в сочетании с водонапорным режимом. Была установлена зависимость нефтеотдачи от проницаемости, пористости, вязкости нефти, мощности пласта, насыщенности связанной воды, глубины залегания, объемного коэффициента пласта, площади его и плотности сетки скважин. Зависимость, приводимая ниже, настолько хорошо соответствует опытным данным, что 50% рассматриваемого времени процесса заводнения коэффициент нефтеотдачи отличается не более чем на 6,2% от фактических значений, а на 75% периода расхождение не превышает 9,0%.

$$E = 0,2719 \lg k + 0,25569 S_v + 0,1355 \mu_n - 15380m - 0,00035h + 0,11403, \quad (\text{VIII.3})$$

Примечание. В формуле (VIII.3) сохранена принятая в США система единиц.

где  $E$  — коэффициент нефтеотдачи в долях единицы.

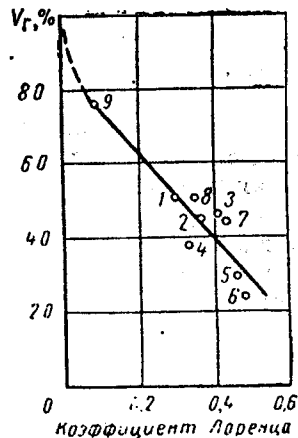


Рис. VIII.5. Корреляционная зависимость между коэффициентом Лоренца распределения проницаемости и степенью заполнения жидкостью газового объема  $V_g$ , соответствующей началу роста добычи нефти.

Объекты: 1 — E; 2 — A-1; 3 — A-2; 4 — F; 5 — B; 6 — G; 7 — C; 8 — H; 9 — D

Из этого выражения вытекает, что коэффициент нефтеотдачи при водонапорном режиме выше на месторождениях с высоковязкой нефтью!

Метод Шауэра. Шауэр предложил эмпирический метод прогнозирования показателей при заводнении Иллинойского бассейна. Метод основывается на фактических показателях пяти реализованных систем заводнения. Был построен график зависимости заполнения газового объема пласта в % при первом проявлении в увеличении добычи нефти от коэффициента Лоренца. При возрастании коэффициента Лоренца, т. е. для месторождений с высокой неоднородностью, начало увеличения добычи нефти — отклик на закачку — происходит при меньшем проценте заполнения объема нагнетаемой водой (рис. VIII.5). Другие кривые, показывающие сближение приемистости со временем, также были получены по данным истории разработки.

Метод Гереро — Эрлафера. Гереро и Эрлафер предложили несколько приближенных практических правил для прогнозирования показателей заводнения.

1. Добыча нефти начинается тогда, когда объем закачанной воды составляет от 60 до 80% газонасыщенного объема пласта.

2. Дебиты нефтяных скважин при заводнении возрастают до максимальных значений сразу после заполнения водой газонасыщенного объема и остаются на этом уровне от 4 до 10 мес.

3. Максимальную добычу получают в том случае, если отношение расхода нагнетаемой воды к дебиту нефти находится в диапазоне 2—12, причем значения 4—6 являются средними для типичных систем заводнения.

4. В последующий период дебит нефти снижается на 30—70% в год.

Эти правила имеют ограниченную применимость.

### Статистическое исследование Американского института нефти

Подкомитет по нефтеотдаче Американского института нефти, возглавляемый Дж. Дж. Арпсом, выполнил статистическое исследование коэффициента нефтеотдачи. Из статистического анализа данных по 312 месторождениям были получены корреляционные зависимости нефтеотдачи при водонапорном режиме для месторождений, сложенных сцементированными и несцементированными песчаниками, и нефтеотдачи при режиме растворенного газа для сцементированных и несцементированных песчаников, а также карбонатных пород.

Нефтеотдача при водонапорном режиме в процентах от начального нефтесодержания в пласте

$$E = 54,898 \left[ \frac{m(1-s_v)}{B_{н.нач}} \right]^{0,0422} \left( \frac{k_{м.нач}}{\mu_{н.нач}} \right)^{0,0770} (S_v)^{-0,1903} \left( \frac{P_{нач}}{P_l} \right)^{-0,2159} \quad (\text{VIII.4})$$

Эта корреляционная зависимость нефтеотдачи при заводнении, выраженная логарифмическим соотношением, учитывает пористость, насыщенность связанной воды, проницаемость, вязкости нефти и воды, начальное давление  $P_{нач}$  и давление при отключении скважины  $P_l$ .

Коэффициент корреляции для этого уравнения равен 0,958, что почти соответствует опытным данным. Эту зависимость, полученную по показателям для месторождений с водонапорным режимом, можно применять только для проектирования процесса разработки с заводнением.

Корреляционные зависимости для оценки показателей заводнения были получены по историям процессов заводнения в Оклахоме, а также на Денверском бассейне в штатах Колорадо и Небраска. Такого рода зависимости применяются только для месторождений конкретного географического района, который изучался.

### VIII.7. СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

В табл. VIII.1 различные методы прогнозирования показателей процесса заводнения сопоставлены с совершенным методом. Из этой таблицы видно, какие факторы процесса течения, системы размещения скважин и неоднородности учитываются каждым из методов. Даже при беглом рассмотрении видим, что ни один из перечисленных методов прогнозирования, разработанных к настоящему времени,





| Методы и их модификации   | Год опубликования | Гидродинамические факторы                 |                                      |   | Применимость метода |                        |                                      |
|---|-------------------|---|--------------------------------------|---|---------------------|------------------------|--------------------------------------|
|   |                   | Учитывается ли начальная газовая сычкость | Учитывается ли градиент насыщенности | Учитывается ли переменная проницаемость | К линейной системе  | К пятиточечной системе | К другим системам размещения скважин |
|   |                   |   |                                      |   |                     |                        |                                      |
| ОСНОВНЫЕ УЧИТЫВАЕМЫЕ ФАКТОРЫ<br>Эмпирические<br>Гутри—Гринбергера<br>Шауэра<br>Герера—Эрлафера<br>Американский институт нефти | 1955              | Нет                                       | Да                                   | Нет                                     | —                   | —                      | Да                                   |
|   | 1957              | Да  | Нет                                  | То же                                   | —                   | Да                     | Нет                                  |
|   | 1961              | То же                                     | То же                                | » »                                     | —                   | Нет                    | То же                                |
|   | 1967              | Нет                                       | Да                                   | То же                                   | —                   | —                      | Да                                   |

\* С использованием зависимости Коудла и Уитта для применимости.

за исключением наиболее современных математических, не удовлетворяет требованиям совершенного метода.

В последующих частях этого раздела мы покажем, как сопоставляются различные методы прогнозирования показателей заводнения.

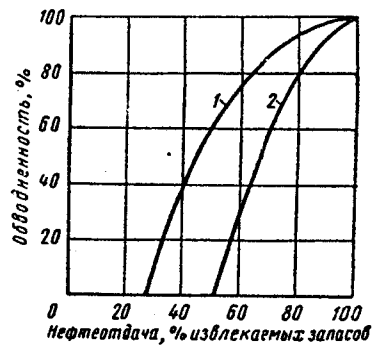


Рис. VIII.6. Зависимость обводненности продукции от нефтеотдачи для прямолинейного распределения.

1 — по Сьюдеру; 2 — по Стайлсу

Методы Стайлса и Юстера — Сьюдера — Колхауна. Первое сопоставление методов прогнозирования было дано Шмалцем и Рае. Использовались различные распределения проницаемости, показатели заводнения были рассчитаны по методам Стайлса и Юстера—Сьюдера—Колхауна (Сьюдера). Результаты

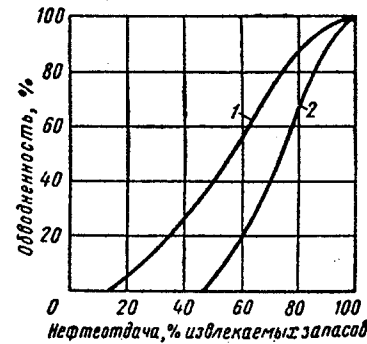


Рис. VIII.7. Зависимость обводненности продукции от нефтеотдачи для распределения по нормальному закону.

1 — по Сьюдеру; 2 — по Стайлсу

| Влияние системы размещения скважин                    |  |  |   |   | Влияние неоднородности                        |  |   |
|---|--|--|---|---|---|--|---|
| При каком коэффициенте подвижности используется метод | Учитывается ли коэффициент охвата по площади | Учитывается ли возрастание коэффициента охвата после прорыва | Требуется ли использование опубликованных лабораторных данных | Требуется ли дополнительные лабораторные исследования | Учитывается ли сложное строение месторождений | Учитываются ли перетоки между пластами | Учитываются ли пространственные изменения |
| Любом   | Да   | Да   |   |   |   | Да                                     | Да  |
| То же   | То же  | Нет  |   |   | Да  | Нет                                    | Нет                                       |
| Любом   | Нет  | То же  | Нет   | Нет   | Да  | Да                                     | Да  |

сравнения показаны на рис. VIII.6—VIII.8. Кривые этих рисунков основаны соответственно на прямолинейном законе, нормальном вероятностном законе и фактическом распределении проницаемостей. На рис. VIII.9 сравниваются результаты прогноза по обоим методам, скоррелированные по коэффициенту Лоренца. Имеется большое рас-

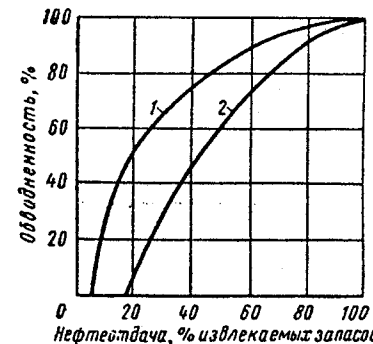


Рис. VIII.8. Зависимость обводненности продукции от нефтеотдачи, построенная по промысловым данным.

1 — по Сьюдеру; 2 — по Стайлсу

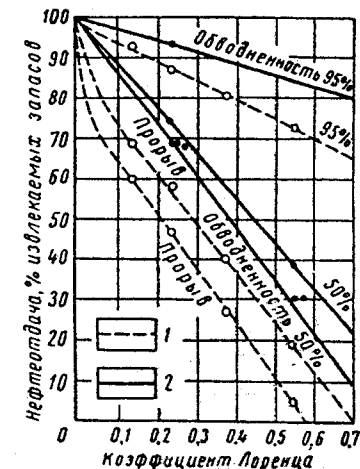


Рис. VIII.9. График сравнения методов прогнозирования показателей заводнения Сьюдера и Стайлса.

1 — по Сьюдеру; 2 — по Стайлсу

хождение в прогнозных показателях, которое следовало ожидать, поскольку в методе Сьюдера предполагается логнормальное



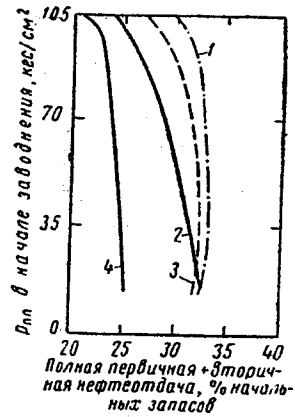


Рис. VIII.10. Зависимость нефтеотдачи от пластового давления в начале заводнения. Коэффициент вариации проницаемости 0,9.

1 — по Стайлсу; 2 — по Сьюдеру — Колхауну; 3 — по Дикстра — Парсонсу; 4 — повторное насыщение нефтью (ресатурация)

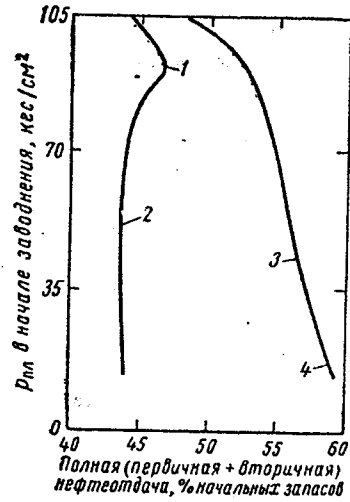


Рис. VIII.11. Зависимость полной нефтеотдачи от пластового давления в начале заводнения.

1 — оптимальное значение; 2 — по методу ресатурации; 3 — методу Дикстра — Парсонса; 4 — оптимальное значение

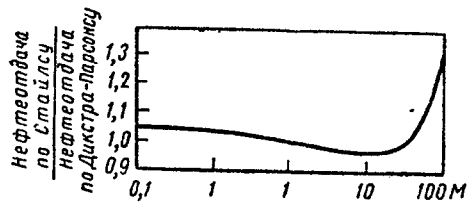


Рис. VIII.12. График сравнения расчетной нефтеотдачи при ВНФ = 0,25

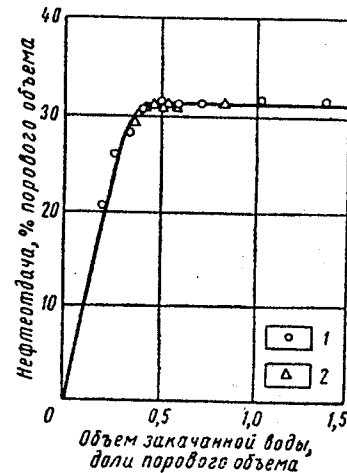


Рис. VIII.13. График сравнения расчетных показателей заводнения в пятиточечной системе ( $M = 0,2$ )

1 — по Хиггинсу — Лейтону; 2 — по Крайгу — Джеффену — Морсу

распределение проницаемости, а в методе Стайлса такое ограничение отсутствует.

Методы Дикстра — Парсонса, Стайлса, Сьюдера — Колхауна и Фелзенталя с соавторами. В 1962 г. Фелзенталь с соавторами сопоставили прогнозируемые показатели, полученные по их методу, с показателями, полученными по методам Дикстра — Парсонса, Стайлса и Сьюдера — Колхауна. На рис. VIII.10 приведено оптимальное давление,

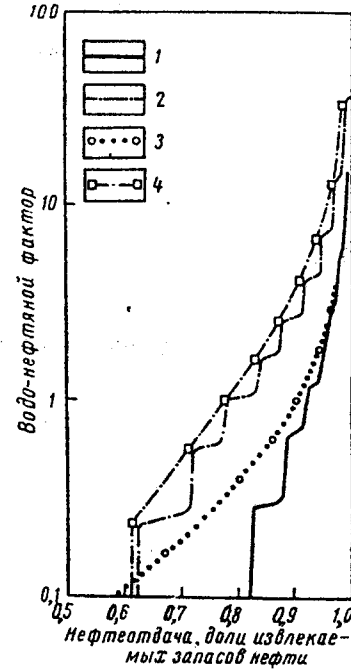


Рис. VIII.14. График сравнения прогнозных показателей заводнения. ( $M = 0,125$ ;  $V = 0,5$ ).

1 — по модели Бакля — Леверетта № 1; 2 — по модели Бакля — Леверетта № 2; 3 — по Стайлсу; 4 — по Дикстра — Парсонсу. Примечание: прорыв по Стайлсу происходит при величине текущей нефтеотдачи, равной 0,461

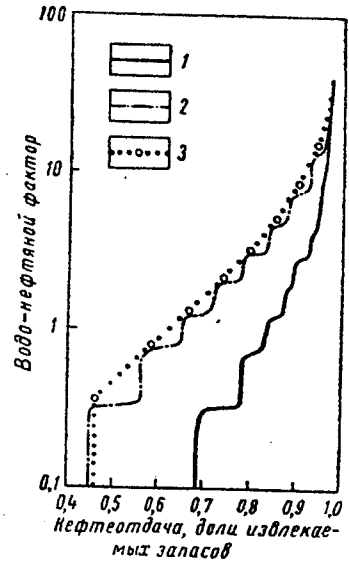


Рис. VIII.15. График сравнения прогнозных показателей заводнения. ( $M = 1,0$ ;  $V = 0,5$ ).

1 — по модели Бакля — Леверетта № 1; 2 — по модели Бакля — Леверетта № 2; 3 — по Стайлсу и Дикстра — Парсонсу

при котором следует начинать заводнение для получения максимальной нефтеотдачи на режимах растворенного газа и последующего заводнения. Рассмотренное месторождение было весьма неоднородным — с коэффициентом вариации проницаемости, равным 0,9. При любом давлении по методу Стайлса получают наиболее высокую нефтеотдачу, а по «методу ресатурации» Фелзенталя и других наименьшую нефтеотдачу. На рис. VIII.11 приведены результаты подобного исследования при коэффициенте вариации проницаемости 0,6, т. е. при меньшей неоднородности месторождения.

На рисунке (рис. VI...) сравнены показатели, полученные по методам Стайлса и Дикстра — Парсонса при различных коэффициентах подвижности для коэффициента вариации проницаемости 0,6. В рассмотренном диапазоне коэффициентов подвижности оба метода дают почти одинаковый коэффициент нефтеотдачи при водо-нефтяном факторе продукции, равном 25.

Методы Крайга с соавторами и Хиггинса — Лейтона. Был выполнен ряд сопоставлений показателей заводнения однопластовой системы по методам Крайга с соавторами и Хиггинса — Лейтона. Это сравнение покрывает диапазон коэффициентов подвижности от 0,2 до 2,1. Сравнение результатов, выполненное при коэффициенте подвижности  $M = 0,2$ , показано на рис. VIII.13. Эти методы прогнозирования дают эквивалентные результаты с лучшим совпадением при более благоприятных коэффициентах подвижности.

В 1967 г. Снайдер и Рэми сопоставили результаты методов Стайлса, Дикстра — Парсонса и Снайдера — Рэми для линейной системы с 10 слоями. Свойства слоев были распределены по логнормальному закону с коэффициентом вариации 0,5. На рис. VIII.14 сравниваются результаты расчетов при коэффициенте подвижности  $M = 0,125$ . Были рассмотрены две модели Баклея — Леверетта: на модели № 1 характеристика разных слоев была различной; на модели № 2 от слоя к слою изменялась только проницаемость, а пористость, насыщенность связанной водой и остаточная нефтенасыщенность были одинаковы. Сравнительно с методом Снайдера — Рэми методы Стайлса и Дикстра — Парсонса дают низкие значения для нефтеотдачи при прорыве и пессимистический прогноз показателей после прорыва. На рис. VIII.15 сопоставлены результаты методов при коэффициенте подвижности  $M = 1,0$ . Оба метода — Стайлса и Дикстра — Парсонса — дают одинаковые результаты при этом условии ( $M = 1$ , распределение проницаемости — по логнормальному закону), и они близки к результатам по модели № 2 (в которой между слоями имеются отличия лишь по проницаемости).

### VIII.8. СРАВНЕНИЕ ФАКТИЧЕСКИХ И РАСЧЕТНЫХ (ПРОГНОЗИРУЕМЫХ) ПОКАЗАТЕЛЕЙ

При сравнении методов прогнозирования показателей заводнения Гереро и Эрлафер привели фактические и прогнозные показатели для двух процессов заводнения (рис. VIII.16—VIII.19). Показано большое расхождение расчетных показателей, причем главные отличия отмечаются в прогнозных максимальных дебитах эксплуатационных скважин и в накопленной добыче нефти.

Наиболее цитируемые фактические данные по заводнению были впервые опубликованы Пратсом с соавторами, затем цитировались Слайдером для подтверждения предложенного им метода и, наконец, использовались Хиггинсом и Лейтоном для сравнения с их

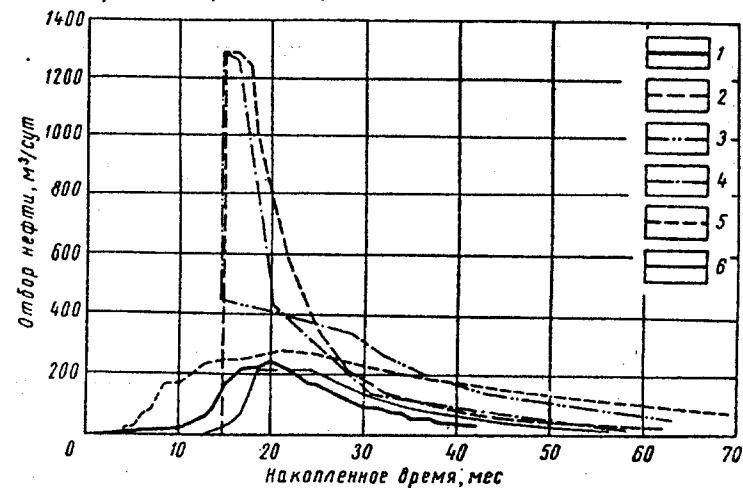


Рис. VIII.16. Сравнение фактических и расчетных показателей процесса заводнения.

1 — фактические данные; 2 — по методу Стайлса; 3 — по модифицированному методу Стайлса; 4 — по методу Дикстра — Парсонса; 5 — по методу Пратса и др.; 6 — по эмпирическому методу

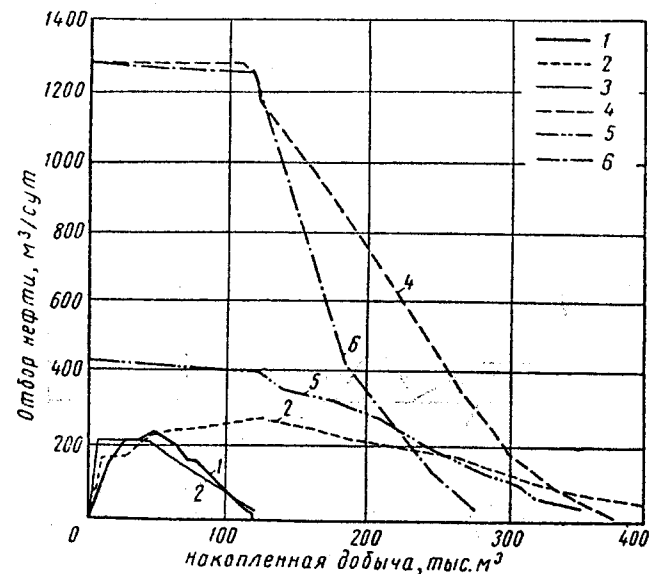


Рис. VIII.17. Сравнение фактических и расчетных данных добычи нефти (объект № 1).

1 — фактические данные; 2 — по Пратсу и др.; 3 — по эмпирическому методу; 4 — по Стайлсу; 5 — по Стайлсу (модифицированный метод); 6 — по Дикстра — Парсонсу

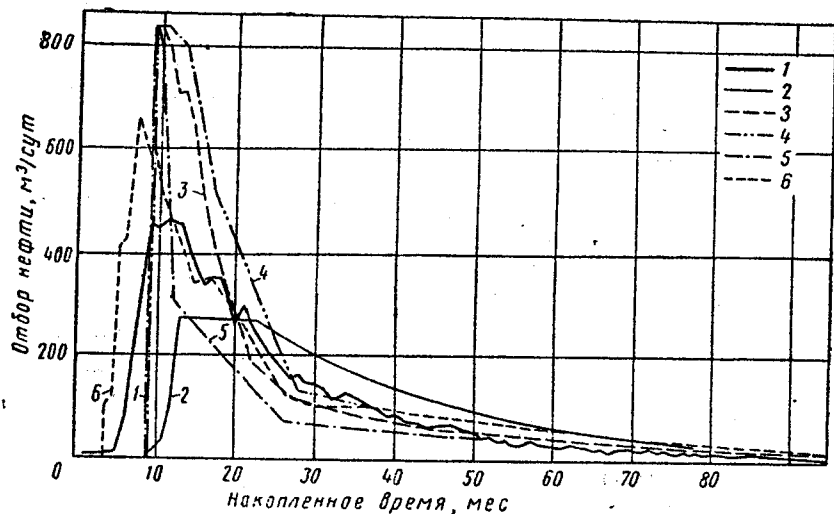


Рис. VIII.18. Сравнение фактических и расчетных показателей по добыче нефти (объект № 2).

1 — фактические данные; 2 — по эмпирическому методу; 3 — по Стайлсу; 4 — по модифицированному методу Стайлса; 5 — по Дикстра — Парсонсу; 6 — по Пратсу и др.

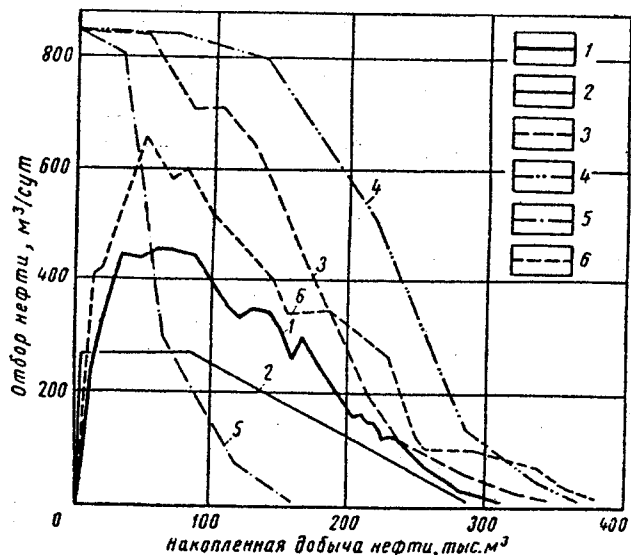


Рис. VIII.19. Сравнение фактической и расчетной добычи нефти (объект № 2).

1 — фактические данные; 2 — по эмпирическому методу; 3 — Стайлсу; 4 — по модифицированному методу Стайлса; 5 — по Дикстра — Парсонсу; 6 — по Пратсу и др.

прогнозируемыми показателями (рис. VIII.20). Хиггинс и Лейтон получили лучшее соответствие, чем Слайдер или Пратс и др.

В 1964 г. Эбернати сравнил полученные на опытной пятиточечной системе показатели трех западно-техасских карбонатных месторождений с показателями, рассчитанными по методам Стайлса, Крайга с соавторами и Хендриксона. Промысловые исследования были проведены на месторождениях Пэнхэнди, Фостер и Уэлч. На рис. VIII.21—VIII.23 приведены показатели этих трех процессов заводнения. Было найдено, что по методу Крайга с соавторами получают близкие к фактическим данные по содержанию воды в продукции в зависимости от добычи нефти, но несколько менее удовлетворительные данные по прогнозированию расходов закачиваемой воды. Эбернати считает этот метод лучшим, нежели методы Стайлса и Хендриксона.

Из рассмотренных методов три показали себя наиболее подходящими: 1) Хиггинса — Лейтона; 2) Крайга и др.; 3) Пратса и др.

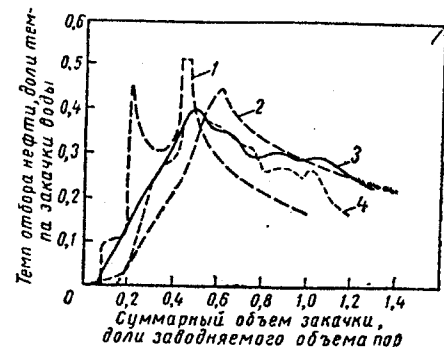


Рис. VIII.20. График сравнения фактических показателей разработки с расчетными показателями

1 — по методу Пратса и др.; 2 — по методу Слайдера; 3 — по методу Хиггинса — Лейтона; 4 — промышленные данные

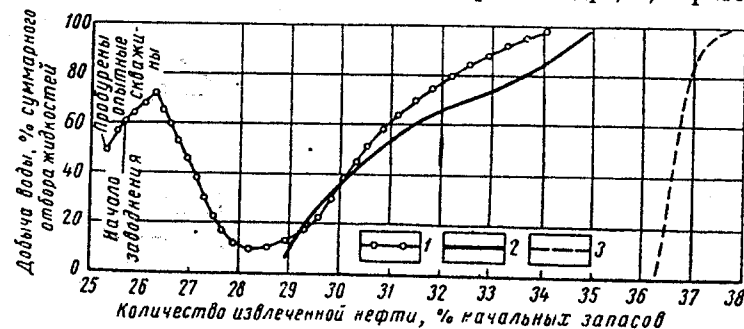


Рис. VIII.21. Расчетные и фактические показатели разработки месторождения Пэнхэнди.

1 — фактическая кривая; 2 — расчетная по Крайгу — Стайлсу (многослойный пласт); 3 — расчетная по Крайгу (один слой).

Метод Хиггинса — Лейтона ввиду его применимости к различным системам заводнения, имеющейся доступной программы на ЭВМ, а также отсутствия многих ограничительных допущений, по-видимому, является лучшим. Как метод Крайга с соавторами, так и метод Пратса с соавторами ограничены, насколько можно судить по

...ближайшие данные, пятиочечной системой. Метод Пратса с соавторами в большей степени ограничен, так как пет лабораторных

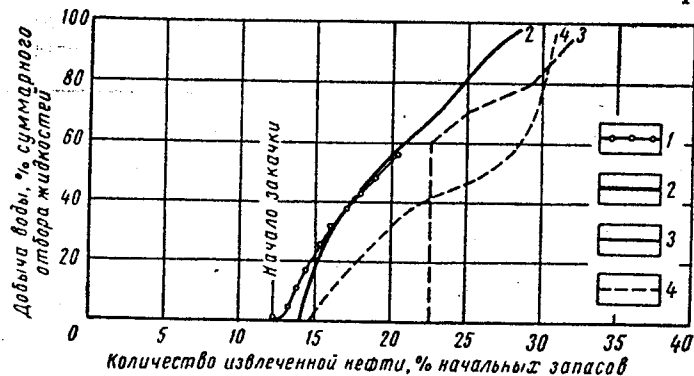


Рис. VIII.22. Расчетные и фактические показатели опытного заводнения на месторождении Фостер.

1 — действительная кривая; 2 — расчетная по Крайгу — Стайлсу (многослойный пласт); 3 — расчетная по Крайгу (один слой); 4 — расчетная по Стайлсу

опытных данных, необходимых для применения его при коэффициентах подвижности, отличающихся от тех, что рассмотрены в работе. Все эти методы ограничены условием отсутствия перетоков между слоями.

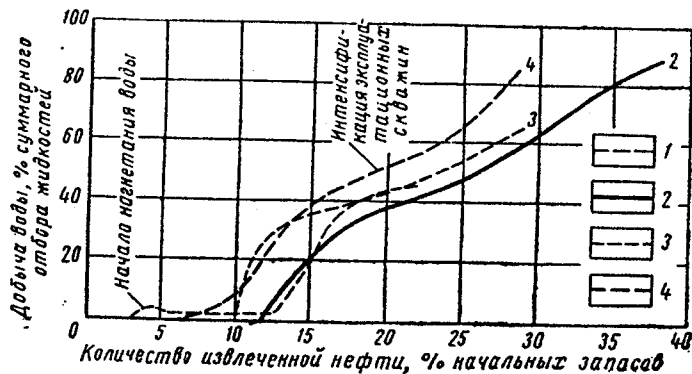


Рис. VIII.23. Расчетные и фактические показатели опытного заводнения на месторождении Узелч.

1 — действительная кривая; 2 — расчетная по Крайгу — Стайлсу (многослойный пласт); 3 — расчетная кривая (по Хендриксону); 4 — расчетная кривая по Стайлсу

По-видимому, математические модели и соответствующие им программы для ЭВМ приблизились к совершенным. В трехмерных моделях было учтено и влияние перетоков. Инженеры-разработчики видят затруднения в двух направлениях: 1) необходимость в более

детальных данных по месторождению; 2) затраты на прогнозирование текущих показателей при использовании сложных трехмерных математических моделей.

Рассмотрим «упрощенные» модели.

### VIII.9. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ

Методы прогнозирования процесса заводнения охватывают широкий диапазон расчетных методов. Соответственно, простейшие прогнозы требуют минимального времени для расчета, а наиболее детальные являются и наиболее дорогими по затратам времени и денежных средств. Выбор степени детальности прогнозирования показателей заводнения основывается на располагаемом времени и минимуме деталей, необходимом для принятия решения, когда должен быть начат процесс заводнения, когда он должен быть распространен на большую площадь и т. д. В этом разделе мы обсудим степень детальности, которую обеспечивают методы прогнозирования показателей заводнения, и рассмотрим методы, рекомендуемые для получения различной степени детальности.

В приложении Е приведены примеры применения этих рекомендуемых методов прогнозирования.

Степень детальности, обеспечиваемая методами прогнозирования, варьирует от простейших показателей до наиболее сложных:

- 1) конечная нефтеотдача при заводнении;
- 2) суммарный водо-нефтяной фактор как функция нефтеотдачи;
- 3) суммарные значения расхода закачиваемой воды, отбора жидкостей, водо-нефтяного фактора добываемой продукции, добычи нефти, а также накопленного объема закачанной воды как функции времени;
- 4) расходы нагнетаемой воды по отдельным нагнетательным скважинам и накопленная добыча и дебиты, водо-нефтяные факторы и нефтеотдача по отдельным эксплуатационным скважинам в зависимости от времени.

Следует обратить внимание на то, что для более детального прогнозирования требуются и более детальные данные о месторождении.

#### Конечная нефтеотдача при заводнении

Наиболее просто получаемой величиной является значение конечной нефтеотдачи при заводнении. Ее можно, вообще говоря, получить через несколько часов после определения необходимых данных. Необходимая информация включает средние кривые относительных проницаемостей для воды и нефти, применимые для месторождения (см. раздел II.6), вязкости нефти и воды в пластовых условиях, начальную водонасыщенность и объемный фактор для нефтяного месторождения при давлении, соответствующем началу заводнения.

По данным относительных проницаемостей можно построить кривую доли отдельных фаз в суммарном потоке. По этой кривой определяют среднюю водонасыщенность, соответствующую экономически предельному содержанию воды в продукции. Обычно приемлемо допущение, что к моменту прорыва воды в пласте не остается свободного газа. Можно также предположить, что растворение свободного газа вызывает незначительные изменения в вязкости нефти и объемном факторе. Объем остаточной нефти, приведенный к нормальным условиям в пласте в конце заводнения, определяется с помощью объемного фактора. Вычитая приведенный к нормальным условиям объем остаточной нефти из первоначального объема, получим суммарную нефтеотдачу после разработки месторождения на режиме растворенного газа, а затем при заводнении. Это значение даст максимально возможную нефтеотдачу, так как предполагается, что к моменту прорыва весь пласт охвачен заводнением и промыт водой. На этом этапе расчета можно выбрать коэффициент охвата по аналогии с другими месторождениями в этом районе, и тогда ожидаемая конечная нефтеотдача определяется как произведение коэффициента охвата и суммарной нефтеотдачи.

Если имеется достаточно данных кернового анализа, чтобы определить по ним коэффициент вариации проницаемости, возможен лучший подход. Ожидаемая конечная нефтеотдача равна тогда произведению  $(1 - V)^2/M$  на максимально возможную нефтеотдачу, где максимальное значение дроби  $(1 - V)^2/M$  равно единице.

Вычитая величину нефтеотдачи при режиме растворенного газа из ожидаемой нефтеотдачи, получают ожидаемую нефтеотдачу за счет заводнения. Она может быть выражена в м<sup>3</sup>, в м<sup>3</sup> на принятый объем пласта, либо в % от первоначального нефтесодержания в пласте.

Часто не имеется данных об относительных проницаемостях, и единственная информация об эффективности вытеснения нефти состоит из данных по остаточной нефтенасыщенности, полученных при исследовании кернов, подобных лабораторным опытам по заводнению. Эту остаточную нефтенасыщенность можно принять за эквивалент остаточной нефтенасыщенности пласта, описанной выше. Если нет данных по лабораторным исследованиям кернов, то полезны величины нефтенасыщенности, полученные по кернам, взятым при бурении скважин с промывкой буровым раствором, затворенным на водной основе. За остаточную нефтенасыщенность пласта можно приближенно принять удвоенную нефтенасыщенность, измеренную по этим же кернам. Множителем 2 компенсируются как потери нефти при испарении, так и нефти, вытесняемой из керна при режиме растворенного газа, когда керн поднимают на поверхность.

#### Зависимость суммарного водо-нефтяного фактора от нефтеотдачи

Прогнозные расчеты зависимости суммарного водо-нефтяного фактора от нефтеотдачи обычно можно выполнить быстрее чем за день. К необходимым данным относятся средние характеристики

относительных проницаемостей для воды и нефти, вязкости нефти и воды в пластовых условиях, начальная водонасыщенность, объемный фактор нефти в начале заводнения и коэффициент вариации проницаемости, полученный при анализе проницаемостей по кернам.

Рекомендуемым является расчетный метод, предложенный Дикстра и Парсонсом. По кривым изменения доли жидкостей в потоке получают коэффициент подвижности нефти и воды. По коэффициенту подвижности, вариации проницаемости и насыщенности связанной воды с использованием корреляционных графиков (см. рис. VIII.1—VIII.4) находят частичную нефтеотдачу  $E_R$  при значениях водо-нефтяного фактора, равных 1; 5; 25 и 100. Эта частичная нефтеотдача представляет собой долю начальных запасов нефти, полученную как первичными методами, так и заводнением. Ограниченность этих корреляционных графиков состоит в том, что при их построении остаточная нефтенасыщенность при заводнении принимается такой же, как у песчаных коллекторов Калифорнии.

#### Суммарные закачка воды и дебиты эксплуатационных скважин, водо-нефтяной фактор и нефтеотдача как функции времени

Прогнозные расчеты зависимостей водо-нефтяного фактора и нефтеотдачи от времени могут быть выполнены в течение нескольких дней вручную и за несколько минут на ЭВМ. Необходимые исходные данные те же, что и для расчета зависимости водо-нефтяного фактора от нефтеотдачи.

Рекомендуемым методом расчета является метод прогнозирования показателей заводнения, предложенный Крэйгом с соавторами, в сочетании с соотношением Маскета для приемистости в период заполнения пласта водой и зависимостью Коудла и Уита для приемистости заполненных жидкостью систем. Хотя во всех этих работах рассматривается лишь пятиточечная система, показатели по нефтеотдаче с помощью показателей для пятиточечной системы приближенно вычисляются для любой периодической системы. В качестве альтернативы можно использовать метод Хиггинса—Лейтона, но для этого требуется использование ЭВМ.

В своей статье Крэйг с соавторами представили рабочую таблицу для расчета нефтеотдачи и водо-нефтяного фактора продукции в зависимости от накопленного объема закачанной воды. Объем закачанной воды связан со временем в период наполнения пласта водой уравнением приемистости (VII.4) для радиального потока, а после него — зависимостью для приемистости Коудла и Уита.

Исходя из величин коэффициента вариации проницаемости и коэффициента подвижности, минимальное число слоев, которое следует рассматривать, получают по табл. VII.1, VII.2 или VII.3. Число слоев, определяемое по табл. VII.1, достаточно мало, так что расчеты не слишком продолжительны.

Вычисляются показатели заводнения для каждого слоя, а затем все они суммируются для соответствующих моментов времени,

чтобы получить суммарные показатели (для многопластовой, слоистой системы). Если свойства всех слоев одинаковы, за исключением проницаемости, то необходимо детально рассчитать показатели лишь одного слоя. Показатели всех остальных слоев можно получить с помощью «скользящей временной шкалы», как показано в приложении Е. Это означает, что, если, например, проницаемость второго слоя равна половине проницаемости первого, то потребуется удвоенное время для достижения заданного объема закачанной воды и соответствующих ему нефтеотдачи и водо-нефтяного фактора. При том же объеме закачанной воды приемистость и производительность второго слоя составят половину от значений этих величин для первого слоя.

Если же проектируется процесс заводнения законтурный (периферийный) или вида «из конца в конец», причем на ряд нагнетательных скважин приходится несколько эксплуатационных рядов, то описанный выше метод не может быть использован. Для подобных ситуаций никакой упрощенный подход не является в действительности удовлетворительным. Частично причиной этого служит то, что расстояния между нагнетательными и эксплуатационными скважинами не одинаковы ни точно, ни приближенно. Фактическое проведение процесса разработки в данном случае гораздо более сложно, поскольку время от времени должны приниматься решения о закрытии эксплуатационных скважин или переводе их на нагнетание, а эти операции нельзя прогнозировать с уверенностью. Однако можно сказать, что показатели заводнения, вычисленные по рассматриваемому методу, дадут приемлемые начальные расходы закачки на одну нагнетательную скважину и пессимистическую зависимость нефтеотдачи от водо-нефтяного фактора.

#### Показатели по отдельным скважинам

На прогнозирование показателей по отдельным скважинам при заводнении часто требуется месяц и более. Такое прогнозирование требует программы для ЭВМ типа, описанного выше. В зависимости от используемой математической модели (и программы для ЭВМ) можно рассчитать показатели однопластовой или многопластовой системы (с перетоками или без них).

Эти программы для цифровых вычислительных машин в общем случае требуют детального описания месторождения. Свойства его должны быть заданы на каждом из множества узлов сетки. В результате на подготовку данных для таких математических моделей затрачивается много времени. В результате того что эти свойства могут оказать большое влияние на результаты расчета, их следует готовить тщательно.

Более сложные математические модели могут учитывать влияние на показатели обработки призабойных зон эксплуатационных и нагнетательных скважин в некоторый момент в будущем, исключения эксплуатационных скважин при достижении заданной обвод-

ненности продукции, перевода эксплуатационных скважин в нагнетательные, ограничений на дебиты эксплуатационных скважин и многих других факторов, возникающих в ходе разработки из месяца в месяц, из года в год.

Эти модели могут быть исключительно гибкими, но в то же время и очень дорогими. В зависимости от степени сложности моделей на изучение процесса разработки затрачиваются сотни и тысячи долларов

#### VIII.10. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

Практическое применение таких методов состоит в прогнозе показателей при добыче нефти. Для применения метода прогнозирования показателей разработки к месторождению, на котором предстоит использовать способ заводнения, надо иметь возможность определить характеристики течения воды и нефти, начальные насыщенности жидкостей и, что наиболее важно, дать описание месторождения, изменений его проницаемости как по простиранию, так и по мощности.

Некоторые из этих сведений получают путем измерений, другие — по аналогии или экстраполяции, а остальные — по догадке.

Часто реальный процесс заводнения даже на ранних стадиях осуществляется не по прогнозу, а совсем иным путем. Расходы нагнетательных скважин не соответствуют расчетным, рост добычи нефти наступает раньше или позднее расчетного прогнозного момента, а прорыв воды происходит, может быть, не в те скважины, в какие это ожидается по прогнозу. Иногда расхождение в прогнозных и фактических показателях можно отнести за счет текущих эксплуатационных причин: утечек в трубах, забитых перфорационных отверстий, засоренности забойной зоны твердыми частицами и бактериями. Однако чаще причиной этого расхождения является неверное описание месторождения. Можно провести исследование нагнетательных скважин, чтобы убедиться, что нагнетаемая вода поступает в намеченные для нагнетания пласты. При измерениях уровней жидкости определяется количество откачиваемой жидкости из эксплуатационных скважин. Затем тщательно проверяются все данные, которые были использованы при первоначальных прогнозных расчетах показателей заводнения, и особое внимание обращается на те характеристики пласта, которые представляются сомнительными. Подбирая значения этих характеристик пласта, можно получить почти совпадающие расчетные и действительные показатели по нагнетанию и добыче. Если согласие по наиболее важным показателям процесса заводнения достигнуто, опытный инженер-разработчик может быть более уверенным в точности прогнозных показателей заводнения.

Эта обратная связь через информацию о реальном процессе заводнения — важная сторона практического использования

методов прогнозирования показателей заводнения. Именно включение данных о реальном процессе в методику прогнозирования дает возможность прогнозировать влияние предстоящих изменений в положении нагнетательных скважин, распределение нагнетаемой воды между отдельными нагнетательными скважинами, дебиты нефти и воды.

#### VIII.11. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА НЕФТЕОТДАЧУ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

Для любого из методов прогнозирования показателей процесса заводнения требуется описание месторождения, информация о нем. Инженер должен попытаться найти ответы на следующие вопросы.

1. Свидетельствуют ли данные о том, что месторождение состоит из ряда несообщающихся слоев либо из зон различной проницаемости с перетоками между ними?

2. Имеются ли области с высокой газонасыщенностью или высокой водонасыщенностью, которые послужат путями для прохождения воды?

3. Имеются ли на месторождении естественные трещины большой длины или направленная проницаемость (анизотропия по проницаемости), которые послужат причиной предпочтительного движения воды по площади в некотором направлении?

4. Имеются ли области высокой и низкой проницаемости, которые могут привести к дисбалансу закачки жидкости и добычи нефти?

5. Имеется ли косая слоистость, достаточная для того, чтобы ухудшить связь между нагнетательными и эксплуатационными скважинами?

6. Есть ли признаки того, что на месторождении имеются плоскости с ослабленной прочностью или сомкнутые естественные трещины, которые раскроются при забойных давлениях нагнетания?

Каждый из этих вопросов затрагивает факторы, которые могут явиться причиной сильного расхождения действительных показателей процесса и расчетных. Ответы на указанные вопросы могут во многих случаях быть даны геологическими и петрофизическими исследованиями, которые являются важными и должны предшествовать процессу заводнения.

Даже при отсутствии этих факторов, вызывающих расхождение в показателях, при процессах заводнения часто добывается нефти значительно меньше, чем следует из прогнозных расчетов. Коллоуэй постулировал, что нефтеотдача ниже расчетной по прогнозу имеет место вследствие эффекта «ресатурации» (повторного нефтенасыщения). Это понятие означает явление повторного насыщения нефтью газового объема, образовавшегося в заводненной части пласта в течение предшествовавшей заводнению разработки его на режиме растворенного газа. По мере того как нефтяной вал проходит по более проницаемым зонам мимо линз низкой проницаемости, содержащих выделившийся из раствора газ, эти линзы вновь насыщаются нефтью, а нефтяной вал, вытесняемый водой,

уменьшается и рассеивается. Этими заводненными областями пласта могут быть линзы или зоны низкой проницаемости либо часть пласта, расположенная позади последнего ряда эксплуатационных скважин. Почти нет сомнений, что такое повторное нефтенасыщение имеет место при некоторых процессах заводнения. Необходимы два условия, чтобы это явление происходило в таких масштабах, что нефтеотдача существенно уменьшается: 1) до начала заводнения должна присутствовать насыщенность свободным газом и 2) месторождение должно быть настолько неоднородным, что коэффициент охвата по объему имеет низкое значение к моменту, когда водо-нефтяной фактор достигает экономически предельной величины. Если месторождение состоит из зон, изолированных друг от друга плотными породами или глинистыми сланцами, то нефтяной вал, образующийся перед фронтом вытеснения, не сможет вновь насытить нефтью зону низкой проницаемости путем поперечного перетока. Однако повторное насыщение зон, сложенных более плотными породами, может происходить через забой скважины. Для предотвращения этого из эксплуатационных скважин следует непрерывно откачивать жидкость.

Когда из месторождения при заводнении извлечено максимальное количество нефти, то приведенное к нормальным условиям количество остаточной нефти будет минимальное. Это условие реализуется при начальном давлении насыщения, когда объем 1 м<sup>3</sup> нефти в пластовых условиях в нормальных условиях имеет наименьший объем. Таким образом, с точки зрения максимума товарной продукции, оптимальным давлением для заводнения пласта является начальное давление насыщения. При таком давлении вязкость пластовой нефти имеет минимальное значение, что способствует уменьшению коэффициента подвижности и увеличению коэффициента охвата по площади, а следовательно, и продуктивности скважин. Другими факторами, указывающими на пользу от использования заводнения при давлении насыщения, являются следующие: 1) эксплуатационные скважины имеют максимальный коэффициент продуктивности; 2) нет задержки в моменте возрастания добычи нефти, поскольку пласт заполнен жидкостью к моменту начала заводнения.

Недостатками способа заводнения при начальном давлении насыщения по сравнению с началом заводнения после некоторого периода добычи на режиме растворенного газа являются то, что требуются более высокие давления нагнетания для закачки с теми же расходами воды, и то, что необходимы капиталовложения в оборудование для заводнения в более ранний период разработки. Эти ранние капиталовложения могут отсрочить окушаемость особенно тогда, когда ограничение добычи нефти по закону<sup>1</sup> способствует занижению дебитов эксплуатационных скважин по сравнению с возможной их производительностью.

<sup>1</sup> Нормам, устанавливаемым в США законодательством штатов — прим. ред.



И: фи ла р. III.2. М.23 ясно, что растворение свободного газа способствует возрастанию коэффициента вытеснения. Однако, как отмечалось в главе III, увеличение давления, обычно сопутствующее заводнению, приводит к растворению любого газа, выделившегося в нефтяной зоне, тем самым уничтожая полезный эффект выделившегося газа при вытеснении воды.

Учитывая сказанное, следует считать оптимальным моментом для начала процесса заводнения тот, когда пластовое давление достигает начального давления насыщения.

Общепризнано, что при заводнении гидрофильных пластов получают лучшие результаты, чем при заводнении гидрофобных пластов. Некоторые даже довели это положение до рекомендации: «Никогда не заводняйте гидрофобные пласты». Это предостережение, разумеется, не обосновано. Как указывалось, нефтеотдача при заводнении зависит как от коэффициента вытеснения, так и от коэффициента охвата по объему. Часто коэффициент вытеснения нефти на месторождениях, сложенных гидрофобными породами, меньше, чем для гидрофильных пород при сходной геометрии порового пространства. Верно также, что при одинаковых вязкостях нефти и воды коэффициент подвижности, а следовательно, и коэффициент охвата по объему менее благоприятны для гидрофобных пород, чем для гидрофильных. И тем не менее многие месторождения с гидрофобными коллекторами подвергались эффективному и рентабельному процессу заводнения.

## Глава IX

### ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

#### IX.1. ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ЗАВОДНЕНИЯ

Как уже указывалось в предыдущих главах, необходимо учитывать много факторов при прогнозировании показателей процесса разработки месторождения способом заводнения. Для этого необходимо иметь надежную информацию по эффективности вытеснения жидкости, охвату заводнением по площади и по мощности. Для оценки влияния каждого из этих факторов требуется провести тщательные исследования с целью получения представительных данных по свойствам жидкостей и пород пласта, измерения по определению степени неоднородности его и т. д. Поэтому неудивительно, что инженеры-нефтяники планируют на месторождениях проведение опытно-промышленного заводнения с целью изучения характеристик процесса нефтеотдачи непосредственно на реальном пласте. Данные, полученные в результате такого эксперимента, затем можно использовать для оценки показателей разработки после внедрения способа заводнения на месторождении в полном объеме.

С экономической точки зрения для оценки разработки месторождения желательнее проводить опытно-промышленное заводнение. Однако этот способ имеет следующие ограничения.

1. При небольших масштабах опытно-промышленного заводнения возможность охвата им непредставительного участка возрастает.
2. При небольшом числе скважин влияние какой-либо несправности скважины будет весьма ощутимым.
3. Вследствие миграции нефти за пределы опытного участка заводнения значение коэффициента нефтеотдачи может оказаться ниже, чем при осуществлении заводнения в полном объеме.
4. Возможен уход закачанной воды за пределы опытного участка заводнения, в результате чего количество потребной закачиваемой воды может быть завышено по сравнению с фактическим ее количеством при осуществлении заводнения в полном объеме.

Важность размещения опытного участка для заводнения на представительной части пласта очевидна. Эффективная мощность и нефтенасыщенность пласта являются двумя наиболее важными переменными, значения которых определяют величину нефтеотдачи того или иного участка.

Информацию об эффективной мощности чаще всего получают по кернам или каротажным данным. Нефтенасыщенность может



различаться даже в пределах эффективной мощности однородного пласта. На нефтяных месторождениях, которые в течение продолжительного времени разрабатывались на истощение, нефть может скапливаться в пониженных участках структуры в результате фильтрационных потоков за счет гравитационных сил.

Часто из-за неисправности нагнетательной скважины или размещения ее на непроницаемом участке пласта приемистость скважины может быть заниженной по сравнению с ожидаемой; если на опытном участке будут размещены две нагнетательные скважины, это может привести к несбалансированному заводнению. Неисправная эксплуатационная скважина может оказать более значительное влияние на понижение коэффициента нефтеотдачи из-за повышенной миграции нефти за пределы опытного участка.

Многих ограничений можно избежать соответствующим выбором нескольких экспериментальных участков.

Объемы мигрирующей нефти в процессе опытного заводнения будут рассмотрены позже.

## IX.2. ИНФОРМАЦИЯ, ПОЛУЧАЕМАЯ ИЗ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ ПО ЗАВОДНЕНИЮ

Основной целью первых экспериментальных работ по заводнению было выяснение вопроса: образуются или не образуются участки или зоны повышенной нефтенасыщенности.

По мере того как при опытно-промышленном заводнении убеждаются в росте добычи нефти, начинают разработку месторождений с заводнением в полном объеме. В то же самое время получают информацию о приемистости воды, что также имеет определенную ценность при проектировании заводнения в полном объеме.

Осуществляются два вида опытно-промышленного заводнения: заводнение по изолированной пятиточечной схеме и по изолированным схемам с закачкой в одну нагнетательную скважину (рис. IX.1). В некоторых проектах опытно-промышленного заводнения могут рассматриваться две или более смежные пятиточечные схемы. Это делается с той целью, чтобы свести до минимума потери нефти из-за миграции, особенно из зоны, расположенной внутри участка.

Для лучшей оценки экспериментов по опытно-промышленному заводнению проведен ряд исследований. В одном из ранних исследований, выполненных Поулселлом, было выявлено, что охват заводнением по площади по схеме закачки в одну нагнетательную скважину

Рис. IX.1. Схемы опытно-промышленного заводнения.

а — по одиночной пятиточечной схеме; б — в одну нагнетательную скважину

тельную скважину увеличивался после прорыва воды до тех пор, пока площадь омытой части пласта не составила 200% или более к площади опытного участка. Отсюда Поулселл сделал вывод, что оценка опытно-промышленного заводнения из предположения отсутствия фильтрации за пределы опытного участка будет ошибочной.

Розенбаум и Мэтьюс исследовали влияние начального газонасыщения и коэффициента подвижности на отношение уровня добычи к объему закачки для опытно-промышленных участков, состоящих из различного числа элементов пятиточечной схемы. В одной из работ, в которой использовались как потенциометрическая, так и гидродинамическая модели, исследовались четыре типа заводнения: по изолированной пятиточечной схеме; схема закачки в одну нагнетательную скважину; та же самая схема, но с четырьмя элементами и участком, состоящим из шести элементов обращенной пятиточечной схемы. Отношение диаметра скважины к расстоянию между эксплуатационными и нагнетательными скважинами сохранялось постоянным и равнялось 1 : 1000, а используемый поправочный коэффициент  $\lambda$  определялся как отношение снижения давления в эксплуатационных скважинах к росту давления в нагнетательных скважинах. Эти исследования показали, что с увеличением значения  $\lambda$  суммарная добыча нефти и жидкости с опытного участка возрастает в соответствии с объемом нагнетаемой воды. При повышенных значениях  $\lambda$  нефть притекает к эксплуатационным скважинам опытного участка из соседних участков.

Коудлом и Лонкариком были опубликованы результаты другого исследования о влиянии дебитов скважин и коэффициента подвижности на показатели разработки опытного участка при заводнении по изолированной пятиточечной системе в насыщенном жидкостью пласте.

Отношения объемов закачиваемой жидкости к объемам добычи изменялись от 1 до 4, а значения коэффициентов подвижности — от 0,1 до 10. При небольших значениях этих отношений объем добычи нефти эксплуатационными скважинами превысил в 4 раза общее количество извлекаемой нефти, находящейся в пределах опытного участка. Таким образом, при таких объемах добычи нефти и закачки жидкости нефть притекала в опытный участок. В этих условиях возможна чрезмерно оптимистическая оценка нефтеотдачи при внедрении способа заводнения на месторождении в полном объеме.

Нейлсон и Флокк исследовали вопрос влияния первоначального насыщения газом пласта на опытном участке заводнения по схеме закачки воды в одну нагнетательную скважину. После прорыва воды добыча нефти продолжалась до тех пор, пока общий коэффициент охвата по площади не достиг 600%.

Приток нефти к эксплуатационным скважинам опытного участка — явление, редко наблюдаемое при проведении опытно-промышленного заводнения на нефтяных месторождениях. Очень часто коэффициент нефтеотдачи на опытном участке оказывается ниже из-за оттеснения нефти за пределы участка по сравнению со значением

нефтеотдачи, полученным при внедрении заводнения в полном объеме. Возможные объемы миграции нефти за пределы опытного участка рассмотрены в одной из статей Крайга младшего, в которой приведены результаты исследований добычных возможностей скважин при осуществлении заводнения как по изолированной пятиточечной схеме, так и по изолированным схемам закачки в одну нагнетательную скважину. Добычная возможность эксплуатационной скважины выражалась через условный коэффициент, равный отношению притока, определенного по коэффициенту продуктивности, к притоку, определенному по кривым восстановления давления. Это равносильно отношению фактической производительности скважины к производительности скважины нормального диаметра, не подвергавшейся обработке с целью интенсификации и пробуренной на тот же пласт. Под нормальным размером скважины подразумевается скважина диаметром 157 мм при плотности сетки 4 га на одну скважину. Во время исследований коэффициенты подвижности составляли 0,20, 0,45 и 0,44 при насыщении газом до 25,9% в пластовых условиях. Результаты этих исследований приведены ниже.

#### Заводнение по изолированной пятиточечной схеме

В период заполнения пространства, занятого газом, происходит радиальное движение закачиваемой воды и нефть не перетекает за пределы границы опытного участка. Если после заполнения пласта жидкостью условный коэффициент оказывается недостаточным для извлечения эксплуатационной скважиной всей вытесненной нефти на опытном участке, то нефть будет перетекать за пределы участка. Образование фронта нагнетаемой воды вокруг каждой нагнетательной скважины является фактором, сдерживающим фильтрацию нефти из опытного участка. По мере сближения фронтов закачиваемой воды в пределах участка остается все меньше извлекаемой нефти, которая может фильтроваться за его пределы. Опыты на моделях показали, что по мере роста газонасыщенности большая часть извлекаемой нефти добывается эксплуатационной скважиной опытного участка. При более высоких газонасыщенностях опытный участок более полно охватывается фронтами нагнетаемой воды к моменту его заполнения жидкостью.

Начальная газонасыщенность может быть так велика, что к моменту заполнения жидкостью опытного участка фронты нагнетаемой воды могут соединиться и уход нефти может быть предотвращен. Соответствующее значение начальной газонасыщенности определяется формулой

$$S_r^* = \frac{\pi}{4} (1 - S_{вс} - S_{но}). \quad (IX.4)$$

На рис. IX.2 приведены результаты, полученные на моделях, подтверждающие влияние первоначальной газонасыщенности и условного коэффициента эксплуатационной скважины на нефтеотдачу

опытного участка при заводнении по одиночной пятиточечной схеме. При значении условного коэффициента, равном 2,22, что эквивалентно высокопродуктивной горизонтальной трещине радиусом 5,6 м, было добыто 93% первоначального объема извлекаемой нефти опытного участка. Значения  $S_{r\text{нач}}/S_r^*$  находятся в пределах 0,3—0,7. В этих пределах при опытном заводнении по одиночной пятиточечной схеме и значении условного коэффициента, равном 1 (эквивалентному чистой, имеющей нормальный размер скважине, на которой не производились работы по интенсификации), можно извлечь 57—73%

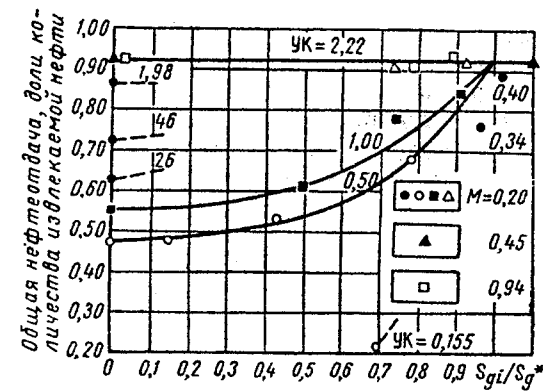


Рис. IX.2. Влияние условного коэффициента эксплуатационной скважины и начальной газонасыщенности  $S_{r\text{нач}}$  на нефтеотдачу при заводнении по одиночной пятиточечной схеме (1 — опытный участок, четыре нагнетательные скважины и одна эксплуатационная).

УК — условный коэффициент

нефти от первоначальных извлекаемых запасов. Таким образом, чтобы опытный участок был представительным с точки зрения коэффициента нефтеотдачи при внедрении в полном объеме заводнения на месторождении, условные коэффициенты для эксплуатационных скважин должны быть равными 2,22 или более.

На рис. IX.3 приведены значения коэффициента нефтеотдачи, полученные для месторождения, разрабатываемого по регулярной пятиточечной схеме, а также для опытного элемента одиночной пятиточечной схемы при условном коэффициенте, равном 2,22. Согласованность этих схем подтверждает, что при таких значениях условного коэффициента для эксплуатационной скважины заводнение по одиночной пятиточечной схеме может способствовать достижению хороших эксплуатационных показателей при внедрении этого

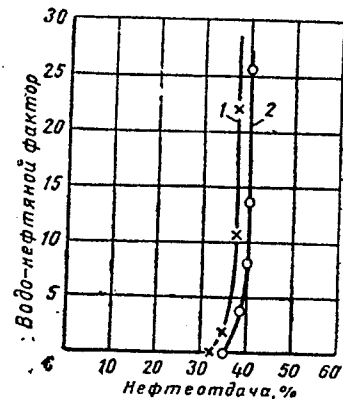


Рис. IX.3. Зависимость водо-нефтяного фактора от нефтеотдачи  $E_A$  (в % от первоначальных геологических запасов). Модель пласта для регулярной системы заводнения на опытном участке по одиночной пятиточечной схеме, свободный газ в начальный период отсутствовал.

$E_A$  — к моменту прорыва в %: на опытном участке — 86; при заводнении в регулярной системе — 83. 1 — для опытного участка; 2 — для регулярной системы заводнения.

способа в полном объеме. Имеющиеся градиенты давлений по месторождению также оказывают влияние в небольшой степени на показатели разработки опытного участка.

### Опытная закачка в одиночную нагнетательную скважину

В одной из работ приводятся результаты исследований на модели при закачке жидкости в одиночную нагнетательную скважину. Эти исследования показали, что если перед закачкой воды в пласт в нем не было свободного газа, объем нефти, извлекаемой из эксплуатационных скважин, приближается к объему нефти, извлекаемой с опытного участка, когда условный коэффициент для эксплуатационных скважин равен 1,0 или выше. Однако при наличии в пласте в начальный момент свободного газа наблюдался значительный уход нефти за пределы опытного участка независимо от значений условного коэффициента эксплуатационных скважин. По схеме закачки в одиночную нагнетательную скважину, вообще говоря, нельзя оценить нефтеотдачу при внедрении заводнения на месторождении в полном объеме. Однако по объему закачанной воды к моменту прорыва может быть получена полезная информация об охвате по объему на момент прорыва воды. В случае раннего прорыва воды в одну из эксплуатационных скважин можно сделать вывод о существовании направленной проницаемости.

В табл. V.6 и на рис. V.4 приведен коэффициент охвата по площади к моменту прорыва воды на опытном участке заводнения, осуществляемого по схеме закачки в одиночную нагнетательную скважину. К моменту прорыва воды на опытном участке достигнут полный или почти полный охват по площади.

### IX.3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОПЫТНОГО УЧАСТКА ЗАВОДНЕНИЯ

При проектировании опытного участка заводнения необходимо учитывать следующее. Если нужно определить возможности закачки воды (приемистость нагнетательной скважины) и получить показания о значительных объемах перемещаемой нефти, то опытное заводнение можно осуществлять почти по любой схеме. Если же, помимо всего, нужно получить данные по конечной нефтеотдаче при заводнении, то опытный участок должен: 1) быть расположен на части месторождения, которая является представительной с точки зрения нефтенасыщенности, проницаемости и неоднородности по отношению к остальной части месторождения; 2) включать одиночный элемент или несколько элементов пятиточечной системы заводнения с таким расчетом, чтобы на эксплуатационных скважинах были проведены работы по интенсификации добычи для доведения условного коэффициента до 2,22 или выше.

Кроме того, объемы закачки в каждую нагнетательную скважину должны быть пропорциональными произведению пористости на мощность нефтенасыщенных пластов в зоне вокруг каждой нагнетательной скважины. Эти требования непростые, и часто требуются значительные усилия, чтобы им удовлетворить.

## Глава X

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

#### X.1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

Заводнение — испытанный метод разработки нефтяных месторождений. Оно бывает не всегда успешным и экономически оправданным, однако имеется вполне надежная база для составления проектов разработки месторождений. Проблемы, связанные с экспериментальным изучением основных закономерностей фильтрации нефти и воды, в основном решены. Хорошо известно влияние различных видов неоднородности пласта на охват пласта заводнением по площади и по мощности. В дополнение к этому необходимо отметить, что большой степени совершенства достигли методы прогнозирования показателей разработки при заводнении. Таким образом, в нашем распоряжении имеются технические средства для хорошей инженерной оценки метода заводнения.

#### X.2. ТЕКУЩИЕ ЗАДАЧИ И ОБЛАСТИ ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

##### Неоднородность пласта

В настоящее время, когда имеются возможности точного расчета поведения пласта при достаточно детальных данных об его неоднородности, острой становится проблема более подробного описания неоднородностей для конкретных месторождений. Цель хорошего инженерного расчета заводнения может быть достигнута только при наличии двух основ: 1) методов прогнозирования показателей процесса заводнения, 2) количественного описания неоднородности пласта.

Эта необходимость быстрого и точного описания неоднородностей пласта стала особенно необходимой, так как нефтяники все большее внимание начали уделять менее проницаемым и естественно трещиноватым пластам. Для точной оценки следует знать местоположение и величины этих трещин. В пластах же с низкой проницаемостью возникает необходимость проведения гидроразрыва в нагнетательных скважинах, чтобы обеспечить достаточно высокую приемистость их для получения объемов добычи нефти в экономически обоснованных пределах. К сожалению, при достижении высоких значений приемистости часто вскрываются «слабые звенья», в результате

чего вода может прорываться по образующимся каналам или трещинам, обходя нефть. Поэтому нам еще много предстоит узнать относительно заводнения низкопроницаемых пластов.

### Усовершенствованные методы заводнения

По мере углубленного изучения процесса заводнения все большее внимание уделяется разработке усовершенствований этого метода.

Для увеличения нефтеотдачи в таких месторождениях, как Спрабери Трэнд, где существуют направленные трещины, был

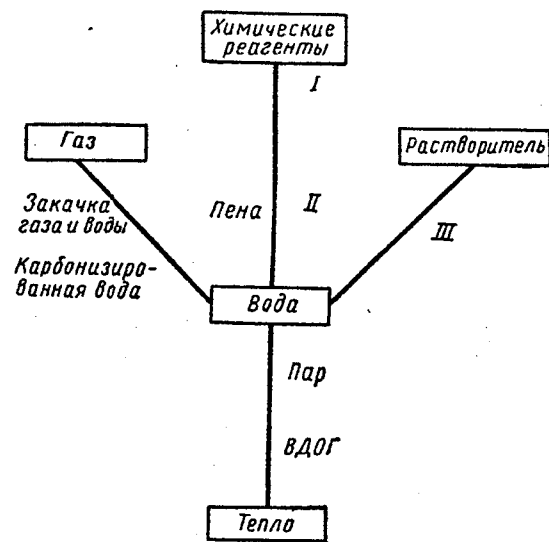


Рис. X.1. Схема улучшенных методов заводнения.

I — поверхностно-активные вещества для изменения смачиваемости, полимеры; II — заводнение созданием оторочки из мицеллярной жидкости; III — заводнение с добавкой спиртов, заводнение с добавкой  $\text{CO}_2$ , закачка воды с последующей закачкой растворителя

испытан гидроимпульсный \* метод воздействия. В этом случае периоды закачки воды и поднятия давления в пласте чередуются с периодами снижения давления, когда вода вообще не закачивается или закачивается в небольшом объеме. Лабораторные исследования Оуэнса и Арчера показали, что этот процесс при применении как к преимущественно гидрофильным, так и к гидрофобным породам может повысить нефтеотдачу дополнительно в пределах от 5 до 10% объема порового пространства. Коэффициент нефтеотдачи при заводнении может быть повышен за счет применения методов, улучшающих

\* В отечественной литературе за этим методом закрепилось название «циклический» — прим. ред.

вытеснение нефти, увеличивающих коэффициент охвата по объему или тех и других вместе.

Эти методы (закачка наряду с водой газа, химических реагентов, растворителя или введение тепла, рис. X.1) кратко будут рассмотрены ниже.

Закачка газа совместно с водой уменьшает подвижность воды, улучшая тем самым охват по объему. Дополнительное преимущество проявляется в увеличении эффективности вытеснения нефти из-за образования в пласте газовых ловушек. Когда вместе с водой в пласт закачивается углекислый газ, происходит снижение вязкости нефти и увеличение ее объема, что может привести к увеличению количества вытесняемой нефти. При закачке пены требуются воздух, вода и химический реагент, стабилизирующий пену. Пена, по существу, — высоковязкая жидкость, полученная на водной основе. Увеличение нефтеотдачи при закачке пены происходит так же, как при закачке загущенной воды. Способ закачки пены все еще находится в стадии разработки.

Другим средством увеличения эффективной вязкости воды является добавка полимеров. При лабораторных и промышленных испытаниях растворов полимеров были получены обнадеживающие результаты (Сэндлфорд). С целью снижения поверхностного натяжения на границе вода — нефть для смешивания воды с нефтью была сделана одна из первых попыток закачки воды с добавкой детергентов. Серьезным ограничением к применению детергентов является потеря последних из-за адсорбции на поверхности пород пласта. Изменение смачиваемости достигается закачкой химических реагентов. При этом породы из гидрофобных превращаются в гидрофильные. Промысловые испытания показали, что изменением смачиваемости можно увеличить коэффициент вытеснения и сделать подвижной нефть, оставшуюся за фронтом нагнетаемой воды.

Для создания оторочек между нефтью и закачиваемой водой при вытеснении смешивающихся жидкостей хорошие результаты можно получить при использовании мицеллярных растворов, которые представляют собой микроэмульсии нефти, воды, спирта и поверхностно-активных веществ. Проводились исследования по закачке спирта в качестве оторочки между нефтью и закачиваемой водой с попыткой осуществления вытеснения смешивающихся агентов. Применение изопропилового спирта ограничено, поскольку он первоначально смешивается с нефтью и погребенной водой, но по мере разбавления спирта водой до некоторого уровня свойство смешиваемости сохранить не удается. Обнадеживающим является применение многоступенчатых оторочек из спиртов, однако это более дорогостоящий метод.

Углекислый газ смешивается с некоторыми нефтями при давлениях 105 кгс/см<sup>2</sup> или более. Вода, следуя за углекислым газом, вытесняет в ловушки в большей степени  $\text{CO}_2$ , чем нефть, до тех пор, пока весь закачанный  $\text{CO}_2$  не окажется в ловушках. Первоначальная закачка воды в проектах вытеснения смешивающимися агентами

применялась в качестве средства улучшения распределения растворителя по пластам с различной проницаемостью, что улучшало охват пласта агентом. В дополнение к этому, закачка газа — воды за смешивающейся оторочкой имеет определенное преимущество из-за низкой подвижности этой двухжидкостной оторочки.

При закачке пара и воды преимущество способа заводнения дополняется увеличением степени вытеснения нефти за счет ее разгонки паром. Более усовершенствованный метод, представляющий комбинацию ВДОГ и заводнения, является замечательным сочетанием, направленным на увеличение нефтеотдачи с использованием преимуществ обоих процессов (Парриш и Крайг).

Каждый из этих усовершенствованных методов является более экономичным по сравнению с обычным способом заводнения, но не для использования в качестве третичного метода извлечения нефти.

## Приложение А

### ВЫВОД УРАВНЕНИЯ ДЛЯ ДОЛИ ВОДЫ В ПОТОКЕ

При выводе уравнения для доли воды в потоке при вытеснении нефти водой уравнение Дарси записывают отдельно для нефтяной фазы и для водной фазы в единицах объема в следующей форме:

$$u_n = - \frac{k_{эн}}{\mu_n} \left( \frac{\partial p_n}{\partial L} + g \rho_n \sin \alpha \right), \quad (A.1)$$

$$u_v = - \frac{k_{эв}}{\mu_v} \left( \frac{\partial p_v}{\partial L} + g \rho_v \sin \alpha \right). \quad (A.2)$$

Преобразуя уравнения (A.1) и (A.2), получаем

$$u_n \frac{\mu_n}{k_{эн}} = - \frac{\partial p_n}{\partial L} - g \rho_n \sin \alpha, \quad (A.1a)$$

$$u_v \frac{\mu_v}{k_{эв}} = - \frac{\partial p_v}{\partial L} - g \rho_v \sin \alpha. \quad (A.2a)$$

Вычитая уравнение (A.1a) из уравнения (A.2a), получаем

$$u_v \frac{\mu_v}{k_{эв}} - u_n \frac{\mu_n}{k_{эн}} = - \left( \frac{\partial p_v}{\partial L} - \frac{\partial p_n}{\partial L} \right) - g (\rho_v - \rho_n) \sin \alpha. \quad (A.3)$$

Капиллярное давление определяется как разность давлений в нефтяной и в водной фазах, следовательно,

$$p_k = p_n - p_v. \quad (A.4)$$

Разность плотностей берется как разность плотностей воды и нефти. Таким образом,

$$\Delta \rho = \rho_v - \rho_n. \quad (A.5)$$

Подставляя выражения (A.4) и (A.5) в уравнение (A.3), получаем:

$$u_v \frac{\mu_v}{k_{эв}} - u_n \frac{\mu_n}{k_{эн}} = \frac{\partial p_k}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha. \quad (A.6)$$

Суммарную скорость  $u$  можно определить как сумму скоростей нефти и воды. Таким образом,

$$u = u_n + u_v. \quad (A.7)$$

Подставляя выражение (A.7) в уравнение (A.6) и исключая скорость нефти  $u_n$ , находим

$$u_v \frac{\mu_v}{k_{эв}} - (u - u_v) \frac{\mu_n}{k_{эн}} = \frac{\partial p_k}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha \quad (A.8)$$

$$u_B \left( \frac{\mu_B}{k_{эВ}} + \frac{\mu_H}{k_{эН}} \right) - u \frac{\mu_H}{k_{эН}} = \frac{\partial p_K}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha. \quad (A.8a)$$

Разделив все члены уравнения на суммарную скорость  $u$ , имеем

$$\frac{u_B}{u} \left( \frac{\mu_B}{k_{эВ}} + \frac{\mu_H}{k_{эН}} \right) - \frac{\mu_H}{k_{эН}} = \frac{1}{u} \left( \frac{\partial p_K}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha \right). \quad (A.9)$$

Решая уравнение (A.9) относительно члена  $u_B/u$ , получаем

$$\frac{u_B}{u} = \frac{\frac{\mu_H}{k_{эН}} + \frac{1}{u} \left( \frac{\partial p_K}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha \right)}{\frac{\mu_B}{k_{эВ}} + \frac{\mu_H}{k_{эН}}}. \quad (A.9a)$$

Введем  $f_B$  — долю воды в суммарном потоке. Тогда, по определению,

$$f_B = \frac{u_B}{u}. \quad (A.10)$$

Подставляя значение (A.10) в уравнение (A.9a) и деля числитель и знаменатель в правой части уравнения (A.9a) на член  $\mu_H/k_{эН}$ , получаем

$$f_B = \frac{1 + \frac{k_{ОН}}{u \mu_H} \left( \frac{\partial p_K}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha \right)}{1 + \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot \frac{k_{ОН}}{k_{ОВ}}}. \quad (A.11)$$

Уравнение (A.11), представляющее собой уравнение доли воды в потоке в полном виде, приведено в основном тексте под номером (III.1). Оно выражает долю воды в двухфазном потоке через вязкости жидкостей, относительные проницаемости для воды и нефти, суммарную скорость жидкостей, градиент капиллярных сил и гравитационные силы.

Рассмотрим частный случай, когда вытеснение нефти водой происходит в горизонтальном пласте. Допустим также, что градиентом капиллярных сил можно пренебречь. Тогда уравнение (A.11) сводится к следующему:

$$f_B = \frac{1}{1 + \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot \frac{k_{ОН}}{k_{ОВ}}}. \quad (A.12)$$

Уравнение (A.12), известное как упрощенная форма уравнения доли воды в потоке, также приведено в основном тексте под номером (III.4).

Очевидно, что этот способ можно использовать и для вывода уравнения доли фазы в потоке при вытеснении нефти газом.

В окончательной форме в уравнениях (A.11) и (A.12) нижний индекс в (вода) следует заменить на индекс  $г$  (газ).

## Приложение В

### ВЫВОД УРАВНЕНИЯ ФРОНТАЛЬНОГО ВЫТЕСНЕНИЯ

При выводе уравнения движения фронта вводятся лишь два предположения: 1) отсутствует массообмен между фазами и 2) фазы несжимаемы.

Рассмотрим элемент пористой среды, имеющий пористость  $m$ , площадь сечения  $A$  и координату  $L$  в направлении потока. Массовая скорость воды (вытесняющей жидкости), поступающей в элемент среды, в точке  $L$

$$v_M = (q_B \rho_B)_L.$$

Массовая скорость накопления воды в элементе

$$v_M = Am \frac{\partial}{\partial t} (S_B \rho_B).$$

Массовая скорость воды, выходящей из элемента, в точке  $L + \Delta L$  равна

$$v_M = (q_B \rho_B)_{L+\Delta L}.$$

По закону сохранения массы, массовая скорость воды, входящей в элемент, минус массовая скорость воды, выходящей из элемента, равняется скорости накопления массы воды в элементе пористой среды. Следовательно,

$$(q_B \rho_B)_L - (q_B \rho_B)_{L+\Delta L} = Am \frac{\partial}{\partial t} (S_B \rho_B). \quad (B.1)$$

По определению,

$$F(L, t) - F(L + \Delta L, t) = - \left( \frac{\partial F}{\partial L} \right)_t dL. \quad (B.2)$$

Таким образом, уравнение (B.1) можно переписать в форме

$$\frac{\partial}{\partial L} (q_B \rho_B) + Am \frac{\partial}{\partial t} (S_B \rho_B) = 0. \quad (B.3)$$

Но рассматриваемые жидкости считаются несжимаемыми. Следовательно, плотность воды  $\rho_B$  не зависит ни от времени, ни от расстояния. Поэтому

$$\frac{\partial q_B}{\partial L} + Am \frac{\partial S_B}{\partial t} = 0 \quad (B.3a)$$

и

$$\frac{\partial S_B}{\partial t} = - \frac{1}{Am} \cdot \frac{\partial q_B}{\partial L}. \quad (B.3b)$$

Ввиду того что скорость воды  $q_B$  является функцией водонасыщенности и времени, имеем:

$$dq_B = \left( \frac{\partial q_B}{\partial S_B} \right)_t dS_B + \left( \frac{\partial q_B}{\partial t} \right)_{S_B} dt. \quad (B.4)$$

Беря частную производную по аргументу  $L$  при фиксированном времени  $t$ , получаем

$$\left( \frac{\partial q_B}{\partial L} \right)_t = \left( \frac{\partial q_B}{\partial S_B} \right)_t \left( \frac{\partial S_B}{\partial L} \right)_t, \quad (B.5)$$

или

$$\left( \frac{\partial S_B}{\partial L} \right)_t = \left( \frac{\partial q_B}{\partial L} \right)_t / \left( \frac{\partial q_B}{\partial S_B} \right)_t. \quad (B.5a)$$

Аналогично водонасыщенность  $S_B$  является функцией как расстояния, так и времени, поэтому при постоянной насыщенности имеем

$$dS_B = \left( \frac{\partial S_B}{\partial L} \right)_t dL + \left( \frac{\partial S_B}{\partial t} \right)_L dt = 0. \quad (B.6)$$

Следовательно,

$$\left( \frac{\partial L}{\partial t} \right)_{S_B} = - \left( \frac{\partial S_B}{\partial t} \right)_L / \left( \frac{\partial S_B}{\partial L} \right)_t. \quad (B.6a)$$

Подставляя выражения (B.3b) и (B.5a) в уравнение (B.6a), находим:

$$\left( \frac{\partial L}{\partial t} \right)_{S_B} = \frac{1}{Am} \left( \frac{\partial q_B}{\partial S_B} \right)_t. \quad (B.7)$$

Обозначение  $f_B$  по определению принято для доли воды в суммарном потоке. Отсюда

$$q_B = f_B q. \quad (B.8)$$

Дифференцируя уравнение (B.8) по водонасыщенности при постоянном времени  $t$ , получаем

$$\left(\frac{\partial q_B}{\partial S_B}\right)_t = f_B \left(\frac{\partial q}{\partial S_B}\right)_t + q \left(\frac{\partial f_B}{\partial S_B}\right)_t. \quad (B.9)$$

Но вследствие несжимаемости жидкостей изменение суммарной скорости потока с насыщенностью в любой момент времени равно нулю. Таким образом,

$$\left(\frac{\partial q_B}{\partial S_B}\right)_t = q \left(\frac{\partial f_B}{\partial S_B}\right)_t. \quad (B.9a)$$

Подставляя выражение (B.9a) в уравнение (B.7), получаем

$$\left(\frac{\partial L}{\partial t}\right)_{S_B} = \frac{q}{Am} \left(\frac{\partial f_B}{\partial S_B}\right)_t. \quad (B.10)$$

Из уравнения видим, что скорость перемещения поверхности постоянной насыщенности равна суммарной скорости потока, умноженной на производную функции доли воды в потоке по водонасыщенности.

### Приложение С

#### ВАРИАНТ ВЫВОДОВ УРАВНЕНИЯ УЭЛДЖА

В 1952 г. Уэлдж<sup>1</sup> опубликовал вывод уравнения для определения средней насыщенности, а также насыщенности на выходе из пласта при газонапорном или водонапорном режиме. В этом выводе принято, что тангенс наклона кривой доли жидкости в потоке  $df/dS$ , также обозначаемый  $f'$ , равен нулю при максимальном значении насыщенности нагнетаемой жидкостью. Как показано в главе III, значение  $f'$  при максимальной насыщенности нагнетаемой жидкости не равно нулю, а имеет конечное значение. В этом приложении мы покажем, что уравнение Уэлджка может быть выведено также при условии, если значение  $f'$  не равно нулю.

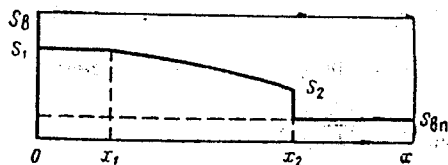


Рис. С.1. Зависимость водонасыщенности от расстояния  $x$  и от места ввода воды в пласт (входного сечения)

Рассмотрим одномерную систему, имеющую градиент насыщенности, как показано на рис. С.1. Средняя насыщенность вытесняющей жидкости  $\bar{S}$  может быть определена как:

$$\bar{S} = \frac{S_1 x_1 + \int_{x_1}^{x_2} S dx}{x_2}. \quad (C.1)$$

<sup>1</sup> Welge, H. Y. A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive, Trans. AIME (1952), 195, p. 91—98.

Так как расстояние  $x$ , которому соответствует данная насыщенность, пропорционально  $f'$ , то уравнение (C.1) можно привести к виду:

$$\bar{S} = \frac{S_1 f'_1 + \int_1^2 S df'}{f'_2}. \quad (C.2)$$

Интегрируя уравнение (C.2) по частям, получаем:

$$\bar{S} = \frac{S_1 f'_1 + S_2 f'_2 - S_1 f'_1 - \int_1^2 f' dS}{f'_2}. \quad (C.3)$$

или

$$\bar{S} = \frac{S_2 f'_2 - (f_2 - 1)}{f'_2}. \quad (C.3a)$$

Разделяя переменные и заменяя  $f'$  на  $df_B/dS_B$ , находим

$$dL = \frac{qt}{Am} f' dt. \quad (C.4)$$

Интегрируя уравнение (C.4) и выражая результат через параметры на выходе из системы, получаем:

$$L = \frac{f'_2}{Am} \int q_t dt = \frac{f'_2}{Am} W_{\text{наг}}$$

или

$$f'_2 = \frac{LAm}{W_{\text{наг}}} = \frac{1}{Q_{\text{наг}}}. \quad (C.5)$$

где  $Q_{\text{наг}}$  — накопленный объем нагнетаемой жидкости, выраженный в поровых объемах.

Также

$$f_{o2} = 1 - f_2. \quad (C.6)$$

Подставив уравнения (C.5) и (C.6) в (C.3a), получаем:

$$\bar{S} = S_2 + Q_{\text{наг}} f_{o2}. \quad (C.7)$$

Уравнение (C.4) идентично уравнению (3.10), выведенному Уэлджем.

### Приложение Д

#### ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ГРАФИКИ И КОРРЕЛЯЦИОННЫЕ ЗАВИСИМОСТИ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Рисунки Д.1—Д.6 взяты из работы Dyes, A. B., Coudle, B. H. and Erickson, R. A. «Oil Production After Breakthrough — As Influenced by Mobility Ratio», Trans., AIME (1954), 201, p. 81—86. Рисунки Д.7—Д.12 взяты из работы Himbler, O. K., Caudle, B. H. and Cooper, H. E. Jr. «Areal Sweepout Behavior in a Nine-Spot Injection Pattern», Trans., AIME (1964), 231, p. 199—202. Рис. Д.13 взят из работы «How Temperature Affects Viscosity of Salt Water», World Oil (Aug. 1, 1967), p. 68.

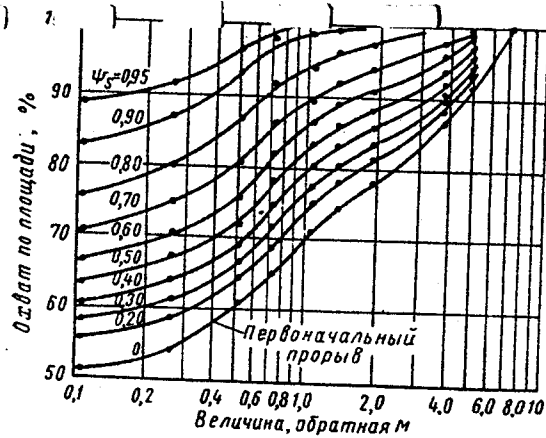


Рис. Д.1. Влияние коэффициента подвижности на добычу нефти при разработке по пятиточечной схеме

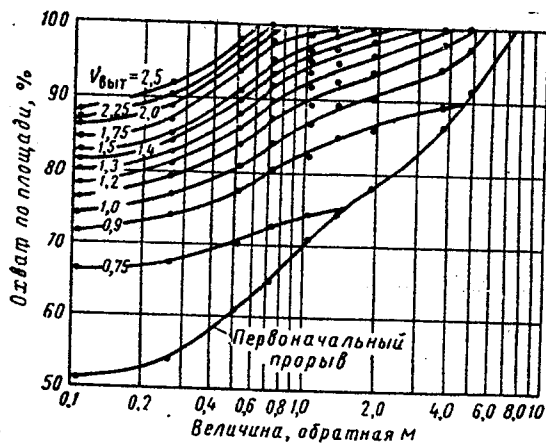


Рис. Д.2. Влияние коэффициента подвижности на объемы прокачки нагнетаемой воды при разработке по пятиточечной схеме

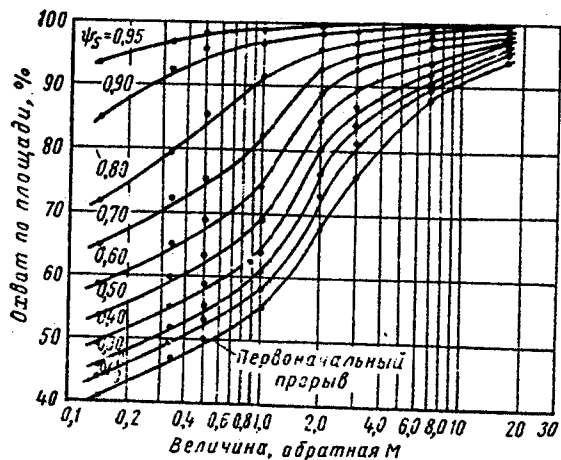


Рис. Д.3. Влияние коэффициента подвижности на добычу нефти при линейном заводнении (разбуривание осуществлено по квадратной сетке при  $L/2\sigma = 1$ )

Рис. Д.4. Влияние коэффициента подвижности на объем прокачки нагнетаемой воды при линейном заводнении (разбуривание осуществлено по квадратной сетке при  $L/2\sigma = 1$ )

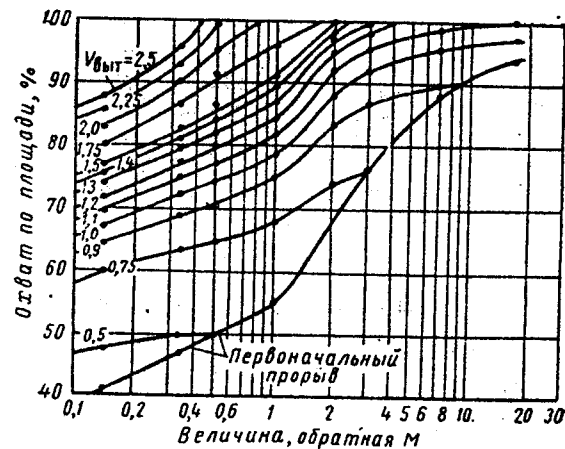


Рис. Д.5. Влияние коэффициента подвижности на добычу нефти при линейном заводнении с размещением скважин в шахматном порядке при  $(L/2\sigma = 1)$

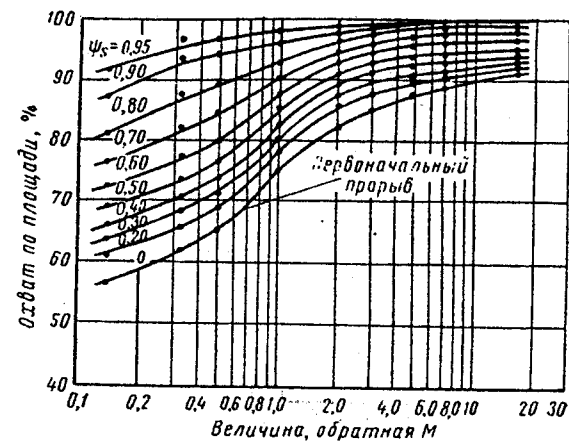
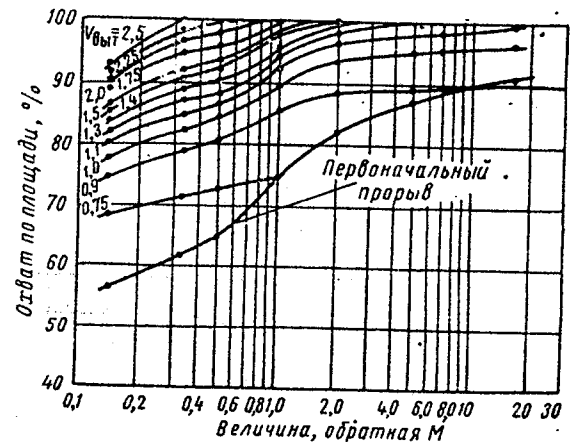


Рис. Д.6. Влияние коэффициента подвижности на объем прокачки нагнетаемой воды при линейном заводнении с размещением скважин в шахматном порядке при  $(L/2\sigma = 1)$





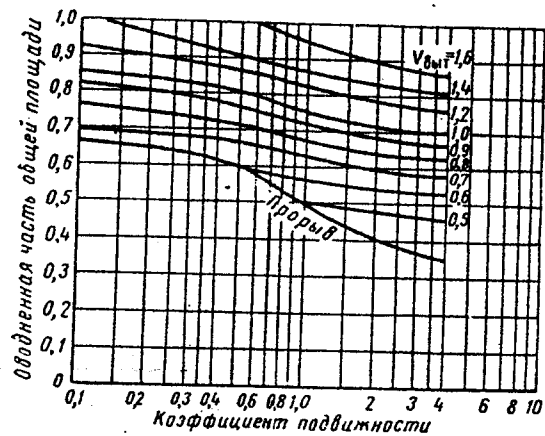


Рис. Д.7. Зависимость коэффициента охвата от коэффициента подвижности при девятиточечной схеме размещения скважин при различных объемах прокачки нагнетаемой воды. Фактор темпов добычи = 0,5; боковая скважина остановлена при  $f_{сбок} = 0,95$

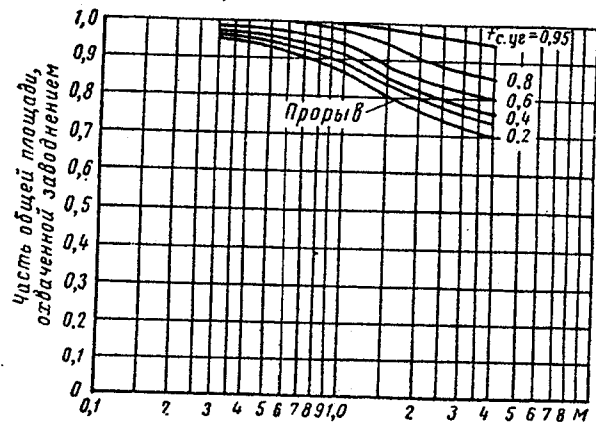


Рис. Д.8. Зависимость коэффициента охвата от коэффициента подвижности для девятиточечной схемы размещения скважин. Фактор темпов добычи = 0,5. Боковая скважина остановлена при  $f_{сбок} = 0,95$ .

а — при различных содержаниях воды в боковых скважинах; б — при различных содержаниях воды в угловых скважинах

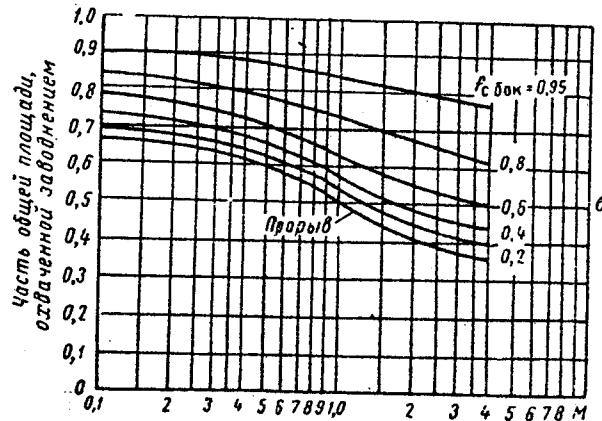


Рис. Д.9. Зависимость коэффициента охвата от коэффициента подвижности для девятиточечной схемы размещения скважин при различных объемах прокачки нагнетаемой воды. Фактор темпов добычи = 1,0. Боковая скважина остановлена при  $f_{сбок} = 0,95$

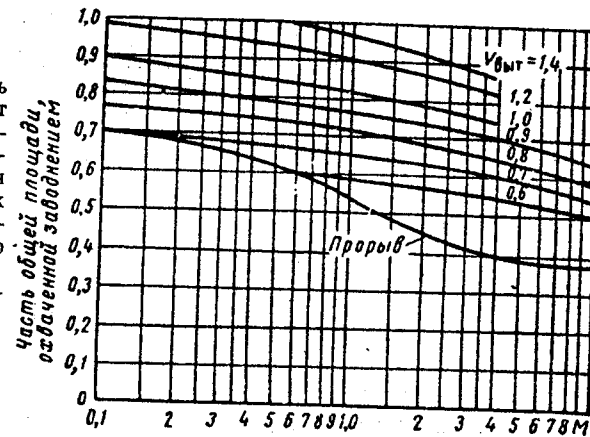
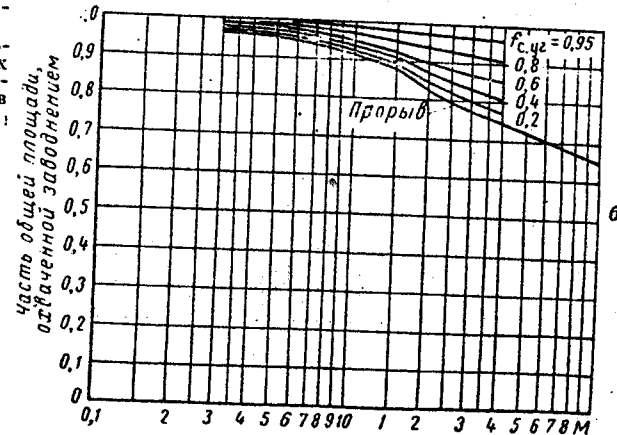
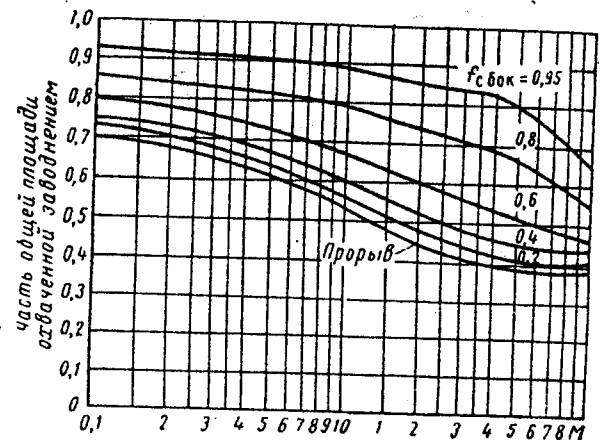


Рис. Д.10. Коэффициент охвата в зависимости от коэффициента подвижности для девятиточечной схемы размещения скважин.

Фактор темпов добычи = 1,0. Боковая скважина остановлена при  $f_{сбок} = 0,95$ .

а — при различных содержаниях воды в боковых скважинах; б — при различных содержаниях воды в угловых скважинах ( $f_{суг}$ ):



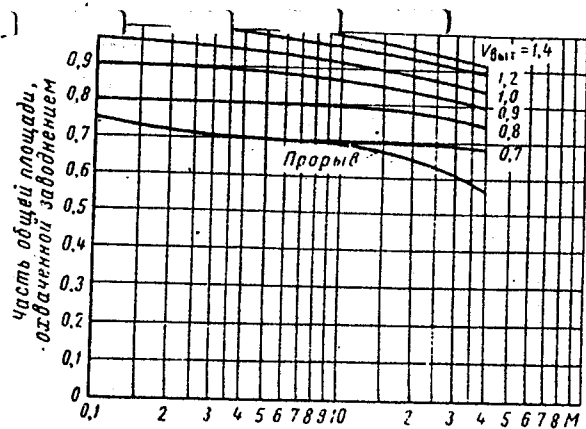


Рис. Д.11. Коэффициент охвата в зависимости от коэффициента подвижности для девятиточечной схемы размещения скважин при различных содержаниях воды в угловых скважинах ( $f_c$  уг.).

Фактор темпов добычи = 5,0. Боковая скважина остановлена при  $f_{c \text{бок}} = 0,95$

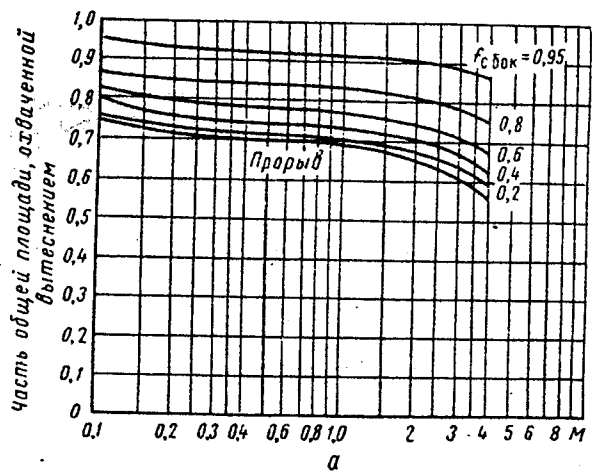


Рис. Д.12. Зависимость коэффициента охвата от коэффициента подвижности для девятиточечной схемы размещения скважин. Фактор темпов добычи = 5,0. Боковая скважина остановлена при  $f_{c \text{бок}} = 0,95$ .

а — при различных содержаниях воды в боковых скважинах ( $f_{c \text{бок}}$ ); б — при различных содержаниях воды в угловых скважинах ( $f_c$  уг.)

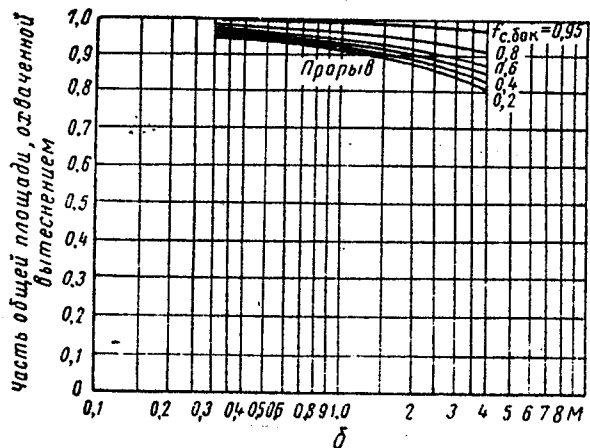
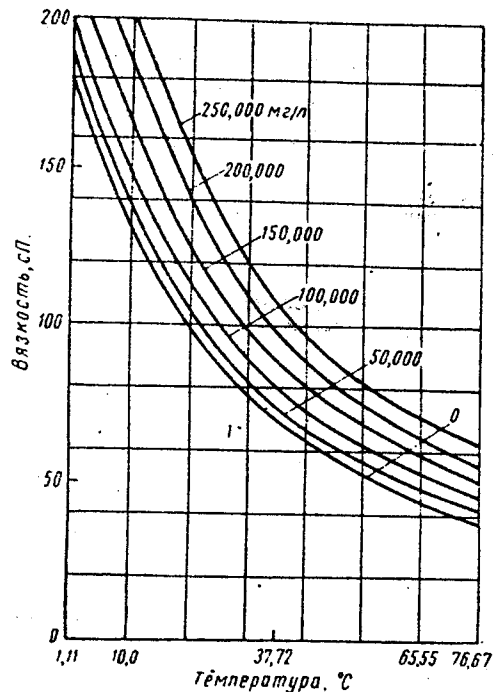


Рис. Д.13. Влияние температуры на вязкость пластовой воды. Кривые показывают влияние температуры на вязкость пластовых вод при различных концентрациях растворенных солей. Помограмма может быть использована для определения вязкости пластовых вод при расчетах коэффициентов подвижности



## Приложение Е ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ

В качестве примера взят пласт, основные характеристики которого приведены в табл. Е.1. Для иллюстрации применения различных методов прогнозирования показателей разработки при заводнении расчеты будут сделаны на основе данных о пласте.

Таблица Е.1

Основные характеристики расчетного пласта

| Показатель   | Величина |
|--|----------|
| Плотность сетки, га на 1 скв.  | 8        |
| Мощность, м  | 15,00    |
| Средняя проницаемость, мД  | 10       |
| Пористость, %  | 20       |
| Водонасыщенность остаточная, % порового объема                                     | 10       |
| Текущая средняя газонасыщенность, % порового объема                                | 15       |
| Вязкость нефти при текущем пластовом давлении, сП                                  | 1,0      |
| Вязкость воды, сП  | 0,5      |
| Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>  | 70,3     |
| Распределение проницаемости (см. рис. Е.3)   |          |
| Кривые относительной проницаемости для воды и нефти (см. рис. II.17, а и II.17, в) |          |

| Показатель  | Величина  |
|---|---|
| Текущая нефтеотдача, % от геологических запасов . . . . .                           | 10,0  |
| Объемный коэффициент пластовой нефти:<br>при начальном давлении насыщения . . . . . | 1,29  |
| текущий . . . . .   | 1,20  |
| Схема заводнения . . . . .  | Пятиточечная,<br>использующая<br>существующие<br>скважины |
| Площадь элемента системы *, га . . . . .  | 16  |
| Радиус скважины, см . . . . .   | 30  |

\* Полный элемент пятиточечной схемы включает две скважины: одну — нагнетательную, другую — эксплуатационную.

**Е.1. РАСЧЕТ КРИВОЙ ДОЛИ ВОДЫ В ПОТОКЕ И ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ**

Для расчета кривой доли воды в потоке при замещении нефти водой пользуются уравнением (III.4a)

$$f_v = \frac{1}{1 + \frac{\mu_v}{k_{он}} \cdot \frac{k_{он}}{\mu_n}} \quad (E.1)$$

В данном случае для определения кривых относительных проницаемостей для воды и нефти воспользуемся рисунками II.17, а и б. Принимаем, что вязкости нефти и воды в пластовых условиях соответственно равны 1,0 и 0,5 сП, а начальная водонасыщенность пласта составляет 10% в пластовых условиях.

В табл. Е.2 приведена зависимость изменения доли воды в потоке от насыщенности.

Таблица Е.2

Изменение доли воды в потоке (примерный расчет)

| Водонасыщенность $S_v$ , доли порового объема | Относительная проницаемость |                     | Доля воды в потоке |
|---|-----------------------------|---------------------|--------------------|
|   | $k_{он}$ нефти, доли        | $k_{ов}$ воды, доли |                    |
| 0,10  | 1,000                       | 0,000               | 0,0000             |
| 0,30  | 0,373                       | 0,070               | 0,2729             |
| 0,40  | 0,210                       | 0,169               | 0,6168             |
| 0,45  | 0,148                       | 0,226               | 0,7533             |
| 0,50  | 0,100                       | 0,300               | 0,8571             |
| 0,55  | 0,061                       | 0,376               | 0,9250             |
| 0,60  | 0,033                       | 0,476               | 0,9665             |
| 0,65  | 0,012                       | 0,600               | 0,9901             |
| 0,70  | 0,000                       | 0,740               | 1,0000             |

Расчетная кривая изменения доли воды в потоке, показанная на рис. Е.1, идентична кривым рис. III.2 и III.8.

Проведем касательную к кривой изменения доли воды в потоке от точки начального значения водонасыщенности 10% в пластовых условиях (см. рис. Е.1). Значение водонасыщенности в точке касания составляет 0,469, порового объема, или 46,9%. Это соответствует водонасыщенности  $S_{всз}$  на фронте стабилизированной зоны. Если мы продолжим касательную до пересечения

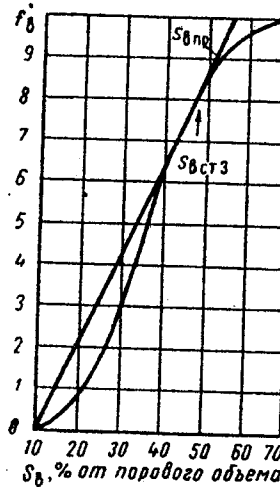


Рис. Е.1. Изменение доли воды в потоке для рассматриваемого пласта

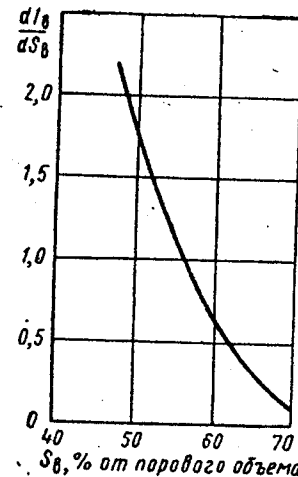


Рис. Е.2. Зависимость  $df_v/dS_v$  от водонасыщенности в исследуемом пласте

с горизонтальной линией, соответствующей значению  $f_v = 1,10$ , водонасыщенность в точке пересечения будет 0,563, или для пластовых условий 56,3%. Это — среднее значение водонасыщенности за фронтом заводнения перед прорывом  $S_{в пр}$ .

Для водонасыщенностей на уровне или выше уровня водонасыщения вверх по потоку перед стабилизированной зоной ( $S_{всз} = 46,9\%$  в пластовых условиях)

Таблица Е.3

Показатели процесса вытеснения при заводнении (примерный расчет)

| Водонасыщенность $S_{в2}$ на выходе, доли порового объема | Содержание доли воды в потоке на выходе, $f_{в2}$ | $df_v/dS_v$ (тангенс угла наклона кривой доли воды в потоке) | $Q_{наг}$ , суммарный объем нагнетаемой воды (в долях порового объема) | $S_{в}$ , средняя водонасыщенность (в долях порового объема) |
|---|---|--|--|--|
| 0,469   | 0,798   | 2,16   | 0,463  | 0,563  |
| 0,495   | 0,848   | 1,75   | 0,572  | 0,582  |
| 0,520   | 0,888   | 1,41   | 0,711  | 0,600  |
| 0,546   | 0,920   | 1,13   | 0,887  | 0,617  |
| 0,742   | 0,946   | 0,851  | 1,176  | 0,636  |
| 0,597   | 0,965   | 0,649  | 1,540  | 0,652  |
| 0,622   | 0,980   | 0,477  | 2,100  | 0,666  |
| 0,649   | 0,990   | 0,317  | 3,157  | 0,681  |
| 0,674   | 0,996   | 0,195  | 5,13   | 0,694  |
| 0,700   | 1,000   | 0,102  | 9,80   | 0,700  |

определяется угол наклона кривой изменения доли потока. В табл. Е.3 приведены значения  $df_n/dS_n$  наряду со средними и выходными водонасыщенностями и соответствующей долей воды в потоке. На рис. Е.2 приведены значения  $df_n/dS_n$  в виде графика.

Значение суммарного объема закачанной воды  $Q_{\text{наг}}$  в единицах порового объема, необходимого для достижения насыщения  $S_{n2}$  на выходном конце пластовой системы на момент и после прорыва

$$Q_{\text{наг}} = \frac{1}{\left(\frac{df_n}{dS_n}\right) S_{n2}} \quad (\text{Е.2})$$

По уравнению Уэлджа

$$\bar{S} = S_{n2} + Q_{\text{наг}}/n_2 \quad (\text{Е.3})$$

можно определить значение средней насыщенности  $\bar{S}$ , соответствующее значениям  $S_{n2}$ ,  $Q_{\text{наг}}$ ,  $f_{n2}$  и  $n_2$  (см. табл. Е.3 для значений  $Q_{\text{наг}}$  данного примера).

## Е.2. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ПОДВИЖНОСТИ

Значение коэффициента подвижности определяется по формуле (IV.1a):

$$M = \frac{k_{\text{он}}}{\mu_v} \cdot \frac{\mu_n}{k_{\text{он}}} \quad (\text{Е.4})$$

Относительная проницаемость по воде при средней водонасыщенности (56,3% при пластовых условиях) находится по кривой рис. II.17, а и равна 0,4. Относительная проницаемость по нефти перед фронтом заводнения равна 1. Таким образом,

$$M = \frac{0,4}{0,5} \cdot \frac{1,0}{1,0} = 0,80.$$

## Е.3. РАСЧЕТ НЕФТЕОТДАЧИ ЗА СЧЕТ ЗАВОДНЕНИЯ

Положим, что для исследуемого месторождения распределение проницаемостей от максимального значения до минимального показано на рис. Е.3.

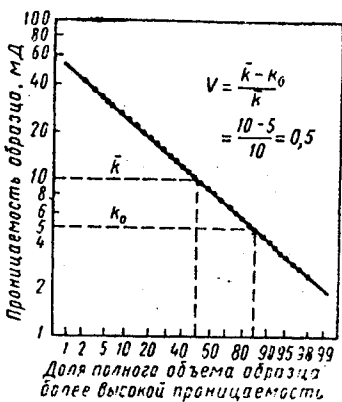


Рис. Е.3. Распределение проницаемости в исследуемом пласте.

$V$  — коэффициент вариации проницаемости

Коэффициент вариации проницаемости для этого распределения равен 0,5. Кроме того, месторождение было частично истощено при разработке на режиме растворенного газа, и на настоящее время коэффициент нефтеотдачи составил 10% от начальных геологических запасов.

Чтобы рассчитать коэффициент нефтеотдачи за счет применения метода заводнения в случае эксплуатации скважин с обводненностью до 98%, необходимо сначала по табл. Е.3 определить, что данному проценту обводненности скважин соответствует средняя водонасыщенность, равная 66,6% в пластовых условиях.

В  $1 \text{ м}^3$  объема пор в начальный период будет содержаться (при начальном пластовом давлении и объемном коэффициенте нефти, равном 1,29) следующий объем нефти при нормальных условиях:

$$\frac{S_{n, \text{нач}}}{B_{n, \text{нач}}} = \frac{1 - S_{n1}}{B_{n, \text{нач}}} = \frac{0,90}{1,29} = 0,698 \text{ м}^3.$$

При обводненности скважин 98% объем остаточной нефти при нормальных условиях в  $1 \text{ м}^3$  промытой части объема пор пласта составит:

$$\frac{\bar{S}_n}{B_n} = \frac{1 - \bar{S}}{B_n} = \frac{0,333}{1,20} = 0,278 \text{ м}^3.$$

Здесь 1,20 — объемный коэффициент нефти на начало процесса заводнения. Общая нефтеотдача отмытой части в долях первоначального объема нефти в пласте составляет:

$$\frac{0,698 - 0,278}{0,698} = \frac{0,420}{0,698} = 0,601, \text{ или } 60,1\%.$$

Такое значение коэффициента нефтеотдачи можно получить при условии промывки водой всего объема пласта с доведением средней водонасыщенности до 66,6% в пластовых условиях.

Максимальное приращение коэффициента нефтеотдачи за счет заводнения равно разности 60,1% и достигнутой нефтеотдачи до заводнения, т. е.  $60,1 - 10,0 = 50,1\%$  от начальных геологических запасов.

С учетом влияния фактора неоднородности пласта значение коэффициента нефтеотдачи за счет заводнения получим, умножив максимальное значение нефтеотдачи на величину  $(1 - V^2)/M$ . Коэффициент нефтеотдачи равен  $50,1 (1 - 0,5^2)/0,8$ , т. е. 47% от геологических запасов. Это значение и является расчетной величиной нефтеотдачи за счет заводнения.

## Е.4. ЗАВИСИМОСТЬ СУММАРНОГО ВОДО-НЕФТЯНОГО ФАКТОРА ОТ НЕФТЕОТДАЧИ

Для расчета зависимости суммарного водо-нефтяного фактора от нефтеотдачи пласта рекомендуется описанная в разделе VIII.9 методика, разработанная Дикстра и Парсонсом.

По кривым на рис. VIII.1—VIII.4 можно рассчитать текущую нефтеотдачу при значениях водо-нефтяного фактора, равных 1; 5; 25 и 100.

Используем графики на рис. VIII.1 для начальной величины коэффициента подвижности 0,8 и коэффициента вариации проницаемости 0,5. При значении текущего водо-нефтяного фактора, равном 1, получаем:

$$E_R (1 - S_v) = 0,200;$$

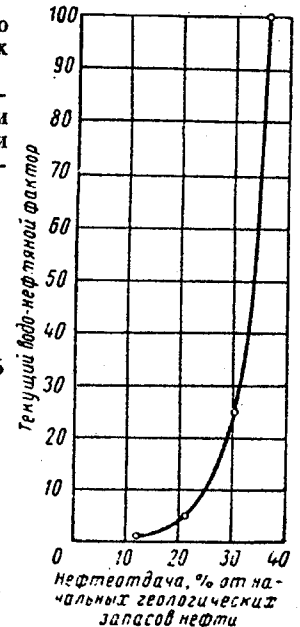
$$E_R = \frac{0,20}{1 - S_v} = \frac{0,200}{0,90} = 0,222.$$

При текущем водо-нефтяном факторе, равном 5 (см. рис. VIII.2),

$$E_R (1 - 0,72S_v) = 0,29;$$

$$E_R = \frac{0,29}{1 - 0,72S_v} = \frac{0,29}{0,928} = 0,312.$$

Рис. Е.4. Зависимость прогнозного значения водо-нефтяного фактора от нефтеотдачи, определенная по методу Дикстра—Парсонса



$$E_R(1 - 0,52S_B) = 0,38;$$

$$E_R = \frac{0,38}{1 - 0,52S_B} = \frac{0,38}{0,948} = 0,400.$$

При текущем водо-нефтяном факторе, равном 100 (рис. VIII.4),

$$E_R(1 - 0,40S_B) = 0,43;$$

$$E_R = \frac{0,43}{1 - 0,40S_B} = \frac{0,43}{0,96} = 0,459.$$

Ожидаемое значение нефтеотдачи за счет заводнения при этих величинах обводненности продукции скважины получаем вычитанием значения коэффициента нефтеотдачи, достигнутого при первичных методах разработки и равного 10%, из текущей его величины.

На рис. Е.4 показана расчетная кривая изменения величины нефтеотдачи за счет заводнения в зависимости от значения водо-нефтяного фактора. При значении текущей обводненности скважины 98% величина текущего водо-нефтяного фактора составит  $0,98/0,02 = 49$ .

Методом интерполяции на рис. Е.4 при водо-нефтяном факторе, равном 49, получаем значение коэффициента нефтеотдачи за счет заводнения, равное 33,6% от геологических запасов. Это значение сравнимо с коэффициентом нефтеотдачи, полученным в разделе Е.3. Разница получилась в результате предположения, принимаемого при использовании кривых на рис. VIII.1—VIII.4, что рассматриваемый пласт имеет такие же фильтрационные характеристики, как и нефтеносные песчаники Калифорнии.

### Е.5. КРИВЫЕ СУММАРНОЙ ЗАКАЧКИ И ОТБОРА, ОБВОДНЕННОСТИ ПРОДУКЦИИ И ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕОТДАЧИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ВРЕМЕНИ

Для определения показателей процесса заводнения в зависимости от времени при пятиточечной схеме размещения скважин рекомендуется методика, которая предусматривает: 1) приближенный расчет по Крэйгу, Джеффену и Морсу для определения зависимости нефтеотдачи и текущего водо-нефтяного фактора от суммарного объема закачанной воды; 2) корреляцию Коудла и Уита для расчета объемов закачки воды при пятиточечной схеме. Как видно из главы VIII.8, показатели процесса заводнения при пятиточечной схеме аппроксимируют поведение показателей процесса заводнения по многим другим схемам разработки.

Для учета влияния неоднородности пласта можно произвести расчет многослойного пласта, разбуренного по пятиточечной схеме. Для этого по табл. VII.1 следует определить рекомендуемое минимальное число пропластков. Из этой таблицы видно, что при коэффициенте подвижности 0,8, коэффициенте вариации проницаемости, равном 0,5, и десяти пропластках равной мощности расчетные показатели процесса заводнения при водо-нефтяном факторе более 2,5 будут такими же, как и при гораздо большем числе пропластков. В табл. Е.4 приведены значения проницаемости и мощности десяти пропластков, имеющих коэффициент вариации проницаемости, равный 0,5. Значения проницаемости (средние), определенные для каждого пропластка с 10%-ным приращением суммарного образца, взяты из рис. VI.3. (Значения их выбраны как проницаемости 5, 10, 15, ..., 95% от суммарного числа образцов.)

Многопластовое месторождение в этом примере состоит из пропластков, идентичных по характеристикам, за исключением проницаемости. Таким образом для расчета поведения многопластового месторождения можно определить поведение одного пропластка (так называемого базового), а затем получить характер поведения каждого из оставшихся пропластков с соответствующей

Расчетные характеристики для месторождений, сложенных из десяти пропластков равной мощности по 1,5 м с различием проницаемости на 0,5

| Проласток         | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6   | 7   | 8   | 9   | 10  |
|-------------------|------|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|
| Проницаемость, мД | 31,5 | 20,5 | 16,0 | 13,1 | 10,9 | 8,2 | 7,7 | 6,3 | 4,9 | 3,2 |

поправкой на различие проницаемости. Методика введения поправок будет рассмотрена в этом приложении. В многопластовых месторождениях с пропластками, различающимися характеристиками относительной проницаемости по нефти и воде, поведение каждого пропластка должно быть определено индивидуально. В обоих случаях общая характеристика пласта складывается из характеристик каждого из пропластков.

Этот метод прогноза поведения пласта при заводнении по пятиточечной схеме приемлем в случае наличия свободного газа и без него при условии отсутствия неподвижного газа за фронтом

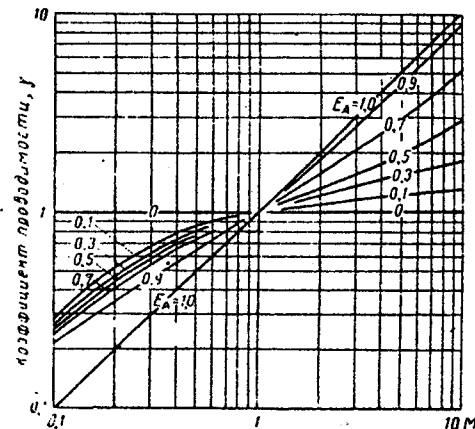


Рис. Е.5. Зависимость коэффициента проводимости  $\gamma$  от коэффициента подвижности  $M$  для пятиточечной схемы размещения

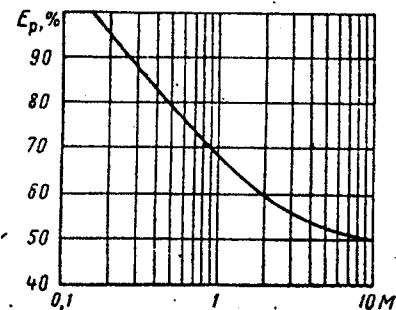


Рис. Е.6. Изменение коэффициента охвата по площади к моменту прорыва воды при пятиточечной схеме разработки

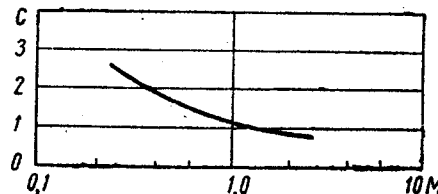


Рис. Е.7. Зависимость коэффициента  $C$  от коэффициента подвижности  $M$

нагнетания воды. Расчетные данные будут неверными в случае заводнения пластов с подошвенной водой.

В этих расчетах предполагается 100%-ный охват по мощности в каждом пропластке, т. е. отсутствие сегрегации флюидов за счет гравитационных сил. Расчет показателей процесса заводнения может быть разбит на четыре стадии.

П) ста бхва: г пер... радиальной фильтрации из нагнетательных скважин в начале закачки до момента встречи нефтяных валов, образованных вокруг нагнетательных скважин. Такая встреча соседних нефтяных валов называется «интерференцией».

Вторая стадия охватывает период от момента интерференции до момента заполнения жидкостью существующего газонасыщенного объема. Заполнение соответствует началу реагирования эксплуатационных скважин.

Третья стадия охватывает период от заполнения до прорыва воды к эксплуатационным скважинам. После прорыва воды начинается период эксплуатации обводненных скважин.

Четвертая стадия охватывает период после прорыва воды до полного обводнения месторождения.

В этом приложении рассмотрим методы расчета показателей процесса заводнения на каждой из этих стадий. Для этого требуется произвести предварительные расчеты.

Предварительные расчеты.

1. Объем пор

$$V_{п} = 44,400 A h m = 44,400 \times 3,72 \times 1,5 \times 0,20 = 49\ 250 \text{ м}^3.$$

2. Объем товарной нефти в пластовых условиях на начало закачки воды

$$V_{н} = \frac{V_{п} S_{н \text{ наг}}}{b_{н \text{ наг}}} = \frac{49\ 250 \times 0,75}{1,20} = 30\ 800 \text{ м}^3.$$

3. Коэффициент охвата по площади к моменту прорыва воды  $E_{A \text{ пр}} = 0,717$  (определен по рис. Е.6 при  $M = 0,8$ ).

4. Объем нагнетаемой воды к моменту прорыва

$$W_{\text{наг пр}} = V_{R \text{ п}} E_{A \text{ пр}} (\bar{S}_{в \text{ пр}} - S_{вп}) = 49\ 250 \times 0,717 (0,563 - 0,10) = 16\ 530 \text{ м}^3.$$

а) максимальное значение начальной газонасыщенности, при котором применим метод прогноза,  $S_{г \text{ нач}} = C (S_{н \text{ нач}} - \bar{S}_{н \text{ пр}})$ ;

в) значение  $C$  находим из рис. Е.7 при  $M = 0,8$ ;

$$S_{г \text{ нач}}^* = 1,18 (0,75 - 0,437) = 0,369, \text{ или } 36,9\%;$$

с) так как значение начальной газонасыщенности, равное 15%  $V_{п}$ , меньше значения  $S_{г \text{ нач}}^*$ , метод прогноза приемлем.

5. Объем нагнетаемой воды к моменту начала интерференции  $W_{\text{наг}} = \pi h m S_{г \text{ нач}} r_{е \text{ наг}}$ , где  $r_{е \text{ наг}}$  — половина расстояния между соседними нагнетательными скважинами (200 м),

$$W_{\text{наг}} = \pi \times 1,5 \times 0,20 \times 0,15 (200)^2 = 5800 \text{ м}^3.$$

6. Объем нагнетаемой воды к моменту заполнения

$$W_{\text{наг}} = V_{п} S_{г \text{ наг}} = 49\ 250 \times 0,15 = 7390 \text{ м}^3.$$

7. Коэффициент охвата по площади  $E_{A}$  при объеме нагнетания воды  $W_{\text{наг}}$  перед прорывом воды к эксплуатационным скважинам

$$\frac{W_{\text{наг}}}{V_{п} (\bar{S}_{в \text{ пр}} - S_{вп})} = \frac{W_{\text{наг}}}{49\ 250 (0,563 - 0,10)} = \frac{W_{\text{наг}}}{22\ 800}.$$

8. Внешний радиус нефтяной зоны  $r_{е}$  до наступления интерференции

$$r_{е} = \left( \frac{W_{\text{наг}}}{\pi h m S_{г \text{ наг}}} \right)^{1/2} = \left( \frac{W_{\text{наг}}}{\pi \times 1,5 \times 0,20 \times 0,15} \right)^{1/2} = (7,05 W_{\text{наг}})^{1/2}.$$

9. Внешний радиус фронта нагнетаемой воды перед началом интерференции

$$r = r_{е} \left( \frac{S_{г \text{ наг}}}{S_{в \text{ пр}} - S_{вп}} \right)^{1/2} = r_{е} \left( \frac{0,15}{0,563 - 0,10} \right)^{1/2} = 0,5692 r_{е}.$$

10. Темп закачки воды  $q_{\text{наг в}}$  до проявления интерференции в пропластке проницаемостью 31,5 мД, или 0,0315 мД.

$$q_{\text{наг в}} = 53 \times 10^{-3} h k \Delta p \left( \frac{\mu_{в}}{k_{ов}} \ln \frac{r}{r_{с}} + \frac{\mu_{н}}{k_{он}} \ln \frac{r_{е}}{r} \right)^{-1} = 53 \times 10^{-3} \times 1,5 \times 31,5 \times \\ \times 210,9 \left( \frac{\mu_{в}}{k_{ов}} \ln \frac{r}{r_{с}} + \frac{\mu_{н}}{k_{он}} \ln \frac{r_{е}}{r} \right)^{-1} = 530 \left( \frac{\mu_{в}}{k_{ов}} \ln \frac{r}{r_{с}} + \frac{\mu_{н}}{k_{он}} \ln \frac{r_{е}}{r} \right)^{-1}.$$

11. Темп нагнетания воды, имеющей ту же подвижность, что и пластовая нефть,

$$q_{\text{наг н}} = \frac{26,6 \times 10^{-3} h k k_{он} \Delta p}{\mu_{н} (\ln L/r_{с} - 0,619)} = \frac{26,6 \times 10^{-3} \times 1,5 \times 31,5 \times 1,0 \times 210,9}{1,0 \left( \ln \frac{283}{0,304} - 0,619 \right)} = \\ = 42,75 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

### Показатели процесса заводнения до проявления интерференции

На этой стадии заводнения преобладает радиальная фильтрация. Суммарный объем нагнетаемой воды к моменту проявления интерференции  $W_{\text{наг}}$  и равен объему свободного газа в цилиндрической части пласта с радиусом  $r_{е}$ . Значение  $r_{е}$  равно половине расстояния между соседними нагнетательными скважинами. Из предварительных расчетов находим, что объем нагнетаемой воды к моменту проявления интерференции равен 5800 м<sup>3</sup>.

Темп закачки воды перед проявлением интерференции

$$q_{\text{наг в}} = \frac{53 \cdot 10^{-3} h k \Delta p}{\frac{\mu_{в}}{k_{ов}} \ln \frac{r}{r_{с}} + \frac{\mu_{н}}{k_{он}} \ln \frac{r_{е}}{r}}, \quad (\text{Е.5})$$

где  $r_{е}$  — внешний радиус нефтяной зоны;  $r$  — внешний радиус фронта нагнетаемой воды.

В табл. Е.5 показан пример расчета различных вариантов темпа закачки с начала заводнения и до проявления интерференции. Здесь использованы некоторые уравнения, приведенные в примере предварительного расчета. По табл. Е.5 видим, что интерференция начинает проявляться спустя 75,3 сут после начала закачки воды.

Таблица Е.5

Показатели процесса заводнения до проявления интерференции (заводнение осуществляется по пятиточечной схеме)

| $W_{\text{наг}}$ | $r_{е}^2$ | $r_{е}^{1/2}$ | $r$  | $\frac{\mu_{в}}{k_{ов}} \ln \frac{r}{r_{с}}$ | $\frac{\mu_{н}}{k_{он}} \ln \frac{r_{е}}{r}$ |
|------------------|-----------|---------------|------|--|--|
| 1                | 2         | 3             | 4    | 5  | 6  |
| 79,5             | 277       | 16,6          | 9,4  | 4,2925                                       | 0,5606                                       |
| 795              | 2,750     | 52,5          | 29,8 | 5,7337                                       | 0,5606                                       |
| 1590             | 5,900     | 73,9          | 41,9 | 6,1603                                       | 0,5606                                       |
| 2385             | 8,270     | 90,8          | 51,6 | 6,4210                                       | 0,5606                                       |
| 3180             | 11,000    | 105,0         | 59,6 | 6,6001                                       | 0,5606                                       |
| 3975             | 13,800    | 117,5         | 66,5 | 6,7391                                       | 0,5606                                       |
| 4770             | 16,500    | 128,6         | 73,0 | 6,8505                                       | 0,5606                                       |
| 5565             | 19,200    | 138,6         | 78,8 | 6,9610                                       | 0,5606                                       |
| 5800             | 20,150    | 142,0         | 80,5 | 6,9759                                       | 0,5606                                       |

Продолжение табл. Е.5

| (5)+(6) | $q_{\text{наг в.}}'$<br>м³/сут | $q_{\text{наг в. ср}}$ | $\Delta t = \Delta W_{\text{наг}} / q_{\text{наг в. ср}}$ | $t = \sum(\Delta t)$ ,<br>сут |
|---------|--------------------------------|------------------------|---|-------------------------------|
| 7       | 8                              | 9                      | 10  | 11                            |
| 4,8531  | 109,2                          |                        | 0,73  | 0,73                          |
| 6,2943  | 84,5                           | 97,0                   | 7,38  | 8,11                          |
| 6,7209  | 79,0                           | 81,6                   | 9,73  | 17,84                         |
| 6,9816  | 76,0                           | 77,6                   | 10,25   | 28,09                         |
| 7,1607  | 74,2                           | 75,1                   | 10,58   | 38,67                         |
| 7,2997  | 72,7                           | 73,5                   | 10,82   | 49,49                         |
| 7,4111  | 71,6                           | 72,1                   | 11,01   | 60,50                         |
| 7,5216  | 70,6                           | 71,1                   | 11,18   | 71,68                         |
| 7,5365  | 70,5                           | 70,55                  | 3,58  | 75,26                         |

**Показатели процесса заводнения с момента проявления интерференции до момента конца заполнения газового объема**

В этот период фильтрация является не строго радиальной. Из табл. Е.5 известен темп закачки воды к моменту проявления интерференции. Темп закачки воды в период заполнения можно рассчитать следующим образом.

К моменту заполнения суммарный объем нагнетаемой воды составляет 7390 м³ (см. табл. Е.5). Этот объем определен по формуле

$$W_{\text{наг в.}} = S_{\text{г наг}} V_{\text{п}} \quad (\text{Е.6})$$

В уравнении (Е.6) предполагается, что в период заполнения газонасыщенного объема темп отбора нефти равен нулю или пренебрежимо мал по сравнению с темпом закачки воды.

Коэффициент охвата по площади в период заполнения можно найти из уравнения (Е.7), которое применимо как для периода заполнения, так и после него:

$$E_A = \frac{W_{\text{наг}}}{V_{\text{п}} (\bar{S}_{\text{в пр}} - \bar{S}_{\text{вп}})} \quad (\text{Е.7})$$

Подставляя значение  $W_{\text{наг}}$  в момент заполнения (7390 м³) и другие значения в уравнение (Е.7), находим коэффициент охвата по площади, равный 0,324, или 32,4%. Из рис. Е.5 при значениях  $E_A = 0,324$  и  $M = 0,8$ , коэффициент проводимости  $\gamma$  составляет 0,96. Темп закачки воды в период заполнения и после него

$$q_{\text{наг в.}} = \gamma q_{\text{наг и.}} \quad (\text{Е.8})$$

В этом уравнении под термином  $\gamma$  понимается то же самое, что и  $\gamma$  Коудла и Уитта. Величина  $q_{\text{наг в.}}$  эквивалентна значению темпа закачки жидкости, имеющей ту же самую подвижность, как и пластовая нефть при условии полного насыщения жидкостью пласта.

Для рассматриваемого случая темп закачки в период заполнения

$$q_{\text{наг в.}} = 0,96 \times 44,3 \text{ м}^3/\text{сут} = 42,5 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Интервал времени от начала проявления интерференции до конца заполнения

$$\Delta t = \frac{W_{\text{наг в.}} - W_{\text{наг и.}}}{0,5 (q_{\text{наг в.}} + q_{\text{наг в.}})} = \frac{7400 - 5800}{0,5 (70,4 + 41,1)} = 27,8 \text{ сут}.$$

Таким образом, интервал времени, включая период проявления интерференции, равен  $75,3 + 27,8 = 103,1$  сут.

**Показатели процесса от конца заполнения газового объема до момента прорыва воды**

В табл. Е.6 приведены объемы закачки воды и отбора нефти за период от конца заполнения до прорыва воды. За это время темп отбора нефти в пластовых условиях равен темпу закачки воды. При проведении расчетов, результаты которых приведены в табл. Е.6, учтено это равенство.

Таблица Е.6

**Показатели процесса от момента конца заполнения газового объема до прорыва воды. В качестве примера взято заводнение по пятиточечной схеме**

| $W_{\text{наг}}$ | $E_A$ , доли | $\gamma$ (из рис. Е.5) | $q_{\text{наг в.}}'$ (3) | $q_{\text{наг в. ср}}$ | $\Delta t = \Delta W_{\text{наг}} / q_{\text{наг в. ср}}$ | $t = \sum \Delta t$ , сут | $q_0$ (4) ÷ $B_0$ | $\frac{W_{\text{наг}} - W_{\text{наг в.}}}{(1) - W_{\text{наг в.}}}$ | $N_p$ (9) ÷ $B_0$ , м³ | $N_p$ (10) ÷ геол. зап. пласта (% от геол. зап.) |
|------------------|--------------|------------------------|--------------------------|------------------------|---|---------------------------|-------------------|--|------------------------|--|
| 1                | 2            | 3                      | 4                        | 5                      | 6   | 7                         | 8                 | 9  | 10                     | 11   |
| 7 400            | 0,324        | 0,96                   | 41,2                     |                        |   | 103,1                     | 34,25             | 0  | 0                      | 0  |
| 7 950            | 0,348        | 0,95                   | 40,6                     | 40,90                  | 13,27   | 116,4                     | 33,9              | 542  | 452                    | 1,46   |
| 9 540            | 0,418        | 0,94                   | 40,25                    | 40,43                  | 39,32   | 155,7                     | 33,4              | 2145   | 1775                   | 5,76   |
| 11 130           | 0,487        | 0,94                   | 40,25                    | 40,25                  | 39,53   | 195,2                     | 33,4              | 3620   | 3110                   | 10,06  |
| 12 730           | 0,557        | 0,93                   | 40,00                    | 40,13                  | 39,73   | 234,9                     | 33,1              | 5310   | 4440                   | 14,36  |
| 14 310           | 0,626        | 0,92                   | 39,4                     | 39,7                   | 40,16   | 275,2                     | 32,6              | 6900   | 5740                   | 18,65  |
| 15 900           | 0,696        | 0,92                   | 39,4                     | 39,4                   | 40,39   | 315,6                     | 32,6              | 8490   | 7090                   | 22,95  |
| 16 400           | 0,717        | 0,91                   | 39,0                     | 39,2                   | 12,26   | 327,9                     | 32,3              | 8960   | 7490                   | 24,23  |

Примечание. Расчеты сделаны по уравнениям (Е.7) и (Е.8).

**Показатели процесса разработки пласта после прорыва воды**

После прорыва воды водо-нефтяной фактор рассчитывают, исходя из объемов воды и нефти, фильтрующихся в зоне вытеснения (в соответствии с теорией фронтального вытеснения), и объема нефти, вытесняемой по мере увеличения охвата заводнением по площади. Под объемом нефти, вытесненной из вновь

охваченных зон пласта, понимается объем, вытесняемый из водонасыщенной части непосредственно за стабилизированной зоной ( $S_{в ст. з}$ ).

Прирост добычи нефти за счет вновь охваченных вытеснением зон  $\Delta N_{pu}$  можно определить количественно как произведение прироста коэффициента охвата по площади на объем пор и на разность между водонасыщенностью  $S_{в ст. з}$  и остаточной  $S_{вп}$ :

$$\Delta N_{pu} = \Delta E_A (S_{в ст. з} - S_{вп}) (V_n) \quad (E.9)$$

По соотношению  $\left(\frac{\Delta E_A}{\Delta W_{наг}/W_{наг. п}}\right)$  удобно делать расчеты. После преобразования уравнения (E.9) получим:

$$\Delta N_{pu} = \left(\frac{\Delta E_A}{\Delta W_{наг}/W_{наг. п}}\right) (S_{в ст. з} - S_{вп}) (V_n) \frac{\Delta W_{наг}}{W_{наг. п}} \quad (E.10)$$

Если за величину  $\Delta W_{наг}$  принять 1 м<sup>3</sup> извлеченной продукции (нефти и воды), количество нефти, извлеченной из вновь охваченной вытеснением зоны, составит

$$\Delta N_{pu} = \left(\frac{\Delta E_A}{\Delta W_{наг}/W_{наг. п}}\right) (S_{в ст. з} - S_{вп}) (V_n) \frac{1}{W_{наг пр}} \quad (E.11)$$

Здесь  $W_{наг пр}$  — объем закачанной воды к моменту прорыва. Его величина определяется как произведение объема пор на коэффициент охвата по площади в момент прорыва и на разность между средней водонасыщенностью в охваченной вытеснением зоне и остаточной водонасыщенностью.

$$W_{наг пр} = (V_n) (E_A пр) (S_{в пр} - S_{вп}). \quad (E.12)$$

Подставляя найденное значение  $W_{наг пр}$  в предыдущее уравнение, получим

$$\Delta N_{pu} = \lambda \frac{S_{в ст. з} - S_{вп}}{E_A пр (S_{в пр} - S_{вп})}, \quad (E.13)$$

где

$$\lambda = \frac{\Delta E_A}{\Delta W_{наг}/W_{наг. п}} \quad (E.14)$$

Прирост добычи нефти  $\Delta N_{ps}$  из ранее отмытых зон на 1 м<sup>3</sup> общей добычи составит:

$$\Delta N_{ps} = f_{п2} (1 - \Delta N_{pu}). \quad (E.15)$$

Прирост добычи воды  $\Delta W_{ps}$  из отмытой зоны на 1 м<sup>3</sup> общей добычи составит:

$$\Delta W_{ps} = 1 - (\Delta N_{ps} + \Delta N_{pu}). \quad (E.16)$$

Отсюда текущий водо-нефтяной фактор при пластовом давлении составит:

$$ВНФ_{п} = \frac{1 - (\Delta N_{ps} + \Delta N_{pu})}{\Delta N_{ps} + \Delta N_{pu}}, \quad (E.17)$$

а при атмосферных условиях:

$$ВНФ = ВНФ_{п} b. \quad (E.18)$$

**Закачка воды в пласт, где в начальный момент отсутствует свободный газ**

В табл. Е.7 показан ход расчетов при заводнении по пятиточечной схеме. Расчет начинается с выбора значения  $W_{наг}$  (колонка 1). Разделив показатели колонки (1) на  $W_{наг пр}$  получим значение  $W_{наг}/W_{наг. п}$  (колонка 2). На рис. Е.8

Показатели процесса разработки пласта после прорыва воды. Пример расчета при пятиточечной схеме заводнения

| $W_{наг}$ | $\frac{W_{наг}}{1 + W_{наг. п}}$ | $E_A$ (из рис. Е. 8) | $Q_{наг пр}$ (из табл. Е. 9) | $Q_{наг}$ (4) $\times$ $Q_i$ пр | $(\frac{dS_{в}}{dt})_{S_{в2}}$<br>$1,0 \div (5)$ | $S_{в2}$ (из рис. Е. 2) | $f_{п2}$ (из рис. Е. 1) | $S_{в}$ в заводненной зоне (7) + (5) $\times$ (8) |
|-----------|----------------------------------|----------------------|------------------------------|---------------------------------|--|-------------------------|-------------------------|---|
| 1         | 2                                | 3                    | 4                            | 5                               | 6  | 7                       | 8                       | 9   |
| 16390     | 1,0                              | 0,717                | 1,000                        | 0,463                           | 2,159  | 0,470                   | 0,200                   | 0,563   |
| 19650     | 1,2                              | 0,768                | 1,193                        | 0,552                           | 1,810  | 0,492                   | 0,157                   | 0,579   |
| 22950     | 1,4                              | 0,810                | 1,375                        | 0,636                           | 1,570  | 0,507                   | 0,130                   | 0,590   |
| 26190     | 1,6                              | 0,845                | 1,548                        | 0,717                           | 1,394  | 0,524                   | 0,107                   | 0,601   |
| 29450     | 1,8                              | 0,878                | 1,715                        | 0,794                           | 1,259  | 0,534                   | 0,095                   | 0,610   |
| 32800     | 2,0                              | 0,906                | 1,875                        | 0,869                           | 0,151  | 0,543                   | 0,080                   | 0,613   |
| 40900     | 2,5                              | 0,968                | 2,256                        | 1,046                           | 0,956  | 0,562                   | 0,063                   | 0,628   |
| 49100     | 3,0                              | 1,000                | 2,619                        | 1,214                           | 0,823  | 0,575                   | 0,051                   | 0,637   |
| 65400     | 4,0                              | 1,000                | 3,336                        | 1,545                           | 0,647  | 0,597                   | 0,037                   | 0,653   |
| 81900     | 5,0                              | 1,000                | 4,053                        | 1,877                           | 0,533  | 0,611                   | 0,027                   | 0,660   |
| 98400     | 6,0                              | 1,000                | 4,770                        | 2,208                           | 0,453  | 0,622                   | 0,020                   | 0,664   |
| 129200    | 8,0                              | 1,000                | 6,204                        | 2,872                           | 0,348  | 0,637                   | 0,015                   | 0,676   |
| 163700    | 10,0                             | 1,000                | 7,638                        | 3,536                           | 0,283  | 0,650                   | 0,010                   | 0,683   |
| 245500    | 15,0                             | 1,000                | 11,223                       | 5,199                           | 0,192  | 0,672                   | 0,005                   | 0,697   |

Продолжение табл. Е.7

| $\lambda$ (из рис. Е. 7) | $\Delta N_{pu}$ (из Ур. Е. 13) | $1 - \Delta N_{pu}$<br>$1,0 - (11)$ | $\Delta N_{ps}$ (8) $\times$ (12) | $\Delta N_{pu} + \Delta N_{ps}$<br>$(11) + (13)$ | ВНФ $\left[\frac{1,0 - (14)}{(14)}\right] \div (14)$ | ВНФ (15) $\times$ b | $S_{в} - S_{вп}$<br>$(9) - S_{вп}$ в заводненной зоне. | Нефтеотдача                                      |                       |
|--------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|--|--|---------------------|--|--|-----------------------|
|                          |                                |                                     |                                   |  |  |                     |  | $[(3) \times (17)] - S_{г}$ доли порового объема | $(18) \div S_{г наг}$ |
| 10                       | 11                             | 12                                  | 13                                | 14   | 15   | 16                  | 17   | 18   | 19                    |
| 0,274                    | 0,3046                         | 0,6954                              | 0,1391                            | 0,4437   | 1,25   | 1,50                | 0,463  | 0,1817   | 0,2423                |
| 0,231                    | 0,2567                         | 0,7433                              | 0,1167                            | 0,3734   | 1,68   | 2,01                | 0,479  | 0,2176   | 0,2901                |
| 0,200                    | 0,2223                         | 0,7777                              | 0,1011                            | 0,3234   | 2,11   | 2,53                | 0,490  | 0,2467   | 0,3289                |
| 0,174                    | 0,1934                         | 0,8066                              | 0,0863                            | 0,2797   | 2,42   | 2,90                | 0,501  | 0,2731   | 0,3641                |
| 0,156                    | 0,1734                         | 0,8266                              | 0,0785                            | 0,2519   | 2,97   | 3,56                | 0,510  | 0,2973   | 0,3964                |
| 0,142                    | 0,1578                         | 0,8422                              | 0,0674                            | 0,2252   | 3,44   | 4,13                | 0,513  | 0,3143   | 0,4191                |
| 0,112                    | 0,1245                         | 0,8755                              | 0,0552                            | 0,1797   | 4,57   | 5,48                | 0,528  | 0,3610   | 0,4813                |
| 0,000                    | 0,0000                         | 1,0                                 | 0,0510                            | 0,0510   | 18,61  | 22,3                | 0,536  | 0,3869   | 0,5159                |
| 0,000                    | 0,0000                         | 1,0                                 | 0,0370                            | 0,0370   | 26,03  | 31,2                | 0,553  | 0,4034   | 0,5379                |
| 0,000                    | 0,0000                         | 1,0                                 | 0,0270                            | 0,0270   | 36,0   | 43,2                | 0,560  | 0,4101   | 0,5468                |
| 0,000                    | 0,0000                         | 1,0                                 | 0,0200                            | 0,0200   | 49,0   | 58,8                | 0,564  | 0,4139   | 0,5519                |
| 0,000                    | 0,0000                         | 1,0                                 | 0,0150                            | 0,0150   | 65,7   | 78,8                | 0,576  | 0,4264   | 0,5685                |
| 0,000                    | 0,0000                         | 1,0                                 | 0,0100                            | 0,0100   | 99,0   | 118,8               | 0,583  | 0,4329   | 0,5772                |
| 0,000                    | 0,0000                         | 1,0                                 | 0,0050                            | 0,0050   | 199,0  | 238,8               | 0,597  | 0,4468   | 0,5957                |



| (19) × количе-<br>ство нефти<br>в пласт. усл. м³ | Ков при S <sub>B</sub> | M по (Е.4) | γ (из рис. Е.5) | q <sub>B</sub> (23) × Q <sub>наг пр</sub> | q <sub>B</sub> | ΔW <sub>наг</sub> | Δl (26) ÷ (25) | l = ΣΔl, сут. | q <sub>0</sub> (14) × (24) ÷ b |
|--|------------------------|------------|-----------------|---|----------------|-------------------|----------------|---------------|--------------------------------|
| 20   | 21                     | 22         | 23              | 24  | 25             | 26                | 27             | 28            | 29                             |
| 7480   | 0,400                  | 0,800      | 0,91            | 39,0                                      |                |                   |                | 3279          | 90,7                           |
| 8950   | 0,430                  | 0,860      | 0,94            | 40,3                                      | 39,6           | 3 270             | 82,7           | 410,6         | 78,6                           |
| 10130  | 0,450                  | 0,900      | 0,96            | 41,1                                      | 40,7           | 3 271             | 80,6           | 491,2         | 69,6                           |
| 11240  | 0,480                  | 0,960      | 0,98            | 41,8                                      | 41,4           | 3 270             | 79,0           | 570,0         | 61,5                           |
| 11890  | 0,500                  | 1,000      | 1,00            | 42,8                                      | 42,3           | 3 271             | 77,3           | 647,3         | 56,5                           |
| 12910  | 0,510                  | 1,020      | 1,02            | 43,6                                      | 43,2           | 3 270             | 75,9           | 723,2         | 51,5                           |
| 14850  | 0,542                  | 1,084      | 1,08            | 45,7                                      | 44,7           | 8 200             | 183,0          | 906,2         | 43,1                           |
| 15910  | 0,560                  | 1,120      | 1,12            | 47,7                                      | 46,7           | 16 360            | 349,0          | 1255,2        | 12,8                           |
| 16600  | 0,600                  | 1,200      | 1,20            | 51,3                                      | 49,5           | 16 360            | 330,0          | 1585,0        | 9,9                            |
| 16860  | 0,625                  | 1,250      | 1,25            | 53,5                                      | 52,4           | 16 360            | 312,0          | 1897,0        | 7,6                            |
| 17050  | 0,635                  | 1,270      | 1,27            | 53,9                                      | 53,7           | 16 360            | 305,0          | 2202,0        | 5,7                            |
| 17550  | 0,670                  | 1,340      | 1,34            | 57,3                                      | 55,6           | 32 720            | 587,0          | 2789,0        | 4,5                            |
| 17800  | 0,690                  | 1,380      | 1,38            | 59,0                                      | 58,2           | 32 720            | 563,0          | 3352,0        | 3,1                            |
| 18400  | 0,720                  | 1,440      | 1,44            | 60,3                                      | 59,6           | 82 000            | 1360,0         | 4712,0        | 1,6                            |

графически дано значение E<sub>A пр</sub> при соотношении W<sub>наг</sub>/W<sub>наг пр</sub> = 1. Прямая линия (штриховая на рис. Е.8) проведена из этой точки параллельно другим прямым.

При коэффициентах охвата по площади менее 1 (100%) значение Q<sub>наг</sub>/Q<sub>наг пр</sub> для данного значения E<sub>A пр</sub> и значения W<sub>наг</sub>/W<sub>наг пр</sub> (колонка 2), а в необходимых случаях прибегают к интерполяции.

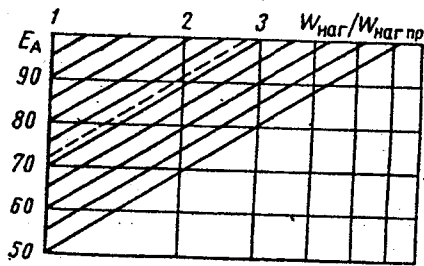


Рис. Е.8. Влияние объема нагнетаемой жидкости на рост охвата по площади после прорыва воды

Значения, приведенные в табл. Е.8, взяты из соотношения W<sub>наг</sub>/W<sub>наг пр</sub>.

$$Q_{наг пр} / W_{наг пр} = \int_1^{E_{A пр}} \frac{1}{E_A} \times d(W_{наг} / W_{наг пр})$$

При любых условиях, когда значение E<sub>A</sub> (колонка 3) равно 1, приращение Q<sub>наг</sub>/Q<sub>наг пр</sub> (колонка 4) равно приращению W<sub>наг</sub>/W<sub>наг пр</sub> умноженному на E<sub>A пр</sub>.

Отношение Q<sub>наг</sub>/Q<sub>наг пр</sub> (колонка 4) берется из табл. Е.8 при данных E<sub>A пр</sub> и W<sub>наг</sub>/W<sub>наг пр</sub> (колонка 2), если необходима интерполяция. Значение отношения Q<sub>наг</sub>/Q<sub>наг пр</sub> отличается от значения W<sub>наг</sub>/W<sub>наг пр</sub>, так как Q<sub>наг</sub> растет во времени по мере увеличения площади охвата и зависит от объема пор, находящихся в контакте с водой.

Значение Q<sub>наг пр</sub> — объем нагнетаемой воды к моменту ее прорыва, выраженный в долях порового объема заводненной части. Его величина определяется

Значения Q<sub>наг</sub>/Q<sub>наг пр</sub> для различных величин коэффициента охвата по площади к моменту прорыва воды

| W <sub>наг</sub> /W <sub>наг пр</sub> | E <sub>A пр</sub> % |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|---------------------------------------|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                                       | 50                  | 51    | 52    | 53    | 54    | 55    | 56    | 57    | 58    | 59    |
| 1,0                                   | 1,000               | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 1,2                                   | 1,190               | 1,191 | 1,191 | 1,191 | 1,191 | 1,191 | 1,191 | 1,191 | 1,191 | 1,192 |
| 1,4                                   | 1,365               | 1,366 | 1,366 | 1,367 | 1,368 | 1,368 | 1,368 | 1,369 | 1,369 | 1,370 |
| 1,6                                   | 1,529               | 1,530 | 1,531 | 1,532 | 1,533 | 1,535 | 1,536 | 1,536 | 1,537 | 1,538 |
| 1,8                                   | 1,684               | 1,686 | 1,688 | 1,689 | 1,691 | 1,693 | 1,694 | 1,696 | 1,697 | 1,699 |
| 2,0                                   | 1,832               | 1,834 | 1,837 | 1,839 | 1,842 | 1,844 | 1,846 | 1,849 | 1,851 | 1,853 |
| 2,2                                   | 1,974               | 1,977 | 1,981 | 1,984 | 1,987 | 1,990 | 1,993 | 1,996 | 1,999 | 2,001 |
| 2,4                                   | 2,111               | 2,115 | 2,119 | 2,124 | 2,127 | 2,131 | 2,135 | 2,139 | 2,142 | 2,146 |
| 2,6                                   | 2,244               | 2,249 | 2,254 | 2,259 | 2,264 | 2,268 | 2,273 | 2,277 | 2,282 | 2,286 |
| 2,8                                   | 2,373               | 2,379 | 2,385 | 2,391 | 2,397 | 2,402 | 2,407 | 2,413 | 2,418 | 2,422 |
| 3,0                                   | 2,500               | 2,507 | 2,513 | 2,520 | 2,526 | 2,533 | 2,539 | 2,545 | 2,551 | 2,556 |
| 3,2                                   | 2,623               | 2,621 | 2,639 | 2,646 | 2,653 | 2,660 | 2,667 | 2,674 | 2,681 | 2,687 |
| 3,4                                   | 2,744               | 2,752 | 2,761 | 2,770 | 2,778 | 2,786 | 2,793 | 2,801 | 2,808 | 2,816 |
| 3,6                                   | 2,862               | 2,872 | 2,881 | 2,891 | 2,900 | 2,909 | 2,917 | 2,926 | 2,934 | 2,942 |
| 3,8                                   | 2,978               | 2,989 | 3,000 | 3,010 | 3,020 | 3,030 | 3,039 | 3,048 | 3,057 | 3,066 |
| 4,0                                   | 3,098               | 3,105 | 3,116 | 3,127 | 3,138 | 3,149 | 3,159 | 3,169 | 3,179 | 3,189 |
| 4,2                                   | 3,205               | 3,218 | 3,231 | 3,243 | 3,254 | 3,266 | 3,277 | 3,288 | 3,299 | 3,309 |
| 4,4                                   | 3,316               | 3,330 | 3,343 | 3,357 | 3,369 | 3,382 | 3,394 | 3,406 | 3,417 | 3,428 |
| 4,6                                   | 3,426               | 3,441 | 3,455 | 3,469 | 3,483 | 3,496 | 3,509 | 3,521 | 3,534 | 3,546 |
| 4,8                                   | 3,534               | 3,550 | 3,565 | 3,580 | 3,594 | 3,609 | 3,622 | 3,636 | 3,649 |       |
| 5,0                                   | 3,641               | 3,657 | 3,674 | 3,689 | 3,705 | 3,720 | 3,735 |       |       |       |
| 5,2                                   | 3,746               | 3,764 | 3,781 | 3,798 | 3,814 | 3,830 |       |       |       |       |
| 5,4                                   | 3,851               | 3,869 | 3,887 | 3,905 | 3,922 |       |       |       |       |       |
| 5,6                                   | 3,954               | 3,973 | 3,993 | 4,011 |       |       |       |       |       |       |
| 5,8                                   | 4,056               | 4,077 | 4,097 |       |       |       |       |       |       |       |
| 6,0                                   | 4,157               | 4,179 |       |       |       |       |       |       |       |       |
| 6,2                                   | 4,257               |       |       |       |       |       |       |       |       |       |

Значения W<sub>наг</sub>/W<sub>наг пр</sub> при которых E<sub>A</sub> = 100%

|       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 6,164 | 5,944 | 5,732 | 5,527 | 5,330 | 5,139 | 4,956 | 4,779 | 4,608 | 4,443 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|

| W <sub>наг</sub> /W <sub>наг пр</sub> | E <sub>пр</sub> % |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|---------------------------------------|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                                       | 60                | 61    | 62    | 63    | 64    | 65    | 66    | 67    | 68    | 69    |
| 1,0                                   | 1,000             | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 1,2                                   | 1,192             | 1,192 | 1,192 | 1,192 | 1,192 | 1,192 | 1,193 | 1,193 | 1,193 | 1,193 |
| 1,4                                   | 1,371             | 1,371 | 1,371 | 1,372 | 1,372 | 1,373 | 1,373 | 1,373 | 1,374 | 1,374 |
| 1,6                                   | 1,539             | 1,540 | 1,541 | 1,542 | 1,543 | 1,543 | 1,544 | 1,545 | 1,546 | 1,546 |
| 1,8                                   | 1,700             | 1,702 | 1,703 | 1,704 | 1,706 | 1,707 | 1,708 | 1,709 | 1,710 | 1,711 |
| 2,0                                   | 1,855             | 1,857 | 1,859 | 1,861 | 1,862 | 1,864 | 1,866 | 1,868 | 1,869 | 1,871 |
| 2,2                                   | 2,004             | 2,007 | 2,009 | 2,012 | 2,014 | 2,016 | 2,019 | 2,021 | 2,023 | 2,025 |
| 2,4                                   | 2,149             | 2,152 | 2,155 | 2,158 | 2,161 | 2,164 | 2,167 | 2,170 | 2,173 | 2,175 |
| 2,6                                   | 2,290             | 2,294 | 2,298 | 2,301 | 2,305 | 2,308 | 2,312 | 2,315 | 2,319 | 2,322 |
| 2,8                                   | 2,427             | 2,432 | 2,436 | 2,441 | 2,445 | 2,449 | 2,453 | 2,457 | 2,461 | 2,465 |
| 3,0                                   | 2,562             | 2,567 | 2,572 | 2,577 | 2,582 | 2,587 | 2,592 | 2,597 | 2,601 | 2,606 |
| 3,2                                   | 2,693             | 2,700 | 2,705 | 2,711 | 2,717 | 2,723 | 2,728 | 2,733 | 2,738 | 2,744 |
| 3,4                                   | 2,823             | 2,830 | 2,836 | 2,843 | 2,849 | 2,855 | 2,862 | 2,867 | 2,873 |       |
| 3,6                                   | 2,950             | 2,957 | 2,965 | 2,972 | 2,979 | 2,986 | 2,993 |       |       |       |

| $W_{\text{нар}}/W_{\text{нар пр}}$ | $E_{A\text{пр}}, \%$ |       |       |       |       |    |    |    |    |    |
|------------------------------------|----------------------|-------|-------|-------|-------|----|----|----|----|----|
|                                    | 60                   | 61    | 62    | 63    | 64    | 65 | 66 | 67 | 68 | 69 |
| 3,8                                | 3,075                | 3,083 | 3,091 | 3,099 | 3,107 |    |    |    |    |    |
| 4,0                                | 3,198                | 3,207 | 3,216 | 3,225 |       |    |    |    |    |    |
| 4,2                                | 3,319                | 3,329 |       |       |       |    |    |    |    |    |
| 4,4                                | 3,439                |       |       |       |       |    |    |    |    |    |

Значения  $W_{\text{нар}}/W_{\text{нар пр}}$ , при которых  $E_A = 100\%$ 

|       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 4,285 | 4,132 | 3,984 | 3,842 | 3,704 | 3,572 | 3,444 | 3,321 | 3,203 | 3,088 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|

| $W_{\text{нар}}/W_{\text{нар пр}}$ | $E_{\text{пр}}, \%$ |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|------------------------------------|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                                    | 70                  | 71    | 72    | 73    | 74    | 75    | 76    | 77    | 78    | 79    |
| 1,0                                | 1,000               | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 1,2                                | 1,193               | 1,193 | 1,193 | 1,193 | 1,193 | 1,193 | 1,193 | 1,194 | 1,194 | 1,194 |
| 1,4                                | 1,374               | 1,375 | 1,375 | 1,375 | 1,376 | 1,376 | 1,376 | 1,377 | 1,377 | 1,377 |
| 1,6                                | 1,547               | 1,548 | 1,548 | 1,549 | 1,550 | 1,550 | 1,551 | 1,551 | 1,552 | 1,552 |
| 1,8                                | 1,713               | 1,714 | 1,715 | 1,716 | 1,717 | 1,718 | 1,719 | 1,720 | 1,720 | 1,721 |
| 2,0                                | 1,872               | 1,874 | 1,875 | 1,877 | 1,878 | 1,880 | 1,881 | 1,882 | 1,884 | 1,885 |
| 2,2                                | 2,027               | 2,029 | 2,031 | 2,033 | 2,035 | 2,037 | 2,039 | 2,040 | 2,042 | 2,044 |
| 2,4                                | 2,178               | 2,180 | 2,183 | 2,185 | 2,188 | 2,190 | 2,192 | 2,195 | 2,197 |       |
| 2,6                                | 2,325               | 2,328 | 2,331 | 2,334 | 2,337 | 2,340 |       |       |       |       |
| 2,8                                | 2,469               | 2,473 | 2,476 | 2,480 |       |       |       |       |       |       |
| 3,0                                | 2,610               | 2,614 |       |       |       |       |       |       |       |       |

Значения  $W_{\text{нар}}/W_{\text{нар пр}}$ , при которых  $E_A = 100\%$ 

|       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2,978 | 2,872 | 2,769 | 2,670 | 2,575 | 2,483 | 2,394 | 2,309 | 2,226 | 2,147 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|

| $W_{\text{нар}}/W_{\text{нар пр}}$ | $E_{A\text{пр}}, \%$ |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|------------------------------------|----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                                    | 80                   | 81    | 82    | 83    | 84    | 85    | 86    | 87    | 88    | 89    |
| 1,0                                | 1,000                | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 1,2                                | 1,194                | 1,194 | 1,194 | 1,194 | 1,194 | 1,194 | 1,194 | 1,194 | 1,194 | 1,194 |
| 1,4                                | 1,377                | 1,378 | 1,378 | 1,378 | 1,378 | 1,379 | 1,379 | 1,379 | 1,379 | 1,379 |
| 1,6                                | 1,553                | 1,553 | 1,554 | 1,555 | 1,555 | 1,555 | 1,556 | 1,556 | 1,557 | 1,557 |
| 1,8                                | 1,722                | 1,723 | 1,724 | 1,725 | 1,725 | 1,726 | 1,727 | 1,728 |       |       |
| 2,0                                | 1,886                | 1,887 | 1,888 | 1,890 |       |       |       |       |       |       |
| 2,2                                | 2,045                |       |       |       |       |       |       |       |       |       |

Значения  $W_{\text{нар}}/W_{\text{нар пр}}$ , при которых  $E_A = 100\%$ 

|       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2,070 | 1,996 | 1,925 | 1,856 | 1,790 | 1,726 | 1,664 | 1,605 | 1,547 | 1,492 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|

| $W_{\text{нар}}/W_{\text{нар пр}}$ | $E_{A\text{пр}}, \%$ |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|------------------------------------|----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                                    | 90                   | 91    | 92    | 93    | 94    | 95    | 96    | 97    | 98    | 99    |
| 1,0                                | 1,000                | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 1,2                                | 1,194                | 1,195 | 1,195 | 1,195 | 1,195 | 1,195 | 1,195 | 1,195 | 1,195 | 1,195 |
| 1,4                                | 1,380                | 1,380 | 1,380 | 1,381 |       |       |       |       |       |       |
| 1,6                                | 1,558                |       |       |       |       |       |       |       |       |       |

Значения  $W_{\text{нар}}/W_{\text{нар пр}}$ , при которых  $E_A = 100\%$ 

|       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1,439 | 1,387 | 1,338 | 1,290 | 1,244 | 1,199 | 1,157 | 1,075 | 1,037 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|

как разность средней водонасыщенности в заводненной зоне к моменту прорыва воды  $\bar{S}_v$  пр и остаточной водонасыщенности  $S_{\text{р}}$ .

Суммарный объем пагнетаемой воды в пластовых условиях (колонка 5) получают умножением показателей в колонке 4 на  $Q_{\text{нар пр}}$ ,  $df_{\text{в}}/dS_{\text{в}} S_{\text{в}2}$  (колонка 6) — обратная величина значений колонки (5) — см. уравнение (Е.2).  $S_{\text{в}2}$  — водонасыщенность в эксплуатационных скважинах (колонка 7), определяемая по кривой зависимости  $df_{\text{в}}/dS_{\text{в}}$  от  $S_{\text{в}}$  (рис. Е.2). На этой кривой значение водонасыщенности  $df_{\text{в}}/dS_{\text{в}}$  соответствует значению, приведенному в колонке 6.

$f_{\text{н}2}$  — доля нефти в фильтрационном потоке флюида в заводненной зоне (колонка 8), равная 1 минус значение  $f_{\text{в}}$ , соответствующее насыщенности  $S_{\text{в}2}$ . Значение  $f_{\text{в}}$  находим по кривой рис. Е.1.

Величины в колонке 9 — значение средней водонасыщенности в заводненной зоне — находим из уравнения Е.3).

Величину  $\lambda$  (колонка 10) находим из рис. Е.9 в зависимости от значения  $W_{\text{нар}}/W_{\text{нар пр}}$ . Когда значение  $E_A$  (колонка 3) равно единице, значение  $\lambda$  равно нулю.

Прирост добычи нефти  $\Delta N_{\text{пр}}$  (колонка 11) из вновь охватываемой закачиваемой водой зоны на каждый 1 м<sup>3</sup> извлеченной жидкости рассчитывается по уравнению (Е.13).

Величины в колонке 12 определялись как значения 1 минус значения из колонки 11. Дополнительный объем добычи нефти  $\Delta N_{\text{р}2}$  (колонка 13) из заводненной зоны, приходящийся на 1 м<sup>3</sup> извлеченной жидкости, рассчитывается по уравнению (Е.15) путем перемножения значений колонок 8 и 12.

Текущий водо-нефтяной фактор в м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> при пластовом давлении (колонка 15) определяется из уравнения (Е.17) как частное от деления значения 1 минус значения колонки 14 на значение колонки 14.

Текущий водо-нефтяной фактор в м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> при атмосферном давлении (колонка 18) определяется по уравнению (Е.18) умножением значения колонки 15 на пластовый объемный фактор  $e$ .

Значение колонки 17 представляет разность значений средней водонасыщенности в заводненной зоне (колонка 9) и остаточной водонасыщенности.

Коэффициент нефтеотдачи для всего элемента при пятиточечной схеме (колонка 18), выраженный в долях общего объема пор, находится умножением значения колонки 3 на значение колонки 17.

Коэффициент нефтеотдачи для всего рассматриваемого элемента пятиточечной схемы (колонка 19), выраженный в долях объема первоначальных запасов резервуарной нефти, приведенным к нормальным условиям, находится делением значений колонки 18 на начальную нефтенасыщенность.

Количество извлеченной нефти в м<sup>3</sup> на рассматриваемом элементе пятиточечной схемы (колонка 20) находится умножением объема начальных запасов в элементе нефти, приведенного к нормальным условиям, на значение колонки 19

Значение колонки 21 представляет собой относительную проницаемость для воды при средней водонасыщенности (колонка 9). Используя это значение относительной проницаемости для воды, определяем коэффициент подвижности по уравнению Е.4 — колонка 22. Как указывалось в главе IV, коэффициент подвижности остается постоянным до момента прорыва, однако он возрастает после прорыва по мере увеличения средней водонасыщенности в зоне вытеснения.

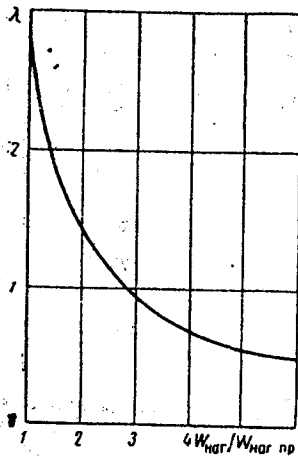


Рис. Е.9. Кривая для определения коэффициента  $\lambda$ , используемого для прогнозирования заводнения по пятиточечной схеме

мируя эти приращения времени, получим суммарное истекшее время (колонка 28). В колонке 29 приведен дебит эксплуатационной скважины по чистой нефти, который равен объему закачиваемой воды, умноженному на  $1/V(1 + WНФ)$ , или значению колонки 14, умноженному на значение колонки 24, а затем разделенному на В.

### Закачка воды в пласт при наличии свободного газа в начале заводнения

Приведенный метод расчета может быть пригоден с некоторой модификацией для случаев, в которых начальная газонасыщенность свободного газа ниже максимального значения. Если заполнение пласта жидкостью произошло в период или до стадии заводнения, на которой фронт нагнетаемой воды в пласте, разрабатываемом по пятиточечной схеме, начинает образовывать языки обводнения, то зависимости между коэффициентом охвата по площади, водо-нефтяным фактором и объемом нагнетаемой воды будут при наличии начального свободного газа такими же, как и в случае начального заполнения пласта жидкостью.

Максимальная газонасыщенность, при которой это может произойти, зависит от коэффициента подвижности и разности между начальным значением средней нефтенасыщенности и средним значением нефтенасыщенности в заводненной зоне в момент прорыва воды при условии отсутствия свободного газа. Это максимальное значение начальной газонасыщенности  $S_{г\text{нач}}^*$  определяется следующим образом:

$$S_{г\text{нач}}^* = C(\bar{S}_{н\text{нач}} - \bar{S}_{н\text{пр}}), \quad (\text{Е.19})$$

где  $C$  — экспериментально определяемая функция коэффициента подвижности (ее значение определяется по кривой на рис. Е.7).

Если действительная начальная газонасыщенность выше расчетного максимального уровня, этот метод расчета дает завышенные, по сравнению с реально ожидаемыми, значения водо-нефтяного фактора и нефтеотдачи при любых объемах нагнетаемой воды.

Первый шаг в расчетах заключается в определении из уравнения (Е.19) и рис. Е.7 максимального значения начальной газонасыщенности, для которой пригодны прогнозные расчетные объемы закачиваемой воды. Это делается для оценки реальных или заниженных расчетных результатов.

Значение  $S_{г\text{нач}}^*$  определяется по расчету и равно 36,9% порового объема (для приведенного случая). Таким образом, в приведенном примере расчета начальная газонасыщенность 15% является приемлемой.

Расчет проводится в той же последовательности (шаг за шагом), что и для заводнения при наличии начальной газонасыщенности и без нее.

Влияние начальной газонасыщенности для системы, в которой отсутствуют газовые ловушки в пласте, выражается в снижении нефтеотдачи в каждый момент на объем воды, нагнетаемой для заполнения пласта.

На рис. Е.10 показана расчетная зависимость водо-нефтяного фактора от нефтеотдачи для одиночного пропластка. Резкий рост текущего водо-нефтяного фактора при извлечении около 49% запасов соответствует точке, когда коэффициент охвата по площади достигает 100%.

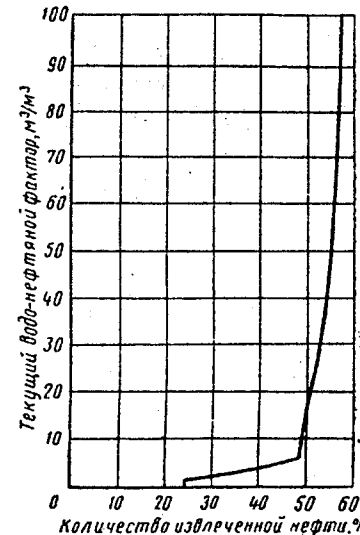


Рис. Е.10. Зависимость расчетного значения водо-нефтяного фактора от количества извлеченной нефти, в % от общих запасов нефти на начало заводнения одного пласта по пятиточечной схеме

### Показатели разработки остальных пропластков

Для расчета показателей по другим пропласткам, которые могут различаться по мощности, пористости и проницаемости, применяется следующий ход рассуждений.

Если индекс 1 обозначает первый пропласток, а индекс  $n$  —  $n$ -ый пропласток, то

$$t_n = t_1 \frac{k_1}{k_n} \cdot \frac{m_n}{m_1}, \quad (\text{Е.20})$$

где  $t_n$  — время, необходимое для нагнетания того же самого объема воды в пластовых условиях в  $n$ -ый пропласток. В этот момент времени темп отбора нефти  $q_{он}$  из  $n$ -го пропластка находится следующим образом:

$$q_{нn} = q_{н1} \frac{k_n}{k_1} \cdot \frac{h_n}{h_1}. \quad (\text{Е.21})$$

Темп закачки воды

$$q_{наг\text{ в }n} = q_{наг\text{ в нач}} \frac{k_n h_n}{k_1 h_1}. \quad (\text{Е.22})$$

Коэффициент охвата по площади, нефтеотдача и водо-нефтяной фактор зависят только от суммарного объема нагнетаемой воды, выраженного в долях порового объема.

Для получения суммарных показателей производят расчеты заданных моментов времени по каждому пропластку темпов отбора нефти и закачки воды, а также нефтеотдачи. После этого темпы отбора нефти и закачки воды, а также объемы извлекаемой нефти суммируются. По данным темпов отбора нефти и закачки воды определяется суммарное значение водо-нефтяного фактора.

На рис. Е.11 приведены расчетные суммарные темпы отбора нефти и закачки воды в зависимости от времени при заводнении многослойного пласта, а соответствующий суммарный водо-нефтяной фактор в зависимости от нефтеотдачи показан на рис. Е.12.

Из рис. Е.12 видно, что коэффициент нефтеотдачи за счет заводнения при водо-нефтяном факторе, равном 49 (содержание воды 98%), составит около 55% от остаточных запасов нефти на начало процесса заводнения.

Эта нефтеотдача составляет:

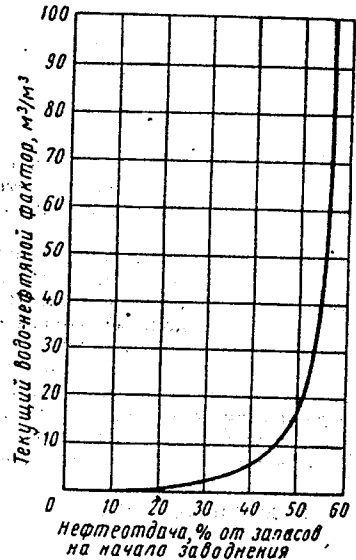
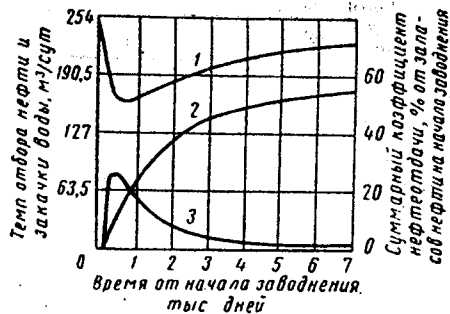


Рис. Е.11. Расчетные данные по заводнению для многослойного пласта при заводнении по пятиточечной схеме

1 — темп закачки воды в м³/сут; 2 — общее количество извлеченной нефти в % от общих запасов нефти на начало заводнения; 3 — темп отбора нефти в м³/сут

Рис. Е.12. Зависимость расчетного значения водо-нефтяного фактора от нефтеотдачи при заводнении по пятиточечной схеме многослойной залежи.

$55 (1,0 - \text{коэффициент нефтеотдачи за счет первичной разработки}) = 55 (1 - 0,10) = 49,5\%$  от первоначальных геологических запасов.

Такое значение коэффициента нефтеотдачи несколько выше расчетной величины, равной 47,0% и полученной для значения конечной приведенной нефтеотдачи в разделе Е.3. Оно также выше значения 33,6%, полученного по методу Дикстра—Парсонса.

## Е.6. ХАРАКТЕРИСТИКИ ОТДЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

В этом приложении не делается попытки описать метод расчета показателей отдельных скважин при заводнении произвольно разбросанных по площади нагнетательных скважин. Этот вид расчетов требует составления программы для ЭВМ. Если учесть, что объем такой работы может превысить в несколько раз объем данной монографии, то вполне очевидно невозможность рассмотрения примера такого расчета в данной книге.

## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- $2\sigma$  — расстояние между скважинами в ряду,
- $A$  — площадь в м<sup>2</sup>,
- $B$  — коэффициент объемного расширения нефти; объем в пластовых условиях, деленный на объем в стандартных условиях, безразмерный,
- $C$  — постоянная,
- $L$  — расстояние между соседними рядами скважин,
- $E_A$  — коэффициент охвата по площади на модели пласта; площадь отмытой части, деленная на общую площадь нефтеносности, доли единицы,
- $E_D$  — микроскопический коэффициент вытеснения нефти; объем вытесненной нефти, деленный на общий объем нефти, доли единицы,
- $E_I$  — коэффициент вторжения или охвата по мощности; часть разреза пласта по вертикали, вступившая в контакт с закачиваемой жидкостью,
- $E_p$  — коэффициент охвата по площади элемента, площадь отмытой части элемента, деленная на всю площадь элемента системы, доли единицы,
- $E_R$  — коэффициент нефтеотдачи; доля извлеченной нефти по отношению к общим геологическим запасам,
- $E_V$  — коэффициент охвата по объему; доля от общего объема пласта, находящегося в контакте с закачиваемой жидкостью,
- $f_{с уг}$  — доля жидкости, добытая угловой скважиной,
- $f_{с бо}$  — доля жидкости, добытая боковой скважиной,
- $f_n$  — доля нефти в общем объеме потока,
- $f_v$  — доля воды в общем объеме потока,
- $F$  — функция,
- $ВНФ$  — водо-нефтяной фактор в добываемой жидкости в данный момент,
- $g$  — ускорение силы тяжести в см/с<sup>2</sup>,
- $h$  — мощность пласта в м,
- $q_{наг}$  — расход нагнетаемой жидкости в м³/сут,
- $q_{наг п}$  — расход нагнетаемой жидкости, имеющей ту же подвижность, что и пластовая нефть,
- $q_{наг в}$  — расход закачиваемой воды в м³/сут,
- $I$  — коэффициент приемистости в м³/сут (кгс/см<sup>2</sup>),
- $\bar{I}(S_W)$  — безразмерное капиллярное давление, введено Левереттом (см. главу II),
- $k$  — абсолютная проницаемость в мД,
- $\bar{k}$  — средняя проницаемость в мД,
- $k_r$  — эффективная проницаемость для газа в мД,
- $k_{эн}$  — эффективная проницаемость для нефти в мД,
- $k_{ог}$  — относительная проницаемость для газа в долях единицы,
- $k_{он}$  — относительная проницаемость для нефти в долях единицы,
- $k_{ов}$  — относительная проницаемость для воды в долях единицы,
- $k_{эв}$  — эффективная проницаемость для воды в мД,
- $k_{с}^1$  — проницаемость при 84,1% кумулятивной кривой для образца (см. главу VI),

$L$  — мна  
 $M$  — коэффициент подвижности; подвижность вытесняющей жидкости, деленная на подвижность нефти, безразмерный параметр,  
 $n$  — число образцов,  
 $N$  — начальные геологические запасы в м<sup>3</sup>,  
 $N_p$  — суммарный объем добытой нефти в м<sup>3</sup>,  
 $\Delta N_p$  — прирост объема добытой нефти в м<sup>3</sup>,  
 $p$  — давление в кгс/см<sup>2</sup>,  
 $p_l$  — давление в момент ликвидации скважины в кгс/см<sup>2</sup>,  
 $p_{нас}$  — давление насыщения в кгс/см<sup>2</sup>,  
 $p_e$  — давление на внешнем контуре в кгс/см<sup>2</sup>,  
 $p_f$  — давление на границе раздела в кгс/см<sup>2</sup>,  
 $p_g$  — давление в газовой фазе в кгс/см<sup>2</sup>,  
 $p_{нач}$  — начальное давление в кгс/см<sup>2</sup>,  
 $p_{с\ наг}$  — забойное давление в нагнетательной скважине в кгс/см<sup>2</sup>,  
 $p_n$  — давление в нефтяной фазе в кгс/см<sup>2</sup>,  
 $p_z$  — забойное давление эксплуатационной скважины в кгс/см<sup>2</sup>,  
 $p_{ср}$  — среднее пластовое давление в кгс/см<sup>2</sup>,  
 $p_w$  — забойное давление в водной фазе в кгс/см<sup>2</sup>,  
 $p_c$  — капиллярное давление, равное  $(p_n - p_w)$ , в кгс/см<sup>2</sup>,  
 $q$  — приток в см<sup>3</sup>/с, или дебит в м<sup>3</sup>/сут.,  
 $q_n$  — дебит нефти в м<sup>3</sup>/сут.,  
 $q_w$  — дебит воды в м<sup>3</sup>/сут.,  
 $Q_{наг}$  — объем пор, занятый закачанной жидкостью, выраженный в поровых объемах,  
 $r_e$  — радиус внешнего контура в м,  
 $r_c$  — радиус скважины в м,  
 $R$  — отношение дебита угловой скважины к дебиту боковой скважины (обращенная девятиточечная схема, см. табл. V.12),  
 $R_s$  — газовый фактор в м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>,  
 $S_d$  — насыщение вытесняющей фазы в долях от объема пор,  
 $\bar{S}_{вт}$  — среднее насыщение вытесняющей фазы в долях от объема пор,  
 $S_g$  — газонасыщенность в долях от объема пор,  
 $S_g^*$  — газонасыщенность, в опытно-промышленном заводнении, равная  $1/4(1 - S_{вс} - S_{на})$ ,  
 $S_{г\ нач}$  — начальная газонасыщенность в долях объема пор,  
 $S_{гз}$  — газонасыщенность уловленного газа в долях от объема пор,  
 $S_n$  — нефтенасыщенность в долях объема пор,  
 $S_{n\ нач}$  — первоначальная нефтенасыщенность в долях от объема пор,  
 $S_{n\ o}$  — остаточная нефтенасыщенность в долях от объема пор,  
 $S_w$  — водонасыщенность в долях от объема пор,  
 $\bar{S}$  — средняя водонасыщенность в долях от объема пор,  
 $S_{вп}$  — насыщенность погребенной воды в долях от объема пор,  
 $S_{в\ нач}$  — начальная водонасыщенность в долях от объема пор,  
 $t$  — время в сут.,  
 $u$  — скорость по закону Дарси (расход на единицу площади) в см/с, т. е. а/А,  
 $V$  — коэффициент вариации проницаемости, безразмерный,  
 $V_{ввт}$  — вытесняемый объем, равный суммарному объему закачанной жидкости в долях от произведения объема порового пространства на коэффициент вытеснения при заводнении,  
 $V_n$  — объем пор в м<sup>3</sup>,  
 $W$  — объем воды в м<sup>3</sup>,  
 $W_{наг}$  — суммарный объем закачанной воды в м<sup>3</sup>,  
 $\Delta W_{наг}$  — прирост объема закачанной воды в м<sup>3</sup>,  
 $\Delta W_{доб}$  — прирост объема добытой воды в м<sup>3</sup>,  
 $x$  — координата по горизонтали,  
 $y$  — координата по вертикали,  
 $\alpha_n$  — угол падения пласта в град,

$\theta_c$  — угол смачивания, град,  
 $\gamma$  — коэффициент проводимости, отношение приемистости воды при любом виде площадного заводнения к приемистости пластовой нефти,  
 $\lambda$  — подвижность  $(k/\mu)$ ,  
 $\lambda_g$  — подвижность газа  $(k_g/\mu_g)$ ,  
 $\lambda_n$  — подвижность нефти  $(k_o/\mu_o)$ ,  
 $\lambda_w$  — подвижность воды  $(k_w/\mu_w)$ ,  
 $\mu$  — вязкость в сП,  
 $\mu_g$  — вязкость газа в сП,  
 $\mu_n$  — вязкость нефти в сП,  
 $\mu_w$  — вязкость воды в сП,  
 $\rho$  — плотность в г/см<sup>3</sup>,  
 $\rho_g$  — плотность газа в г/см<sup>3</sup>,  
 $\rho_n$  — плотность нефти в г/см<sup>3</sup>,  
 $\rho_w$  — плотность воды в г/см<sup>3</sup>,  
 $\Delta\rho$  — разность плотностей (плотность воды минус плотность нефти) в г/см<sup>3</sup>,  
 $\sigma$  — поверхностное или межфазное натяжение в дин/см,  
 $m$  — пористость в долях единицы,  
 $\psi_s$  — часть общего потока, поступающего с отмываемой части пласта.

#### Буквенные сокращения

$a$  — атмосферный;  
 $пр$  — прорыв;  
 $уг$  — угловая скважина;  
 $пер$  — переток;  
 $ввт$  — вытесняющая фаза;  
 $ф$  — фронт;  
 $f_o$  — окончание заводнения;  
 $г$  — газ;  
 $наг$  — нагнетание, закачка;  
 $нач$  — начальное значение;  
 $с\ угл$  — нагнетательная скважина, угловая эксплуатационная скважина, девятиточечная схема;  
 $с\ бок$  — нагнетательная скважина, боковая эксплуатационная скважина, девятиточечная схема;  
 $ncf$  — перетока нет;  
 $н$  — нефть;  
 $н - т$  — нефть — твердое вещество;  
 $н - в$  — нефть — вода;  
 $д$  — добытый;  
 $о$  — относительный, остаточный, общий;  
 $бок$  — боковая скважина;  
 $ст.з$  — стабилизированная зона;  
 $одн$  — однородный;  
 $в - т$  — вода — твердое вещество;  
 $\lambda$  — горизонтальное направление;  
 $y$  — вертикальное направление;  
 $2$  — выходное сечение (образца, модели).