

7069014.2.01.

2

10.21/11.80/8-11.02

УДК 682.2.24
В 43

В.Д.Викторин, Н.А.Лыков

УНЭС
ООН

**РАЗРАБОТКА
НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ,
ПРИУРОЧЕННЫХ
К КАРБОНАТНЫМ
КОЛЛЕКТОРАМ**

Фунд. б-ка МИНХ и ГП
682.524
ИМ. Акад. Н. П. ЛОКИНА



МОСКВА "НЕДРА" 1980

Викторин В. Д., Лыков Н. А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. М., Недра, 1980, 202 с.

Книга посвящена проблеме геологического строения и разработки нефтяных месторождений и залежей, приуроченных к пористым и пористо-трещиноватым карбонатным коллекторам с низкой (до 10 мД), средней (от 10 до 100 мД) и высокой (более 100 мД) проницаемостью.

В основу книги положен многолетний опыт изучения геологического строения карбонатных коллекторов нефтяных месторождений Урало-Поволжья в промысловых и лабораторных условиях, а также опыт их промышленной разработки с широким использованием солянокислотных обработок и нагнетанием в пласты газа и воды.

Дан краткий обзор разработки некоторых зарубежных нефтяных месторождений, приуроченных к низко- и среднепроницаемым пористо-трещиноватым карбонатным коллекторам, а также обобщен опыт проектирования и разработки отечественных нефтяных месторождений с коллекторами такого же типа.

Подробно рассмотрены трещиноватость гранулярных карбонатных коллекторов и ее влияние на условия разработки нефтяных залежей, зависимость конечной нефтеотдачи от плотности сетки скважин, изменение емкостно-фильтрационных свойств карбонатных пластов в результате солянокислотных обработок, оптимальное давление нагнетания и пластовое давление при заводнении залежей и т. д.

Приведены практические рекомендации по усовершенствованию существующих методов разработки пористых и пористо-трещиноватых карбонатных нефтяных пластов, направленные на увеличение их конечной нефтеотдачи. Рассмотрены также возможности использования новых методов увеличения нефтеотдачи карбонатных пластов.

Книга рассчитана на инженерно-технических и научных работников, занимающихся разработкой нефтяных месторождений.

Табл. 47, ил. 82, список лит. — 143 назв.

В 30802 — 045
043 (01) — 80 230—79 2504030300

© Издательство "Недра"
1980 г.

ПРЕДИСЛОВИЕ

С карбонатными отложениями связано более 40% мировых запасов нефти и около 60% ее мировой добычи. Нефтяные месторождения, расположенные в карбонатных коллекторах, широко распространены на Ближнем и Среднем Востоке, в США, Канаде, Мексике, Венесуэле, Франции, Италии, Румынии, Болгарии, Венгрии и в других странах и районах мира.

В СССР к карбонатным коллекторам приурочено более 200 эксплуатируемых нефтяных месторождений, расположенных в основном в районах Урало-Поволжья, Восточного Предкавказья, Белоруссии и Средней Азии. Удельный вес запасов нефти и ее добычи из карбонатных коллекторов в общем балансе запасов и добычи нефти нашей страны постоянно возрастает.

На многих старых разрабатываемых месторождениях, приуроченных к карбонатным коллекторам, коэффициенты нефтеотдачи не превышают 0,1 — 0,3. На таких месторождениях предстоит осуществить работы по увеличению нефтеотдачи за счет усовершенствования старых и применения новых методов разработки.

Для успешного решения вопросов, связанных с вводом в разработку новых и доработкой старых нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам, необходимо прежде всего обобщить накопленный опыт разработки месторождений в разных геолого-физических условиях.

Наиболее полно опыт проектирования и осуществления разработки нефтяных месторождений, приуроченных к трещиноватым и трещиновато-пористым карбонатным коллекторам Восточного Предкавказья, изложен в книге [79]. Опыт разработки пористых и пористо-трещиноватых карбонатных пластов Башкирской АССР изложен в работах [2, 107], а опыт разработки таких же пластов Куйбышевской области — в работах [41, 47, 62, 98, 111, 115, 123, 134].

В данной книге обобщен промысловый и лабораторный опыт изучения геологического строения карбонатных коллекторов порового и порово-трещинного типов и опыт разработки приуроченных к ним месторождений Пермской, Куйбышевской и Оренбургской областей, Башкирской АССР и других районов Урало-Поволжья. Выводы, полученные при исследовании карбонатного керна в лабораториях, сопоставляются с промысловыми наблюдениями. При этом выявленные особенности карбонатного коллектора сравниваются с известными свойствами терригенного коллектора для определения их специфических различий. На основании такого анализа составлена сводная характеристика специфических свойств карбонатных коллекторов.

Показано, что по физическим свойствам и условиям разработки пористые (пористо-трещиноватые) карбонатные коллекторы целесообразно

разделить на три группы: низкопроницаемые (с поровой проницаемостью 10 мД), среднепроницаемые (с поровой проницаемостью 10–100 мД) и высокопроницаемые (с поровой проницаемостью более 100 мД).

Для коллекторов каждой группы в книге изложен опыт разработки наиболее типичных месторождений Урало-Поволжья, а также сделан обзор разработки некоторых месторождений США и Канады. Выявлены наиболее характерные особенности ее проектирования и осуществления, сделаны практические выводы и рекомендации, в которых показаны пути дальнейшего усовершенствования систем разработки с учетом использования новых методов повышения нефтеотдачи.

Особое внимание в книге уделено трещиноватости карбонатных коллекторов и ее влиянию на условия разработки, а также влиянию солянокислотных обработок на емкостно-фильтрационные свойства пористо-трещиноватого карбонатного коллектора.

Для создания книги использовались результаты наблюдений и исследований авторов, проведенных в 1956 – 1977 гг., и частично уже опубликованных в виде отдельных статей и обзоров, а также работы, выполненные в промысловых условиях совместно с Г. Б. Выжигиным, Е. С. Востриковой, П. Е. Пчелинцевым, М. В. Макаренко, Е. В. Кудрявцевым, Ю. А. Дулеповым, В. П. Никулиным, Л. И. Рязановым, Н. Г. Балашовой, И. Н. Шустефом, Г. А. Звягиным и др.

Всем перечисленным товарищам авторы выражают свою благодарность.

Глава I

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ, ПРИУРОЧЕННЫХ К КАРБОНАТНЫМ КОЛЛЕКТОРАМ ПОРОВОГО И ПОРОВО-ТРЕЩИННОГО ТИПОВ

Многолетний промысловый опыт разработки нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам порового и порово-трещинного типов, показал, что при высокой поровой проницаемости (сотни миллиардс) реальные условия разработки карбонатных пластов принципиально ничем не отличаются от условий разработки терригенных пластов [29, 59, 60 – 63, 68, 86, 88, 99, 111, 115, 132, 134, 136].

При средней и низкой поровой проницаемости карбонатных коллекторов (десятки и единицы миллиардс) реальные условия разработки карбонатных пластов могут существенно отличаться от условий разработки аналогичных по проницаемости терригенных пластов [10, 18, 19, 21, 25, 29, 34, 35, 38, 39, 43, 64, 97, 98, 105 – 107, 116, 123]. Например, алевролиты пласта Д-1 Ромашкинского месторождения, содержащие легкую нефть вязкостью 2,9 сП, не дают промышленных притоков из интервалов с поровой проницаемостью до 10 мД, а для интервалов с более высокой проницаемостью (10 – 160 мД) установлены невысокие коэффициенты нефтеотдачи, равные 0,2–0,3 [43, 87]. В то же время карбонатные пласты Северокамского месторождения с поровой проницаемостью 10 мД, содержащие нефть вязкостью 5 сП, успешно разрабатываются. Нефтеотдача их уже достигла 0,23, и ожидается ее увеличение до 0,35 – 0,40 [21, 22, 25, 105].

Нефтеотдача карбонатных пластов Яблоневского месторождения с поровой проницаемостью 10 – 20 мД и вязкостью нефти 3 сП уже достигла на разных куполах 0,25 – 0,46. В дальнейшем ожидается ее увеличение до 0,35 – 0,55 [18, 19, 20, 38, 56, 97, 116, 134].

На Новостепановской площади Калиновско-Новостепановского месторождения успешно завершено площадное заводнение карбонатного пласта со средней поровой проницаемостью 5 мД с давлением нагнетания 10 – 20 кгс/см². [49]. В то же время на Долинском месторождении освоение системы заводнения терригенного коллектора с поровой проницаемостью 3 мД – трудно разрешимая проблема даже при давлениях нагнетания на порядок выше, чем на Новостепановской площади [106].

Главная причина расхождения результатов разработки карбонатных и терригенных пластов с низкой поровой проницаемостью заключается в том, что с ее уменьшением увеличивается влияние на условия разработки таких характерных особенностей, как кавернозность, растворимость, слоистая и зональная неоднородность по емкостно-фильтрационным и упруго-механическим свойствам, трещиноватость, тогда как некоторые

из этих особенностей (кавернозность и растворимость) вообще не свойственны терригенным коллекторам [5, 6, 9, 13, 14, 29, 43, 59 и др.].

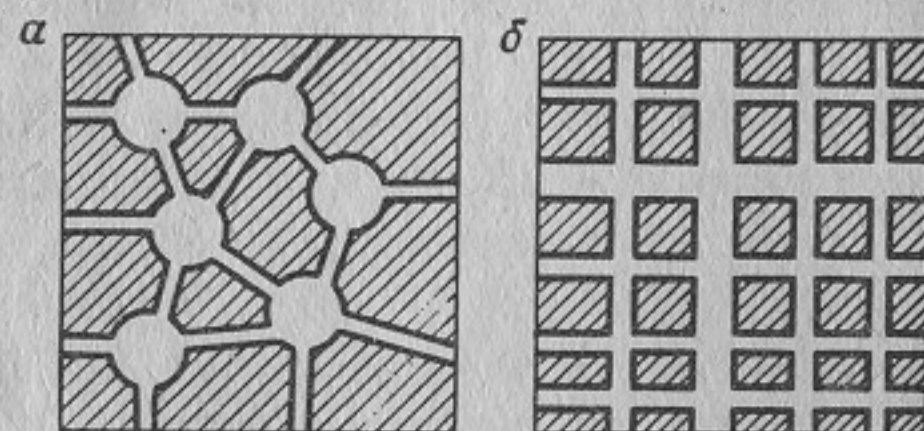
Отмеченным особенностям карбонатных коллекторов и их влиянию на условия разработки залежей посвящена настоящая глава.

РАЗЛИЧИЯ В СТРОЕНИИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА, ХАРАКТЕРЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТАХ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ КАРБОНАТНЫХ И ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Особенность карбонатных коллекторов — специфическое (кавернозное) строение их порового пространства [81 и др.].

В большинстве случаев отдельные крупные поры диаметром от 50 до 1000 мкм и каверны диаметром свыше 1000 мкм, часто составляющие основную емкость карбонатного коллектора, соединяются между собой более тонкими поровыми каналами диаметром от 1 — 2 до 20 — 50 мкм и микротрещинами раскрытостью от 1 — 2 до 20 — 40 мкм, образующими менее значительную часть емкости этого коллектора, но почти полностью обуславливающими его фильтрационные свойства (рис. 1, а).

Рис. 1. Схематическое строение порового пространства низкопроницаемых карбонатных (а) и терригенных (б) коллекторов (заштрихованные участки обозначают плотные породы, светлые — поры)



Например, В. П. Митрофанов, исследуя шлифы карбонатных пород и сопоставляя их с результатами капилляриметрических измерений керна, из которого были изготовлены эти шлифы, установил, что в биоморфных известняках Западного месторождения диаметр крупных пор в шлифах колеблется от 120 до 280 мкм, в то время как по капилляриметрии диаметр фильтрующих пор составляет 28—42 мкм. В детритово-шламовых известняках диаметр крупных пор достигает 1000 мкм, а диаметр фильтрующих пор по капилляриметрии не превышает 4—10 мкм [129].

Аналогичные результаты были получены Н. Г. Куликовой при исследовании керн продуктивных карбонатных отложений башкирского и турнейского ярусов месторождений Оренбургской области [76]. Исследования показали, что поровая проницаемость карбонатных коллекторов определяется радиусом фильтрующих пор и не зависит от общей пористости коллектора.

В результате комплексного изучения карбонатного керн из отложений башкирского яруса месторождений Пермской области установлено, что для пород с поровой проницаемостью от 0,1 до 10 мД зависимость между радиусом фильтрующих пор (r_{ϕ}) и поровой проницаемостью (κ_{Π}) имеет следующий вид:

$$r_{\phi} = 2,5 + 0,25 \kappa_{\Pi} \quad (1)$$

Из этого выражения видно, что при поровой проницаемости от 0,1 до 10 мД радиус фильтрующих пор колеблется от 2,5 до 5 мкм, в то время как крупные поры могут иметь радиус в 10 — 100 раз, а каверны в 1000 раз больше.

Статистическая обработка материалов по открытой пористости и проницаемости карбонатных коллекторов показала, что при радиусе фильтрующих пор до 5 мкм и проницаемости до 10 мД корреляционная связь между открытой пористостью и поровой проницаемостью отсутствует.

В продуктивных разрезах карбонатных толщ месторождений Урало-Поволжья широко распространены коллекторы с поровой проницаемостью до 1 мД и пористостью, достигающей до 15 — 19% (рис. 2). Такие

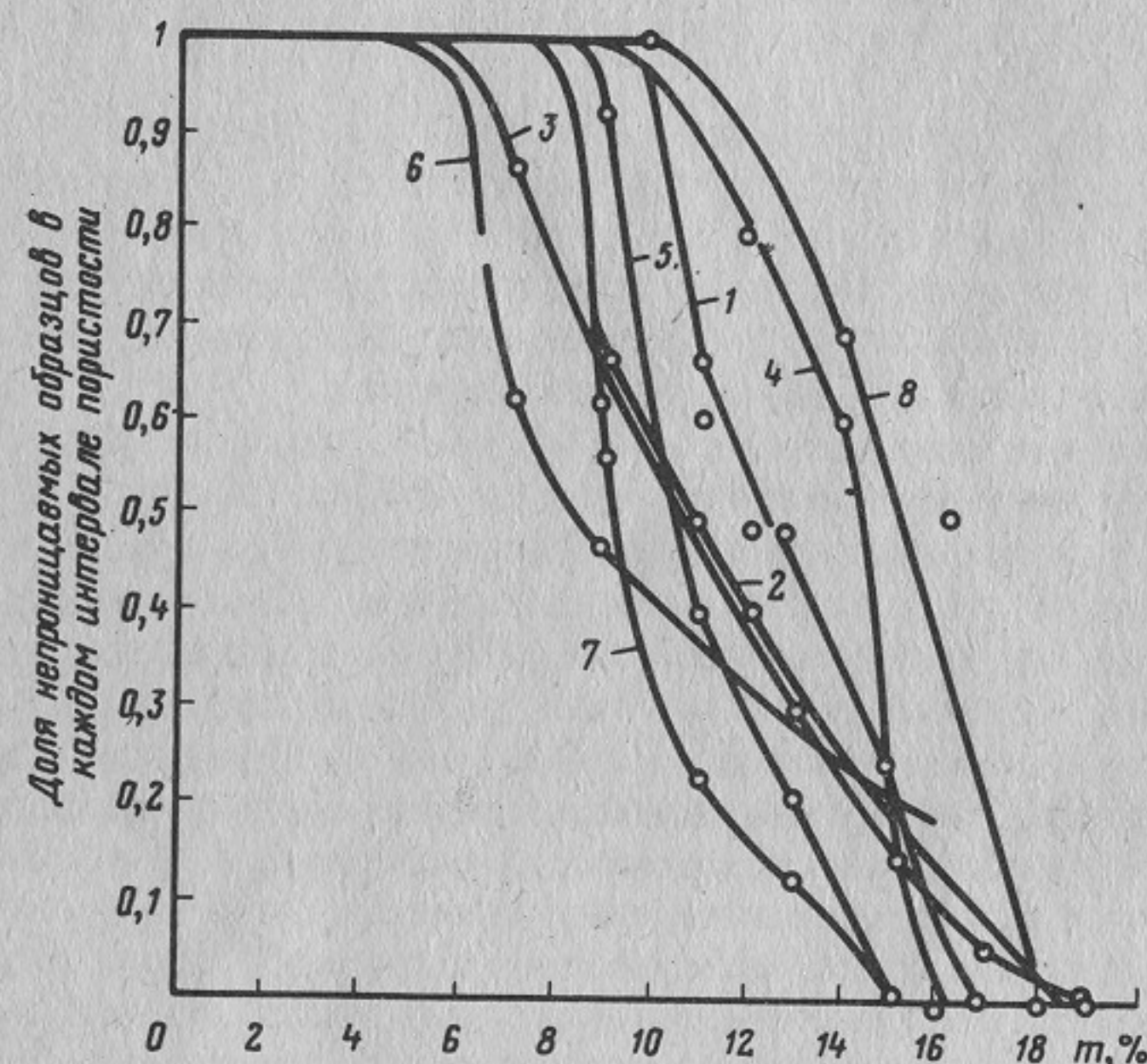


Рис. 2. Распределение нефтенасыщенного керна проницаемостью менее 1 мД по интервалам открытой пористости карбонатных коллекторов месторождений Пермской области.

Месторождения: 1 — Батырбайское (каширский горизонт); 2 — Батырбайское (башкирский ярус); 3 — Батырбайское (верейский горизонт); 4 — Краснокамское; 5 — Осинское; 6 — Веслянский вал (башкирский ярус); 7 — Веслянский вал (верейский горизонт); 8 — Северокамское

коллекторы в промысловой практике называют непроницаемыми и обычно исключают из баланса запасов нефти, хотя на их долю приходится от 15 до 50% всего порового объема залежей [2, 22, 28, 134].

Если радиус фильтрующих пор известняков башкирского яруса превышает 5 мкм, а проницаемость выше 10 мД, то зависимость между ними определяется из другого выражения:

$$r_{\phi} = 6 \lg \kappa_{\Pi} - 1. \quad (2)$$

Отсюда видно, что при проницаемости от 10 до 100 мД радиус фильтрующих пор колеблется от 5 до 11 мкм при минимальном радиусе крупных пор 25 мкм. В этом случае радиусы пор-коллекторов и фильтрующих пор более сопоставимы, чем в низкопроницаемых коллекторах.

В коллекторах со средней поровой проницаемостью появляется слабая корреляционная связь между открытой пористостью и поровой проницаемостью.

При поровой проницаемости карбонатных коллекторов от 100 до 1000 мД диаметр фильтрующих пор увеличивается до 17 мкм и становится близким к радиусу крупных пор. Емкостные и фильтрационные свойства такого коллектора выравниваются, и между открытой пористостью и поровой проницаемостью устанавливается надежная корреляционная связь, пригодная для практического использования.

В терригенных коллекторах размер пор более однородный, чем в средне- и низкопроницаемых карбонатных коллекторах (см. рис. 1, б), и поэтому емкостные и фильтрационные свойства в поровом объеме терригенных коллекторов распределены более равномерно. По строению порового пространства терригенные коллекторы близки к высокопроницаемым карбонатным коллекторам. При явно различной структуре порового пространства низкопроницаемых карбонатных и терригенных коллекторов (алевролитов) между ними имеется кажущееся внешнее сходство.

Полная (или абсолютная) пористость низкопроницаемых карбонатных коллекторов и алевролитов значительно выше открытой пористости [74]. В алевролитах расхождение между полной и открытой пористостью обусловлено присутствием сверхтонких пор, препятствующих полному насыщению порового пространства керосином для определения открытой пористости в лабораторных условиях [74]. В карбонатных коллекторах, напротив, основная причина систематического расхождения между полной и открытой пористостью — неравномерное распределение радиуса поровых каналов, когда особенно тонкие фильтрующие поры "блокируют" со всех сторон отдельные крупные поры и затрудняют их насыщение керосином при определении открытой пористости.

Исследования Х. Ш. Сабирова и А. П. Петрик показали, что открытая пористость карбонатных пород при насыщении образца керосином заметно увеличивается, если применить донасыщение образцов под давлением от 20 до 200 кгс/см² [113]. При этом увеличение пористости происходило

скачкообразно, что, по нашему мнению, свидетельствовало о периодическом подключении к насыщаемому поровому объему отдельных крупных пор, блокированных со всех сторон тонкими фильтрующими порами.

Эффект "блокировки" почти полностью устраняется, если вместо керосина применить газ. Открытая пористость, определенная газовольюметрическим методом, близка к полной пористости [74, 129].

Исследования кавернозно-пористых карбонатных коллекторов Кокшуйского месторождения методами керосино- и газонасыщения показали, что при газонасыщении открытая пористость на 3% выше. Такой же порядок имеет превышение полной пористости над открытой для карбонатных кернов из месторождений Пермской области [28, 129] (рис. 3).

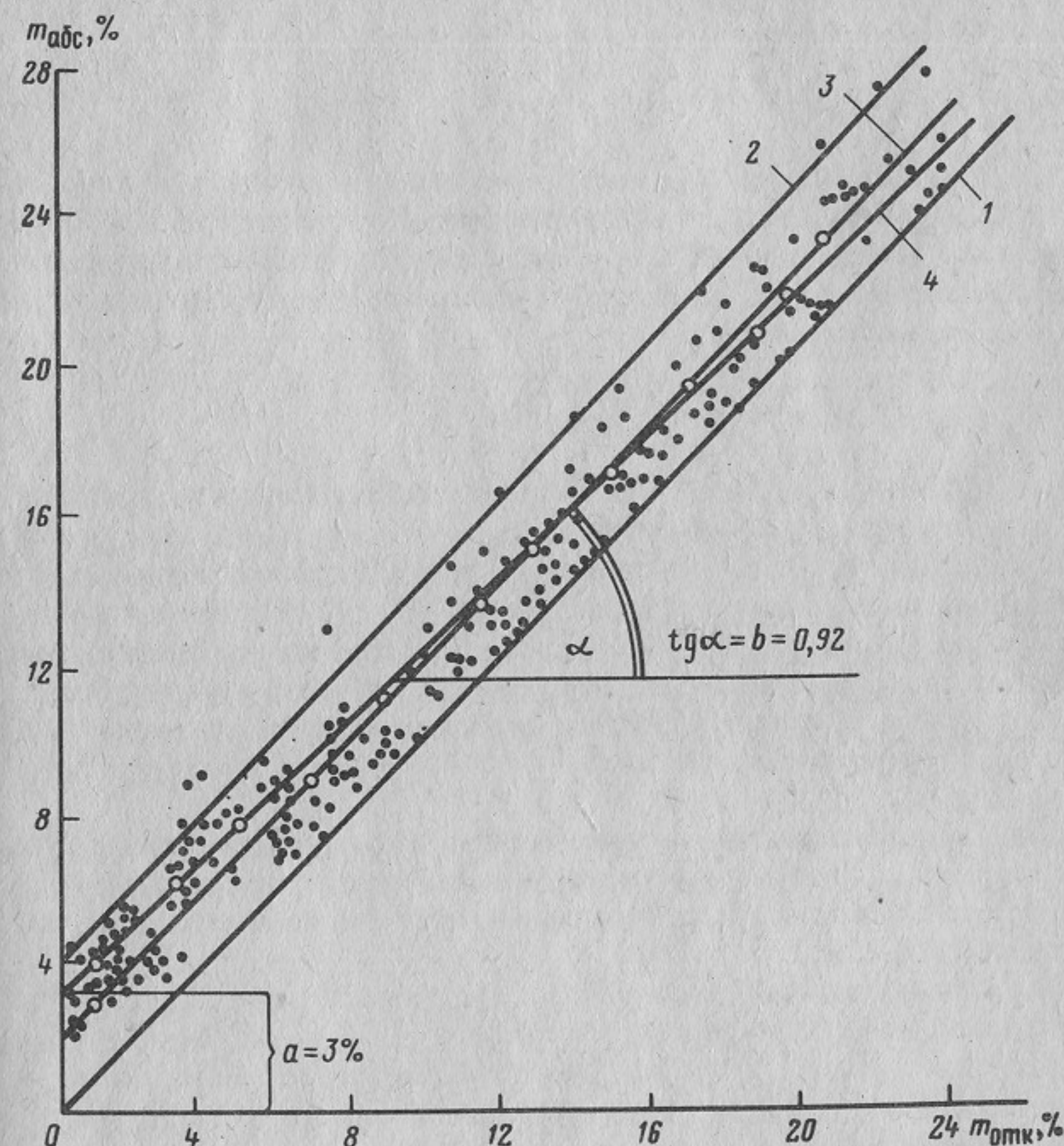


Рис. 3. Зависимость между абсолютной ($m_{\text{абс}}$) и открытой ($m_{\text{отк}}$) пористостью для карбонатных коллекторов нефтяных месторождений Пермской области. 1 — линия равных значений $m_{\text{абс}}$ и $m_{\text{отк}}$; 2 — верхняя граница зависимости между $m_{\text{абс}}$ и $m_{\text{отк}}$; 3 — средняя линия между линиями 1 и 2; 4 — усредненная зависимость между $m_{\text{абс}}$ и $m_{\text{отк}}$ по фактическим точкам

Таблица 1

Сопоставление удельной поверхности пор карбонатных и терригенных образцов керна из некоторых месторождений Пермской области

Карбонатные коллекторы			Терригенные коллекторы		
Проницаемость, мД	Пористость, %	Удельная поверхность пор, см ² /см ³	Проницаемость, мД	Пористость, %	Удельная поверхность пор, см ² /см ³
0,77	9,4	20 300	0,67	10,5	52 700
1,30	10,6	15 250	1,00	12,2	45 900
7,30	15,5	11 850	6,50	17,9	27 300
12,10	10,6	8640	14,50	13,7	12 100
33,40	13,0	4300	35,00	9,8	6220
80,10	11,2	2580	77,20	11,0	3680
364,00	16,1	1350	424,50	20,3	1430
1080,00	17,5	1220	897,20	17,3	1230

В промысловой практике расхождение между полной и открытой пористостью называют обычно закрытой пористостью и не учитывают в подсчете запасов нефти. В действительности же закрытые, непроницаемые и открытые поры представляют собой единое сообщающееся поровое пространство, в которое проникает газ или жидкость под высоким давлением, как это показали лабораторные эксперименты [74, 113, 129].

При экстрагировании керна газожидкостная смесь извлекается из всех пор, содержащих нефть, газ и воду в естественных условиях. Поэтому во всех расчетах процесса разработки необходимо обращать внимание не только на открытую, но и на полную пористость карбонатного коллектора [19].

В карбонатной породе каждого структурного типа общий характер зависимости между полной и открытой пористостью имеет вид

$$m_{\text{абс}} = a + b m_{\text{отк}} \quad (3)$$

Чем больше коэффициенты a и b , тем больше в породе блокированных крупных пор, содержащих нефть в естественных условиях [19, 22, 28].

Корреляционная зависимость между полной и открытой пористостью для карбонатных пород Пермской области (см. рис. 3) определяется из следующего выражения:

$$m_{\text{абс}} = 3 + 0,92 m_{\text{отк}} \quad (4)$$

При отсутствии открытой пористости полная пористость составляет 3%, т. е. емкость коллектора значительна.

В породах с открытой пористостью от 1 до 10% прирост емкости за счет перехода к полной пористости составляет $400 \div 22\%$ объема открытых пор. Эти цифры показывают, что полная емкость низкопроницаемых карбонатных пород значительно выше открытой, особенно при малой открытой пористости. В крупнозернистых породах с высокой открытой пористостью и проницаемостью полная и открытая пористости практически совпадают.

Вследствие различного строения порового пространства средне- и низкопроницаемых карбонатных и терригенных коллекторов различаются и их удельные поверхности, определенные методом фильтрации разреженного газа [128, 129].

Для близких значений пористости и проницаемости до 10 мД удельная поверхность пор в карбонатных коллекторах в 2–3 раза меньше, чем в терригенных (табл. 1). С возрастанием поровой проницаемости до 100 мД эта разница для карбонатных и терригенных коллекторов сокращается до 30%, а при более высокой проницаемости пор их удельные поверхности практически одинаковы (рис. 4).

Удельная поверхность пор является интегральной характеристикой пористого коллектора, наиболее полно отражающей такие его физические свойства, как нефтеводонасыщенность, коэффициент вытеснения нефти, пористость и проницаемость [44, 72].

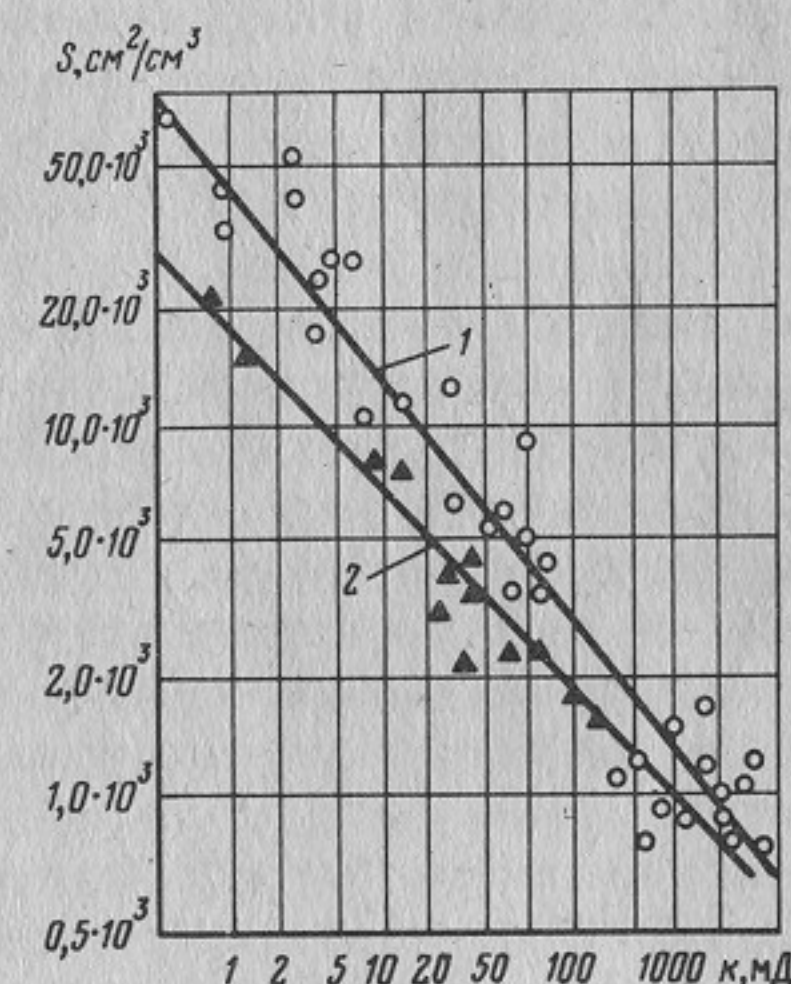


Рис. 4. Зависимость удельной поверхности пор от их проницаемости для терригенных (1) и карбонатных (2) коллекторов нефтяных месторождений Пермской области

Поскольку удельные поверхности пор в карбонатных и терригенных коллекторах с проницаемостью более 100 мД близки, то такие коллекторы обладают близкими физическими свойствами. Напротив, при проницаемости менее 100 мД, и особенно менее 10 мД, физические свойства карбонатных и терригенных коллекторов существенно различаются.

Чем меньше удельная поверхность одного и того же объема пор (т. е. чем крупнее поры), тем меньше в них связанной воды и тем больше может содержаться нефти или газа [44, 72].

Более низкая удельная поверхность пор карбонатных коллекторов с низкой и средней проницаемостью обуславливает более высокую их нефтенасыщенность по сравнению с аналогичными по проницаемости и пористости терригенными коллекторами (при одинаковых свойствах пластовой нефти).

Благодаря этому карбонатные коллекторы содержат промышленные запасы нефти при таких низких пористости и поровой проницаемости, при которых терригенные коллекторы полностью утрачивают промышленное нефтенасыщение (при одинаковых свойствах пластовой нефти).

Например, из табл. 2 видно, что для средней вязкости пластовой нефти 10 сП средние открытая пористость и поровая проницаемость, соответствующие критической нефтенасыщенности 25%, при которой фазовая проницаемость по нефти близка к нулю, составляют в карбонатных коллекторах 2,7% и 0,15 мД, а в терригенных — 7,6% и 3,3 мД соответственно.

Карбонатные коллекторы с поровой проницаемостью от 0,2 до 1 мД содержат от 50 до 75% нефти, и поэтому, несмотря на низкую проницаемость, их можно рассматривать как потенциальные объекты разработки. При этом необходимо отметить, что в табл. 2 использована нефтенасыщенность, полученная косвенными методами. Фактическая остаточная нефтенасыщенность низкопроницаемого карбонатного керна часто оказывается выше. Например, остаточная нефтенасыщенность известняков Западного месторождения, определенная прямой экстракцией нефти из керна проницаемостью до 0,2 мД, колеблется от 47 до 75%, в то время как по косвенным данным, приведенным в табл. 2, она составляет только 25%. Необычно высокую естественную нефтенасыщенность низкопроницаемых карбонатных коллекторов неоднократно отмечал также В. И. Колганов при исследовании месторождений Куйбышевской области [65, 66].

В низкопроницаемых карбонатных коллекторах нефть содержится в непроницаемых и закрытых порах. Коэффициент вытеснения нефти водой, так же как и нефтенасыщенность, тесно связан с удельной поверхностью пор. Чем меньше удельная поверхность одного и того же объема пор, тем слабее поверхностные явления, осложняющие процесс фильтрации нефти, и тем выше коэффициент вытеснения нефти под воздействием гидродинамического перепада давлений в пласте [44].

Из табл. 3 видно, что при поровой проницаемости 22 — 23 мД и 70 — 76 мД коэффициенты вытеснения нефти карбонатных коллекторов больше, чем терригенных, соответственно на 15 и 11%. При поровой проницаемости 200 — 300 мД удельные поверхности пор в карбонатных и терригенных коллекторах выравниваются и коэффициенты вытеснения почти совпадают.

Коэффициент вытеснения нефти под влиянием гидродинамического перепада давлений характерен только для карбонатных коллекторов с высокой и средней проницаемостью пор, при низкой проницаемости пор он незначителен.

Нефтенасыщенные карбонатные коллекторы с низкой поровой проницаемостью характеризуются вполне приемлемыми коэффициентами вытеснения нефти за счет капиллярных процессов. Например, изучение кар-

Таблица 2

Сопоставление нефтенасыщенности карбонатных и терригенных коллекторов некоторых месторождений Урало-Поволжья

Коллектор	Месторождение	Пласт	Вязкость пластовой нефти, сП	Нефтенасыщенность, %					
				75		50		25	
				$k_{п'}$ мД	m , %	$k_{п'}$ мД	m , %	$k_{п'}$ мД	m , %
Карбонатный	Ножовское	Т	40	15	10	1	4	0,2	2
	Западное	Бш	13	20	14	1	8	0,2	6
	Козловское	Бш	6	0,9	9	0,1	5	0,05	3
	Южная группа месторождений								
	Пермской области	Бш	5	7	10	0,9	4	0,15	2
	Сосновское	Т	4,5	0,2	7	0,1	3	0,05	2
	Кокуйское	Бш	2,2	8	10	0,2	4	0,05	2
	Грачевское	А	1,7	0,4	6	0,2	3	0,10	2
	В среднем		10,3	7,4	9,1	0,5	4,4	0,15	2,7
	Магиртское	Тл	38	30	20	12	18	6	15
Терригенный	Маячное	Тл	12,8	100	18	25	16	7	8
	Расветное	Д	6	38	20	9	13	2	9
	Южная группа месторождений								
	Пермской области	Тл	5	25	18	9	14	3	12
	Таньпское	Тл	4,3	40	17	15	12	1	6
	Туймазинское	Д ₁	2,4	50	17	3	12	1	8
	Сосновское	Тл	1,7	50	21	20	15	3	5
	В среднем		10,1	47,5	18,7	13,3	14,3	3,3	7,6

Таблица 3

Сопоставление коэффициентов вытеснения нефти карбонатных и терригенных коллекторов месторождений Пермской области

Месторождение	Коллектор	Вязкость пластовой нефти, сП	Проницаемость мД	Удельная поверхность пор, см ² /см ³	Коэффициент вытеснения нефти
Куединское	Карбонатный	12	22	4800	0,60
	Терригенный	12	23	10 000	0,45
Кокуйское	Карбонатный	2,4	70	2600	0,65
	Терригенный	2,4	76	4700	0,54
Рассветное	Карбонатный	16	240	1400	0,62
	Терригенный	16	300	1400	0,61

бонатного керна Западного месторождения проницаемостью от 0,1 до 6 мД показало, что предельные коэффициенты капиллярного вытеснения нефти вязкостью 21 сП пресной водой достигают 0,50 — 0,57 при средней скорости вытеснения 10 см/сут [129].

Скорость капиллярного вытеснения нефти тем выше, чем меньше ширина блока карбонатного керна. Например, с уменьшением ширины блока от 18 до 2 см скорость капиллярного вытеснения нефти увеличивается с 2 до 40 см/сут (рис. 5) и становится соизмеримой с реальными скоростями движения фронта вытеснения нефти водой в карбонатных пластах [134].

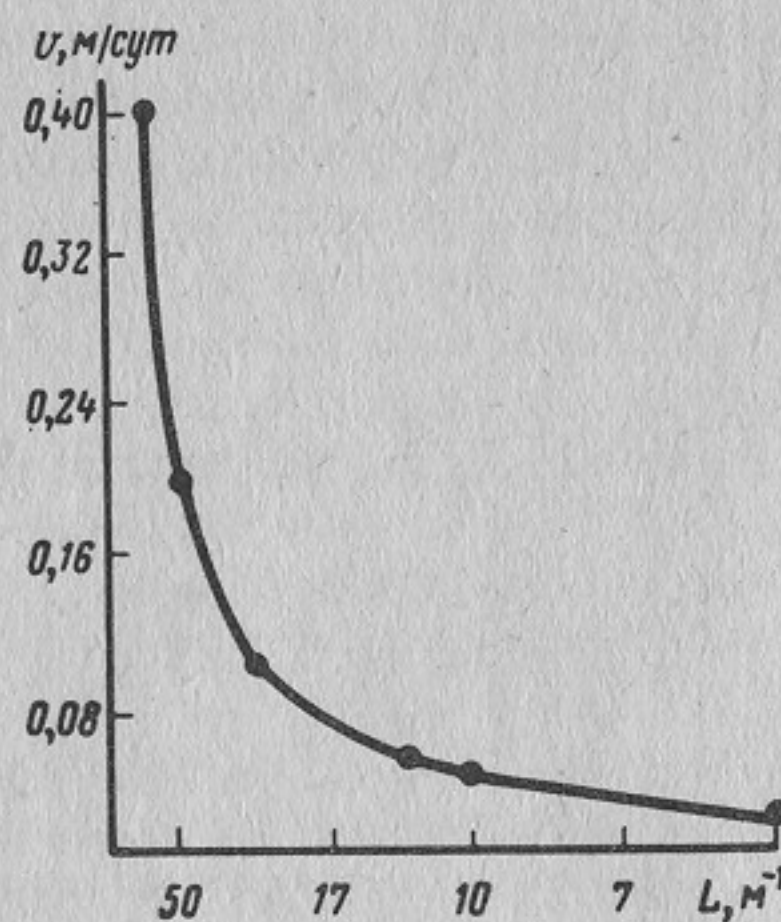


Рис. 5. Зависимость скорости капиллярной пропитки u низкопроницаемых образцов керна Западного месторождения от ширины блоков пористых пород L .

Вытеснение нефти из "непроницаемых" и "закрытых" пор можно облегчить за счет искусственного расширения диаметров фильтрующих пор и дробления пористых блоков трещинами на более мелкие блоки, чем созданные естественным путем.

СПОСОБНОСТЬ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД К РАСТВОРЕНИЮ И ИСКУССТВЕННОМУ УЛУЧШЕНИЮ ЕМКОСТНО-ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ

Карбонатные коллекторы, в отличие от терригенных, обладают способностью к существенному улучшению фильтрационных и емкостных свойств при искусственном воздействии растворами соляной кислоты, карбонизированной водой и другими методами, использующими химическую активность кальцита и доломита — основных минералов, слагающих карбонатные породы.

Карбонатные коллекторы имеют сложную структуру послойной вертикальной микро- и макротрещиноватости. Длина вертикальных макротрещин достигает нескольких сотен метров, минимальное расстояние между ними составляет 2 — 10 см, а их раскрытость постоянно изменяется от единиц до сотен микрометров. При этом пропускная способность трещин и трещинная проницаемость пласта определяются минимальной раскрытостью трещин в местах их сужения аналогично тому, как проницаемость кавернозно-пористого коллектора зависит только от диаметра фильтрующих пор.

Общая проницаемость пористо-трещиноватого карбонатного коллектора ($\kappa_{п+т}$) представляет собой сумму проницаемостей двух видов [95]: проницаемости коллектора, обусловленной наличием в нем только пор ($\kappa_{п}$), и проницаемости коллектора, обусловленной наличием в нем только микро- и макротрещин ($\kappa_{т}$):

$$\kappa_{п+т} = \kappa_{п} + \kappa_{т}. \quad (5)$$

Поровая проницаемость определяется обычными методами по керну [44, 72], трещинная проницаемость — по шлифам, изготовленным из керна большого диаметра [45, 85].

Общую проницаемость пористо-трещиноватого коллектора можно определить по кривым восстановления пластового давления (КВД) или по индикаторным диаграммам при условии совершенства скважин по вскрытию пласта. Однако призабойная зона скважин часто бывает засорена продуктами бурения и имеет более низкую, чем естественная, проницаемость пласта [125].

После искусственных методов воздействия на призабойную зону, например кислотных обработок, проницаемость ее становится выше естественной. Поэтому индикаторные диаграммы правильнее использовать для оценки искусственного изменения проницаемости призабойной зоны скважин.

Кривые восстановления пластового давления (КВД) характеризуют удаленную от скважин зону пласта, где естественная проницаемость изменяется меньше, чем в призабойной зоне. Поэтому КВД правильнее использовать для оценки естественной проницаемости пласта.

Увеличение естественной проницаемости пористо-трещиноватого карбонатного коллектора после кислотных обработок скважин ($\Delta k_{\text{ско}}$) можно определить по разнице проницаемостей, полученных при исследовании скважин по индикаторным диаграммам ($k_{\text{и.д.}}$), снятым после СКО, и по КВД ($k_{\text{квд}}$), снятым до проведения СКО:

$$\Delta k_{\text{ско}} = k_{\text{и.д.}} - k_{\text{квд}} \quad (6)$$

Солянокислотные обработки карбонатных пластов позволяют не только восстановить, но и резко увеличить естественную продуктивность и проницаемость призабойной зоны скважин [10].

Средняя проницаемость пористо-трещиноватых карбонатных коллекторов в призабойной зоне скважин до кислотных обработок была на 6% ниже проницаемости поровой матрицы по керну (табл. 4). Трещинная проницаемость в этих условиях не проявлялась. После кислотных обработок средний коэффициент продуктивности скважин увеличился в три раза.

Таблица 4

Увеличение продуктивности и проницаемости карбонатных коллекторов после кислотных обработок для месторождений Куйбышевской области [10]

Месторождение	Коэффициент продуктивности, $\text{т} \cdot \text{см}^2 / \text{сут} \cdot \text{кгс}$		Проницаемость, мД		
	до СКО	после СКО	по керну	до СКО	после СКО
Яблоневское	0,02	0,1	10–20	37	87
Алакаевское	0,7	1,5	378	418	868
Козловское	0,3	2,3	326	254	406
Орлянское	0,8	6,0	289	230	860
Кулешовское	6,5	12,0	78	78	142
Дерюжовское	0,2	2,0	35	56	107
Сосновское	0,5	2,0	48	93	211
Покровское	0,4	2,6	22	14	28
Гражданское	0,1	0,3	20	11	26
Якушинское	0,01	0,18	50	5	104
В среднем	0,95	2,90	126	118	278

* Определена по коэффициенту продуктивности.

$$k_{\text{ско}} = k_{\text{квд}} + \Delta k_{\text{ско}} \quad (8)$$

Для изученной группы месторождений общая проницаемость (7) пористо-трещиноватых пластов в призабойной зоне скважин после кислотных обработок составляет 361 мД и состоит на 38% из начальной поровой проницаемости по керну, на 22% — из начальной трещинной проницаемости и на 40% — из прироста общей проницаемости за счет кислотных обработок.

Фильтрационные свойства терригенных пластов нельзя существенно улучшить путем СКО, если в цементе нет карбонатных примесей. Промысловая статистика показывает, что в терригенных пластах проницаемость призабойных зон скважин, определенная по индикаторным диаграммам, в большинстве случаев ниже естественной, определенной по керну или по КВД (табл. 6). Средняя проницаемость терригенных коллекторов по керну на 80 мД или на 21% выше, чем по КВД, и на 167 мД или на 58% выше, чем по индикаторным диаграммам.

Таблица 6

Проницаемость терригенных коллекторов месторождений Пермской области

Месторождение	Проницаемость, мД		
	по керну	по КВД	по индикаторной кривой
Ольховское	57	26	12
Яринское	135	194	97
Каменноложское	336	308	110
Константиновское	445	440	411
Таныпское	500	585	490
Красноярское	582	241	308
Павловское	600	660	425
Гондыревское	975	559	455
В среднем	455	375	288

Для одного и того же Батырбайского месторождения проницаемость удаленной от скважин зоны пласта, определенная по КВД, в случае терригенных коллекторов на 26% выше, чем проницаемость призабойной зоны, определенная по индикаторным диаграммам, а в случае карбонатных коллекторов — на 106% ниже (табл. 7).

Проницаемость призабойной зоны стала на 120% выше проницаемости поровой матрицы по керну и на 136% выше проницаемости до обработки. Очевидно, в данном случае восстановилась и естественная трещинная проницаемость.

Результаты исследования пористо-трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Пермской и Куйбышевской областей приведены в табл. 5. Средняя общая проницаемость пористо-трещиноватого карбонатного коллектора до обработки равна 218 мД, трещинная проницаемость равна 81 мД при поровой — 137 мД. Прирост общей проницаемости после кислотной обработки составляет 143 мД или 67% общей проницаемости до обработки.

Таблица 5

Сравнение проницаемости карбонатных коллекторов месторождений Урало-Поволжья

Месторождение	Проницаемость, мД		
	по керну	по КВД	по индикаторной кривой
Павловское	9	40	120
Северокамское	10	40	50
Краеоярское	11	117	165
Кулешовское	78	164	235
Ярино-Каменноложское	107	120	146
Куединское	109	165	306
Константиновское	291	365	683
Козловское	326	372	832
Алакаевское	378	680	868
Сосновское	48	117	211
В среднем	137	218	361

Таким образом, общая проницаемость пористо-трещиноватого карбонатного пласта в призабойной зоне скважин, подвергшихся кислотной обработке, определяется из следующего выражения:

$$k_{\text{ско}} = k_{\text{п}} + k_{\text{т}} + \Delta k_{\text{ско}} \quad (7)$$

или

Таблица 7

Проницаемость карбонатных и терригенных коллекторов Батырбайского месторождения

Карбонатный коллектор			Терригенный коллектор		
Номер скважины	Проницаемость, мД		Номер скважины	Проницаемость, мД	
	по КВД	по индикаторной кривой		по КВД	по индикаторной кривой
408	83	113	243	210	181
372	112	303	69	373	292
497	62	258	221	547	262
84	180	364	245	415	364
55	145	470	213	597	505
612	288	579	217	646	595
В среднем	197	405	В среднем	465	366

Таким образом, в процессах вскрытия и освоения пластов естественная проницаемость карбонатных коллекторов благодаря кислотным обработкам резко увеличивается, а естественная проницаемость терригенных коллекторов резко снижается. Наиболее ощутим такой эффект в коллекторах с низкой и средней проницаемостью (см. табл. 5, 6).

Резкое увеличение проницаемости пористо-трещиноватых карбонатных коллекторов после кислотных обработок сопровождается сложными изменениями структуры их порового пространства, неоднозначно влияющими на процесс дальнейшей разработки нефтяных залежей с применением заводнения.

Закачанная в скважины кислота по-разному воздействует на стенки скважин, поровый объем пласта в призабойной зоне скважин и на пластовую трещиноватость.

На Калиновском и Яблоневском месторождениях Куйбышевской области проводилась повторная кавернометрия открытого ствола скважин (вскрывших кавернозно-пористо-трещиноватый карбонатный пласт) через 10 — 20 лет после начала эксплуатации и многократных кислотных обработок. При этом было установлено общее увеличение диаметра ствола скважин с 15 до 20 — 30 см в четырех скважинах из пяти исследованных. Вся поверхность открытого ствола скважин была изъедена кавернами диаметром до 5 мм. После отбора проб грунта со стенок скважин боковым сверлящим грунтоносом были выявлены более мелкие каверны и каналы растворения диаметром 2 — 3 мм [35, 36].

Эти исследования доказали, что кислота разъедает стенки открытого ствола скважин и образует в них крупные и мелкие каверны, а также каналы растворения. Скважины после этого становятся сверхсовершенными.

ми по условиям вскрытия пласта. В обсаженных скважинах, видимо, также образуются неглубокие каналы разъедания по направлениям, намеченным перфорацией.

Иначе воздействует кислота на поровый объем пласта в нескольких сантиметрах от стенок скважин.

В работе [5] приводятся сравнительные результаты исследования шлифов карбонатного керна, подвергавшегося и не подвергавшегося СКО. После кислотной обработки значительно сократилось количество мелких пор диаметром менее 10 мкм и заметно увеличилось количество пор диаметром более 10 — 20 мкм. Диаметр отдельных крупных пор увеличился до 90 — 100 мкм. Расчетная проницаемость такого коллектора возросла до 400 — 467 мД, т. е. увеличилась почти в четыре раза. Рост проницаемости после СКО был обусловлен, главным образом, тем, что диаметр мелких фильтрующих пор увеличился в два раза. Это особенно важно для коллекторов с большим содержанием нефти в крупных порах, но с очень низкой проницаемостью мелких фильтрующих пор, так как СКО позволяет увеличить их проницаемость.

Однако глубина проникновения активной кислоты по порам в пласт не может быть достаточно большой (например, соизмеримой с расстояниями между скважинами), так как поровое пространство имеет большую поверхность соприкосновения с соляной кислотой и последняя теряет свою концентрацию раньше, чем достигнет границ зоны пласта, дренируемой скважиной. Например, для Западного месторождения гидропроводность и проницаемость в призабойной зоне выше, чем в удаленной, соответственно на 51,5 и 51% (табл. 8).

Таблица 8

Гидропроводность и проницаемость карбонатных коллекторов Западного месторождения

Номер скважины	По КВД		По индикаторной диаграмме	
	Д·см/сП	k, мД	kh /μ, Д·см/сП	k, мД
1	3,0	35	5,3	60
2	43,0	285	45,7	302
3	20,4	93	19,4	88
4	25,3	131	52,8	273
5	52,0	176	60,0	203
6	20,0	82	42,2	185
7	16,2	111	37,0	255
8	11,4	46	26,4	106
9	8,2	56	28,0	190
10	25,8	116	24,6	111
11	12,4	101	17,6	145
12	9,6	78	14,0	81
В среднем	20,5	109	31,1	167

Для определения радиуса призабойной зоны, подвергающейся активному воздействию соляной кислотой, оценены гидропроводность и радиус освещенности пласта исследованием начального и конечного участков кривых восстановления пластового давления по 18 скважинам Западного месторождения (табл. 9). При этом параметры пласта, определенные по начальному участку КВД, близки соответствующим параметрам призабойной зоны, определенным по индикаторным диаграммам.

Таблица 9

Исследование гидропроводности карбонатного коллектора Западного месторождения по КВД

Номер скважины	Радиус зоны исследования, м	Гидропроводность, Д·см/сП	Номер скважины	Радиус зоны исследования, м	Гидропроводность, Д·см/сП
35	49 298	188,0 8,8	29	18 64	33,4 12,2
87	36 169	91,8 18,4	31	17 318	42,8 15,4
34	125 172	288,2 19,1	33	32 120	59,4 12,6
86	29 121	30,0 14,6	34	14 59	33,5 9,1
37	47 345	149,4 24,7	36	81 165	170,0 19,9
38	27 422	68,0 34,0	70	30 242	87,2 19,2
72	23 149	61,3 21,1	71	34 71	107,0 31,8
40	70 81	40,6 5,4	69	35 136	54,1 12,8
61	54 73	220,0 33,9	В среднем	46 178	116,0 18,0

Из табл. 9 видно, что радиус зоны пласта со средней гидропроводностью 116 Д·см/сП составляет в среднем 46 м, а на среднем расстоянии от скважины 178 м гидропроводность снижается до 18 Д·см/сП, т. е. в 6,5 раза. Однако и в этом случае гидропроводность оказывается на 3 Д·см/сП выше начальной до кислотных обработок на исследованном участке пласта.

Таким образом, радиус зоны карбонатного пласта, подвергшейся активному воздействию соляной кислоты, увеличившей естественную поровую проницаемость, не превышает нескольких десятков метров.

Активная соляная кислота гораздо глубже проникает в пласт по отдельным наиболее крупным трещинам. Вертикальные послойные макротрещины имеют небольшую удельную поверхность и поэтому концентрированная кислота с большой скоростью продвигается по ним на большие расстояния, соизмеримые с расстоянием между скважинами. По пути она разъедает места сужения трещин и тем самым увеличивает трещинную проницаемость [10, 34, 37, 39, 71].

На Яблоневском, Якушкинском, Покровском, Сосновском, Гражданском и Ново-Амалакском месторождениях Куйбышевской области в последние годы были проведены промысловые наблюдения за распространением соляной кислоты по площади пористо-трещиноватого карбонатного пласта.

Методика исследований заключалась в следующем. В одну из обычных эксплуатационных скважин закачивали под высоким давлением большой объем 12%-ного раствора соляной кислоты. Из действующих окружающих эксплуатационных скважин, удаленных от обработанной на 350 — 600 м, через каждые 15 — 30 мин отбирали пробы жидкости, отделяли воду и определяли в ней показатель pH. До появления соляной кислоты в продукции таких эксплуатационных скважин реакция воды, отделенной от нефти, была щелочной ($pH = 7,5 - 8$). После появления в воде соляной кислоты показатель pH резко снижался до 3 — 5 [39]. Этими исследованиями было установлено, что небольшие объемы раствора соляной кислоты продвигаются по трещинам со скоростью от 16 до 600 м/ч на сотни метров [10]. Скорость движения кислоты по отдельным трещинам оказалась более высокой, чем скорость движения индикатора с водой.

Например, на Яблоневском месторождении средняя скорость движения индикатора равнялась 150 м/сут, а средняя скорость прорыва концентрированной соляной кислоты — 576 м/сут [9, 10].

На Якушкинском месторождении средняя скорость движения индикатора по трещинам составляла 120 м/сут, а кислоты — 1780 м/сут.

На Покровском месторождении средняя скорость движения индикатора по трещинам достигала 450 м/сут, а кислоты — 10 000 м/сут.

Это объясняется, в основном, тем, что кислотные обработки велись под более высоким давлением нагнетания, чем закачка индикатора.

Высокая скорость движения кислоты по трещинам обеспечивает заполнение их кислотой.

Объем трещин на площади, дренируемой одной скважиной, колеблется от 10 до 50 м³, составляя в среднем 25 м³ или 0,05% всего объема пласта на площади дренирования [37].

Объем кислотного раствора при СКО имеет одинаковый порядок с объемом трещиноватых зон. Следовательно, в процессе СКО система трещин на всей площади дренирования скважин быстро заполняется кислотой, что увеличивает трещинную проницаемость в удаленной от скважин зоне

пласта. Прирост проницаемости в этом случае достигает почти 123% (табл. 10).

Таблица 10

Увеличение проницаемости удаленной от скважин зоны карбонатного пласта после кислотных обработок [10]

Месторождение	Проницаемость по КВД, мД		Месторождение	Проницаемость по КВД, мД	
	до СКО	после СКО		до СКО	после СКО
Алакаевское	254	680	Покровское	14	23
Козловское	404	882	Гражданское	24	103
Кулешовское	255	402			
Дерюжовское	47	157	В среднем	152	339
Сосновское	67	117			

Однако проницаемость при этом увеличивается не равномерно по всему объему, как в призабойной зоне скважин, а в очень узких интервалах, содержащих наиболее крупные естественные трещины.

В работе [34] на примере Кулешовского и Дерюжовского месторождений показано, что после многообъемных кислотных обработок (200 — 400 м³ раствора соляной кислоты) проницаемость узких трещиноватых слоев в карбонатных пластах, выявленных путем гидропрослушивания, увеличивается до нескольких дарси. Такое избирательное воздействие кислоты на узкие трещиноватые интервалы карбонатных пластов находится в полном соответствии с результатами исследований глубинных профилей поглощения в нагнетательных скважинах и профилей притока в эксплуатационных скважинах (рис. 6, 7, 8, 9).

Как правило, работающая мощность карбонатных пластов по данным таких исследований колеблется от 26 до 62% всей вскрытой эффективной мощности (табл. 11). Остальная часть продуктивного разреза вырабатывается более медленными темпами или совсем не вырабатывается. Приток жидкости и поглощение воды при закачке в "неработающих" интервалах настолько малы по сравнению с работающими интервалами, что они не фиксируются приборами.

На небольшом удалении от стенок скважин кислота внедряется в гораздо больший объем пласта, чем фиксируется по профилям притока, но в глубь пласта она движется именно по таким узким трещиноватым интервалам.

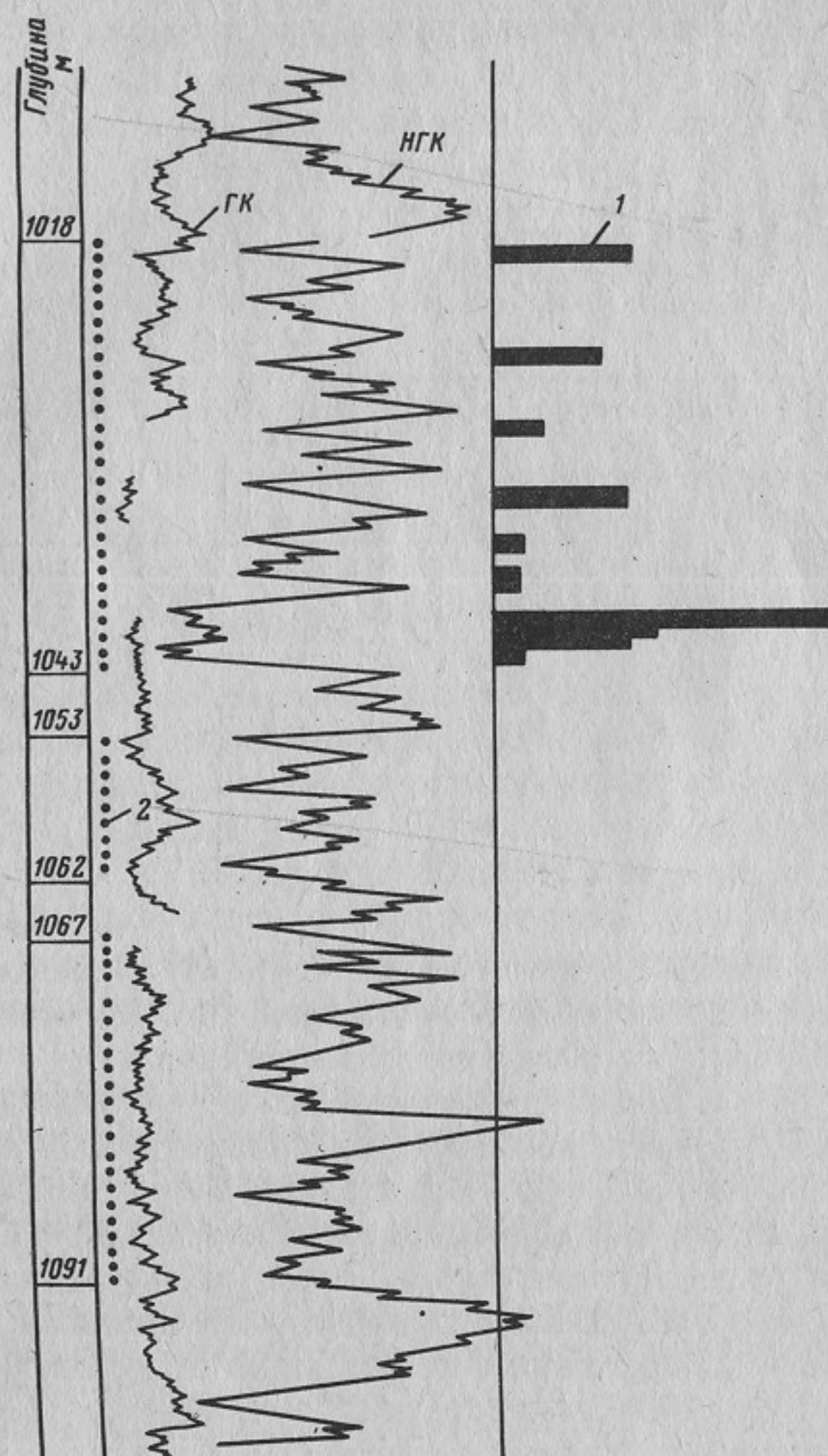


Рис. 6. Результаты совместного освоения 18 продуктивных слоев карбонатного разреза башкирского яруса в скв. 704 Западного месторождения.

1 — профиль притока до дебитомеру ДГД-8; 2 — интервал перфорации

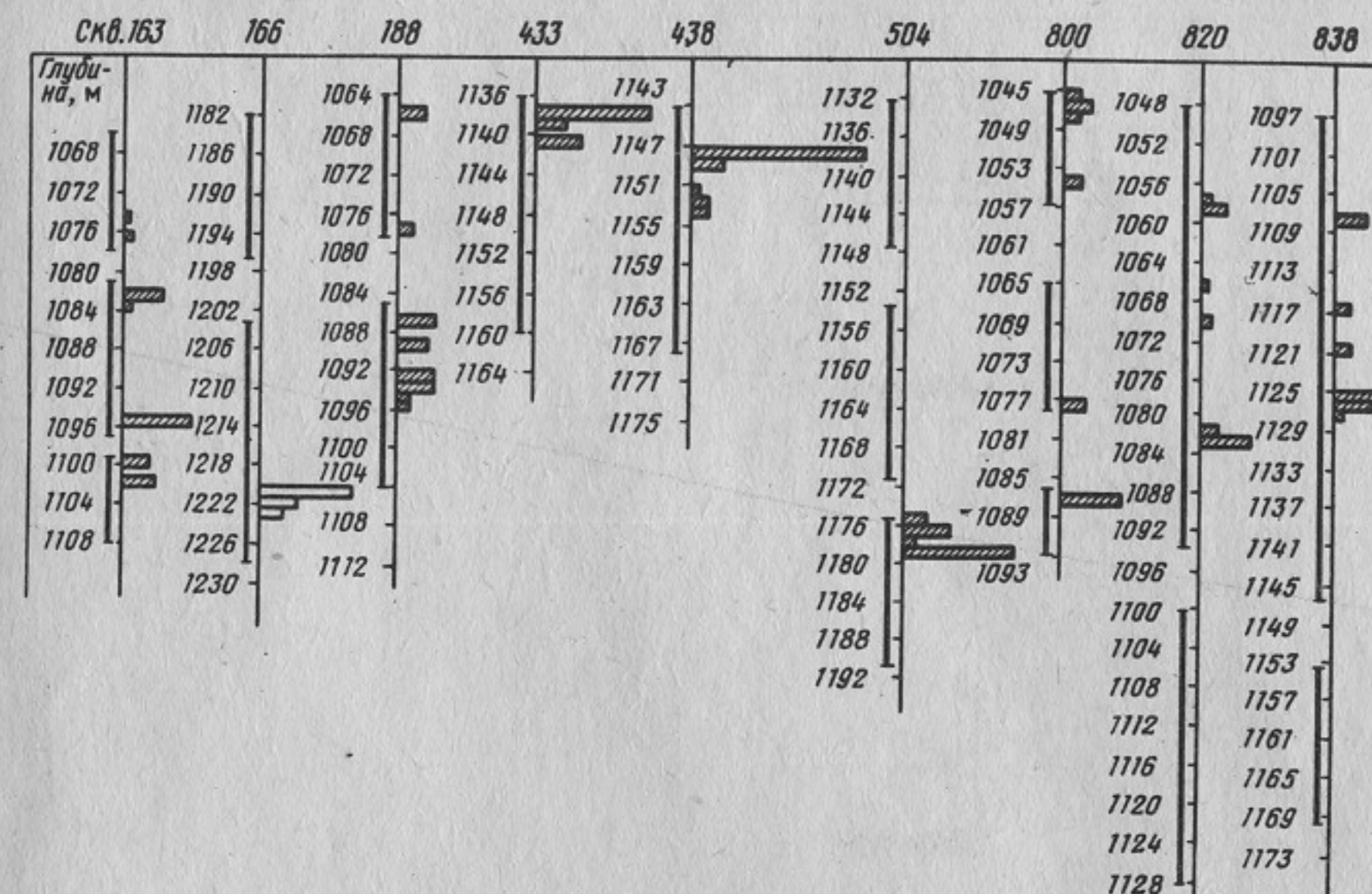


Рис. 7. Профили излива эксплуатационных скважин Западного месторождения, полностью обводнившихся пресной водой

В результате глубокого проникновения кислоты в естественные трещины карбонатного пласта и многократного увеличения проницаемости узких трещиноватых интервалов может усилиться неоднородность карбонатного коллектора по проницаемости и снизиться охват порового объема пласта вытеснением из-за преимущественного движения воды по трещинам. В этом заключается отрицательное влияние бессистемных кислотных обработок на пористо-трещиноватый карбонатный коллектор.

Регулируемые кислотные обработки при строгом соблюдении принципа поинтервального воздействия на отдельные слои многометрового продуктивного разреза и очередности обработок, контроле объема закачки кислоты и давления нагнетания, вводе в раствор реагентов, замедляющих реакцию кислоты с породой, и т. д. благоприятно воздействуют на карбонатный пласт даже при его интенсивной трещиноватости.

Например, селективная СКО плотных интервалов карбонатного продуктивного разреза Западного месторождения, имеющих проницаемость по керну до 1 мД и трещинную проницаемость по шлифам от 1 до 30 мД, позволила сначала получить дебиты нефти до 10 — 13 т/сут (табл. 12), а затем успешно эксплуатировать эти пласты совместно с высокопроницаемыми интервалами этого разреза (200 мД), дающими дебиты нефти до 75 т/сут. Без такой селективной обработки плотные интервалы притоков нефти не дают.

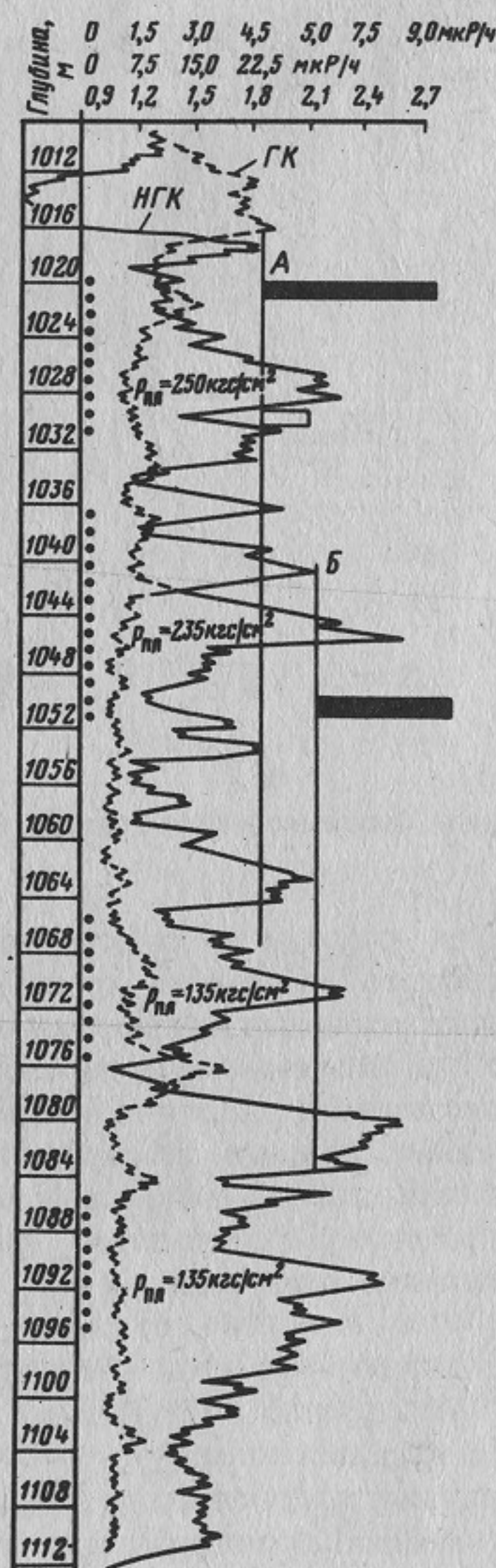


Рис. 8. Профили излива эксплуатационной скв. 819 Западного месторождения.

А — до изоляции верхнего интервала; Б — после изоляции только верхнего интервала

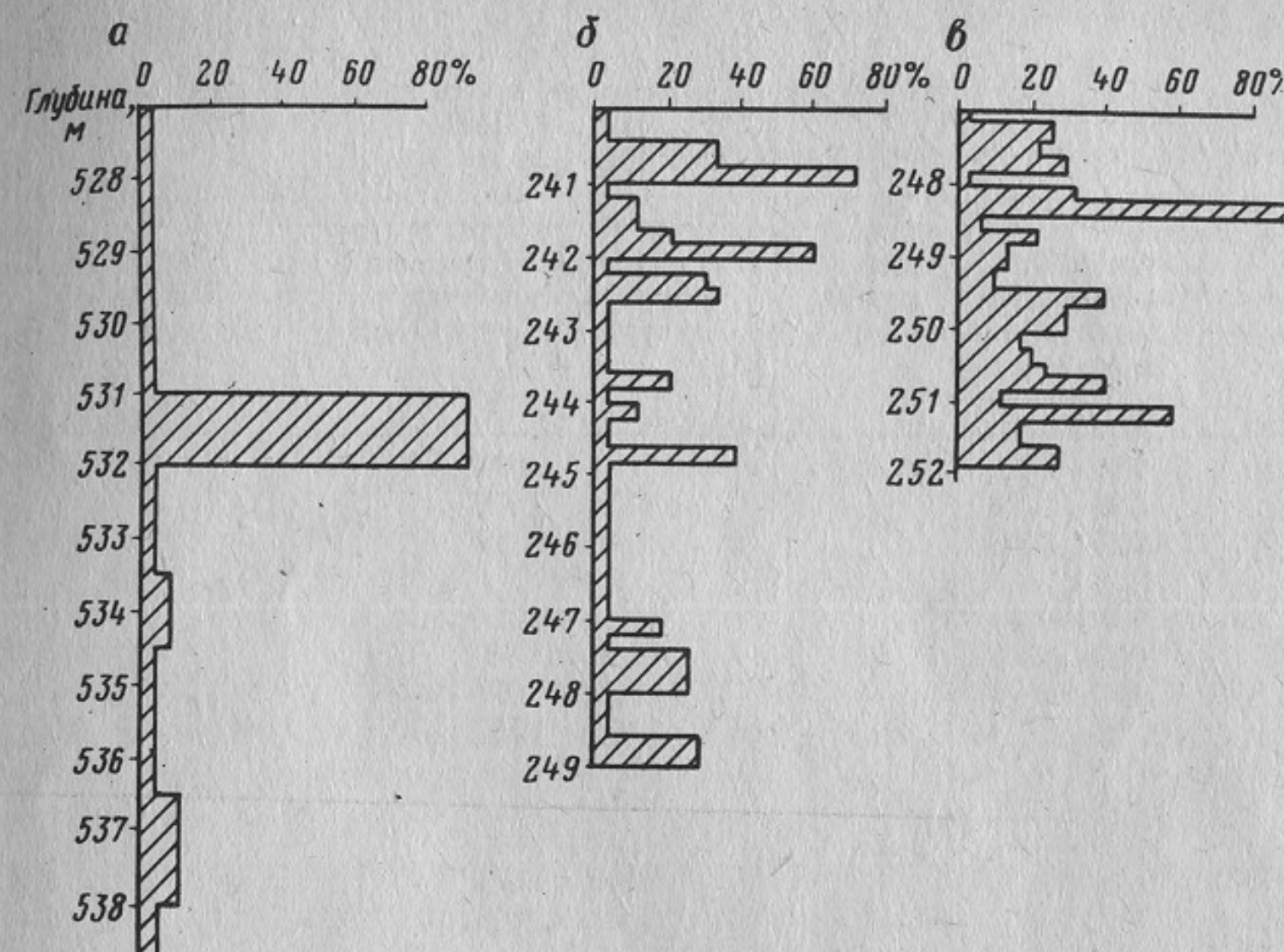


Рис. 9. Водонасыщенность карбонатного разреза на стенках старых эксплуатационных скважин с открытым забоем после их полного обводнения (по данным анализа кернов, отобранных боковым сверлящим грунтоносом).

Яблоневское месторождение: а — скв. 78; Калиновское месторождение: б — скв. 554, в — скв. 383.

Таблица 11

Сведения о доле работающей мощности карбонатного разреза некоторых месторождений Куйбышевской и Пермской областей

Месторождение	Пласт	Доля работающей мощности по отношению к вскрытой эффективной мощности	Месторождение	Пласт	Доля работающей мощности по отношению к вскрытой эффективной мощности
Кулешовское	Бш	0,62	Яблоневское	$K_1 + K_2$	0,30
Алакаевское	Бш	0,27	Западное	Бш + Нм	0,27
Покровское	Бш	0,46	Батырбайское	Бш	0,26
Якушинское	Бш	0,35	Ярино-Каменоложское	Бш + Нм	0,31
Козловское	Бш	0,47	В среднем	—	0,38
Орляное	Бш	0,40			
Дерюзовское	Т	0,33			

Таблица 12

Результаты поинтервального опробования
карбонатного разреза Западного месторождения

Номер скважины	Интервал перфорации плотной части разреза, $\kappa_{\Pi} < 10$ мД	Дебит нефти, т/с	Интервал перфорации продуктивной части разреза, $\kappa_{\Pi} = 200$ мД	Дебит нефти, т/с
292	1114 – 1100 1090 – 1078 1058 – 1049	10	1100 – 1090 1078 – 1058 1049 – 1038	27
296	1104 – 1100 1088 – 1083	10	1120 – 1104 1100 – 1088 1083 – 1076 1069 – 1032	75
297	1118 – 1106 1099 – 1090 1075 – 1070	13	1144 – 1118 1106 – 1099 1090 – 1075 1070 – 1054	40
314	1132 – 1121 1116 – 1108 1094 – 1085	9	1137 – 1132 1121 – 1116 1108 – 1094	42
316	1098 – 1091 1088 – 1080	12	1122 – 1098 1080 – 1028	50

Карбонатные коллекторы с относительно однородной низкой и средней поровой проницаемостью, не превышающей 50 мД, после СКО увеличивают среднюю продуктивность в пять раз (табл. 13). Эффективность их разработки после этого существенно возрастает.

Таблица 13

Сопоставление фактических коэффициентов продуктивности карбонатных коллекторов с рассчитанными по проницаемости керна без учета трещиноватости и СКО

Месторождение	Средняя проницаемость по керну, мД	Коэффициент продуктивности, т·см ² /сут·кгс		Отношение фактического коэффициента продуктивности к расчетному
		расчетный по проницаемости	фактический	
Северокамское	10	0,08	0,40	5
Яблоневское	10–20	0,02	0,10	5
Краснокамское	30	0,08	0,50	6,2

Окончание табл. 13

Месторождение	Средняя проницаемость по керну, мД	Коэффициент продуктивности, т·см ² /сут·кгс		Отношение фактического коэффициента продуктивности к расчетному
		расчетный по проницаемости	фактический	
Городецкое	23	0,10	0,55	5,5
Калиновское	25	0,10	1,0	10
Дерюжовское	35	0,20	2,0	10
В среднем	30	0,09	0,76	8,6

Показательно в этом отношении Яблоневское месторождение. Проницаемость карбонатного коллектора по керну равна 10–20 мД. Микротрещины в шлифах имеют проницаемость до 22 мД. Общая проницаемость по индикаторным диаграммам до кислотных обработок равна 42 мД. Расчетная нефтеотдача для этих условий составляет при режиме растворенного газа 0,15 и при заводнении 0,35. Месторождение разбурили густой сеткой скважин 200 x 200 м и 350 x 350 м. Средний радиус дренирования одной скважины составляет 100 и 175 м соответственно. На 500 скважинах было проведено более 1000 кислотных поинтервальных гидроразрывов и более 2000 СКО [31].

Электромоделирование разработки показало, что общая средняя проницаемость пласта увеличилась с 42 до 130 мД, т. е. почти в 3,5 раза [56]. Благодаря этому нефтеотдача при режиме растворенного газа оказалась выше на 0,09, а при заводнении — на 0,1. По группе месторождений, практически законченных разработкой при режиме растворенного газа и имеющих проницаемость по керну до 30 мД, нефтеотдача за счет трещиноватости и кислотных обработок увеличилась в среднем с 0,16 до 0,26, т. е. в 1,62 раза (табл. 14). При таком режиме эксплуатации резкий рост трещинной проницаемости после СКО приводит к увеличению нефтеотдачи.

Таким образом, лабораторные исследования и многолетняя промысловая практика показали реальную возможность искусственного улучшения естественной поровой проницаемости карбонатных коллекторов призабойных зон скважин радиусом несколько десятков метров и трещинной проницаемости на значительном расстоянии от забоя, достигающем нескольких сотен метров.

Благодаря этому создаются специфические условия разработки залежей и эксплуатации скважин, позволяющие осуществлять заводнение и промышленную добычу нефти из карбонатных коллекторов с очень низкой проницаемостью (0,1 – 10 мД), при которой терригенные коллекторы обычно не разрабатываются.

Таблица 14

Сопоставление нефтеотдачи карбонатных пластов законченных разработкой при режиме растворенного газа

Месторождение	Средняя проницаемость по керну, мД	Коэффициент нефтеотдачи		Отношение фактической нефтеотдачи к расчетной
		расчетный по проницаемости	фактический	
Краснокамское	30	0,16	0,19	1,2
Калиновское	25	0,17	0,33	2,0
Яблоневское	20	0,15	0,24	1,6
Ново-Ключевское	25	0,16	0,25	1,6
Восточно-Черновское	23	0,16	0,29	1,8
В среднем	24,6	0,16	0,26	1,6

Разный характер искусственного изменения проницаемости карбонатных и терригенных пластов в процессе их вскрытия, освоения и промышленной эксплуатации, а также возможность весьма существенного увеличения проницаемости карбонатных пластов все еще не в полной мере учитываются при гидродинамических расчетах, что часто приводит к противоречию между проектными и фактическими показателями разработки. При этом, как правило, потенциальные возможности карбонатных коллекторов недооцениваются.

СЛОИСТАЯ И ЗОНАЛЬНАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ЕМКОСТНО-ФИЛЬТРАЦИОННЫМ И УПРУГО-МЕХАНИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ

Отличительная особенность карбонатных коллекторов по сравнению с терригенными — значительно большее разнообразие структурно-генетических типов пород, слагающих продуктивные пласты. В свою очередь каждый структурный тип известняка имеет несколько разновидностей, различающихся, главным образом, составом органических остатков, их взаимным расположением и цементацией.

Слоистое строение продуктивных карбонатных толщ палеозоя Урало-Поволжья — общепризнанный факт, который надежно подтверждается промысловыми данными. Например, в разрезе карбонатной толщи Западного месторождения по геофизическому материалу в сопоставлении с глубинными профилями притока и приемистости выделено шесть высокопродуктивных интервалов, разделенных плотными, практически непродуктивными породами (рис. 10).

Кроме того, внутри каждого продуктивного и непродуктивного интервала выделены более тонкие слои, состоящие из карбонатных пород раз-

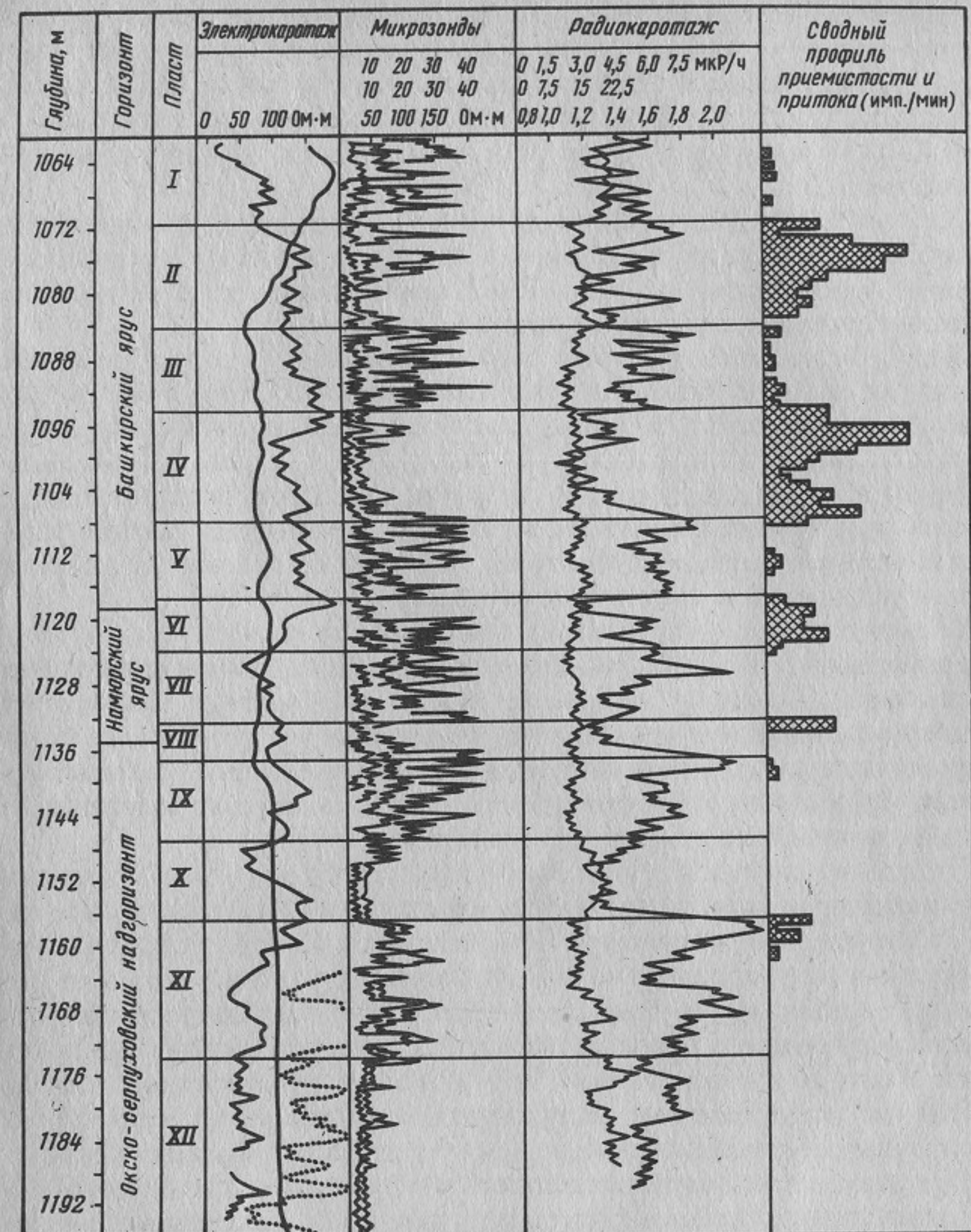


Рис. 10. Послойная дифференциация продуктивного карбонатного разреза Западного месторождения

ного структурно-литологического типа. Анализ керна из интервалов сплошного отбора и результаты детального каротажа разреза скважин с масштабом записи 1 : 100 и 1 : 50 показали, что мощность отдельных карбонатных слоев с разными структурно-литологическими свойствами колеблется от 20 до 100 см. Таким образом, характерное свойство мощных карбонатных толщ и пластов — частое переслаивание пород различно-

го структурно-генетического типа, осложненное вторичными процессами выщелачивания и минерализации, приведшими к ритмичному чередованию в разрезе пород с улучшенными и ухудшенными коллекторскими свойствами. В промысловой практике эта особенность карбонатных пород называется слоистостью, слоистой прерывистостью или вертикальной неоднородностью.

Карбонатная порода каждого структурного типа или ее разновидность характеризуется присущим только ей строением порового пространства: формой пор и пустот, их размерами, извилистостью поровых каналов, взаимным расположением пор и пустот и т. д. (табл. 15).

Закон распределения любого параметра в одном структурном слое всегда нормальный. Однако в многослойном карбонатном разрезе для совокупности образцов из разных слоев распределение любого параметра обычно не подчиняется нормальному закону, так как полигоны распределения параметров по отдельным слоям не совпадают. Вследствие этого разные структурные слои имеют разные средние значения каждого параметра, которые нередко существенно отличаются от средних значений параметров для всего многослойного разреза.

Слоистое строение карбонатных пластов обусловило такое же послойное изменение их емкостно-фильтрационных свойств, как и в терригенных коллекторах. Однако в отличие от них в карбонатных коллекторах емкостно-фильтрационные свойства изменяются в значительно более широком диапазоне, в результате чего средние пористость и особенно проницаемость каждого структурного слоя могут существенно отличаться от средних значений для всего продуктивного разреза.

Этот вывод хорошо согласуется с данными работы [67], полученными при сравнении кривых распределения пористости и проницаемости в песчаных и карбонатных коллекторах Куйбышевской области. Вследствие этого средне- и низкопроницаемые продуктивные карбонатные пласты, имеющие даже одинаковые средние параметры с продуктивными терригенными пластами, отличаются от последних более низким охватом пластов заводнением, если не проектируются и не осуществляются специальные мероприятия по искусственному выравниванию проницаемости карбонатных пластов, способствующие также общему увеличению их проницаемости.

При этом, однако, необходимо иметь в виду, что бессистемное проведение кислотных обработок сокращает начальный коэффициент охвата пластов заводнением. По данным глубинных исследований скважин Западного месторождения установлено, что в результате вскрытия многометровой толщи башкирского яруса общим фильтром и совместных кислотных обработок всех интервалов продуктивного разреза выработке подвергаются только наиболее пористые и проницаемые слои, избирательно поглощавшие всю кислоту. Работающая мощность при этом не превышает 20 — 40% всей продуктивной мощности, в то время как проектный коэффициент воздействия заводнением составлял в среднем 90%.

Совместное освоение всех пористых слоев карбонатного разреза, как это нередко делают при разработке массивных залежей нефти, не может обеспечить одновременного притока жидкости из всех этих слоев в силу их различных фильтрационных свойств (см. рис. 6, 11). Из рисунков

Таблица 15

Емкостно-фильтрационные свойства карбонатных коллекторов некоторых разновидностей башкирского яруса Пермской области

Структура	Пористость, %				Проницаемость, мД			Диаметр, мкм	
	от	до	средняя	от	до	средняя	фильтрующихся пор		отдельных пор и каверн
Фораминиферо-водорослевая	0,4	22,0	16,4	0,1	1440	292	10 — 50		100 — 15 000
Водорослевая	0,5	26,4	17,5	0,1	1500	380	6 — 50		80 — 1700
Водорослево-фораминиферовая	0,5	17,0	12,3	0	281	91	15 — 50		80 — 600
Фораминиферовая	0,5	19,5	12,8	0	356	279	10 — 50		80 — 10 000
Ступково-водорослевая	0,4	21,8	17,5	0,1	723	300	10 — 50		170 — 8000
Детрито-водорослевая	0,5	21,1	12,5	0,1	610	55	10 — 50		120 — 1200
Ступково-фораминиферовая	0,3	20,7	8,6	0	166	5	8 — 50		80 — 640
Шламная	0,4	21,6	13,6	0,1	706	368	5 — 50		80 — 3000
Полидетритовая	0,2	19,7	10,8	0	143	18	3 — 50		80 — 1200
Фораминиферо-детритовая	0,2	14,1	8,6	0	14,8	5	7 — 50		100 — 1000
Ступково-детритовая	0,3	13,0	8,6	0	73,3	5	10 — 50		60 — 1500
Детрито-фораминиферовая	0,3	19,2	7,5	0	152	5	10 — 50		160 — 2000
В среднем	—	—	12,2	—	—	150	—	—	—

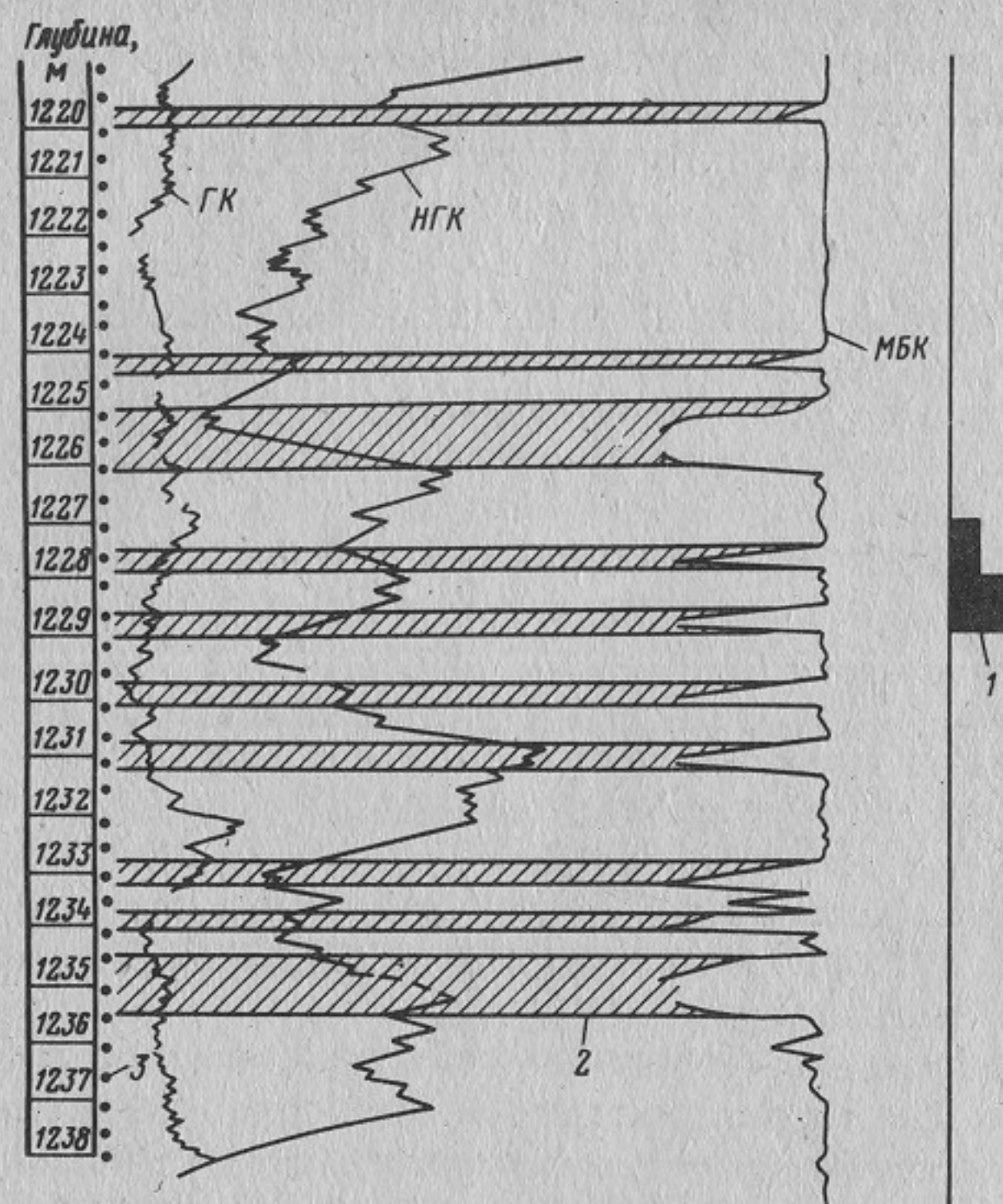


Рис. 11. Результаты совместного освоения десяти продуктивных слоев карбонатного разреза намюрского яруса в скв. 600 Западного месторождения.

1 — профиль притока по дебитомеру ДГД-8; 2 — проницаемые слои; 3 — интервал перфорации

видно, что в скв. 600 из десяти одновременно освоенных пористых слоев общей мощностью 14 м приток дают только два слоя мощностью около 4 м, а в скв. 704 из 18 одновременно освоенных пористых слоев приток дают только семь.

Слоистое строение карбонатных толщ и значительное изменение их проницаемости — главная причина неравномерной разнотемпературной выработки продуктивного разреза. Например, снятие профилей излива в десяти полностью обводненных скважинах Западного месторождения показало, что приток чистой пресной воды дают единичные очень узкие интервалы карбонатного разреза, мощностью от 1 до 2 м, расположенные преимущественно в верхней или средней части на расстоянии 30 — 50 м от водонефтяного контакта (см. рис. 7). Все остальные пористые слои содержат еще невыработанные запасы нефти, но не дают ее притоков вследствие того, что пластовое давление в них значительно ниже забойного, создающегося при работе обводненных слоев, имеющих более высокое пластовое давление.

Селективная изоляция верхних и средних обводненных слоев разреза приводила к снижению среднего пластового давления, понижению забойного давления и подключению к работе нижних нефтяных слоев. Например, в скв. 819 Западного месторождения, расположенной в 300 м от нагнетательного ряда, было одновременно вскрыто перфорацией четыре интервала карбонатного разреза мощностью 49 м. После обводнения скважины на 100% пресной водой был снят профиль излива, показавший поступление воды только из очень узких слоев верхнего интервала перфорации (см. рис. 8). Пластовое давление при этом составляло 250 кгс/см^2 , забойное давление не замерялось. Нижние три интервала притока жидкости не давали.

В сложных условиях аномально высокого пластового давления (глубина скважины 1100 м) удалось полностью зацементировать весь верхний интервал и вновь снять профиль притока. Оказалось, что заработали узкие слои второго сверху интервала перфорации с пластовым давлением 235 кгс/см^2 . Из скважины шла чистая вода, но уже менее опресненная. Нижние интервалы по-прежнему не работали. После селективной изоляции второго обводненного интервала подключались, наконец, нижние интервалы с пластовым давлением 135 кгс/см^2 и дебитом нефти 15 т/сут при обводненности 60%. Скважина эксплуатировалась механизированным способом с забойным давлением 50 кгс/см^2 .

Прямые доказательства неравномерной послойной выработки карбонатных пластов получил Г. Б. Выжигин [35, 36]. Метод его исследований заключался в отборе образцов карбонатных пород сверлящим грунтоном со стенок старых обводненных скважин, имеющих открытый забой, и в последующем лабораторном определении пористости, проницаемости, остаточной водонефтенасыщенности и т. д. Как правило, образцы отбирали через 0,2 — 0,5 м.

Результаты определения остаточной водонасыщенности по некоторым (полностью обводненным) скважинам представлены на рис. 9, из которого видно, что слои с аномально высокой остаточной водонасыщенностью, т. е. промытые слои, составляют не более 5 — 15% всей продуктивной мощности карбонатного разреза.

В промысловой практике трудно проследить распространение по площади и разрезу каждого структурного слоя, мощность которого часто составляет несколько сантиметров. В связи с этим обычно используют сводную характеристику порового пространства для всего многослойного разреза, а затем проектируют и внедряют единую сетку скважин на всю многометровую карбонатную толщу, которая только внешне выглядит единой массивной залежью с общим водонефтяным контактом для всех слоев и кажущейся гидродинамической связью слоев по вертикали.

В действительности же массивные залежи, приуроченные к карбонатным коллекторам, часто являются сложными многопластовыми объектами разработки с отсутствием гидродинамической связи между пластами по разрезу, с различными емкостно-фильтрационными свойствами пластов и разной вязкостью нефти в пластах, возрастающей от верхних слоев к нижним иногда в 10 — 20 раз [28].

Слоистая неоднородность карбонатных коллекторов обуславливает необходимость выделения низко- и среднепроницаемых слоев, что очень трудно сделать, и организации особой системы воздействия на них или разделения карбонатных толщ на этажи разработки (с границами по напластованию) с более узкими спектрами распределения проницаемости, чем для всего разреза.

Для реализации в проектах любого из этих двух вариантов необходимо уже на стадии разведочных работ при подготовке геологической базы к разработке основное внимание уделять изучению вертикальной неоднородности карбонатных коллекторов как путем сплошного отбора керна, так и методами промысловой геофизики, включающими микробокковой каротаж, снятие профилей притока не менее чем на трех режимах работы скважин, поинтервальное освоение разреза снизу вверх, селективные кислотные обработки и т. д.

Такой комплекс исследовательских работ позволяет выделить в карбонатном разрезе объекты разработки более простого геологического строения, чем вся карбонатная толща.

Изучение карбонатных толщ на разбуренных месторождениях показывает, что вторичные процессы, улучшающие коллекторские свойства карбонатного пласта, протекали неравномерно не только по разрезу карбонатных толщ, но и по площади отдельных структурно-литологических разностей пород, слагающих эти толщ. Эти процессы наиболее развиты на сводах и крутых крыльях структур и вдоль направлений тектонической трещиноватости.

В результате неравномерного вторичного преобразования карбонатных пород каждого слоя на фоне первичной относительно однородной по емкостно-фильтрационным свойствам породы появились участки вторично измененных пород с повышенными емкостно-фильтрационными свойствами. Обычно такие высокопродуктивные участки оконтуриваются или разделяются низкопродуктивными участками с ухудшенными емкостно-фильтрационными свойствами. В большинстве случаев зоны высокой продуктивности имеют сложные, заливообразные очертания (рис. 12). Зоны с низкой продуктивностью, как правило, сильно раздроблены на мелкие участки (линзы), слабо сообщающиеся друг с другом и с зонами высокой продуктивности.

Характерные признаки такого неоднородного распределения коллекторских свойств — резкое различие дебитов нефти даже по ближайшим скважинам, независимая динамика пластового давления между отдельными участками пласта, отсутствие взаимовлияния между некоторыми соседними скважинами, т. е. гидродинамическая разобщенность закарстованных участков первично более плотными или вторично уплотненными породами. Часто это свойство карбонатного коллектора называют прерывистостью, линзовидностью или зональной неоднородностью.

В плане по отдельным пластам и слоям одного и того же продуктивного разреза зоны повышенных коллекторских свойств часто совпадают. Поэтому в промысловой практике их можно выделить после разбуривания и некоторого периода разработки залежей по картам начальных

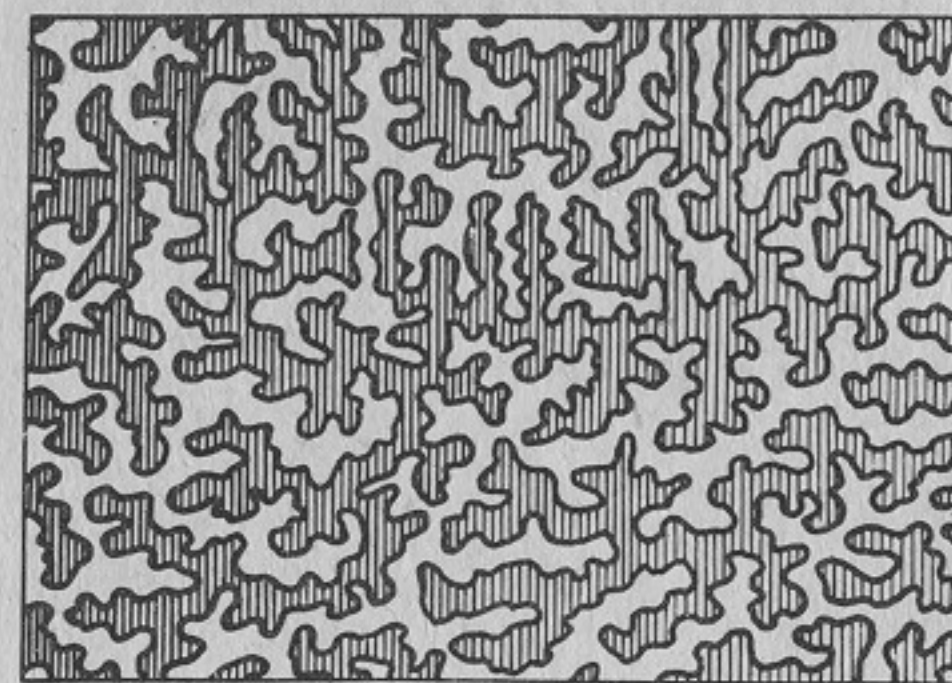


Рис. 12. Схематическое изображение зональной неоднородности карбонатного коллектора (заштрихованы зоны с повышенными емкостно-фильтрационными свойствами, белым показаны разделяющие их породы с ухудшенными коллекторскими свойствами)

дебитов, картам изобар, картам достигнутой нефтеотдачи по выработанным залежам, картам распространения индикатора и т. д.

Зоны с повышенными емкостно-фильтрационными свойствами имеют преимущественно удлиненную форму. Ширина таких зон колеблется от 150 до 1500 м при длине от 400 до 4000 м, а иногда и более. Общая площадь отдельных зон составляет $16 \cdot 10^4$ — $16 \cdot 10^6$ м². Скважины, расположенные в этих зонах, характеризуются исключительно высокой продуктивностью и хорошим взаимовлиянием даже при очень редкой сетке, равной 50 — 60 га/скв (рис. 13 — 16).

Зоны с пониженными емкостно-фильтрационными свойствами более обширны. На своде структур они располагаются отдельными очагами или узкими полосами, разделяющими зоны с более высокими емкостно-фильтрационными свойствами, а на периферийных участках занимают почти всю площадь. Эти зоны характеризуются очень низкими дебитами скважин и полным отсутствием взаимовлияния между ними.

Типичный пример — Краснокамское месторождение. Центральная часть его, разделенная на две площади р. Камой, была разбурена по сетке 430х430 м, что позволило составить карту распространения высокопроницаемых зон по начальным дебитам скважин (см. рис. 14). В 1961 — 1962 гг. левобережная часть месторождения была законсервирована в связи со строительством Воткинской ГЭС и затоплена. Большинство скважин правобережной части промысла, удаленных от левобережной части на 700 — 1500 м, продолжали эксплуатироваться. При этом скважины, расположенные на высокопроницаемых зонах, увеличили свои дебиты в несколько раз (рис. 17), а скважины, расположенные на низкопроницаемых зонах, продолжали работать с сохранением прежнего темпа падения дебитов (рис. 18). Это свидетельствовало о хорошей гидродинамической связи внутри высокопроницаемых зон и о возможности их выработки более редкой сеткой скважин.

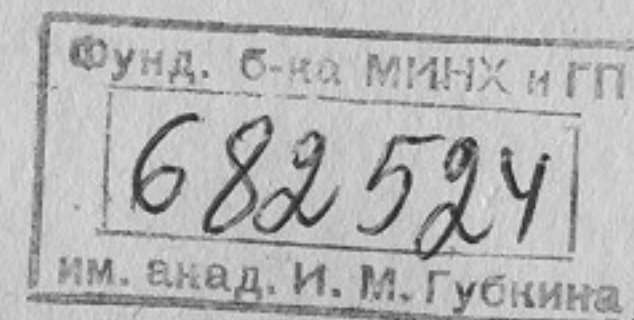


Рис. 13. Карта нефтеотдачи пластов Северокамского месторождения.

1 — внешний контур нефтеносности; 2 — зоны высокой нефтеотдачи

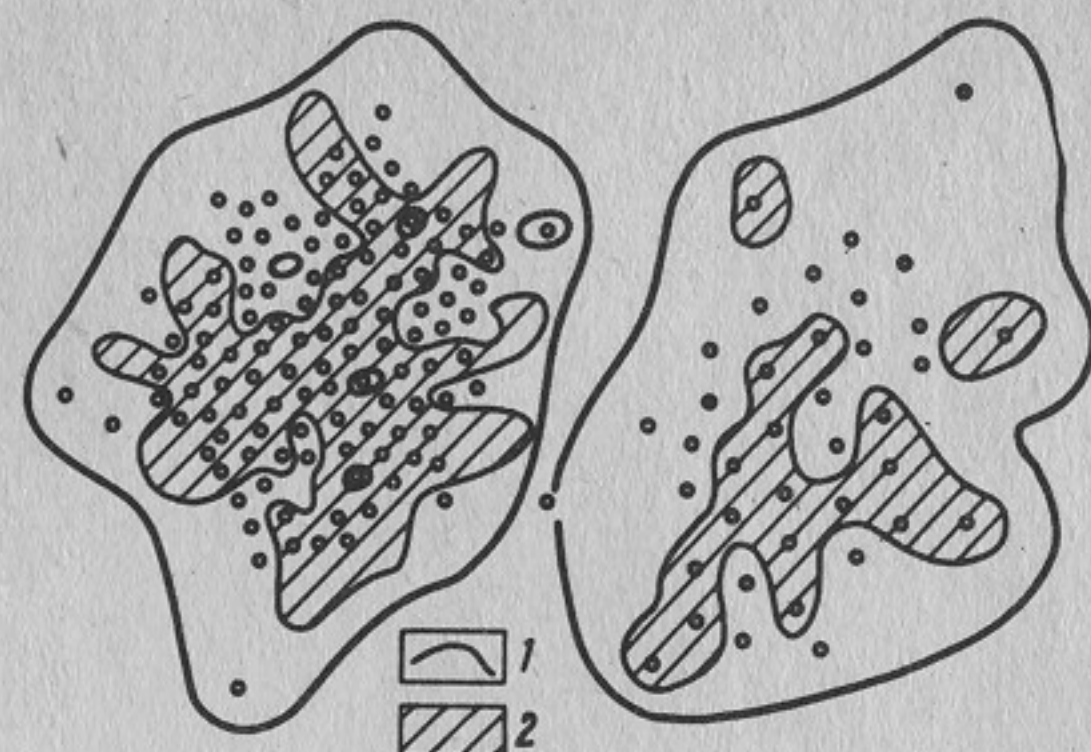


Рис. 14. Карта начальных дебитов нефти по Краснокамскому месторождению.

1 — контур разбуренной зоны; 2 — зоны максимальных дебитов нефти; 3 — линии трещиноватости

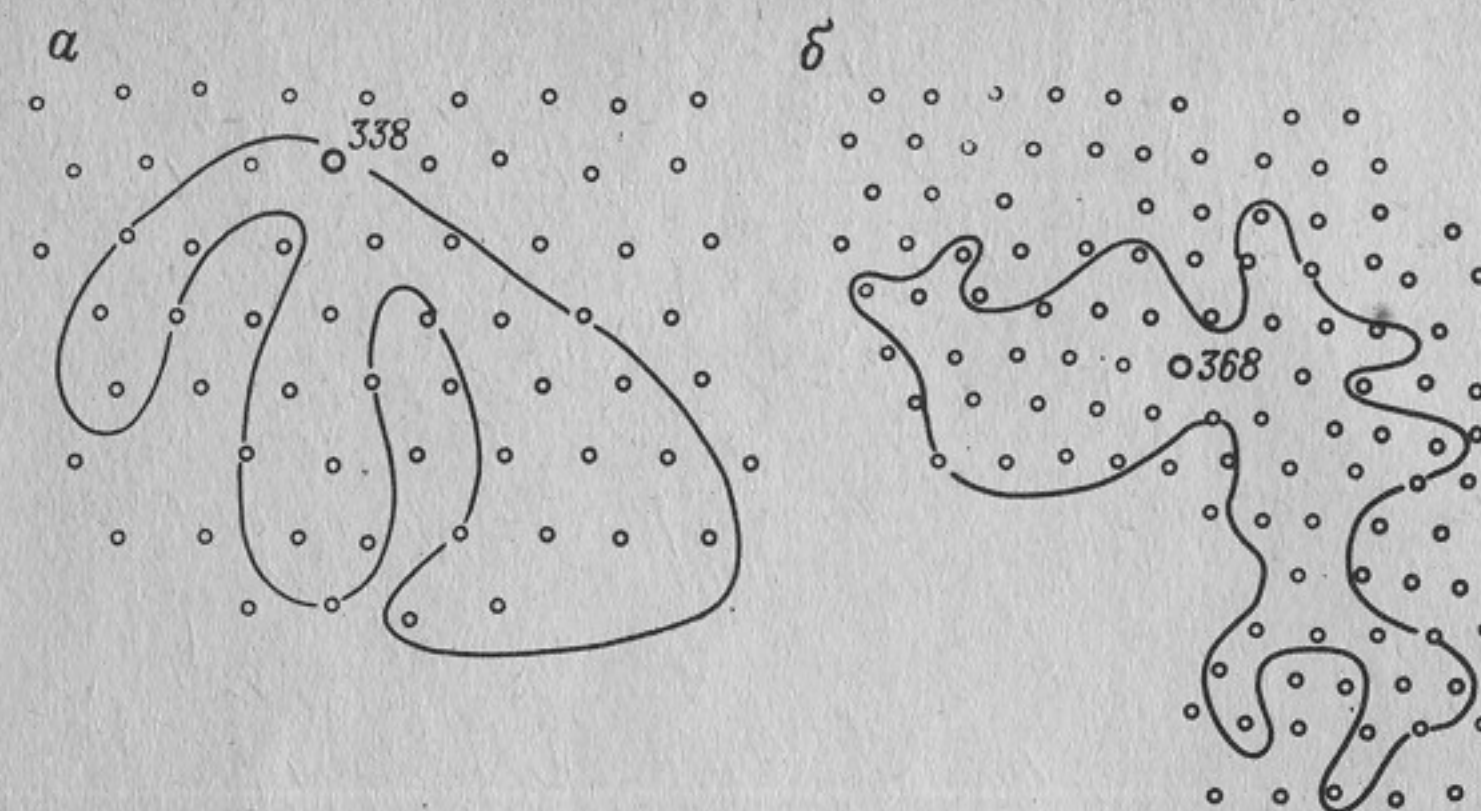
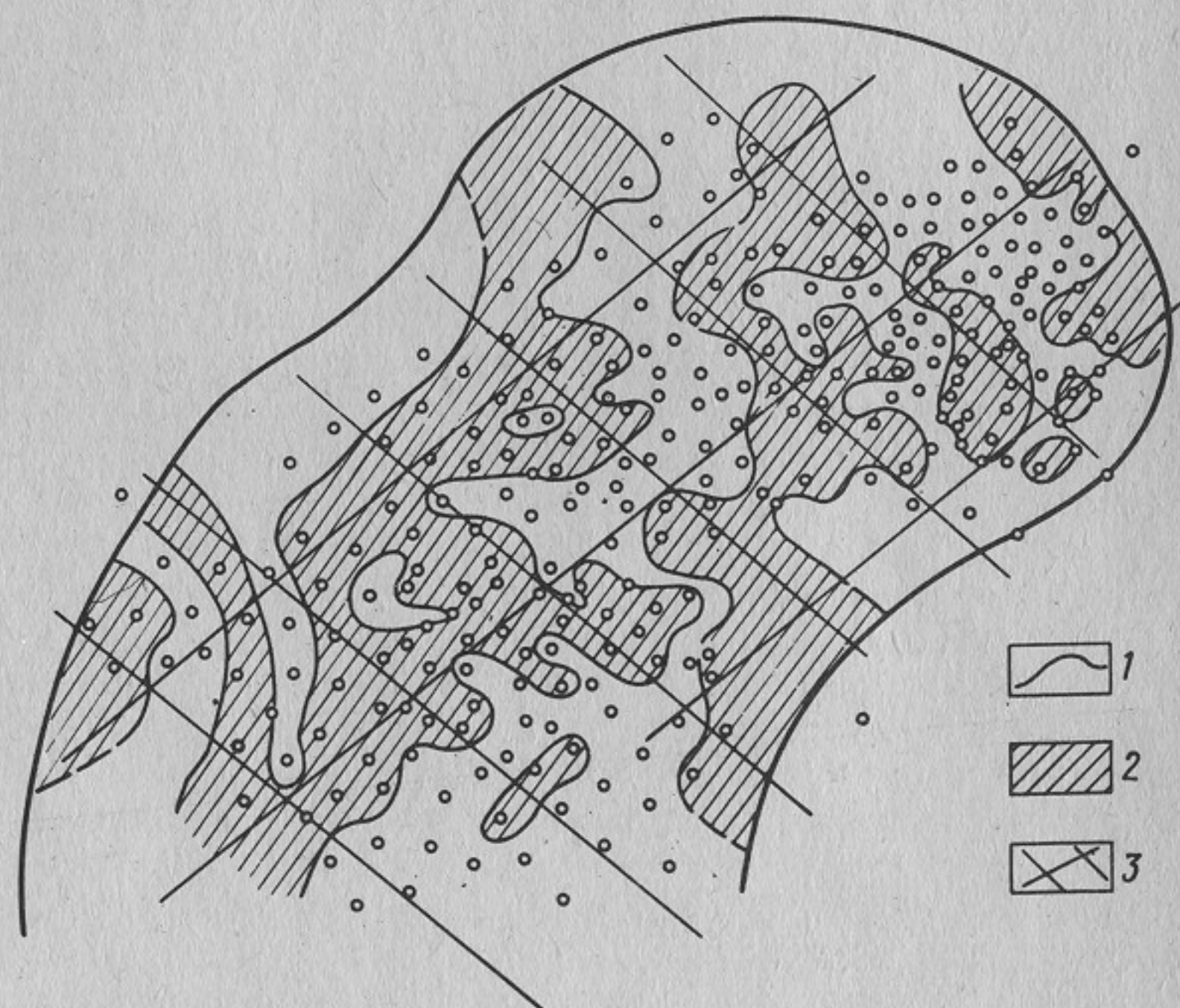


Рис. 15. Зоны распространения индикатора с водой по карбонатному пласту Калиновского месторождения (данные К. Б. Аширова).

а — при закачке индикатора в нагнетательную скв. 338; б — после закачки в нагнетательную скв. 368

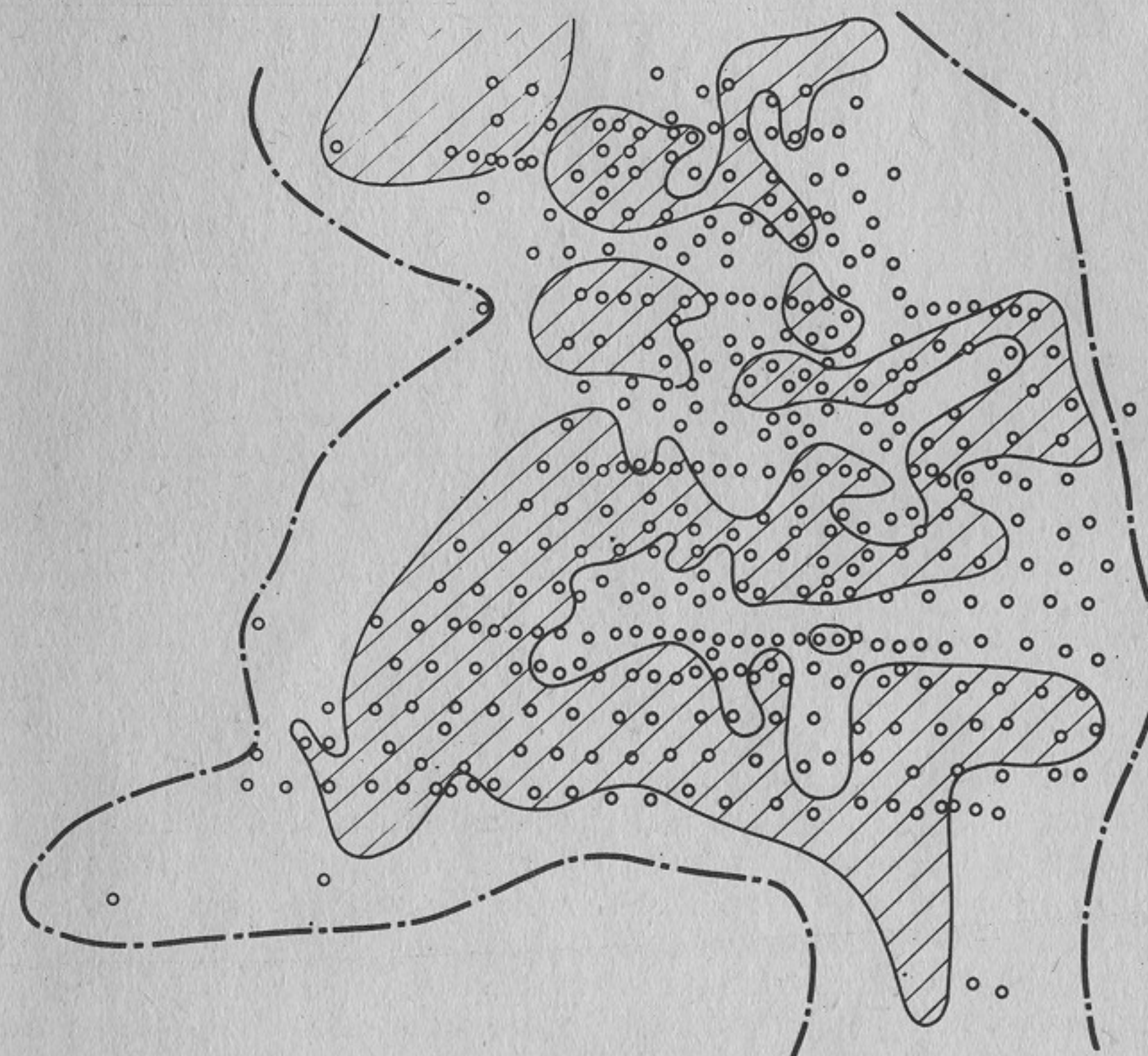


Рис. 16. Зоны преимущественного распространения II пласта башкирского яруса Западного месторождения (заштрихованы), выделенные по карте эффективных нефтенасыщенных мощностей

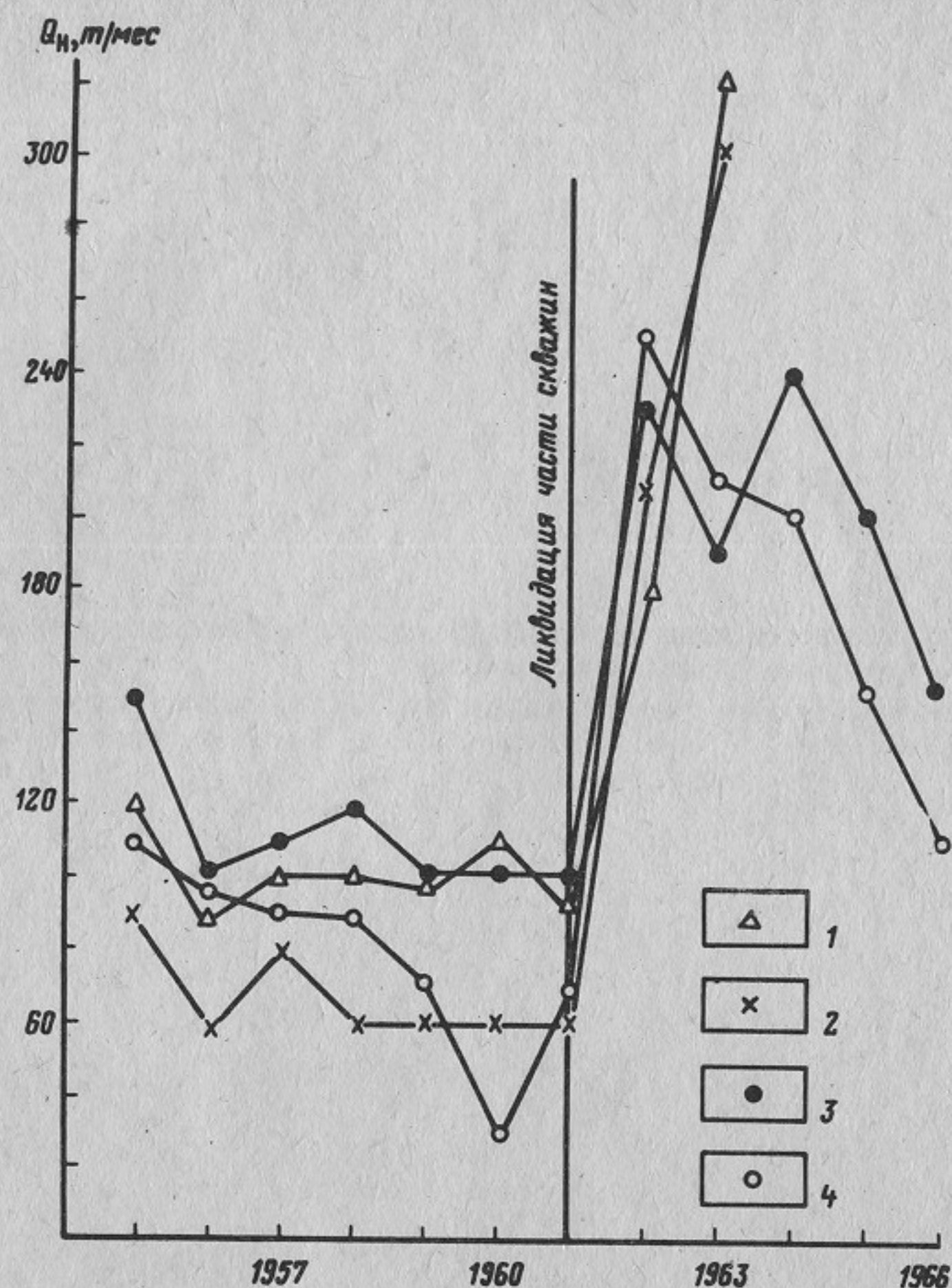


Рис. 17. Увеличение добычи нефти из скважин Краснокамского месторождения, расположенных на высокопроницаемых зонах правого берега р. Камы, после ликвидации левобережных скважин.

Скважины: 1 – 178; 2 – 227; 3 – 220; 4 – 226

В низкопроницаемых зонах перетоков нефти не наблюдалось, что позволяет предполагать их сильную гидродинамическую разобщенность, ведущую к консервации запасов нефти на неразрабатываемых участках. Действительно, на периферийной неразбуренной и низкопроницаемой части этого месторождения через 30 лет после его эксплуатации на режиме истощения были пробурены оценочные скважины, показавшие, что в низкопроницаемой неразбуренной зоне сохранились почти начальное пластовое давление и начальные свойства нефти, в то время как на разбуренной высокопродуктивной зоне пластовое давление снизилось почти до атмосферного [25].

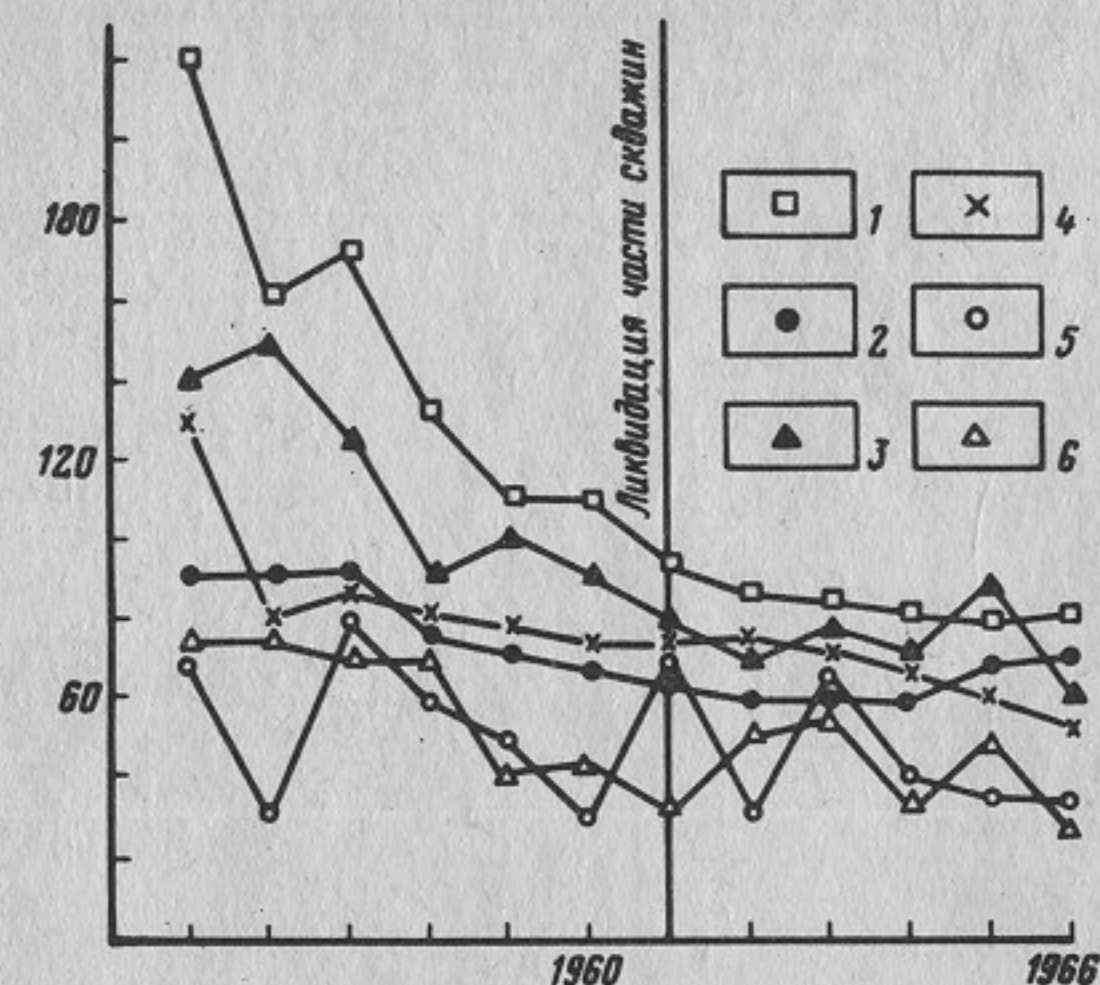


Рис. 18. Динамика добычи нефти из скважин Краснокамского месторождения, расположенных на низкопроницаемых зонах правого берега р. Камы, после ликвидации левобережных скважин.

Скважины: 1 – 230; 2 – 159; 3 – 330; 4 – 331; 5 – 221; 6 – 122

Зональную неоднородность карбонатных коллекторов нельзя выявить и учесть на стадии проектирования первоначальной схемы разработки. Даже после разбуривания залежей равномерной сеткой скважин для составления карт зональной неоднородности требуется проведение комплекса исследовательских работ, главная трудность которых связана с необходимостью выявления послойной зональной неоднородности. Карты зональной неоднородности карбонатных коллекторов имеют такое же значение, как и аналогичные карты терригенных коллекторов, где роль низкопроницаемых зон отводится продуктивным алевролитам.

Упруго-механические свойства карбонатных коллекторов существенно влияют на процессы вскрытия, освоения и эксплуатации нефтяных пластов и на степень их трещиноватости [11, 26, 27, 102, 107]. Многослойные карбонатные пласты в такой же степени дифференцируются по упруго-механическим свойствам, как и по всем другим параметрам (рис. 19).

Прочность пород в основном зависит от их пористости. Чем выше пористость, тем ниже прочность породы. При увеличении пористости с 5 до 18% прочность известняков среднего карбона снижается в 2 – 4 раза (рис. 20). Скорость распространения поперечных упругих волн в породах разного структурного типа меняется незначительно, снижаясь с 2700 до 1900 м/с при увеличении общей пористости с 3 до 25%. Карбонатный разрез менее дифференцирован по этому параметру, чем по всем другим (см. рис. 19).

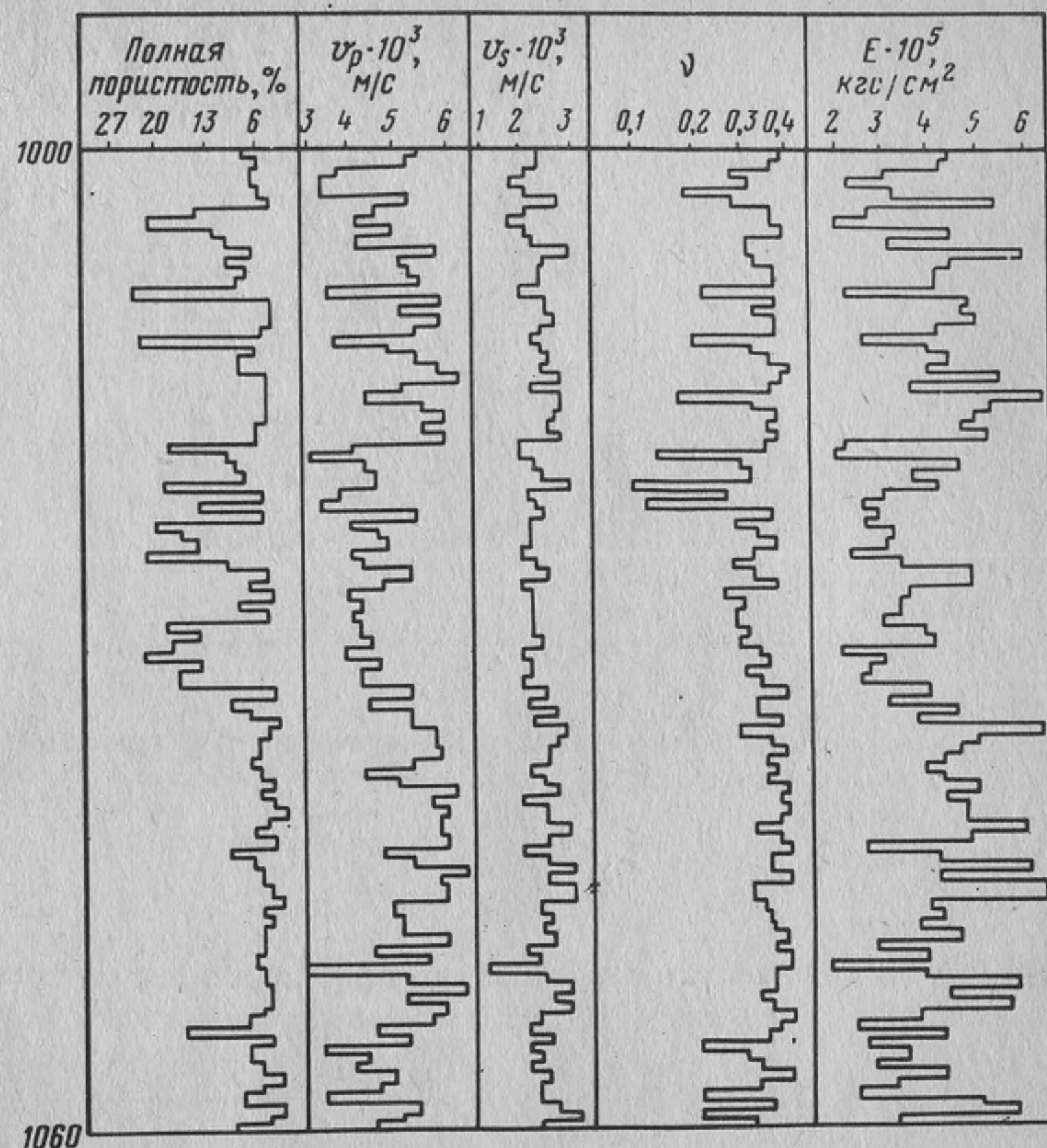


Рис. 19. Дифференциация карбонатного разреза Западного месторождения по полной пористости и упругим свойствам.

v_p , v_s — продольная и поперечные скорости упругих волн соответственно; ν — коэффициент Пуассона; E — модуль упругости

Скорость упругих продольных волн также существенно зависит от пористости карбонатных пород. При увеличении общей пористости с 5 до 25% скорость продольных волн уменьшается почти на 40% (см. рис. 20). Карбонатный разрез по этому параметру дифференцирован значительно, чем по полной пористости, так как для карбонатной породы каждого структурно-литологического типа характерна индивидуальная зависимость скорости продольных волн от общей пористости. Для известняков различных структурных типов башкирского яруса характерно увеличение модуля упругости при увеличении пористости. Например, из рис. 20 видно, что при увеличении общей пористости с 5 до 25% среднее значение модуля упругости снижается с $4,5 \cdot 10^5$ до $2 \cdot 10^5$ кгс/см². По модулю упругости карбонатные породы дифференцированы значительно, чем по любому другому петрофизическому признаку.

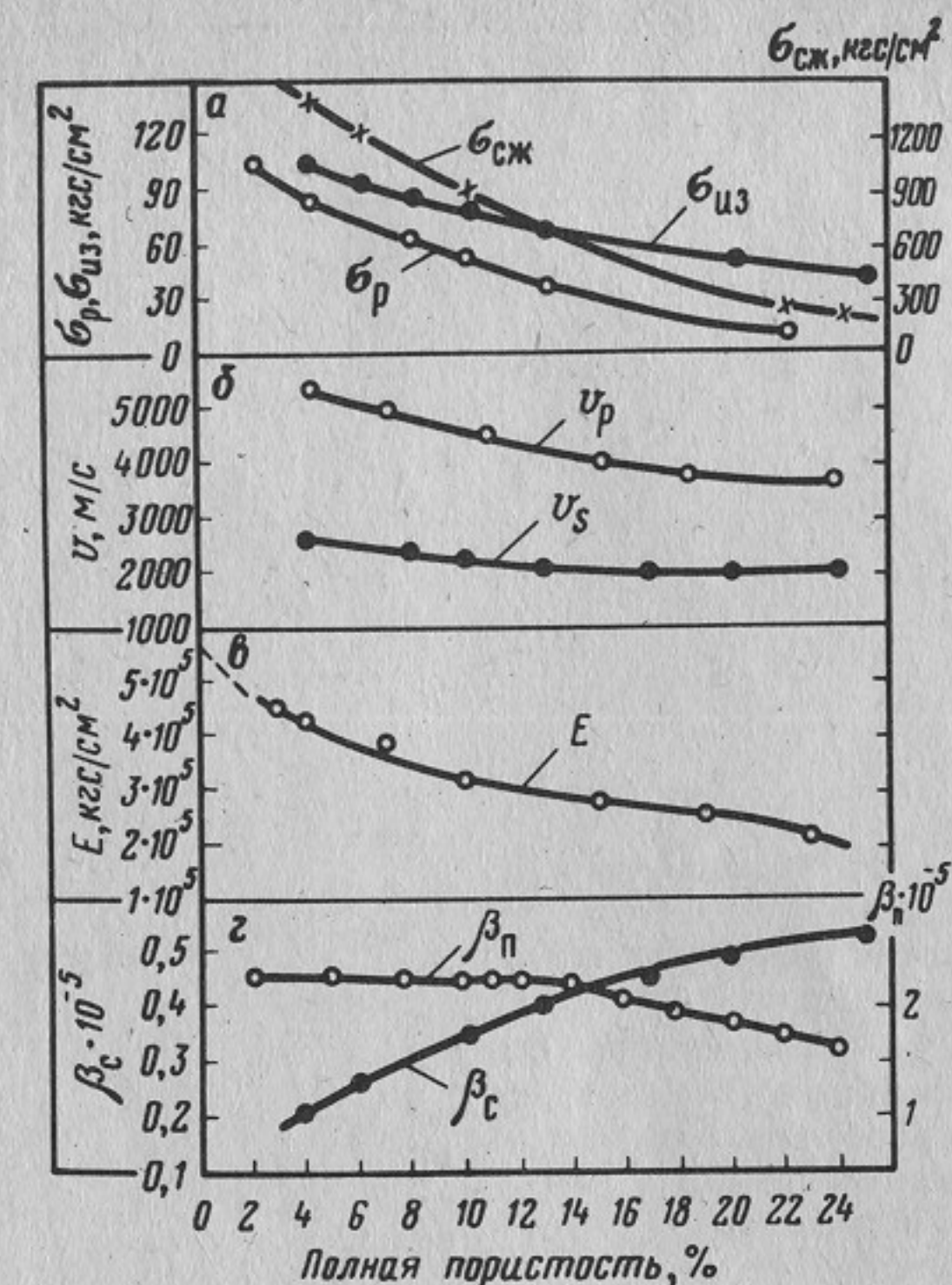


Рис. 20. Упруго-механические свойства карбонатных пород башкирского яруса месторождений Пермской области.

а — пределы прочности на растяжение (σ_p), изгиб ($\sigma_{из}$) и сжатие ($\sigma_{сж}$); б — скорости упругих продольных (v_p) и поперечных (v_s) волн; в — модуль упругости (E); г — коэффициент объемного сжатия скелета породы (β_c) и пор породы ($\beta_п$)

Для промысловой практики важны коэффициент сжимаемости породы (β_c) и коэффициент сжимаемости пор породы ($\beta_п$), рассчитанные для карбонатных коллекторов башкирского яруса по известным скоростям упругих волн. Результаты расчетов показали, что коэффициент сжимаемости пород увеличивается, а коэффициент сжимаемости пор уменьшается при увеличении общей пористости (см. рис. 20). Это означает, что на изменение пластового давления при разработке залежей в большей степени будут реагировать породы с низкой пористостью и проницаемостью.

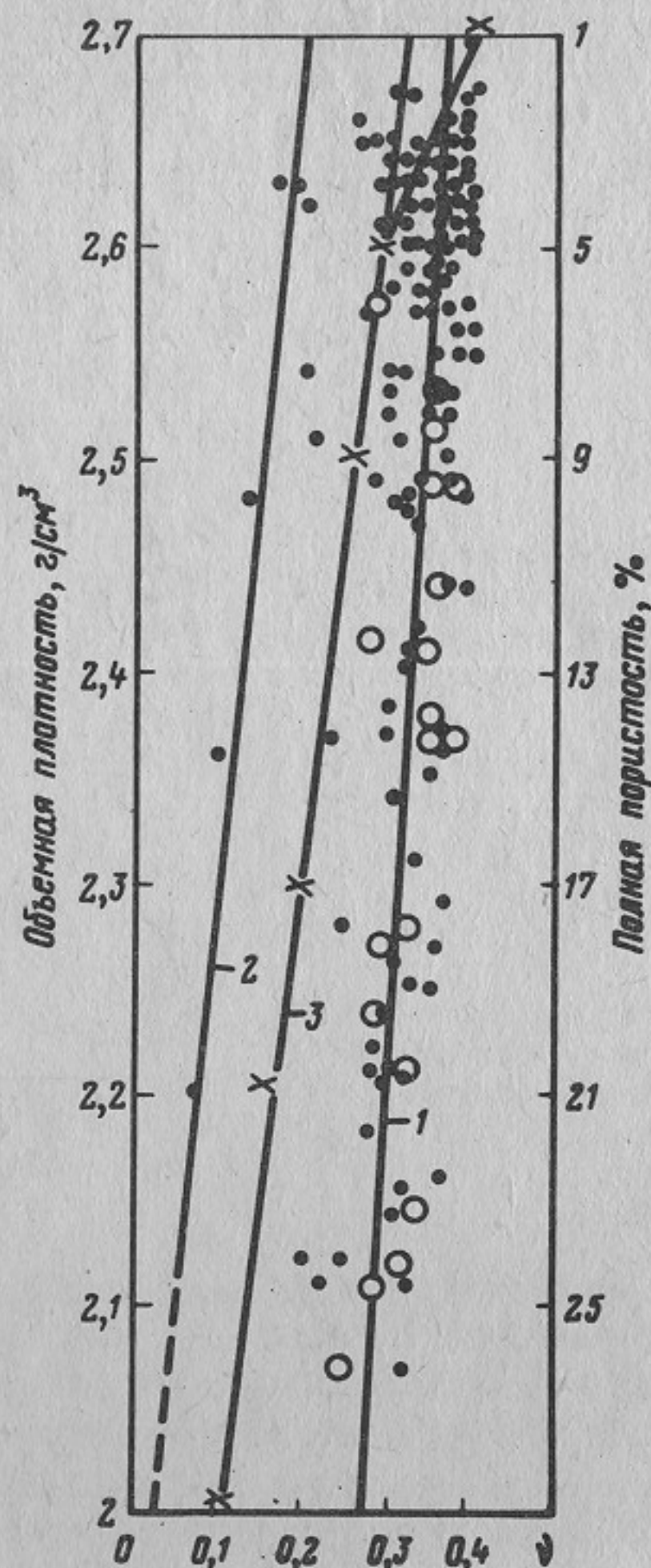
Особое значение для упругой характеристики карбонатных коллекторов имеет коэффициент Пуассона, позволяющий определять коэффициент бокового распора и по нему боковое горное давление, являющееся частью вертикального горного давления ($p_{бок} = \kappa_{бок} p_{верт}$) (рис. 21). Для большинства карбонатных коллекторов башкирского яруса Пермской области корреляционная связь между коэффициентом Пуассона и полной пористостью описывается следующим выражением:

$$\nu = 0,36 - 0,003 m_{abc} \quad (9)$$

Однако для небольшой группы пород значения коэффициента Пуассона ниже.

Рис. 21. Зависимость коэффициента Пуассона от полной пористости карбонатных пород.

1, 2 — соответственно для большинства и меньшинства карбонатных коллекторов башкирского яруса месторождений Пермской области, 1 — $\nu = 0,36 - 0,003 m$; 2 — $\nu = 0,2 - 0,006 m$; 3 — для различных пород по данным В. В. Ржевского и Г. Я. Новика, $\nu = 0,35 - 0,006 m$



В работе [108] также есть сведения о зависимости коэффициента Пуассона горных пород от пористости. В первом приближении эту зависимость можно описать выражением

$$\nu = 0,35 - 0,006 m_{\text{абс}} \quad (11)$$

При одинаковой пористости коэффициент Пуассона в разных породах разный, однако в среднем он уменьшается с 0,20 — 0,36 до 0,03 — 0,27 при увеличении общей пористости с 1 до 29% (см. рис. 21). Дифференциация карбонатного разреза по коэффициенту Пуассона прослеживается довольно отчетливо (см. рис. 19), что позволяет так же отчетливо дифференцировать карбонатный разрез по боковому горному давлению (рис. 22).

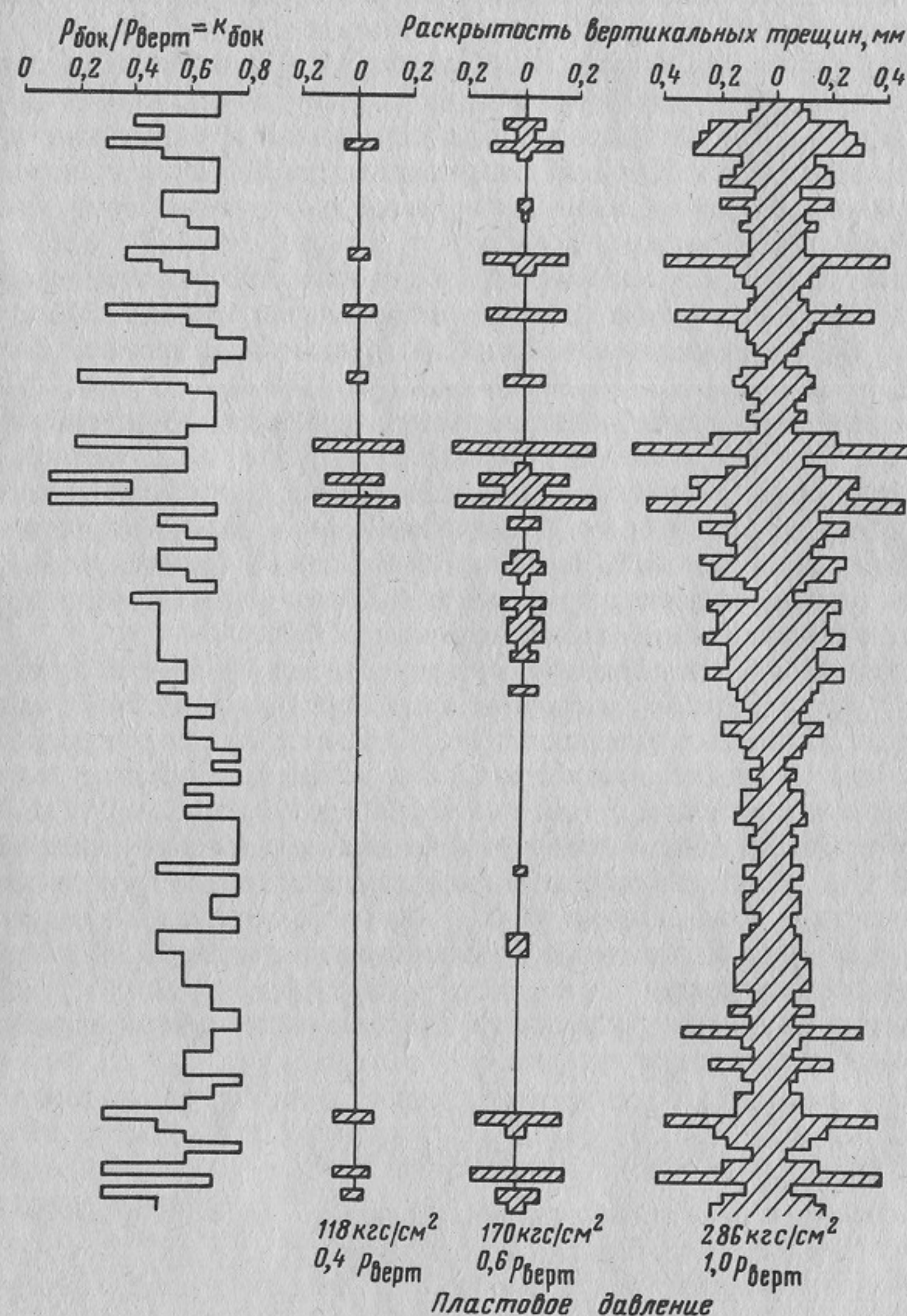


Рис. 22. Дифференциация карбонатного разреза Западного месторождения по боковому горному давлению и прогноз раскрытости вертикальных трещин по методу Ю. В. Васильева [21]

В разрезе башкирского яруса Пермской области боковое горное давление меняется от 0,1 до 0,8 вертикального горного давления, в то время как нормальное гидростатическое давление равно 0,39 вертикального горного давления и может быть искусственно увеличено до 0,8 — 1,0.

Следовательно, при низких коэффициентах Пуассона боковое горное давление может быть ниже гидростатического пластового давления, а это в свою очередь создает условия для существования в пласте открытых вертикальных трещин. При искусственном создании высокого пластового давления условия для образования вертикальной трещиноватости становятся более благоприятными [26].

Таким образом, упруго-механические свойства карбонатных коллекторов так же разнообразны, как и емкостно-фильтрационные. Каждый структурный слой характеризуется индивидуальными упругими свойствами даже при одинаковой пористости слоев, вследствие чего карбонатные толщи представляют собой переслаивание пород различной акустической жесткости.

В каждом структурном слое наблюдается тесная корреляционная связь между общей пористостью и упругими параметрами, но в целом для всего карбонатного разреза такая связь выражена слабее и средние значения упругих параметров всего разреза могут существенно отличаться от индивидуальных упругих параметров каждого слоя [27].

Дифференциация карбонатного разреза по коэффициенту бокового распора предопределяет различную предрасположенность структурных слоев к искусственной трещиноватости. Следовательно, при одинаковом методе искусственного воздействия на нефтяные карбонатные пласты, например при заводнении, разные слои карбонатного разреза могут по-разному реагировать на изменение естественных условий. При повышении пластового давления наибольшему упругому расширению будут подвержены низкопористые разности пород. В слоях с естественной трещиноватостью будет преобладать процесс образования искусственных и расширения естественных трещин.

Эти изменения могут существенно повлиять на послойную выработку и обводнение карбонатного разреза.

ТРЕЩИНОВАТОСТЬ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Предрасположенность разных слоев карбонатного разреза к образованию трещин определяется их упругими свойствами [11, 12 и др.]. Для образования горизонтальных трещин необходимо создать в пласте давление, превышающее вертикальное горное давление и пределы прочности пород на разрыв [52]. Искусственным путем такие трещины образовать очень трудно, даже несмотря на эффект местной разгрузки пласта от горного давления. Горизонтальные трещины могут образоваться в результате естественных процессов, но их раскрытость и протяженность на глубине, как показали расчеты В. М. Добрынина, очень небольшие [51]. Например, горизонтальные трещины раскрытостью 10 — 100 мкм и протяженностью

1 м могут существовать лишь при эффективном давлении 1 — 10 кгс/см², т. е. практически при пластовом давлении, равном вертикальному горному.

Вертикальные или наклонные к напластованию трещины удерживаются в раскрытом состоянии при значительно меньшем пластовом давлении, так как для их раскрытия требуется преодолеть не вертикальное, а боковое горное давление, которое обычно значительно ниже вертикального. Например, специальными исследованиями в нашей стране и за рубежом установлено, что для осадочных отложений платформенных областей наиболее характерно упругое напряженное состояние при отношении горизонтальных составляющих напряжений (бокового горного давления) к вертикальной (вертикальному горному давлению) 0,2 — 0,5 [15].

Коэффициент Пуассона позволяет дифференцировать карбонатные породы по боковому горному давлению. Чем меньше коэффициент Пуассона, тем меньше коэффициент бокового распора и тем ниже боковое горное давление (см. рис. 21). Коэффициент Пуассона меняется послойно, как показано на рис. 19, и так же послойно меняются коэффициент бокового распора (см. рис. 22) и боковое горное давление.

Сопоставление бокового горного давления каждого слоя с пластовым дает представление о коэффициенте охвата разреза трещиноватостью (N_T), представляющем собой отношение суммарной мощности трещиноватых слоев ($\sum h_T$), в которых пластовое давление выше бокового горного, к общей мощности всех слоев в разрезе ($\sum h$):

$$N_T = \sum h_T / \sum h \leq 1. \quad (12)$$

Начальное пластовое давление, равное 0,4 вертикального горного давления, выше бокового горного давления в десяти слоях из ста. Следовательно, естественные вертикальные трещины в этих десяти слоях при нормальном пластовом давлении могут удерживаться в раскрытом состоянии за счет превышения внутрипорового давления над боковым горным давлением и $N_T = 0,1$ (см. рис. 22, 23). Если повысить пластовое давление до 0,6 вертикального горного, то условия для раскрытия естественных вертикальных трещин появятся еще в 23 слоях и N_T увеличится до 0,33, а при увеличении пластового давления до вертикального горного естественные вертикальные трещины должны раскрыться во всех 100 слоях разреза ($N_T = 1$).

В последнем случае высота вертикальных трещин станет равной общей мощности всего разреза и в нем появится вертикальная гидродинамическая связь от кровли до подошвы залежи (см. рис. 22). Если же слои не имеют естественных вертикальных трещин, то искусственные вертикальные трещины при тех же пластовых давлениях будут образовываться более медленными темпами (см. рис. 23). Для характеристики вертикальной трещиноватости в дальнейшем используются следующие понятия, рекомендованные в работах [45, 85, 118].

Рис. 23. Изменение коэффициента охвата трещиноватостью карбонатного разреза Западного месторождения.

1 — при отсутствии в разрезе естественных трещин; 2 — при их наличии

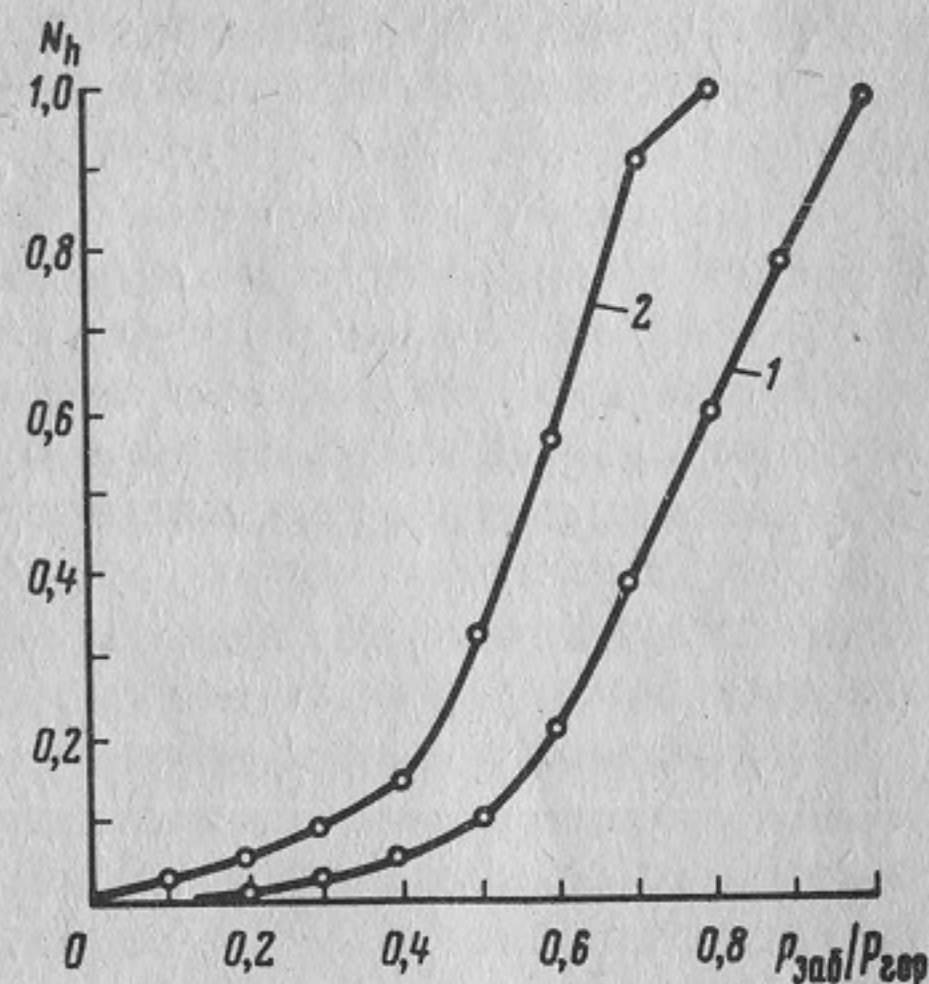


Рис. 24. Характеристика микротрещиноватости башкиро-намюрских карбонатных отложений месторождений Пермской области

Система	Отдел	Ярус	Густота микротрещин, 1/м														Трещинная проницаемость			
			кальцитовых			глинистых						эфрективных								
			1	5	10	1	5	10	15	20	25	2	4	6	8	10	12	1	2	3
Каменноугольная	Средний	Башкирский																		
	Нижний	Намюрский																		

Раскрытость или ширина трещины — расстояние между ее вертикальными стенками, высота трещины по разрезу перпендикулярно к его слоистости, длина трещин по площади пласта или шлифа, изготовленного параллельно слоистости. Густота трещин Γ — число трещин, секущих единицу длины, например 1 м. Если 1 м длины пересекают 20 трещин, значит густота вертикальных трещин равна 20 1/м.

Расстояние между трещинами или ширина блоков пористой породы l — величина, обратная густоте. Например, при густоте 20 1/м расстояние между трещинами равно 0,05 м. Трещинная пористость и проницае-

мость — пористость и проницаемость пласта, обусловленные только наличием в нем трещин. По величине раскрытости трещин в нефтепромысловом деле целесообразно выделять микротрещины шириной до 40 — 50 мкм и макротрещины шириной более 40 — 50 мкм.

При изучении керна редко удается установить открытую макротрещиноватость из-за разрушения образцов при их выбуривании. По керну нельзя представить, какую раскрытость имеют макротрещины в пласте, находясь под боковым горным давлением. Исследованию по керну поддается только микротрещиноватость. Например, изучение крупных шлифов, изготовленных из керна башкирских и намюрских отложений месторождений Пермской области, показало, что закрытая и открытая микротрещиноватость распределяется в разрезе неравномерно и что интенсивнее она развита в наиболее продуктивных интервалах разреза (рис. 24).

Средняя высота микротрещин составляет 49 мм при средней мощности одного структурного слоя 600 мм. Самые крупные микротрещины имеют высоту (в шлифах, перпендикулярных к слоистости) 60 — 80 мм, т. е. микротрещины располагаются внутри структурных слоев. Раскрытость микротрещин изменяется от 4 до 46 мкм, составляя в среднем 20 мкм, а диаметры поровых каналов колеблются от 5 до 44 мкм, составляя в среднем 24 мкм, т. е. раскрытость микротрещин имеет один порядок с диаметром пор. Средняя густота микротрещин равна 40 1/м. Средняя трещинная пористость на два порядка ниже гранулярной пористости и равна 0,06 — 0,12%. Средняя трещинная проницаемость составляет 5 — 30 мД при средней поровой проницаемости 50 — 200 мД.

Аналогичные результаты получили Л. П. Гмид и С. Ш. Леви по Кулешовскому и Карабулак-Ачалукскому месторождениям (последнее с трещиноватым коллектором) [45]. Из табл. 16 видно, что, во-первых, известняки всех типов, слагающие карбонатный разрез, имеют естественную микротрещиноватость и, во-вторых, что проницаемость микротрещин колеблется от 1,5 до 30 мД для коллекторов всех типов, независимо от гранулярной проницаемости. Такие же данные о низкой проницаемости микротрещин в пористых и трещиноватых карбонатных коллекторах по большому числу месторождений нашей страны приводит в своей книге Е. М. Смахов [118].

Показательны в этом отношении и результаты американских исследователей, измерявших проницаемость больших кернов в двух горизонтальных направлениях, одно из которых совпадало с направлением основного развития вертикальной трещиноватости, а другое было перпендикулярным к нему и характеризовало пористую среду без трещин [75]. В терригенных коллекторах средняя проницаемость вдоль трещиноватости составляет 46 мД, а перпендикулярно к ней — только 23 мД. Следовательно, трещинная проницаемость в терригенных коллекторах равна 23 мД. В карбонатных коллекторах средняя проницаемость вдоль трещиноватости равна 49 мД, а перпендикулярно к ней — 17 мД. Трещинная проницаемость равна 32 мД.

Характеристика микротрещиноватости карбонатных отложений
Кулешовского и Карабулак-Ачалукского месторождений
(по данным ВНИГРИ)

Известняк	Кулешовское				Карабулак-Ачалукское			
	κ_{Π} , мД	δ_T , мкм	Γ , 1/м	κ_T , мД	κ_{Π} , мД	δ_T , мкм	Γ , 1/м	κ_T , мД
Органогенный	102—800	10—20	18—27	1,5—3	0,01	—	20—200	2—30
Органогенный	1,4—3,5	10—20	25—70	4—8	0,1	—	—	—
Органогенно-детритовый	52—85	10—20	28—53	2,5—6	0,01	—	28—190	3—28
Органогенно-обломочный	80—120	10—20	70—110	8—12	—	—	—	—
Органогенно-обломочный	4,2—12,0	10—20	50—120	7—15	—	—	—	—
Обломочный	1	5—25	40—65	5—8	—	—	—	—
Брекчиевидный	1	10—25	42—120	5—8	—	—	—	—
Мелко- и среднекристаллический	5—8	20	15—70	3—9	0,01	10—25	30—304	5—27

Таким образом, проницаемость микротрещин для коллекторов всех типов измеряется единицами, реже двумя-тремя десятками миллидарси и поэтому только в коллекторах с низкой и значительно реже со средней поровой проницаемостью микротрещиноватость играет существенную роль в процессе фильтрации жидкости по пласту. Однако в коллекторах с высокой и часто со средней поровой проницаемостью роль микротрещин очень мала.

Макротрещины избирательно развиваются по более густой сетке микротрещин и составляют вместе с ними единую систему, подчиняющуюся общим закономерностям развития. При этом густота макротрещин в 2—10 раз меньше густоты микротрещин [85, 118]. Чаше густота микротрещин колеблется от 10 до 100 1/м, что равнозначно расстоянию между микротрещинами (или ширине блоков породы) от 1 до 10 см. Густота макротрещин изменяется, в основном, от 1 до 10 1/м при расстоянии между макротрещинами от 2—10 до 20—100 см. Это хорошо согласуется с горнотехнической классификацией пород по трещиноватости [112], из которой следует, что среднее расстояние между видимыми макротрещинами колеблется от 10 см в сильно трещиноватых породах до 100—150 см в мало трещиноватых крупноблочных породах.

Аналогичный порядок расстояний между трещинами (от 3 до 40 см) получил И. А. Швецов на основании гидродинамического анализа результатов закачки флуоресцеина в обводненные карбонатные пласты на месторождениях Куйбышевской области [135]. Таким образом, расстояния между вертикальными макротрещинами несоизмеримо малы по сравнению с расстояниями между скважинами, но в то же время они вполне соизмеримы с диаметром скважины.

Практически каждая скважина может пересечь одну или несколько вертикальных макротрещин. Благодаря этому возможно изучение макротрещиноватости промысловыми методами, например, путем сравнения проницаемости, определенной по керну, с проницаемостью, полученной по КВД. Резкое превышение проницаемости по КВД над проницаемостью по керну свидетельствует о наличии в пласте открытых макротрещин. Например, из табл. 5 видно, что средняя проницаемость карбонатных коллекторов по КВД на 81 мД выше проницаемости по керну (в которую входит также проницаемость микротрещин). Следовательно, в этих коллекторах существуют открытые макротрещины со средней проницаемостью 81 мД, что по отношению к поровой проницаемости составляет 59%. Как видно из этих данных, проницаемость макротрещин в несколько раз больше проницаемости микротрещин.

Такой же, в основном, порядок проницаемости макротрещин получен в результате обработки данных о скоростях движения индикатора в обводненных карбонатных пластах (табл. 17). Из табл. 17 видно, что макротрещины раскрытостью от 47 до 111 мкм рассекают карбонатный коллектор на блоки шириной от 7 до 24 см и увеличивают его проницаемость на 35—660 мД.

Отдельные случаи особенно высокой трещинной проницаемости керна зафиксированы и американскими исследователями [75]. По двум зале-

Таблица 17

Трещиноватость карбонатных пластов,
полученная при закачке в пласты индикатора (флуоресцеина)

Месторождение	Пласт	Проницаемость, мД			Пористость, %		v_T , мкм	G , л/см	Шири- на блока, см
		об- щая	грану- ляр- ная	тре- щин- ная	об- щая	тре- щин- ная			
Яблоневское	К	55	20	35	18	0,02	47	0,04	24
Якушинское	Бш	188	100	88	13,4	0,03	53	0,07	14
Западное	Бш	330	200	130	14	0,07	47	0,14	7
Покровское	Бш	1725	1065	660	25	0,06	111	0,06	18

Жам из 106 изученных трещинная проницаемость достигала 424 мД (при поровой 53 мД) и 579 мД (при поровой 30 мД). Однако в большинстве случаев при нормальном пластовом давлении проницаемость макротрещин измеряется несколькими десятками миллидарси и редко превышает 100 мД (табл. 18).

Таблица 18

Проницаемость карбонатных коллекторов

Месторождение	Пласт	Проницаемость, мД		
		поровая (по керну)	трещинная (по КВД)	общая (по промысло- вым дан- ным)
Северокамское	B_3-4	10	30	40
Павловское	Т	9	31	40
Красноярское	Т	11	106	117
Яблоневское	K_{1-2}	20	22	42
Гражданское	B_3	20	4	24
Дерюжовское	Т	35	12	47
Сосновское	Т	48	21	67
Кулешовское	Бш	78	86	164
Ярино-Каменноложское	Бш	107	13	120
Красноярское	Бш	109	56	165
Западное	Бш	200	130	330
Константиновское	Бш	291	74	365
Козловское	Бш	326	46	372
Алакаевское	Бш	378	40	418
Якушинское	Бш	50	88	138
В среднем	—	111	51	162

Вследствие этого при нормальном пластовом давлении макротрещиноватость также не оказывает существенного влияния на условия разработки высокопроницаемых коллекторов, но сказывается на условиях разработки низко- и среднепроницаемых карбонатных коллекторов. Однако при проектировании разработки низко- и среднепроницаемых пластов трещиноватость часто не принимается во внимание из-за недостаточного отбора кернов большого диаметра и в связи с трудностью исследования нефонтанирующих низкодебитных скважин методом восстановления пластового давления, т. е. из-за отсутствия достаточной информации о макротрещиноватости пластов. Это приводит обычно к недооценке добычных возможностей и темпов обводнения низко- и среднепроницаемых (по керну) карбонатных пластов.

При искусственном повышении пластового давления более начального раскрытость всех трещин увеличивается, причем раскрытость микротрещин может увеличиться до раскрытости макротрещин, благодаря чему густота макротрещин может приблизиться к начальной густоте микротрещин. При снижении пластового давления протекает обратный процесс. Критическое давление, при котором начинается такой переход, равно, как уже упоминалось ранее, боковому горному давлению. Увеличение раскрытости и густоты трещин вследствие превышения пластового давления над боковым горным ведет к росту трещинной проницаемости.

Развитие трещиноватости и рост трещинной проницаемости в зависимости от пластового давления изучались на Западном месторождении [26]. Основные исследования заключались в снятии глубинных профилей притока и приемистости на различных режимах работы скважин и определении проницаемости работающих интервалов продуктивного разреза. Эксплуатационные скважины исследовались в период фонтанирования при очень небольших депрессиях, нагнетательные — при давлениях нагнетания 100 и 180 кгс/см², что соответствовало на забое 0,75 — 1,02 вертикального горного давления, равного 286 кгс/см².

Глубинными исследованиями установлено, что при увеличении забойного давления в нагнетательных скважинах с 0,55 до 0,80 вертикального горного наблюдается постоянное увеличение работающих интервалов разреза и приемистости скважин (рис. 25). При забойном давлении выше 0,80 вертикального горного профили приемистости в большинстве случаев не расширяются. Следовательно, раскрытие трещин в новых интервалах разреза начинается и заканчивается раньше, чем пластовое давление достигнет вертикального горного.

Закачка в нагнетательные скважины водорастворимого индикатора показала наличие трещин почти в каждом работающем интервале разреза. Так, например, число интервалов поглощения в нагнетательных скважинах совпало с периодичностью поступления индикатора через трещины в эксплуатационные скважины (рис. 26). Поинтервальная закачка индикатора в нагнетательную скважину подтвердила, что по разным интервалам разреза, принимавшим воду, индикатор двигался с разной скоростью. В результате время его поступления в эксплуатационную скважину из

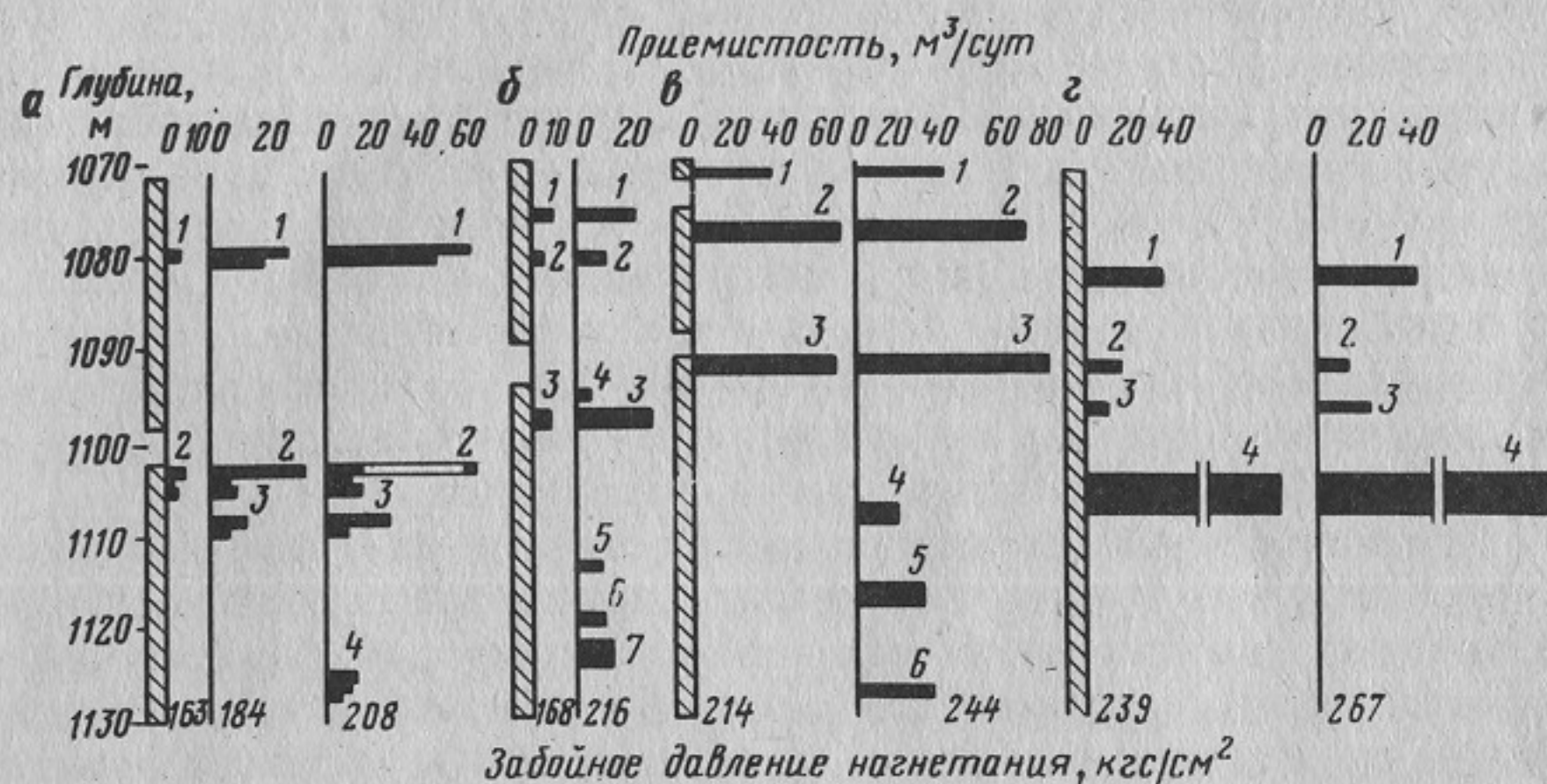


Рис. 25. Изменение профилей приемистости нагнетательных скважин Западного месторождения при различных давлениях нагнетания.

Скважины: а — 77; б — 79; в — 174; г — 231; 1 — 7 — номера интервалов приемистости

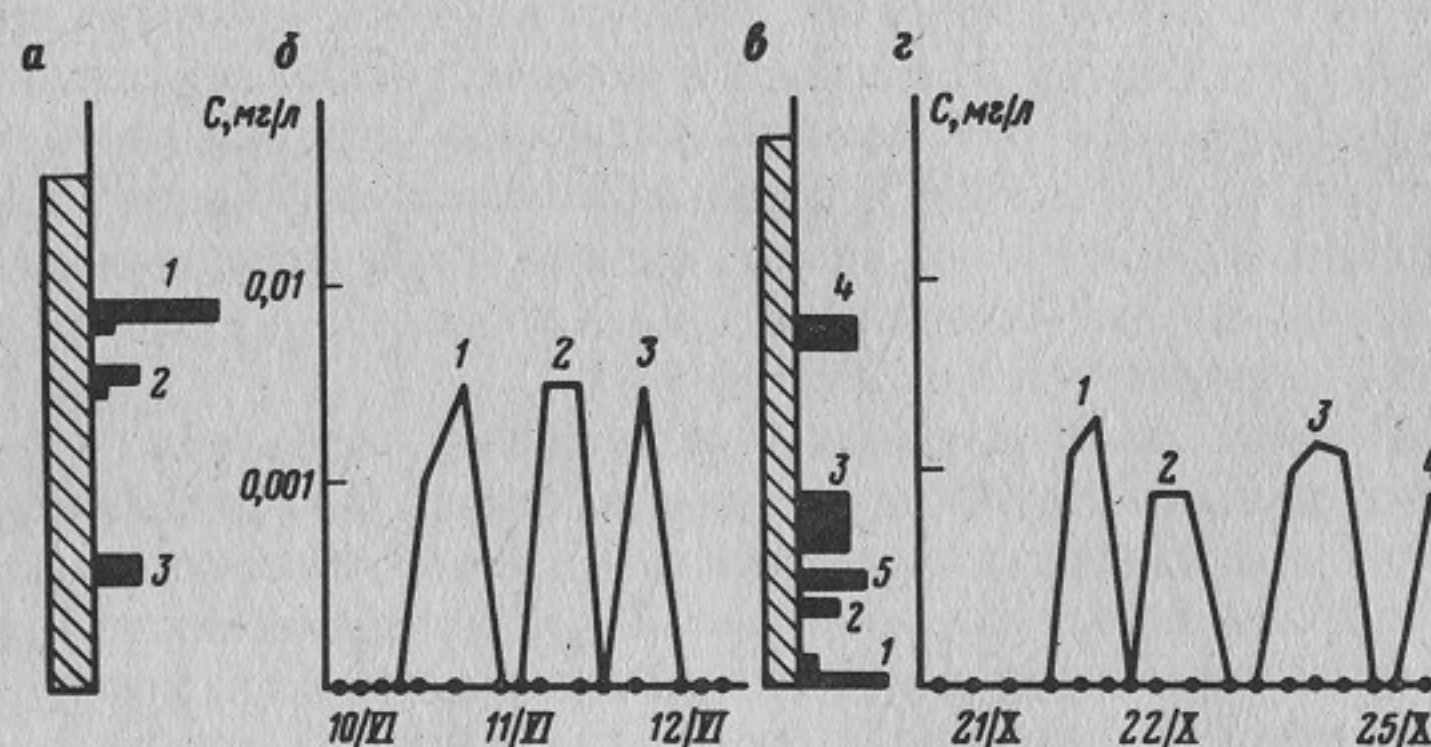


Рис. 26. Сопоставление профиля приемистости нагнетательных скважин с периодичностью поступления индикатора в эксплуатационные скважины Западного месторождения.

Профиль приемистости нагнетательных скважин: а — скв. 232; б — скв. 231; в — скв. 291; г — скв. 292; изменение концентрации индикатора в эксплуатационных скважинах: 1 — 5 — номера интервалов приемистости

разных обводняющихся интервалов не совпадало, что и отражалось на графиках периодическим изменением концентрации индикатора. В большинстве случаев при давлении нагнетания 100 кгс/см² преобладали три средние скорости движения индикатора (6; 12 и 23 м/ч) и три-четыре интервала поглощения в нагнетательных скважинах. Увеличение давления нагнетания до 180 кгс/см² привело к появлению семи средних скоростей движения индикатора (7; 9; 14; 18; 24; 31 и 40 м/ч) и примерно к такому же числу интервалов поглощения, что означало появление трещин с разной раскрытостью почти в каждом интервале, поглощавшем воду.

Для каждого работающего интервала разреза определен коэффициент продуктивности и по нему проницаемость. Средняя проницаемость работающих интервалов по керну составляет 200 мД, а проницаемость поровая и макротрещин пласта при начальном пластовом давлении, равном 0,4 вертикального горного, по промысловым данным равна 330 мД. При увеличении пластового давления до 0,75 вертикального горного проницаемость пласта возрастает до 480 мД, а при пластовом давлении, равном вертикальному горному, проницаемость достигает 730 мД. Расчеты также показали, что увеличение проницаемости за счет упругого расширения пор при разгрузке пласта от горного давления составляет не более 5%. Следовательно, прирост проницаемости при увеличении пластового давления обусловлен, в основном, раскрытием старых и новых трещин в продуктивном разрезе.

Таким образом, при начальном пластовом давлении трещинная проницаемость пласта равна 130 мД или 65% поровой проницаемости работающих интервалов разреза. Увеличение пластового давления до 0,75 вертикального горного ведет к увеличению трещинной проницаемости до 280 мД, что по отношению к поровой проницаемости составляет 140%. При пластовом давлении, равном вертикальному горному, трещинная проницаемость достигает 530 мД и становится в 2,5 раза больше поровой.

По результатам этих исследований построен график зависимости проницаемости пласта от пластового давления в призабойной зоне скважин (рис. 27). Анализ этого графика показал, что трещинная проницаемость возрастает по экспоненциальному закону:

$$k_T = 45 e^{0,0085 \Delta p}; \quad (13)$$

$$(\ln k_T = 3,8 + 0,0085 \Delta p. \quad (14)$$

Начальная проницаемость макротрещин (k_0) равна 45 мД против средней проницаемости микротрещин 27 мД. Коэффициент увеличения проницаемости (tga) равен 0,0085. В соответствии с работой [72] $tga =$

$3\beta_T$, где β_T — коэффициент сжимаемости трещин. Следовательно, коэффициент сжимаемости трещин равен $2,83 \cdot 10^{-3}$ см²/кгс. Перепад давлений Δp относится к разности между пластовым и боковым горным давлением: $\Delta p = P_{пл} - P_{бок}$. В общем виде

$$k_T = k_0 \cdot e^{3\beta_T (P_{пл} - P_{бок})} \quad (15)$$

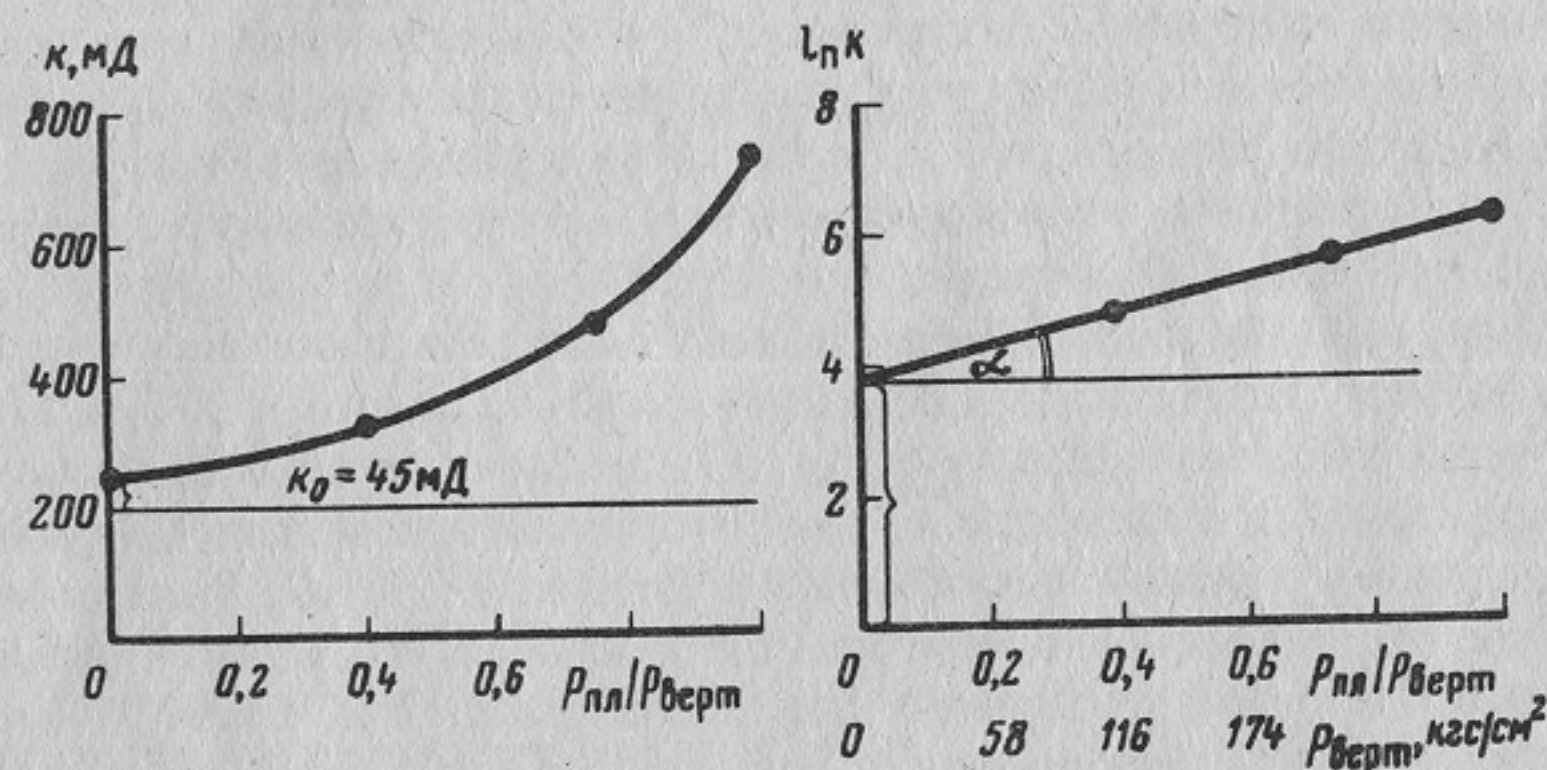


Рис. 27. Графики изменения общей и трещинной проницаемости карбонатного коллектора Западного месторождения, полученные в результате промысловых исследований эксплуатационных и нагнетательных скважин при различных пластовых давлениях в их призабойных зонах.

Проницаемость: а — общая ($k_T = 45 \cdot e^{0,0085 \Delta p}$); б — трещинная ($\ln k_T = 3,8 + 0,0085 \Delta p$; $\ln k_0 = 3,8$; $k_0 = 45$ мД)

Анализируя изменение профилей приемистости, можно заметить, что в первую очередь трещины образуются в пределах отдельных слоев, интенсивно поглощающих нагнетаемую воду, так как в этих слоях быстрее увеличивается пластовое давление. Таким образом, трещинная проницаемость пористо-трещиноватого карбонатного коллектора, имевшая подчиненное значение при начальном пластовом давлении, при пластовом давлении, большем начального, может увеличиваться настолько, что начинает играть ведущую роль в процессе фильтрации жидкости по пласту. Этот фактор обычно не учитывается в проектах разработки, что приводит к расхождению между проектными и фактическими показателями разработки тех залежей, в которых пластовое давление в процессе заводнения становится выше начального.

Раскрытость макротрещин (ϵ_T) [94] определялась из выражения

$$k_T = 8,45 \cdot 10^6 \epsilon_T^2 m_T, \quad (16)$$

где k_T — трещинная проницаемость (см. рис. 27); m_T — трещинная пористость.

$$m_T = b_T \Gamma, \quad (17)$$

где Γ — густота макротрещин однородной системы, 1/см;

$$\epsilon_T = \sqrt[3]{\frac{k_T}{8,45 \cdot 10^6 \Gamma}} \quad (18)$$

Для определения густоты макротрещин использовали данные изучения трещиноватости в шлифах. Густота микротрещин с раскрытостью до 40 мкм равна в среднем 0,4 1/см, а при раскрытости более 40 мкм густота вдвое меньше и составляет в среднем 0,2 1/см. В расчетах была принята постоянная густота макротрещин, равная 0,2 1/см. При фиксированных трещинной проницаемости и пластовом давлении (рис. 28) раскрытость макротрещин возрастает по экспоненциальному закону:

$$\epsilon_T = 66 e^{0,00285 \Delta p}, \quad (19)$$

$$\ln \epsilon_T = 4,17 + 0,00285 \Delta p \quad (20)$$

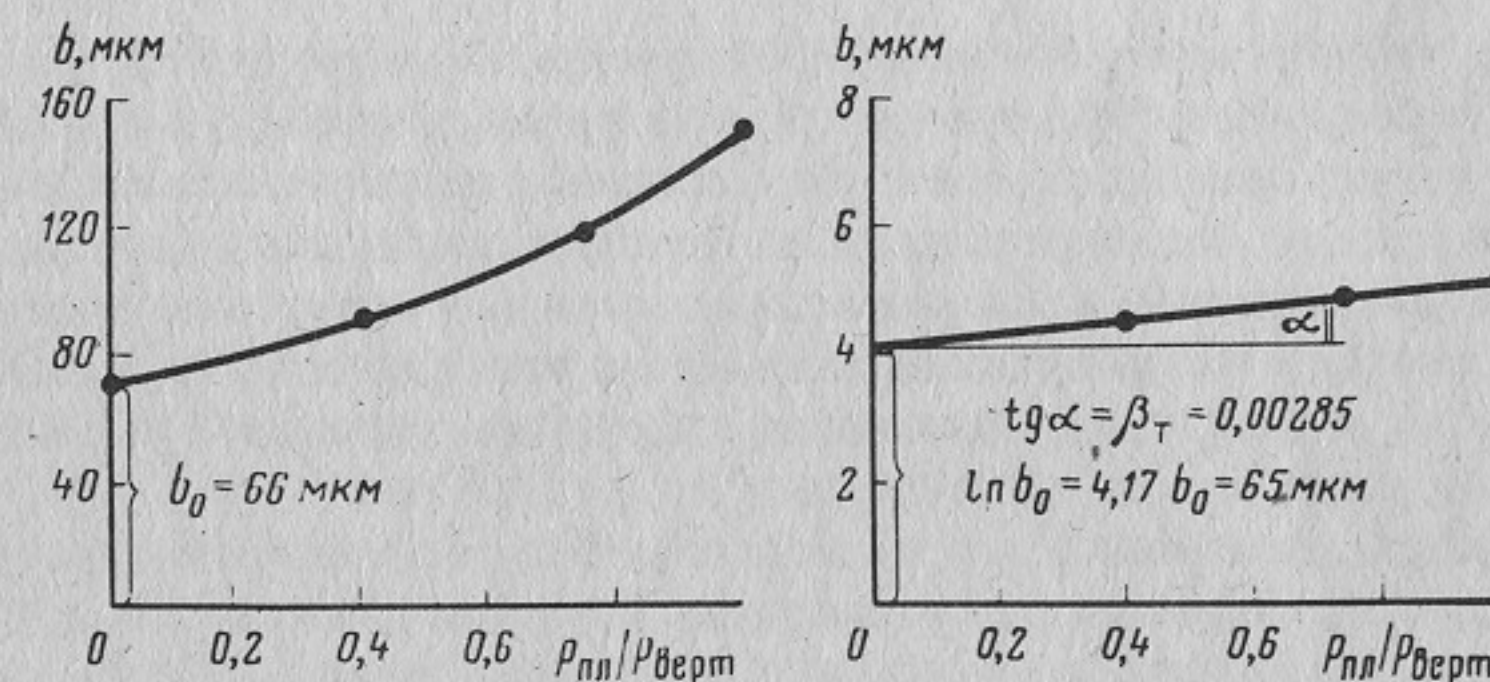


Рис. 28. Результаты определения раскрытости макротрещин по данным об изменении трещинной проницаемости Западного месторождения

Начальная раскрытость макротрещин (ϵ_0) равна 66 мкм против средней 20 мкм. Коэффициент увеличения раскрытости трещин ($\text{tg } a$) равен 0,00285. В соответствии с работой [72] $\text{tg } a = \beta_T$. Тогда уравнение, описывающее увеличение трещинной раскрытости, имеет следующий вид:

$$\epsilon_T = \epsilon_0 e^{\beta_T (P_{пл} - P_{бок})} \quad (21)$$

В результате расчетов установлено, что при начальном пластовом давлении средняя раскрытость макротрещин равна 93 мкм, при пластовом давлении,

равном 0,75 вертикального горного, раскрытость возрастает до 120 мкм, а при пластовом давлении, равном вертикальному горному, достигает 150 мкм. В дополнение к этому способу среднюю раскрытость трещин, образующихся в пласте между нагнетательными и эксплуатационными скважинами, определили по скорости движения индикатора с водой по формуле П. Джонса [103]

$$e_T = \sqrt{\frac{\mu_v \dot{V} L}{845 \cdot 10^4 \Delta p}}, \quad (22)$$

где Δp — перепад давления между линией нагнетания и зоной отбора, кгс/см²; μ_v — вязкость закачиваемой воды, сП; L — расстояние от нагнетательной скважины до эксплуатационной, см; \dot{V} — скорость движения индикатора, см/с; e_T — раскрытость трещин, см.

При давлении нагнетания 100 кгс/см² (забойное давление равно 0,75 вертикального горного) и скоростях движения индикатора 6, 12 и 23 м/ч средняя раскрытость трещин составила соответственно 18, 26 и 36 мкм. При давлении нагнетания, равном 180 кгс/см² (забойное давление равно вертикальному горному), и скоростях движения индикатора от 7 до 40 м/ч средняя раскрытость трещин составляет соответственно 39 — 56 мкм.

Из сравнения результатов определения раскрытости трещин двумя описанными способами видно, что средняя раскрытость трещин в призабойной зоне нагнетательных скважин выше средней раскрытости трещин в зоне пласта между нагнетательными и эксплуатационными скважинами. Очевидно, в удаленной от нагнетательных скважин зоне пласта трещины резко сужаются и их пропускная способность уменьшается. Трещины могут сужаться в результате уменьшения пластового давления и изменения упругих свойств слоев по простиранию.

При частом изменении упругих свойств пород по простиранию трещина на всем протяжении может многократно сужаться и расширяться даже при постоянном пластовом давлении. Аналогичное явление должно иметь место при пересечении вертикальной трещиной нескольких слоев с разными упругими свойствами (см. рис. 22).

Коэффициент сжимаемости трещин определяется из выражения [72]

$$\beta_T = \frac{\sqrt[3]{k_T^i} - \sqrt[3]{k_T^f}}{\sqrt{k_T^f} \Delta p}, \quad (23)$$

где β_T — коэффициент сжимаемости трещин, см²/кгс; k_T^i и k_T^f — промежуточные значения фактической проницаемости пласта, обусловленной его трещиноватостью, в пределах увеличения пластового давления на величину Δp (с 0,75 до 1,0 вертикального горного давления); его среднее значение равно $2,45 \cdot 10^{-3}$ см²/кгс. Аналогичное значение среднего коэффициента сжимаемости трещин, равное $2,4 \cdot 10^{-3}$ см²/кгс, получено в результате расчетов с использованием скорости движения индикатора:

$$\beta_T = \frac{\sqrt[3]{v_2} - \sqrt[3]{v_1}}{\sqrt[3]{v_2} \Delta p}, \quad (24)$$

где v_1, v_2 — средние скорости движения индикатора, равные 28 и 12 м/ч соответственно, при давлениях нагнетания, равных 180 и 100 кгс/см²; Δp — разность давлений нагнетания.

Эти значения коэффициента сжимаемости трещин совпадают с определенными ранее (см. рис. 27, 28). Для сравнения отметим, что коэффициент сжимаемости пор на два порядка ниже и составляет $2 \cdot 10^{-5}$ см²/кгс [27]. Таким образом, промысловые исследования трещиноватости карбонатных пород Западного месторождения позволяют сделать следующие выводы.

1. При создании в слоистом карбонатном пласте АВПД, превышающего боковое горное, образуется и удерживается в раскрытом состоянии сложная система послойных вертикальных трещин, резко изменяющая фильтрационные свойства пласта.

2. При постоянном пластовом давлении раскрытость вертикальных трещин существенно изменяется по высоте и по простиранию в зависимости от изменения упругих свойств карбонатных пород, пересекаемых этими трещинами.

3. Раскрытость трещин и трещинная проницаемость каждого слоя возрастают по экспоненциальному закону при повышении пластового давления от бокового до вертикального горного.

4. Пропускная способность естественных трещин определяется их раскрытостью в местах сужения, т. е. в зонах или слоях пласта с наиболее высоким боковым горным давлением. Вследствие этого порода с системой естественных трещин в некоторой степени аналогична поровой среде, также характеризующейся резким изменением радиуса поровых каналов. Изменение бокового горного давления по площади и по разрезу продуктивных карбонатных пластов подтверждается промысловыми наблюдениями. Необходимо принимать во внимание, что после вскрытия пласта скважиной на ее стенках и на забое возникают напряжения, не свойственные естественному состоянию коллектора и существенно изменяющие его естественную трещинную, а иногда и гранулярную проницаемость. В частном случае, когда забойное и пластовое давления снижены до бесконечно малого значения [102, 109], эти напряжения определяются из следующих выражений:

$$\sigma_r = p_{\text{бок}} \left(1 - \frac{r_c^2}{R^2} \right); \quad (25)$$

$$\sigma_\theta = p_{\text{бок}} \left(1 + \frac{r_c^2}{R^2} \right); \quad (26)$$

$$\sigma_z = p_{\text{верт}} \left[1 - \frac{r_c^2}{(r_c + l_c)^2} \right], \quad (27)$$

где σ_r , σ_θ , σ_z — соответственно радиальное, тангенциальное (или кольцевое сжимающее) и вертикальное (непосредственно над забоем) напряжения, кгс/см²; r_c — радиус скважины, м; R — радиус призабойной зоны, м; l_c — расстояние по оси скважины под ее забоем, м.

Радиус зоны наибольшего изменения призабойных напряжений лишь в 2 — 3 раза больше радиуса скважины (рис. 29). В этой зоне радиальное напряжение не влияет на освоение и эксплуатацию скважин, но может

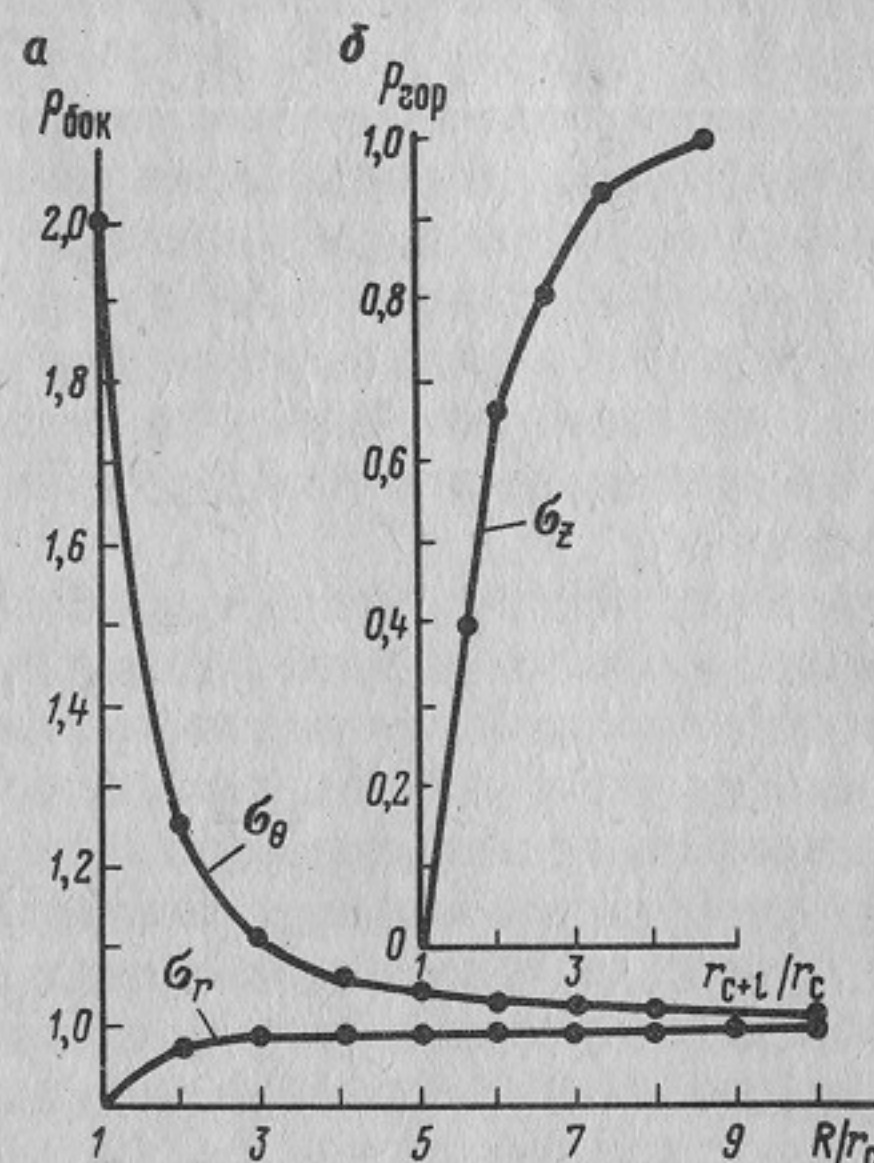


Рис. 29. Изменение призабойных напряжений пласта в окрестности пробуренной скважины при $p_{\text{пл}} = p_{\text{заб}} > 0$.

а — σ_θ и σ_r ; б — σ_z

временно проявляться в процессе вскрытия пласта, если скорость радиальных деформаций (падения бокового горного давления) больше скорости тангенциальных деформаций (роста бокового горного давления). В этом случае снижение бокового горного давления на стенке скважины может вызвать временное раскрытие вертикальных трещин и интенсивное нефтегазопроявление, которое в дальнейшем, когда стенки трещин сомкнутся, прекращается.

Под забоем скважины образуется неглубокая область разгрузки пород от вертикального горного давления. В этой области отсутствуют кольцевые сжимающие напряжения и поэтому условия раскрытия трещин наиболее благоприятны. В обсаженных скважинах эта область ликвидируется при цементации эксплуатационных колонн.

На процессы освоения и эксплуатации скважин, в основном, влияет тангенциальное (кольцевое) напряжение, которое на стенке скважины

сжимает поры и трещины с силой, равной удвоенному боковому горному давлению. При этом проницаемость поровых каналов, имеющих изометрическую форму и низкий коэффициент сжимаемости, снижается в гораздо меньшей степени, чем проницаемость трещин.

Естественные вертикальные трещины полностью смыкаются в коллекторе у стенок скважины, если забойное давление при вызове притока становится ниже удвоенного бокового горного давления трещиноватого слоя.

При вызове притока нефти без кислотной обработки путем значительного снижения забойного давления трещины могут сомкнуться. При очень низкой поровой проницаемости карбонатного пласта скважина будет отнесена к разряду "сухих".

Применяемые перфораторы создают в породе конусовидные каналы с входным диаметром 1 см и глубиной проникновения в породу пласта до 10 — 20 см, т. е. зона кольцевых сжимающих напряжений проходит только частично. К тому же при этом до 75% площади контакта породы с каналами перфорации остается в зоне наиболее высокого кольцевого напряжения.

Первые гидравлические разрывы, как правило, достигают цели только в том случае, если забойное давление превышает двойное боковое давление. Следовательно, для определения бокового горного давления по давлению первых гидроразрывов необходимо давление гидроразрыва уменьшать вдвое (табл. 19).

Таблица 19

Боковое горное давление карбонатных и терригенных пластов, подвергшихся ГРП (месторождения Пермской области)

Месторождение	Отношение давления ГРП к вертикальному горному	Отношение бокового горного давления к вертикальному	
		интервал	в среднем
	Карбонатный		
Ярино-Каменноложское	0,57	0,13—0,38	0,28
Полазнинское	0,70	0,14—0,60	0,35
Северокамское	0,78	0,19—0,59	0,39
Западное	0,77	0,22—0,67	0,38
	Терригенный		
Ярино-Каменноложское	0,79	0,15—0,70	0,39
Полазнинское	0,80	0,27—0,53	0,40
Павловское	0,82	0,37—0,48	0,41
Ольховское	1,05	0,37—0,75	0,52

На Северокамском месторождении, где поровая проницаемость карбонатных коллекторов равна 10 мД, а трещинная проницаемость в три раза выше, боковое горное давление пластов, подвергшихся гидроразрыву, колеблется от 0,19 до 0,59, составляя в среднем 0,35 — 0,40 вертикального горного (табл. 20). Низкое боковое горное давление, не превышающее

Таблица 20

Боковое горное давление карбонатных пластов
Северокамского месторождения, подвергшихся ГРП

Пласт	Отношение бокового горного давления к вертикальному		Пласт	Отношение бокового горного давления к вертикальному	
	интервал	в среднем		интервал	в среднем
B ₂	0,36	0,36	B ₅	0,29 — 0,51	0,40
B ₃	0,19 — 0,59	0,39	Бш	0,19 — 0,48	0,38
B ₄	0,21 — 0,48	0,35			

начального пластового, обуславливает раскрытие трещин и превышение трещинной проницаемости над поровой. На восточном куполе этого месторождения почти на всех скважинах проведены поинтервальные гидроразрывы пластов. Это позволило проследить за изменением бокового горного давления по пласту на всей площади залежи (рис. 30). Из рис. 30

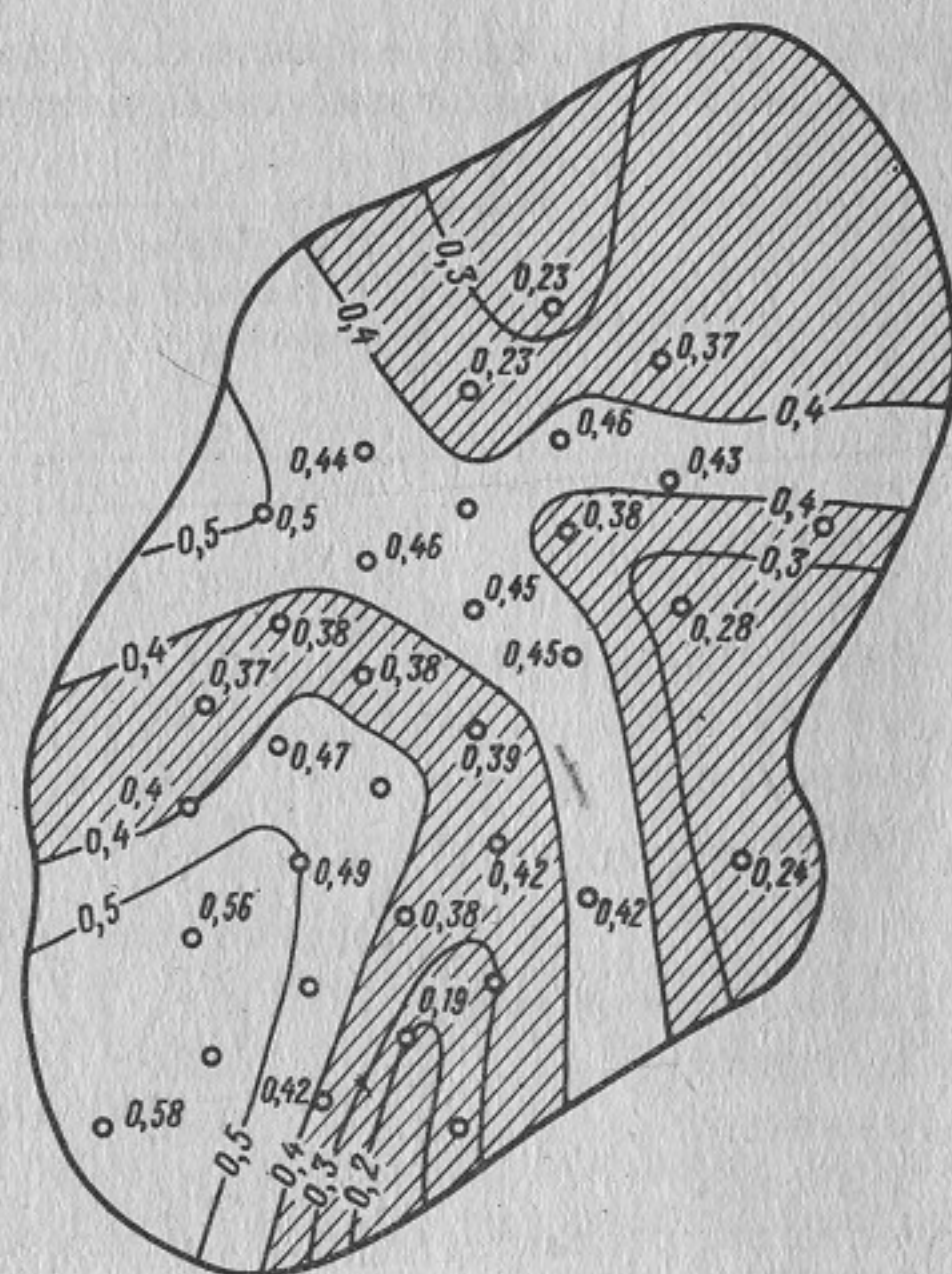


Рис. 30. Изменение коэффициента бокового распора по площади пласта B₃ восточного купола Северокамского месторождения по данным о давлениях ГРП ($k_{\text{бок}} = 0,5 \frac{p_{\text{ГРП}}}{p_{\text{верт}}}$)

видно, что участки пласта B₃ (на рисунке заштрихованы), где боковое горное давление ниже начального пластового и где, следовательно, развита открытая макротрещиноватость, занимают только часть всей площади залежи и отделены друг от друга зонами с более высоким боковым горным давлением, равным 0,45 — 0,59 вертикального горного.

Этот пример подтверждает зональную неоднородность карбонатных коллекторов по боковому горному давлению. Он также показывает, что трещиноватые зоны неравномерно размещаются по площади отдельных пластов или слоев. Длина трещин (L_T) должна быть соизмерима с размерами зон пласта, где текущее пластовое давление выше бокового горного. В данном случае ширина таких зон по одному какому-либо направлению изменяется от 600 до 3500 м. Очевидно, такую же длину могут иметь и вертикальные трещины.

Зоны естественной трещиноватости в промышленной практике выделяют различными методами. Наиболее распространены трассировки линий трещиноватости по аномально высоким дебитам скважин, по аномально низким или аномально высоким пластовым давлениям в эксплуатационных скважинах, по взаимовлиянию скважин, по темпам обводнения скважин, по давлению ГРП, по направлению и скорости движения индикатора, закачанного в пласт, и т. д. [8, 9, 20, 37].

На Краснокамском месторождении зоны естественной трещиноватости трассировали путем прослеживания прорывов воды и воздуха при закачке их в пласт. Основные направления (северо-восточное и северо-западное) пересекаются под тупым углом и соответствуют изгибам длинной оси структуры (см. рис. 14). На Западном месторождении трассировка зон естественной трещиноватости по различным геолого-промышленным признакам была начата еще в 1964 г. одновременно с бурением первых эксплуатационных скважин. В результате проделанной работы построена карта естественной трещиноватости, показавшая, что, во-первых, естественная трещиноватость неравномерно проявляется по площади месторождения и, во-вторых, в разрезе месторождения имеется по крайней мере три системы взаимно перпендикулярных вертикальных трещин (рис. 31). По выявленным направлениям трещиноватости движется опережающая основной фронт вода и обводняются скважины.

Между залежами с искусственным АВПД и залежами с трещиноватым коллектором и естественным АВПД существует некоторая аналогия. В обоих случаях пластовое давление аномально высокое, превышающее боковое горное, за счет чего в карбонатной толще могут существовать вертикальные открытые трещины, секущие зоны и слои с различными упругими свойствами.

Авторами сделаны ориентировочные расчеты бокового горного давления для некоторых месторождений Исламской Республики Иран и Грозненского нефтяного района, где развиты трещинные карбонатные коллекторы. В качестве исходных данных приняли среднюю плотность пород осадочного чехла 2,5 г/см³ и средний коэффициент Пуассона при атмосферном давлении 0,32. В зависимости от глубины залегания продуктивных отложений внесли поправки на увеличение коэффициента Пуассона

Сравнение естественного АВПД с вертикальным и боковым горным давлением по некоторым месторождениям с трещиноватыми горными коллекторами

Месторождение	$p_{\text{верт}}, \text{кгс/см}^2$	АВПД, кгс/см^2	АВПД / $p_{\text{верт}}$	$k_{\text{бок}}$	$p_{\text{бок}}, \text{кгс/см}^2$
Гач-Саран (Исламская Республика Иран)	382	252	0,66	0,53	202
Альброз (Исламская Республика Иран)	675	455	0,67	0,58	392
Ахловское	650	450	0,69	0,59	384
Хаян-Корт	800	550	0,69	0,59	470
Заманкул	500	350	0,70	0,59	296
Карабулак-Ачалуки	500	350	0,70	0,59	296
Эльдарово	830	580	0,70	0,59	490
Брагунское	1000	760	0,76	0,59	590
Малгобек-Вознесенское	625	484	0,77	0,59	370
Ага-Джари (Исламская Республика Иран)	345	284	0,82	0,52	180

Проницаемость микротрещин в коллекторах этих месторождений колеблется от 2 до 30 мД, а общая трещинная проницаемость по промышленным данным равна 27 — 270 мД при пластовом давлении, равном 0,69 — 0,70 вертикального горного [79, 90, 120]. Очевидно, аналогичное увеличение трещинной проницаемости должно иметь место в залежах с искусственным АВПД. Опытные работы на Западном месторождении показали, например, что в случае увеличения пластового давления до 0,75 вертикального горного трещинная проницаемость достигает 250 мД против проницаемости микротрещин 10 — 30 мД.

Терригенные коллекторы не в меньшей степени, чем карбонатные, обладают естественной вертикальной трещиноватостью [1, 6, 13, 29, 75, 86, 102, 112, 118], обусловленной их более низкими упругими свойствами. Например, в работе [112] приводятся сведения о том, что модуль упругости песчаников и алевролитов составляет $(2,67 \div 3,80) \cdot 10^{-5} \text{ кгс/см}^2$ против $6,36 \cdot 10^{-5} \text{ кгс/см}^2$ в известняках. Коэффициент Пуассона песчаников и алевролитов колеблется от 0,20 до 0,25, а в известняках он равен 0,28.

В низкопроницаемых девонских песчаниках Пермской области коэффициент Пуассона изменяется от 0,11 до 0,28, а в известняках башкирского яруса — от 0,08 до 0,39, составляя в среднем 0,32. В соответствии с этим коэффициент бокового распора и боковое горное давление в терригенных коллекторах ниже, чем в карбонатных.

Если в данные В. А. Блажевича о давлении гидроразрыва терригенных пластов Туймазинского месторождения [13] внести поправку

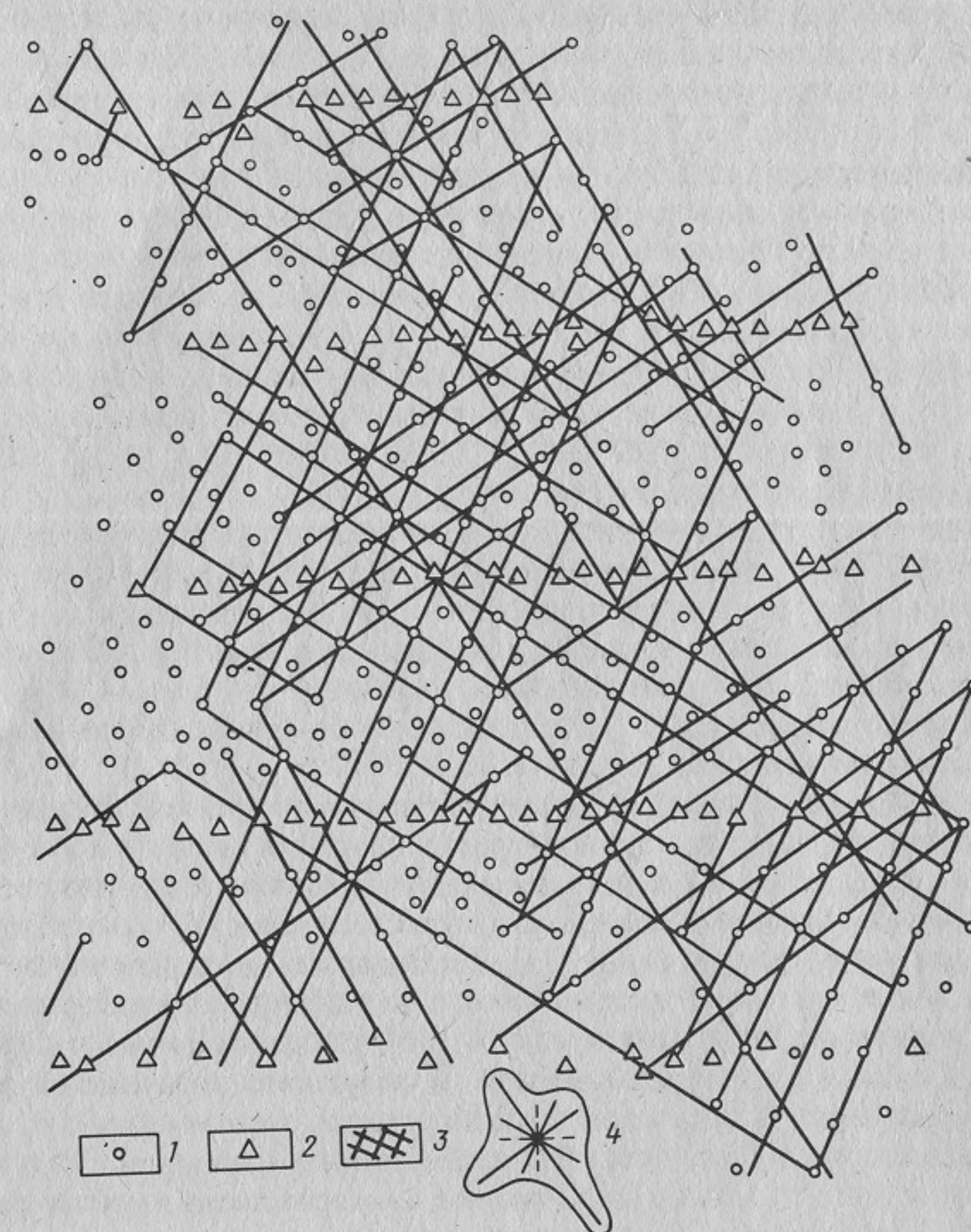


Рис. 31. Карта естественной трещиноватости карбонатного коллектора Западного месторождения.

1 — нагнетательные скважины; 2 — эксплуатационные скважины; 3 — сетка трещиноватости; 4 — направления трещиноватости

в соответствии с [32]. Дополнительные исходные сведения взяты из работ [79, 101 и др.]. Результаты расчетов сведены в табл. 21, из которой видно, что естественное АВПД выше бокового горного на 18 — 58%, что обеспечивает удержание вертикальных трещин в раскрытом состоянии даже при существенном снижении первоначального пластового давления.

на кольцевое сжимающее напряжение, то окажется, что коэффициент бокового распора по пласту C_1 колеблется от 0,32 до 0,42, составляя в среднем 0,37, по пласту D_1 коэффициент бокового распора изменяется от 0,27 до 0,46, составляя в среднем 0,34, и по пласту D_2 — от 0,26 до 0,36, составляя в среднем 0,30.

В табл. 19 показано, что терригенные коллекторы Пермской области характеризуются средним коэффициентом бокового распора от 0,40 до 0,52. Скорости движения индикатора с водой в терригенных и карбонатных коллекторах имеют один порядок [6, 37, 134]. Например, на Аскульской площади Батырбайского месторождения Пермской области после повышения пластового давления с 0,4 до 0,7 вертикального горного скорость движения индикатора с водой достигла 20 — 70 м/ч при комплексе других показателей трещиноватости [24].

Следовательно, влияние заводнения на вертикальные трещины терригенных и карбонатных пластов примерно одинаково, однако трещиноватость более ощутимо проявляется в карбонатных пластах.

Первая причина этого заключается в более низкой поровой проницаемости карбонатных коллекторов по сравнению с широко распространенными терригенными.

Вторая причина заключается в наличии кольцевых напряжений на стенках скважин, сжимающих вертикальные трещины. В карбонатных пластах зона кольцевых сжимающих напряжений постепенно разрушается кислотными обработками, а в терригенных она сохраняется значительно лучше, что ведет к снижению трещинной проницаемости в призабойной зоне скважин, вскрывших терригенные коллекторы. Этим же обусловлены более высокие давления гидроразрыва терригенных пластов, что нередко ошибочно связывают с отсутствием в них естественных вертикальных трещин. Кроме того, естественная трещиноватость карбонатных коллекторов способствует глубокому проникновению кислоты в пласт и усилению эффекта трещиноватости. В результате можно сделать следующие выводы.

1. Для сравнительной оценки условий разработки карбонатных и терригенных нефтяных пластов целесообразно выделять три группы коллекторов по величине поровой проницаемости: низкопроницаемые (до 10 мД), среднепроницаемые (10 — 100 мД) и высокопроницаемые (свыше 100 мД).

2. При низкой и средней проницаемости удельная поверхность карбонатных коллекторов значительно ниже, чем терригенных. При высокой проницаемости их удельные поверхности совпадают. Благодаря этому нефтенасыщенность и коэффициент нефтевытеснения низко- и среднепроницаемых карбонатных коллекторов существенно выше, чем аналогичных по проницаемости терригенных коллекторов. В коллекторах с высокой проницаемостью эта разница нивелируется.

3. В низкопроницаемых карбонатных коллекторах не существует корреляционной связи между пористостью и проницаемостью. В среднепроницаемых коллекторах эта связь значительно слабее, чем в терригенных. В высокопроницаемых карбонатных коллекторах корреляционная связь между пористостью и проницаемостью вполне удовлетворительная.

4. Карбонатные пласты в значительно большей степени, чем терригенные, обладают слоистой и зональной неоднородностью по литологическим, емкостно-фильтрационным и упруго-механическим свойствам. В результате монолитные, на первый взгляд, карбонатные толщи являются сложными многопластовыми объектами разработки с сильно затрудненной гидродинамической связью по разрезу и площади.

5. В каждом карбонатном пласте присутствуют одновременно коллекторы всех трех групп, в том числе с очень низкой проницаемостью (менее 1 мД), но с высокой промышленной нефтенасыщенностью. Вследствие этого пределы изменения проницаемости карбонатных коллекторов значительно шире, чем терригенных.

6. Карбонатные и терригенные коллекторы в одинаковой степени подвержены трещиноватости. Трещины имеют преимущественно вертикальную или наклонную к слоистости ориентировку, а их раскрытость определяется превышением пластового давления над боковым горным. Боковое горное давление даже для одной залежи меняется в широких пределах (от 0,05 до 0,75 вертикального горного давления) и так же, как и все петрофизические свойства карбонатного коллектора, характеризуется слоистой и зональной неоднородностью. Расстояния между вертикальными трещинами соизмеримы с диаметром скважин, а сама система трещин состоит не из одиночных трещин большой раскрытости, а из множества часто расположенных трещин раскрытостью от единиц до нескольких десятков микрометров. Раскрытость трещин часто меняется по высоте и длине, вследствие чего они обладают относительно невысокой проницаемостью.

7. В обычных условиях, когда пластовое давление не превышает нормального гидростатического, трещинная проницаемость колеблется от единиц до нескольких десятков миллидарси. Благодаря этому трещиноватость существенным образом влияет на условия разработки низкопроницаемых коллекторов, в меньшей степени — на среднепроницаемые коллекторы и имеет подчиненное значение в высокопроницаемых коллекторах.

8. При искусственном создании АВПД трещинная проницаемость возрастает по экспоненциальному закону до нескольких сотен миллидарси и коренным образом меняет первоначальную фильтрационную характеристику коллекторов всех трех групп. Критическое пластовое давление, при котором начинает меняться трещинная проницаемость, равно боковому горному.

9. При вскрытии продуктивных пластов естественная проницаемость пор и трещин значительно ухудшается. В низко- и среднепроницаемых терригенных коллекторах это явление часто необратимо. В карбонатных коллекторах, напротив, СКО позволяют не только восстановить естественную проницаемость, но и существенно увеличить ее в радиусе нескольких десятков метров вокруг скважины. Особенно глубоко кислота внедряется в пласт по трещинам, что резко усиливает трещиноватость и трещинную проницаемость. Благодаря этому создаются условия для промышленной разработки карбонатных пластов при таких низких значениях проницаемости, при которых терригенные пласты обычно не разрабатываются.

10. Зона кольцевых сжимающих напряжений в призабойной зоне скважин может существенно повлиять на трещинную проницаемость при освоении и последующей эксплуатации скважин. В карбонатных коллекторах эта зона постепенно разрушается кислотными обработками, а в терригенных коллекторах она часто сохраняется. Вследствие этого при закачке воды в низкопроницаемые коллекторы, где трещинная проницаемость играет основную роль, для карбонатных коллекторов можно применять более низкие давления нагнетания, чем для терригенных.

Глава II.

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УРАЛО-ПОВОЛЖЬЯ, ПРИУРОЧЕННЫХ К ПОРИСТЫМ И ПОРИСТО-ТРЕЩИНОВАТЫМ КАРБОНАТНЫМ КОЛЛЕКТОРАМ

Коллекторы многих нефтяных месторождений Урало-Поволжья карбонатные. Некоторые залежи находятся уже на завершающей стадии разработки или близки к ней. По ним накоплен богатый промысловый опыт, позволяющий сделать определенные выводы об основных принципах проектирования и осуществления разработки нефтяных залежей, приуроченных к пористым и пористо-трещиноватым карбонатным коллекторам с различной проницаемостью.

Опыт разработки многих таких залежей уже достаточно широко освещался в технической литературе [2, 6, 25, 35, 38, 40, 41, 42 и др.]. В связи с этим в данной главе дан краткий обзор разработки с основными выводами по наиболее типичным и хорошо изученным залежам. По некоторым из них, еще мало известным из литературных источников, но особенно хорошо исследованным в последние годы, приведены более подробные сведения, дающие возможность оценить эффективность применения различных методов воздействия на карбонатные пласты с целью увеличения их продуктивности и нефтеотдачи.

Все месторождения разбиты на две группы. К первой группе относятся месторождения и залежи, приуроченные к карбонатным коллекторам с высокой поровой проницаемостью. Во вторую группу выделены месторождения и залежи с низкой и средней поровой проницаемостью карбонатного коллектора.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ВЫСОКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА

Покровское месторождение [41, 45, 57, 59, 61, 62, 88, 111, 115, 123, 134]

Основной объект разработки этого месторождения — нефтяная залежь, приуроченная к пористо-трещиноватым известнякам башкирского яруса, залегающим на глубине 1080 м. Залежь массивного типа. Высота залежи 33 м. В разрезе выделяется несколько продуктивных слоев, разделенных уплотненными линзовидными прослоями. Самый верхний слой имеет очень высокую пористость и проницаемость, достигающую до 3000 мД. Вниз по разрезу емкостно-фильтрационные свойства резко ухудшаются. В по-

дошве залежи находятся запечатывающий слой, зона окисленной нефти, битума и вторичного калышта мощностью 20 м. Связь залежи с законтурной водоносной областью полностью отсутствует. Это типичная запечатанная залежь.

Проницаемость пор изменяется в широких пределах и в среднем составляет 1065 мД. Коллектор имеет отчетливую вертикальную трещиноватость. По промысловым данным трещинная проницаемость доходит до 660 мД, а средняя общая проницаемость коллектора достигает 1725 мД. Начальное пластовое давление составляло 117 кгс/см², давление насыщения — 56 кгс/см². Вязкость пластовой нефти 1,5 сП, газонасыщенность 60 м³/т, плотность 0,755 г/см³. Залежь была разбурена эксплуатационными скважинами по сетке с плотностью 12 га/скв — в центре и 25 га/скв — в пределах контура нефтеносности.

С 1950 по 1953 г. разработка осуществлялась без поддержания пластового давления. Из пласта было добыто около 1 % балансовых запасов нефти. Пластовое давление снизилось до 63 кгс/см². Ожидалось, что при переходе на режим растворенного газа конечная нефтеотдача будет не выше 0,22.

В 1954 г. с целью увеличения расчетной конечной нефтеотдачи до 0,50 — 0,60 организовали приконтурное полукольцевое заводнение по западному крылу и южной периклинали при давлении нагнетания 20 — 50 кгс/см². Фактическая нефтеотдача была близка к проектной уже при обводненности продукции 95%, однако для этого потребовалось осуществить комплекс дополнительных мероприятий.

В 1962 — 1964 гг. были пробурены три поперечных разрезающих ряда нагнетательных скважин, совпадающих с зонами обводнения пласта закачиваемыми водами.

В 1964 г., когда весь фонд скважин обводнился на 67%, наиболее проницаемые слои разреза уже были полностью промыты закачанной водой. Работающая мощность разреза составляла 46% вскрытой эффективной мощности. Остаточные запасы нефти находились в слоях с худшей проницаемостью и в обширных тупиковых зонах между внешним контуром залежи и разбуренной зоной. Плотность сетки в разбуренной зоне составляла 12 га/скв, а в контуре нефтеносности — 25 га/скв.

Для извлечения остаточных запасов нефти с 1964 по 1967 г. проводили импульсное заводнение, а с 1968 г. изменяли направление фильтрационных потоков путем поочередного отключения нагнетательных скважин.

В промытой зоне был достигнут коэффициент нефтеотдачи 0,592. Очевидно, предельная нефтеотдача для такого высокопроницаемого коллектора при заводнении должна составлять не менее 0,6. Для достижения такой нефтеотдачи организуется очаговое заводнение на тупиковых зонах между внешним контуром нефтеносности и разбуренной частью залежи.

С 1959 г. по инициативе В. Г. Лысянского проводился эксперимент по разрежению сетки скважин по аналогии с бавлинским экспериментом. На южном участке остановили часть эксплуатационных скважин, создав равномерную редкую сетку с плотностью 24 га/скв. На северном участке оставили плотную сетку (12 га/скв.). В процессе дальнейшей разработки наг-

нетаемая вода прошла почти весь южный участок, и опыт, таким образом, можно считать законченным.

По оценке Б. Ф. Сазонова нефтеотдача достигла к 1972 г. в промытой части южного участка 57,5%, а на северном участке — 65% [115]. На южном участке после разрежения сетки дебиты фонтанных скважин, расположенных на высокопроницаемых зонах, увеличились вдвое. На менее проницаемых зонах дебиты насосных скважин остались без изменения. Следовательно, разрежение сетки скважин на южном участке привело к некоторому снижению нефтеотдачи только за счет менее проницаемых зон. Для высокопроницаемых зон сетка скважин 12 га/скв оказалась чрезмерно густой, а для менее проницаемых зон разрежение сетки до 24 га/скв снизило нефтеотдачу с 65 до 57,5%.

Опыт разработки этого месторождения показал, что заводнение карбонатных пластов с проницаемостью, превышающей 1000 мД, можно осуществлять при забойных давлениях нагнетания, равных 0,46 — 0,52 вертикального горного давления. Интенсивная трещиноватость при этом не оказала отрицательного влияния на процесс заводнения. Скорость прорыва воды с индикатором по отдельным трещинам достигала 450 м/сут, однако основной фронт заводнения двигался со скоростью 1,23 м/сут.

Прогноз разработки этой залежи, выполненный по обычной методике, близок к фактическим показателям, а кривые вытеснения, построенные по фактическим данным, не отличаются в принципе от такого рода кривых для высокопроницаемых терригенных коллекторов [62, 111].

Алакаевское месторождение [41, 86, 88, 111, 115, 134]

Основной объект разработки — нефтяная залежь, приуроченная к пористым известнякам башкирского яруса, залегающим на глубине 1395 м. Залежь массивного типа. Высота залежи 62 м. В разрезе выделяется до восьми продуктивных слоев, разделенных линзовидными плотными прослоями. Гидродинамическая связь залежи с законтурной зоной хорошая.

Проницаемость пор снижается от свода залежи к подошве. Средняя проницаемость по керну равна 378 мД. Трещиноватость заметна по керну. Трещинная проницаемость составляет 40 мД, а общая средняя проницаемость пласта равна 418 мД. После кислотных обработок проницаемость увеличилась до 680 мД (см. табл. 4, 5, 10, 18).

Начальное пластовое давление 137 кгс/см², давление насыщения 50,5 кгс/см². Вязкость пластовой нефти 1,4 сП, газонасыщенность 39 м³/т, плотность 0,805 г/см³.

Центральная часть залежи разбурена равномерной сеткой с плотностью 25 га/скв. Для поддержания пластового давления на западной периклинали пробурены приконтурные нагнетательные скважины. На восточной периклинали имеет место естественный подпор залежи законтурными водами. Разработка с применением заводнения осуществляется с 1963 г. Фактическая нефтеотдача в промытой зоне достигла 0,42.

Проектная и фактическая характеристики вытеснения близко совпадают. Обводнение разреза пластовыми водами идет снизу вверх равномерно, а обводнение закачиваемыми водами — послойное. Работающая мощность пласта в нагнетательных скважинах составляет 27% вскрытой эффективной мощности. Индикатор с водой прорывается по трещинам со скоростью 250 м/сут. Основной фронт обводнения движется со скоростью 0,69 м/сут. Закачиваемая вода движется преимущественно по верхним слоям.

Для устранения эффекта неравномерной выработки разреза применялось сначала импульсное заводнение, а затем изменение направления фильтрационных потоков.

Опыт разработки этого месторождения показал, что карбонатные пласты с высокой проницаемостью и хорошей гидродинамической связью с законтурной зоной можно разрабатывать при естественном упруговодонапорном режиме. Сетка скважин с плотностью 25 га/скв позволяет получить нефтеотдачу, близкую к 0,5. Процесс вытеснения нефти водой протекает так же, как и в терригенных коллекторах. Фактические показатели разработки близки к расчетным.

Козловское месторождение [65, 70, 111, 115, 134]

Основной объект разработки — нефтяная залежь, приуроченная к пористо-трещиноватым известнякам башкирского яруса, залегающим на глубине 1300 м. Залежь массивного типа. Высота залежи 24 м. Разрез слабо дифференцирован на отдельные слои. Гидродинамическая связь залежи с законтурными и подошвенными водами хорошая.

Проницаемость пор составляет 326 мД. По промысловым данным трещинная проницаемость доходит до 46 мД при общей проницаемости 372 мД (см. табл. 4, 5, 18). После кислотных обработок проницаемость увеличилась в два раза (см. табл. 10).

Начальное пластовое давление 134,5 кгс/см², давление насыщения 54 кгс/см². Вязкость пластовой нефти 6,1 сП, газонасыщенность 24,5 м³/т, плотность 0,863 г/см³.

Залежь была разбурена по треугольной сетке с плотностью 36 га/скв.

С 1965 по 1968 г. разработка осуществлялась без поддержания пластового давления на естественном упруговодонапорном режиме.

Для заводнения применена блоковая трехрядная система. Ширина блоков между нагнетательными рядами 2400 м. Разрез залежи в эксплуатационных и нагнетательных скважинах вскрыт общим фильтром. Давление нагнетания до 100 кгс/см².

К моменту обводнения добываемой жидкости на 80% нефтеотдача в промытой зоне близка к 0,5.

Для достижения такой нефтеотдачи потребовалось уплотнить сетку скважин в центральных зонах блоков почти вдвое, т. е. до 18 — 20 га/скв.

Выработка разреза идет снизу вверх с подъемом водонефтяного контакта, а также с одновременным послойным обводнением разреза закачиваемыми пресными водами. Работающая мощность составляет в среднем

46% вскрытой эффективной мощности. Закачиваемая в пласт вода с индикатором прорывается по отдельным трещинам в эксплуатационные скважины со скоростью 120 м/сут, однако основной фронт вытеснения движется со скоростью 0,33 м/сут. До подхода этого фронта к эксплуатационным рядам обводнение добываемой жидкости медленно нарастает за счет опережающего прорыва воды по трещинам. В момент приближения основного фронта заводнения к эксплуатационным рядам скважины очень быстро обводняются до 95 — 100%. Однако и в этом случае разрез промыывается не полностью. Отстаточные запасы нефти сохраняются в верхних слоях разреза, имеющих худшую проницаемость, чем нижние. Для выработки этих запасов намечаются очаговое заводнение, изоляция нижних слоев, многократная промывка пласта закачиваемой водой.

Опыт разработки этого месторождения показал, что даже в идеальных массивных залежах с хорошей гидродинамической связью с законтурной зоной выработка продуктивного разреза идет неравномерно. К моменту полного обводнения скважин в объеме залежи остаются целики нефти, для выработки которых требуется уплотнять сетку скважин, организовывать очаговое заводнение и т. д.

Хилковское месторождение [63, 111, 134]

Это единственное нефтяное месторождение, приуроченное к высокопроницаемым карбонатным коллекторам, разрабатываемое на естественном водонапорном режиме.

Промышленно нефтеносны пористо-трещиноватые известняки башкирского яруса, залегающие на глубине 1370 м. Залежь массивного типа. Высота залежи 55 м. В разрезе выделяется до десяти продуктивных слоев, разделенных линзовидными плотными перемычками. Залежь имеет активную гидродинамическую связь с законтурными и подошвенными водами. Поровая проницаемость 220 мД. По промысловым данным трещинная проницаемость 280 мД при общей проницаемости коллектора 500 мД. Вязкость пластовой нефти составляет 5,8 сП.

Эксплуатационные скважины пробурены в своде структуры и расположены двумя concentрическими рядами. Средняя плотность сетки 20 га/скв. Фактическая нефтеотдача в промытой зоне близка к 0,5.

Расчетные показатели разработки близко совпадают с фактическими.

Кулешовское месторождение [10, 41, 45, 57, 58, 60, 62, 78, 111, 115, 118, 132]

Это типичное нефтяное месторождение Урало-Поволжья, приуроченное к среднепроницаемым карбонатным коллекторам, которые, однако, ближе по характеристике общей проницаемости к высокопроницаемым.

Основной объект разработки — залежь, приуроченная к пористо-трещиноватым известнякам башкирского яруса, залегающим на глубине 1720 м. Залежь массивного типа. Высота залежи 106 м. В разрезе насчитывается до 12 продуктивных слоев, разделенных линзовидными уплотненными карбонатными прослоями. Наиболее проницаемы и продуктивны

верхние слои. Они имеют хорошую гидродинамическую связь с законтурной областью. Нижние слои разреза имеют более низкую проницаемость и продуктивность, чем верхние, и слабее связаны с законтурными и подошвенными водами.

Поровая проницаемость изменяется от 4 до 1089 мД, составляя в среднем 78 мД. Проницаемость микротрещин в шлифах достигает 15 мД (см. табл. 15), а проницаемость макротрещин — 86 мД при общей проницаемости 164 мД (см. табл. 18). После СКО общая проницаемость по данным электромоделирования возросла до 330 — 402 мД (см. табл. 10). Распределение трещинной проницаемости описывается формулой, предложенной М. М. Саттаровым [58]. В расчетах процесса разработки использовалась общая проницаемость.

Начальное пластовое давление составляло 188 кгс/см², давление насыщения — 76 кгс/см². Вязкость пластовой нефти 0,9 сП, газонасыщенность 93 м³/т, плотность 0,806 г/см³.

Залежь была разбурена по редкой треугольной сетке с плотностью 56 га/скв. Система разработки — блоковая пятирядная. Ширина блоков между нагнетательными рядами 3500 м. Все слои продуктивного разреза в эксплуатационных и нагнетательных скважинах, за редким исключением, вскрывались единым фильтром (сплошной перфорацией). Давление нагнетания воды колеблется от 50 до 100 кгс/см². Разработка месторождения с поддержанием пластового давления осуществляется с 1963 г.

Вследствие слоистой неоднородности разреза процесс заводнения характеризуется неравномерной послойной выработкой запасов нефти и неравномерным послойным обводнением залежи сначала пластовыми законтурными, а потом закачиваемыми пресными водами. Наиболее интенсивно вырабатывается 62% эффективного объема (см. табл. 11). В первую очередь нефть вытесняется из верхних слоев разреза. Эти слои были обводнены в отдельных присводовых эксплуатационных скважинах уже на ранней стадии разработки. Нижние слои подключались к активной разработке только после интенсивных кислотных обработок и после дополнительного снижения забойного давления.

Для усовершенствования системы разработки и обеспечения проектной нефтеотдачи осуществлялись бурение резервных скважин и мероприятия по дифференцированному воздействию на продуктивный разрез: селективная изоляция обводненных слоев в эксплуатационных скважинах и закупорка слоев с особенно высокой приемистостью в нагнетательных скважинах, избирательное вскрытие разреза в новых скважинах, создание дополнительной депрессии на нижние слои путем внедрения одновременной раздельной эксплуатации, очаговое заводнение и т. д.

Благодаря этому процесс вытеснения стал более равномерным. Несмотря на высокую скорость движения индикатора с водой по отдельным трещинам (150 м/сут) основной фронт обводнения движется со скоростью 0,41 м/сут. Нефтеотдача в промытой зоне достигла 0,59. Опыт разработки этого месторождения подтверждает необходимость дифференцированного воздействия на разные продуктивные слои массивной залежи с целью обес-

печения равномерной выработки запасов нефти из всего продуктивного объема. Он также указывает на возможность успешного освоения крупноблочной системы заводнения высокопроницаемого карбонатного коллектора при забойных давлениях нагнетания, равных 0,51 — 0,62 вертикального горного давления.

Западное месторождение [25, 28]

Это одно из наиболее типичных месторождений, опыт разработки которого мало освещался в технической литературе, хотя и весьма поучителен. Система его разработки была составлена без достаточно полного учета всех геологических особенностей, что привело к существенному расхождению между проектными и фактическими показателями разработки.

На Западном месторождении промышленно нефтеносны башкирские, намюрские и серпуховские карбонатные отложения, залегающие на глубинах 1100 — 1200 м (рис. 32).

Залежь массивного типа высотой более 120 м первоначально рассматривалась как единый нефтяной резервуар с хорошей гидродинамической связью слоев по разрезу: с подошвы залежь считалась запечатанной. В проекте разработки, составленном институтом Гипровостокнефть в 1964 г., для расчетов принимались средние параметры, характеризующие в целом коллектор и физико-химические свойства нефти. В частности, проницаемость пористо-трещиноватых известняков принималась равной 120 мД, вязкость нефти в пластовых условиях — 12 сП.

Проект предусматривал разработку залежи единой системой нагнетательных и эксплуатационных скважин с общим фильтром, вскрывающим все слои разреза. Рядами нагнетательных скважин нефтеносная площадь была разделена на несколько крупных блоков шириной по 2400 м. Эксплуатационные скважины внутри блоков были размещены по сетке 600х600 м. Для интенсификации воздействия заводнения на залежь внутри каждого блока был предусмотрен перевод под нагнетание половины эксплуатационных скважин центральных стягивающих рядов (рис. 33).

Рекомендации проекта разработки к концу 1973 г. были выполнены. Пробурены все скважины основного и значительная часть резервного фонда скважин. Вода нагнеталась во все основные разрезающие ряды и в часть нагнетательных скважин стягивающих рядов. Добыча нефти из залежи оказалась, однако, почти в два раза ниже максимального проектного уровня. Анализ разработки и обобщение геолого-промыслового материала показали, что разрыв между фактической и проектной добычей нефти был вызван в первую очередь более сложным геологическим строением месторождения, чем это представлялось при проектировании разработки.

Вместо предполагавшегося ранее хаотического распределения в карбонатной толще пористых зон в разрезе было выявлено последовательное переслаивание высокопористых продуктивных пластов (II, IV, VI, VIII, X) с низкопористыми (I, III, V, VII, IX), которые существенно затрудняют гидродинамическую связь между основными продуктивными пластами (см. рис. 10).

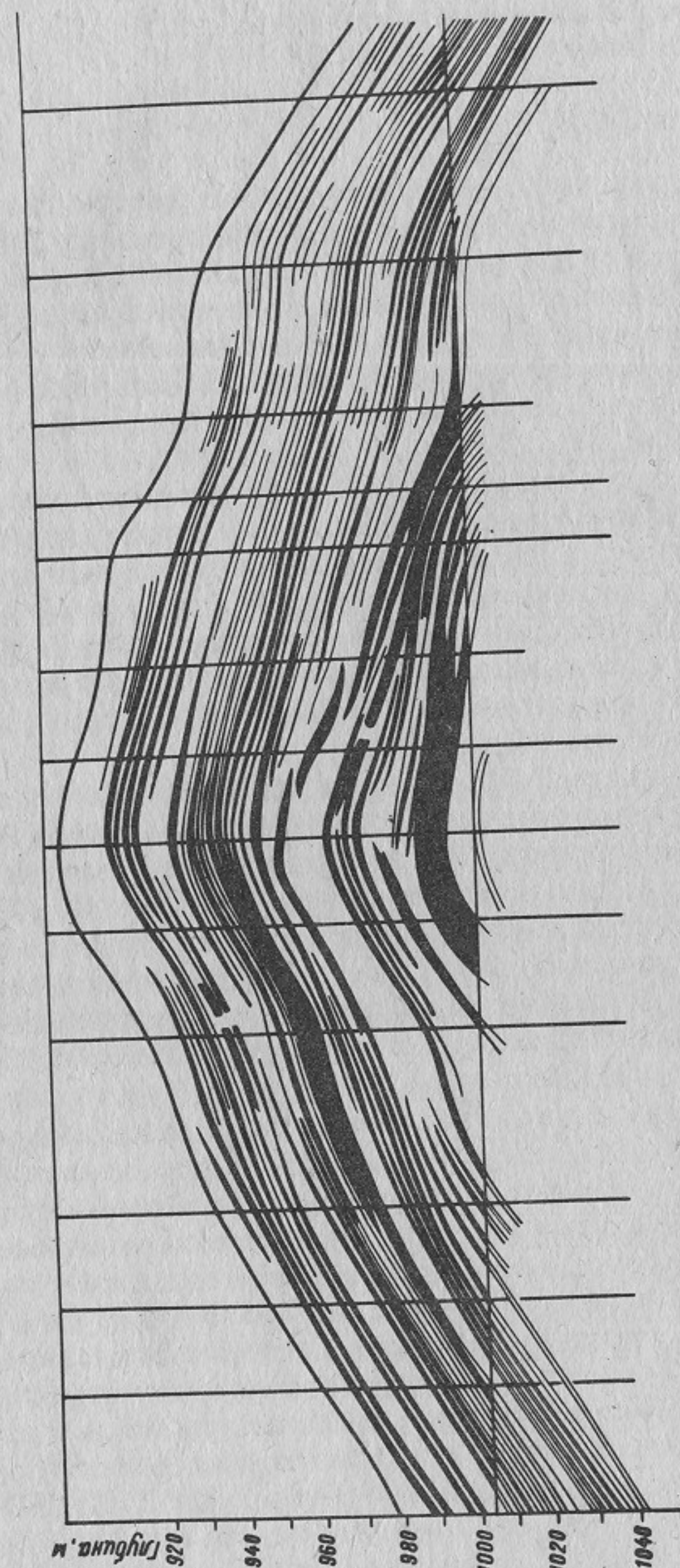


Рис. 32. Геологический разрез продуктивных отложений Западного месторождения

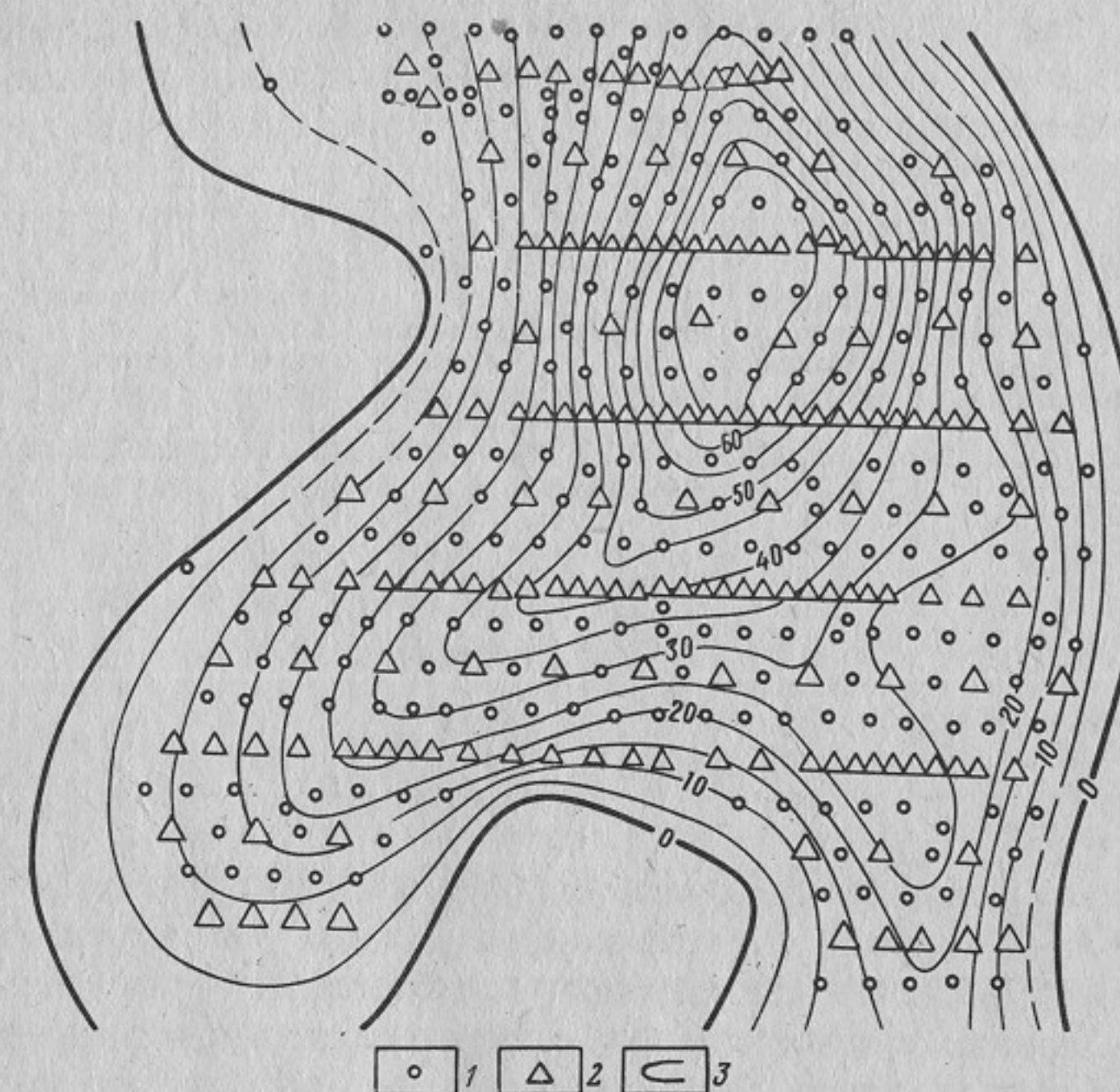
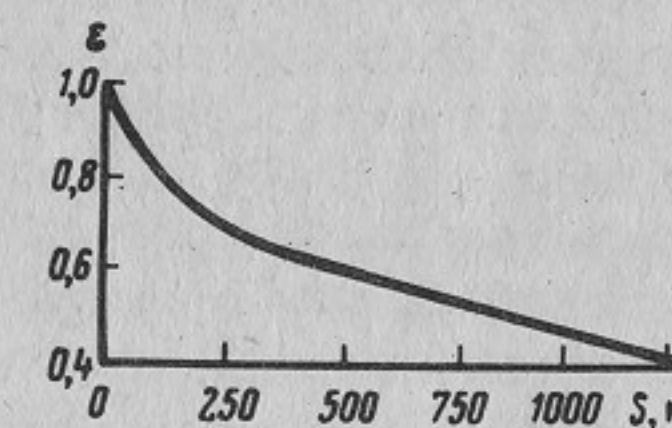


Рис. 33. Схема разработки Западного месторождения.

1 — эксплуатационные скважины; 2 — нагнетательные скважины; 3 — линии равных эффективных нефтенасыщенных мощностей

Рис. 34. Зависимость коэффициента воздействия от расстояния между скважинами по Западному месторождению



Каждый высокопористый продуктивный пласт подразделяется на более мелкие слои, имеющие прерывистое строение (рис. 34). Многометровые плотные пласты содержат очень тонкие (мощностью до 10 — 20 см) линзовидные прослои высокопористых пород, из которых получены неустойчивые во времени притоки нефти. Выделенные пласты различаются по емкостно-фильтрационным свойствам и степени прерывистости коллектора, что видно из табл. 22.

Таблица 22

Свойства наиболее продуктивных слоев
карбонатного разреза Западного месторождения

Пласт	Эффективная мощность, м	Коэффициент расчлененности	Отношение эффективной мощности к общей	Коэффициент воздействия заводнения	Коэффициент вытеснения нефти водой	Проницаемость по керну, мД	Доля балансовых запасов нефти в каждом пласте, % от общих
II	2,2 – 9	7,5	0,32	0,75	0,61	117	27
IV	4 – 14	13,0	0,38	0,86	0,65	150	35
VI	1 – 7,5	6,1	0,33	0,67	0,60	80	12
VIII	0 – 19,9	12,3	0,32	0,58	0,44	28	6

Кроме того, исследования больших шлифов керна показали, что в карбонатной толще широко и неравномерно развита микротрещиноватость (см. рис. 24). Плотность микротрещин колеблется от 10 до 116 л/м. При обычных условиях разработки роль микротрещин в емкостно-фильтрационных свойствах пород очень незначительна, так как их пористость составляет 0,01 – 0,1%, а проницаемость по шлифам равна 0,8 – 70 мД, что значительно ниже соответствующих параметров поровой части пород. Более существенную роль играют макротрещины, проницаемость которых при начальном пластовом давлении составляет 130 мД.

Важная особенность залежи — изменение свойств нефти по разрезу. В разных пластах, расположенных на одних и тех же абсолютных отметках, содержится нефть с различными свойствами. В башкирском ярусе эти изменения от пласта к пласту происходят постепенно, а на границе с намюрско-серпуховскими отложениями свойства нефти резко ухудшаются. Например, если в пластах II и IV вязкость пластовой нефти на абсолютной отметке — 885 м составляет 5 сП, то на отметке — 904 м она повышается до 9 – 10 сП, а на отметке — 944 м доходит до 14 – 17 сП. В намюрском ярусе уже на отметке — 904 м вязкость пластовой нефти равна 36 сП. В естественных условиях нефть, содержащаяся в намюрской части залежи, обладает, кроме того, высокой структурной вязкостью и более высоким, чем нефть башкирского яруса, начальным градиентом давления сдвига. Таким образом, залежь нефти Западного месторождения по условиям разработки представляет собой сложный объект, состоящий из нескольких пластов с разными емкостно-фильтрационными свойствами коллектора и характеристиками пластовых нефтей.

В результате при совместном вскрытии всего продуктивного разреза одной сеткой скважин отдельные слабопроницаемые пропластки башкирского яруса и вся намюрско-серпуховская часть залежи практически не осваивались, что отмечалось по данным профилей притока и приемис-

тости (см. рис. 6, 12). Например, в начальной стадии разработки Западного месторождения, когда пластовое давление еще равномерно распределялось по объему залежи и не превышало начального, доля работающей мощности по сводному профилю приемистости и притока составляла 57% (табл. 23, рис. 35, 36). Сводный профиль, как это видно из рис. 35 и 36,

Таблица 23

Результаты изучения карбонатного разреза
Западного месторождения по сводным профилям притока
и поглощения в начальной стадии разработки (1965 – 1966 гг.)

Пласт	Мощность, м	Сводная работающая мощность, м	Доля сводной работающей мощности от всей эффективной мощности	Коэффициент продуктивности 1 м работающей мощности, т·см ² сут·кгс	Проницаемость работающей мощности, мД
I	10	1,0	0,10	0,24	152
II	12	9,0	0,75	0,55	564
III	9	3,5	0,39	0,29	230
IV	13	13,0	1,00	0,62	485
V	8	4,5	0,56	0,13	210
VI	8	4,0	0,50	0,47	370
В среднем	60	35,0	0,57	0,38	333

представляет собой графическую сумму всех индивидуальных профилей притока и поглощения и наиболее соответствует мощности продуктивного разреза, охваченной разработкой. Следовательно, в начальной стадии разработки было охвачено 57% всех запасов. Неравномерность выработки запасов нефти из многослойного карбонатного разреза усиливалась со временем в связи с неравномерным распределением объемов нагнетания между слоями с разной проницаемостью и неравномерным распределением пластового давления по объему залежи. Наглядное представление об этом дали результаты исследования нагнетательной скв. 379 (рис. 37, табл. 24).

В семи поглощающих воду слоях с проницаемостью от 20 до 380 мД текущее пластовое давление в 1970 г. колебалось от 80 до 190 кгс/см² при начальном 118 кгс/см². В обводненной эксплуатационной скв. 819 (см. главу I) пластовое давление в разных слоях разреза изменялось от 135 до 250 кгс/см². Многие обводненные скважины имели аномально высокое пластовое давление, равное 130 – 150 кгс/см².

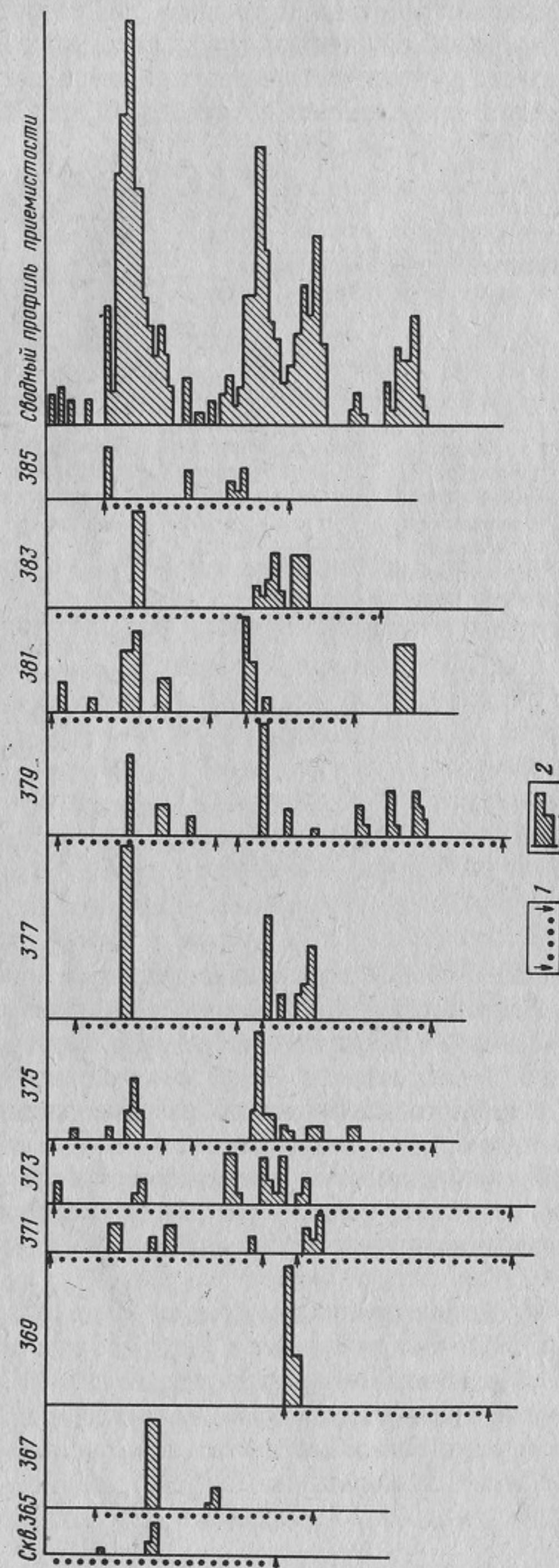


Рис. 35. Индивидуальные профили проницаемости и сводный профиль проницаемости по одному из разрезающих нагнетательных рядов Западного месторождения.
1 – интервалы перфорации; 2 – профили проницаемости

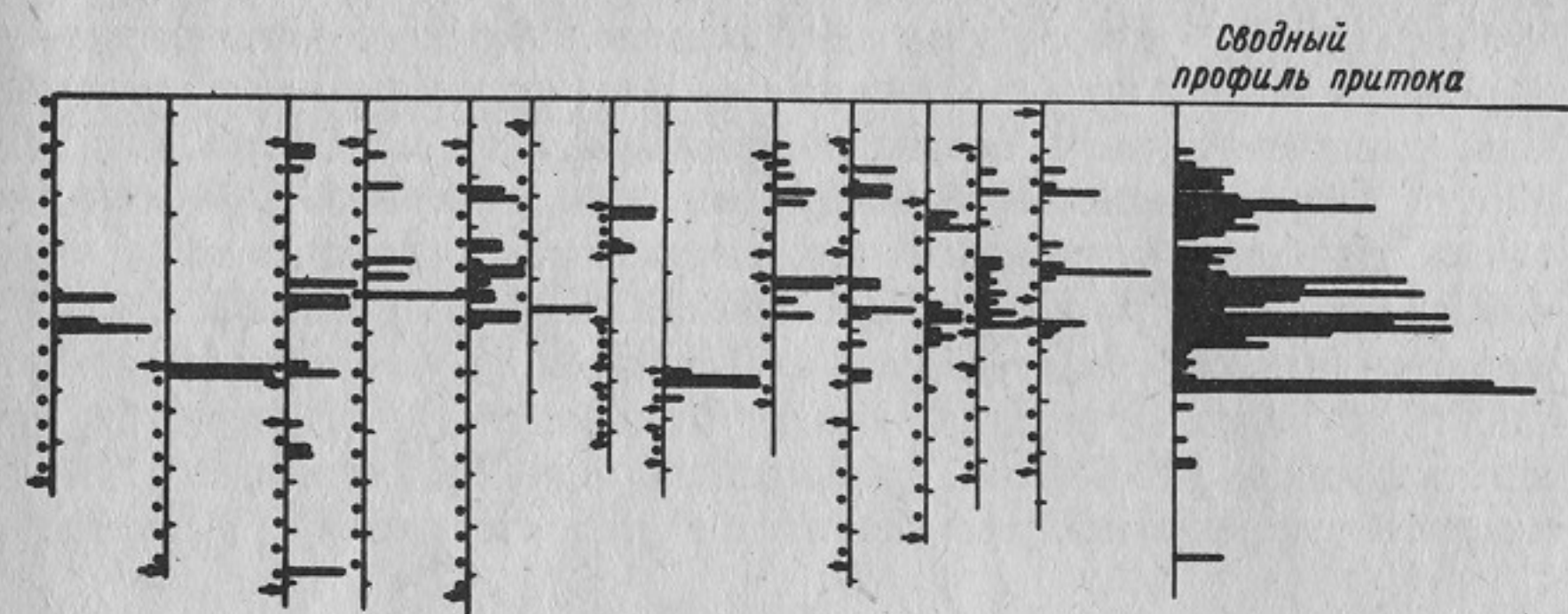


Рис. 36. Индивидуальные профили притока и сводный профиль притока по некоторым эксплуатационным скважинам Западного месторождения

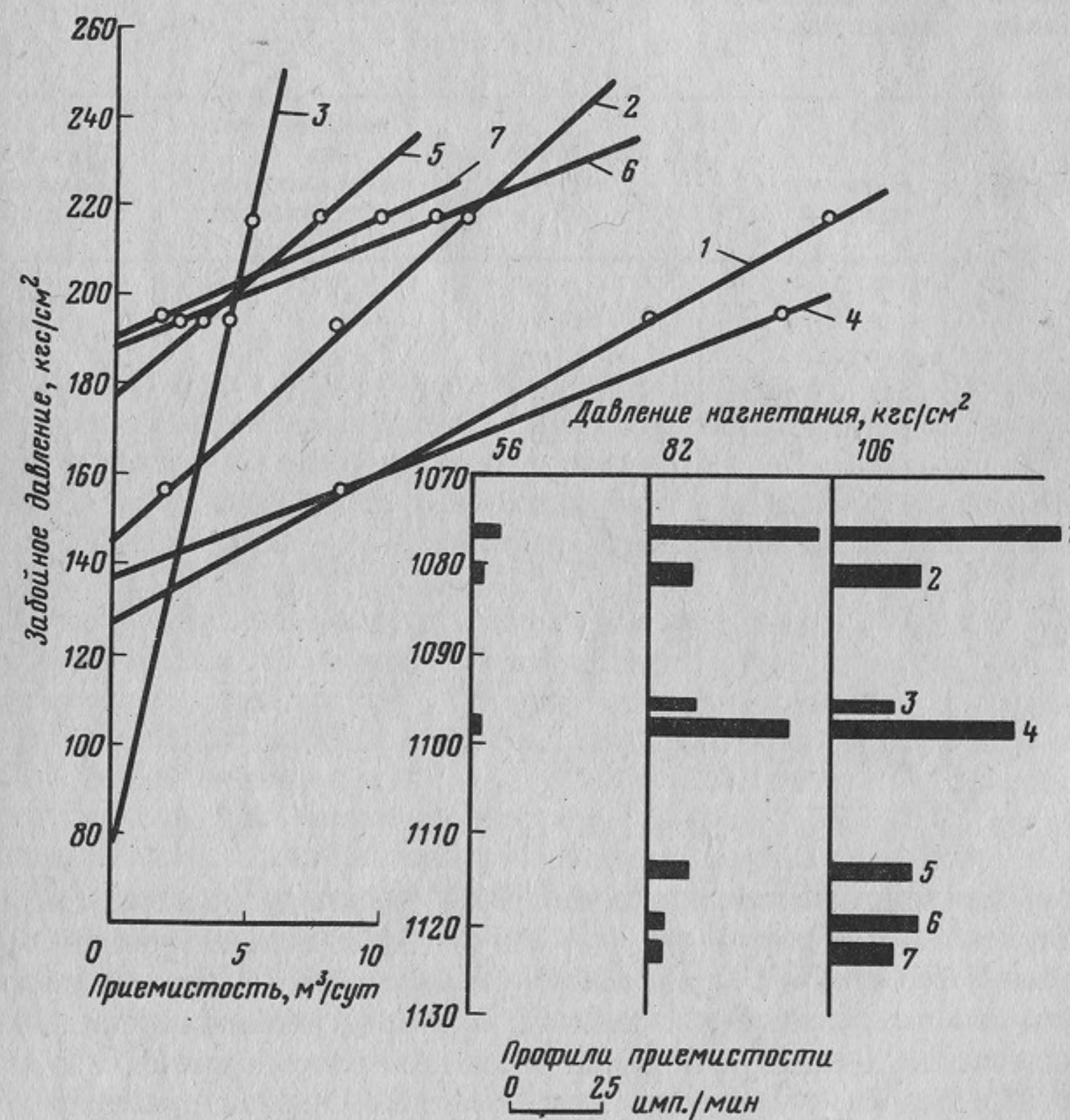


Рис. 37. Результаты исследования нагнетательной скв. 379 Западного месторождения на трех режимах закачки воды (при устьевых давлениях 56, 82 и 106 кгс/см²)

С повышением пластового давления выше начального неравномерность выработки запасов нефти увеличивалась. В слоях, избирательно поглощавших нагнетаемую воду, возрастала трещинная проницаемость (см. рис. 27, 28). Это ускоряло темпы выработки слоев с аномально высоким пластовым давлением и приводило к их опережающему обводнению. В остальных прослоях, где рост пластового давления и продвижение фронта заводнения происходили более медленными темпами, выработка запасов нефти также медленнее. Практика показала, что к моменту обводнения продукции скважин на 100 % промытая мощность разреза не превышает 15 — 48% вскрытой эффективной мощности (табл. 25, см. рис. 7). В промытых

Таблица 24

Результаты исследования нагнетательной скв. 379
Западного месторождения глубинными расходомерами
на трех режимах закачки

Слой	Интервал притока	Пористость по НГК, %	Проницаемость по коэффициенту продуктивности, мД	Пластовое давление, кгс/см ²
1	1076 — 1077	18,5	160	128
2	1080 — 1082	14,0	40	148
3	1095 — 1096	14,0	40	80
4	1097 — 1099	21,0	280	137
5	1113 — 1114	12,0	40	177
6	1119 — 1120	10,2	20	188
7	1120 — 1125	22,0	380	190
В среднем	—	17,3	187	150

слоях пластовое давление достигает 130 — 150 кгс/см², а в еще невыработанных слоях оно составляет 80 — 230 кгс/см² при начальном пластовом давлении 118 кгс/см². Перед обводнением скважины переходят на фонтанирование через насосные установки. Давление фонтанирования на забое обводненных скважин становится выше пластового давления еще непромытых прослоев. Вследствие этого нефтяные прослои преждевременно отключались от работы, и обводненность продукции резко возрастала.

Таблица 25

Результаты исследования профилей отдачи
в скважинах Западного месторождения,
обводненных на 100% закачиваемой в карбонатный пласт водой

Номер скважины	Перфорированная мощность разреза, м	Эффективная мощность, м	Отдающая мощность, м	Коэффициент выработки эффективной мощности
163	37	18,5	7	0,38
166	40	20,0	3	0,15
188	33	16,5	8	0,48
433	24	12,0	3	0,25
438	25	12,5	5	0,40
504	48	24,0	4	0,17
800	32	16,0	6	0,38
820	66	33,0	6	0,18
838	66	33,0	6	0,18
В среднем	41	20,5	5,3	0,27

Такой ход процесса разработки не был предусмотрен ни в первоначальной схеме, ни в анализе разработки, и текущая обводненность добываемой жидкости оказалась в 1,5 раза выше расчетной.

На более поздней стадии разработки, когда нефтеотдача в промытых зонах достигла 0,25 — 0,27, отмечено сужение работающих интервалов разреза.

Нагнетаемую в залежь воду избирательно поглощали 27% всех вскрытых перфорацией эффективных пропластков. Нефть отдавали 36% всех эффективных пропластков. Проницаемость работающих интервалов разреза по керну составляла 200 мД при средней проницаемости всего продуктивного разреза 120 мД. Суммарная поровая и трещинная проницаемость работающих пропластков составляет 330 мД по промысловым данным. Сопоставление проницаемости и пористости эффективной части разреза, определенных по керну, с пористостью и проницаемостью работающих интервалов, принятым по промысловым данным, показано на рис. 38. Пропластки с проницаемостью менее 10 мД не охвачены воздействием. Из рис. 39 видно, что неработающие интервалы разреза могут иметь полную пористость от 0 до 25% и что к ним относятся так называемые "непроницаемые" слои (кривая 2 область I) с проницаемостью менее 1 мД и слабо проницаемые слои (кривая 1, область II) с проницаемостью выше 1 мД, но ниже 10 мД.

По данным В. И. Колганова и Н. С. Жильцовой, изучавших распределение запасов нефти Западного месторождения по интервалам проницае-

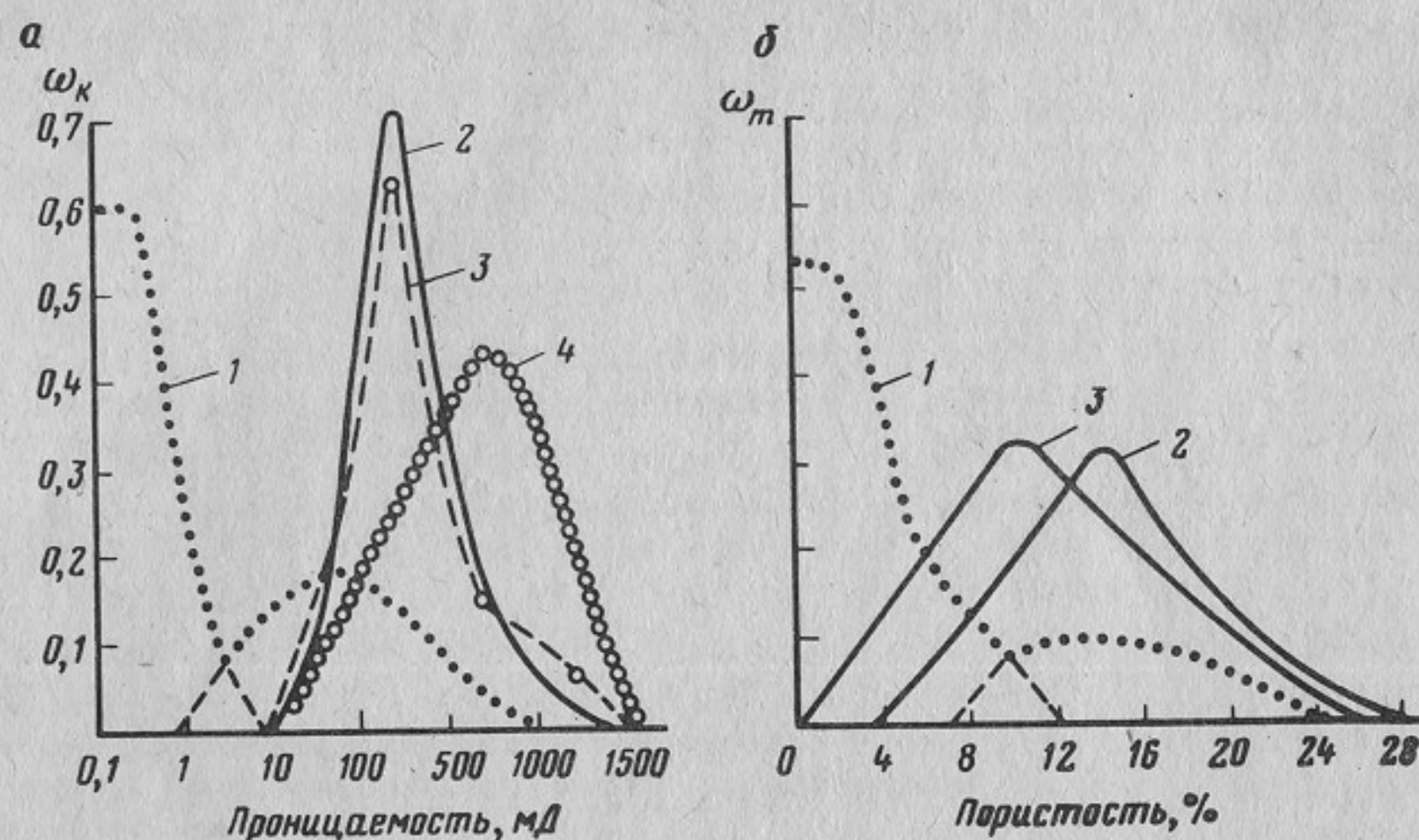
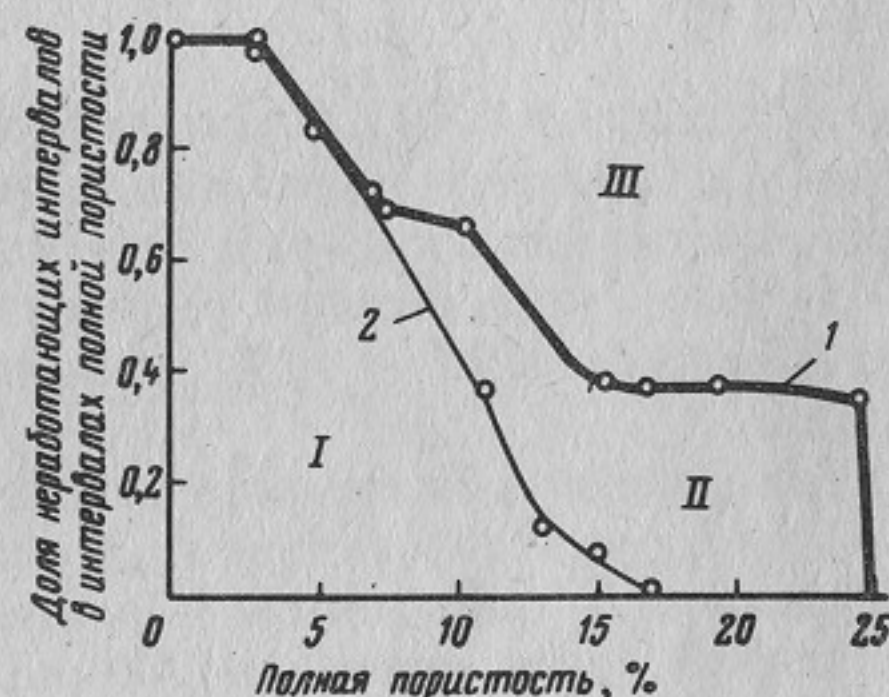


Рис. 38. Распределение проницаемости (а) и полной пористости (б) по керну и промышленным данным для Западного месторождения.

Частоты ω : 1 — по керну; 2 — по профилям притока в эксплуатационных скважинах (работающая мощность разреза); 3, 4 — по профилям приемистости в нагнетательных скважинах (работающая мощность) соответственно при давлениях закачки 100 и 180 кгс/см².

Рис. 39. Распределение неработающих интервалов продуктивного разреза Западного месторождения по интервалам полной пористости.

I — $k < 1$ мД; II — $10 \text{ мД} < k < 100 \text{ мД}$; III — $k > 100 \text{ мД}$; 1 — по промышленным данным; 2 — по кернам с $k < 1$ мД.



мости, в коллекторах с проницаемостью до 10 мД может содержаться от 50 до 60% всех запасов нефти. Следовательно, половина запасов нефти, приуроченная к низкопроницаемым коллекторам разреза, в разработку не вовлечена. Вырабатываются только высоко- и среднепроницаемые слои продуктивного разреза.

Таким образом, к основным геологическим факторам, недостаточно учтенным в первоначальном проекте и затрудняющим разработку залежи, относятся многопластовость объекта разработки и более высокая степень прерывистости пластов, значительно большая вязкость нефти в намюр-

ско-серпуховских отложениях и наличие больших запасов нефти в слабопроницаемых коллекторах башкирского яруса, остающихся неподвижными при существующей технологии разработки. Кроме того, процесс разработки при заводнении осложнялся трещиноватостью пластов. Первоначальная схема разработки обеспечила высокие темпы выработки наиболее пористых и проницаемых пластов, но не обеспечивает добычу из слоев, проницаемость которых намного ниже средней, принятой ранее, или вязкость нефти которых намного выше средней.

С целью усовершенствования разработки месторождения на центральной части площади сетка скважин была равномерно уплотнена с 36 до 9 га/скв. Перфорацией вскрывались преимущественно уплотненные слои разреза, не вырабатываемые общим фильтром. Средний дебит одной новой скважины оказался равным 10 т/сут против 22 т/сут по старым скважинам. В дальнейшем, в связи со снижением добычи нефти из старого фонда скважин, во многих резервных скважинах были приобщены перфорацией основные продуктивные слои. Это позволило резко снизить темпы падения добычи нефти. Однако по мере роста пластового давления в высокопроницаемых слоях низкопроницаемые слои постепенно отключались. Дифференцированное нагнетание воды в низкопроницаемые слои не удалось осуществить, хотя обычное индивидуальное вскрытие любого пропластка в любой части разреза, содержащей нефть, обеспечивало вовлечение этого пропластка в эксплуатацию после интенсивной кислотной обработки. Вскрытие же всего разреза одной сеткой и одним фильтром привело к неравномерному воздействию на отдельные пласты.

Солянокислотные обработки позволили увеличить среднюю проницаемость коллекторов в призабойной зоне скважин (см. табл. 8, 9), однако низкопроницаемые слои не подверглись существенному воздействию. Таким образом, опыт показывает, что увеличение градиентов давления в пласте за счет увеличения пластового давления и давления нагнетания не представляет собой идеального решения задачи по выработке низкопроницаемых нефтяных прослоев, залегающих совместно с высокопроницаемыми.

Снижение давления нагнетания и уменьшение скорости фильтрации до значений, соизмеримых со скоростью капиллярной пропитки, не обеспечивает поступления воды в необходимых количествах в слои со средней проницаемостью. Только выделение низкопроницаемых слоев в самостоятельный объект разработки с индивидуальной системой и режимом заводнения позволило бы добывать из них нефть. Однако на данной стадии разработки такое решение задачи связано с большими материальными затратами и необходимостью серьезных технико-экономических исследований.

Возможность вовлечения в разработку намюрско-серпуховской части залежи с нефтью высокой вязкости проверена экспериментально на специально выделенном участке, опытная разработка которого ведется с 1969 г.

Опыт показал, что закачка воды в намюрско-серпуховскую часть залежи позволяет стабилизировать или даже увеличить добычу нефти, но при этом скважины интенсивно обводняются из-за резкого различия вязкостей нефти и воды. Лабораторные исследования показали, что коэффициент вытеснения нефти из керна, насыщенного намюрской нефтью, составляет в среднем 0,45 — 0,50.

Промышленные притоки нефти (с дебитами от 5 до 20 т/сут) из намюрско-серпуховских отложений были получены в оценочных скважинах, расположенных на разных участках залежи. После дострела в этих скважинах башкирской части залежи намюрско-серпуховские отложения продолжали давать нефть, но доля этой нефти в общем дебите скважин была очень незначительна.

Опыт селективной изоляции обводненных интервалов в скв. 819 (см. главу I) показал, что после заливки обводненных слоев нефтеносные прослои начинают вновь давать промышленные притоки нефти. Следовательно, широкое внедрение в практику селективных изоляционных работ открывает возможность доработки еще необводненных прослоев теми скважинами, которые в настоящее время обводнены по высокопроницаемым слоям и временно законсервированы. Второй способ возобновления добычи нефти из обводненных скважин заключается в резком увеличении отборов жидкости и снижении забойных давлений до таких значений, при которых станет возможен приток нефти из необводненных слоев с низким пластовым давлением. Расчеты показали, что для этого добыча жидкости должна быть увеличена в 2,5 — 3 раза по сравнению с максимальным проектным уровнем. Однако промысловые сооружения не позволяют осуществить такое мероприятие без серьезной реконструкции системы сбора и подготовки нефти.

Опыт разработки этого месторождения показал, что расхождение между проектными и фактическими показателями было обусловлено в первую очередь недостаточной изученностью геологического строения на стадии первоначального проектирования. Массивная по условиям залегания нефти залежь в действительности имеет сложное многопластовое строение и может быть разделена на отдельные самостоятельные объекты. Значительная доля запасов нефти находится в коллекторах с очень низкой проницаемостью, которые при совместном вскрытии с коллекторами высокой проницаемости в разработку не вовлекаются. Динамика среднего пластового и забойного давления, отборы и закачка, поглощение кислоты при обработках целиком зависят от работы высокопроницаемых и отчасти среднепроницаемых коллекторов. Опережающими темпами вырабатывается только 27% наиболее высокопроницаемого нефтяного объема. Скорость выработки остальной части запасов намного ниже, особенно в нижних слоях залежи, где вязкость увеличивается в три раза.

Повышение давления на забое нагнетательных скважин с 0,7 — 0,8 до 0,95 — 1,05 вертикального горного давления усиливает неравномерную послойную выработку запасов нефти и не решает проблемы подключения

к разработке низкопроницаемых коллекторов. Индивидуальное опробование различных частей продуктивного разреза в широком диапазоне проницаемости с селективными СКО показало принципиальную возможность дифференцированной разработки массивной залежи. Таким образом, принципиальные недостатки осуществленной системы разработки, приведшие к расхождению фактических и проектных показателей, заключаются в том, что:

1) многослойный карбонатный разрез не был расчленен на несколько самостоятельных объектов для индивидуального воздействия заводнением;

2) разрез вскрывался общим фильтром во всех нагнетательных и эксплуатационных скважинах основного фонда;

3) проектный объем добычи жидкости оказался явно заниженным ввиду более высокой вязкости нефти, рассчитанные на этот объем промысловые коммуникации и установка по промысловой подготовке нефти не позволили оперативно увеличить отбор жидкости в необходимых объемах.

Ярино-Каменноложское месторождение [3, 6, 25, 30]

Массивная залежь нефти в башкиро-намюрских отложениях связана с пористыми микротрещиноватыми пластами известняков, залегающими на глубине 1350 — 1400 м. В сводовой части залежи имела газовая шапка (рис. 40).

Средняя поровая проницаемость карбонатных пластов равна 107 мД, трещинная проницаемость 13 мД, общая проницаемость 120 мД. Начальное пластовое давление в залежи было равно давлению насыщения и составляло 137 кгс/см². Средняя газонасыщенность нефти 120 м³/т, плотность пластовой нефти 0,762 г/см³, вязкость 1,2 сП. Технологическая схема разработки составлена в 1965 г. институтом Гипровостокнефть. Схемой предусматривалось разрезание залежи на шесть блоков по пятирядной системе. Эксплуатационные скважины размещались равномерно по сетке 600х600 м.

Интенсивное разбуривание залежи начато в 1966 г. и закончено, в основном, к 1970 г. Нагнетание воды в пласт начато в 1965 г., но проектную систему заводнения полностью освоили только в 1970 г., после повышения давления нагнетания со 100 до 200 кгс/см². При этом забойное давление в нагнетательных скважинах достигло 0,9 вертикального горного против 0,7 по схеме разработки. В 1970 г. суммарный отбор жидкости из залежи еще не компенсировался закачкой и влияние заводнения отмечалось только на скважинах первых эксплуатационных рядов.

В условиях высокой прерывистости пластов и при ширине пятирядных блоков 3600 м восстановление пластового давления отмечалось только в эксплуатационных скважинах, прилегающих к разрезающим рядам, в то время как в центральной части блоков оно не превышало 69 — 110 кгс/см², т. е. было значительно ниже давления насыщения. Вследствие этого добыча нефти была на 35% ниже проектной.

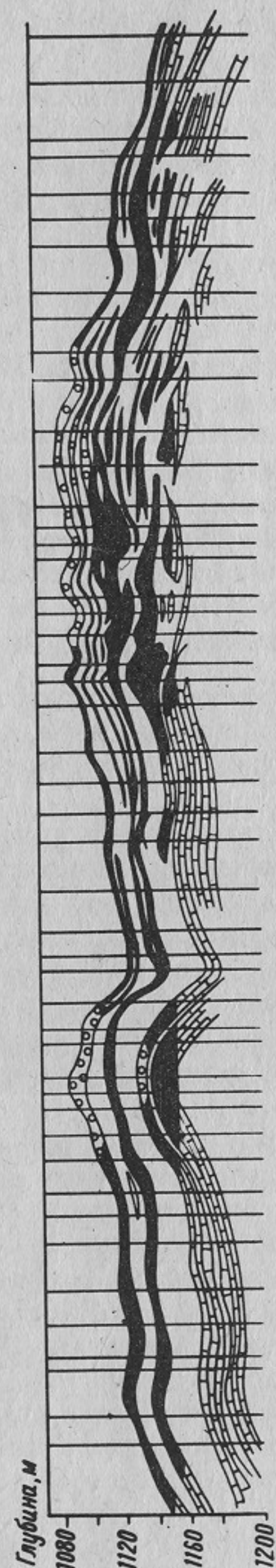


Рис. 40. Геологический разрез продуктивных карбонатных отложений Ярино-Каменнолузского месторождения

В целях усовершенствования существовавшей системы разработки было организовано очаговое заводнение в центральных частях каждого блока путем перевода под нагнетание некоторых эксплуатационных скважин (рис. 41) с одновременным увеличением объема закачки с 7000 до 11 000 м³/сут.

К концу 1976 г. баланс закачки и отбора с начала разработки достиг 150%. Закачка была перераспределена по рядам и блокам. Все очаговые скважины освоены под нагнетание. Благодаря этому средневзвешенное пластовое давление превысило начальное на 29 кгс/см² и составляло 166,0 кгс/см² (табл. 26). Средний дебит жидкости одной скважины увеличился с 29 до 65 т/сут, а общая добыча нефти достигла максимального проектного уровня. Интенсивная система заводнения и искусственное АВПД в залежи привели к перераспределению в продуктивном объеме запасов нефти.

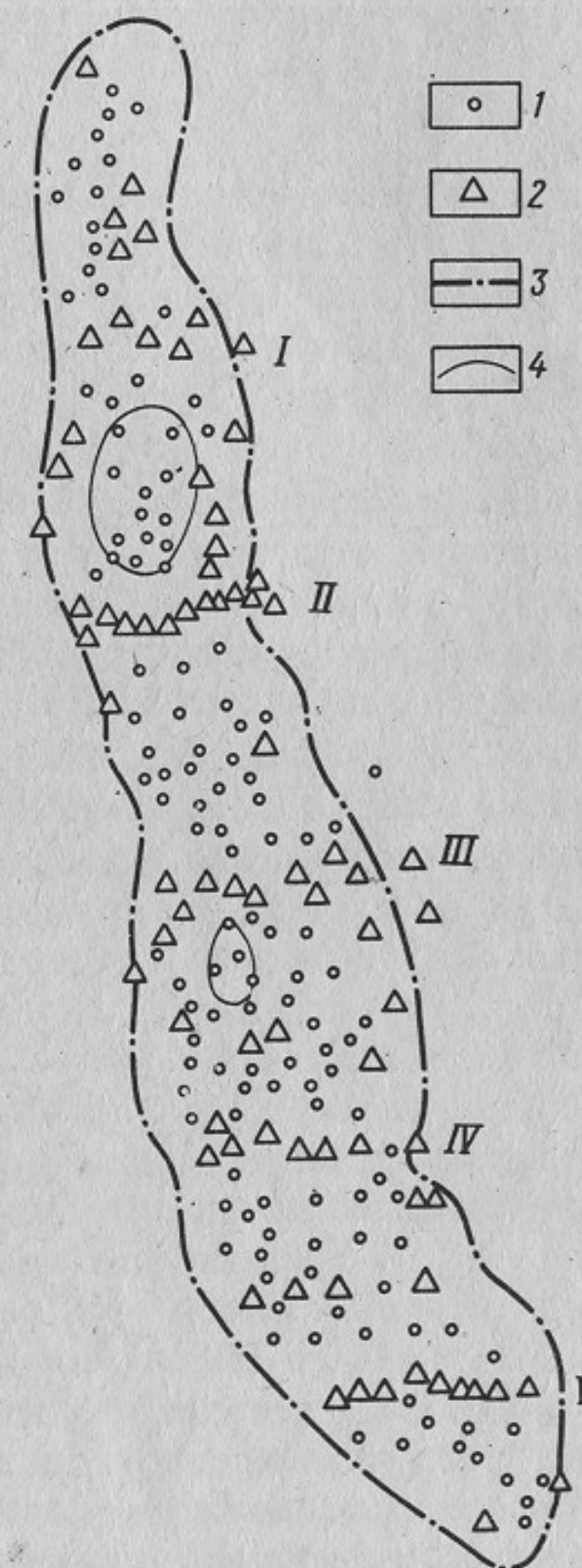


Рис. 41. Схема разработки залежи нефти, приуроченной к карбонатным коллекторам Ярино-Каменнолузского месторождения.

I — V — нагнетательные ряды; скважины: 1 — эксплуатационные; 2 — нагнетательные; 3 — контур нефтеносности; 4 — контуры начальных газовых шапок

Некоторые показатели разработки карбонатных пластов
Ярино-Каменноложского месторождения

Год	Пластовое давление в зоне отбора, кгс/см ²	Число эксплуатационных скважин	Дебит жидкости одной скважины, т/сут	Обводненность жидкости, %
1971	137	110	29	15,8
1972	141	105	32	16,2
1973	159	107	49	17,8
1974	160	111	50	25,7
1975	162	111	50	28,1
1976	166	88	65	32,4

Испытание ранее газонасыщенных интервалов разреза показало, что свободный газ из газовых шапок полностью отобран и что этот объем заполнился нефтью. За счет перетока нефти в свободный объем газовых шапок в них постепенно создавалось искусственное аномально высокое пластовое давление, достигшее 180 кгс/см² против начального 137 кгс/см². Все поры и трещины оказались заполненными нефтью. Перфорация ранее газонасыщенных интервалов разреза в эксплуатационных скважинах увеличивала дебит нефти на 100 — 400 т/сут. Из разведочной скв. 138, давшей при испытании в 1954 г. более 200 тыс. м³ свободного газа, после расконсервации в 1975 г. из того же интервала перфорации получена нефть с дебитом 40 т/сут.

Бурение резервных скважин между старыми эксплуатационными скважинами показало, что в залежи имеется много узких тупиковых зон с аномально высоким пластовым давлением и что весь объем пор и трещин в этих зонах полностью заполнен нефтью. Например, при бурении резервной скв. 704 в зоне, где пластовое давление по старым скважинам составляло 140 — 160 кгс/см², произошел выброс, показавший, что новая скважина вскрыла узкую полосу с АВПД 180 — 190 кгс/см². Построенная позднее карта изобар позволила начать трассировку этой полосы от южного и северного нагнетательных рядов к центру блока (рис. 42). На предполагаемом продолжении узкой зоны с АВПД пробурили еще две резервные скв. 724 и 819. В прилегающих эксплуатационных скв. 305, 306, 377, 442, 523 и др. перед бурением этих резервных скважин пластовое давление колебалось от 140 до 160 кгс/см², дебиты скважин по жидкости изменялись от 20 до 100 т/сут, коэффициенты продуктивности скважин — от 1 до 1,7 т·см²/сут·кгс. При вскрытии пласта резервной скв. 724 произошел выброс нефти, и скважина вступила в эксплуатацию с открытым забоем. Пластовое давление в этой скважине превышало 200 кгс/см², а начальный дебит нефти составлял 1300 т/сут. Ориентировочный коэффициент продуктивности был не ниже 13 т·см²/сут·кгс.

Рис. 42. Карта пластовых давлений центрального блока разработки нефтеносных карбонатных пластов Ярино-Каменноложского месторождения.

II, III — нагнетательные ряды; скважины: 1 — нагнетательные; 2 — эксплуатационные; 3 — резервные, вскрывшие узкую зону залежи с АВПД и высокой продуктивностью (6); 4 — внешний контур нефтеносности; 5 — линии равных пластовых давлений

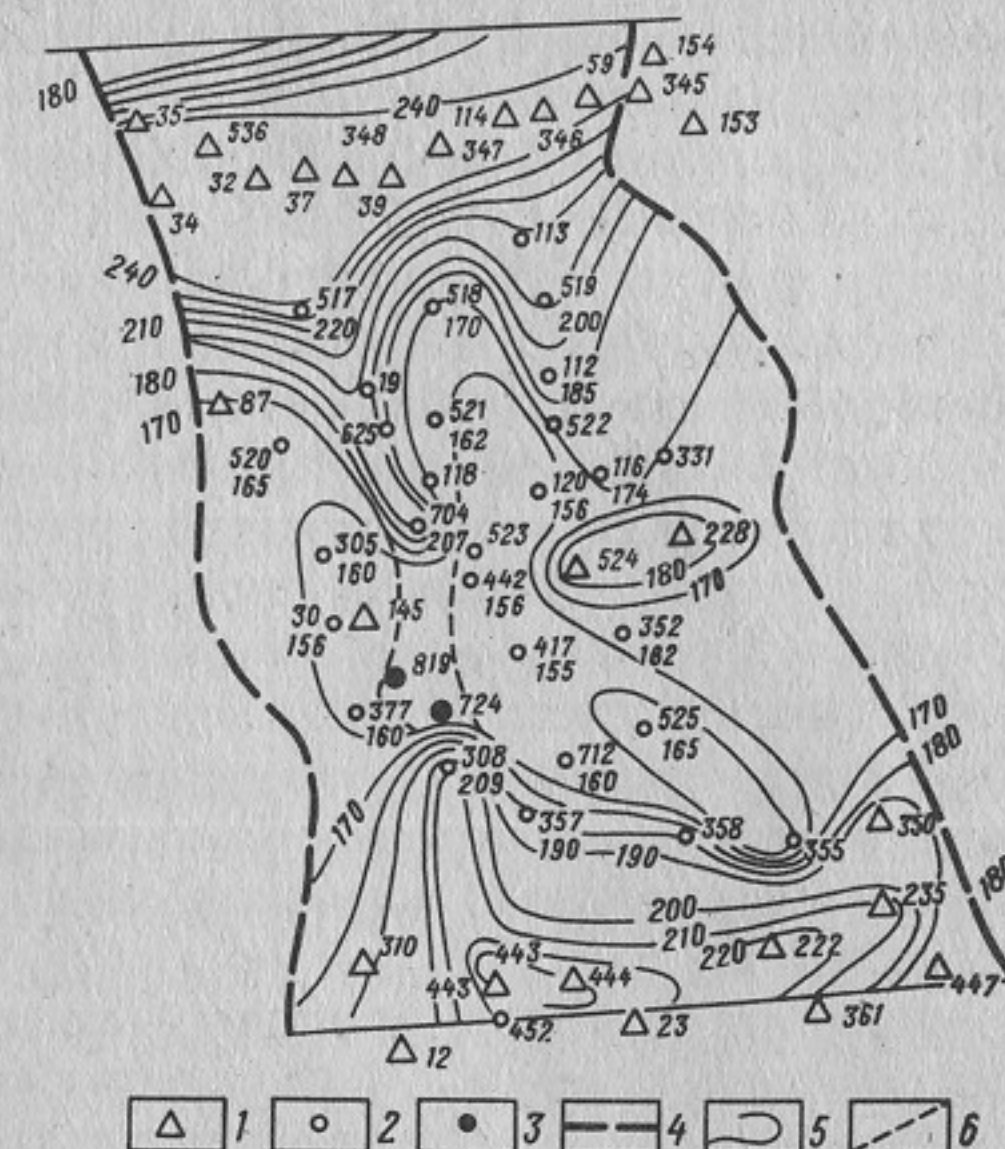
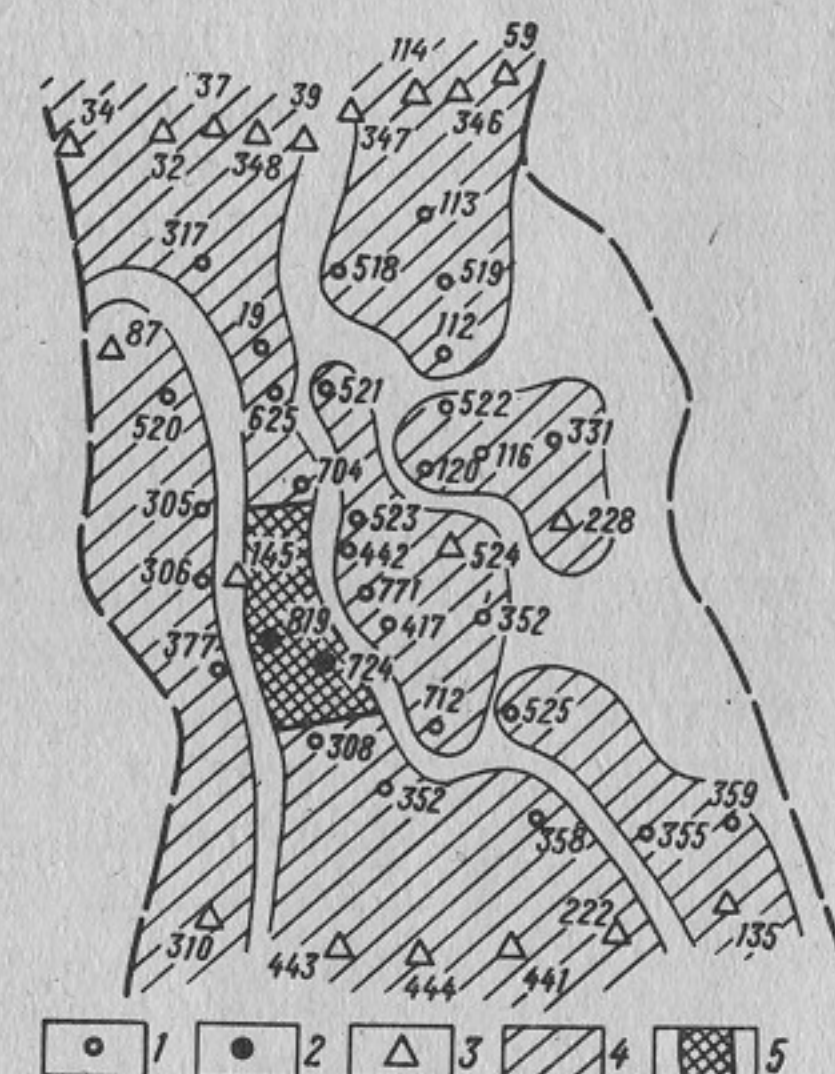


Рис. 43. Карта зональной неоднородности карбонатных коллекторов башкирского яруса Ярино-Каменноложского месторождения (блок III).

Скважины: 1 — эксплуатационные; 2 — резервные с аномально высокими пластовыми давлениями и продуктивностью; 3 — нагнетательные; 4 — гидродинамически обособленные проницаемые зоны; 5 — тупиковая зона с аномально высоким пластовым давлением



В течение года эксплуатации дебит скважины снизился до 300 т/сут и в продукции начала появляться вода. Через год пластовое давление в этой зоне снизилось до 160 — 170 кгс/см². Резервная скв. 819 была пробурена в более спокойном режиме и в ней испытали нижний интервал продуктивного разреза. Пластовое давление в скважине не превышало 170 — 180 кгс/см², дебит нефти составлял 500 т/сут при коэффициенте

продуктивности более $5 \text{ т} \cdot \text{см}^2 / \text{сут} \cdot \text{кгс}$. По мере эксплуатации скважины пластовое давление и дебит снижались, а в продукции появлялась вода. По динамике пластового давления, результатам эксплуатации и с учетом бурения резервных скважин построена карта распространения обособленных проницаемых зон с затрудненной гидродинамической связью между собой (рис. 43). Из этой карты видно, что три зоны из пяти не выходят на линии нагнетания. В каждой из них организовано очаговое заводнение. Одна центральная узкая зона протянулась с севера на юг через весь блок. С юга и с севера по ней продвигался фронт воды, а в центре не было отбора. В результате в центре этой узкой зоны создалось АВПД $210 - 220 \text{ кгс/см}^2$, обусловившее проявление трещиноватости и увеличение продуктивности пласта. Сравнение карты распространения проницаемых зон с картой эффективных мощностей башкирского яруса показало, что они в общих чертах сходятся. Следовательно, тупиковые зоны с АВПД можно обнаруживать, пользуясь комплексом геолого-промысловых исследований.

Аномально высокие пластовые давления значительно осложняют эксплуатацию скважин. После непродолжительного фонтанирования эксплуатационные скважины быстро обводняются, в результате сокращаются дебиты нефти и жидкости. Для их восстановления требуется механизировать отборы нефти. Однако глушение скважин с АВПД часто не удается осуществить. В таких случаях приходится решать сложную задачу по снижению пластового давления и восстановлению добычи нефти за счет перевода скважин на механизированную эксплуатацию. В 1976 г. пластовое давление в ряде блоков было снижено на $10 - 15 \text{ кгс/м}^2$ для ремонта старых скважин и безаварийного бурения новых резервных скважин, за счет этого с трудом удается восстанавливать потери в добыче нефти.

Опыт разработки этого месторождения показал, что увеличение давления на забое нагнетательных скважин с $0,7$ до $0,9$ вертикального горного давления позволило форсированно освоить проектную систему заводнения, однако для достижения максимального проектного уровня добычи нефти потребовалось создание очагового заводнения в центре блоков, что по существу означало переход от пятирядной к трехрядной блоковой системе разработки. Отличительная особенность разработки этой залежи — искусственное АВПД, достигающее $0,6 - 0,7$ вертикального горного давления. Если в техническом плане такое пластовое давление сильно усложнило ремонт старых скважин и бурение резервных скважин, то технологически оно отчасти оказалось полезным.

Создание АВПД на участках уже разбуренных, где одновременно с закачкой идет отбор жидкости из эксплуатационных скважин, т. е. где не создаются условия для равномерного перераспределения закачиваемой воды между трещинами и порами, ускорило выработку залежи по наиболее проницаемым слоям, составляющим 31% всей продуктивной мощности. Однако создание АВПД на неразбуренных участках (в тупиковых зонах, в объеме, ранее занятом газовыми шапками), где не отбиралась нефть и вода равномерно распределялась в пористо-трещиноватом объеме, при-

водило к искусственному образованию условий, характерных для залежей с естественным АВПД [79, 90, 101]. В этом случае трещины заполнялись не водой, а нефтью. Вскрытие таких зон с АВПД новыми скважинами и их эксплуатация при постепенном снижении АВПД до нормального начального давления позволяло обеспечить их выработку в короткий срок с дебитами скважины на порядок выше обычных. При этом в целом по залежи фактическая нефтеотдача близка к проектной и нет сомнения в возможности ее достижения, а срок разработки будет меньше расчетного в два раза.

Батырбайское месторождение (Константиновская площадь) [3, 6, 25, 138]

Продуктивный разрез представлен мощной толщей пористых микротрещиноватых известняков башкирского яруса, залегающей на глубине $900 - 1000 \text{ м}$. В этой толще выделяется до 22 пропластков мощностью от $0,2$ до $7,3 \text{ м}$. Отношение эффективной мощности к общей — $0,36$. В массивной залежи проницаемые пропластки объединяются в два продуктивных пласта, разделенных плотной перемычкой. Этаж нефтеносности залежи 57 м . Средняя проницаемость по керну составляет 291 мД , трещинная проницаемость 74 мД , общая проницаемость 365 мД . Начальное пластовое давление 110 кгс/см^2 . Плотность дегазированной нефти $0,873 - 0,888 \text{ г/см}^3$. Газонасыщенность пластовой нефти $54 \text{ м}^3/\text{т}$, давление насыщения 106 кгс/см^2 , вязкость $6,2 \text{ сП}$.

Технологической схемой разработки предусматривалось разрезание залежи на блоки шириной около $2,6 \text{ км}$ (трехрядная система). Эксплуатационные скважины размещались по сетке $600 \times 600 \text{ м}$ (рис. 44). Значительное число эксплуатационных и нагнетательных скважин предназначалось для одновременной раздельной эксплуатации с залегающими ниже яснополянскими отложениями.

В 1973 г. проектная система разработки была полностью освоена. При этом, в отличие от проектного технологического решения, нагнетание воды в башкирский ярус было начато при $160 - 180 \text{ кгс/см}^2$ (вместо 100 кгс/см^2). Это было обусловлено тем, что для терригенных отложений угленосного горизонта и для карбонатных отложений башкирского яруса в соответствии с проектом обустройства создали единую систему заводнения с общим давлением нагнетания и общими водоводами. Отложения угленосного горизонта не принимали воду при 100 кгс/см^2 , поэтому и давление нагнетания было увеличено. Зависимость приемистости башкирского яруса от давления нагнетания изучалась Ю. М. Лаврухиным, А. И. Четыркиным и И. Н. Шустефом на нагнетательной скв. 496 (рис. 45).

По комплексу геофизических исследований на скв. 496 в верхней части башкирского яруса выделено три интервала коллекторов на глубинах $1063 - 1068$, $1069 - 1072$ и $1073 - 1074 \text{ м}$. Проницаемость этих пропластков по керну колеблется от 3 до 1000 мД . Наибольший охват закачкой вскрытого разреза получен при давлении нагнетания $170 - 180 \text{ кгс/см}^2$,

Рис. 44. Схема разработки залежи нефти, приуроченной к карбонатным коллекторам Константиновской площади Батырбайского месторождения.

Скважины: 1 — нагнетательные; 2 — эксплуатационные; 3 — изогипсы по кровле продуктивного пласта

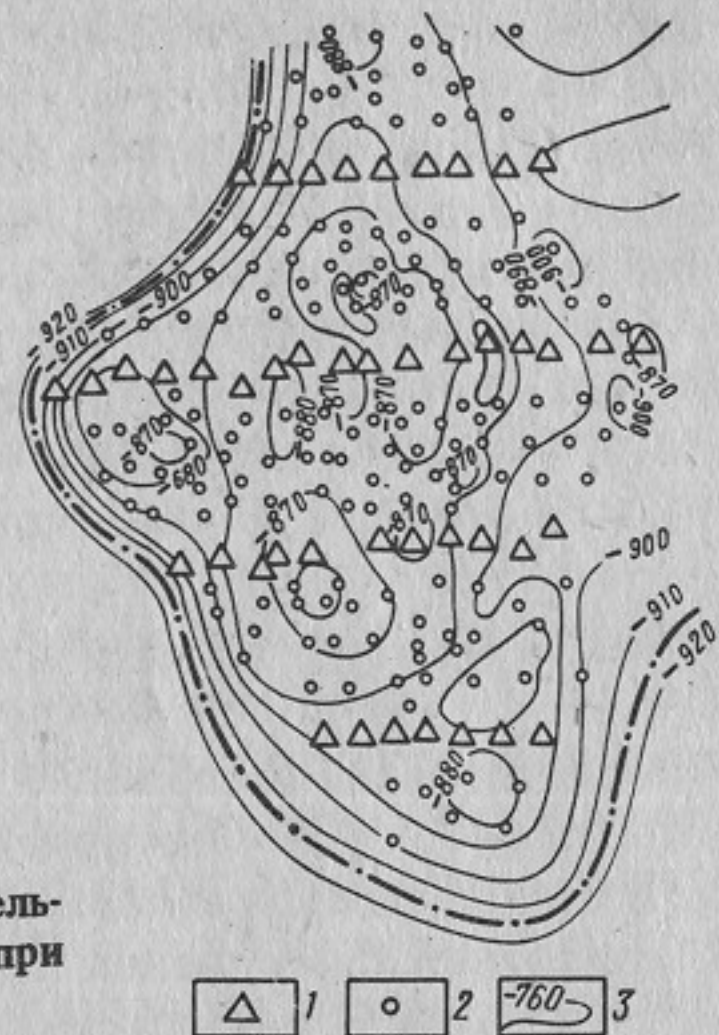
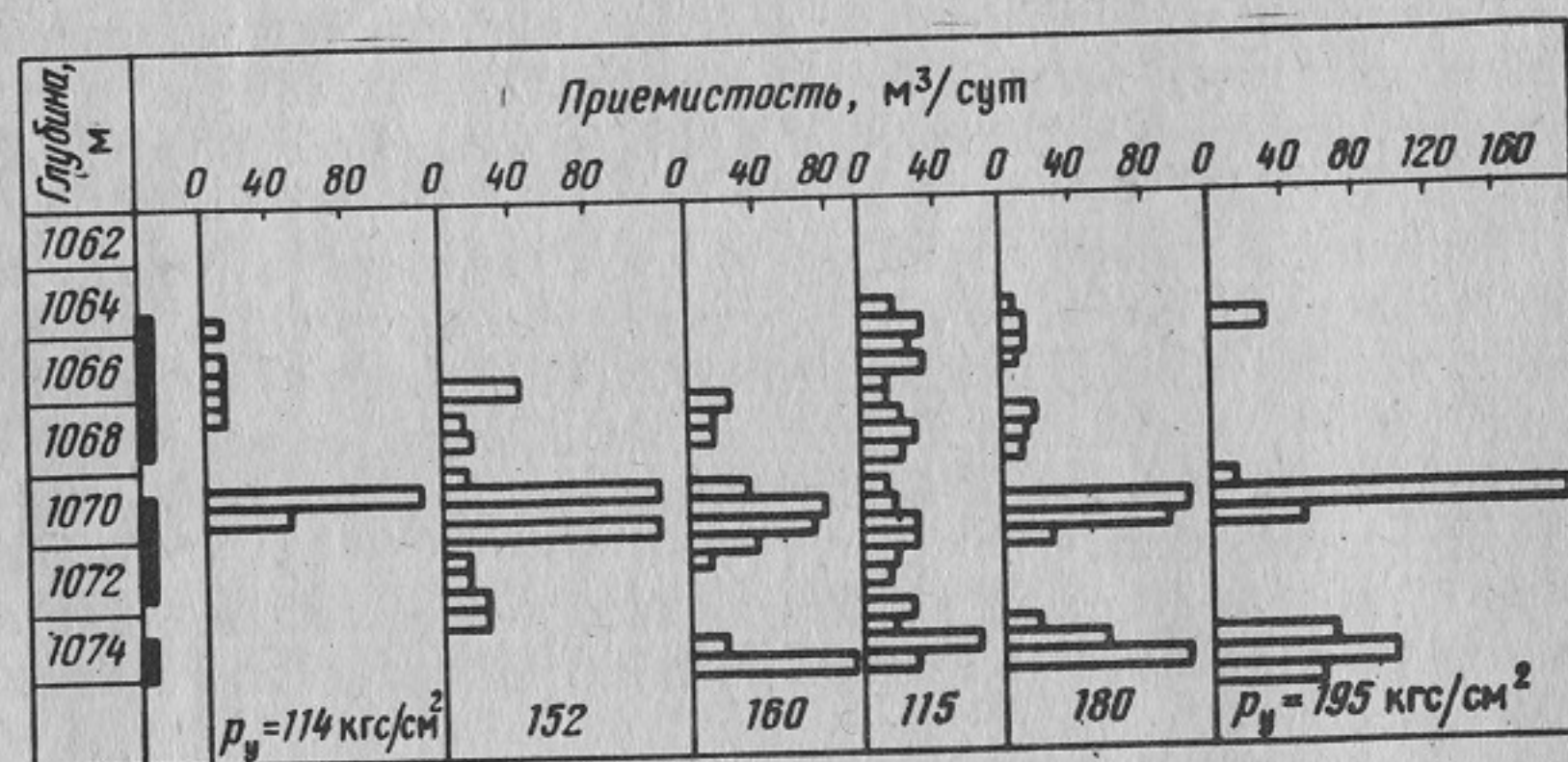


Рис. 45. Профили приемистости нагнетательной скв. 496 Константиновской площади при различных давлениях нагнетания



при котором забойное давление доходило до значений вертикального горного давления. В связи с этим в дальнейшем давление нагнетания было оставлено на уровне 160 — 180 кгс/см². Были отмечены случаи быстрого прорыва воды к отдельным эксплуатационным скважинам. Однако несмотря на высокое давление нагнетания массовых прорывов воды не наблюдалось.

Глубинные исследования профилей приемистости и отдачи показали, что в начальный период заводнения принимали воду и отдавали нефть только наиболее пористые интервалы разреза, составляющие 40 — 50% всей эффективной мощности и приуроченные к двум продуктивным пластам карбонатной толщи. Пластовое давление перераспределялось срав-

нительно равномерно как по разрезу, так и по площади залежи. Сначала влияние закачки испытывали только скважины, приближенные к линиям нагнетания. Эксплуатация их проводилась фонтанным способом с дебитам от 30 до 80 т/сут. В центральных частях разбуренных блоков пластовое давление было на 10 — 20 кгс/см² ниже начального. Резервные скважины начали бурить сразу же после того, как были пробурены скважины основного фонда. Размещались они в зонах наибольших мощностей, где продуктивный разрез обладает самой высокой расчлененностью.

Повышение давления нагнетания позволило увеличить объем закачки воды на 70% по сравнению с максимальным проектным уровнем и довести пластовое давление на линиях нагнетания до 220 кгс/см², т. е. до 0,85 вертикального горного давления. В зоне отбора пластовое давление поддерживалось на уровне начального, а на отдельных участках даже ниже. Очевидно, это обстоятельство явилось главной причиной сравнительно медленных темпов обводнения скважин. Благодаря повышению давления нагнетания средний дебит нефти одной скважины оказался на 35% выше проектного, а общая добыча нефти на Константиновской площади превысила максимальный проектный уровень.

Опыт разработки этого месторождения показал, что при высокой поровой проницаемости карбонатных коллекторов увеличение давления нагнетания до величины, близкой на забое к вертикальному горному давлению, позволяет форсированно освоить проектную систему заводнения и быстро вывести залежь на максимальную проектную добычу нефти. На более поздней стадии разработки, когда в первых эксплуатационных рядах было создано АВПД, на 5 — 10% превышающее начальное пластовое давление, выработка разреза стала менее равномерной. С наибольшей скоростью стали вырабатываться только 26% продуктивного объема, а темпы выработки остального объема стали заметно отставать. В этих условиях проводятся мероприятия по очаговой закачке воды в те скважины, где имеются преимущественно пласты, не охваченные воздействием заводнения. В промытых зонах залежи нефтеотдача близка к проектной, равной 0,3.

В результате можно сделать следующие выводы.

1. Карбонатные коллекторы рассмотренных месторождений (табл. 27) относятся к порово-трещинному типу с высокой поровой проницаемостью (в среднем 330 мД) и с подчиненным значением трещинной проницаемости (в среднем 165 мД). Общая проницаемость пористо-трещиноватой среды равна в среднем 495 мД, а общая проницаемость этого же коллектора в призабойной зоне скважин после СКО возросла до 656 мД. Глубина залегания залежей колеблется от 950 до 1720 м, составляя в среднем 1230 м. Залежи массивные с различной степенью слоистой и зональной неоднородности. Некоторые залежи имеют "запечатывающий" слой в подошве и характеризуются отсутствием связи с законтурными и подошвенными водами, другие, напротив, активно связаны с законтурной зоной. Вязкость насыщающей пласты нефти изменяется от 0,2 до 12 — 36 сП.

Геолого-технические показатели разработки некоторых залежей Урало-Повольжья, приуроченных к высокопроницаемым карбонатным коллекторам башкирского яруса

Месторождение	Глубина залегающих, м	Проницаемость, мД				Вязкость пластовой нефти, сП	Плотность сетки, га/скв		Заводнение	Нефтеотдача в промытой зоне
		K_p	K_T	$K_{п+т}$	$K_{ско}$		начальная	конечная		
Покровское	1080	1065	660	1725	1725	1,5	12	12	Внутриконтурное	0,65
Алакаевское	1395	378	40	418	868	1,4	25	25	Законтурное	0,42
Козловское	1300	326	46	372	832	6,1	36	18	Законтурное и внутриконтурное	0,50
Хилковское	1370	220	280	500	500	3,8	20	20	Естественный водонапорный режим	0,50
Батырбайское	950	291	74	365	683	6,2	36	25	Внутриконтурное	0,35
Красноярское	1050	109	56	165	165	12	36	25	То же	0,30
Западное	1150	200	130	330	330	12 - 36	36	18	„	0,27
Ярино-Каменное ложское	1370	107	13	120	146	1,2	36	20	„	0,45
Кулешовское	1720	78	86	164	402	0,9	56	40	Внутриконтурное и приконтурное	0,59
В среднем	1230	330	165	495	656	10,0	36	25	Законтурное и внутриконтурное	0,45

2. Нефтяные залежи разбуривались преимущественно равномерными треугольными сетками с плотностью 25 — 36 га/скв. После разбуривания основного фонда скважин бурили резервные скважины и увеличивали плотность сетки до 18 — 25 га/скв.

3. Для поддержания пластового давления применили системы заводнения, которые обычно используются для терригенных пластов. При законтурном заводнении нагнетательные скважины размещали по периметру залежей. При отсутствии связи залежей с законтурной зоной применили внутриконтурное заводнение по блочной системе с разрезанием залежей на блоки шириной 2400 — 2600 м и трехрядным размещением эксплуатационных скважин. Обычное соотношение эксплуатационных и нагнетательных скважин 1 : 3 и 1 : 2.

4. Во всех без исключения проектах и на практике залежи рассматривались как единые массивные резервуары с хорошей гидродинамической связью по всему продуктивному разрезу. Вскрытие этого разреза в эксплуатационных и нагнетательных скважинах проводилось общим фильтром без выделения отдельных объектов для дифференцированного воздействия.

5. Давление нагнетания изменялось (на забое нагнетательных скважин) от 0,45 до 1,05 вертикального горного давления. Высокие давления нагнетания (более 0,8 вертикального горного давления на забоях скважин) обеспечивали быстрое освоение проектных систем заводнения и достижение максимальной проектной добычи нефти и не приводили к серьезным осложнениям на ранних стадиях разработки, когда пластовое давление в зоне отбора не поднималось выше начального. Позднее высокие давления нагнетания способствовали образованию АВПД в зонах и слоях с интенсивной закачкой и опережающей их выработке по сравнению с остальным объемом залежей, который подвергался менее интенсивному воздействию заводнением.

6. Глубинными исследованиями установлено, что опережающей выработке подвергается от 26 до 62% продуктивного объема залежей (см. табл. 11). Совершенно не вырабатываются запасы нефти из низкопроницаемых слоев, залегающих совместно с высокопроницаемыми.

7. Трещиноватость высокопроницаемых коллекторов не оказывает существенного отрицательного влияния на процесс их заводнения, который протекает так же, как и в терригенных коллекторах.

8. Фактические показатели разработки высокопроницаемых карбонатных пластов близки к расчетным. Нефтеотдача в промытых зонах колеблется от 0,65 до 0,27, составляя в среднем 0,45, и имеет один порядок с расчетной нефтеотдачей и нефтеотдачей для аналогичных терригенных коллекторов.

9. Искусственное АВПД усиливает неоднородность карбонатного коллектора из-за роста трещинной проницаемости. Однако создание АВПД на неразрабатываемых участках, где происходит равномерное перераспределение пластового давления во всем продуктивном объеме, позволяет образовать равномерную сетку вертикальной трещиноватости, перераспределить запасы нефти между системой пор и трещин и вести разработку

после этого по аналогии с залежами, имеющими естественное АВПД, т. е. со снижением пластового давления.

10. Для усовершенствования проектных систем заводнения применяется очаговое заводнение на участках, не подверженных влиянию заводнения из-за зональной неоднородности карбонатных коллекторов.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ СО СРЕДНЕЙ И НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА

Калиновско-Новостепановское месторождение [7, 8, 20, 35, 36, 49]

Калиновская площадь вместе с восточным ее продолжением — Новостепановской площадью представляет единую структуру с общей газовой шапкой и единой нефтяной залежью, залегающей на глубине 250 м (рис. 46, 47). Залежь нефти приурочена к трещиновато-пористым доломитам калиновской свиты казанского яруса.

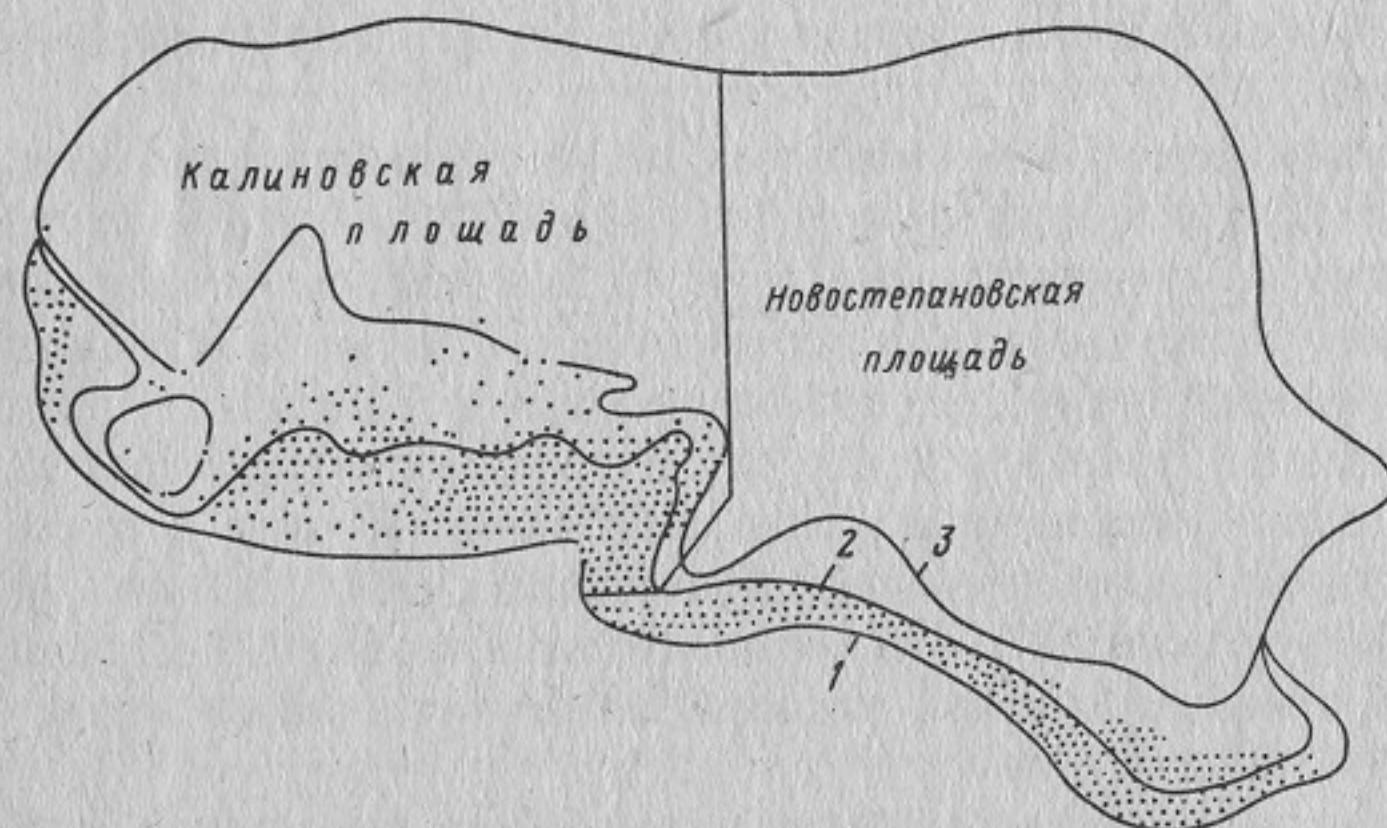


Рис. 46. Схема разработки нефтяной оторочки Калиновско-Новостепановского месторождения.

- 1 — внешний контур нефтеносности;
- 2 — внешний газонефтяной контур;
- 3 — внутренний газонефтяной контур

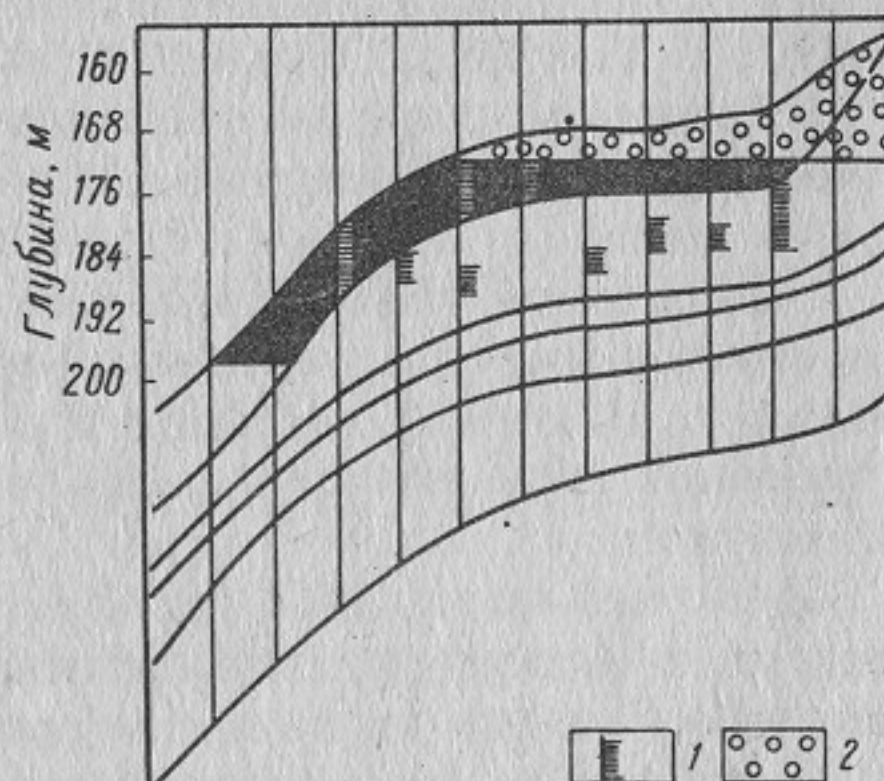


Рис. 47. Геологический профиль продуктивных карбонатных отложений Калиновской площади.

- 1 — интервал опробования пласта в скважине;
- 2 — газовая шапка

Проницаемость пород распределяется и по разрезу и по площади очень неравномерно. В большинстве случаев даже пористые образцы керна имеют очень низкую газопроницаемость. Средняя проницаемость составляет 25,5 мД параллельно напластованию и 23,8 мД перпендикулярно к напластованию. Плотные доломиты обычно характеризуются газопроницаемостью менее 1 мД, а для нефти они совершенно непроницаемы. Однако несмотря на такую низкую проницаемость пород начальные дебиты нефти составляли 10 — 20 т/сут, а порой достигали 100 т/сут и более (по данным гидродинамических расчетов ожидали приток жидкости лишь в несколько десятков килограммов). Несомненно, что высокие дебиты жидкости определяются трещинной проницаемостью, которая, возможно, на порядок выше поровой. Наличие трещиноватости с достоверностью установлено как по керну оценочных скважин, так и по данным описания керна скважин, пробуренных в разные годы. По промысловым данным общая проницаемость коллектора после кислотных обработок равна 250 мД. Подробное изучение трещиноватости кернов показало, что, в основном, трещины имеют вертикальную ориентировку, реже развиты трещины наклонные. Начальное пластовое давление равно 27 кгс/см². Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 14,7 сП, газонасыщенность — 26 м³/т.

Проектированием разработки Калиновско-Новостепановского месторождения занимались в 1941 — 1942 гг. А. П. Крылов, А. П. Маренин, Н. Т. Линдроп и др. Во всех проектах в подгазовой залежи эксплуатационные скважины, как правило, не размещались. Ни в одном проекте не предусматривалось поддержание пластового давления каким-либо методом. Нефтяные залежи разбуривались плотными сетками скважин от 90 х 90 на Новостепановской площади до 260 х 260 м на Калиновской площади. Залежи разрабатывались на режиме расширения газовой шапки и режиме растворенного газа. К 1950 г. пластовое давление на нефтяной залежи снизилось с 27 до 10 кгс/см², добыча нефти сократилась в четыре раза, газовый фактор возрос с 26 до 1800 м³/т, в связи с чем законсервировали 180 скважин. С целью сохранения пластового давления на Калиновской площади начали закачивать в газовую шапку около 300 тыс. м³/сут газа, а на Новостепановской площади приступили к опытному площадному заводнению.

Опытный участок расположен в центре Новостепановской площади Калиновско-Новостепановского месторождения (рис. 48). Эффективная мощность пласта 9 м, открытая пористость 20%, проницаемость 5 мД. Трещинная проницаемость не определялась, однако наличие трещин зафиксировано по керну оценочных скважин. Нефтенасыщенность пласта 85%, вязкость пластовой нефти 14,7 сП. На площади в 56 га было пробурено 56 скважин по сетке 90 х 90 м. С 1940 по 1946 г. разработка велась на режиме растворенного газа. За это время текущая нефтеотдача достигла 0,11. Пластовое давление было снижено с 28 до 4 — 6 кгс/см². В 1947 г. было начато площадное заводнение через девять нагнетательных скважин, неравномерно расположенных по всей площади опытного участ-

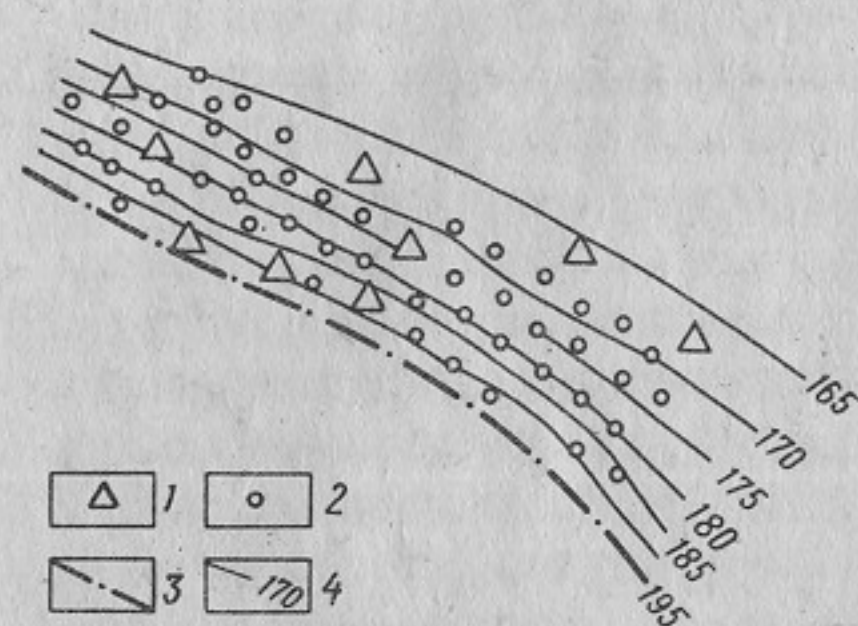


Рис. 48. Расположение эксплуатационных и нагнетательных скважин на опытном участке заводнения Калиновско-Новостепановского месторождения.

1 — нагнетательные скважины; 2 — эксплуатационные скважины; 3 — внешний контур нефтеносности; 4 — изогипсы по кровле продуктивного пласта

ка. Средняя приемистость скважин при давлении нагнетания $5-15 \text{ кгс/см}^2$ колебалась от 20 до $30 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Вода для заводнения подавалась из реки без очистки. К моменту полного обводнения всех скважин и их консервации в 1969 г. коэффициент нефтеотдачи достиг 0,41.

В 1950 — 1956 гг. в газовую шапку закачали $468,16 \text{ млн. м}^3$ газа, а извлекли в виде нефтяного газа $653,5 \text{ млн. м}^3$. Весь эффект от закачки газа в пласт выразился в замедлении падения пластового давления в газовой шапке. На изменении пластового давления в нефтяной залежи и на разработке поддержание пластового давления в газовой шапке не отразилось. В связи с отрицательным балансом закачки и отбора газа и неэффективностью закачки в 1956 г. закачка газа в пласт было прекращена.

В 1953 г. в институте Гипровостокнефть был составлен проект доработки Калиновского месторождения. Технический совет Министерства нефтяной промышленности утвердил этот проект и предложил в 1954 — 1955 гг. провести опытные работы по созданию водного барьера на небольшом участке Калиновского месторождения.

Для этого выбрали центральную часть месторождения, характеризовавшуюся наибольшим падением пластового давления и наиболее низкими де-

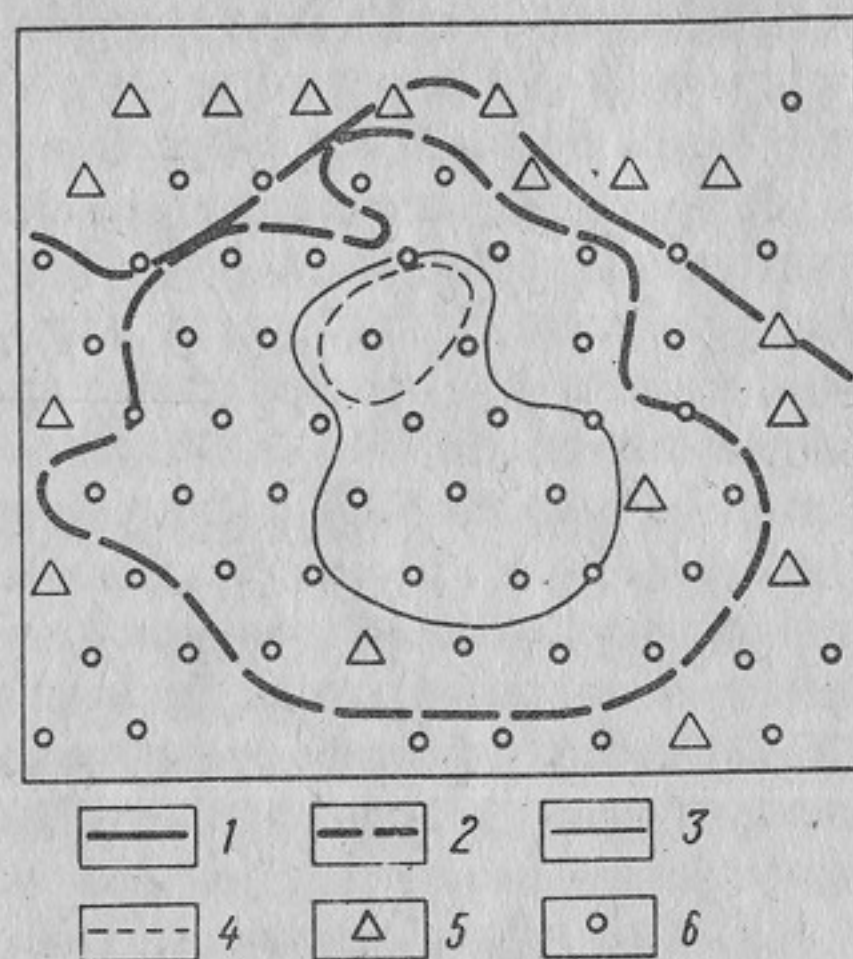


Рис. 49. Схема заводнения опытного участка Калиновской площади.

1 — начальный внешний газонефтяной контур; 2, 3, 4 — положение фронта заводнения к концу 1956, 1957, 1959 гг. соответственно; 5 — нагнетательные скважины; 6 — эксплуатационные скважины

битами жидкости. Нагнетательные скважины расположили в виде полукольца, охватывающего опытный участок с запада, севера и востока (рис. 49). Ежедневно в скважины закачивалось $300-500 \text{ м}^3$ сточных вод. С водозабора на участок заводнения подавалось от 500 до 700 м^3 воды.

Первая задача (снижение газонасыщенности площади участка заводнения) была полностью выполнена. Если до начала заводнения среднесуточный дебит газа по скважинам участка заводнения был равен $29\,935 \text{ м}^3$, то в мае 1956 г. он составлял 6068 м^3 , а в мае 1957 г. — 2695 м^3 . Между нефтяной частью залежи и газовой шапкой был создан водный барьер, который предотвратил прорыв газа в эксплуатационные скважины.

Вторая задача (увеличение конечной нефтеотдачи пласта) осталась нерешенной. Вода двигалась по всем направлениям от зоны закачки с преимущественным движением в зоны отбора жидкости с минимальным пластовым давлением. Внутри кольца нагнетательных скважин наблюдалось быстрое стягивание контура закачиваемых вод к центральному плотному участку.

Внешние ряды эксплуатационных скважин, как и внутренние ряды, обводнились в течение первых 1,5 лет после начала заводнения. В результате потери добычи нефти из-за обводнения скважин превзошли прирост добычи от заводнения (рис. 50). С 1958 г. закачка воды в пласт была прекращена.

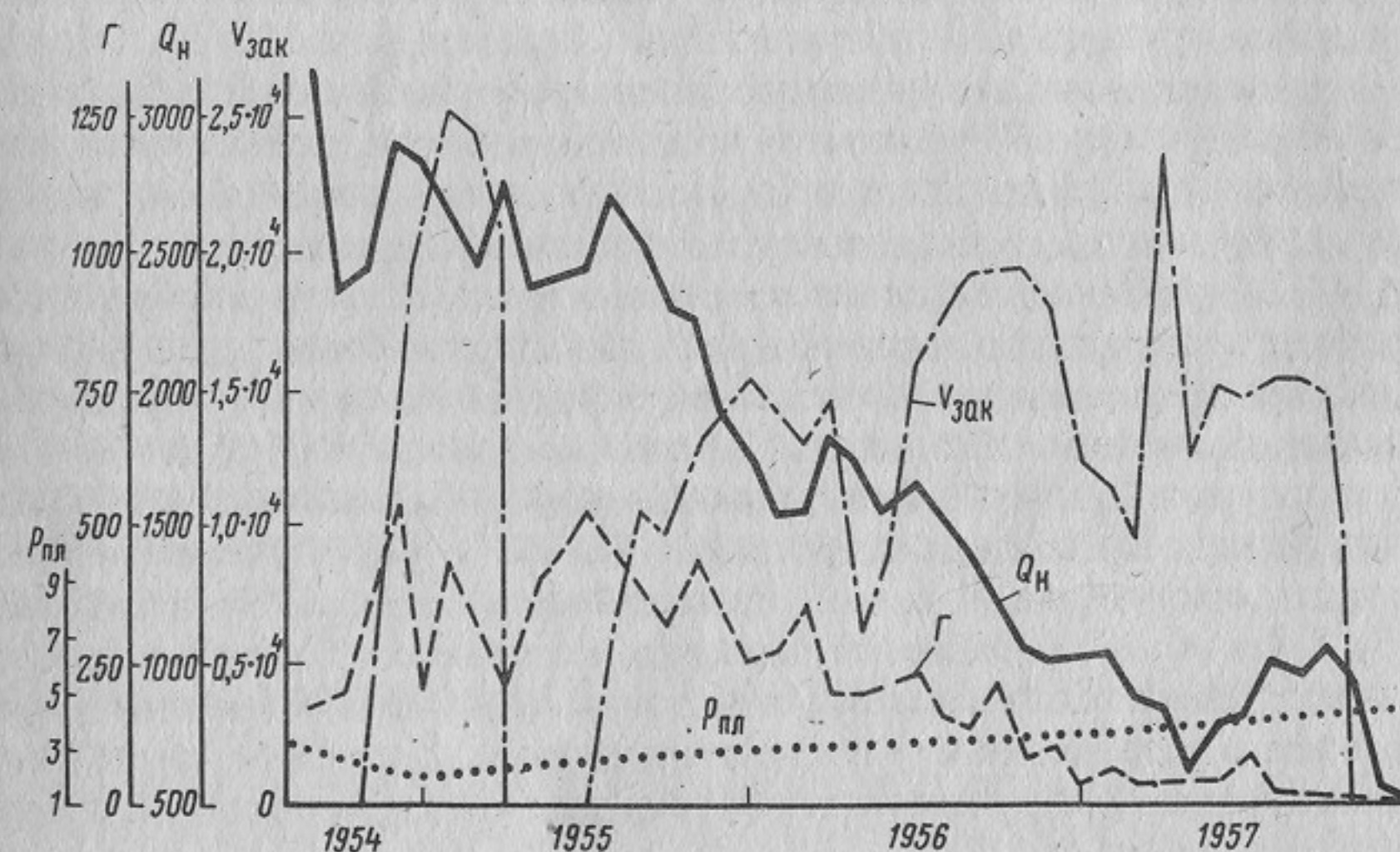


Рис. 50. Динамика добычи нефти (Q_n), закачки воды ($V_{зак}$), газового фактора (G) и пластового давления ($P_{пл}$) по опытному участку Калиновской площади

Фактическая остаточная нефтеводонасыщенность
карбонатных коллекторов Калиновского месторождения
с очень низкой гранулярной проницаемостью

Номер скважины	Проницаемость, мД	Пористость, %	Остаточная нефтенасыщенность, %	Остаточная водонасыщенность, %
383	0,09	9,7	76,3	23,7
541	0,02	10,4	64,0	2,7
1	0	6,1	67,0	33,0
2	0,20	15,0	52,0	48,0
2	0,80	10,0	78,5	21,5
2	0,24	14,5	54,0	46,0
8	0	35,5	97,0	7,0
9	0	3,1	80,0	20,0
9	0	2,7	65,2	34,8

ного заводнения и разбуривание подгазовой залежи показали, что Калиновское месторождение почти полностью выработано.

С 1 июля 1960 г. разработка нефтяной залежи была прекращена ввиду высокой выработанности и экономической нецелесообразности дальнейшей эксплуатации. Нефтеотдача по Калиновской площади достигла 0,33 против расчетной 0,17, что обусловлено сильной трещиноватостью пористого коллектора.

Заводнение такого коллектора нужно осуществлять с учетом его трещиноватости, не допуская преждевременного заполнения системы трещин закачиваемой водой. Для этого нагнетательные скважины целесообразно располагать на участках с более низкой проницаемостью и вытеснять нефть в систему трещин. При очень густой сетке скважин (1 га/скв) нефтеотдача карбонатного коллектора с поровой проницаемостью 5 мД при площадной системе заводнения может достигнуть 0,4.

Прослой, проницаемость которых меньше 1 мД, выработке практически не подвергаются.

Яблоневское месторождение [9, 18 – 20, 31, 36, 38, 56, 97, 99, 115, 116]

На Яблоневском месторождении промышленные запасы нефти приурочены к отложениям кунгурского яруса, в разрезе которого выделяются два продуктивных пласта. Они представлены доломитами, имеющими различную пористость, проницаемость и трещиноватость. Так, по первому пласту проницаемость составляет 20 мД, а по второму — 10 мД. Периферийные участки, как правило, имеют худшую проницаемость, чем сводовые. Продуктивные пласты залегают на глубине 520 – 600 м. Мощность их соответственно составляет 7 и 9,6 м (рис. 51). Месторождение состоит из 11 смежных куполов. Установлены следующие основные особенности нефтяных залежей кунгурского яруса:

Для выявления конечного коэффициента нефтеотдачи и выяснения условий заводнения карбонатных трещиноватых коллекторов в июне 1958 г. возобновили закачку 1000 м³/сут воды в пласт, все скважины участка заводнения и скважины внешних рядов были остановлены и законсервированы. Для эффективного увеличения пластового давления необходимо было, чтобы объем закачанной в пласт воды приблизился к объему отобранной из пласта жидкости в пластовых условиях (8000 тыс. м³), т. е. в пласт надо было закачать воды в восемь раз больше, чем уже было закачано. Однако из-за огромных размеров газовой шапки, в которой также надо было повышать давление, задача эффективного восстановления пластового давления оказалось неразрешимой.

Для выяснения возможности извлечения из пласта оставшейся нефти при существующих условиях заводнения в июле 1959 г. опробовали 13 нефтяных скважин, ранее находившихся в консервации. Результаты опробования и ввода этих скважин в эксплуатацию показали, что:

1) в скважинах, расположенных на высокопроницаемых участках пласта, накопления нефти не отмечается;

2) в скважинах, расположенных на низкопроницаемых участках пласта с высоким остаточным нефтенасыщением, отмечалось накопление нефти. При пуске этих скважин в эксплуатацию обводненность нефти постепенно увеличивалась до 100%-ной. Таким образом, постоянная эксплуатация этих скважин являлась нецелесообразной, поскольку дополнительная добыча нефти от пуска их в эксплуатацию была несущественна.

Из некоторых таких скважин, имевших открытый забой, боковым сверлящим грунтоносом отбирали керны через каждые 30 см. Анализ этих кернов показал, что на стенках полностью обводненных скважин на фоне общей невысокой остаточной водонасыщенности, равной начальной, выделяется от двух до шести небольших прослоев с высокой остаточной водонасыщенностью, в несколько раз превышающей начальную (см. рис. 9, б, в). Очевидно, вследствие слоистой неоднородности карбонатного коллектора произошло опережающее обводнение более проницаемых слоев. Динамика выработки этих слоев определяет динамику обводнения скважин. Скважины обводняются полностью прежде, чем будет добыта нефть из слоев с наименьшей проницаемостью. Анализ этих же кернов подтверждает, что близкая к начальной (85 – 95%) остаточная нефтенасыщенность сохранилась в слоях, проницаемость которых не превышает 0,8 мД (табл. 28). Градиенты давления, которые создавались в пласте, не обеспечивали вытеснения нефти из таких слоев. При совместной обработке всего разреза в них не поступала и кислота, т. е. система разработки не обеспечивала эффективную выработку запасов нефти из слоев с проницаемостью менее 1 мД.

В 1956 – 1957 гг. на подгазовую залежь нефти было пробурено 30 эксплуатационных скважин. Из 30 пробуренных скважин промышленные притоки нефти при освоении дали 17 скважин, из них три вскоре перешли на воду или чистый газ, а по остальным сильно снизились дебиты нефти и увеличилась обводненность скважин. Таким образом, проведение опыт-

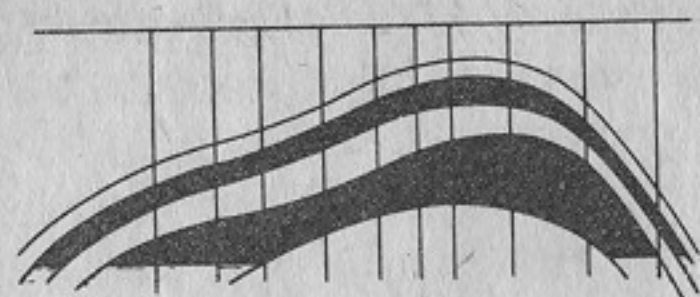


Рис. 51. Геологический разрез продуктивных карбонатных отложений Яблоневого месторождения

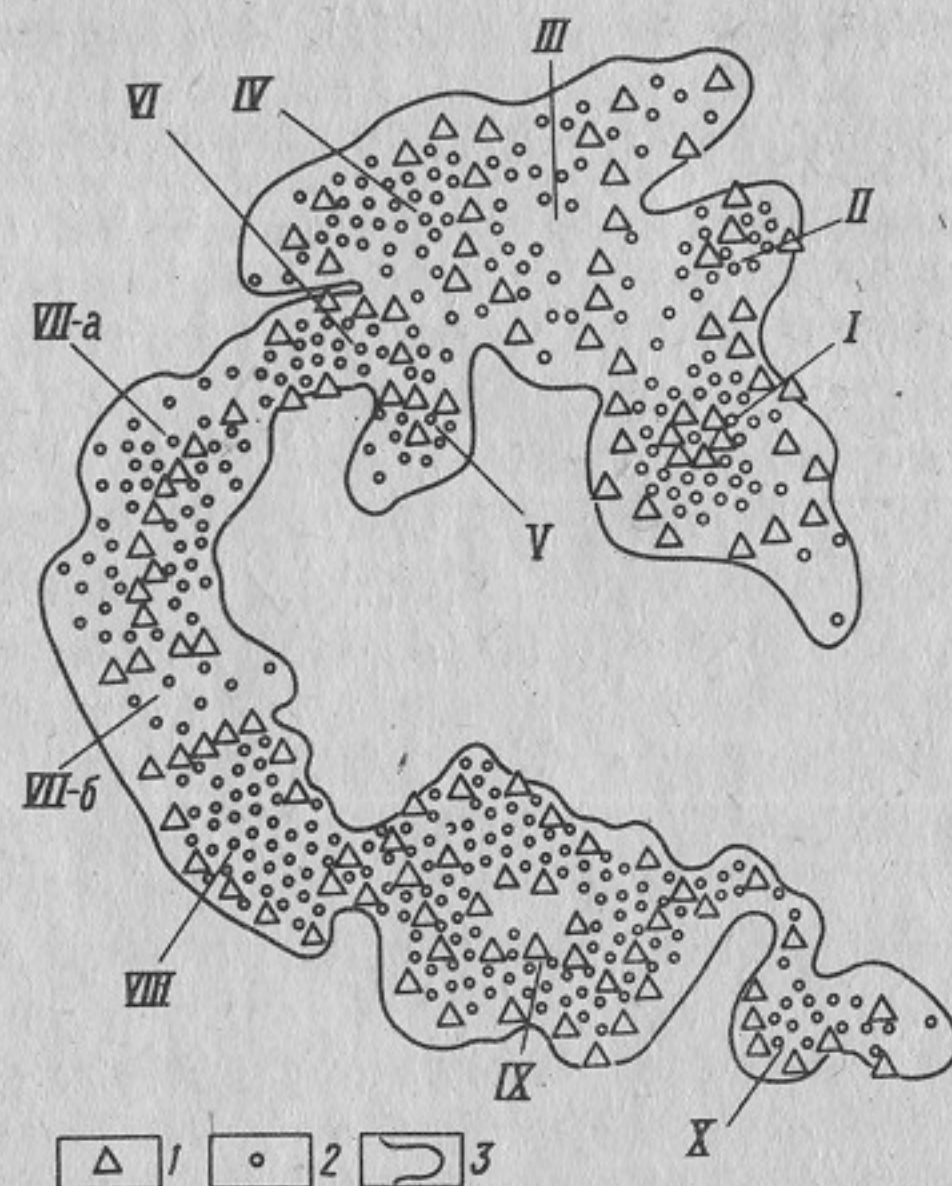


Рис. 52. Схема заводнения Яблоневого месторождения.

I – X – номера куполов; 1 – нагнетательные скважины; 2 – эксплуатационные скважины; 3 – внешний контур нефтеносности

1) очень слабая гидродинамическая связь залежей с законтурными и подошвенными водами, обусловленная неоднородной и низкой проницаемостью карбонатного коллектора и его запечатанностью вторичным кальцитом на контакте нефти с водой;

2) зональная и слоистая неоднородность коллекторов по проницаемости, обусловленная литологической изменчивостью пород и их частичной засульфаченностью, окремнением и кальцитизацией;

3) наличие микро- и макротрещин раскрытостью до 47 мкм, густотой 0,04 1/см, проницаемостью в шлифах 22 мД и по промысловым данным 42 мД, которая после СКО по данным электромоделирования возросла до 87 – 130 мД.

Нефти в обоих пластах легкие, парафинистые, плотностью 0,846 г/см³. Вязкость пластовой нефти при 22° С равна 2,6 сП. Начальный газовый фактор 50 м³/т. Давление насыщения 43 кгс/см². Пластовое давление 56 кгс/см². Месторождение введено в разработку в 1948 г. Отдельные купола разбурены неравномерной сеткой скважин плотностью от 4,3 до 16 га/скв (рис. 52). На оба нефтяных пласта пробурена одна сетка скважин для их совместной эксплуатации. С 1948 по 1960 г. разработка Яблоневого месторождения проводилась при режиме растворенного газа.

В 1960 г. пластовое давление снизилось с 56 до 14,4 кгс/см², газовый фактор увеличился с 50 до 223 м³/т, добыча нефти снизилась с 1724 до 600 т/сут, нефтеотдача достигла 0,155 и ожидалось, что конечная нефтеотдача при режиме растворенного газа не превысит 0,2.

Согласно проекту разработки Яблоневого месторождения в первый пласт для поддержания пластового давления должны были закачивать попутный газ. Опытно-промышленные работы осуществили в 1959 г.

Для сбора попутного газа на западной, юго-западной и южной частях Яблоневого месторождения и Чепрасинском куполе в 1959 г. было герметизировано 193 скважины, 10 июня начали закачивать газ в скв. 383, 388, 369, затем 22 июня были подключены скв. 95, 966, а 7 августа – скв. 204. Газ закачивали компрессорами 8ГК-3. Одновременно работало от двух до пяти компрессоров. Суточная закачка газа колебалась от 40 до 150 тыс.м³ при постоянном числе эксплуатационных скважин, на которых осуществлялся сбор газа. Давление на приеме компрессоров изменялось от 0,1 до 0,7 кгс/см², на выкиде оно составляло 34 – 43 кгс/см². Давление на устье нагнетательных скважин изменялось в пределах от 30 до 33 кгс/см², а в начальный период – до 36 кгс/см².

Объем закачиваемого газа постепенно возрастал, в то время как подключения новых скважин к газообразным сетям не было. Так, среднесуточная закачка газа составила в июне 69,7, в июле 96,4, в августе 123,9, в сентябре 137,3 тыс. м³, т. е. весь собираемый газ закачивали в пласт.

Дебит газа герметизированных скважин составлял до начала закачки около 100 тыс.м³/сут. Поэтому среднесуточную закачку за июль, когда работали все подключенные к сети герметизации скважины, можно принять за максимальную добычу. Исходя из этого, добыча газа в августе увеличилась на 28,5%, в сентябре на 42,4%, а дебит нефти остался без существенного изменения (табл. 29). Такой рост добычи газа на третий

Таблица 29

Изменение дебитов нефти и газового фактора по эксплуатационным скважинам Яблоневого месторождения в результате закачки попутного газа в истощенный карбонатный пласт через скв. 388, 383, 266

Номер скважины	Дебит нефти, т/сут		Газовый фактор, м ³ /т	
	до закачки газа	после закачки газа	до закачки газа	после закачки газа
235	0,6	1,2	580	680
200	0,6	0,3	420	2800
325	0,7	1,1	640	1800
327	0,6	1,2	620	780
364	1,0	1,3	300	480
367	0,6	0,3	630	2000
368	1,2	1,3	370	690
376	1,3	1,5	340	250
385	0,6	1,2	560	250
387	0,7	1,3	680	560
398	1,5	1,8	240	460
В среднем	0,85	1,13	445	720

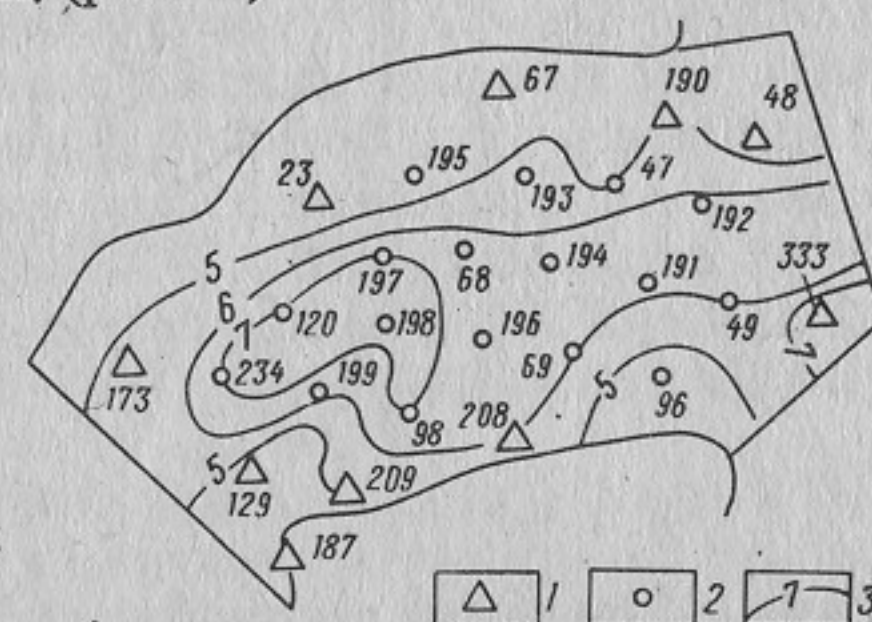
месяц закачки можно объяснить лишь тем, что газ продувается по пласту, не вытесняя нефть. Пластовое давление перед началом закачки в районе нагнетательных скв. 369, 383, 388, 266, 95, 204 колебалось от 2 до 14 кгс/см². По наблюдательным скважинам, находящимся в районе нагнетательных, изменений статического уровня не отмечено.

Согласно решению экспертно-технической комиссии, закачка газа была прекращена с 13 октября 1959 г. и была начата закачка газа в подземное хранилище газа (ПХГ). Среднесуточная закачка газа в ПХГ в октябре составила 113,6, в ноябре 102,6, в декабре 82,3, в январе 1960 г. 83,7 тыс. м³.

С прекращением закачки газа в первый пласт объем собираемого газа заметно снизился и стабилизировался в декабре 1959 г. — январе 1960 г. Таким образом, закачка газа в пласт, когда последний был в значительной мере выработан, оказалась неэффективной.

Для решения вопроса о возможности доработки Яблоневского месторождения путем заводнения в 1955 г. были начаты опытные работы по закачке воды в пласт на куполе VI (рис. 53).

Рис. 53. Расположение скважин на опытном участке заводнения (куполе VI) Яблоневского месторождения. 1 — нагнетательные скважины; 2 — эксплуатационные скважины; 3 — линии равных эффективных нефтенасыщенных мощностей



В марте 1955 г. начата опытная закачка воды в первый пласт. Эффективная мощность пласта 5,5 м, открытая пористость 18%, проницаемость 10 — 20 мД. Трещинная проницаемость, определенная по шлифам, составляет 23 мД. Нефтенасыщенность пласта равна 85%, вязкость пластовой нефти — 3 сП. На площади 111 га пробурено 26 скважин по сетке 200х х 200 м. С 1948 по 1955 г. разработка велась при режиме растворенного газа. За это время текущая нефтеотдача достигла 0,24. Пластовое давление снизилось с 56 до 10 кгс/см².

Из 26 скважин 17 было законсервировано из-за высокого газового фактора (более 600 м³/т). Средний газовый фактор по оставшимся эксплуатационным скважинам был равен 205 м³/т и в четыре раза превышал начальный (50 м³/т) и более чем в десять раз текущий пластовый газовый фактор (18 м³/т). Средний дебит нефти одной законсервированной скважины на момент ее остановки составлял 0,1 т/сут, а одной действующей скважины — 1,07 т/сут. Общая среднесуточная добыча нефти на участке составляла 12,7 т. Вследствие низкого пластового давления участок являлся дегазатором нефти по отношению к смежным с ним куполам, имевшим более высокие пластовые давления (25 — 30 кгс/см²), и, следовательно, подлежал остановке уже в конце 1955 г.

К этому моменту многие геолого-промысловые факторы считались неблагоприятными для заводнения: повышенная пластовая вязкость нефти вследствие почти полной ее дегазации, сильная загазованность пласта, дренированность пласта кислотными обработками и гидроразрывами, что в сочетании с естественной трещиноватостью представляло хорошие пути для прорыва воды к эксплуатационным скважинам. Поскольку гидродинамическая связь нефтяной залежи с законтурной зоной сильно затруднена, для заводнения пласта была принята внутриконтурная система расположения нагнетательных скважин. Из 26 скважин девять были использованы под нагнетание воды. Соотношение нагнетательных и эксплуатационных скважин равно 1 : 2. Расстояние между северным и южным фронтом нагнетания 600 м. Вода в нагнетательные скважины подавалась из р. Малый Кинель. Вода не очищалась. В зимний период количество взвешенных частиц в воде составляло 15 — 30 мг/л, а во время весеннего разлива вод (апрель, май) количество взвешенных частиц возрастало до 3000 мг/л и более. Вследствие этого ежегодно во время паводка закачка воды в пласт прекращалась на 1 — 1,5 мес.

Для поддержания постоянной приемистости нагнетательные скважины ежегодно (во время паводка) очищались от скапливающейся на забое грязи и обрабатывались соляной кислотой. Если приемистость не восстанавливалась, проводили кислотный гидравлический разрыв пласта (ГРП). Так, например, нагнетательные скв. 67 и 208 до проведения на них ГРП имели приемистость 0 — 10 м³/сут. После ГРП скв. 208 стала поглощать 50 — 60 м³ воды в сутки, а скв. 67 — 30 — 40 м³/сут. Приемистость скв. 190 после ГРП увеличилась с 25 до 100 м³/сут. На скв. 187, 209, 333, 48 и 337 приемистость после одного года нагнетания в них воды уменьшалась с 50 — 70 до 20 — 30 м³/сут. После ГРП приемистость всех скважин была восстановлена. Благодаря этим мероприятиям давление нагнетания колебалось в пределах от нуля до 15 кгс/см².

Среднесуточная закачка воды в пласт колебалась от 500 до 600 м³. В летние месяцы отбор воды из водопровода увеличивался и объем нагнетания воды в пласт снижался. Несмотря на столь несовершенную систему водоснабжения, результаты заводнения оказались весьма благоприятными (рис. 54). В течение первых 15 мес после начала заводнения все эксплуатационные скважины были остановлены для равномерного распределения закачиваемой воды по контуру нагнетания. Наблюдение за положением уровня жидкости в скважинах показало, что реакция скважин на заводнение началась, когда объем закачанной в пласт воды полностью компенсировал отобранную из нагнетательных (ранее эксплуатационных) скважин жидкость.

В первую очередь на заводнение реагировали скважины первого (от линии нагнетания) ряда: скв. 120, 234, 199, 98, 197, 195, 193, 192, 49 и 47. Средняя скорость движения воды к этим эксплуатационным скважинам составила 11 м/мес. После появления воды в скважинах последние еще в течение трех-четырех лет продолжали работать с постепенным увеличением обводненности до 80 — 95%. После значительного обводнения

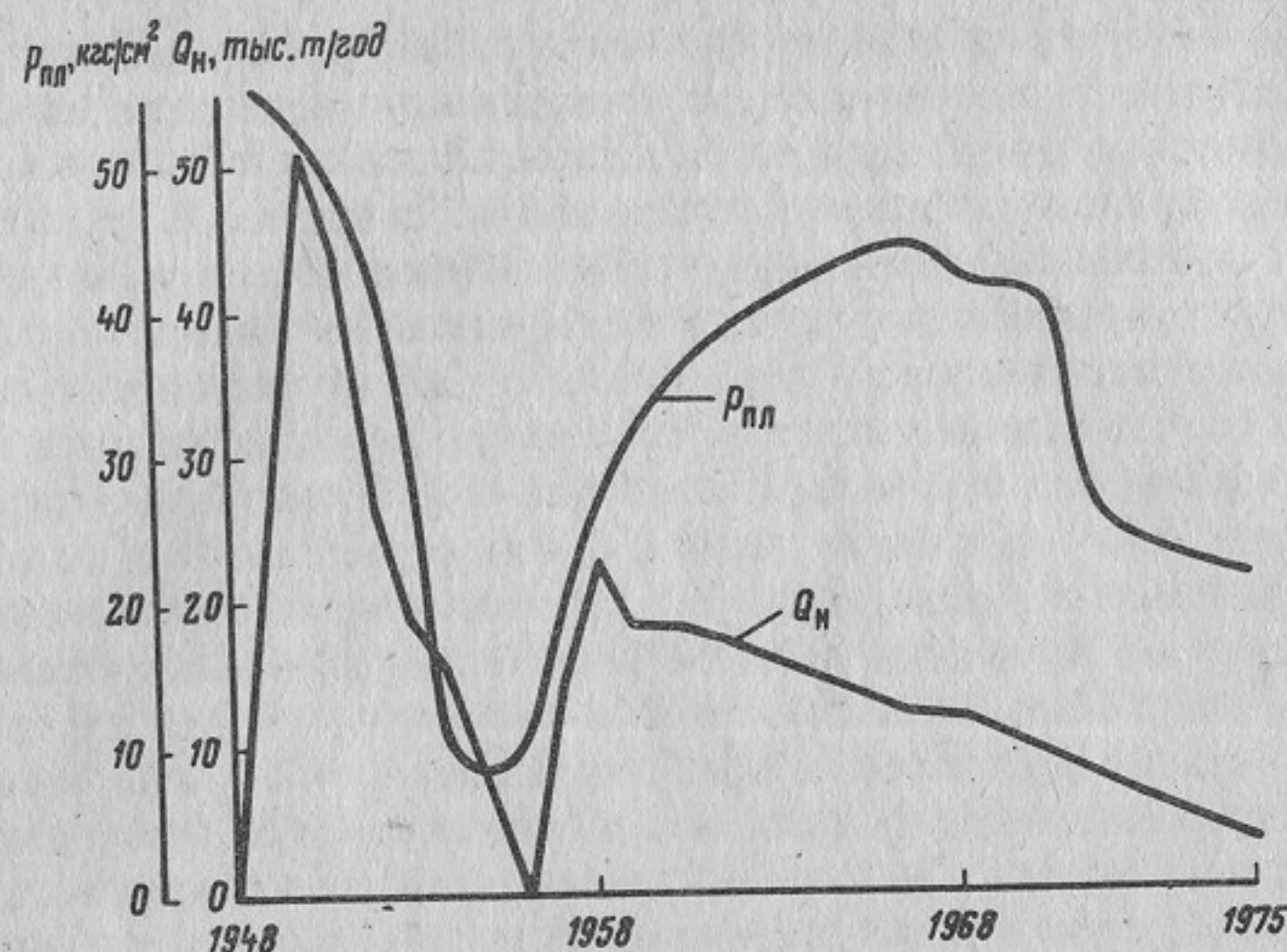


Рис. 54. Динамика добычи нефти (Q_n) и пластового давления ($p_{пл}$) на опытном участке заводнения (куполе VI) Яблоневского месторождения

скважин первого ряда (до 50 — 70%) на закачку воды начали реагировать скважины второго ряда: 198, 68, 191 и 194. Остановка сильно обводненных скв. 98, 199 (первый ряд) для ликвидации языков обводнения не достигла цели и лишь привела к потере добычи нефти по этим скважинам. Прекращение на паводковый период закачки воды в пласт снижало обводненность добываемой жидкости, увеличивало газовый фактор и несколько понижало уровень добычи нефти.

Пластовое давление в результате заводнения было восстановлено до 45 кгс/см². К 1976 г. фактическая нефтеотдача достигла 0,47 в целом по участку, а в промытой зоне — 0,6. Таким образом, густая сетка скважин (4,3 га/скв), многочисленные СКО, умеренные темпы нагнетания воды в пласт обеспечили в условиях приконтурного заводнения низкопроницаемого карбонатного коллектора высокую нефтеотдачу. К 1960 г. были получены обнадеживающие результаты заводнения, значительно превосходящие по технико-экономическим показателям закачку попутного газа в истощенный пласт. За три года пластовое давление повысилось на 10 кгс/см², газовый фактор снизился с 205 до 20 м³/т, дебит нефти одной скважины возрос в 3,5 раза.

С учетом этих результатов коллектив молодых геологов НПУ Кинель-нефть в 1960 г. составил проект доработки Яблоневского месторождения, предусматривавший организацию внутриконтурного заводнения на

всех одиннадцати куполах с переводом под нагнетание 131 эксплуатационной скважины из 500 пробуренных. Для каждого купола была выработана индивидуальная система размещения нагнетательных скважин, учитывающая особенности геологического строения, сложившиеся условия его разработки и необходимость наименьших капитальных вложений в обустройство системы заводнения. Проектом предусматривалось увеличение коэффициента нефтеотдачи с 0,155 до 0,35. Проект доработки полностью реализован. Проектная нефтеотдача уже достигнута по шести куполам из одиннадцати, а средняя нефтеотдача по месторождению близка к проектной и равна 0,287 (табл. 30).

Таблица 30

Некоторые показатели разработки карбонатных пластов Яблоневского месторождения при закачке воды в истощенные залежи

Купол	Пластовое давление, кгс/см ²		Газовый фактор, м ³ /т		Баланс закачки и отбора с начала разработки, %	Нефтеотдача	
	в период после заводнения	восстановления	период заводнения	в конце периода заводнения		в контуре залежи	в зоне разработки
I	13,3	32,5	344	13,7	70	0,272	0,410
II	17,3	38,5	280	7,5	72	0,386	0,487
III	13,3	30,4	237	18,5	40	0,215	0,448
IV	14,6	31,6	251	11,8	46	0,265	0,400
V	14,0	33,0	191	17,1	48	0,415	0,462
VI	10,0	44,1	296	5,2	133	0,470	0,533
VI-a	13,8	20,7	226	25,5	27	0,335	0,632
VI-b	15,5	31,1	198	38,8	43	0,198	0,442
VII	8,4	31,6	364	11,9	57	0,390	0,495
IX	7,0	46,5	305	9,2	73	0,342	0,450
X	8,6	40,4	520	10,2	44	0,231	0,442
В среднем	14,4	29,9	223	15,3	58	0,287	0,452

При уплотнении сетки скважин с 16 до 4 га/скв в 1957 г. оказалось, что пластовые давления в новых скважинах значительно выше, чем в старых. Так, например, средние пластовые давления в старых скважинах на куполах I, III, VI-a, VI-b, IX, X составляли 17, 15, 17, 21, 10, 18 кгс/см² а в новых скважинах — 30, 42, 36, 41, 25, 44 кгс/см² соответственно. Таким образом, первоначально одинаковое на всех куполах пластовое давление в процессе разработки пластов на режиме растворенного газа распределилось по площади залежей крайне неравномерно. Замеряемые по имевшимся старым скважинам пластовые давления не отражали его действительного изменения и были значительно ниже. Давление, близкое к начальному, сохранялось в мелких обособленных линзах, не вскрытых старыми скважинами, но вскрытых позднее резервными скважинами. В случае еще большего уплотнения сетки скважин также могли быть

найжены зоны с пластовым давлением, близким к начальному. Наиболее вероятно, что эти зоны расположены на периферии куполов, слабо разбуренных скважинами.

Отношение запасов нефти, определенных методом материального баланса ($Q_{м.б.}$) к запасам, определенным объемным методом ($Q_{об.}$), — коэффициент охвата запасов дренированием ($k_{др}$) при режиме растворенного газа, так как методом материального баланса определяется только та часть общих запасов нефти, которая находится в литологически обособленных зонах карбонатного пласта, вскрытых пробуренными скважинами, и не учитываются запасы нефти, сосредоточенные в мелких линзах, не вскрытых скважинами.

$$k_{др} = Q_{м.б.} / Q_{об.} \leq 1. \quad (28)$$

Из табл. 31, видно, что коэффициент охвата запасов дренированием колебался от 0,45 до 0,90, составляя в среднем для всего месторождения 0,64. Зависимость этого коэффициента от плотности сетки скважин показана на рис. 55. Судя по рис. 55, а, при плотности сетки скважин менее 8 га/скв максимальная нефтеотдача при режиме растворенного газа по смешанному объекту (I + II пласты) могла составлять 0,22 против 0,152 фактической. По пласту I при такой же плотности сетки максимальная нефтеотдача могла бы достигнуть 0,27 против 0,171 фактической. Фактические значения нефтеотдачи по отношению к дренируемым запасам нефти оказались такого же порядка (табл. 31).

Таблица 31

Некоторые показатели разработки карбонатных пластов Яблоневского месторождения при режиме растворенного газа

Купол	Пласт	Плотность сетки, га/скв	Охват запасов дренированием $k_{др}$	Нефтеотдача при истощении	
				ко всем запасам	к запасам, охваченным разработкой
I	I + II	5,6	0,66	0,149	0,225
II	I + II	5,6	0,79	0,191	0,241
III	I + II	16,0	0,48	0,116	0,241
IV	I + II	6,9	0,65	0,159	0,244
V	I + II	5,7	0,90	0,139	0,155
VI	I	4,3	0,88	0,240	0,273
VII-a	I + II	8,3	0,53	0,145	0,273
VII-b	I	15,0	0,45	0,095	0,221
VIII	I	5,2	0,79	0,190	0,240
IX	I + II	4,4	0,76	0,182	0,239
X	I	7,3	0,52	0,118	0,184
В среднем	I + II	7,0	0,64	0,155	0,245

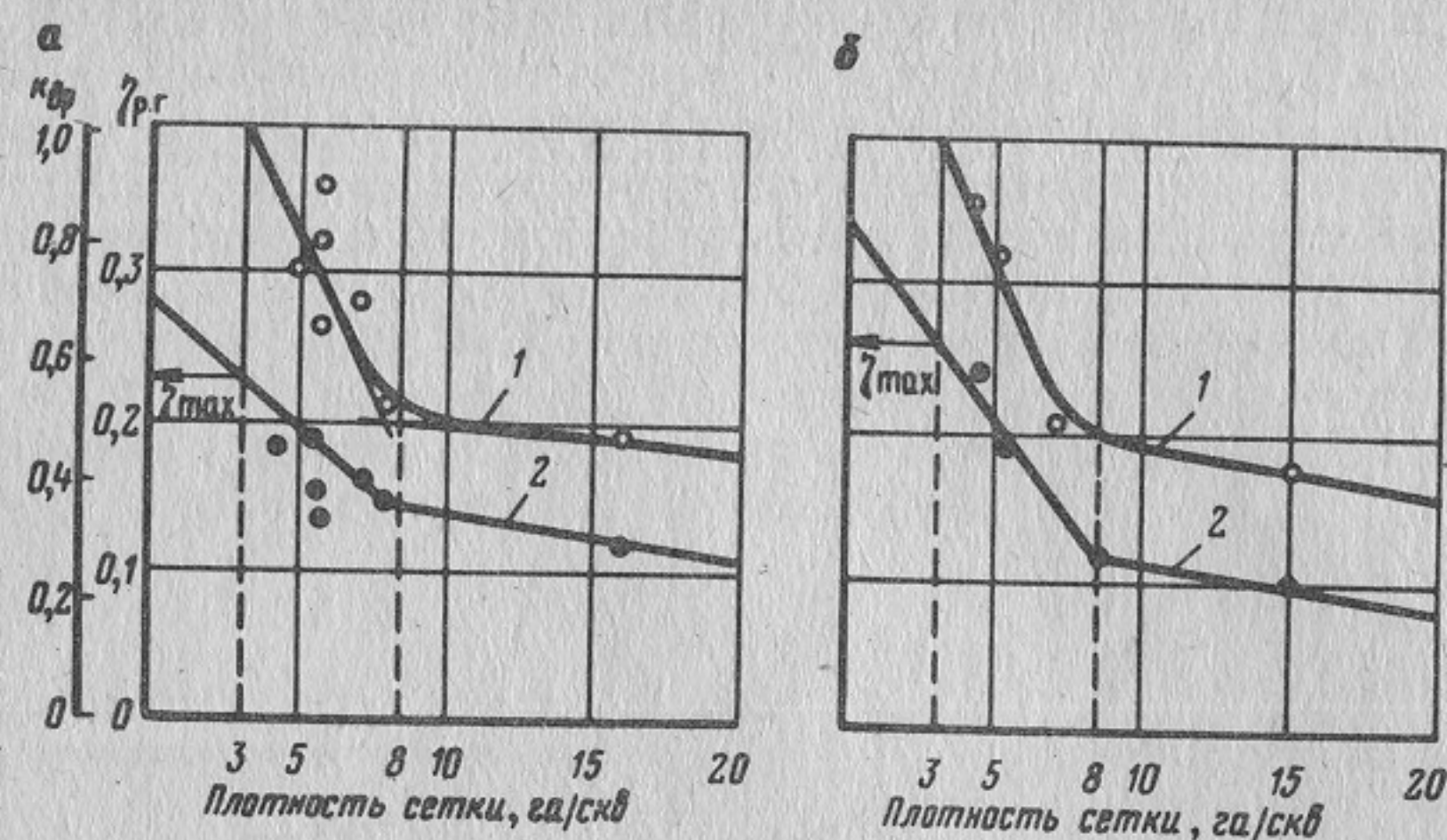


Рис. 55. Зависимость значений коэффициента охвата запасов нефти карбонатного пласта дренированием и коэффициента нефтеотдачи при режиме растворенного газа от плотности сетки скважин по Яблоневскому месторождению. Пласт: а — I + II; б — I; 1 — коэффициент дренирования ($k_{др}$); 2 — коэффициент нефтеотдачи (η)

При режиме растворенного газа нефтеотдача карбонатного пласта определяется из выражения

$$\eta_{р.г.} = \eta_{теор} k_{др}, \quad (29)$$

где $\eta_{р.г.}$ — коэффициент нефтеотдачи при режиме растворенного газа; $\eta_{теор}$ — теоретически рассчитанная нефтеотдача для режима растворенного газа.

Для условий Яблоневского месторождения теоретическая нефтеотдача при режиме растворенного газа равна 0,25, т. е. имеет один порядок с фактической нефтеотдачей в зоне разработки (0,245). Рассчитанная по выражению (29) нефтеотдача составляет 0,16 при фактической 0,155 (по отношению ко всем запасам).

Очевидно, нефтеотдачу при режиме растворенного газа, в основном, определяет сетка скважин, от которой зависит коэффициент дренирования запасов. Как и при режиме растворенного газа, нефтеотдача при заводнении зависит от плотности сетки скважин. Из рис. 56 видно, что для плотности более 8 га/скв эта зависимость выражена гораздо слабее, чем при плотности менее 8 га/скв. Если бы сетка скважин была уплотнена с 7 до 3 га/скв, нефтеотдача составила бы по смешанному объекту 0,44 и по пласту I — 0,54 (см. табл. 29). В данном случае коэффициент нефтеотдачи можно определить из выражения

$$\eta = k_v k_{др}, \quad (30)$$

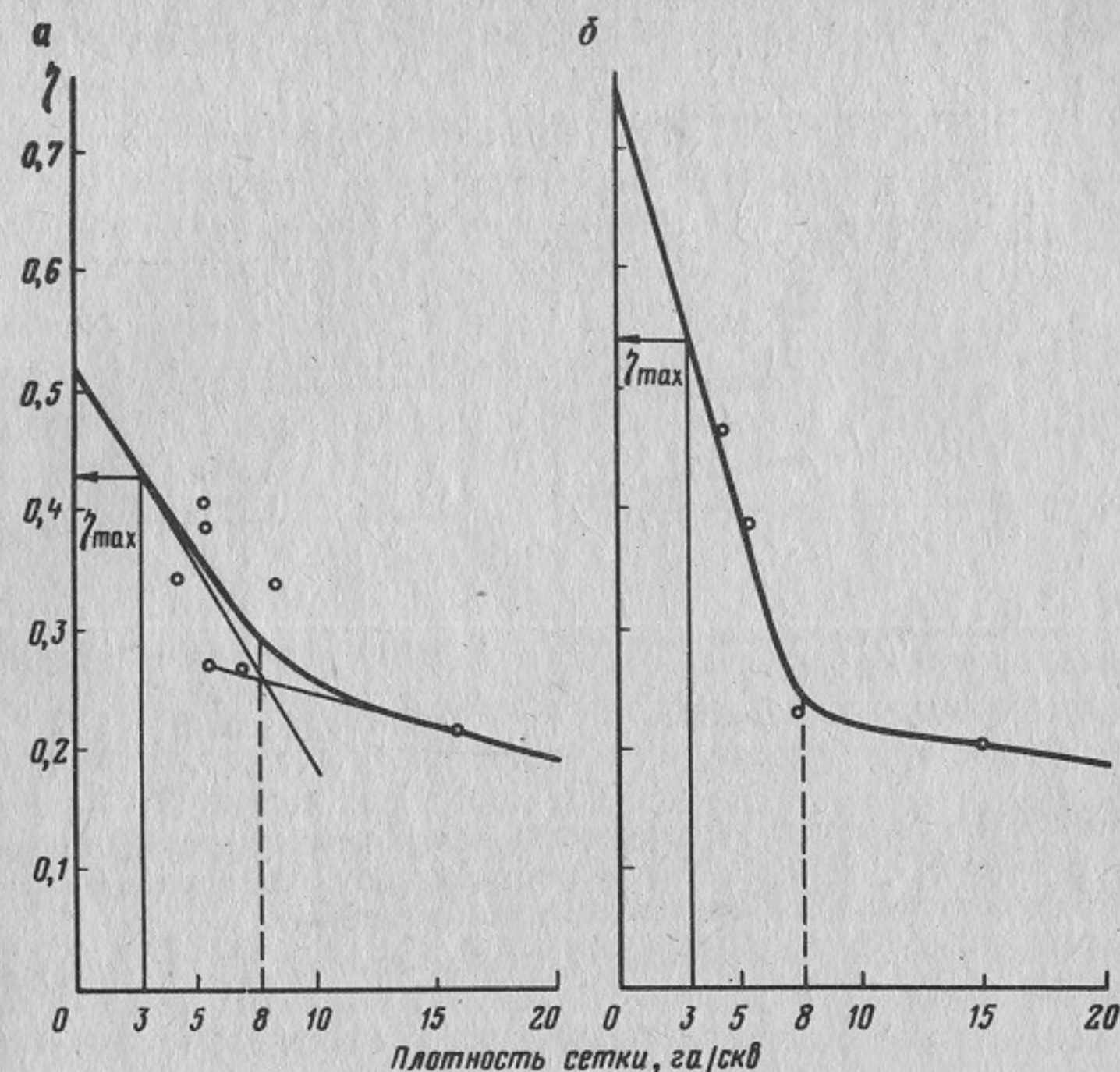


Рис. 56. Зависимость фактической нефтеотдачи карбонатного коллектора Яблоневского месторождения от плотности сетки скважин при закачке в истощенные пласты воды.

Пласт: а — I + II; б — I

где η — коэффициент нефтеотдачи при заводнении; k_v — коэффициент вытеснения нефти; $k_{др}$ — коэффициент дренирования при режиме растворенного газа.

Для определения k_v следует пользоваться максимальной проницаемостью, полученной по промысловым данным. Например, для Яблоневского месторождения общая проницаемость согласно данным электро моделирования процесса разработки составляет 130 мД. При этой проницаемости коэффициент вытеснения составит 0,60. Коэффициент $k_{др}$ равен 0,64. Следовательно, расчетный коэффициент нефтеотдачи равен 0,384 при фактически достигнутом 0,287.

Характеристика вытеснения нефти для Яблоневского месторождения соответствует такой характеристике для высокопроницаемых коллекторов Покровского месторождения [38]. Очевидно, это обусловлено тем, что интенсивные поинтервальные кислотные обработки превратили среднепроницаемый коллектор в высокопроницаемый.

К началу 1976 г. вода в пласты уже не закачивалась вследствие высокого обводнения добываемой продукции. Добыча нефти снизилась, пластовое давление составляло 24,7 кг/см², обводненность продукции — 73%.

Замедление темпов выработки запасов нефти обусловлено недостаточно интенсивным режимом нагнетания. По отдельным куполам, за исключением купола IV, баланс закачки и отбора с начала разработки колеблется от 44 до 73% и в целом по месторождению он отрицателен (— 58%). Давление нагнетания было слишком невысоким и не обеспечивало нужной приемистости скважин. Пластовое давление так и не было восстановлено до начального (табл. 32). Это, конечно, повлияло на снижение трещинной проницаемости по сравнению с начальной. Кроме того, вскрытие пластов одним фильтром в некоторых случаях привело к неполному вовлечению в разработку продуктивного разреза (см. табл. 31, рис. 11).

Таблица 32

Характеристика работы системы заводнения на Яблоневском месторождении

Купол	Период заводнения		Соотношение нагнетательных и эксплуатационных скважин	Давление нагнетания, кгс/см	Приемистость одной скважины, м ³ /сут	В конце периода заводнения			
	начало	конец				$\frac{P_{пл. тек.}}{P_{пл. нач.}}$	Компенсация отбора закачки	Доля воды в добываемой жидкости за весь срок разработки	Текущая обводненность на 1 января 1976 г.
I	1957	1972	1 : 2	0 — 20	56	0,286	0,70	0,26	53
II	1960	1972	1 : 3	20 — 25	44	0,350	0,72	0,35	57
III	1960	1972	1 : 3	20 — 25	54	0,350	0,40	0,30	64
IV	1960	1972	1 : 4	20 — 25	52	0,306	0,46	0,25	57
V	1960	1971	1 : 3	20 — 25	42	0,334	0,48	0,35	56
VI	1956	1971	1 : 2	5 — 20	54	0,400	1,33	0,40	84
VII-a	1960	1972	1 : 4	20 — 25	37	0,214	0,27	0,21	54
VII-b	1960	1972	1 : 2	20 — 35	32	0,366	0,43	0,30	50
VIII	1960	1975	1 : 3	25 — 30	40	0,595	0,57	0,34	70
IX	1960	1975	1 : 3	25 — 30	60	0,785	0,73	0,53	40
X	1963	1976	1 : 2	20 — 25	42	0,700	0,44	0,27	77
В среднем	1956	1976	1 : 3	5 — 30	48	0,440	0,58	0,38	73

Максимальная добыча нефти при заводнении оказалась вдвое ниже, чем при режиме растворенного газа. Опыт разработки этого месторождения показал, что карбонатные пласты с невысокой поровой проницаемостью можно успешно разрабатывать и получать для них нефтеотдачу 0,4 — 0,6.

Максимальные значения конечной нефтеотдачи при этом обеспечивают довольно плотная сетка (равная 3 га/скв) и площадное заводнение с соотношением эксплуатационных и нагнетательных скважин 1 : 2 и 1 : 3. Давление нагнетания не превышает 0,5 вертикального горного давления на забое скважин.

Площадная закачка газа в такой коллектор сопровождается быстрыми его прорывами по трещинам и поэтому не эффективна. Плотная сетка скважин и многочисленные поинтервальные кислотные обработки увеличивают общую проницаемость пористо-трещиноватого карбонатного коллектора с 10 — 20 до 130 мД. Прогноз разработки, сделанный с учетом новой проницаемости, близко соответствует расчетным данным, если вводится поправка на охват запасов дренированием существующей сеткой скважин. Охват запасов разработкой мало зависит от плотности сетки, если она меньше 8 га/скв, но резко возрастает при увеличении плотности от 8 до 3 га/скв (с 0,55 до 1). Если в процессе заводнения истощенной залежи пластовое давление не поднимается до начального, то это не дает возможности восстановить добычу нефти до максимальной, достигнутой в начальный период разработки при режиме растворенного газа.

Краснокамское месторождение [3, 19, 22, 77, 81]

Краснокамское месторождение открыто в 1936 г. и в том же году введено в разработку. Тогда еще не существовало научно обоснованных методов проектирования, регулирования и контроля за разработкой, базирующихся на всестороннем изучении физико-геологических факторов, на гидродинамических и технико-экономических расчетах. Все практические и теоретические вопросы разведки и разработки решались опытным путем в процессе разбуривания и эксплуатации месторождения с привлечением крупных специалистов того времени И. М. Губкина, Д. А. Архангельского, Д. В. Наливкина, И. П. Стрижова, С. И. Миронова, Н. И. Буялова и многих других. На месторождении в разное время работали такие известные специалисты, как М. И. Максимов, В. А. Авров, Г. А. Максимович, И. К. Щуров и др. При их непосредственном участии на Краснокамском месторождении впервые (точнее вслед за Верхне-Чусовским месторождением) были применены СКО и закачка в карбонатные пласты воздуха, проведено деление продуктивного карбонатного разреза на объекты разработки и выявлена необходимость первоочередного вскрытия нижнего объекта (что, кстати, спустя 40 лет вновь стало весьма актуальным для других месторождений), обоснована целесообразность разбуривания карбонатных пластов от свода структуры к периферии, разработаны геолого-статистические методы прогнозирования добычи нефти, заложены основы гидроразведки залежей и т. д. Уже в те далекие годы была выявлена кавернозная структура порового пространства карбонатных коллекторов.

Промышленные запасы Краснокамского месторождения приурочены к пяти карбонатным пластам верейского горизонта и трем проницаемым пластам башкиро-намюрской карбонатной толщи. Общая мощность продуктивной толщи 100 м, мощность нефтенасыщенной части около 23 м (рис. 57). Глубина залегания пластов 900 — 1000 м. Изучение пород в шлифах показало, что мелкие каверны, образованные за счет выщелачивания кальцита из внутренних полостей органических остатков, соединяются между собой тонкими каналами и волосными трещинами,

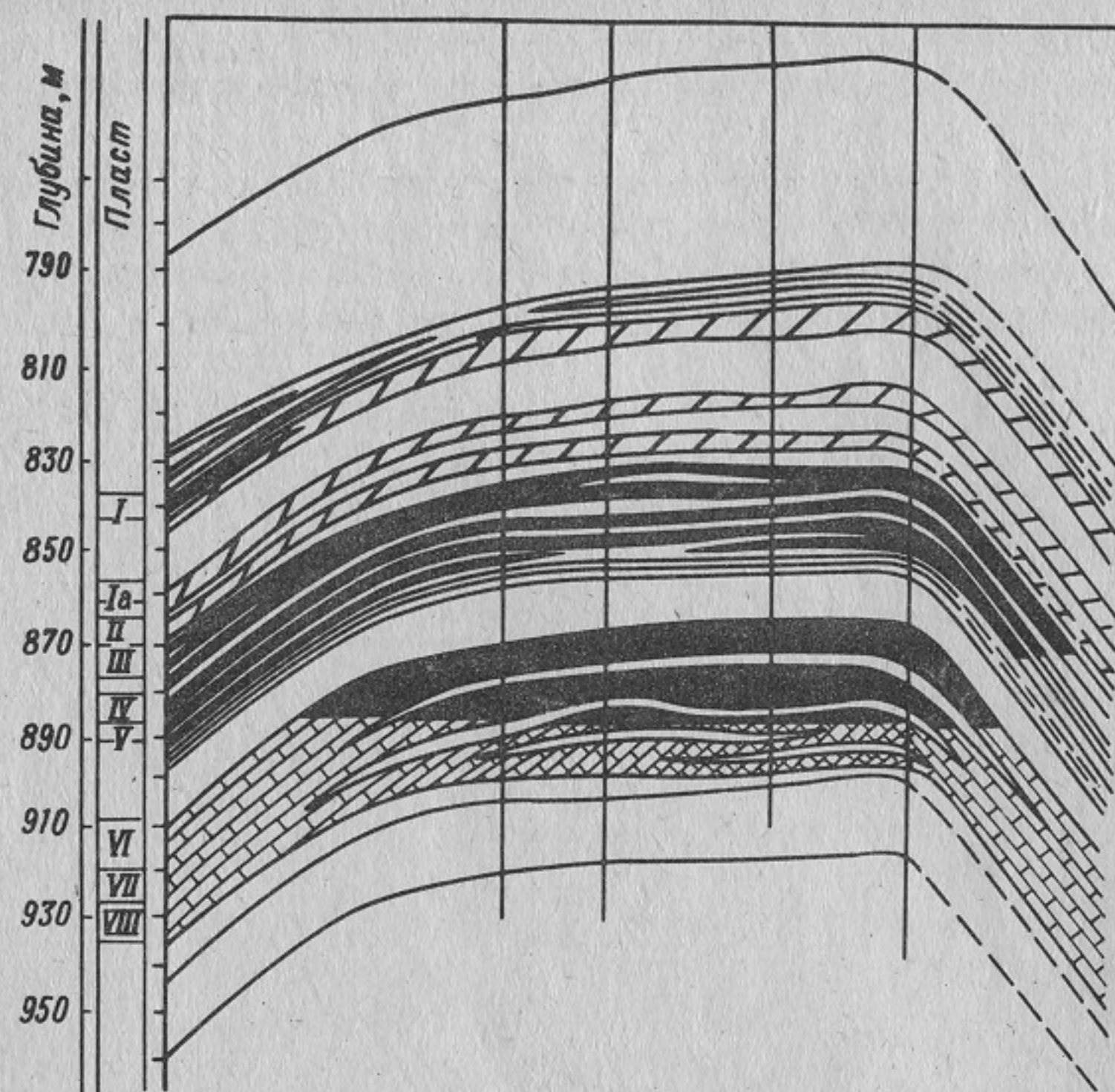


Рис. 57. Геологический разрез продуктивных отложений Краснокамского месторождения

имеющими диаметр в 4 — 8 раз меньший диаметра каверн. Средняя пористость коллекторов составляет 10%, средняя проницаемость — 30 мД. Наиболее проницаемы пласты III и IV верейского горизонта (средняя проницаемость их равна соответственно 46 и 47 мД).

Трещиноватость зафиксирована по керну и по промысловым данным. Ориентировочно общая проницаемость в шесть раз выше поровой и равна 180 мД (с учетом усиления трещиноватости после многократных кислотных обработок). Начальное пластовое давление составляло 105 — 107 кгс/см². Вязкость пластовой нефти равна 7 сП, газонасыщенность 25 м³/т.

Эксплуатационное бурение было начато по сеткам 150 x 150 и 250 x 250 м вокруг разведочных скважин, давших нефть. В процессе опытных работ по изучению взаимодействия скважин было установлено, что расстояние между ними можно увеличить до 430 м. В конечном итоге разные участки месторождения бурились по разным сеткам скважин — 250 x 250 м, 430 x 430 м и даже 550 x 550 м, причем разбурена была только центральная часть месторождения, содержащая около 40% всех запасов нефти (рис. 58). Неполное разбуривание залежей связано с особенностями

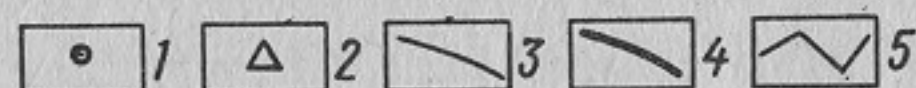
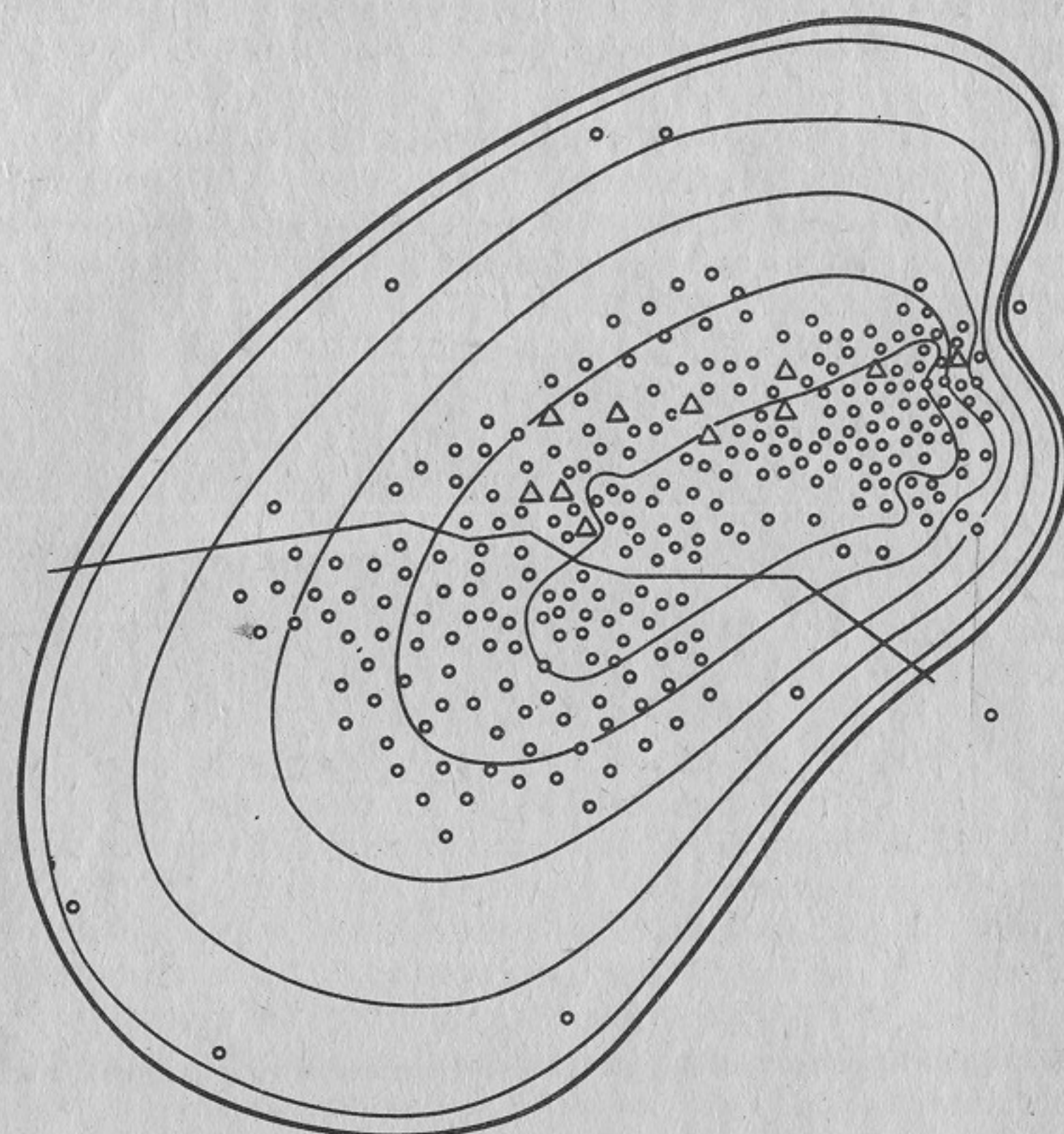


Рис. 58. Схема разработки Краснокамского месторождения.

1 — эксплуатационные скважины; 2 — нагнетательные скважины (для закачки воздуха); 3 — изогипсы по кровле продуктивного пласта III; 4 — внешний контур нефтеносности; 5 — условная граница раздела (по руслу р. Камы) месторождения на левобережную (внизу) и правобережную части (вверху)

их геологического строения. Высокопродуктивные интенсивно нефтенасыщенные участки пластов располагаются на своде структуры и имеют неправильные "амебообразные" очертания. Границы таких участков легко установить по карте максимальных начальных дебитов нефти (см. рис. 14). Разбуривание залежей велось от центра к периферии и прекращалось после того, как скважины попадали на слабопродуктивные периферийные участки. Однако главная причина неполного разбуривания нефтеносной площади — отвлечение буровых мощностей на новые высокопродуктивные месторождения.

Продуктивный разрез вскрывался одной сеткой скважин, в основном общим фильтром, хотя на разных этапах разработки временно проводилась дифференцированная эксплуатация либо верейских, либо башкиро-намурских пластов.

Разработка осуществлялась при режиме растворенного газа (рис. 59). В большом объеме проводились поинтервальные СКО. Это увеличило нефтеотдачу разбуренной зоны на 3%. При естественной проницаемости коллекторов и равномерном вскрытии всех пластов продуктивного разреза

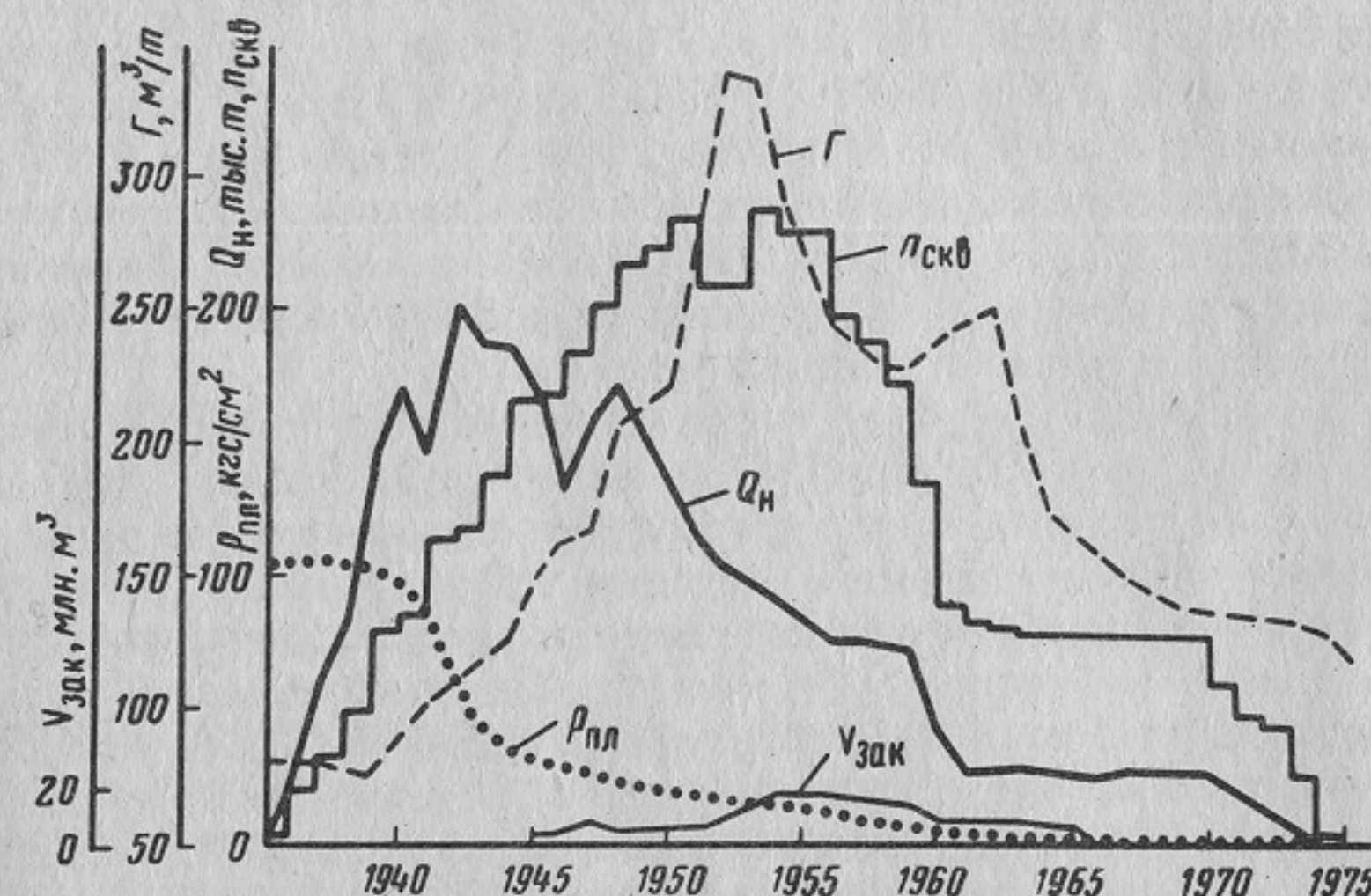


Рис. 59. Показатели разработки Краснокамского месторождения

нефтеотдача при режиме истощения по расчету должна составлять 0,16. Фактически же она достигла 0,19. На отдельных небольших участках нефтеотдача равна 0,24 — 0,26. Зоны наибольшей нефтеотдачи, в основном, совпадают с зонами высоких начальных дебитов. Это связано с высокой проницаемостью таких зон.

С целью увеличения добычи нефти и нефтеотдачи с 1944 по 1966 г. осуществлялась площадная закачка воздуха через 17 инжекционных скважин, расположенных как на высокопроницаемых, так и на низкопроницаемых участках. К этому времени пластовое давление снизилось на разных участках до 20—40 кгс/см² и добыча нефти начала уменьшаться несмотря на увеличение фонда скважин и интенсивные кислотные обработки. Закачка воздуха осуществлялась под давлением от 4 до 30 кгс/см² с максимальным объемом 20 млн. м³ в год. Длительная закачка воздуха привела к массовой коррозии наземного оборудования и обсадных колонн в инжекционных и даже в эксплуатационных скважинах. Углеводородный газ, добываемый с нефтью, насыщался кислородом до 11—17% и не годился для утилизации. Эксплуатационные затраты на нагнетание в пласт воздуха и дополнительные подземные ремонты скважин и назем-

ного оборудования превысили стоимость дополнительно добываемой нефти. Это послужило основанием для прекращения в 1966 г. закачки воздуха в истощенные пласты. Нагнетание воздуха временно замедлило темпы падения добычи нефти, но даже не стабилизировало пластовое давление, хотя на 1 т дополнительно добытой нефти закачано в пласт 380 м^3 воздуха, что равнозначно $3,8 \text{ м}^3$ воды.

В 1961 — 1962 гг. часть месторождения, расположенная на левом берегу, была законсервирована, а скважины ликвидированы в связи с затоплением этой территории водами р. Камы после создания Воткинского водохранилища. В разработке осталась разбуренная часть месторождения, расположенная на правом берегу, площадь которой интенсивно застраивалась промышленными и жилыми объектами г. Краснокамска. К 1971 г. добыча нефти снизилась до 60 т/сут, фонд действующих скважин сократился с 300 до 50, пластовое давление снизилось со 107 до 1 — 2 кгс/см². Осуществить вторичную эксплуатацию месторождений было невозможно, так как вся его территория уже была застроена.

При этом, однако, остались неразбуренными периферийные участки месторождения, на которых в 1967 г. пробурили несколько оценочных скважин. Было установлено, что в неразбуренной части залежи сохраняется начальное пластовое давление. Перетоки нефти из неразбуренных зон в разбуренную часть месторождения отмечались только по высокопродуктивным зонам (см. рис. 17, 18). Между высокопроницаемыми зонами, располагающимися на своде структуры, и периферийными участками гидродинамическая связь сильно затруднена. В результате этого запасы нефти на периферийных участках почти не вырабатываются, если эти участки не разбурены скважинами. Например, в скв. 342, пробуренной в 1967 г., когда пластовое давление в разбуренной зоне снизилось до 4 кгс/см², пластовое давление составило 101,5 кгс/см² по башкирскому ярусу и 106 кгс/см² по верейскому горизонту. В приконтурной скв. 341 пластовое давление составляло 70 кгс/см². Пластовая нефть в этой скважине имела начальные свойства.

Разработка периферийных участков самостоятельной сеткой скважин не предусматривалась по технико-экономическим соображениям. Опыт разработки этого месторождения показал, что площадная закачка воздуха в пористо-трещиноватый коллектор с невысокой поровой проницаемостью сопровождается прорывами воздуха по трещинам и не дает положительного эффекта. Нефтеотдача такого коллектора при режиме истощения после многочисленных кислотных обработок не превышает 0,19. На высокопроницаемых зонах, выделенных на карте начальных дебитов, равномерное дренирование обеспечивает сетка плотностью 30 га/скв, а на зонах с низкой проницаемостью — до 6 га/скв. Неразбуренные низкопроницаемые периферийные участки месторождения через 40 лет после начала разработки сохранили начальное пластовое давление и начальные свойства пластовой нефти.

Северокамское месторождение [4, 21, 22, 25, 28, 105]

На этом месторождении впервые в отечественной практике в широких промышленных масштабах осуществлен проект восстановления пласто-

вого давления в законсервированных истощенных нефтяных залежах, приуроченных к пористо-трещиноватым карбонатным коллекторам с низкой поровой проницаемостью, позволившей более чем в два раза увеличить конечную нефтеотдачу.

Северокамское нефтяное месторождение открыто в 1938 г. и является одним из старейших в Пермской области. Представлено оно двумя смежными пологими куполами — западным и восточным. Промышленные отложения приурочены к пористо-трещиноватым известнякам пластов III — IV верейско-башкирских отложений среднего карбона, залегающих на глубине 1000 — 1100 м (рис. 60). Коллекторские свойства пластов и их эффективная мощность, крайне неравномерно распределяясь по площади залежей, заметно ухудшаются на периферии (см. рис. 13).

Рис. 60. Геологический разрез продуктивных карбонатных отложений Северокамского месторождения.

1 — зона запечатывания залежей окисленной нефтью; 2 — нефтяные залежи с нормальной вязкостью нефти



Средняя эффективная мощность пластов составляет 50% общей их мощности, равной 18 м. Средняя открытая пористость 8%. Средняя проницаемость по керну 10 мД. Трещинная проницаемость по промысловым данным значительно выше и составляет 30 мД (см. табл. 5, 18). Условия проявления трещиноватости по площади залежей неодинаковые, что хорошо видно из карты распределения бокового горного давления по пласту V₃ восточного купола (см. рис. 30).

В центре залежей нефти легкие плотностью 0,846 г/см³. Вязкость нефти в пластовых условиях 6 сП, средняя газонасыщенность при давлении насыщения 95 кгс/см² составляет 40 м³/т. Начальное пластовое давление 100 кгс/см². По мере удаления от центра залежи между внутренним и внешним контурами нефтеносности увеличивается вязкость нефти и снижается ее газонасыщенность. В подошве залежей коллекторы, как правило, насыщены вязкой нефтью.

Промышленная разработка залежей, начатая на западном куполе в 1947 г. и на восточном куполе в 1956 г., осуществлялась без поддержания пластового давления при режиме растворенного газа до 1966 г. на западном и до 1970 г. на восточном куполе. На западном куполе одной сеткой скважин вскрыты три нефтяных пласта (с III по V), а на восточном куполе — четыре пласта (с III по VI). Эксплуатационными скважинами разбурена только центральная часть залежей, занимающая 40 — 50% всей нефтяной площади. Неразбуренной осталась широкая приконтурная зона, содержащая, в основном, вязкую окисленную нефть (рис. 61, 62). Площадь, приходящаяся на одну скважину в разбуренной части залежей, на восточном куполе в четыре раза больше (64 га), чем на западном (16 га).

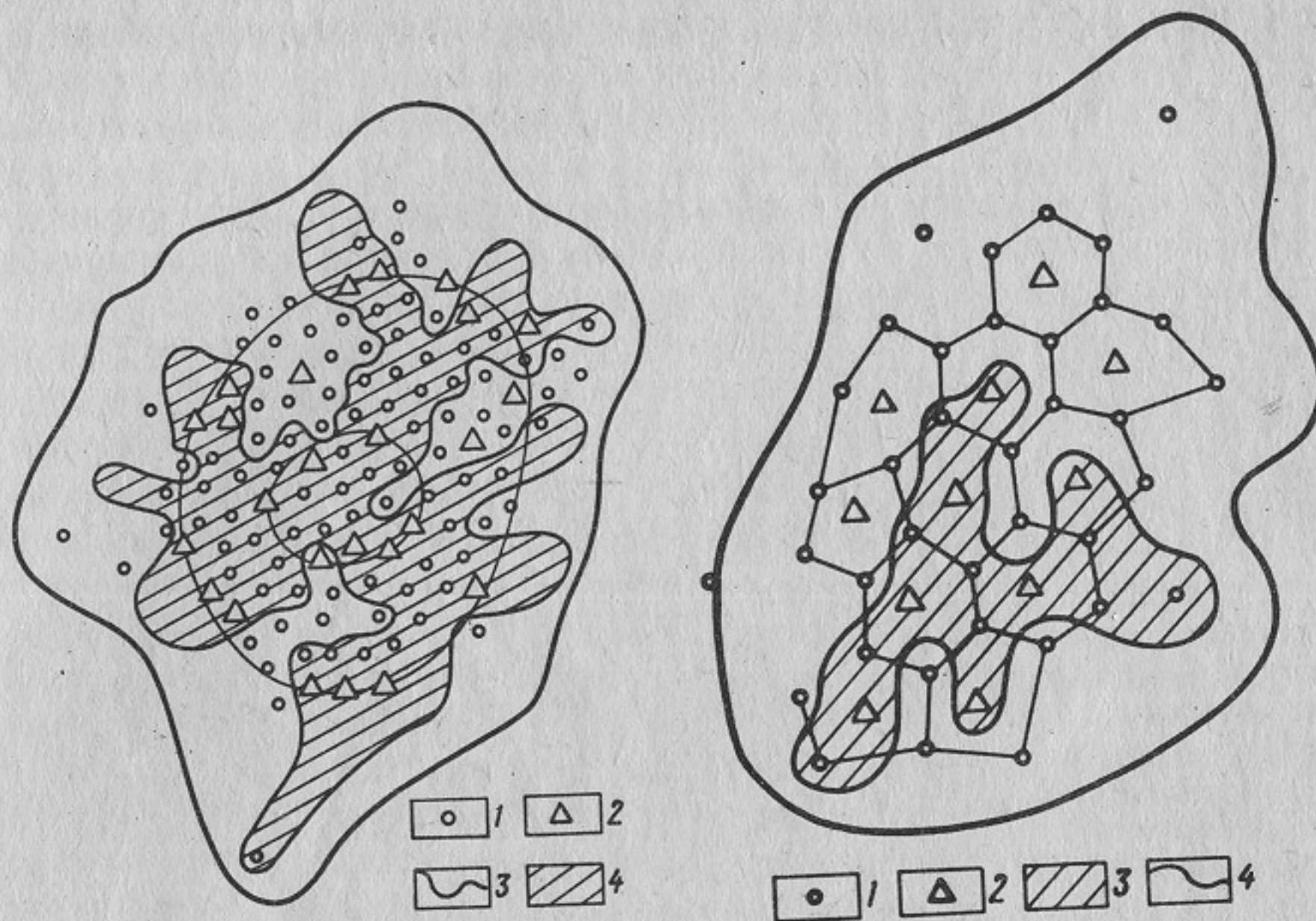


Рис. 61. Схема заводнения верейских пластов западного купола Северокамского месторождения.
1 — эксплуатационные скважины; 2 — нагнетательные скважины; 3 — внешний контур нефтеносности; 4 — зоны пластов с высокой нефтеотдачей при первичной эксплуатации до заводнения

Рис. 62. Схема заводнения восточного купола Северокамского месторождения.
1 — эксплуатационные скважины; 2 — нагнетательные скважины; 3 — зоны пластов с высокой нефтеотдачей при первичной эксплуатации до заводнения; 4 — контур нефтеносности

На месторождении в большом объеме проводились СКО, а на восточном куполе и ГРП (см. табл. 20).

К 1966 г. на западном куполе пластовое давление снизилось со 100 до 4 кгс/см², газовый фактор, достигавший ранее 355 м³/т, снизился до 125 м³/т, добыча нефти сократилась с 300 до 50 т/сут (рис. 63). На восточном куполе пластовое давление снизилось до 20 кгс/см², газовый фактор уменьшился до 130 м³/т, добыча нефти — до 100 т/сут (рис. 64). Таким образом, залежи на обоих куполах находились на завершающей стадии разработки при режиме истощения.

В проекте разработки был принят коэффициент нефтеотдачи, равный 0,2, а теоретическое его значение, вычисленное по рекомендации ВНИИнефти лежало в пределах от 0,13 до 0,16. Фактическая нефтеотдача на западном куполе была равна 0,128. Ожидалось ее увеличение до 0,154, т. е. до средней теоретической. На восточном куполе нефтеотдача была ниже теоретической и составляла 0,104.

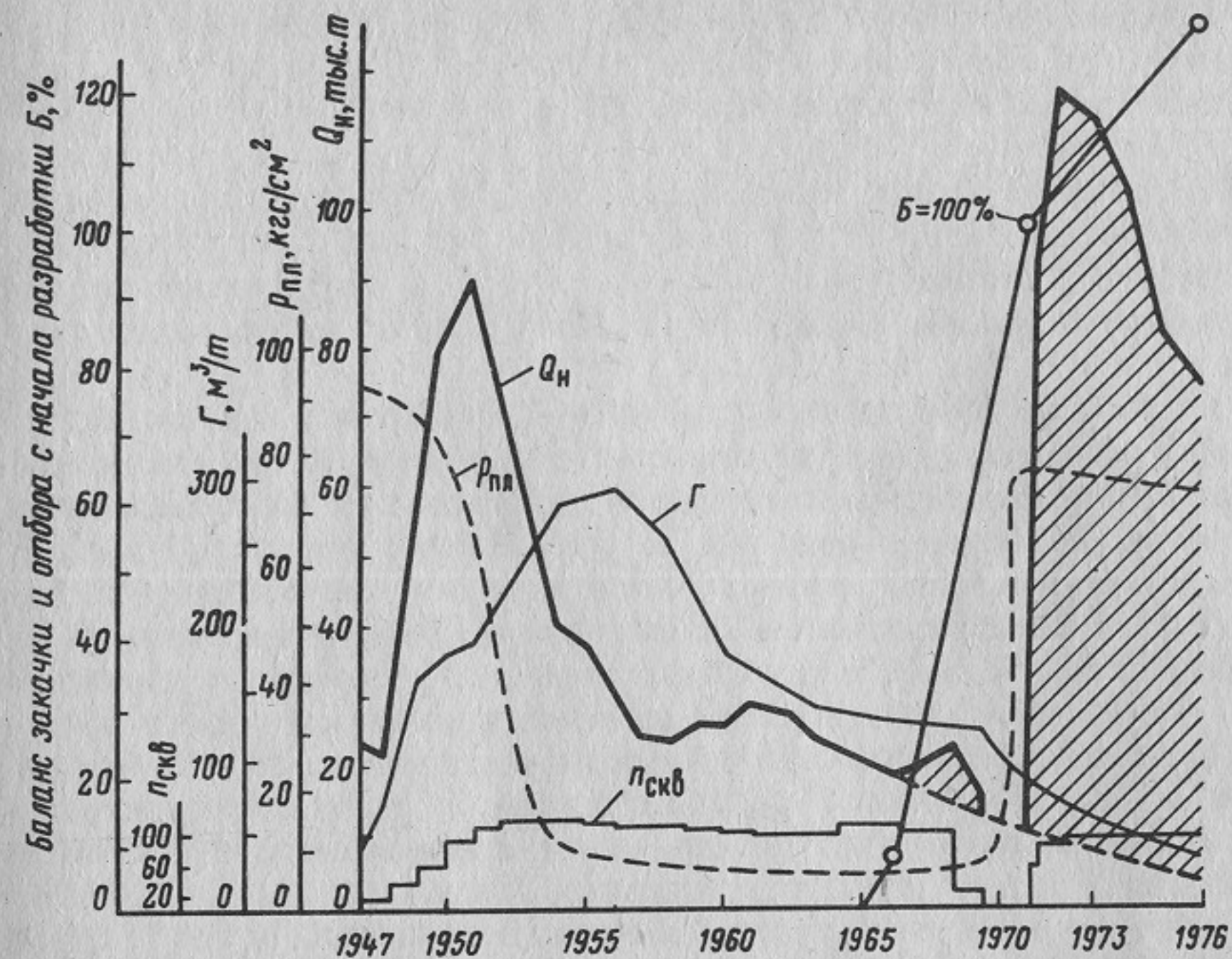


Рис. 63. Показатели разработки западного купола Северокамского месторождения

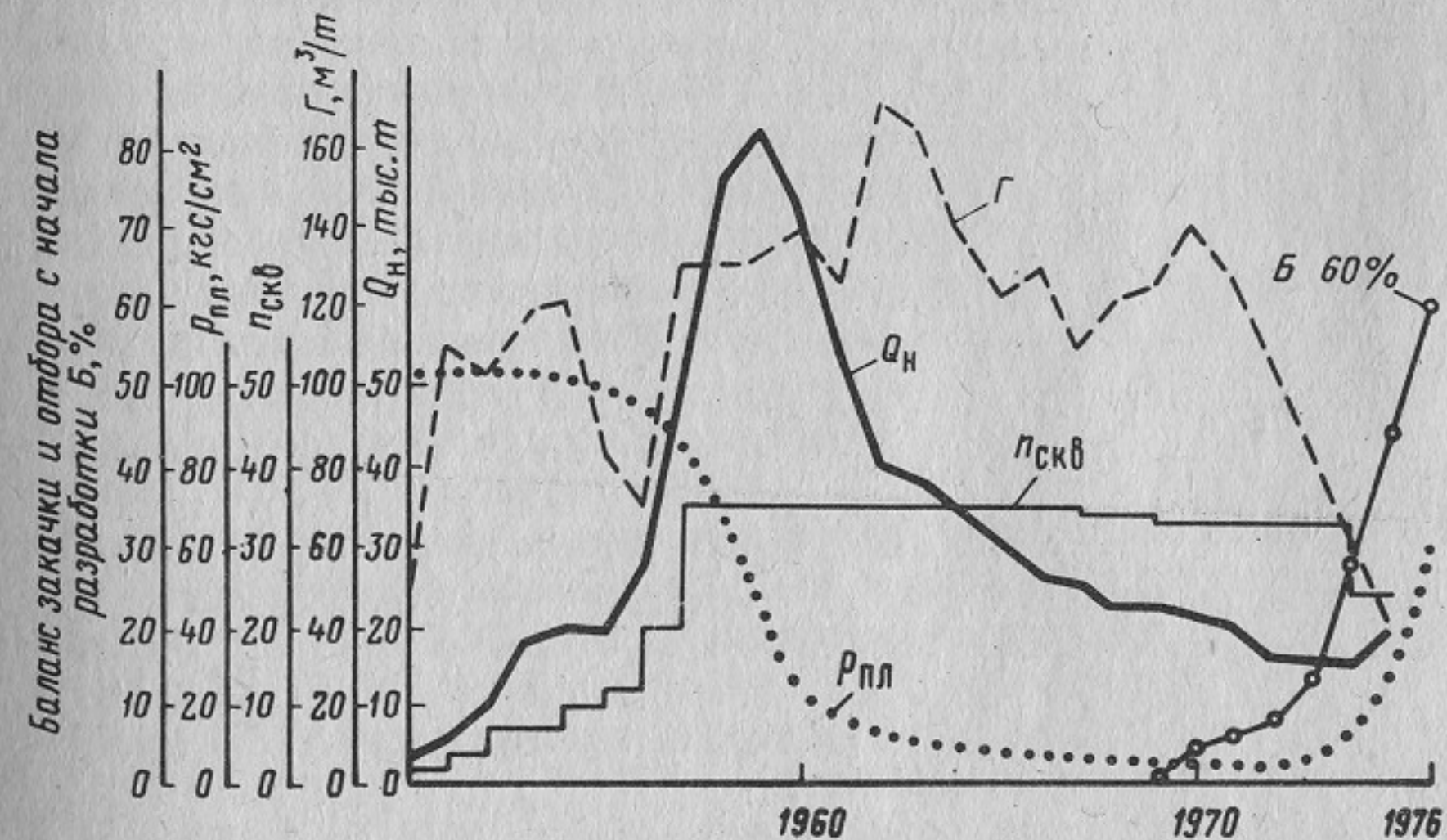


Рис. 64. Показатели разработки восточного купола Северокамского месторождения

Контрольный подсчет запасов нефти методом материального баланса показал, что на западном куполе все запасы нефти были охвачены разработкой (совпадение запасов, подсчитанных по объемному методу и по методу материального баланса), а на восточном куполе в разработке находится только 64% всех запасов нефти (по объемному методу запасы на 36% больше, чем по методу материальных балансов). Неполный охват разработкой запасов нефти восточного купола и снижение нефтеотдачи объясняется тем, что редкая сетка скважин вскрыла не все пористые зоны.

С 1966 до 1968 г. на западном куполе продолжалась опытная закачка воды в истощенный пласт на специально выбранном участке. Участок состоял из трех нагнетательных и четырех окружающих их эксплуатационных скважин. До начала заводнения на участке было добыто 111 тыс. м³ жидкости в пластовых условиях и пластовое давление снизилось с 95 до 2 кгс/см². Эксплуатационные скважины перед началом заводнения были остановлены. Закачку воды сначала вели под переменным давлением 20 — 80 кгс/см², при котором забойное давление составляло 0,46 — 0,70 горного. Затем давление нагнетания увеличили до 50 — 90 кгс/см² или до 0,58 — 0,78 горного давления на забое. Эксплуатационные скважины были введены в эксплуатацию к тому времени, когда в пласт было закачено 34 тыс. м³ воды, что составляло 30% суммарного отбора жидкости с участка в пластовых условиях. Пластовое давление при этом увеличилось с 2 до 16 кгс/см². Добыча жидкости из эксплуатационных скважин продолжалась одновременно с закачкой воды вплоть до 1968 г. Добыча нефти увеличилась с 1,2 т/сут перед заводнением до 19,6 т/сут. В продукции скважин почти сразу же после пуска их в эксплуатацию появилась вода. Через 20 мес. добыча нефти снизилась до 8,6 т/сут, а обводненность возросла до 70%.

С ноября 1969 г. по июнь 1971 г. эксплуатационные скважины этого участка были вновь остановлены, а закачка воды в нагнетательные скважины продолжалась на прежнем режиме. К 1 июля 1971 г. суммарный отбор жидкости с участка был полностью компенсирован закачкой и пластовое давление восстановилось до начального, равного 95 кгс/см². После этого эксплуатационные скважины вновь были пущены в эксплуатацию и закачка воды в пласт продолжалась. Добыча нефти с участка вновь увеличилась с 8,6 до 14 т/сут, но обводненность продукции не снизилась и осталась равной 70 — 80%.

Коэффициент нефтеотдачи опытного участка, составляющий перед началом заводнения 0,11, увеличился до 0,135, и ко времени обводнения всех скважин на 95% ожидается его увеличение до 0,16 — 0,17. Таким образом, промышленное испытание закачки воды в истощенную залежь показало, что восстановление пластового давления до начального привело к дополнительному увеличению добычи нефти.

По результатам заводнения опытного участка в 1968 г. группа специалистов объединения Пермнефть и НГДУ Краснокамскнефть составила проект опытного заводнения всех пластов западного купола, предусматривающий прекращение отбора нефти из истощенных залежей до полного

восстановления в них пластового давления и позволяющий увеличить за счет этого нефтеотдачу пластов с 0,128 до 0,35 — 0,40. Нагнетательные скважины были выбраны из уже имеющихся эксплуатационных скважин с таким расчетом, чтобы обеспечить раздельную закачку воды в пласты верейского горизонта и башкирского яруса. Для нагнетания воды в пласты башкирского яруса освоили две скважины, образовавшие два очага площадного заводнения с окружающими эксплуатационными скважинами, в которых вскрыт башкирский ярус (рис. 65).

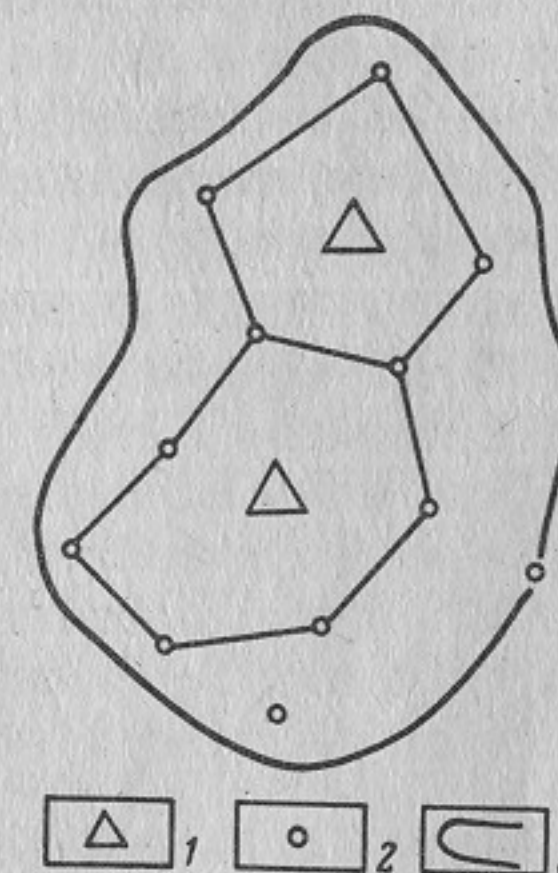


Рис. 65. Схема заводнения башкирского яруса западного купола Северокамского месторождения.

1 — нагнетательные скважины; 2 — эксплуатационные скважины; 3 — внешний контур нефтеносности

На верейском горизонте под нагнетание перевели 26 скважин, избирательно расположенных по площади залежей (см. рис. 61). Три нагнетательные скважины, расположенные на участках с самыми плохими коллекторскими свойствами пластов, образовали три элемента площадного заводнения по семиточечной системе. Восемь центральных нагнетательных скважин создали внутренний концентрический ряд, в центре которого находятся пять эксплуатационных скважин. Остальные нагнетательные скважины образовали внешний концентрический ряд. Между внешними и внутренними нагнетательными рядами расположена основная часть эксплуатационных скважин по двух-трехрядной системе. Во всех случаях под нагнетание выбраны наиболее продуктивные, технически исправные скважины. Для закачки воды на кустовой насосной станции были установлены четыре поршневых насоса марки 9МГР с общей подачей 2000 м³/сут и рабочим объемом закачки 1500 м³/сут.

Такая система заводнения позволила в дальнейшем оперативно изменять объемы закачки воды в пласты, изменять направления фильтрационных потоков, осуществить поэтапную консервацию и реконсервацию эксплуатационных скважин на разных участках и быстро восстановить пластовое давление.

Перед началом массового заводнения свободный объем пор, образовавшийся в результате отбора и усадки нефти, составлял 1290 тыс. м³, а пластовое давление было снижено до 2 кгс/см². С января 1969 г. по

июль 1970 г. отбор нефти из пластов постепенно ограничивали путем закрытия эксплуатационных скважин на тех участках, где начинали закачку воды в пласт. Полностью отбор нефти из пластов был прекращен в августе 1970 г. К этому времени под закачку воды были освоены все нагнетательные скважины. Воду в пласт закачивали под переменным давлением, которое колебалось от 4 до 80 кгс/см², что соответствовало забойному давлению, равному 0,4 — 0,69 вертикального горного давления, и не превышало среднего давления ГРП (0,68 по пласту III, 0,71 по пласту IV, 0,79 по пласту V и 0,76 по пласту VI). Благодаря этому были предотвращены прорывы воды по трещинам и скорость ее фильтрации была ограничена до минимально возможной, что создавало благоприятные условия для перераспределения нефти и воды в заводняемом объеме истощенных пластов.

К 1 июля 1971 г. в пласты было закачано 1200 тыс. м³ воды, что составляло 100% суммарного отбора пластовой жидкости. Средневзвешенное пластовое давление к этому времени поднялось в башкирском ярусе до 91,3 кгс/см² и в верейском горизонте до 72,3 кгс/см², т. е. стало близким к начальному, но полностью не достигло его, так как еще не весь свободный объем пор был заполнен водой. Низкое пластовое давление сохранялось на небольших северном и южном участках, где закачку воды в пласт организовали в последнюю очередь (рис. 66).

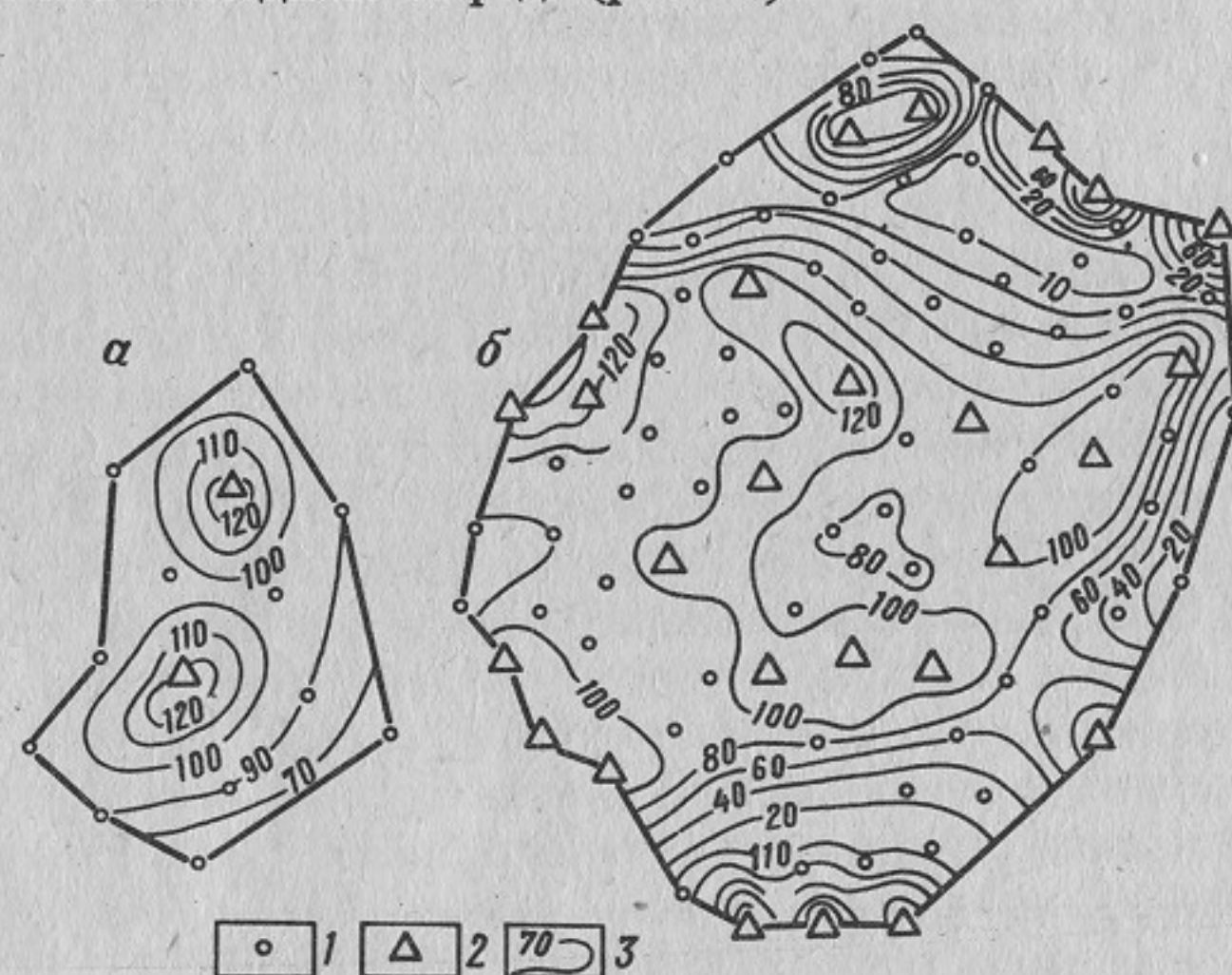


Рис. 66. Карты изобар после восстановления пластового давления по башкирскому ярусу (а) и верейскому горизонту (б).

1 — эксплуатационные скважины; 2 — нагнетательные скважины; 3 — линии равных пластовых давлений

В июле 1971 г. возобновили отбор нефти из скважин на участках, где пластовое давление было уже восстановлено, и одновременно с этим резко ограничили на них закачку воды, увеличив объемы нагнетания на северном и южном участках с низким пластовым давлением.

Из 12 скважин башкирского яруса, где пластовое давление практически полностью восстановили, семь скважин давали безводную нефть в течение двух лет после возобновления отбора и продолжали работать в 1977 г. с обводненностью от 50 до 70%. Остальные пять скважин сразу же стали обводняться, однако и в 1977 г. обводненность добываемой из них нефти не превышала 70 — 90%.

Из 27 скважин верейского горизонта, пущенных в эксплуатацию в июле-августе 1971 г. на участках с практически полностью восстановленным пластовым давлением, двадцать скважин дали безводную нефть и в 1977 г. продолжали работать с обводненностью от 50 до 70%. Семь скважин все время работают с постоянной обводненностью от 40 до 80%.

В ноябре 1972 г. все 76 скважин были введены во вторичную эксплуатацию. После этого добыча нефти в целом по западному куполу увеличилась в семь раз и на 30% превысила максимальный ее уровень при первичной эксплуатации (см. рис. 63). Среднесуточный дебит нефти одной скважины возрос с 0,5 до 5 т, среднесуточная добыча нефти возросла с 40 до 350 т и в 1977 г. не опускалась ниже 160 — 180 т. Годовая добыча нефти составила 70 тыс. т. Обводненность добываемой жидкости постепенно увеличилась до 70%. Прирост добычи нефти за счет заводнения уже достиг 600 тыс. т или 75% первичной добычи до начала массового заводнения и продолжает расти. Расчеты, проведенные по обычной методике, применяемой для новых залежей, показали, что прирост добычи нефти составит не менее 100 — 150% первичного ее отбора, а коэффициент нефтеотдачи достигнет 0,30 — 0,35.

Динамика прироста добычи нефти в зависимости от объема закачанной в пласт воды близка к расчетной. Это позволяет надеяться, что нефтеотдача может быть увеличена в 2 — 2,5 раза (рис. 67).

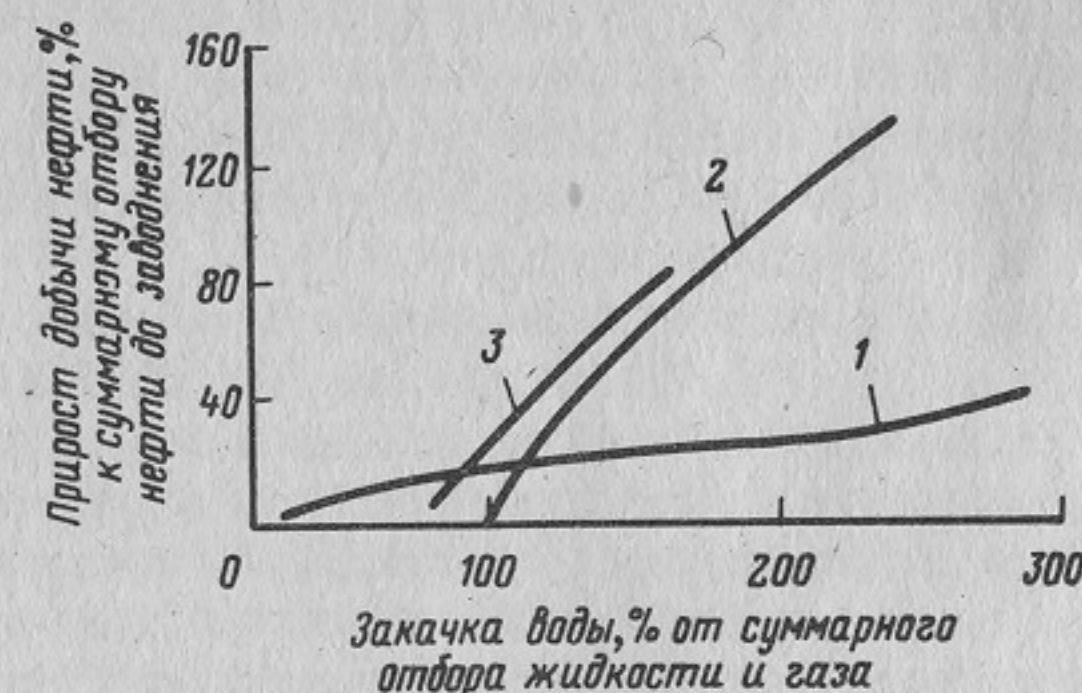


Рис. 67. Суммарный прирост добычи нефти за счет заводнения по западному куполу Северокамского месторождения.

1 — по опытному участку; 2 — расчетный по всему куполу с учетом консервации залежи на период восстановления пластового давления; 3 — фактический по всему куполу

По мнению авторов, эффективность осуществляемого эксперимента заключается прежде всего в том, что умеренные темпы нагнетания воды в истощенные законсервированные залежи создали условия для капиллярного внедрения воды в наименее проницаемые зоны и слои и вытеснения из них нефти в свободное поровое пространство, образовавшееся при первичной эксплуатации, из которого в последующем эта нефть легко

вытесняется водой. Объем нефти, переместившейся из слабопроницаемых коллекторов в свободный поровый объем высокопроницаемых коллекторов (ΔV), определяется из следующего выражения:

$$\Delta V = V_{из} \epsilon_o + (V_{об} - V_{из}) (\epsilon_o - \epsilon_T), \quad (31)$$

где $V_{из}$ — извлеченный из пласта объем нефти; ϵ_o — начальный объемный коэффициент; ϵ_T — текущий объемный коэффициент; $V_{об}$ — общий начальный объем нефти в пласте.

Для западного купола Северокамского месторождения такой объем составляет 1290 тыс. м³ и может вместить 1040 тыс. т подвижной нефти, в то время как при первичной эксплуатации было добыто только 800 тыс. т. Следовательно, только за счет перераспределения запасов нефти в законсервированной залежи суммарный прирост добычи нефти должен составить 130% первичного ее отбора. Кроме того, восстановление пластового давления во всем продуктивном объеме в период консервации залежей способствует в последующем более равномерному внедрению воды в пропластки с разной проницаемостью и еще большему вытеснению нефти из слабопроницаемых коллекторов.

Особая роль при этом отводится восстановлению трещинной проницаемости, которая в обычных условиях втрое выше поровой и равна 30 мД. Среднее боковое горное давление на Северокамском месторождении равно начальному пластовому (см. табл. 19). Следовательно, при снижении пластового давления общая проницаемость уменьшается на 30 мД, а при восстановлении пластового давления до начального трещинная проницаемость вновь восстанавливается. Не исключено, что сведения о трещинной проницаемости неточны из-за небольшого объема промысловых исследований.

Допустим, например, что при минимальном боковом горном давлении, равном 0,19 вертикального (см. табл. 20), т. е. 49 кгс/см², трещинная проницаемость равна также 30 мД. Тогда при восстановлении пластового давления с 49 до 100 кгс/см² трещинная проницаемость увеличится до 83 мД, т. е. почти в три раза.

Таким образом, на западном куполе Северокамского месторождения проходят промышленную проверку два метода вторичной добычи нефти.

Первый метод испытан на опытном участке западного купола. Это быстрый способ вытеснения остаточной нефти водой из истощенной залежи, когда закачка воды в истощенный пласт и отбор нефти из него осуществляются одновременно. Опыт показал, что при таком процессе прирост добычи нефти может составить 20 — 50% первичной добычи и скважины работают с высокой обводненностью.

Второй метод испытан на всем западном куполе. Он заключается в том, что вода закачивается в законсервированную залежь до тех пор, пока пластовое давление не восстановится до начального. После этого возобновляется отбор нефти из залежи. Метод позволяет добыть на 100 — 150% больше нефти, чем при первичной эксплуатации, при существенном ограничении обводненности.

На восточном куполе опытная закачка воды в истощенный пласт начата в 1969 г. на небольшом участке, состоящем из одной нагнетательной скважины и пяти окружающих ее эксплуатационных скважин.

Скв. 2 переведена под закачку в октябре 1969 г. К этому времени из всех шести скважин участка было отобрано 132 тыс. м³ жидкости в пластовых условиях и пластовое давление снизилось с 95 до 10 кгс/см². Вода закачивалась в пласт под давлением, которое колебалось от 80 до 130 кгс/см², что соответствовало забойному давлению, равному 0,7 — 0,9 горного. В паводковые периоды закачка воды в пласт прекращалась полностью. В зависимости от давления нагнетания приемистость скважины колеблется от 90 до 195 м³/сут. Прирост добычи нефти начался только после того, как в пласт закачали 88 тыс. м³ воды, что составляет 67% свободного объема пласта перед началом заводнения опытного участка. К октябрю 1973 г. в пласт было закачено 120 тыс. м³ воды или 91% свободного объема пласта перед заводнением.

Добыча нефти увеличилась с 10 до 19 т/сут, а обводненность снизилась с 10,5 до 5%. При этом одна скважина полностью обводнилась и выбыла из эксплуатации.

Опыт периодического нагнетания воды под давлением до 140 кгс/см² (0,92 вертикального горного давления) показал, что темпы обводнения скважин меняются в зависимости от давления нагнетания. В паводковые периоды, когда закачка прекращается, добываемая нефть почти безводна, но после возобновления закачки воды обводненность быстро возрастает до 5 — 15% и более.

По результатам опытного заводнения на восточном и промышленного на западном куполе объединение Пермнефть и НГДУ Краснокамскнефть составили и реализуют проект вторичной эксплуатации всего восточного купола. Очень редкая сетка скважин не позволила организовать избирательное заводнение, как на западном куполе. Выбрана площадная система заводнения с расположением нагнетательных скважин в центре шестиугольников (см. рис. 62). Вода закачивается через общий фильтр во все пласты верейского горизонта и в башкирский ярус. К началу 1976 г. под нагнетание были переведены все 11 проектных скважин, а 24 эксплуатационные скважины законсервированы. Давление нагнетания периодически изменяется и не превышает 80 — 100 кгс/см².

Перед консервацией залежей пластовое давление в них составляло 5 — 10 кгс/см², среднесуточная добыча нефти была равна 65 т, а дебит одной скважины 2,7 т/сут. Газовый фактор равен 30 м³/т, обводненность продукции 20%. Нефтеотдача в контуре разбуривания составляла 0,11.

К 1978 г. баланс закачки и отбора с начала разработки составил 90% и пластовое давление было восстановлено до 80 кгс/см². Восстановление пластового давления происходило очень неравномерно. На одних участках оно уже достигло 100 кгс/см², на других — только 20 кгс/см². В конце 1977 г. были пущены в эксплуатацию десять эксплуатационных скважин. Добыча нефти по ним составила 129 т/сут, а дебит нефти одной скважины увеличился с 2,7 до 12 т/сут, т. е. в 4,5 раза.

Таким образом, промышленный опыт по восстановлению пластового давления на восточном куполе в условиях очень редкой сетки скважин также дает обнадеживающие результаты. Опыт разработки этого месторождения показал, что пористо-трещиноватые карбонатные пласты с низкой поровой и более высокой трещинной проницаемостью можно успешно разрабатывать с применением заводнения. Нефтеотдача при этом достигает 0,25 — 0,30. Плотность сетки, равная 16 га/скв, обеспечивает равномерную выработку запасов, если осуществляется дифференцированное воздействие заводнением на разные пласты и зоны коллектора и пластовое давление близко к начальному. В результате можно сделать следующие выводы.

1. Карбонатные коллекторы рассмотренных месторождений (табл. 33) относятся к порово-трещинному типу с низкой и средней поровой проницаемостью (в среднем 21 мД) и несколько более высокой естественной трещинной проницаемостью (в среднем 26 мД). Общая проницаемость до СКО была равна в среднем 47 мД, однако после кислотных обработок она резко возросла (в среднем до 153 мД) в основном за счет усиления трещинной проницаемости.

Глубина залегания залежей небольшая, от 250 до 950 м, в среднем 675 м. Залежи пластовые и массивные с типичными для карбонатных коллекторов слоистой и зональной неоднородностью. Гидродинамическая связь залежей с пластовой водонапорной системой практически отсутствует. Насыщающая пласты нефть имеет невысокую вязкость — от 2,6 до 14,7 сП.

2. Характерная особенность разработки этих месторождений заключается в том, что вначале до получения нефтеотдачи 0,1 — 0,24 они эксплуатировались на режиме растворенного газа без поддержания пластового давления, конечная нефтеотдача при котором не превышает 0,15 — 0,25. В этот период карбонатные пласты подвергались интенсивным кислотным обработкам, увеличившим их общую проницаемость в среднем в три раза. Искусственное воздействие на низко- и среднепроницаемые карбонатные пласты заводнением начиналось после почти полного истощения естественной пластовой энергии, когда в пластах образовался свободный поровый объем, заполненный выделившимся из нефти газом.

3. Нефтяные залежи разбуривались в течение длительного времени по равномерным треугольным сеткам с плотностью от 0,9 до 64 га/скв. В основном плотность сетки подбиралась опытным путем. Сначала бурили плотные сетки, а затем переходили к более редким. В последние годы наиболее распространены сетки с плотностью 16 га/скв.

4. Опыт показал, что плотность сетки по-разному влияет на нефтеотдачу слоистого зонально неоднородного низкопроницаемого карбонатного коллектора. При плотности меньше 8 га/скв нефтеотдача снижается медленными темпами. Например, на Яблоневском месторождении при разрежении сетки с 8 до 16 га/скв нефтеотдача при режиме растворенного газа снижается с 0,12 — 0,15 до 0,10 — 0,12 (на 2 — 3%), а с заводнением — с 0,23 — 0,27 до 0,20 — 0,22 (на 3 — 5%).

Геолого-технические показатели разработки некоторых залежей Урало-Поволжья, приуроченных к средне- и низкопроницаемым карбонатным коллекторам

Месторождение	Пласт	Глубина залегания, м	Проницаемость, мД				Вязкость пластовой нефти, сП	Плотность сетки, га/скв	Метод воздействия	Ожидаемая нефтеотдача
			k_p	k_t	$k_{п+т}$	$k_{ско}$				
Калиновско-Новостепановское	КС	250	25	—	—	250	14,7	0,9 — 6,7	Газовая шапка, площадное заводнение	0,33 — 0,41
Яблоневское	$K_1 + K_2$	560	20	22	44	130	2,6	4 — 16	Растворенный газ, площадное заводнение	0,38 — 0,60
Краснокамское	$B_{3,4} + Бш$	950	30	—	—	180	7	2 — 30	Растворенный газ, закачка воздуха	0,19
Северокамское	$B_{3,4} + Бш$	950	10	30	40	50	—	16 — 64	Растворенный газ, площадное заводнение	0,25 — 0,35
В среднем	—	675	21	26	47	153	7,3	5,7 — 29	Растворенный газ, заводнение	0,29 — 0,45

При увеличении плотности с 8 до 3 г/скв нефтеотдача при режиме растворенного газа возрастает с 0,12 — 0,15 до 0,23 — 0,27 (на 11 — 12%), а при заводнении — с 0,23 — 0,27 до 0,43 — 0,53 (на 20 — 26%).

5. Для поддержания пластового давления и увеличения нефтеотдачи испытывались закачка в газовую шапку сухого газа и вытеснение нефти этим газом из нефтяной оторочки (Калиновское месторождение), площадная закачка углеводородного газа (Яблоневское месторождение) и воздуха (Краснокамское месторождение). Все эти методы оказались мало эффективными из-за быстрых прорывов газа по системе трещин.

6. С наилучшей стороны зарекомендовало себя избирательное и площадное заводнение с соотношением эксплуатационных и нагнетательных скважин 1 : 2 и 1 : 3 и невысокими давлениями нагнетания — от 0,45 до 0,70 — 0,75 вертикального горного давления на забоях скважин. При этом под нагнетание использовались скважины, ранее бывшие эксплуатационными. Наибольшая нефтеотдача достигнута на участках, где осуществлялась дифференцированная закачка воды в пласты. В промытых зонах получены очень высокие значения конечной нефтеотдачи, равные 0,4 — 0,6.

7. Пластовое давление существенно влияет на добычу нефти и нефтеотдачу низкопроницаемых пористо-трещиноватых коллекторов. При снижении пластового давления в первую очередь отключаются от работы менее проницаемые слои, содержащие наибольшие остаточные запасы нефти, так как из-за смыкания микротрещин общая их проницаемость становится еще меньше.

Консервация залежей с истощенной пластовой энергией и восстановление в них начального пластового давления путем закачки в пласт объема воды, равного объему отобранных из этого пласта жидкости и газа, позволяют восстановить общую проницаемость коллектора и создать условия для перетока оставшейся в пласте нефти из менее проницаемых в более проницаемые слои, из которых до этого отбирали основные объемы нефти. Такие условия обеспечивает медленная пульсирующая закачка воды в истощенную залежь (Северокамское месторождение). Нефтеотдача при этом увеличивается в 1,5 — 2 раза по сравнению с обычным методом закачки воды в истощенные залежи.

8. Трещиноватость не препятствует заводнению низкопроницаемых пористо-трещиноватых коллекторов, если нагнетательные скважины равномерно размещены на трещиноватых участках пласта. Однако в том случае, когда нагнетательные скважины попадают преимущественно на трещиноватые зоны пласта, закачиваемая вода быстро заполняет систему трещин и блокирует нетрещиноватые или менее трещиноватые участки. Высокодебитные скважины, расположенные на трещиноватых участках, быстро обводняются, а для продолжения добычи нефти из скважин, находящихся на нетрещиноватых участках, требуется восстановление пластового давления.

При одновременном отборе жидкости и закачке это связано с большим расходом воды на заводнение и большими объемами добычи воды из пласта. Процесс заводнения значительно улучшается при размещении

нагнетательных скважин на менее трещиноватых участках, когда нефть вытесняется в систему трещин или когда в залежи сначала восстанавливается пластовое давление. В последнем случае происходит капиллярное перераспределение нефти между системой пор и трещин; вода капиллярно впитывается в пористые блоки и вытесняет нефть в систему трещин. После этого отбор нефти возобновляется и протекает более нормально, как, например, показал опыт разработки Северокамского месторождения.

9. Проектирование разработки низкопроницаемых пористо-трещиноватых карбонатных пластов без учета их трещиноватости и роста общей проницаемости после СКО занижает добычные возможности залежей и приводит к неправильной оценке обводненности на завершающей стадии разработки. В табл. 13 показано, например, что фактическая продуктивность скважин по нефти на месторождениях с низкой и средней проницаемостью карбонатного коллектора оказалась в 5 — 10 выше рассчитанной только по поровой проницаемости.

Напротив, оценка общей проницаемости, например, при электро моделировании процесса разработки и учет ее в прогнозах разработки приводят к хорошему совпадению проектных показателей с расчетными. Это нашло подтверждение при уточнении проекта разработки Яблоневского месторождения, выполненного институтом Гипровостокнефть.

КРАТКИЙ ОБЗОР
ОПЫТА РАЗРАБОТКИ
ЗАРУБЕЖНЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ,
ПРИУРОЧЕННЫХ К ПОРИСТЫМ
И ПОРИСТО-ТРЕЩИНОВАТЫМ
КАРБОНАТНЫМ КОЛЛЕКТОРАМ

Более половины мировой добычи нефти за рубежом приходится на долю карбонатных коллекторов порового, порово-трещинного и трещинного типов. Карбонатные коллекторы трещинного типа наиболее развиты в районах Ближнего Востока и Европы. Пористые и пористо-трещиноватые карбонатные коллекторы, особенно низко- и среднепроницаемые, распространены на нефтяных месторождениях США и Канады. Описанию опыта разработки наиболее известных из них посвящена настоящая глава.

Месторождение Уоссон [75, 95, 121, 139]

Это одно из крупнейших нефтяных месторождений США, приуроченных к низкопроницаемым карбонатным коллекторам. Промышленно нефтеносны пористо-трещиноватые доломиты свиты сан-андрес нижнепермского возраста, залегающие на глубине 1500 м. Залежь массивного типа. Высота залежи 150 м, средняя нефтенасыщенная мощность 38 м. Гидродинамическая связь залежи с подстилающими ее пластовыми водами отсутствует.

Открытая пористость коллектора колеблется от 3,1 до 12,8%, составляя в среднем 7,1%. Поровая проницаемость колеблется от 0,1 до 208 мД, составляя в среднем 3,8 мД. Проницаемость микротрещин составляет в среднем 3,1 мД, а общая проницаемость коллектора равна 6,9 мД. Вязкость пластовой нефти равна 4,3 сП, газонасыщенность — $210 \text{ м}^3/\text{м}^3$, плотность — $0,86 \text{ см}^3$.

Месторождение было разбурено по квадратной сетке с плотностью 16 га/скв и длительное время разрабатывалось без поддержания пластового давления на режиме растворенного газа. С 1964 г. на крупном участке Денвер этого месторождения стали осуществлять периферийное внутриконтурное заводнение, которое оказалось малоэффективным. Приконтурные нагнетательные скважины имели низкую приемистость и почти не увеличивали пластовое давление в зоне отбора нефти из залежи, ширина которой между нагнетательными скважинами достигала 5 — 7 км. Закачиваемая вода крайне неравномерно распределялась по разрезу и вызывала неконтролируемое послойное обводнение продуктивной карбонатной толщи вместо предполагавшегося равномерного ее подъема снизу вверх по разрезу.

Анализ показал, что доломиты свиты сан-андрес имеют более сложное геологическое строение, чем предполагалось до начала приконтурного заводнения. В частности, после углубленного и детализированного изучения продуктивной толщи в ней выделили десять продуктивных слоев, разделенных непроницаемыми прослоями, препятствующими вертикальному продвижению воды, закачиваемой в нижнюю часть залежи. Продуктивные пропластки не выдержаны по простиранию, и поэтому их нельзя было полностью охватить заводнением даже при сетке 16 га/скв.

С 1971 г. система разработки участка Денвер была изменена. Сетку скважин уплотнили до 8 га/скв. Вместо приконтурного заводнения внедрили площадное заводнение по обращенной девятиточечной системе. По оценке специалистов такое изменение системы разработки участка Денвер должно привести к увеличению извлекаемых запасов на 6,8 млн. т (или на 3,8% по всему месторождению). Каждая новая скважина, пробуренная для уплотнения сетки, должна дать в среднем по 27 тыс. т нефти.

Был выработан и осуществлен комплекс мероприятий по повышению эффективности разработки многослойного карбонатного разреза. Прежде всего для улучшения качества вскрытия продуктивных отложений применили растворы на нефтяной основе. Продуктивные слои выделяли акустическим и радиоактивным каротажем. Слои вскрывали перфорацией в кислой среде с последующими селективными кислотными обработками. В старых скважинах применили направленные кислотные обработки. Все это позволило получить более равномерные профили приемистости и притока в скважинах, чем при совместном освоении всего продуктивного разреза. Однако и в этом случае наблюдалось послойное обводнение разреза, а поинтервальные изоляционные работы особого эффекта не дали. Дополнительные мероприятия по выравниванию выработки продуктивного разреза заключались в ограничении давления нагнетания до давления раскрытия трещин (до $70-80 \text{ кгс/см}^2$ на устье нагнетательных скважин) и поддержании постоянного и невысокого забойного давления в эксплуатационных скважинах.

Особое внимание уделяется подготовке воды. Перед закачкой в пласт воду при помощи специальных фильтров очищают от механических примесей. Благодаря этому при сравнительно невысоком давлении нагнетания средняя приемистость нагнетательных скважин достигает $240 \text{ м}^3/\text{с}$.

Текущие показатели разработки свидетельствуют об улучшении процесса заводнения. Баланс закачки и отбора поддерживается несколько выше 100%. Средний дебит эксплуатационной скважины по нефти составляет 30 т/сут при обводненности 25%.

Опыт разработки этого месторождения указывает на возможность успешного нагнетания воды в истощенный карбонатный пласт с низкой поровой проницаемостью (4 мД) и общей проницаемостью 7 мД под невысоким забойным давлением нагнетания, равным 0,6 вертикального горного. Наилучшие условия выработки запасов в этом случае достигаются при площадном заводнении и четырехугольной сетке с плотностью 8 га/скв.

Месторождение Грейтер-Анет [46, 75, 95, 121]

Это крупное нефтяное месторождение США, приуроченное к низкопроницаемым карбонатным коллекторам. Площадь его более 22 000 га. Промышленно нефтеносны пористо-трещиноватые известняки Парадокс пенсильванского возраста, залегающие на глубине 1640 — 1800 м. Залежь массивного типа. Высота залежи 76 м, средняя нефтенасыщенная мощность 4,5 м. Открытая пористость коллектора Парадокс изменяется от 3 до 22%, составляя в среднем 10,5%. Проницаемость пор колеблется от 0 до 56 мД, составляя в среднем 4,6 мД. Средняя проницаемость микро-трещин равна 5,8 мД, а общая проницаемость коллектора — 10,4 мД. Начальное пластовое давление составляло 154 кгс/см², давление насыщения — 125 кгс/см². Вязкость пластовой нефти 0,6 сП, газонасыщенность 119 м³/м³, плотность 0,818 г/см³. Месторождение разбурено по сетке 32 га/скв.

С 1956 по 1961 г. месторождение разрабатывалось без поддержания пластового давления на режиме растворенного газа. Конечная нефтеотдача при таком режиме должна составлять 0,143. Фактическая нефтеотдача перед началом заводнения составляла 0,106. Площадное заводнение проводится с 1961 г. Расчетная нефтеотдача с применением заводнения равна 0,26, а фактическая — 0,22. Опыт разработки этого месторождения показал возможность площадного заводнения низкопроницаемого карбонатного коллектора с поровой проницаемостью 5 мД и общей проницаемостью 10 мД по относительно редкой сетке, плотностью 32 га/скв.

Месторождение Крозетт [89, 140, 141]

Это небольшое нефтяное месторождение США, приуроченное к низкопроницаемым карбонатным коллекторам. Промышленно нефтеносны пористые известняки девонского возраста, залегающие на глубине 1750 м. Залежь массивного типа. Средняя нефтенасыщенная мощность 27,7 м. Гидродинамическая связь залежи с подстилающими ее пластовыми водами отсутствует.

Открытая пористость девонских известняков составляет 21%. Поровая проницаемость очень низкая и равна в среднем 3 мД. Трещиноватость керна на данном месторождении не изучалась. Начальное пластовое давление составляло 175 кгс/см², давление насыщения — 163 кгс/см². Вязкость нефти в пластовых условиях менее 1,0 сП, газонасыщенность 302 м³/м³, плотность 0,806 г/см³. Для разработки месторождения пробурено 17 эксплуатационных скважин. Кроме того, девять нагнетательных скважин, расположенных на своде структуры, предназначались для закачки в пласт сначала газа, добыто вместе с нефтью, а затем и углекислого газа (для создания оторочки).

Расчеты показали, что конечная нефтеотдача при разработке на режиме растворенного газа не может быть выше 0,13. При поддержании пластового давления путем закачки в залежь сухого углеводородного газа конечную нефтеотдачу можно увеличить до 0,19, а при нагнетании в залежь угле-

кислого газа нефтеотдача должна увеличиться до 0,42. Нагнетание в пласт воды считалось малоэффективным.

Добыча нефти из месторождения была начата в 1964 г. и одновременно с этим в свод залежи стали закачивать попутный газ, добытый из этого же месторождения. С 1972 г. в пласт закачивают углекислый газ и продолжают закачивать нефтяной газ. Процесс проходит успешно, что позволяет надеяться на достижение проектной нефтеотдачи, равной 0,42.

Опыт разработки этого месторождения показывает, что процесс вытеснения нефти из карбонатных коллекторов с очень низкой поровой проницаемостью, равной 3 мД, можно успешно осуществлять путем создания в пласте оторочки углекислого газа и сухого углеводородного газа.

Месторождение Кирк [142]

Это небольшое месторождение США, приуроченное к низкопроницаемым карбонатным коллекторам, площадью 1178 га. Промышленно нефтеносны трещиновато-пористые известняки Марбл Фолс, залегающие на глубине 823 м. Залежь массивного типа. Высота залежи достигает 21 м, средняя нефтенасыщенная мощность 3,4 м. Открытая пористость коллектора Марбл Фолс колеблется от 1,3 до 17,5%, составляя в среднем 8%. Поровая проницаемость колеблется от 0,1 до 70 мД, составляя в среднем 3,8 мД. Трещинная проницаемость не определялась, но наличие трещин выявлено промысловыми методами. Месторождение было разбурено по квадратной сетке с плотностью 8 га/скв.

С 1948 по 1949 г. оно разрабатывалось без поддержания пластового давления на режиме растворенного газа. За это время было добыто 5,4% начальных запасов нефти, пластовое давление снизилось с 82 до 20 кгс/см², газовый фактор увеличился с 50 до 1250 м³/м³, добыча нефти снизилась с 350 до 10 м³/сут.

В 1949 г. начали площадное заводнение. Давление нагнетания на разных участках изменялось от 52 до 100 кгс/см². Благодаря этому добыча нефти была увеличена до 150 м³/сут. При этом, однако, резко возросла обводненность добываемой жидкости. За период с 1949 по 1956 г. на каждый 1 м³ добытой из пласта нефти в пласт закачали по 9,4 м³ воды. Вода прорывалась по направлениям естественной трещиноватости. На участках, где фронт воды двигался перпендикулярно к направлению трещин, обводнение происходило очень медленно. В связи с этим расположение нагнетательных скважин было изменено таким образом, чтобы фронт заводнения двигался в основном перпендикулярно к направлению выявленной системы трещин.

К моменту снижения добычи нефти со 150 до 20 м³/сут нефтеотдача достигла 0,128 при ожидаемой конечной нефтеотдаче 0,2.

Опыт разработки этого месторождения указывает на необходимость учета направления системы трещин при организации заводнения низкопроницаемого трещиновато-пористого карбонатного коллектора. Наилучшие условия вытеснения в этом случае создаются на тех участках, где фронт закачиваемой в пласт воды движется перпендикулярно к основному направлению трещиноватости.

Это крупное нефтяное месторождение Канады, приуроченное к низкопроницаемым карбонатным коллекторам. Промышленно нефтеносны трещиновато-пористые известняки свиты Мидейл миссисипского возраста, залегающие на глубине 1430 м. Залежь литологически экранированная, расположенная на крупной моноклинали. Общая мощность пласта 15 м, средняя эффективная нефтенасыщенная мощность 5 м. Открытая пористость 16,4%, поровая проницаемость 9,3 мД. Проницаемость трещин не определена, однако по керну и по промысловым данным установлено наличие густой сетки вертикальных трещин, ориентированных с северо-востока на юго-запад, вследствие чего пласт имеет ярко выраженную анизотропность. Начальное пластовое давление 146 кгс/см², давление насыщения также равно 146 кгс/см². Вязкость пластовой нефти 0,45 сП, газонасыщенность 138 м³/м³, плотность 0,83 г/см³. Месторождение было разбурено по сетке 32 га/скв.

С 1954 по 1961 г. разработка осуществлялась без поддержания пластового давления на режиме растворенного газа. Конечная нефтеотдача оценивалась в 0,16, а фактическая нефтеотдача в 1961 г. достигла 0,08. Пластовое давление снизилось до 102 кгс/см², газовый фактор возрос до 450 м³/м³, и часть скважин законсервировали из-за высокого газового фактора. Добыча нефти снизилась с 4800 до 3200 м³/сут.

С 1962 г. на месторождении осуществляется площадное заводнение по обращенной девятиточечной системе расположения скважин. Приемистость нагнетательных скважин изменяется от 16 до 239 м³/сут при давлении на устье скважин от 0 до 176 кгс/см², что обусловлено различной трещиноватостью пласта. В первую очередь на заводнение реагировали те эксплуатационные скважины, которые располагались вдоль направлений трещиноватости по одной линии с нагнетательными скважинами. Через три года после начала заводнения в 47% таких эксплуатационных скважин прорвалась вода и многие из них полностью обводнились. Напротив, ряды эксплуатационных скважин, расположенные перпендикулярно к направлению трещиноватости, слабо реагировали на заводнение и очень долго не обводнились. Проектная нефтеотдача при заводнении составляет 0,35. На одном из опытных участков фактическая нефтеотдача достигала 0,29. В целом по месторождению нефтеотдача к 1965 г. достигла 0,265.

Опыт разработки этого месторождения, как и месторождения Кирк, указывает на необходимость учета ориентации трещин при заводнении карбонатных пластов с низкой проницаемостью. Чем меньше угол между направлением движения воды и направлением трещиноватости, тем выше темпы обводнения скважин и ниже нефтеотдача пористых участков пласта. Взаимное расположение эксплуатационных и нагнетательных скважин должно быть таким, чтобы фронт вытеснения двигался перпендикулярно к направлению трещиноватости. В зависимости от наличия или отсутствия трещин в пласте забойное давление нагнетания меняется от 0,40 до 0,89 вертикального горного.

Это крупное многопластовое нефтяное месторождение США. Площадь его составляет более 9000 га. Основной продуктивный горизонт приурочен к трем средне- и низкопроницаемым пористым пачкам известняка Джеймс Лайм нижнемелового возраста, залегающего на глубине 3000 м. Залежь массивного типа высотой более 40 м.

Открытая пористость коллектора Джеймс Лайм составляет в среднем 12,5%. Проницаемость снижается сверху вниз по разрезу с 42,5 до 3,2 мД. Сведений о трещиноватости керна нет, однако в процессе разработки наблюдалось типичное для пористо-трещиноватых коллекторов явление, когда фактические дебиты эксплуатационных и приемистость нагнетательных скважин оказались намного выше рассчитанных без учета трещиноватости. Начальное пластовое давление 367 кгс/см², давление насыщения 274 кгс/см². Вязкость нефти в пластовых условиях 2,3 сП, газонасыщенность 241 м³/м³, плотность 0,788 г/см³.

Месторождение было разбурено по редкой сетке плотностью 50 га/скв, которая затем медленно уплотнялась. Все три пачки известняка Джеймс Лайм вскрывались сплошной перфорацией эксплуатационной колонны по всему продуктивному разрезу скважины. Разработка месторождения начата в 1960 г. Проектом предусматривалась чередующаяся закачка в пласт сухого углеводородного газа и воды под высоким давлением, обеспечивающим поддержание пластового давления на уровне 538 кгс/см². Нагнетательные скважины расположены рядами. По расчетам конечная нефтеотдача без поддержания пластового давления составила бы 0,16, с закачкой только воды — 0,37, а с периодической закачкой газа и воды — 0,50.

Проект вытеснения со смешиванием начали реализовать, когда пластовое давление в залежи снизилось до 284 кгс/см². Сначала создавали оторочку сухого углеводородного газа из расчета заполнения ею 4% объема продуктивного пласта вокруг нагнетательной скважины, а затем нагнетали такой же объем воды. При этом из-за неожиданно высокой приемистости нагнетательных скважин (по нашему мнению, это вызвано проявлением трещиноватости) наблюдались преждевременные прорывы газа в эксплуатационные скважины. После этого технология закачки была изменена. Сначала в каждой новой нагнетательной скважине создавали оторочку воды из расчета заполнения ею 3% объема продуктивного пласта, а затем оторочку газа и т. д. Новым являлось сокращение объема закачки газа на 30% по сравнению с объемом закачки воды (объемы газа и воды приведены к пластовым условиям). Таким способом удалось добиться более равномерного вытеснения нефти, чем при закачке одного газа.

Следует отметить, что для добычи из пласта 8400 м³/сут нефти в пласт закачивают 2,82 млн. м³/сут газа и 14 300 м³/сут воды. Как и на месторождении Кирк с явно выраженной трещиноватостью и высоким давлением нагнетания, доходящим до 0,87 вертикального горного давления, на месторождении Файервей отмечается большой расход вытесняющего агента.

та на 1 м^3 добываемой нефти. Текущая нефтеотдача на месторождении уже превысила 0,2. Для обеспечения запроектированной конечной нефтеотдачи, равной 0,5, осуществляется постепенное уплотнение редкой сетки скважин и полностью обводненные эксплуатационные скважины переводятся под закачку газа.

За счет изменения направления фильтрационных потоков, вызванного нагнетанием газа в обводненные зоны пласта, получают дополнительную нефть из ранее обводненных скважин. На одном из таких участков достигнута проектная нефтеотдача, равная 0,5. Однако достижение по всему месторождению такой нефтеотдачи весьма проблематично ввиду все более учащающихся случаев преждевременного прорыва газа и воды в редко расположенные эксплуатационные скважины. Исследованиями выявлено, что прорывы газа и воды происходят по очень узким интервалам продуктивного разреза, характеризующимся наиболее высокой проницаемостью.

Опыт разработки этого месторождения показал, что разбуривание карбонатных пластов со средней и низкой проницаемостью, равной 3 — 40 мД, редкой сеткой скважин с плотностью 50 га/скв и вскрытие неоднородного карбонатного разреза сплошным фильтром приводят к серьезным осложнениям в процессе вытеснения нефти из-за крайне неравномерного распределения вытесняющего агента по объему залежи. Положительные результаты этого опыта заключаются в том, что он показывает возможность повышения нефтеотдачи обводненных участков карбонатного пласта путем закачки в эти участки сухого углеводородного газа.

Месторождение Мидленд Фармс [46, 75]

Это нефтяное месторождение США, приуроченное к низкопроницаемым карбонатным коллекторам. Промышленно нефтеносны трещиновато-пористые известняки Волфкамп девонского возраста, залегающие на глубине 2545 — 2591 м. Залежь массивного типа. Средняя нефтенасыщенная мощность 18 м. Открытая пористость коллектора Волфкамп колеблется от 2,6 до 12,8%, составляя в среднем 8,1%. Проницаемость пор колеблется от 0,2 до 36 мД, составляя в среднем 5,4 мД. Средняя проницаемость микротрещин 15 мД, а общая проницаемость 20,4 мД. Начальное пластовое давление 245 кгс/см². Газонасыщенность нефти 166 м³/м³, плотность 0,82 г/см³. Месторождение разбурено по четырехугольной сетке плотностью 16 га/скв.

С 1953 по 1959 г. разработка осуществлялась без поддержания пластового давления на режиме растворенного газа. Пластовое давление при этом снизилось до 112 кгс/см², газовый фактор возрос до 180 м³/м³. В этих условиях на участке Волфкамп был осуществлен проект вытеснения со смешиванием. В качестве нагнетательных были использованы четыре старые скважины, расположенные в вершинах крупного четырехугольника. Между нагнетательными скважинами расположено 11 эксплуатационных скважин.

Процесс осуществлялся по следующей схеме: сначала в нагнетательные скважины закачивали растворитель (пропан) — 2% объема продуктивного пласта между точкой нагнетания и ближайшими эксплуатационными

скважинами, затем закачивали сухой углеводородный газ — 5% того же нефтяного порового объема и после этого в пласт нагнетали воду — до 10% того же порового объема. Газ закачивали под давлением 175 кгс/см², а воду — под давлением 70 кгс/см².

В начале процесса, пока пластовое давление не было восстановлено, баланс закачки и отбора доходил до 468%. За счет восстановления пластового давления увеличилась продуктивность скважин и добыча нефти возросла со 127 до 370 м³/сут. Конечная нефтеотдача при простом заводнении оценивалась не выше 0,3, а с применением растворителя (пропана) ожидается увеличение конечной нефтеотдачи до 0,5. Опыт разработки этого месторождения показывает, что применение комбинированной закачки пропана, сухого газа и воды в карбонатный пласт с поровой проницаемостью 5 мД и общей проницаемостью 20 мД позволяет надеяться на увеличение конечной нефтеотдачи на 20% по сравнению с обычным заводнением.

Месторождение Мак-Элрой [46, 75, 121]

Это крупное нефтяное месторождение США, приуроченное к среднепроницаемым карбонатным коллекторам. Площадь его составляет 12 000 га. Промышленно нефтеносны трещиновато-пористые известняки Грейбург верхнепермского возраста, залегающие на глубине до 1000 м. Залежь массивного типа. Средняя мощность продуктивной толщи 100 м, эффективная мощность 15,3 м. Гидродинамическая связь залежи с подстилающими ее пластовыми водами отсутствует.

Открытая пористость известняков колеблется от 5 до 24%, составляя в среднем 11,9%. Поровая проницаемость изменяется от 0,1 до 228 мД при средней проницаемости 14,3 мД. Средняя проницаемость микротрещин 23,4 мД, а общая проницаемость коллектора равна 37,7 мД. Начальное пластовое давление 91 кгс/см², давление насыщения 53 кгс/см². Вязкость пластовой нефти 2,6 сП, газонасыщенность 56 м³/м³, плотность 0,865 г/см³. Месторождение было разбурено по сетке плотностью 6,65 га/скв.

С 1926 по 1958 г. разработка осуществлялась без поддержания пластового давления на режиме растворенного газа. В 1929 и в 1947 гг. проводилась опытная закачка газа в пласт, не давшая положительных результатов из-за быстрого прорыва газа по трещинам. Площадное заводнение осуществляется с 1959 г. Процесс близок к завершению. К 1975 г. было отобрано 86% промышленных запасов нефти. Коэффициент нефтеотдачи достиг 0,362 при предполагаемой конечной нефтеотдаче 0,42.

Опыт разработки этого месторождения показал возможность успешного заводнения истощенного трещиновато-пористого карбонатного коллектора со средней проницаемостью пор, равной 14 мД, и общей проницаемостью 38 мД, при плотности сетки 6,7 га/скв. В то же время процесс закачки в такой пласт только сухого газа оказался неэффективным.

Это самое крупное нефтяное месторождение США, приуроченное к средне-проницаемым карбонатным коллекторам. Площадь его составляет более 20 000 га. Промышленно нефтеносны пористо-трещиноватые рифовые известняки Кэнион риф пенсильванского возраста, залегающие на глубине 2100 м. Залежь массивного типа. Высота залежи 240 м, средняя нефтенасыщенная мощность 64 м. Гидродинамическая связь с подстилающими ее пластовыми водами отсутствует.

Открытая пористость коллектора Кэнион риф колеблется от 3 до 21,5%, составляя в среднем 7,6%. Поровая проницаемость изменяется от 0,3 до 249 мД, составляя в среднем 17 мД. Проницаемость микротрещин в среднем равна 25 мД, а общая проницаемость коллектора — 42 мД. Начальное пластовое давление 220 кгс/см², давление насыщения 127 кгс/см². Вязкость пластовой нефти 2,5 сП, газонасыщенность 180 м³/м³, плотность 0,67 г/см³. Месторождение было разбурено по квадратной сетке плотностью 16 га/скв.

С 1948 по 1954 г. оно разрабатывалось без поддержания пластового давления сначала на упругом режиме, а затем на режиме растворенного газа. Конечная нефтеотдача при таком способе разработки оценивалась не выше 0,19. К концу 1954 г. пластовое давление снизилось до 110 кгс/см², газовый фактор резко увеличился, и многие скважины перестали фонтанировать. Текущая нефтеотдача к этому времени составляла 0,44. С 1954 по 1971 г. на месторождении осуществлялось поддержание пластового давления путем нагнетания в пласт сточной воды через осевой разрезающий ряд скважин. Конечная нефтеотдача при заводнении оценивалась не выше 0,46.

В период с 1954 по 1971 г. годовой баланс закачки и отбора изменялся от 74 до 149%, составляя в среднем 108%. С начала разработки добыча жидкости в пластовых условиях была восполнена закачкой воды на 85%. Благодаря этому пластовое давление увеличилось до 166 кгс/см² и стало выше давления насыщения, а газовый фактор снизился до начального. Обводненность добываемой жидкости возросла с 3,7 до 39,4% при одновременном росте годовой добычи нефти с 3 до 8 млн. м³. Текущая нефтеотдача достигла 0,215 и продолжала увеличиваться.

В этих условиях на месторождении начали осуществлять самый большой в США проект вытеснения нефти углекислым газом со смешиванием, обеспечивающий, по мнению авторов проекта, увеличение конечной нефтеотдачи не менее чем на 15% по сравнению с обычным заводнением. Первоначально была намечена закачка углекислого газа в 202 нагнетательные скважины при девятиточечной схеме расположения всех скважин. Предусматривалось чередование закачки в пласт углекислого газа и воды при давлении на устье скважин 125 — 140 кгс/см².

Успешная реализация проекта позволила увеличить добычу нефти по сравнению с обычным заводнением еще на 3 млн. м³ в год и снизить обводненность на 5 — 6%. Однако выявились и недостатки проекта, связанные с прорывами углекислого газа в эксплуатационные скважины. Для более

равномерного вытеснения нефти углекислым газом с 1975 г. начали уплотнять сетку скважин с 16 до 8 га/скв. Ожидается, что конечная нефтеотдача после завершения проекта вытеснения со смешиванием будет не ниже 0,52 — 0,54.

Опыт разработки этого месторождения показал возможность успешного нагнетания воды в истощенный карбонатный пласт со средней поровой проницаемостью 17 мД и общей проницаемостью 42 мД при невысоком забойном давлении нагнетания, равном 0,65 — 0,70 вертикального горного давления. Наилучшие условия вытеснения нефти из пласта в этом случае достигаются после уплотнения сетки до 8 га/скв и при закачке в пласт углекислого газа и воды.

В результате можно сделать следующие выводы.

1. Карбонатные коллекторы рассмотренных зарубежных месторождений (табл. 34) относятся, в основном, к порово-трещинному типу с низкой поровой проницаемостью и характеризуются такими же особенностями геологического строения, как и низкопроницаемые карбонатные коллекторы отечественных месторождений.

Глубина залегания пластов колеблется от 800 до 3000 м, составляя в среднем 1770 м. Залежи массивные, с отчетливой слоистой и зональной неоднородностью коллекторов. Открытая пористость колеблется от 3 до 22%, составляя в среднем 11,4%. Поровая проницаемость изменяется от 0,1 до 250 мД и равна в среднем 7,1 мД. Трещинная проницаемость, определенная по керну [75], составляет в среднем 14,4 мД. Общая средняя поровая и трещинная проницаемость равна 21,5 мД. Пласты насыщения легкой нефтью, вязкость которой изменяется от 0,46 до 4,6 сП.

2. Отличительная особенность разработки указанных месторождений заключается в том, что сначала, до получения нефтеотдачи 0,05 — 0,11, их эксплуатировали без поддержания пластового давления на режиме растворенного газа, конечная нефтеотдача при котором не превышает 0,13 — 0,19. В этот период карбонатные пласты подвергали интенсивным СКО, что должно было увеличить естественную трещинную и поровую проницаемость коллекторов.

Искусственное воздействие на низкопроницаемые карбонатные пласты заводнением или другими методами начиналось в условиях, когда естественная проницаемость карбонатных коллекторов была увеличена, а пластовое давление существенно снижено по сравнению с давлением насыщения и в пласте был образован свободный поровый объем, заполненный выделившимся из нефти газом.

3. Нефтяные залежи разбуривали, как правило, по равномерной четырехугольной сетке плотностью от 8 до 32 га/скв. Более редкие сетки скважин являются исключением [46].

Перед осуществлением искусственного воздействия на пласт сетку скважин обычно уплотняют до 8 — 16 га/скв. Иногда такое уплотнение проводят после начала искусственного воздействия, когда становится очевидным низкий охват пласта искусственным методом воздействия.

Геолого-технологические показатели разработки некоторых зарубежных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам с низкой поровой проницаемостью

Месторождение	Глубина залегания, м	Проницаемость, мД			Вязкость пластовой нефти, сП	Плотность сетки, га/скв	Закачиваемый агент	Нефтеотдача		
		k_p	k_T	$k_{п+т}$				на режиме истощения	при заводнении	при новых методах воздействия
Уоссон	1500	3,8	3,1	6,9	4,30	8	Вода	—	—	—
Грейтер-Анет	1800	4,6	5,8	10,4	0,60	32	Вода	0,143	0,26	—
Крозетт	1750	3,0	—	—	1,00	—	CO ₂	0,13	—	0,42
Кирк	823	3,8	—	—	—	8	Вода	—	0,20	—
Стилмен	1430	9,3	—	—	0,45	32	Вода	0,16	0,35	—
Файервей	3000	3—42	—	—	2,30	50	Газ — вода — газ	0,16	0,37	0,50
Мидленд Фармс	2590	5,4	15,0	20,4	—	16	Пропан — газ — вода	—	0,30	0,50
Мак-Элрой	1000	14,3	23,4	37,7	2,60	6,65	Вода	—	0,42	—
Келли-Снайдер	2100	17,0	25,0	42,0	2,50	8	CO ₂	0,19	0,46	0,54
В среднем	1770	7,1	14,4	21,5	1,96	20	—	0,156	0,336	0,49

4. Системы искусственного воздействия на низкопроницаемые карбонатные пласты являются, по преимуществу, площадными (пяти-, девяти-точечными), при которых на одну эксплуатационную скважину приходится от одной до трех нагнетательных скважин. Это позволяет достигать высоких коэффициентов охвата объема залежей воздействием.

5. Под нагнетание используются старые и новые скважины, пробуренные для уплотнения сетки. Обычно в старых скважинах все слои продуктивного разреза вскрыты общим интервалом перфорации и поэтому в них перед воздействием проводят направленные кислотные обработки тех слоев, которые слабо вырабатываются. В новых эксплуатационных и нагнетательных скважинах вскрытие продуктивного разреза перфорацией, освоение и эксплуатация проводятся поинтервально.

6. Основные методы воздействия на низкопроницаемые карбонатные коллекторы рассмотренных месторождений — закачка в истощенные пласты углеводородного газа, воды, комбинированная чередующаяся закачка воды и газа, комбинированная чередующаяся закачка пропана, газа и воды или углекислого газа, газа и воды.

7. Закачка сухого углеводородного газа в низкопроницаемые истощенные пористо-трещиноватые карбонатные пласты оказалась неэффективной из-за прорывов газа по трещинам и низкого охвата объема залежей процессом вытеснения.

Комбинированная закачка порций воды и сухого углеводородного газа повышает эффективность процесса, так как вода заполняет трещины и препятствует прорыву по ним газа. Закачка сухого углеводородного газа эффективна в сильно обводненных пластах, где все трещины заполнены водой. Комбинированная закачка воды и газа на месторождении Файервей должна увеличить нефтеотдачу по сравнению с обычным заводнением с 0,37 до 0,50.

8. Площадное заводнение низкопроницаемых истощенных пористо-трещиноватых карбонатных пластов по пяти- и девятиточечным системам — наиболее распространенный и эффективный метод воздействия. Оно обеспечивает увеличение конечной нефтеотдачи с 0,156 (при режиме растворенного газа) до 0,336, т. е. в два раза.

Большое число нагнетательных скважин позволяет воздействовать заводнением на мелкие линзы и отдельные слои разреза. Увеличенная естественная проницаемость коллекторов дает возможность осуществлять закачку воды при забойных давлениях нагнетания, равных 0,6 — 0,9 вертикального горного давления.

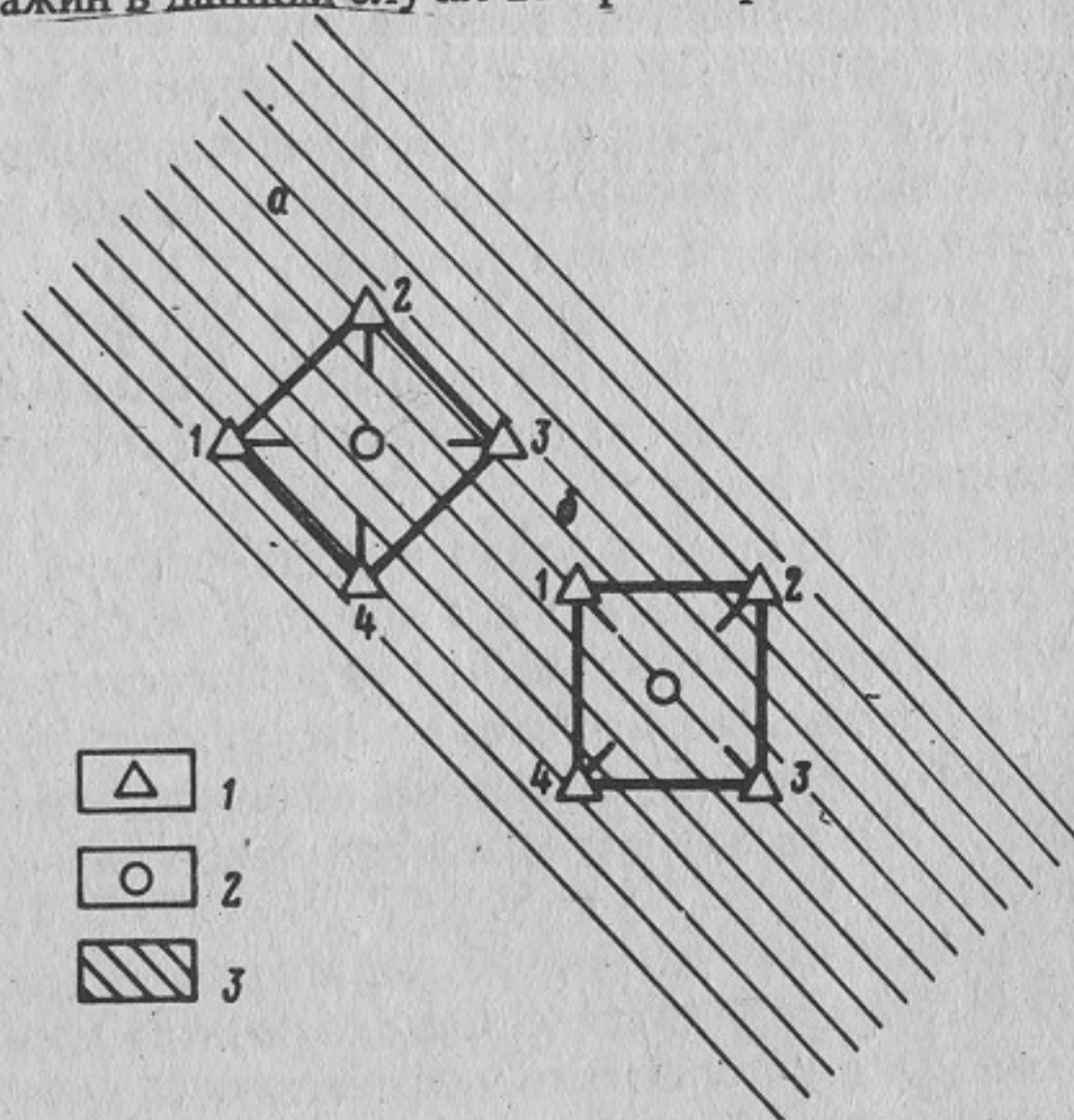
Наличие в пластах свободного порового объема, заполненного газом, обуславливает необходимость увеличенных объемов закачки воды с начала процесса до тех пор, пока весь свободный объем пласта не заполнится водой. В этот период баланс закачки и отбора достигает 600 — 1000%. Однако после того, как объем закачанной в пласт воды станет равным свободному поровому объему пласта, текущий объем нагнетания воды сокращают до 100 — 110% объема добываемой жидкости в пластовых условиях.

9. Трещиноватость может существенно повлиять на эффективность заводнения, если она имеет отчетливую одностороннюю направленность. В этом случае совпадение направления трещиноватости с фронтом движения воды приводит к быстрому заполнению трещин водой и преждевременному обводнению скважин. Напротив, несовпадение направления трещиноватости с фронтом движения воды увеличивает эффективность процесса вытеснения.

Например, из рис. 68 видно, что в случае *a* пятиточечный элемент площадного заводнения расположен таким образом, что направление движения воды от нагнетательных скважин 1 — 4 к эксплуатационной происходит под углом $45^\circ - 90^\circ$ к направлению вертикальной трещиноватости. Система расположения скважин в данном случае выбрана правильно.

Рис. 68. Схема эффективного (*a*) и неэффективного (*б*) расположения пятиточечного элемента площадного заводнения по отношению к направлению трещиноватости пористо-трещиноватого коллектора.

1 — 4 — номера скважин; скважина: 1 — нагнетательная; 2 — эксплуатационная; 3 — направление трещиноватости



В случае *б* движение воды к эксплуатационной скважине от нагнетательных скважин 2 и 4 происходит под углом 90° к направлению трещиноватости, но от нагнетательных скважин 1 и 3 направление движения воды совпадает с направлением трещиноватости. По этому направлению быстро прорвется вода и преждевременно обводнится эксплуатационная скважина. Поэтому нагнетательные скважины 1 и 3 надо закрыть или перевести в эксплуатационные. Такое регулирование системы заводнения осуществлялось на месторождении Кирк.

Неправильное размещение нагнетательных скважин в случае пористо-трещиноватого коллектора приводит к снижению нефтеотдачи из-за преждевременного обводнения скважин. Так, например, на месторождениях Кирк и Стилмен с ярко выраженной односторонне направленной трещиноватостью, которую не учли при первоначальном размещении нагнетательных скважин, текущая нефтеотдача достигла 0,128 — 0,265 при конечной проектной 0,2 — 0,35, т. е. 64 — 76%. В то же время на месторожде-

ниях Грейтер-Анет и Мак-Элрой, также с карбонатным коллектором порово-трещинного типа, где прорывов воды по трещинам не отмечалось, очевидно, вследствие более благоприятного взаимного расположения нагнетательных скважин и направления трещиноватости, текущая нефтеотдача достигла 0,22 — 0,362 при конечной проектной 0,26 — 0,42, т. е. 85 — 86%, при такой же обводненности, как на двух названных месторождениях.

10. Процесс заводнения зарубежных месторождений сопровождается осложнениями, часто встречающимися при заводнении аналогичных отечественных месторождений. Главное из них — неравномерное послойное обводнение продуктивного разреза и неполный охват объема залежей воздействием. Часто это происходит из-за низкого качества вскрытия и освоения отдельных продуктивных слоев и пластов разреза. Поэтому для выравнивания скорости выработки разных продуктивных слоев и пластов разреза и для вовлечения в разработку с заводнением наибольшей части запасов применяются следующие дополнительные меры по усовершенствованию систем разработки и вскрытия пластов:

- уплотняют сетку скважин, часто до 8 га/скв;
- при вскрытии пласта в новых скважинах применяют нефилтрующие буровые растворы на нефтяной основе;
- в новых скважинах проводят поинтервальное освоение продуктивного разреза, при этом колонна перфорируется в кислотной среде;
- в старых скважинах делают направленные кислотные обработки слабоработающих интервалов продуктивного разреза;
- снижают давление нагнетания в нагнетательных скважинах и забойные давления в эксплуатационных скважинах с целью ограничения скорости выработки более проницаемых слоев с высоким пластовым давлением и подключения к работе слабопроницаемых слоев с низким пластовым давлением.

11. Опыт разработки месторождения Хорсхед показал, что низкая эффективная мощность, равная 1,7 м, не является препятствием для организации заводнения. Каждый продуктивный слой, как бы мал он не был, способен принимать воду и отдавать нефть при условии индивидуального на него воздействия.

12. Закачка в пласт пропана или углекислого газа и продвижение их газом и водой существенно увеличивают нефтеотдачу низкопроницаемого карбонатного коллектора. Средняя конечная нефтеотдача в этом случае возрастает до 0,49, т. е. на 0,156 по сравнению с обычным заводнением.

13. Таким образом, опыт разработки зарубежных нефтяных месторождений, приуроченных к низкопроницаемым пористо-трещиноватым карбонатным коллекторам, свидетельствует о высокой эффективности применения площадного заводнения и новых методов увеличения нефтеотдачи, позволяющим получать нефтеотдачу, равную 0,3 — 0,5.

14. Проектирование разработки пористо-трещиноватых карбонатных пластов с низкой поровой проницаемостью осуществляется по единой

методике для коллекторов всех литологических типов. При этом отмечается как совпадение, так и расхождение фактических показателей разработки с проектными.

Недостаточный учет трещиноватости в расчетах процесса разработки чаще всего приводит к превышению фактических дебитов и приемистости скважин над расчетными и более быстрому прорыву газа и воды. Полный учет всех геологических особенностей коллектора и залежи обеспечивает более близкое совпадение фактических данных с расчетными для площадных систем разработки.

Глава IV

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ, ПРИУРОЧЕННЫХ К ПОРИСТЫМ И ПОРИСТО-ТРЕЩИНОВАТЫМ КАРБОНАТНЫМ КОЛЛЕКТОРАМ

Специальной теории для проектирования разработки нефтяных залежей, приуроченных только к карбонатным коллекторам, не существует. На практике используется единая для пористых коллекторов всех литологических типов (песчаников, алевролитов, известняков, доломитов и т. д.) теория разработки нефтяных месторождений [83, 108 и др.], которая постоянно развивается и на основе которой уже созданы и продолжают создаваться различные методы проектирования и прогноза технологических показателей разработки нефтяных залежей в конкретных геолого-физических условиях [43, 48, 59, 100, 115, 117, 119 и др.]. Сравнительная характеристика таких методов, созданных в нашей стране (методы институтов ВНИИ, ТатНИПИнефть, БашНИПИнефть, Гипровостокнефть) и в США, а также методы прогноза и оценки нефтеотдачи пластов приводятся, например, в работах [91, 100].

Эти методы, апробированные многолетней практикой разработки пористых терригенных пластов, используются и для проектирования разработки карбонатных пластов, сложенных пористыми и пористо-трещиноватыми коллекторами с низкой, средней и высокой поровой проницаемостью [2, 59, 62, 86, 99, 107, 111, 115, 119, 123, 136].

Проектирование разработки карбонатных пластов с коллекторами трещинного и трещинно-каверново-порового типов, в которых поровая матрица имеет сугубо подчиненное значение в фильтрационных свойствах коллектора, осуществляется по методу, изложенному, например, в работах [79, 94 и др.]. Эффективность применения существующих методов для проектирования разработки нефтяных залежей, приуроченных к пористым и пористо-трещиноватым карбонатным коллекторам, целесообразно рассматривать отдельно по группам проницаемости карбонатных коллекторов.

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ, ПРИУРОЧЕННЫХ К КАРБОНАТНЫМ КОЛЛЕКТОРАМ С ВЫСОКОЙ ПОРОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ

Карбонатные коллекторы с высокой поровой проницаемостью (более 100 мД) по строению порового пространства близки к терригенным коллекторам. Удельная поверхность пор таких коллекторов при одинаковых пористости и проницаемости с терригенными коллекторами примерно одинаковая. Корреляционная связь между пористостью и прони-

цаемостью выражена четко и однозначно. Трещинная проницаемость имеет второстепенное значение. В связи с этим методы проектирования разработки, созданные на базе пористых терригенных коллекторов, приемлемы для проектирования разработки высокопроницаемых карбонатных пластов.

Сравнительный анализ динамики показателей заводнения высокопроницаемых карбонатных и терригенных пластов на месторождениях Куйбышевской, Оренбургской и Пермской областей показал, что по всем залежам с карбонатными коллекторами характеристики вытеснения нефти водой близки к таким же характеристикам залежей с терригенными коллекторами [62, 111]. Перемещение фронта вытеснения и динамика обводнения скважин в высокопроницаемых карбонатных коллекторах такие же как и в терригенных коллекторах. Нефтеотдача высокопроницаемых карбонатных коллекторов в промытых зонах столь же высокая, как и для терригенных коллекторов [61, 62, 68, 70, 86, 115]. Поскольку не отмечается значительного отличия процесса вытеснения нефти водой в залежах с высокопроницаемыми карбонатными и терригенными коллекторами, то методику расчета процесса заводнения, применяемую для терригенных коллекторов, используют и для высокопроницаемых карбонатных коллекторов.

Основные недостатки при проектировании разработки высокопроницаемых карбонатных пластов обычно связаны не с методикой прогноза технологических показателей, а с недостаточно четким представлением о действительном геологическом строении объекта разработки [25, 28, 29, 57, 60, 63, 69, 104, 123]. Чаще всего это вызвано недоразведанностью залежей [126]. В тех случаях, когда геологическое строение залежей хорошо изучено, фактические показатели разработки высокопроницаемых карбонатных пластов близки к проектным. Следовательно, проектирование разработки нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам с высокой поровой проницаемостью, можно осуществлять известными методами, применяющимися для терригенных коллекторов.

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ, ПРИУРОЧЕННЫХ К КАРБОНАТНЫМ КОЛЛЕКТОРАМ СО СРЕДНЕЙ ПОРОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ

Карбонатные коллекторы со средней поровой проницаемостью (10 — 100 мД) по строению порового пространства отличаются от терригенных коллекторов. Удельная поверхность пор у таких карбонатных коллекторов значительно меньше, чем у терригенных, при одинаковой с ними пористости и проницаемости, т. е. поры более редкие и крупные. Корреляционная связь между пористостью и проницаемостью очень слаба. Коллекторы с высокой пористостью часто имеют более низкую проницаемость, чем коллекторы с низкой пористостью.

Трещинная проницаемость таких карбонатных коллекторов составляет преимущественно 10 — 100 мД (см. табл. 18) и имеет либо один порядок с поровой проницаемостью, либо превышает ее. Поэтому средне-

и низкопроницаемые карбонатные коллекторы в большинстве случаев следует рассматривать как пористо-трещиноватые или даже как трещиновато-пористые. Процесс вытеснения нефти водой в пористо-трещиноватых карбонатных коллекторах со средней проницаемостью протекает более сложно, чем в чисто пористых или в пористо-трещиноватых карбонатных коллекторах с высокой поровой проницаемостью.

Закачиваемая в скважины вода за счет созданного градиента давления внедряется в трещины и пористые блоки пористо-трещиноватого коллектора пропорционально поровой и трещинной проницаемости. В коллекторах с высокой поровой проницаемостью доля воды, поступающей в трещины, относительно невелика. Напротив, в коллекторах с низкой или средней поровой проницаемостью, где трещинная проницаемость выше поровой, наибольший объем воды поступает в систему трещин. Из трещин вода внедряется в пористые блоки сначала под действием гидродинамического перепада давления между системой трещин и пористых блоков, а затем, после выравнивания этих давлений, вода впитывается в пористые блоки под действием капиллярных сил, вытесняя нефть в систему трещин [9, 37, 47, 55, 79, 82, 92, 94, 127].

Выражение для качественной оценки массы воды q , внедряющейся из трещин в пористые блоки за единицу времени в единице порово-трещинного объема под действием гидродинамического перепада давления между системой трещин (p_T) и пористыми блоками (p_{II}), в соответствии с работой [94] можно записать в следующем виде:

$$q = a_1 \frac{\rho_v}{\mu_v} (p_T - p_{II}), \quad (32)$$

где ρ_v — плотность воды; μ_v — вязкость воды; a_1 — безразмерная характеристика пористо-трещиноватого коллектора, пропорциональная проницаемости пористых блоков и площади поверхности вертикальных трещин,

$$a_1 = k_{II} S_T, \quad (33)$$

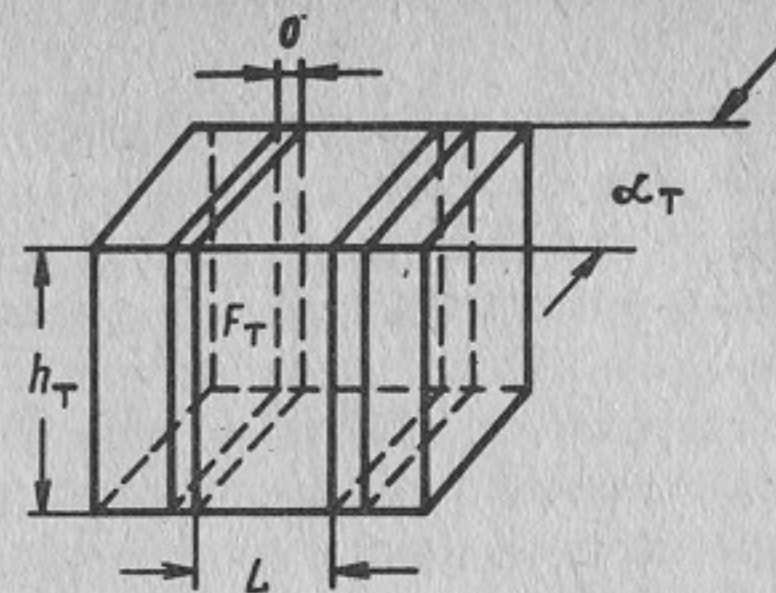
где k_{II} — проницаемость пористых блоков, Д; S_T — удельная поверхность вертикальных трещин, см²/см³.

Из рис. 69 видно, что удельная поверхность одной вертикальной трещины равна сумме площадей двух ее стенок ($2 F_T$), а общая удельная поверхность всех трещин равна произведению удельной поверхности одной трещины ($2 F_T$) на число таких трещин в единице объема, т. е. на густоту однородной системы вертикальных трещин Γ :

$$S_T = 2 F_T \Gamma. \quad (34)$$

Рис. 69. Схема расположения двух вертикальных трещин в единице объема пористо-трещиноватого коллектора.

δ — раскрытость трещины; h_T — высота трещины; l — расстояние между вертикальными трещинами или ширина пористого блока; L_T — длина (протяженность) вертикальной трещины; F_T — площадь одной стенки вертикальной трещины, равная $h_T L_T$



В единице объема пористо-трещиноватой среды $F_T = 1$. Тогда при условии, что $\rho_B = 1$ и $\mu_B = 1$, выражение (32) можно записать в следующем виде:

$$q = 4k_{\Pi} \Gamma^2 (p_T - p_{\Pi}) \quad (35)$$

Из этого выражения очевидно, что количество воды, внедряющейся из вертикальных трещин в пористые блоки за единицу времени в единице объема пористо-трещиноватого коллектора, прямо пропорционально проницаемостям пористых блоков, учетверенному квадрату густоты трещин и гидродинамическому перепаду давления между системой пор и трещин. Чем больше густота трещин, тем быстрее перераспределяется закачиваемая вода в пористо-трещиноватой среде и тем быстрее выравнивается во всем объеме пластовое давление.

Очевидно, одинаковая скорость перераспределения закачиваемой воды и пластового давления между системой пор и трещин может быть достигнута как в коллекторе с высокой поровой проницаемостью, но с очень редкой системой трещин, так и в коллекторе со средней поровой проницаемостью, но с очень густой системой трещин, т. е. при густой системе трещин низкопроницаемый пористо-трещиноватый коллектор может вести себя как мало трещиноватый высокопроницаемый пористый коллектор.

Действительно, наиболее типичное свойство неустановившихся процессов в трещиновато-пористой среде — их запаздывание по сравнению со скоростью протекания аналогичного процесса в обычной пористой среде с такой же общей проницаемостью. Время запаздывания определяется из следующего выражения [94]:

$$\tau = \mu \beta^* / a_1 \quad (36)$$

где τ — безразмерное время запаздывания скорости процесса (например перераспределения давления) в пористо-трещиноватой среде по сравнению с пористой средой, имеющей такую же общую проницаемость; μ — вяз-

кость пластовой жидкости, сП; β^* — упругоемкость пористых блоков ($\beta^* = m_{\Pi} \beta_{ж} + \beta_{\Pi}$), $\text{см}^2/\text{кгс}$; a_1 — безразмерный коэффициент пористо-трещиноватой среды ($a_1 = 4k_{\Pi} \Gamma^2$).

Подставив в выражение (36) значения a_1 , получим

$$\tau = \mu \beta^* / 4k_{\Pi} \Gamma^2 \quad (37)$$

Время запаздывания прямо пропорционально вязкости пластовой жидкости и упругоемкости пласта и обратно пропорционально учетверенному квадрату густоты трещин и проницаемости пористых блоков пористо-трещиноватого коллектора. Из (37) вновь получаем тот же вывод: чем больше густота (или чем меньше расстояние между трещинами), тем меньше время запаздывания τ и тем больше сходство между процессами, проходящими в пористо-трещиноватой и чисто пористой средах. Практика разработки нефтяных месторождений Урало-Поволжья подтверждает этот вывод (табл. 35).

Рассмотрим время запаздывания τ для типичного трещиновато-пористого коллектора, каким являются нижнемеловые песчаники Карабулак-Ачалукского месторождения [79]. Проницаемость поровой матрицы этого коллектора равна 0,001 — 0,1 мД, а общая проницаемость по промысловым данным составляет 6 — 10 мД.

Ширина блоков или расстояние между трещинами колеблется от 2 до 50 см. Следовательно, единицу длины, равную 1 м, пересекают от 2 до 50 вертикальных трещин ($\Gamma = 2 \div 50 \text{ м}^{-1}$). Для оценки τ примем максимальную густоту, равную 50 м^{-1} . Открытая пористость матрицы m_{Π} равна 0,084. Вязкость пластовой нефти $\mu_{\Pi} = 0,32$ сП, коэффициент сжимаемости нефти $\beta_{\Pi} = 2,56 \cdot 10^{-5} \text{ см}^2/\text{кгс}$, коэффициент сжимаемости пор $\beta_{\Pi} = 3 \times 10^{-5} \text{ см}^2/\text{кгс}$. Коэффициент упругоемкости $\beta^* = m_{\Pi} \beta_{\Pi} + \beta_{\Pi} = 3,216 \times 10^{-5} \text{ см}^2/\text{кгс}$.

$$\tau = \frac{\mu_{\Pi} \beta^*}{4k_{\Pi} \Gamma^2} = \frac{0,32 \cdot 3,216 \cdot 10^{-5}}{4 \cdot 0,0001 (0,5)^2} = 0,1.$$

Минимальное значение τ для трещиновато-пористого коллектора равно 0,1. Следовательно, при $\tau > 0,1$ процесс перераспределения пластового давления в пористо-трещиноватом пласте и другие процессы будут характеризоваться опережающим ростом пластового давления и вытеснением нефти из системы трещин по сравнению с окружающей пористой средой. Напротив, при значениях $\tau \leq 0,1$ все процессы в пористо-трещиноватом коллекторе будут протекать примерно так же, как в поровом коллекторе. Для месторождений, приведенных в табл. 35, рассчитаны значения τ по известной густоте микротрещин [26, 45, 118; 130] и макротрещин (см. табл. 17). Коэффициент упругоемкости пористых блоков во всех случаях взят одинаковым, равным $4,3 \cdot 10^{-5} \text{ см}^2/\text{кгс}$, так как он несущественно изменяется для месторождений Урало-Поволжья, приуроченных к карбонатным коллекторам.

Некоторые характеристики заводнения пористо-трещиноватых карбонатных коллекторов

Месторождение	Пласт	Проницаемость, мД			Густота трещин, м ⁻¹		Время задержки		Скорость продвижения фронта обводнения, м/сут	Скорость продвижения воды с индикатором, м/сут
		k_p	k_t	k_{p+t}	микро-трещин	макро-трещин	для микро-трещин	для макро-трещин		
Покровское	Бш	1065	660	1725	100	6	0,0002	0,084	1,23	450
Алакаевское	Бш	378	40	418	40	—	0,0003	—	0,69	250
Козловское	Бш	326	46	372	68	—	0,0004	—	0,33	120
Кулешовское	Бш	78	86	164	53	—	0,0004	—	0,41	150
Западное	Бш	200	130	330	40	14	0,004	0,033	0,98	290
Сосновское	Т	48	21	67	36	—	0,008	—	0,28	100
Якушинское	Бш	50	88	138	30	7	0,031	0,57	0,33	120
Дерюжовское	Т	35	12	47	18	—	0,036	—	0,41	150
Яблоневское	$K_1 + K_2$	20	22	44	32	4	0,016	0,87	0,33	150

Из табл. 35 видно, что τ для двух групп карбонатных коллекторов (высоко- и среднепроницаемых) колеблется от 0,0002 до 0,036. Очевидно, в таких коллекторах нефть должна вытесняться по законам, характерным для чисто пористых или высокопроницаемых пористо-трещиноватых коллекторов. Действительно, фактические скорости продвижения основного фронта заводнения (вытеснения нефти водой) одинаковы для коллекторов обеих групп и колеблются от 0,28 до 1,23 м/сут [25, 134]. Коэффициенты нефтеотдачи в промытых зонах, как видно из сравнения табл. 27 и 33, также имеют близкие значения, равные 0,5 — 0,65 и 0,38 — 0,60 соответственно для высокопроницаемых и среднепроницаемых коллекторов.

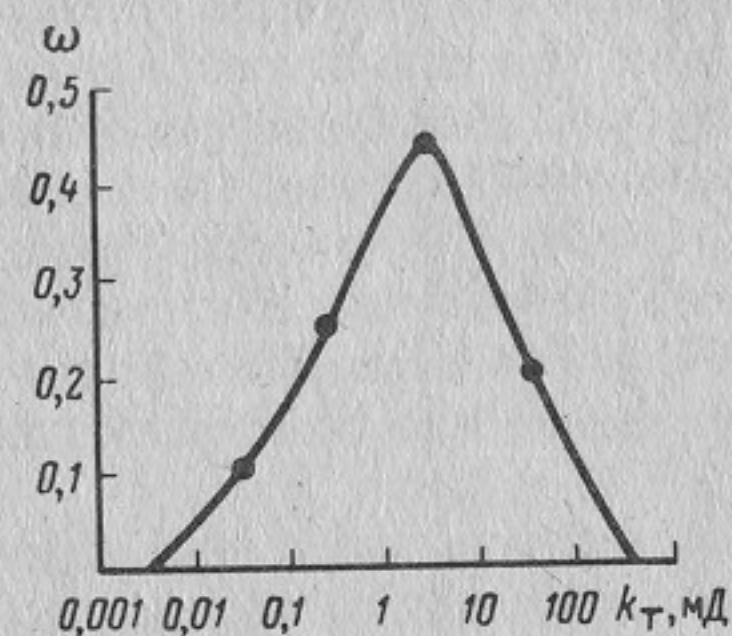
Следовательно, вытеснение нефти в среднепроницаемых пористо-трещиноватых карбонатных коллекторах протекает так же, как и в высокопроницаемых, и для его прогноза можно пользоваться формулами, созданными для пористых коллекторов. Так, например, в работе [38] отмечается совпадение характеристик вытеснения для среднепроницаемых (20 мД) пористо-трещиноватых карбонатных коллекторов Яблоневского месторождения и высокопроницаемых (1065 мД) карбонатных коллекторов Покровского месторождения, а ранее в работе [62] указывалось на близкое значение характеристик вытеснения для Покровского месторождения и месторождений с высокопроницаемыми терригенными коллекторами. Нефтеотдача в промытой зоне Яблоневского и Покровского месторождений составляет соответственно 0,6 (купол VI) и 0,65 (северный купол). Такое совпадение процессов заводнения обусловлено прежде всего ростом общей проницаемости пористо-трещиноватого карбонатного коллектора Яблоневского месторождения с 20 до 130 мД, в том числе за счет трещинной проницаемости на 22 мД и за счет СКО на 98 мД.

Фактор увеличения общей проницаемости пористо-трещиноватого карбонатного коллектора за счет микро- и макротрещиноватости и СКО преобладает над всеми остальными факторами. Поэтому для прогноза разработки среднепроницаемых пористо-трещиноватых карбонатных пластов по существующим методикам (для пористых коллекторов) необходимо использовать суммарную поровую и трещинную проницаемость и ее увеличение после СКО. Проницаемость трещин по промысловым данным может возрасти в 2 — 5 раз на расстоянии до 200 м от обработанной скважины (см. табл. 9, 10). Одновременно с этим значительно увеличивается и поровая проницаемость коллектора, но на значительно меньшем расстоянии от скважины, равном в среднем 50 м (см. табл. 9).

Таким образом, общая поровая и трещинная проницаемость пористо-трещиноватого карбонатного коллектора с начальной поровой проницаемостью 10 — 100 мД после СКО может увеличиваться до 50 — 300 мД. Рост общей проницаемости пористо-трещиноватого карбонатного коллектора за счет увеличения трещиноватости в результате СКО можно в первом приближении рассматривать как расширение диапазона и усложнение закона распределения проницаемости по объему залежи. Обычно распределение трещинной проницаемости подчиняется одному из известных законов, чаще всего нормальному (рис. 70), и поэтому сложение кривых по-

ровой и трещинной проницаемостей позволяет найти общую проницаемость.

Рис. 70. Распределение проницаемости микротрещин по данным анализа больших шлифов из карбонатного керна Западного месторождения (ω — частота значения проницаемости)



Из-за недостаточной информации о трещиноватости пластов и вследствие недоучета влияния СКО на проницаемость карбонатных коллекторов оба эти фактора в практике проектирования разработки карбонатных пластов со средней поровой проницаемостью часто не учитываются. Это приводит к недооценке продуктивности карбонатных пластов и характера их обводнения при заводнении, а в конечном итоге ведет к существенному расхождению между проектными и фактическими показателями разработки [29, 37, 56, 97, 98, 123, 135]. Так, например, при разработке среднепроницаемых пористо-трещиноватых карбонатных пластов на режиме растворенного газа конечная нефтеотдача превышает расчетную (без учета трещиноватости и обработок) в 1,2 — 2 раза, а фактический коэффициент продуктивности скважин в начальный период разработки превышает расчетный в 4 — 10 раз (см. табл. 13, 14).

Проектирование разработки нефтяных залежей, приуроченных к пористо-трещиноватым карбонатным коллекторам со средней поровой проницаемостью, можно осуществлять методами, созданными для пористых терригенных коллекторов, но с обязательным учетом трещинной проницаемости и роста общей проницаемости после СКО.

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ, ПРИУРОЧЕННЫХ К ПОРИСТО-ТРЕЩИНОВАТЫМ КАРБОНАТНЫМ КОЛЛЕКТОРАМ С НИЗКОЙ ПОРОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ

Карбонатные пласты с низкой поровой проницаемостью (менее 10 мД) отличаются от терригенных тем, что они промышленно нефтеносны практически при любых значениях проницаемости. Такие пласты можно успешно разрабатывать только при условии индивидуального на них воздействия соляной кислотой и использования разных физико-химических методов вытеснения нефти. Убедительным доказательством этому служит широкая промысловая практика за рубежом (см. главу III) и опыт разработки некоторых отечественных месторождений (см. главу II). Из табл. 34 видно, что поровая проницаемость у коллектора этого

типа меньше трещинной проницаемости в среднем в два раза. Поэтому специальное рассмотрение трещиноватости низкопроницаемых карбонатных коллекторов — необходимое условие для выбора метода проектирования их разработки.

Густота трещин карбонатных коллекторов с низкой поровой проницаемостью, как видно из табл. 17, колеблется от 25 до 120 м⁻¹, составляя в среднем 60 м⁻¹.

Наиболее типичные условия для определения характерного времени задержки τ следующие: вязкость пластовой нефти 5 сП, проницаемость пористых блоков 5 мД, упругоэластичность пористых блоков $4 \cdot 10^{-5}$ см²/кгс, густота трещин 60 м⁻¹.

$$\tau = 5 \cdot 4 \cdot 10^{-5} / 0,005 \cdot 4 (0,6)^2 = 0,028.$$

Для типичных условий τ почти в четыре раза ниже критического значения, равного 0,1, выше которого коллектор ведет себя по законам трещиновато-пористых сред. Однако в иных условиях значение τ может оказаться выше критической величины, например, если вязкость нефти увеличится до 20 сП или проницаемость матрицы будет не 5, а 1 мД, или густота трещин окажется вдвое меньше. Отсюда следует, что в тех случаях, когда характерное время $\tau < 0,1$, можно пользоваться методами расчетов, созданными для пористых сред, а когда $\tau > 0,1$, необходимо использовать методику для трещиновато-пористых сред [79, 94].

Для типичных условий нижний предел поровой проницаемости, при котором еще можно пользоваться обычными методами расчета процесса разработки, равен 3 мД. При более низкой проницаемости целесообразно переходить на методику для трещиновато-пористых коллекторов. Разумеется, в обоих случаях нужно обязательно учитывать трещинную проницаемость и рост общей проницаемости после кислотных обработок.

Опыт проектирования вторичных методов разработки низкопроницаемых (от 3 до 10 мД) карбонатных пластов на месторождениях США с учетом общей проницаемости, полученной промысловыми методами, показал хорошую сходимость фактических результатов с расчетами, сделанными по методике для пористых коллекторов. Для вытеснения нефти из пористо-трещиноватых коллекторов с проницаемостью менее 3 мД решающее значение имеют капиллярные процессы [79, 82, 85, 127]. Гидродинамическое вытеснение нефти водой в таких коллекторах малоэффективно, так как по трещинам идет опережающее продвижение воды и происходит опережающий рост пластового давления по сравнению с поровой матрицей.

То же самое наблюдается и в коллекторах других типов, но в них это происходит только по отдельным наиболее крупным трещинам, имеющим небольшую густоту и незначительную удельную производительность. Индикатор с водой по таким трещинам движется со скоростью от 14 до 890 м/сут, в то время как основной фронт вытеснения имеет скорости 0,4 — 2 м/сут (см. табл. 35, 36).

Таблица 36

Скорость продвижения фронта обводнения по всему объему пласта и воды с индикатором по отдельным макротрещинам на некоторых месторождениях с коллекторами различных типов

Месторождение	Коллектор	Скорость продвижения фронта обводнения, м/сут	Скорость продвижения воды с индикатором, м/сут
Мухановское	Доломит	0,4 – 1,0	890
Батырбайское	Известняк	0,4 – 1,0	480
Покровское	Известняк	0,4 – 1,0	260
Туймазинское	Песчаник	0,4 – 1,0	84
Ромашкинское	Песчаник	0,4 – 1,0	16
Арланское	Песчаник	0,4 – 1,0	14
Октябрьское	Песчаник трещиноватый	2,0	55
Карабулак-Ачалукское	Известняк трещиноватый	1,5	150

При обычных условиях разработки, когда пластовое давление не превышает начального и макротрещиноватость не возрастает, отдельные крупные трещины не оказывают существенного влияния на общий процесс вытеснения нефти из коллекторов с высокой и средней проницаемостью.

Иначе все происходит в коллекторе с поровой проницаемостью менее 3 мД. По отношению к нему микротрещины ведут себя так же, как и микротрещины в среднепроницаемых коллекторах, но только удельная производительность этих микротрещин значительно больше по сравнению с низкопроницаемой пористой средой. Поэтому высокие скорости движения индикатора с водой, не характерные для скорости движения основного фронта заводнения по среднепроницаемому карбонатному коллектору, могут стать определяющими для основного фронта заводнения низкопроницаемого карбонатного коллектора. Для того, чтобы этого не произошло, методика расчета процесса разработки должна включать в себя оценку капиллярного вытеснения нефти из пористых блоков в систему трещин.

Капиллярное впитывание воды в пористые блоки и вытеснение из них нефти происходит с тем большей скоростью, чем меньше ширина блока (т. е. расстояние между вертикальными трещинами) и чем больше густота вертикальных трещин (рис. 71).

При густоте трещин, равной 60 м^{-1} , скорость капиллярного вытеснения нефти вязкостью 21 сП составляет 0,3 м/сут и соизмерима с фактически-ми скоростями движения фронта воды по месторождениям со средней проницаемостью карбонатного коллектора (см. табл. 35). Это указывает на реальную возможность создания благоприятных условий для капиллярного вытеснения нефти из коллекторов с очень низкой проницаемостью и предотвращения опережающего прорыва закачиваемой воды по трещинам. В результате можно сделать следующие выводы.

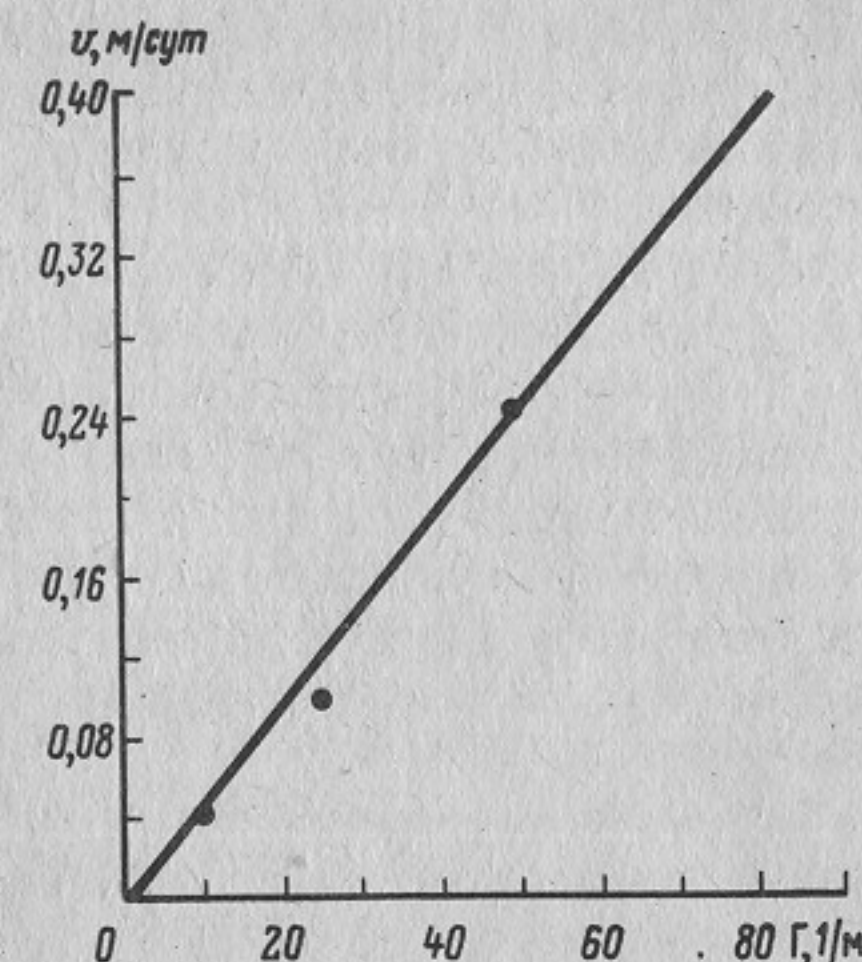


Рис. 71. Зависимость скорости капиллярного вытеснения нефти v от густоты трещин (Γ) для карбонатного керна Западного месторождения

1. Проектирование разработки нефтяных залежей, приуроченных к пористо-трещиноватым карбонатным коллекторам с поровой проницаемостью от 10 до 3 мД, можно осуществлять методами, созданными для пористых терригенных коллекторов, но с обязательным учетом трещиновой проницаемости и роста общей проницаемости после кислотных обработок.

2. При поровой проницаемости такого коллектора менее 3 мД целесообразно применять методы проектирования, созданные для трещиновато-пористых коллекторов и учитывающие эффект капиллярного вытеснения нефти.

3. Важнейшее условие успешного проектирования разработки нефтяных залежей, приуроченных к пористо-трещиноватым карбонатным коллекторам с низкой поровой проницаемостью, — подробное предварительное изучение и прогноз развития трещиноватости.

ПРОГНОЗ ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПОРИСТО-ТРЕЩИНОВАТОГО КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ИЗМЕНЕНИЯ НАЧАЛЬНОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Процесс разработки нефтяных залежей, приуроченных к пористо-трещиноватым карбонатным коллекторам, обычно сопровождается как понижением, так и повышением пластового давления по отношению к начальному. Наиболее ощутимо на это реагирует система трещин, так как коэффициент сжимаемости трещин на два порядка выше коэффициентов сжимаемости пор. При повышении или понижении пластового давления меняются все параметры трещиноватости: коэффициент охвата разреза трещиноватостью, длина, высота, густота и раскрытость трещин, трещинная проницаемость и пористость. Одновременно с изменением этих параметров изменяются характер гидродинамической связи по площади и разрезу

продуктивных карбонатных толщ, нефтеотдача, обусловленная капиллярными процессами, характер движения жидкости в пласте и распределение пластового давления, т. е. происходит качественное изменение объекта разработки.

Исходной информацией для прогноза развития вертикальной трещиноватости и связанных с нею изменений режима работы карбонатных пластов является дифференциация карбонатных разрезов по коэффициенту Пуассона и боковому горному давлению (см. рис. 19, 22), а также изменение этих параметров по площади каждого слоя (см. рис. 30). Методика получения такой информации изложена в главе I и в работах [26 — 28]. Кроме того, необходимы результаты определения всех параметров микротрещиноватости по большим шлифам в соответствии с методикой, изложенной в работах [85, 118].

Изменение коэффициента охвата разреза трещиноватостью (N_T) прогнозируется по методике (12), описанной в главе I, путем сопоставления проектного пластового давления с боковым горным давлением каждого слоя. В итоге строится график зависимости N_T от пластового давления. Этот график характеризует также степень гидродинамической связанности отдельных слоев по разрезу системой вертикальных трещин. Процесс равномерного роста пластового давления во всех слоях разреза возможен только в законсервированных залежах, из которых не отбирается жидкость и нагнетается вода. При этом скорость перераспределения пластового давления по разрезу зависит от режима нагнетания, как это было показано на примере Северокамского месторождения. В обычных условиях при одновременном нагнетании в залежь воды и отборе из нее нефти пластовое давление увеличивается только в тех слоях, которые избирательно поглощают воду.

Коэффициент расчлененности трещиноватого разреза n_T показывает число обособленных трещиноватых слоев (или нескольких смежных слоев), разделенных плотными нетрещиноватыми слоями. Он равен числу гидродинамически обособленных объектов в карбонатном разрезе, которые нуждаются в индивидуальном воздействии заводнением при фиксированном пластовом давлении. Прогноз n_T для проектного пластового давления осуществляется графически (см. рис. 22).

Высота вертикальных макротрещин H_T при конкретных значениях пластового давления определяется из выражения

$$H_T = \sum h_T / n_T \quad (38)$$

Чем выше пластовое давление, тем больше H_T . Чем выше H_T , тем значительнее проявляются гравитационные силы в процессе заводнения пористо-трещиноватого коллектора. Густота однородной системы вертикальных трещин (Γ) — это величина, обратная расстоянию между трещинами или ширине блоков коллекторов (l_T).

$$\Gamma = 1 / l_T \quad (39)$$

Чем больше густота трещин, тем мельче блоки коллектора, "обтекаемые" движущейся по трещинам водой, тем меньше время задержки τ_n , тем выше скорость капиллярного вытеснения нефти из пор в систему трещин. Прекращение отбора нефти из залежи еще более снижает скорость движения воды по трещинам и делает ее соизмеримой со скоростью капиллярного вытеснения нефти. Таким образом, параметр Γ можно использовать для прогноза нефтеотдачи за счет капиллярных сил, выбора режима нагнетания и методики расчетов. Начальную густоту макротрещин можно принимать в 2 — 10 раз меньше густоты микротрещин, определенной по шлифам. Целесообразно принимать ее равной густоте самых крупных микротрещин, раскрытостью более 40 мкм.

По мере роста пластового давления от начального до вертикального горного раскрытость микротрещин возрастает до раскрытости макротрещин и густота макротрещин приближается к начальной густоте микротрещин. При снижении пластового давления ниже начального макротрещины будут сужаться до размеров микротрещин, а микротрещины начнут смыкаться, что приведет к снижению густоты трещин. Для расчета изменения густоты микротрещин при снижении пластового давления надо знать изменение трещинной проницаемости и раскрытости трещин. Тогда, используя выражения (16) и (17) находим, что

$$\Gamma = k_T / 8,45 \cdot 10^6 \cdot \sigma_T^3 \quad (40)$$

Длина вертикальных макротрещин L_T , так же как и их густота, зависит от раскрытости трещин. Прогнозировать ее можно с помощью карт бокового горного давления (см. рис. 30). Очевидно, что длина макротрещин должна быть соизмерима с размерами зон пласта, на которых пластовое давление выше бокового горного. Например, на рис. 30 максимальная протяженность таких зон при начальном пластовом давлении колеблется от 800 до 2400 м. При этом раскрытость трещины вдоль одного постоянного направления должна изменяться, так как боковое горное давление в трещиноватой зоне изменяется от 0,19 до 0,39 вертикального горного давления. Чем выше пластовое давление, тем больше длина трещин. В свою очередь, чем больше длина трещин, тем большее значение приобретает взаимная ориентация систем трещин и нагнетательных скважин. В общем случае нагнетательные скважины надо располагать таким образом, чтобы фронт заводнения двигался перпендикулярно к направлению трещиноватости, а не вдоль ее.

Коэффициент охвата площади пласта или слоя трещиноватостью M_T определяется из выражения

$$M_T = F_T / F, \quad (41)$$

где F_T — площадь пласта или слоя, на которой боковое горное давление ниже текущего (прогнозного) пластового; F — площадь нефтеносности слоя. Например, из рис. 30 видно, что коэффициент охвата трещиноватостью площади пласта B_3 восточного купола Северокамского месторож-

дения равен 0,48. Чем выше пластовое давление, тем выше M_T . Выбор системы заводнения должен осуществляться с учетом коэффициента M_T . В общем случае нагнетательные скважины целесообразнее размещать на плотных нетрещиноватых участках и вытеснять из них нефть в трещиноватые зоны. Закачка воды в трещиноватые зоны может привести к блокаде плотных участков и потерям запасов нефти.

Раскрытость трещин b_T можно прогнозировать, используя выражение (21):

$$b_T = b_0 e^{\beta_T / (p_{пл} - p_{бок})}$$

За начальную раскрытость трещин (b_0) целесообразно принимать максимальную раскрытость микротрещин. Боковое горное давление $p_{бок}$ определяется для каждого пласта или слоя и зоны пласта или слоя отдельно. Коэффициент сжимаемости трещин β_T берется по аналогии с изученными месторождениями или же определяется экспериментально по известным проницаемости и скорости движения индикатора, как это сделано в главе I, формулы (23, 24). Раскрытость трещин меняется по разрезу от слоя к слою, как это показано на рис. 22, а также по площади каждого слоя. Пропускная способность трещин определяется не средней, а минимальной раскрытостью в слоях и зонах с наиболее высоким боковым горным давлением. Траектория движения жидкости в системе пересекающихся трещин может быть очень сложной вследствие ее перетоков из одних трещин в другие по участкам трещин с наибольшей раскрытостью.

Расчет производительности скважин в условиях проявления трещиноватости нужно вести с учетом сжатия трещин кольцевым напряжением в призабойной зоне. Особенно это важно при проектировании первых ГРП, СКО и вообще при освоении скважин.

Трещинную проницаемость k_T можно прогнозировать, пользуясь выражением (15):

$$k_T = k_0 e^{3\beta_T (p_{пл} - p_{бок})}$$

Начальная проницаемость k_0 рассчитывается через начальную раскрытость макротрещин b_0 из выражения (21) или же принимается максимальное значение проницаемости микротрещин. Трещинная проницаемость сильно меняется даже при небольших изменениях начального пластового давления. Следует различать изменение трещинной проницаемости по площади отдельных слоев и по разрезу всей карбонатной толщи. Очевидно, трещинная проницаемость многократно меняется при пересечении слоев с разной упругостью и в конечном счете определяется раскрытостью трещин в местах сужения.

Пластовое давление в системе трещин не может оставаться постоянным и непрерывно меняется. Слои и зоны пласта с высоким боковым горным давлением — своеобразный экран на пути развития трещин. Перед таким экраном "накапливается" давление жидкости в системе трещин, пока этот

экран не прорвется. Трещины удлиняются, а затем, после снижения в них давления, вновь смыкаются в границах "экрана". Таким образом, создается пульсация давления в трещинах с разрывом потока жидкости по трещинам, т. е. движение жидкости по трещинам существенно отличается от фильтрации жидкости по порам. Вследствие этого нельзя отождествлять рост трещинной проницаемости с простым изменением проницаемости карбонатного коллектора порового типа.

Если искусственное АВПД создается при обычном процессе отбора и закачки, то закачанная в пласт вода может заполнить систему трещин, прежде чем из пористых блоков будет вытеснена нефть. В этом случае рост трещинной проницаемости приведет к росту обводненности и сокращению добычи нефти. Напротив, если создать условия для равномерного перераспределения давления между трещинной системой и пористыми блоками (законсервировать залежь на период роста пластового давления), то в результате действия капиллярных и гравитационных сил трещинная система заполнится нефтью. Такую залежь с искусственно повышенной продуктивностью можно разрабатывать с небольшим снижением пластового давления, обеспечивающим приток жидкости из пористых блоков в систему трещин. Опыт показал, что наибольший эффект искусственное АВПД и трещиноватость дают после предварительного образования в пласте свободного объема, заполненного выделившимся из нефти газом.

Прогноз уровней добычи нефти, обводненности и нефтеотдачи необходимо осуществлять с учетом перечисленных особенностей разработки залежей с искусственным АВПД. Если проектная технология разработки залежей с искусственным АВПД позволяет поддерживать в системе трещин более низкое пластовое давление, чем в пористых блоках, то эффект от создания трещин безусловно положителен. В качестве примера рассмотрим изменение коэффициента охвата разреза трещиноватостью и трещинной проницаемостью в зависимости от пластового давления для Западного месторождения.

Исходные данные взяты из рис. 19, 22, 23, 27. Кроме того, сделано допущение, что пластовое давление равномерно распределяется по всему разрезу. Расчеты сделаны для эффективной и общей мощности башкирского яруса, равной 60 м. Каждый слой, для которого осуществляется прогноз, имеет мощность 0,6 м. Результаты прогноза сведены в табл. 37. Из таблицы видно, что при начальном пластовом давлении, равном 0,4 вертикального горного, охват разреза трещиноватостью составляет 15%. Эффективная мощность по отношению ко всей мощности составляет 35%. Следовательно, трещиноватостью при начальном пластовом давлении обладает менее половины эффективных пропластов.

После уменьшения пластового давления вдвое ниже начального число трещиноватых слоев сокращается в три раза, а после увеличения пластового давления до 0,8 вертикального горного, т. е. вдвое, весь разрез становится трещиноватым. Это означает, что с уменьшением пластового давления снижается связь слоев по вертикали и слоистая неоднородность увели-

чивается, а с ростом пластового давления такая связь постепенно охватывает весь разрез и снижает эффект слоистой неоднородности. Создается возможность перетока жидкости между разными слоями, как это часто имеет место в залежах с естественным АВПД.

Таблица 37

Прогноз развития трещиноватости
в карбонатном разрезе Западного месторождений
в зависимости от изменения пластового давления

$p_{пл}$ $p_{вер. гор}$	N_T %	Эффективная мощность			Средняя пористость трещиноватых интервалов, %	Вся мощность разреза		
		$k_{п+т'}$ мД	$k_{п'}$ мД	$k_{т'}$ мД		$k_{п+т'}$ мД	$k_{п'}$ мД	$k_{т'}$ мД
0,1	2	245	200	45	17,2	5	4	1
0,2	5	277	202	75	11,0	7	4	3
0,3	10	309	204	105	12,4	13	4	9
0,4	15	341	206	135	11,3	22	4	18
0,5	32	373	208	165	9,1	52	4	48
0,6	57	405	210	195	8,0	106	4	102
0,7	90	477	212	265	7,1	229	4	225
0,8	100	579	214	365	6,9	304	4	300
0,9	100	671	216	455	6,9	379	4	375
1,0	100	763	218	545	6,9	454	4	450

Охват трещиноватостью все более и более плотных слоев разреза выражается в снижении средней пористости трещиноватых интервалов с 17,2 до 6,9%. Это соответствует средней пористости всего разреза. Средняя поровая проницаемость всего разреза равна 4 мД, а проницаемость эффективной его части — 200 мД. Трещинная проницаемость всего разреза при начальном пластовом давлении составляет 18 мД. После повышения давления до 0,8 вертикального горного трещинная проницаемость возрастает до 300 мД, т. е. в целом коллектор становится трещиновато-пористым с неравномерно развитой послойной трещиноватостью.

Такие условия типичны для залежей с естественным АВПД, приуроченных к трещиновато-пористым карбонатным коллекторам [79, 90]. На практике, однако, такие условия в больших масштабах еще не создавались как вследствие технических трудностей при эксплуатации скважин в условиях АВПД, так и вследствие того, что рост пластового давления всегда происходит послойно в тех интервалах, которые поглощают воду. Неравномерное послойное образование АВПД ухудшает процесс разработки. Поэтому для эффективного использования искусственной трещиноватости необходимо оценивать возможность равномерного ее развития

во всей толще пород. Если практически такого процесса создать нельзя (например, путем поинтервальной закачки воды в разные слои через самостоятельные скважины), то нецелесообразно повышать пластовое давление выше начального и создавать искусственную послойную трещиноватость.

В результате можно сделать следующие выводы.

1. Изменение начального пластового давления в большую или меньшую сторону может привести к серьезным изменениям всей системы трещин и объекта разработки в целом. В нем может либо нарушиться, либо образоваться вновь вертикальная гидродинамическая связь между различными слоями разреза.

2. Для прогноза изменения трещиноватости при изменении пластового давления необходимо иметь информацию о слоистой и зональной неоднородности карбонатных толщ по упругим свойствам и характеристику микротрещиноватости по данным исследования больших шлифов, приготовленных из керна.

3. Помимо общепринятых параметров микротрещиноватости (густота трещин, их раскрытость, проницаемость, пористость) для промысловой характеристики пористо-трещиноватого коллектора и выбора способа разработки важно знать следующие параметры макротрещиноватости: коэффициент охвата разреза трещиноватостью, коэффициент расчлененности трещиноватого разреза (нетрещиноватыми слоями), среднюю высоту вертикальных трещин, длину вертикальных трещин (по площади залежи), коэффициент охвата площади залежи трещиноватостью, ориентировку преобладающей системы трещин по сторонам света.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ, ПРИУРОЧЕННЫХ К ПОРИСТЫМ И ПОРИСТО-ТРЕЩИНОВАТЫМ КАРБОНАТНЫМ КОЛЛЕКТОРАМ

Мощные карбонатные толщ в массивных залежах в соответствии с действующими схемами и проектами разработки разбуриваются единой сеткой скважин и вскрываются общим фильтром как в эксплуатационных, так и в нагнетательных скважинах. В результате этого соляная кислота и вода избирательно поступают в наиболее проницаемые прослои, обуславливая опережающую их выработку по сравнению с низко- и среднепроницаемыми продуктивными слоями, которые нередко совсем не осваиваются и не участвуют в разработке. Так, например, по данным глубинных измерений профилей притока и поглощения в эксплуатационных и нагнетательных скважинах на месторождениях Куйбышевской и Пермской областей работающая мощность продуктивных карбонатных разрезов при совместном вскрытии всех продуктивных прослоев колеблется от 26 до 62%, составляя в среднем 38% вскрытой эффективной мощности (см. табл. 11). Это означает, что только 38% продуктивного объема подвергаются активной выработке. Остальной объем вырабатывается с очень небольшой скоростью.

Неравномерное послойное обводнение мощных карбонатных пластов, часто по самым верхним слоям разреза, отмечали многие исследователи [56, 104, 134]. Этот процесс усложняется неравномерным послойным развитием трещиноватости при создании в пластах АВПД.

Таким образом, основной недостаток применяющихся способов разработки нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам, заключается в том, что слоистые карбонатные толщи со значительным изменением проницаемости вскрываются единой сеткой эксплуатационных и нагнетательных скважин со сплошной перфорацией всего продуктивного разреза. Это не позволяет осуществлять дифференцированное воздействие кислотой и закачку ее в слои с разной емкостно-фильтрационной характеристикой и регулировать таким способом процесс послойной выработки продуктивного разреза.

Возможность вовлечения в разработку слоев, которые при вскрытии разреза общим фильтром не дают притоков нефти, проверялась нами на Западном месторождении. В нескольких эксплуатационных скважинах сначала вскрывались перфорацией и обрабатывались соляной кислотой только плотные интервалы разреза, не включенные в эффективный продуктивный объем при первоначальном подсчете запасов нефти (см. рис. 10, пласты III, V, VII, IX). При этом были получены притоки нефти с дебитами до 10 — 13 т/сут (см. табл. 12).

После дострела высокопроницаемых продуктивных пластов (см. рис. 6, пласты II, IV и VI) дебиты нефти увеличились еще на 17 — 65 т/сут. Пласты VIII и X, не дающие притоков нефти при совместном вскрытии с другими пластами, после самостоятельного вскрытия в 12 оценочных скважинах и селективных СКО, в течение многих лет давали устойчивые промышленные дебиты нефти, равные 2 — 20 т/сут.

В сочетании с естественной трещиноватостью карбонатных коллекторов кислотные обработки создают исключительный эффект искусственного изменения фильтрационных свойств пласта и его продуктивности. Плотные сетки скважин в карбонатных коллекторах с низкой проницаемостью позволяют равномерно обрабатывать весь продуктивный объем залежей соляной кислотой и тем самым существенно увеличивать их продуктивность. Однако подход к выбору сеток скважин для слабопроницаемых карбонатных коллекторов такой же, как и для терригенных коллекторов, в которых плотность сетки скважин не связана с возможностями искусственного изменения фильтрационных свойств пласта и увеличения, тем самым, его нефтеотдачи.

В последние 15 — 20 лет для разработки карбонатных пластов, резко различающихся по проницаемости, вязкости нефти, мощности, расчлененности разреза, плотности запасов нефти применяются стандартные редкие сетки скважин. Из табл. 38, например, видно, что одинаковая плотность сетки, равная 36 га/скв, использована для разработки залежей, в которых вязкость пластовой нефти изменяется от 1,2 до 13 — 36 сП, проницаемость карбонатного коллектора изменяется от 47 до 3100 мД, эффективная мощность колеблется от 5,8 до 24 м, коэффициент расчлененности разреза изменяется от 2 до 23.

Характеристика некоторых геолого-технологических показателей разработки залежей нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам месторождений Пермской и Куйбышевской областей

Месторождение	Пласт	Залежь	Плотность сетки скважин, га/скв	Проницаемость по промысловым данным, мД	Вязкость пластовой нефти, сП	Эффективная мощность, м	Коэффициент расчлененности
Западное	Бш+Нм	Массивная	36	330	12 — 36	24,0	23,0
Ярино-Каменноложское	Бш+Нм	Массивная	36	120	1,2	20,0	2,0
Дерюжовское	Т	Массивная	36	47	3,8	19,6	4,9
Сосновское	Т	Массивная	36	67	4,6	11,0	3,2
Козловское	Бш	Массивная	37	372	6,1	16,0	7,8
Батырбайское	Бш	Массивная	36	365	6,2	6,3	4,0
Красноярское	Бш	Массивная	36	165	12,0	5,8	5,0
Кокуйское	Нм	Массивная	36	47	1,9	7,3	4,5
Маячное	Т	Массивная	36	3100	13,0	14,6	7,8

На старых месторождениях, напротив, применялись обычно более густые и дифференцированные сетки скважин применительно к конкретным особенностям геологического строения каждой залежи. На Калиновско-Новостепановском месторождении плотность сетки колеблется от 0,8 до 4 га/скв, на Яблоневском — от 4 до 12 га/скв, на Краснокамском — от 2 до 18 га/скв. Разрежение сеток скважин в последние годы было продиктовано, в основном, экономическими соображениями.

На месторождениях США, приуроченных к низкопроницаемым карбонатным коллекторам, глубина залегания которых значительно больше, чем аналогичных месторождений нашей страны, до настоящего времени применяются сетки с плотностью 8 — 16 га/скв, которые обеспечивают воздействие кислотой на более значительный объем залежей, чем при сетке 36 га/скв. Очевидно, плотность сетки скважин нужно дифференцировать в зависимости от проницаемости и степени неоднородности карбонатных коллекторов.

Для высокопроницаемых карбонатных коллекторов с успехом применяются такие же системы заводнения и такие же давления нагнетания, как и для терригенных коллекторов. В то же время промысловый опыт показывает, что заводнение нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам с низкой и средней проницаемостью, протекает более

успешно, чем заводнение терригенных пластов с аналогичной проницаемостью. При высокой проницаемости коллекторов процесс заводнения карбонатных и терригенных пластов принципиально ничем не различается.

Заводнение карбонатных коллекторов с низкой и средней проницаемостью можно осуществлять в любых геолого-физических условиях и на разных стадиях разработки. Трещиноватость пористых карбонатных коллекторов, истощенность залежей, низкая проницаемость керн не являются препятствием для осуществления заводнения. Эффективность заводнения нефти водой в этом случае зависит от выбора системы взаимного размещения нагнетательных и эксплуатационных скважин и режима нагнетания воды в залежь. На практике применяются две системы размещения нагнетательных скважин — избирательная и геометрическая. Избирательные системы, приспособленные к особенностям геологического строения конкретных залежей, использовались на Калиновско-Новостепановском, Северокамском, Полазнинском, Мухановском месторождениях. Геометрические системы — рядное размещение нагнетательных скважин, площадное, осевое, приконтурное использовались на Красноярско-Куединском, Коханском, Яблоневском, Городецком, Арланском, Таныпском, Кокуйском, Дерюжовском, Сосновском, Кулешовском, Якушкинском, Ярино-Каменноложском и других месторождениях.

Из табл. 39 видно, что промышленная закачка воды в карбонатные коллекторы с проницаемостью керн от 5 до 123 мД и вязкостью насыщающей их нефти от 0,9 до 16 сП под устьевыми давлениями нагнетания от 5 до 220 кгс/см² освоена при помощи соответствующих технических средств.

Таблица 39

Нефтяные залежи месторождений Урало-Поволжья, приуроченные к карбонатным коллекторам с низкой и средней проницаемостью, на которых успешно осуществлено промышленное заводнение

Месторождение	Пласт	Проницаемость керн, мД	Вязкость пластовой нефти, сП	Давление нагнетания, кгс/см ²
Калиновско-Новостепановское	КС	5 — 25	14,7	10 — 20
Северокамское	Вр + Бш	10	5,0	80 — 100
Красноярское	Т	11	16,0	180 — 200
Коханское	К ₁ + К ₂	15	2,7	10 — 50
Яблоневское	К ₁ + К ₂	10 — 20	2,6	5 — 50
Городецкое	К ₁ + К ₂	23	3,0	20 — 50
Арланское	Кш + Вр	22	12,0	110 — 120
Таныпское	Т	32	3,8	140 — 180
Павловское	Т	40	9,0	140 — 180

Месторождение	Пласт	Проницаемость керн, мД	Вязкость пластовой нефти, сП	Давление нагнетания, кгс/см ²
Кокуйское	Нм	47	1,9	200 — 220
Таныпское	Кш + Вр + Бш	45 — 97	6,2	140 — 180
Полазнинское	Вр + Бш	51	3,0	80 — 100
Дерюжовское	Т	35	3,8	40 — 50
Сосновское	Т	48	4,6	40 — 50
Кулешовское	Бш	78	0,9	50 — 100
Красноярское (Оренбургская область)	Т	82	1,1	80 — 100
Якушкинское	Бш	50	13,0	40 — 50
Ярино-Каменноложское	Бш + Нм	107	1,2	140 — 200
Куединское	Бш	109	12,0	160 — 200
Мухановское	К ₁	123	3,4	20

На практике низкие давления нагнетания применяются только для заводнения старых истощенных залежей, а средние и высокие давления — для новых залежей. В низкопроницаемых карбонатных коллекторах наилучшие условия вытеснения нефти создаются тогда, когда скорость движения фронта обводнения не превышает скорости капиллярного вытеснения нефти водой. Искусственные условия для снижения скорости движения фронта обводнения можно создать путем временной консервации залежей, как, например, это было сделано на Северокамском месторождении. Основной способ снижения скорости движения фронта заводнения заключается в искусственном уменьшении градиента давления, т. е. перепада давления между линиями или очагами нагнетания и зоной отбора. К выводу о необходимости ограничения скоростей движения фронта обводнения в низкопроницаемых карбонатных коллекторах с развитой микро-трещиноватостью пришли многие исследователи [38, 80, 82, 120, 127]. Большинство из них сходятся во мнении, что эти скорости не должны превышать 6 — 12 м/мес или 0,2 — 0,4 м/сут.

Применение высоких давлений нагнетания для освоения закачки воды в низкопроницаемые карбонатные коллекторы противоречит этому принципу, так как при этом в пласте создаются большие градиенты давлений, влекущие за собой увеличение скорости фильтрации воды по микро- и макротрещинам и снижение охвата пласта капиллярным вытеснением нефти. Промысловый опыт и лабораторные исследования показывают, что чем ниже проницаемость карбонатного коллектора, тем под меньшим давлением надо нагнетать в него воду.

Удовлетворительную приемистость нагнетательных скважин обеспечивает СКО, а эффективность выработки запасов нефти — плотные сетки скважин и высокое соотношение нагнетательных и эксплуатационных скважин — от 1 : 2 до 1 : 0,3.

В карбонатных коллекторах с высокой проницаемостью преобладает гидродинамический эффект вытеснения нефти водой, а капиллярное вытеснение имеет второстепенное значение. Поэтому скорости движения фронта заводнения в этом случае могут быть очень высокими, значительно превышающими максимальную скорость капиллярной пропитки.

Для сложно построенных карбонатных разрезов существует оптимальное давление нагнетания, при котором обеспечивается наибольший охват заводнением продуктивного объема и наименьшие потери запасов нефти в слоях, не охваченных заводнением [138]. Оптимальное давление нагнетания выбирается путем исследования профилей поглощения в нагнетательных скважинах при разных давлениях нагнетания (см. рис. 45).

Законтурное заводнение залежей с карбонатными коллекторами применяется редко, так как в большинстве случаев гидродинамическая связь залежей с водоносной системой сильно затруднена или полностью отсутствует. К редким исключениям, когда имеется заметная взаимосвязь между нефтяной залежью и законтурной областью, относятся месторождения Куйбышевской области — Алакаевское, Хилковское и отчасти Кулешовское. Часто между залежью легкой нефти и подошвенной водой располагается мощный слой тяжелой вязкой нефти, который в промышленной практике называют "запечатывающим" слоем. Наличие таких "запечатывающих" слоев зафиксировано на рифовых месторождениях Ишимбайского нефтяного района Башкирии, на Покровском, Яблоневском, Коханском, Мухановском месторождениях Куйбышевской области, Западном, Северокамском, Ярино-Каменноложском месторождениях Пермской области. На этих месторождениях снижение пластового давления в залежах никак не отразилось на давлении в законтурных наблюдательных скважинах.

Таблица 40

Пример увеличения среднего дебита жидкости одной скважины за счет создания искусственного АВПД в залежах нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам месторождений Пермской области

Месторождение	Пластовое давление, кгс/см ²		Средний дебит жидкости, т/сут	
	начальное	АВПД	при начальном пластовом давлении	при текущем пластовом давлении
Ярино-Каменноложское	137	167	29	65
Красноярское	102	118	26	34
Константиновское	110	120	25	42

Месторождение	Пластовое давление, кгс/см ²		Средний дебит жидкости, т/сут	
	начальное	АВПД	при начальном пластовом давлении	при текущем пластовом давлении
Куединское	102	154	10	27
Танышское	110	140	24	32
Западное	118	127	22	28
В среднем	113	137	22,6	38

ПУТИ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ,
ПРИУРОЧЕННЫХ К ПОРИСТЫМ
И ПОРИСТО-ТРЕЩИНОВАТЫМ
КАРБОНАТНЫМ КОЛЛЕКТОРАМ

Особенности геологического строения карбонатных коллекторов, а также опыт промышленной разработки приуроченных к ним залежей нефти показывают, что существуют вполне реальные возможности дальнейшего усовершенствования методов их разработки. Прежде всего эти возможности заключаются в устранении наиболее типичных недостатков применяющихся методов разработки. К таким недостаткам, в частности, относятся упрощенный подход к выбору эксплуатационных объектов в мощных карбонатных толщах, недооценка роли трещиноватости и СКО, применение сеток скважин стандартной плотности для разных объектов эксплуатации, слабое использование новых методов увеличения нефтеотдачи на отечественных месторождениях и т. д.

ВЫДЕЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ
В МОЩНЫХ КАРБОНАТНЫХ ТОЛЩАХ

Необходимое условие для успешной разработки мощных карбонатных толщ — дифференциация их разреза на объекты индивидуального воздействия с целью наиболее полного охвата дренированием балансовых запасов нефти, содержащихся в коллекторах всех трех групп проницаемости. Эксплуатационные объекты выделяются в период подготовки месторождения к разработке на базе материалов, полученных в период разведки. Главная трудность при этом заключается в установлении слоистой неоднородности карбонатного разреза по физико-химическим свойствам коллекторов и насыщающей их нефти. В дальнейшем объекты разработки выбираются по общим методическим принципам, обобщенным, например, в работе [14].

Послойное изучение разрезов разведочных скважин включает сплошной отбор керн из продуктивных отложений, микробоковой каротаж с масштабом записи 1 : 50 или 1 : 100, обычный радиокаротаж, геофизические работы других специальных видов, гидродинамические методы исследования. Гидродинамические исследования надо проводить в сочетании с поинтервальным опробованием разреза снизу вверх. При опробовании каждого интервала разреза снимаются индикаторная диаграмма и профили притока на всех режимах работы скважины, снимается кривая восстановления забойного давления, отбираются глубинные пробы жидкости. Каждый интервал опробования необходимо обработать соляной кислотой. При изучении керн необходимо определять не только проницаемость

и открытую пористость, но также параметры микротрещиноватости каждого слоя, полную пористость коллекторов и их упруго-механические свойства [28] (см. рис. 10, табл. 41).

Таблица 41

Послойная характеристика карбонатной толщи
Западного месторождения

Пласт	Глубина залегания, м	Общая мощность, м	Средняя проницаемость по керну, мД	Вязкость пластовой нефти, сП	Доля запасов нефти, %
I	1063 – 1072	9	1	8	3
II	1072 – 1084	12	117	10	27
III	1084 – 1094	10	1	12	
IV	1094 – 1108	14	150	14	35
V	1108 – 1118	10	1	16	3
VI	1118 – 1124	6	80	18	12
VII	1124 – 1132	8	1	32	2
VIII	1132 – 1137	5	28	36	6
IX	1137 – 1148	11	1	38	2
X	1148 – 1156	8	47	40	5
XI	1156 – 1175	19	1	42	2

На стадии разведочных работ такая дифференциация не была сделана и вся толща рассматривалась как один эксплуатационный объект. Вскрытие этого объекта общим фильтром привело к опережающей выработке только 27% всех запасов нефти и преждевременному обводнению скважин по наиболее проницаемым слоям разреза. В действительности же в толще выделяется 11 различных пластов, не имеющих между собой вертикальной гидродинамической связи. Индивидуальный подход к разработке каждого такого объекта позволит вовлечь в разработку значительно большие запасы нефти, чем при совместной разработке всех объектов.

ПОИНТЕРВАЛЬНОЕ ОСВОЕНИЕ
КАЖДОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА

Каждый эксплуатационный объект и каждый пласт этого объекта имеют слоистое строение. Промысловый опыт показал, что для равномерного освоения всего продуктивного разреза необходимо проводить послойные СКО до получения устойчивых притоков нефти из каждого слоя. Те слои разреза, которые не обрабатываются кислотой и имеют пониженную проницаемость, как правило, не дают притоков нефти или притоки из них очень незначительны (см. рис. 7, 8).

Чем ниже поровая проницаемость слоя и чем значительнее роль трещин в процессе фильтрации жидкости в этом слое, тем большее значение приобретают индивидуальные кислотные обработки каждого такого слоя. Это обусловлено тем, что вследствие сжатия трещин на стенках скважин общая проницаемость слоев резко снижается. Кислотные обработки дают возможность не только восстановить, но и увеличить раскрытость трещин на стенках скважины (рис. 72). Аналогичные выводы сделаны ранее для трещиноватых карбонатных коллекторов [71, 122].

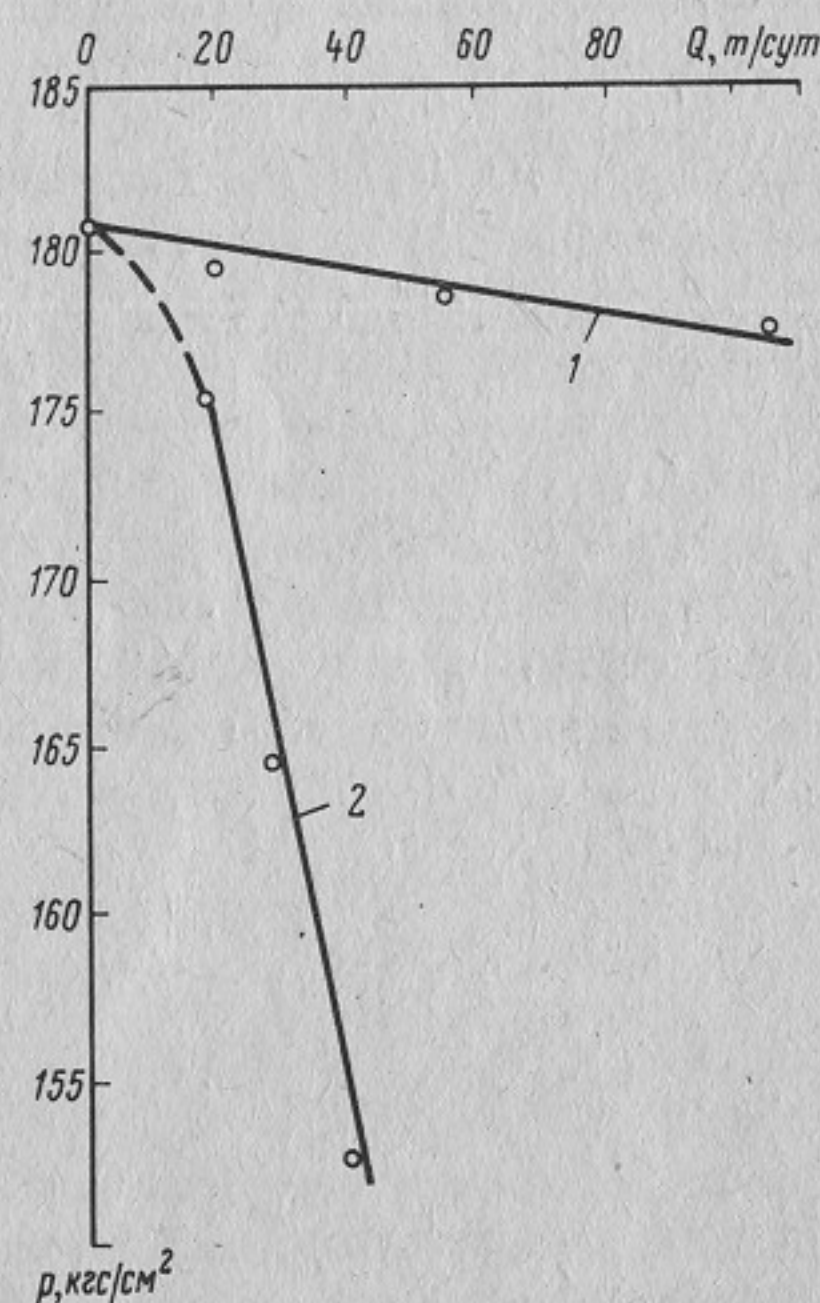


Рис. 72. Индикаторные кривые разведочной скв. 7 Маячного месторождения до (2) и после (1) кислотной обработки

Фактические мощности отдельных слоев могут составлять несколько сантиметров. Поэтому в реальных условиях под понятием слой следует иметь в виду группу смежных слоев мощностью от 1 — 2 до 4 — 5 м, выделенных по промыслово-геофизическим материалам и имеющих преобладающий общий признак, например, пористый интервал или уплотненный интервал, проницаемый или непроницаемый, но пористый (по данным микрозондирования). Необходимость послойной или точнее поинтервальной кислотной обработки разреза и селективной закачки воды в разные пласты одного объекта определяют конструкцию забоя скважин: обсадка эксплуатационной колонной и поинтервальная ее перфорация. В первую очередь следует перфорировать, обрабатывать кислотой, осваивать на приток и исследовать интервалы разреза с меньшей проницаемостью. Только после получения притока нефти из каждого такого интервала и его исследования можно перфорировать и исследовать более пористые и проницаемые интервалы.

Методика поинтервального вскрытия и освоения, а также методы поинтервального исследования разреза могут быть разными. В Пермской области при любой конструкции забоя скважин (открытом, обсаженном колонной со сплошной перфорацией по всему разрезу эксплуатационного объекта или с поинтервальной перфорацией) для разобщения отдельных интервалов пласта подбирают вязкую малофильтрующуюся в пласт жидкость, например, водонефтяную эмульсию, содержащую 40 — 50% воды и 60 — 50% дегазированной нефти, что обеспечивает динамическую вязкость эмульсии до 300 — 400 сП. Намечают интервалы пласта для кислотной обработки, например те, которые имеют наиболее низкую проницаемость, слабо дренируются и ранее почти не обрабатывались кислотой. При этом минимальный интервал, намеченный для обработки, и минимальное расстояние между обрабатываемыми интервалами должны быть в два раза больше ожидаемого удлинения НКТ под действием внутреннего давления. Например, для скважины глубиной 1000 м минимальные размеры обрабатываемого интервала пласта и минимальное расстояние между обрабатываемыми интервалами составляют 2 м, а для скважины глубиной 2000 м это расстояние равно 4 м.

После выбора интервалов пласта для обработки готовят колонну НКТ, через которую кислотный раствор закачивают в скважину. Нижнюю часть колонны, устанавливаемую против пласта, собирают из отдельных отрезков труб (патрубков). В стенках патрубков, которые намечено установить против обрабатываемых интервалов пласта, высверливают отверстия диаметром до 1 — 2 мм, из расчета 3 — 5 отверстий на метр длины трубы. Остальные патрубки оставляют сплошными. На последнем сплошном патрубке устанавливают седло для посадки клапана (шарика, который будет сброшен с поверхности с целью перекрытия нижнего выходного отверстия колонны НКТ). Технология кислотной обработки по предлагаемому способу поясняется рис. 73.

В скважину 1, свободную от глубинного эксплуатационного оборудования, спускают предварительно подобранную колонну НКТ 2 и устанавливают ее таким образом, чтобы патрубки с отверстиями 3 оказались против интервалов пласта, намеченных для обработки, а сплошные патрубки 4 расположились между обрабатываемыми интервалами против интервалов пласта, не подлежащих обработке. При этом шарик 5 находится в верхнем положении (в лубрикаторе 6), задвижка 7 закрыта, а нижнее выходное отверстие 8 колонны открыто. Затем по колонне НКТ 2 в скважину закачивают вязкую жидкость 9, которая поступает в межтрубное пространство через открытое нижнее выходное отверстие 8. Вязкую жидкость закачивают при открытых задвижках 10, 11 на межтрубном пространстве до тех пор, когда прекратится поглощение вязкой жидкости наиболее проницаемыми интервалами пласта и уровень жидкости 12 в межтрубном пространстве поднимется до устья. При этом следят за тем, чтобы объем закачанной в скважину вязкой жидкости обеспечил заполнение межтрубного пространства от подошвы до кровли пласта.

После этого в скважину по колонне НКТ 2 закачивают кислотный раствор в объеме, равном объему НКТ. При этом задвижки 10, 11 на

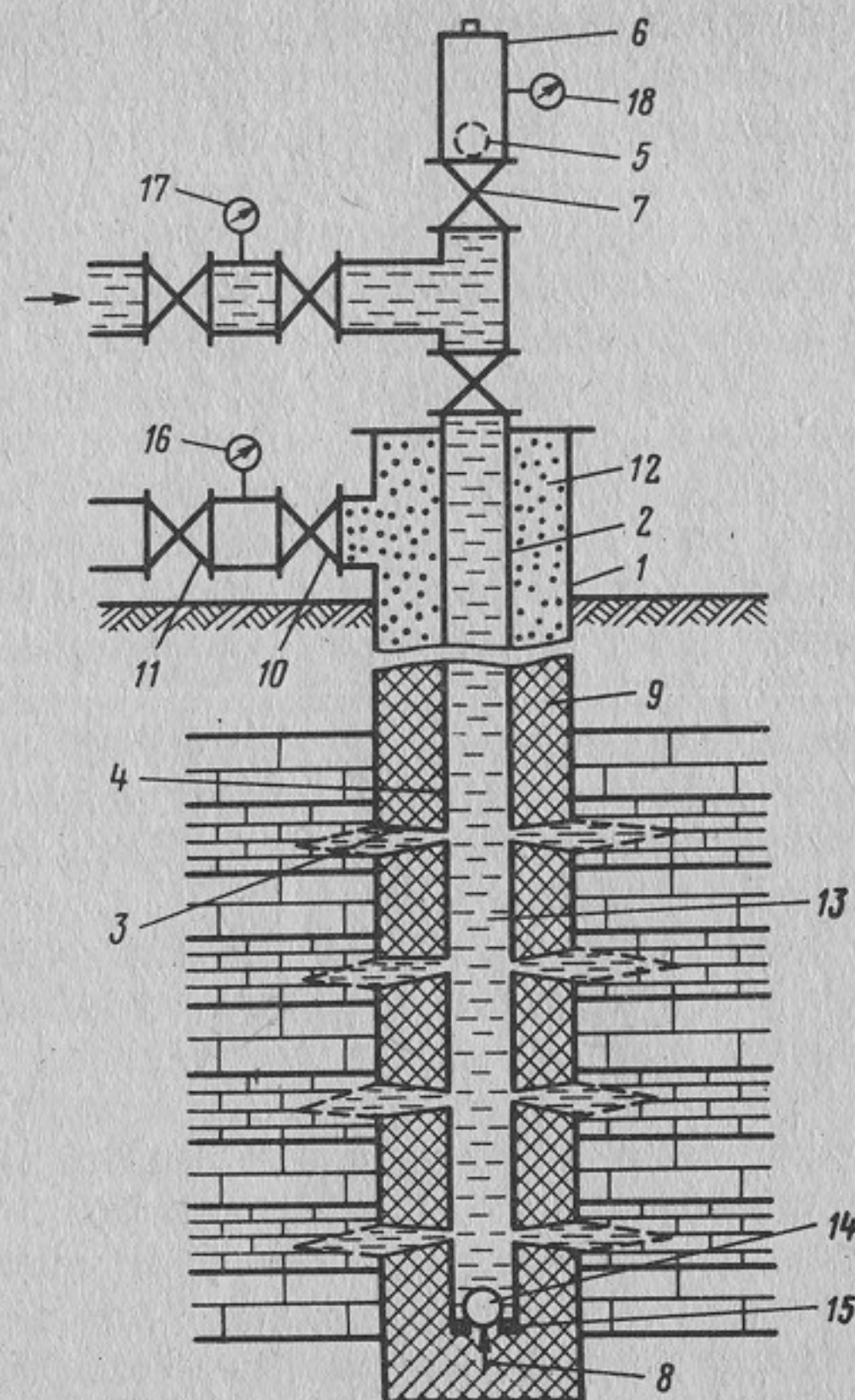


Рис. 73. Схема поинтервальной кислотной обработки продуктивного карбонатного разреза большой мощности

межтрубном пространстве и нижнее выходное отверстие 8 остаются открытыми, и вязкая жидкость вытесняется кислотным раствором через отверстие 8, а кислотный раствор 13 не истекает через нарезные отверстия 3. Затем закрывают задвижку 11 на межтрубном пространстве, приостанавливают закачку кислотного раствора, открывают задвижку 7 и сбрасывают клапан-шарик 5. Он занимает положение 14, затем садится в седло 15 и перекрывает нижнее выходное отверстие 8, после чего возобновляют закачку кислотного раствора в скважину.

При закрытом нижнем отверстии 8 в колонне НКТ 2 создается высокое внутреннее давление, достаточное для того, чтобы кислотный раствор 9 с большой скоростью вытекал через боковые нарезные отверстия 3 в межтрубное пространство, заполненное вязкой жидкостью 9 и соприкасался со стенками скважины в узких интервалах, намеченных для обработки. В течение некоторого времени, пока гидравлический затвор из вязкой жидкости между обрабатываемыми интервалами не разрушится, кислота воздействует только на выбранные интервалы пласта.

Момент полного разрушения разобщающих перемычек и начала поступления кислотного раствора в хорошо проницаемые интервалы пласта,

не подлежащие обработке, устанавливают путем наблюдения за изменением давления на затрубном пространстве 16 и устье скважины 17, 18. Обработка намеченных слабопроницаемых интервалов ведется при постепенно нарастающем давлении, которое резко снижается после прорыва кислотного раствора в поглощающие хорошо проницаемые интервалы пласта. После резкого снижения давления в затрубном пространстве и на устье скважины закачку кислотного раствора прекращают и в НКТ закачивают нефть или другую жидкость с добавлением ПАВ для вытеснения кислотного раствора из этих труб и задавки его в пласт. Освоение скважины после кислотной обработки ведут обычными методами, предварительно заменив колонну НКТ, через которую вели обработку, на обычные НКТ.

Скважины исследуют при установившихся отборах не менее чем на трех режимах эксплуатации. На каждом режиме снимают профиль притока. Это позволяет построить индикаторные диаграммы для каждого работающего интервала и определить его параметры (см. рис. 37). Профили притока в механизированных скважинах со штанговыми насосами диаметром до 68 мм снимают малогабаритными дистанционными расходомерами через затрубное пространство, оборудованное на устье скважин эксцентричной планшайбой. Во всех других скважинах профили притока снимают при компрессорной фонтанной эксплуатации.

Если по данным глубинных исследований не все продуктивные интервалы включились в работу, кислотные обработки таких интервалов нужно повторить. Скважину можно считать освоенной лишь тогда, когда все продуктивные интервалы дали при освоении приток нефти.

РАЗМЕЩЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

Каждый эксплуатационный объект карбонатной толщи разбуривают самостоятельной сеткой скважин. Важнейшие ее параметры — плотность и форма — зависят от прерывистости и способности улучшить емкостно-фильтрационные свойства после СКО карбонатного коллектора. Зависимость плотности сетки скважин от прерывистости коллектора выражается через коэффициент охвата (воздействия) объема пласта заводнением [23, 69, 91] и коэффициент сетки [2, 19, 107, 115, 117]. Эти коэффициенты отражают неполный охват запасов нефти разработкой вследствие наличия в прерывистом пласте тупиковых зон, из которых нефть водой не вытесняется (рис. 74), и пропуска отдельных мелких линз (рис. 75).

Из рис. 75, например, видно, что небольшие линзовидные прослои, расположенные между скв. 168 и 154 (на расстоянии 500 м), не были бы вскрыты, если бы между этими скважинами не пробурили скв. 162 (уменьшив расстояние между скважинами до 250 м). Вероятность вскрытия отдельных линз сеткой скважин $f_{\text{л}} / F_{\text{с}}$ тем выше, чем меньше разница между плотностью сетки $F_{\text{с}}$ и площадью одной линзы $f_{\text{л}}$. Относительные потери запасов нефти в линзах, не вскрытых сеткой скважин, для режима растворенного газа можно определить из следующего выражения:

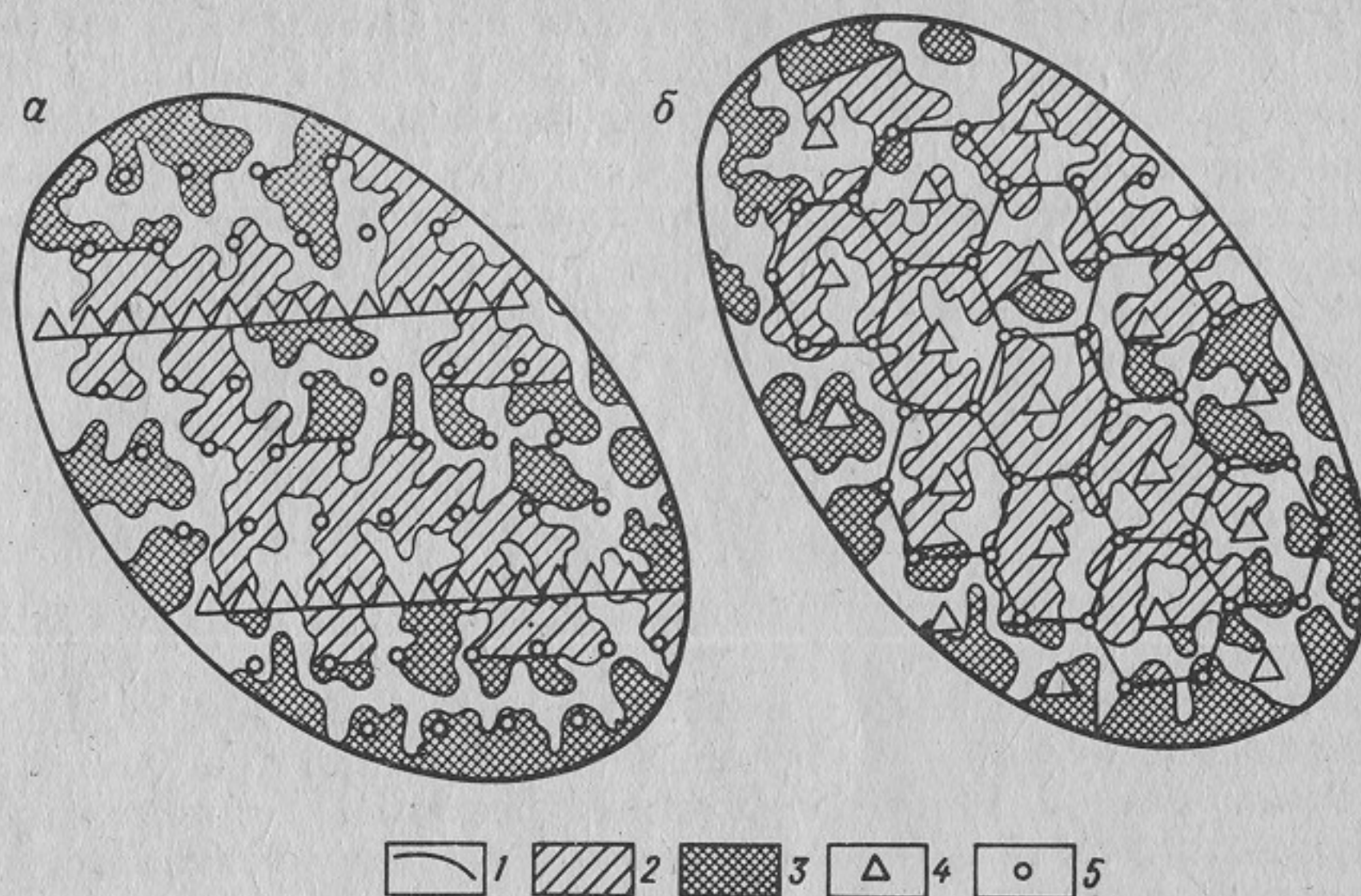


Рис. 74. Схемы разработки зонально-неоднородных карбонатных пластов с применением рядного (а) и площадного (б) заводнения.

1 — контур залежей; 2 — высокопроницаемые зоны; 3 — тупиковые высокопроницаемые зоны; 4 — нагнетательные скважины; 5 — эксплуатационные скважины, размещенные по сетке 600х600

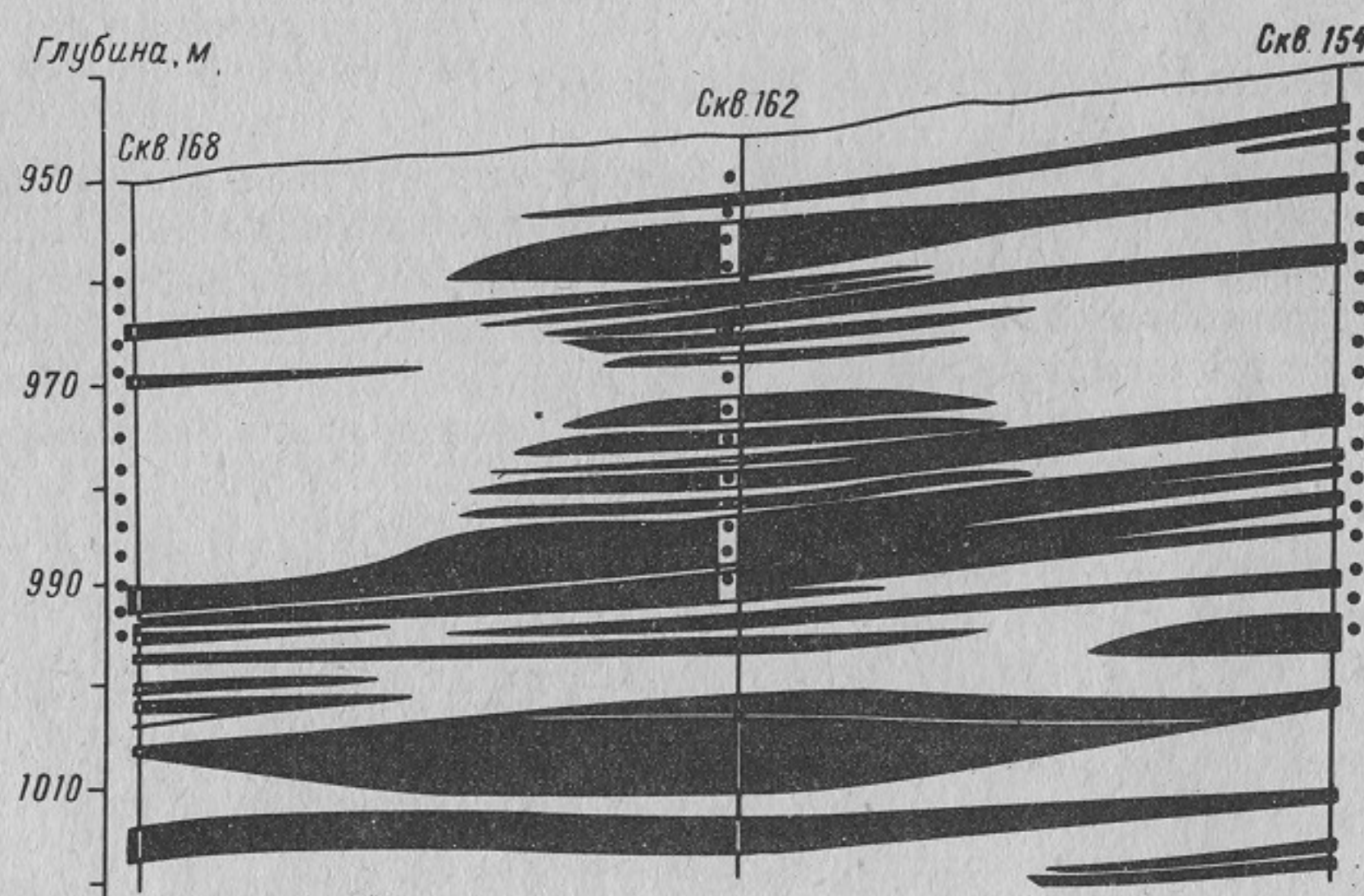


Рис. 75. Геологический профиль по линии скв. 168, 162, 154 Западного месторождения

$$c = \left(1 - \frac{f_{\text{л}}}{F_{\text{с}}}\right) n_{\text{л}}, \quad (42)$$

где $n_{\text{л}}$ — доля запасов нефти, приходящаяся на все линзы площадью $f_{\text{л}}$ каждая.

Коэффициент сетки $k_{\text{с}}$ в простейшем случае определится из следующего выражения:

$$k_{\text{с}} = 1 - c. \quad (43)$$

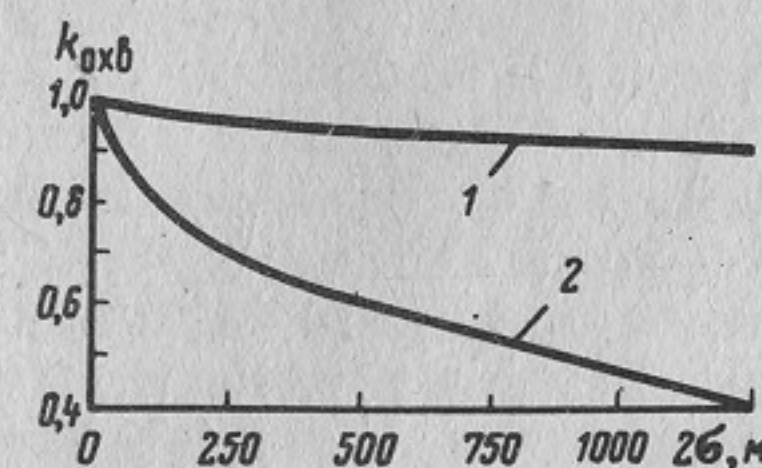
Из выражения (42) следует, что для правильного выбора сетки скважин по геологическим признакам, а затем и по технико-экономическим показателям необходимо знать размер линз и долю запасов нефти в них. Такую информацию можно получить только по уже разбуренным залежам, используя методики, описанные в перечисленных работах.

Для новых залежей целесообразно использовать уже накопленный опыт по применению сеток скважин для коллекторов с разной проницаемостью. Наиболее распространенные формы отображения такого опыта — графики зависимости коэффициента дренирования при режиме растворенного газа (коэффициента сетки) и коэффициента нефтеотдачи от плотности сетки скважин (см. рис. 55, 56) и графики зависимости коэффициента охвата заводнением (или коэффициента воздействия заводнением) от плотности сетки (или от расстояния между нагнетательными и эксплуатационными скважинами).

Коэффициент охвата пласта заводнением меньше коэффициента охвата пласта дренированием (или коэффициента сетки) при режиме растворенного газа вследствие образования при заводнении тупиковых зон. В идеальном случае, когда каждая линза вскрыта более чем одной скважиной, коэффициент охвата заводнением может быть равен коэффициенту дренирования при режиме растворенного газа. Поэтому в первом приближении можно сопоставлять между собой коэффициенты сетки (или дренирования) и охвата заводнением. Используя это сопоставление, сравним данные рис. 55, 56, 76 и табл. 42. На рис. 55 и 56 представлен карбонатный коллектор с проницаемостью 10 — 20 мД, на рис. 76 — 28 мД и на рис. 78 — 1065 мД, а в табл. 42 — от 78 до 1065 мД.

Рис. 76. Зависимость коэффициента охвата пласта вытеснением ($k_{\text{охв}}$) от расстояния между скважинами (20).

1 — для пористо-трещиноватого карбонатного коллектора Западного месторождения с поровой проницаемостью 28 мД (пласт УИИ); 2 — для карбонатных коллекторов группы месторождений Куйбышевской области (см. табл. 42) с поровой проницаемостью 78 — 1065 мД



Зависимость коэффициента воздействия заводнением на высокопроницаемые карбонатные коллекторы от расстояния между нагнетательными и эксплуатационными скважинами

Месторождение	Плотность сетки, га/скв						
	4	9	16	25	36	49	64
Козловское	0,985	0,980	0,975	0,970	0,965	0,960	0,955
Бобровское	0,980	0,975	0,970	0,965	0,960	0,965	0,950
Куликовское	0,970	0,965	0,960	0,550	0,950	0,945	0,940
Алакаевское	0,970	0,950	0,950	0,970	0,990	0,925	0,920
Красноярское	0,975	0,965	0,955	0,945	0,930	0,925	0,910
Орляное	0,970	0,955	0,945	0,935	0,927	0,922	0,917
Покровское	0,970	0,960	0,950	0,930	0,910	0,900	0,890
В среднем	0,974	0,966	0,958	0,950	0,940	0,933	0,927

Из рис. 55, 56 и 76 видна отчетливая зависимость коэффициентов нефтеотдачи, дренирования и охвата заводнением от плотности сетки скважин для карбонатных коллекторов со средней поровой проницаемостью. При этом критическая плотность сетки скважин, выше которой все показатели резко улучшаются, а ниже которой медленно ухудшаются, составляет 8 га/скв (расстояние между скважинами 283 м). При такой плотности сетки в разработку вовлекается от 50 до 65% всех запасов нефти. Полное вовлечение в разработку всех запасов происходит после сгущения сетки до 3 га/скв (см. рис. 55). Такие густые сетки применялись в отечественной промысловой практике, например, в Кинель-Черкасском нефтяном районе Куйбышевской области [41, 97 — 99] и на рифовых месторождениях Ишимбайского нефтяного района Башкирской АССР [2, 40].

Коэффициент нефтеотдачи при предельно густых сетках и режиме растворенного газа достигает 0,25 — 0,35, а применяя заводнение, нефтеотдачу можно увеличить до 0,40 — 0,60 (см. табл. 14, 30, 31). Снижение плотности сетки с 8 до 16 га/скв вызывает незначительное уменьшение запасов, вовлекаемых в разработку (на 3 — 6%).

На рис. 77 показаны результаты исследования радиуса воздействия кислотой на карбонатный коллектор Западного месторождения (см. табл. 9). Значения гидропроводности, полученные для начального и конечного участков кривых восстановления забойного давления ($\epsilon_{\text{ско}}$), сравнивались с начальной гидропроводностью ($\epsilon_{\text{нач}}$) до СКО, равной 15 Д·см/сП. В радиусе 60 м отмечается увеличение гидропроводности более чем в два раза. Площадь этой области равна 1 га. Очевидно, в этой области воздействие кислотой охватывает весь порово-трещинный объем коллектора.

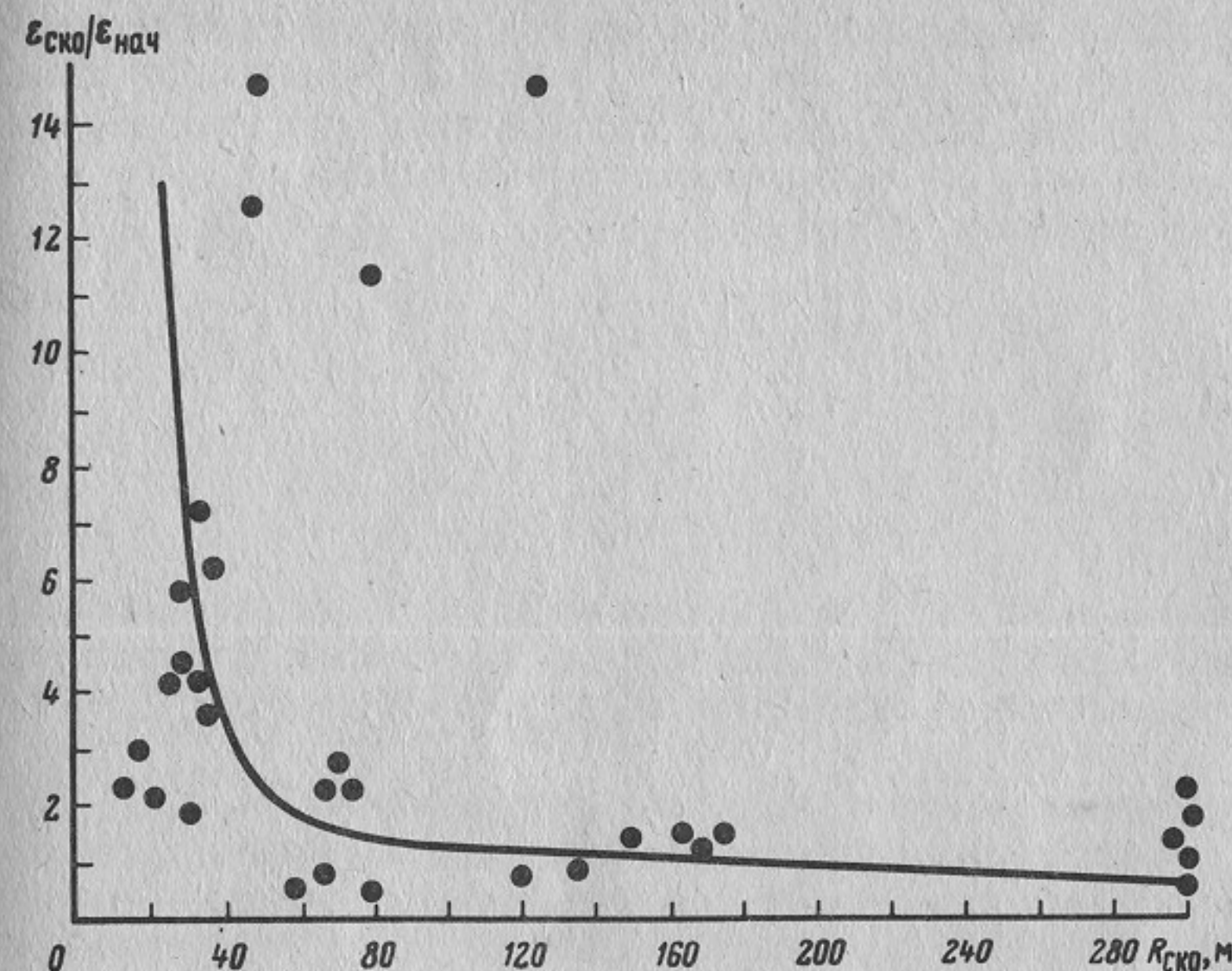
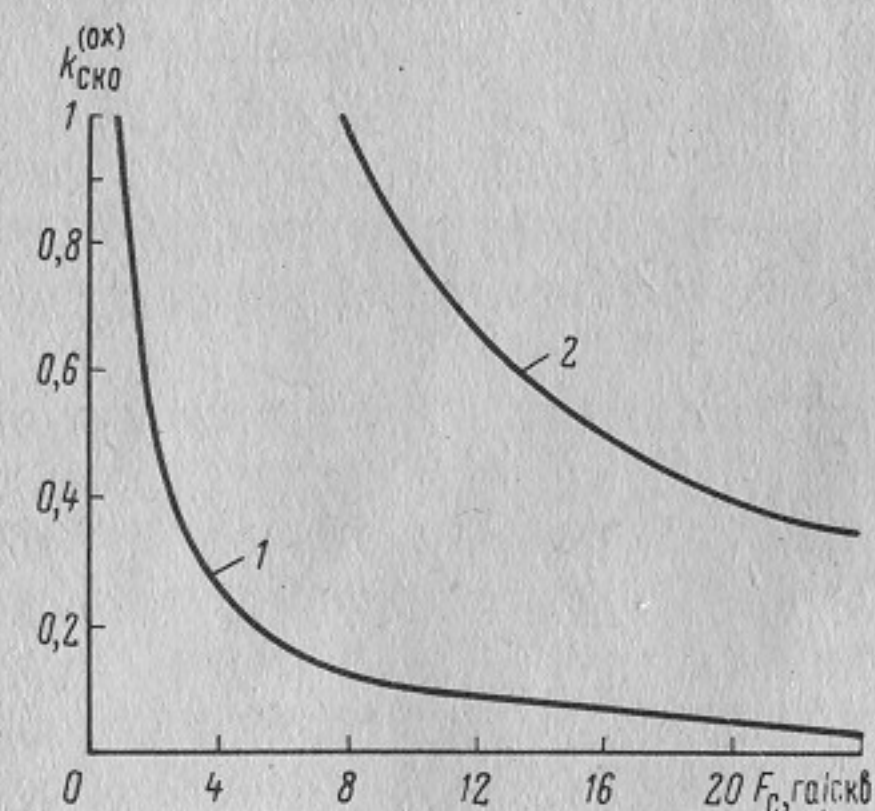


Рис. 77. Увеличение гидропроводности карбонатных коллекторов Западного месторождения после СКО в зависимости от радиуса области воздействия. $\epsilon_{\text{нач}}$ — начальная гидропроводность, $\epsilon_{\text{ско}}$ — гидропроводность после кислотной обработки

Рис. 78. Зависимость коэффициента охвата карбонатного коллектора кислотным воздействием от плотности сетки скважин для Западного месторождения.

1 — для порового объема; 2 — для системы трещин



Эффект роста гидропроводности сохраняется в области радиусом 160 м, т. е. на площади 8 га. Очевидно, это вторая область, где воздействию кислотой подвергаются трещины. На рис. 77 плотности сетки 3 га/скв соответствует радиус около 100 м. В этой зоне сохраняется значительное превышение гидропроводности после СКО над начальной. Охват карбонатного коллектора кислотным воздействием, как видно из рис. 77, зависит от плотности сетки скважин. Для количественной оценки этой зависимости

ти целесообразно использовать коэффициент охвата карбонатного коллектора кислотным воздействием $k_{\text{ско}}^{(\text{ох})}$, представляющий собой отношение площади воздействия кислотой на поровый объем ($f_n = 1$ га) или на систему трещин ($f_T = 8$ га) к плотности сетки скважин F_c для порового объема

$$k_{\text{ско}}^{(\text{ох})} = f_n / F_c \quad (44)$$

для системы трещин

$$k_{\text{ско}}^{(\text{ох})} = f_T / F_c \quad (45)$$

Зависимость между $k_{\text{ско}}^{(\text{ох})}$ и F_c показана на рис. 78. Из рисунка видно, что плотность сетки 8 га/скв — минимальная, при которой обеспечивается воздействие кислотой на систему трещин по всей площади ($k_{\text{ско}}^{(\text{ох})} = 8/8 = 1$).

Два характерных значения плотности сетки скважин, равные 3 и 8 га/скв означают, что в карбонатных коллекторах со средней проницаемостью много линз размером от 3 до 8 га. Эти характерные плотности сетки скважин близки к площади карбонатного коллектора, подвергавшейся активному воздействию СКО. Выше (см. главу I, табл. 9) было показано, что выделяются две области воздействия СКО на пористо-трещиноватый карбонатный коллектор.

Первая область — это призабойная зона скважин радиусом несколько десятков метров, в которой кислота воздействует преимущественно на поровый объем, расширяя узкие фильтрующие поровые каналы. Здесь происходит относительно равномерное увеличение поровой проницаемости.

Вторая область — это удлиненная от скважин зона пласта радиусом более 100 м, в которой кислота воздействует преимущественно на систему трещин, увеличивая трещинную проницаемость.

Для анализа характерного значения плотности сетки, равного 3 га/скв, обратимся к рис. 79, на котором показано нарастание коэффициента охвата порового объема воздействием кислотой по мере уплотнения сетки с 8 до 1 га/скв. При плотности 8 га/скв $k_{\text{ско}} = 0,12$, и в центре элементарных полей остаются небольшие зоны, вообще не подвергающиеся воздействию кислотой. При плотности 4 га/скв $k_{\text{ско}} = 0,25$, и в центре полей появляются скважины, позволяющие более равномерно воздействовать кислотой на всю площадь. Очевидно, это наиболее рациональная плотность сетки скважин, близкая к 3 га/скв. После уплотнения сетки до 2 га/скв воздействию кислотой подвергается половина всего порового объема, а при плотности сетки 1 га/скв кислотой можно обработать практически весь поровый объем.

Для проведения технико-экономических расчетов и окончательного выбора сетки скважин нужно хотя бы приблизительно оценить увеличение проницаемости, которое достигается за счет уплотнения сетки скважин в комплексе с СКО. Степень воздействия кислотой на карбонатные кол-

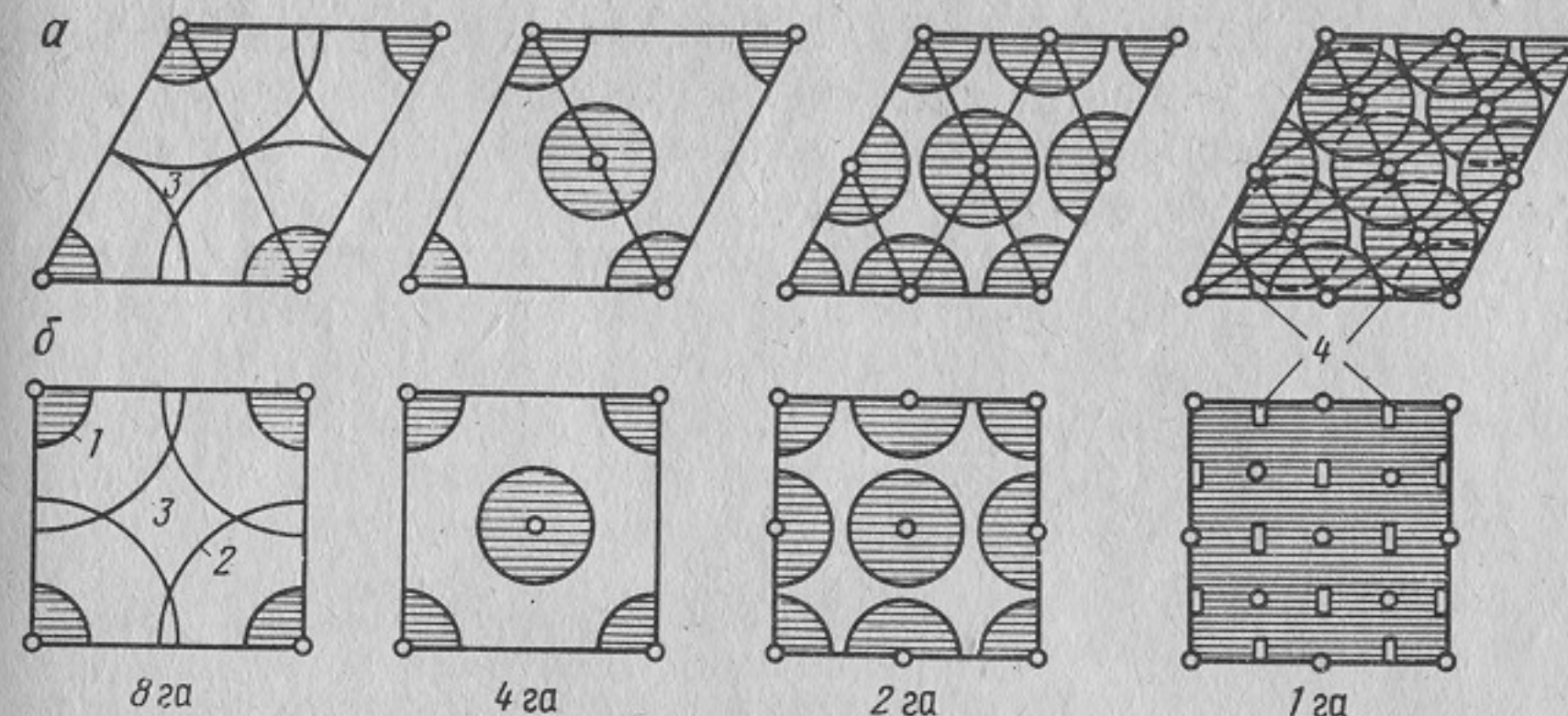
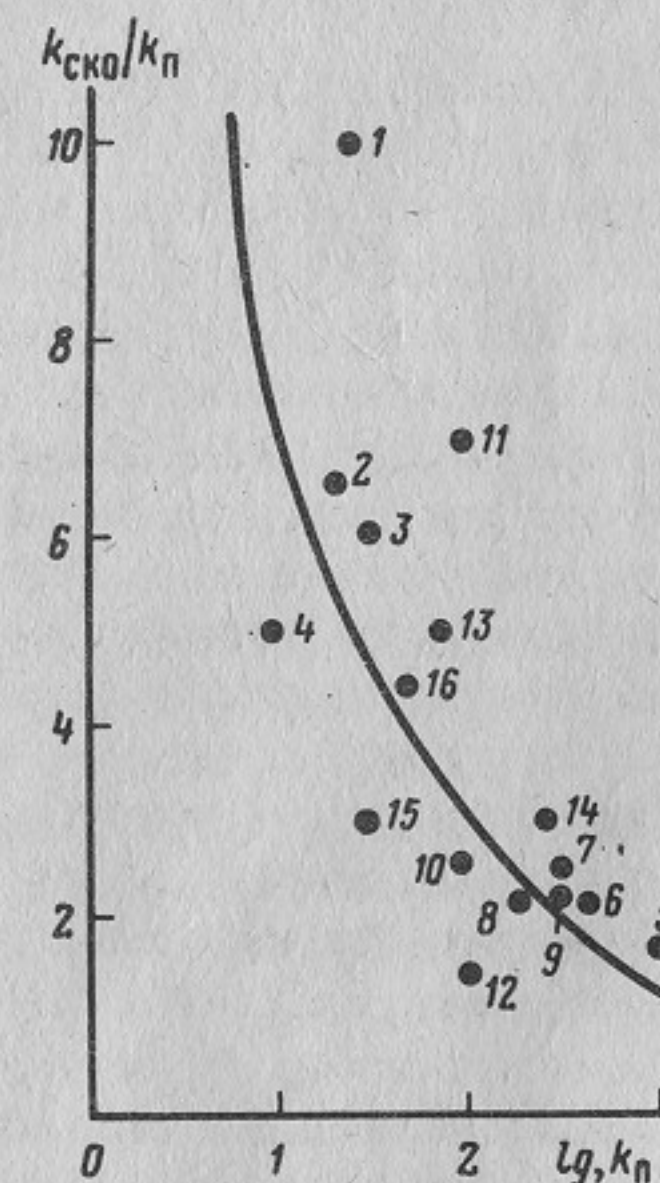


Рис. 79. Схема охвата карбонатного коллектора воздействием кислотой при различной плотности сетки скважин.

Сетка скважин: а — треугольная; б — квадратная; 1 — область преимущественного увеличения поровой проницаемости (заштрихована); 2 — область преимущественного увеличения трещинной проницаемости; 3 — область, не охваченная кислотным воздействием; 4 — зоны, где поровый объем слабо подвержен воздействию кислотой (аналогичны области 2)

Рис. 80. Увеличение общей проницаемости карбонатных коллекторов в призабойной зоне скважин после СКО в зависимости от начальной поровой проницаемости.

Месторождение: 1 — Калиновско-Новостепановское; 2 — Яблоневское; 3 — Краснокамское; 4 — Северокамское; 5 — Покровское; 6 — Алакаевское; 7 — Козловское; 8 — Хилковское; 9 — Батырбайское; 10 — Красноярское; 11 — Западное; 12 — Ярино-Каменноложское; 13 — Кулешовское; 14 — Орляное; 15 — Дерюжовское; 16 — Сосновское



лекторы зависит от их проницаемости. Чем ниже поровая проницаемость, тем значительнее увеличение общей проницаемости после СКО. Наглядное представление об этом дает рис. 80, из которого видно, что в низкопроницаемых коллекторах общая проницаемость после кислотного воздействия на призабойную зону возрастает в 5 — 10 раз, в среднепроницаемых — в 3 — 5 раз, в высокопроницаемых — до 3 раз.

Увеличение проницаемости отражается на коэффициенте вытеснения нефти водой. Из рис. 81 видно, что приведенные цифры роста общей проницаемости могут обеспечить увеличение коэффициента вытеснения

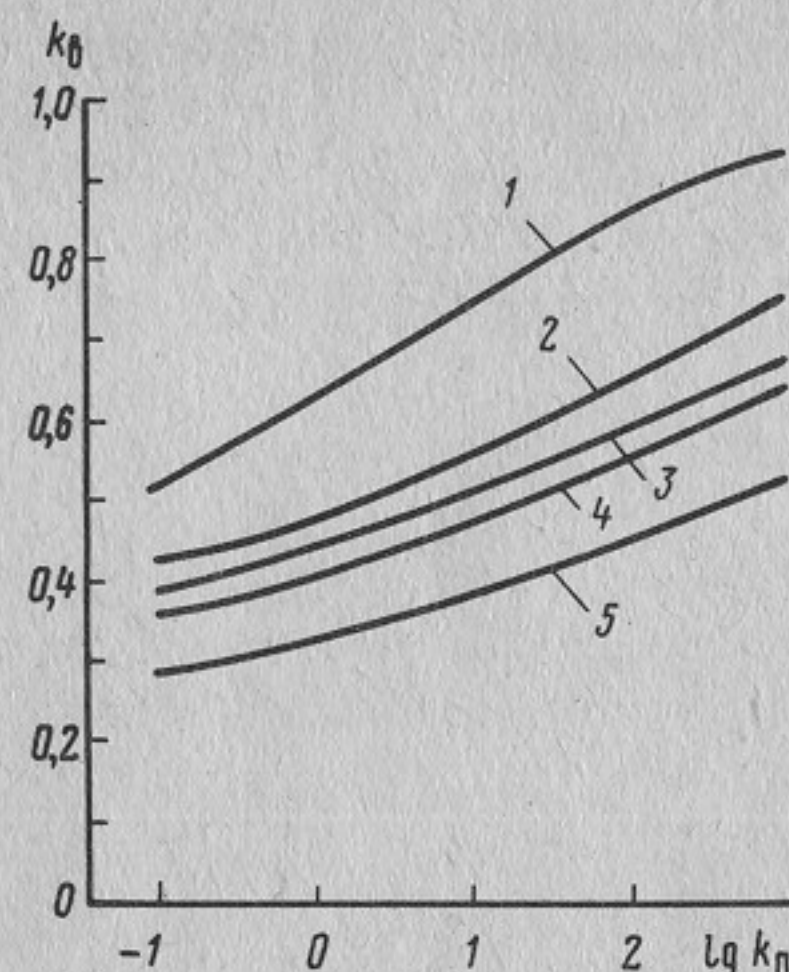


Рис. 81. Изменение коэффициента вытеснения нефти водой в зависимости от проницаемости карбонатных коллекторов и вязкости пластовой нефти (вычислено по способу В. Г. Михневича, М. Л. Сургучева и Б. И. Тульбовича).
μ, сп: 1 — 1; 2 — 5; 3 — 10; 4 — 15; 5 — 35

в низкопроницаемых коллекторах до 12%, в среднепроницаемых — до 5%, в высокопроницаемых — до 2 — 3%. Следовательно, для низко- и среднепроницаемых карбонатных коллекторов плотность сетки скважин существенно связана с коэффициентом охвата кислотным воздействием, ростом проницаемости и нефтеотдачей, чем для высокопроницаемых коллекторов. Объекты с низкой поровой проницаемостью карбонатного коллектора (менее 10 мД) целесообразно сразу же разбуривать по сетке не плотнее 3 — 4 га/скв, при которой вскрываются все мелкие линзы и обеспечивается высокая степень охвата площади объекта воздействием соляной кислотой. Объекты со средней поровой проницаемостью (от 10 до 100 мД) целесообразно сразу разбуривать по сетке не плотнее 8 га/скв.

Промысловой практикой установлено, что высокопроницаемые карбонатные коллекторы представлены крупными линзами неправильной формы. Потери запасов нефти в них связаны, главным образом, с образованием тупиковых зон (см. рис. 74), а не с пропуском отдельных линз сеткой скважин ($f_{\text{л}} \geq F_{\text{с}}$ и $c = 0$). В табл. 42 и на рис. 76 (кривая 1) показаны коэффициенты воздействия заводнением при различной плотности сетки скважин для высокопроницаемых карбонатных коллекторов некоторых месторождений Куйбышевской области [69]. Как видно из рисунка, разрежение сетки с 4 до 64 га/скв, т. е. в 16 раз, приводит к уменьшению коэффициента воздействия всего лишь на 4,7%.

Следовательно, для высокопроницаемых карбонатных коллекторов можно применять относительно редкие сетки, плотностью от 36 до 64 га/скв. На практике наиболее распространены сетки плотностью 36 га/скв, что вполне допустимо. Очевидно, можно применять и более редкие сетки, плотностью 49 — 64 га/скв, если в карбонатных толщах выделяются отдельные эксплуатационные объекты, представленные исключительно высокопроницаемыми коллекторами.

Форма сетки скважин, как и ее плотность, зависит от проницаемости карбонатных коллекторов. На объектах с высокой проницаемостью карбонатных коллекторов применяются сетки скважин различных форм:

равномерные треугольные, рядные с неодинаковыми расстояниями между скважинами и рядами скважин, концентрические вдоль изогипс (при законтурном заводнении) и т. д. Такая практика выбора формы сеток полностью себя оправдала. На объектах со средней и низкой проницаемостью карбонатных коллекторов применяются равномерные преимущественно треугольные сетки скважин.

В работе [107] показана целесообразность использования квадратных сеток. Квадратные сетки удобно равномерно уплотнять, а также использовать одни и те же сетки для эксплуатации разных горизонтов. Если исходить из условия, что для низкопроницаемых карбонатных коллекторов может потребоваться сгущение сетки до 1 га/скв и что начальная плотность сетки не должна превышать 4 га/скв, то наиболее удобна квадратная сетка, образующая пятиточечный элемент (см. рис. 79, б).

Для коллекторов со средней проницаемостью, где начальная плотность сетки не должна превышать 8 га/скв, можно применять как квадратные, так и треугольные сетки скважин. Дальнейшее уплотнение всех сеток следует проводить при бурении резервных скважин для вскрытия тупиковых зон и мелких линз, пропущенных при бурении основной сетки. Окончательно сетку нужно выбирать после технико-экономических расчетов, выполненных с учетом влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу.

СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ

Заводнение как способ увеличения нефтеотдачи карбонатных коллекторов применимо в любых геолого-физических условиях. В коллекторах с высокой проницаемостью оно обеспечивает достижение нефтеотдачи до 0,45 — 0,65 (см. табл. 27), в коллекторах со средней проницаемостью — до 0,4 — 0,6 (см. табл. 33), в коллекторах с низкой проницаемостью — до 0,3 — 0,4 (см. табл. 34). Использование новых методов увеличения нефтеотдачи также предполагает применение заводнения в комбинации с закачкой эффективных вытесняющих агентов (см. главу III).

Успешность заводнения зависит прежде всего от того, насколько система заводнения соответствует особенностям геологического строения карбонатных коллекторов. При этом важнейшее значение имеют размещение нагнетательных скважин относительно элементов слоистой и зональной неоднородности, взаимное расположение эксплуатационных и нагнетательных скважин на этих элементах (на зонах с разной проницаемостью и в пластах с разной проницаемостью), взаимное расположение фронта заводнения и основной системы вертикальных трещин, соотношение пластового давления и давления нагнетания с боковым горным давлением, при котором начинается массовое раскрытие трещин или, наоборот, их смыкание, соотношение скорости продвижения фронта заводнения со скоростью капиллярной пропитки (или густота трещин).

Чем ниже проницаемость карбонатного коллектора, тем сильнее его неоднородность и роль трещин в емкостно-фильтрационных свойствах и тем значительнее влияние приведенных выше факторов на успешность заводнения. Чем выше проницаемость карбонатного коллектора, тем слабее выражены его неоднородность и роль трещин в емкостно-фильтра-

ционных свойствах и тем меньше влияние этих факторов на успешность заводнения.

Для карбонатных коллекторов с высокой проницаемостью можно применять такие же системы заводнения, как и для терригенных коллекторов — законтурные при наличии гидродинамической связи между нефтяной залежью и законтурной зоной и внутриконтурные при отсутствии такой связи. Промысловый опыт показал, что наиболее удачной системой внутриконтурного заводнения высокопроницаемых карбонатных коллекторов в начальной стадии разработки является трехрядная блоковая с сеткой скважин 600 x 600 м.

После бурения основной сетки эксплуатационных и нагнетательных скважин блоковая система заводнения дополняется очаговым или избирательным заводнением для воздействия на отдельные линзы или застойные зоны. Для этого необходимо строить карты распространения каждого пласта, входящего в состав эксплуатационного объекта. Схематическое изображение таких карт с размещенными на них скважинами показано на рис. 74, из которого видно, что при любом размещении нагнетательных скважин на высокопроницаемом карбонатном коллекторе образуются тупиковые зоны и линзы 3, из которых нефть не вытесняется без организации дополнительных очагов или бурения резервных эксплуатационных скважин.

Очаги заводнения для высокопроницаемых карбонатных коллекторов выбираются так же, как и для терригенных коллекторов. На участках с низкой проницаемостью карбонатного коллектора, ограничивающих зоны с высокой проницаемостью, заводнение осуществляется по специальной методике.

Важнейшее требование к системам заводнения высокопроницаемых карбонатных коллекторов — раздельное нагнетание воды (или одновременное раздельное) в каждый самостоятельный пласт эксплуатационного объекта. Это требование легко выполнить при блоковых системах заводнения путем сокращения расстояния между нагнетательными скважинами в рядах в 2 — 3 раза по сравнению с расстоянием между эксплуатационными скважинами. Например, на рис. 74 при блоковой трехрядной системе заводнения нагнетательные скважины в разрезающих рядах размещены через 300 м, а эксплуатационные — по сетке 600 x 600 м. Благодаря этому один нагнетательный ряд может индивидуально воздействовать на два пласта эксплуатационного объекта.

При площадной семиточечной системе заводнения (см. рис. 74) для индивидуального нагнетания воды в два пласта одного объекта требуется либо сразу же изменить проектную систему заводнения, либо бурить в центре полей по две нагнетательные скважины, что на начальной стадии разработки явно нецелесообразно.

Совершенствование систем заводнения высокопроницаемых карбонатных коллекторов заключается, таким образом, в индивидуальном нагнетании воды в каждый крупный пласт эксплуатационного объекта и в организации избирательного или очагового заводнения линз и тупиковых зон, выделенных после бурения основной сетки скважин по картам распространения пластов (обычно картам пористости по данным радиоактивного каротажа).

При закачке воды в высокопроницаемые карбонатные коллекторы допустимо как низкое, так и высокое давление нагнетания, равное на забое скважин 0,4 — 0,5 и 0,8 — 1,0 вертикального горного. Максимально допустимое забойное давление в нагнетательных скважинах должно быть меньше удвоенного бокового горного давления в плотных перемычках, разделяющих пористо-проницаемые пласты эксплуатационного объекта, в которые ведется индивидуальная закачка воды. В противном случае эти перемычки будут нарушены уже на стенках скважин и между пластами начнутся неконтролируемые перетоки воды, так как вертикальные трещины сжаты на стенках скважин с силой, равной удвоенному боковому горному давлению.

Из рис. 21 и табл. 43 видно, что при пористости плотных перемычек 1 — 5% коэффициент Пуассона равен 0,35 и боковое горное давление составляет 0,54 вертикального горного. Следовательно, на забое нагнетательных скважин можно создавать давления, доходящие до вертикального горного, не опасаясь разрыва естественных плотных перемычек между продуктивными пластами. Ограничение давления нагнетания в таких случаях может быть связано исключительно с техническими условиями (конструкцией скважин, качеством цементирования эксплуатационной колонны и т. д.).

Давление нагнетания в этом случае можно снизить до бокового горного давления продуктивных пластов после разрушения кислотой зоны кольцевых сжимающих напряжений (см. главу I). Однако при освоении нагнетательных скважин давление нагнетания необходимо доводить до удвоенного бокового горного давления этих пластов. Например, из табл. 43 видно, что при пористости нетрещиноватого коллектора от 5 до 30% для раскрытия трещин на стенках нагнетательных скважин необходимо создать при СКО давление до 0,98 вертикального горного давления на забое скважин.

Промысловая практика показала, что выравнивание профилей приемистости в нагнетательных скважинах, вскрывших карбонатный коллектор с высокой поровой проницаемостью, достигается путем совместного воздействия кислотными обработками и высоким давлением нагнетания. В соответствии с данными, приведенными в табл. 43, для высокопроницаемого пористого карбонатного коллектора максимальное давление на забое нагнетательных скважин целесообразно принимать равным 0,8 — 0,9 вертикального горного. При этом пластовое давление на линии нагнетания не должно превышать бокового горного давления, равного обычно 0,5 вертикального горного, а пластовое давление в зоне отбора жидкости из пласта следует поддерживать на начальном уровне (0,4 вертикального горного давления).

Этот вывод не распространяется на сильно трещиноватые высокопроницаемые карбонатные коллекторы иногда встречающиеся среди пористых карбонатных коллекторов с высокой поровой проницаемостью. Для них давление нагнетания должно быть значительно ниже.

Для карбонатных коллекторов со средней проницаемостью можно применять только системы внутриконтурного заводнения. Наилучшие практические результаты при этом дает очаговое или избирательное заводнение,

Ориентировочные значения давления нагнетания и пластового давления при заводнении карбонатных коллекторов (относительно вертикального горного давления)

$m_{абс}, \%$	Пористый коллектор					Трещиновато-пористый коллектор						
	ν	$k_б$	Забойное давление		Пластовое давление		ν	$k_б$	Забойное давле- ние		Пластовое давление	
			макси- мальное	мини- мальное	макси- маль- ное,	мини- мальное			макси- мальное	мини- мальное		
1-5	0,35	0,54	1,08	0,54	0,54	0,19	0,24	0,48	0,24	0,4	0,24	
5-10	0,33	0,48	0,98	0,49	0,49	0,14	0,16	0,32	0,16	0,4	0,16	
10-20	0,30	0,43	0,86	0,43	0,43	0,08	0,09	0,18	0,09	0,4	0,09	
20-30	0,28	0,39	0,78	0,39	0,40	0,02	0,03	0,06	0,03	0,4	0,03	
В сред- нем	0,315	0,46	0,90	0,46	0,46	0,11	0,13	0,26	0,13	0,4	0,13	

наиболее полно учитывающее прерывистое строение карбонатных коллекторов. Его осуществление возможно после бурения основной сетки скважин и выявления зон с различной проницаемостью (см. рис. 13 — 16). Для зон с повышенной проницаемостью сетка скважин должна быть менее плотной, а система заводнения менее интенсивной, чем для участков с пониженной проницаемостью.

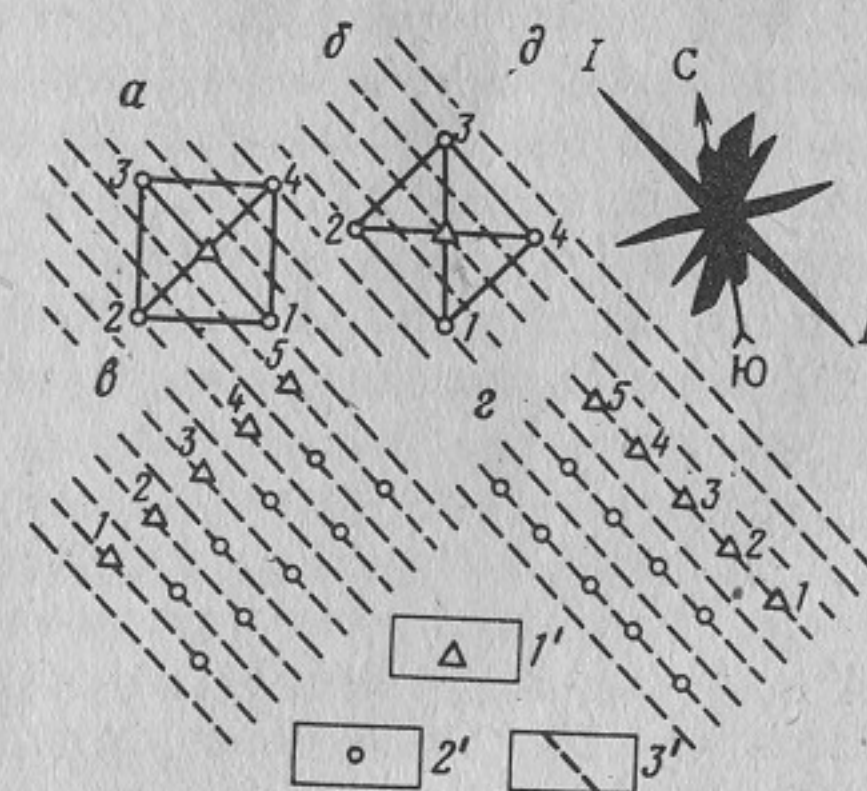
В начальной стадии разработки, когда детали геологического строения еще не известны, наиболее удобна площадная пятиточечная обращенная система заводнения с плотностью сетки 8 га/скв. Нагнетательная скважина размещается в центре квадрата, в углах которого расположены эксплуатационные скважины на расстоянии 400 м друг от друга. Можно применять также блоковые трехрядные или однорядные системы заводнения с такой же плотностью сетки скважин. Эти системы оправдывают себя по отношению к зонам повышенной проницаемости, так как по ним происходят перетоки нефти на расстояние до 1,5 — 2 км (см. рис. 14, 17, 18). Главное условие успешности заводнения среднепроницаемых карбонатных коллекторов — учет их вертикальной трещиноватости при взаимном размещении эксплуатационных и нагнетательных скважин.

Обычно среди нескольких второстепенных систем вертикальных макротрещин преобладает одна система с четко выраженной направленностью, сохраняющейся во всех стратиграфических горизонтах геологического разреза, включая выходы коренных пород на дневную поверхность. Направление основной системы вертикальных макротрещин часто совпадает с направлением одной из осей структуры (чаще с длинной осью), и его можно заранее определить по комплексу геолого-промысловых исследований, включающих изучение трещиноватости в обнажениях [45, 86, 118].

На рис. 82, д приведена "роза трещиноватости" для одного из месторождений Пермской области, показывающая преобладающее направление вертикальных трещин с юго-востока на северо-запад. Нагнетательные

Рис. 82. Взаимное размещение эксплуатационных и нагнетательных скважин относительно направления преобладающей системы вертикальных трещин пористо-трещиноватого карбонатного коллектора.

Скважина: 1' — нагнетательная; 2' — эксплуатационная; 3' — система вертикальных трещин; площадное размещение скважин: а — неблагоприятное; б — благоприятное; рядное размещение скважин: в — неблагоприятное; г — благоприятное; д — "роза трещиноватости" (I—I — преобладающее направление трещиноватости); 1 — 5 — номера скважин



и эксплуатационные скважины должны располагаться таким образом, чтобы фронт заводнения двигался под прямым или острым углом по отношению к основному направлению трещин. При площадной пятиточечной системе заводнения две стороны квадрата должны совпадать с направлением трещин, а две другие — быть к нему перпендикулярными (см. рис. 82, б). Тогда вода от нагнетательной скважины в центре квадрата будет двигаться к каждой эксплуатационной скважине под острым углом по отношению к основной системе трещин.

При блоковых системах заводнения нагнетательные и эксплуатационные ряды скважин надо размещать вдоль основного направления трещиноватости (см. рис. 82, г), чтобы вытеснение нефти фронтом заводнения шло перпендикулярно к этому направлению (из пористых участков в систему трещин).

Если ряды эксплуатационных и нагнетательных скважин и основное направление трещиноватости взаимно перпендикулярны или если при площадном заводнении эксплуатационные и нагнетательные скважины расположены на одной линии, совпадающей с направлением трещиноватости, то очень быстро нефть будет вытеснена из системы трещин и вода по трещинам прорвется в эксплуатационные скважины задолго до вытеснения нефти из пористых блоков.

При закачке воды в среднепроницаемые карбонатные коллекторы следует применять возможно более низкие давления нагнетания, равные 0,4 — 0,8 вертикального горного давления на забоях нагнетательных скважин. Ограничение давления нагнетания обусловлено наличием макротрещин (важной проводящей системы среднепроницаемых коллекторов) и влиянием капиллярных процессов на перемещение фронта заводнения. Вода может прорываться как по основному, так и по второстепенным направлениям трещиноватости на сильно трещиноватых участках. Чтобы этого не случилось, необходимо регулировать давление нагнетания и скорость продвижения фронта заводнения.

В табл. 43 приведены коэффициенты бокового распора для сильно трещиноватых карбонатных коллекторов, рассчитанные по данным рис. 21 и показывающие, что при полной пористости карбонатного коллектора, равной 10 — 20% и характерной для среднепроницаемых коллекторов, боковое горное давление равно 0,09 — 0,16 вертикального горного. Начальное пластовое давление равно 0,4 вертикального горного, а давление раскрытия трещин на стенках скважин составляет 0,18 — 0,32 вертикального горного давления. Следовательно, забойное давление нагнетания воды на сильно трещиноватых участках среднепроницаемых карбонатных коллекторов не должно быть больше начального пластового давления. Такое условие можно выполнить только после некоторого снижения пластового давления относительно начального. При этом давление на линии нагнетания не должно превышать начального пластового, а в зоне отбора жидкости оно не должно снижаться ниже бокового горного. В этом случае обеспечивается использование системы трещин для заводнения и отбора нефти.

Дополнительный критерий для выбора градиента давления — зависимость между линейной скоростью капиллярной пропитки и густотой микротрещин (см. рис. 71). Перепад давления на линии нагнетания и в зоне отбора должен быть таким, чтобы линейная скорость капиллярной пропитки, опеределенная по рис. 71, была близка к скорости движения воды по трещинам. Наиболее приемлемая скорость равна 0,2 — 0,4 м/сут (см. главу IV).

Сильно трещиноватые участки карбонатного коллектора, когда все системы трещин разной направленности участвуют в быстром продвижении фронта заводнения, неравномерно расположены по площади залежей и могут быть выявлены только после бурения основной сетки скважин (см. рис. 30).

Наиболее рациональные условия разработки сильно трещиноватых участков заключаются в том, чтобы поддерживать в системе трещин более низкое давление, чем на остальной площади. Для этого после осуществления начальной схемы разработки необходимо ограничить объемы закачки и снизить давления нагнетания до 0,40 — 0,25 вертикального горного на сильно трещиноватых участках и организовать дополнительные очаги закачки на слабо трещиноватых и нетрещиноватых участках.

Давление нагнетания воды на слабо трещиноватых и нетрещиноватых участках не должно превышать удвоенного значения бокового горного давления. Как видно из табл. 43, для пористых коллекторов с пористостью от 10 до 20% боковое горное давление равно 0,43 вертикального горного. Следовательно, давление нагнетания для среднепроницаемых коллекторов не должно превышать 0,86 вертикального горного. Минимальное его значение равно 0,43 вертикального горного давления.

Кислотные обработки снижают давление нагнетания. Очевидно, для среднепроницаемых карбонатных коллекторов проведение СКО и снижение давления нагнетания до 0,50 — 0,45 вертикального горного — обязательное условие, предотвращающее преждевременные прорывы воды по трещинам.

Для низкопроницаемых карбонатных коллекторов можно применять площадные системы заводнения при плотности сетки 4 га/скв. При этом главное условие успешного заводнения — равномерная кислотная обработка всех пробуренных скважин и порово-трещинного объема коллектора до начала заводнения.

Наиболее удобна для заводнения пятиточечная система с соотношением эксплуатационных и нагнетательных скважин 1 : 1. Давление нагнетания и взаимное размещение скважин относительно основного направления трещиноватости должны быть такими же, как для среднепроницаемых коллекторов. Скорость продвижения фронта заводнения не должна превышать 0,4 м/сут, как и в среднепроницаемых коллекторах.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Отечественная промысловая практика еще не знает примеров широкого промышленного применения новых методов увеличения нефтеотдачи

карбонатных коллекторов с положительным конечным результатом. Однако зарубежный опыт использования новых методов в лабораторных условиях и на начальной стадии промышленного применения, а также лабораторные исследования на кернах отечественных месторождений показали, что новые методы увеличения нефтеотдачи, разработанные для терригенных коллекторов, можно успешно использовать и для карбонатных коллекторов (см. табл. 34).

На месторождении Крозетт, где карбонатные коллекторы имеют проницаемость 3 мД, уже несколько лет осуществляется нагнетание в пласт углекислого газа вместе с попутным газом. По сравнению с режимом истощения ожидается увеличение нефтеотдачи с 0,13 до 0,42. На месторождении Келли-Снайдер, где пористо-трещиноватый карбонатный коллектор имеет общую проницаемость 42 мД, успешно осуществляется последовательная закачка в пласт углекислого газа и воды, что позволяет увеличить нефтеотдачу по сравнению с обычным заводнением с 0,46 до 0,54.

На месторождении Мидленд Фармс, где пористо-трещиноватый карбонатный коллектор имеет общую проницаемость 20,4 мД, в пласт закачали пропан, затем сухой углеводородный газ и для продвижения их по пласту нагнетают воду. Такой метод обеспечивает увеличение нефтеотдачи по сравнению с обычным заводнением с 0,3 до 0,5. На месторождении Файервей, где проницаемость карбонатной толщи меняется от 3,2 до 42,5 мД, применена последовательная закачка в пласт оторочек воды и сухого углеводородного газа. Такой метод обеспечивает увеличение нефтеотдачи по сравнению с обычным заводнением с 0,37 до 0,50.

На отечественных месторождениях (Яблоневском, Калиновско-Новостепановском, Краснокамском) в пласты закачивали углеводородный газ и воздух без использования воды или растворителя для улучшения условий вытеснения нефти и предотвращения прорывов газа по трещинам. Вследствие этого опыты не дали серьезных положительных результатов, и в дальнейшем на всех месторождениях в качестве вытесняющего агента использовалась только вода.

В работе [107] в качестве рабочего агента для закачки в слабопроницаемые карбонатные коллекторы рекомендуется применять раствор HCl с исходной концентрацией 7%. При этом соляная кислота используется для создания вокруг нагнетательных скважин оторочек карбонизированной воды с концентрацией CO_2 5 масс. %. Для получения 1 кг CO_2 требуется 1,66 кг HCl при взаимодействии с известняками и доломитами.

Расчеты показали, что при пористости карбонатного коллектора 20% для создания оторочки карбонизированной воды на 1 м³ породы требуется закачать 0,01 т CO_2 или 0,0166 т ($\approx 0,014$ м³) HCl , т. е. для закачки требуется HCl с исходной концентрацией 7%. Авторы этого предложения подсчитали, что создание оторочек карбонизированной воды в радиусе 10 — 15 м от нагнетательных скважин и продвижение их обычной водой в глубь пласта при девятиточечной обращенной системе заводнения (сетка 400 x 400 м) позволяет увеличить нефтеотдачу карбонатных коллекторов каширско-подольских отложений Арланского месторождения 0,30 до 0,38.

В работе [73] показано, что термическое воздействие на карбонатные коллекторы может быть более эффективным, чем на терригенные. Это обусловлено различным минералогическим составом карбонатных и терригенных коллекторов. Прокаливание образцов карбонатных пород в лабораторных условиях при температуре от 800 до 1000° С, которая в настоящее время может считаться реально достижимой при организации внутрипластового горения в естественных условиях, привело к потере 21 — 46% массы образцов. Такое снижение массы происходило, главным образом, вследствие удаления из образцов углекислого газа. Из каждого 1 м³ карбонатной породы может выделиться до 800 — 1000 кг углекислого газа, являющегося наилучшим вытесняющим агентом для нефти.

Благодаря хорошей взаимной растворимости углекислого газа и нефти и исчезновению в связи с этим менисковых сил на границе их раздела вытеснение нефти из пористой среды углекислым газом достигает 90 — 95% при обычных коэффициентах вытеснения нефти водой 55 — 65%.

Если принять пористость карбонатных пород 20%, а плотность нефти 0,8 г/см³, то в 1 м³ породы содержится 160 кг нефти. В то же время количество углекислого газа, выделяющегося при нагревании до 800 — 1000° С из 1 м³ карбонатной породы, равно 800 — 1000 кг. Этого количества углекислого газа достаточно для вытеснения нефти. Процесс вытеснения можно дополнить нагнетанием в пласт воды.

Кроме большого положительного воздействия углекислого газа на вытеснение нефти, нагрев карбонатных пород до 800 — 1000° С существенно увеличивает их емкостно-фильтрационные свойства. Лабораторные опыты показали, что увеличение пористости и проницаемости тем значительнее, чем ниже их первоначальные значения (табл. 44 — 46). Пористость и проницаемость низкопроницаемых карбонатных коллекторов при этом увеличиваются в десятки или сотни раз (см. табл. 44), среднепроницаемых коллекторов — в 2 — 3 раза (см. табл. 45), высокопроницаемых коллекторов — до двух раз (см. табл. 46). Следовательно, создание внутрипластового горения наиболее эффективно для низкопроницаемых коллекторов, особенно для тех, проницаемость которых меньше 1 мД. Запасы нефти в таких коллекторах пока считаются неизвлекаемыми и составляют до 30 — 50% всех запасов. Предпосылкой для применения внутрипластового горения при разработке залежей с низкопроницаемыми карбонатными коллекторами является их трещиноватость, позволяющая организовать по трещинам фильтрацию воздуха, необходимого для поддержания процесса горения.

Принципиальная возможность применения других методов установлена исследованиями Б. И. Тульбовича и В. Г. Михневича в лаборатории физики нефтяного пласта института ПермНИПИнефть. С целью выбора эффективных химреагентов для увеличения коэффициента вытеснения нефти они провели исследования на естественных образцах керна из продуктивных карбонатных пластов нефтяных месторождений Пермской области. При исследованиях применяли химреагенты, используемые обычно для терригенных коллекторов.

Таблица 44

Изменение емкостно-фильтрационных свойств низкопроницаемых карбонатных коллекторов после нагрева образцов керна до 800 – 1000°С (по Ф. И. Котяхову)

Номер образца	До нагрева		После нагрева			Температура нагрева, °С
	Пористость, %	Проницаемость, мД	Пористость, %	Проницаемость, мД	Потеря массы, %	
14	0,6	0	53,1	256	42,5	1000
5	0,9	0	54,4	173	32,0	1000
13	7,1	0	55,9	1573	44,0	1000
1	12,2	0	35,5	0	27,0	800
3	5,8	1,4	19,1	48	28,0	800
2	6,7	0	59,3	220	46,0	1000
В среднем	5,5	0,23	46,2	378	36,5	930

Таблица 45

Изменение емкостно-фильтрационных свойств среднепроницаемых карбонатных коллекторов после нагрева образцов керна до 800 – 1000°С (по Ф. И. Котяхову)

Номер образца	До нагрева		После нагрева			Температура нагрева, °С
	Пористость, %	Проницаемость, мД	Пористость, %	Проницаемость, мД	Потеря массы, %	
4	20,1	12,0	59,9	205	43,0	1000
12	16,5	14,0	41,5	39	23,5	1000
11	16,4	48,0	42,0	101	24,5	800
9	16,5	56,0	33,9	80	21,0	800
В среднем	17,4	32,5	44,2	106,2	28,0	900

Таблица 46

Изменение емкостно-фильтрационных свойств высокопроницаемых карбонатных коллекторов после нагрева образцов керна до 800 – 1000°С (по Ф. И. Котяхову)

Номер образца	До нагрева		После нагрева			
	Пористость, %	Проницаемость, мД	Пористость, %	Проницаемость, мД	Потеря массы, %	Температура, °С
6	14,1	389	66,2	1354	44,5	1000
10	25,8	434	49,0	534	31,5	800
7	29,3	563	46,8	559	28,0	800
В среднем	23,1	462	54,0	816	35,0	870

Опыты по вытеснению нефти из образцов вели с соблюдением условий приближенного лабораторного моделирования на составном кернадержателе с боковым гидрообжимом. Длина моделей равнялась 26 см, среднюю проницаемость подбирали близкой к средней проницаемости продуктивных пластов. Опыты проводили при постоянной скорости фильтрации, которая для различных моделей изменялась от 30 до 300 м/год.

Растворы химреагентов вводили в модель в виде оторочек (за исключением ОП-10) объемом 0,1 – 0,5 порового объема модели как перед закачкой пресной воды, так и после заводнения модели. Данные опытов (табл. 47) показывают большую эффективность применения химреагентов.

Таблица 47

Сравнение коэффициентов вытеснения нефти пресной водой и растворами химреагентов из образцов карбонатного керна месторождений Пермской области

Номер образца	Проницаемость, мД	Вязкость пластовой нефти, сП	Вытесняющий химреагент	Коэффициент вытеснения	
				пресной водой	раствором химреагента
1	60	48,6	Раствор NaOH	0,40	0,71
2	180	48,6	Раствор NaOH	0,46	0,60
3	45	12,2	Раствор тринатрий-фосфата	0,60	0,76
4	130	6,3	Раствор ОП-10	0,46	0,58
5	130	2,0	Раствор ОП-10	0,56	0,62
В среднем	109	23,1		0,49	0,65

тов для увеличения коэффициента вытеснения нефти из карбонатных коллекторов. В случае вытеснения вязкой нефти наиболее эффективными реагентами оказались NaOH и THF, позволяющие повысить коэффициент вытеснения вязкой нефти до значений, близких или даже превышающих значения коэффициентов вытеснения маловязкой нефти пресной водой.

Таким образом, для карбонатных коллекторов можно применять все те новые методы увеличения нефтеотдачи, которые разработаны для терригенных коллекторов. Более того, химически активный состав карбонатной породы позволяет получить неизмеримо больший эффект, чем для терригенных коллекторов при внутрипластовом горении и при закачке в пласт раствора соляной кислоты. Новые методы позволяют увеличить нефтеотдачу карбонатных коллекторов на 0,10 – 0,15.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдулин Ф. С. Повышение производительности скважин. М., Недра, 1975.
2. Абызбаев И. И., Саттаров М. М., Карцева А. В. Разработка нефтяных месторождений при режиме растворенного газа. М., Гостоптехиздат, 1962.
3. Абрикосов И. Х. Нефтегазоносность Пермской области. М., Гостоптехиздат, 1963.
4. Абрикосов И. Х., Гутман И. С. Нефтепромысловая геология. М., Недра, 1970.
5. Антонишин Г. И., Борковский А. А., Пушкарь В. Г. Влияние солянокислотной обработки на структуру порового пространства пород-коллекторов. Труды Укрпипроиннефть. М., вып. 14 – 15, 1974, с. 49 – 53.
6. Афанасьева А. В., Горбунов А. Т., Шустер И. Н. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания. М., Недра, 1975.
7. Аширов К. Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений Среднего Поволжья. М., Недра, 1965.
8. Аширов К. Б. Трещиноватость коллекторов месторождений Куйбышевского Поволжья. Труды Гипровостокнефть. М., вып. 3, 1961, с. 3 – 21.
9. Аширов К. Б., Громович В. А. Результаты закачки флуоресцеина в продуктивный пласт Яблоневского месторождения. Труды Гипровостокнефть. М., вып. 1965, с. 46 – 57.
10. Аширов К. Б., Выжигин Г. Б. Оценка эффективности солянокислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах. – Нефтяное хозяйство, 1977, № 9, с. 28 – 31.
11. Багринцева К. И. Использование неразрушающих методов контроля для изучения трещиноватости карбонатных пород. Труды ВНИИГаз. Л., вып. 20/28, 1964, с. 98 – 109.
12. Багринцева К. И., Перькова Я. Н. Оценка трещиноватости продуктивных карбонатных пород Вуктыльского газоконденсатного месторождения. – Нефтегазовая геология и геофизика, 1971, № 8, с. 26 – 29.
13. Блажевич В. А. О расслоении пород пласта при гидравлическом разрыве и закачке воды в нагнетательные скважины Туймазинского месторождения. – Нефтяное хозяйство, 1960, № 5, с. 39 – 43.
14. Быков Н. Е. Выделение эксплуатационных объектов в разрезах многопластовых нефтяных месторождений. М., Недра, 1975.
15. Булин Н. К. Современные напряжения в земной коре и их связь с некоторыми механическими свойствами горных пород. Материалы Всесоюзного совещания "Внутренняя геодинамика", Л., ВСЕГЕИ, вып. 1, 1972, с. 57 – 59.
16. Васильев Ю. Н. Механизм расширения трещин при гидроразрыве в карбонатных коллекторах. – Нефтяное хозяйство, 1958, № 6, с. 32 – 36.
17. Величко А. В., Лаврушко И. П. Сравнительный анализ величин коэффициентов нефтеотдачи, определенных по различным методам. – Геология нефти и газа, 1976, № 9, с. 18 – 22.
18. Викторин В. Д., Вострикова Е. С. Предварительные результаты опытного внутриконтурного заводнения карбонатного коллектора на Яблоневском месторождении. – Нефтепромысловое дело, 1961, № 9, с. 22 – 25.
19. Викторин В. Д. Оценка нефтеотдачи карбонатных коллекторов. Труды совещания "Вопросы интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи месторождений СССР", М., ЦНИИТЭнефтегаз, 1964, с. 285 – 287.
20. Викторин В. Д. Особенности строения карбонатных коллекторов. – Геология нефти и газа, 1964, № 11, с. 31 – 34.
21. Викторин В. Д. О предварительных результатах разработки и нефтеотдаче карбонатных коллекторов Северокамского месторождения. – Нефтяное хозяйство, 1965, № 7, с. 25 – 30.

22. Викторин В. Д. О разработке залежей нефти в карбонатных коллекторах Пермской области. Труды ПФ Гипровостокнефть, 1965, вып. 1, с. 139 – 146.
23. Викторин В. Д. Приближенный метод количественной оценки прерывистости пласта и его использование для прогноза нефтеотдачи. Труды ПФ Гипровостокнефть, 1966, вып. 2, с. 45 – 64.
24. Викторин В. Д., Шустеф И. Н. Опыт разработки Аскульской площади в условиях повышенного пластового давления. – Нефтяное хозяйство, 1973, № 8, с. 31 – 34.
25. Викторин В. Д., Лыков Н. А. Разработка залежей нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1974.
26. Викторин В. Д. Проявление трещиноватости при создании в карбонатном пласте аномально высокого пластового давления. – Нефтепромысловое дело, 1974, № 10, с. 10 – 15.
27. Викторин В. Д., Лыков Н. А. Неоднородность карбонатных коллекторов по упруго-механическим свойствам. – Нефтепромысловое дело, 1975, № 2, с. 12 – 16.
28. Викторин В. Д., Лыков Н. А. Характерные особенности геологического строения карбонатных коллекторов Западного Приуралья. – Нефтегазовая геология и геофизика, М., 1975, с. 54.
29. Викторин В. Д. Сравнение условий разработки нефтяных залежей с карбонатными и терригенными коллекторами. – Нефтяное хозяйство, 1976, № 2, с. 36 – 39.
30. Винниковский С. А., Викторин В. Д., Шустеф И. Н. Эффективность систем заводнения, применяемых на месторождениях Пермской области. – Нефтяное хозяйство, 1972, № 9, с. 31 – 36.
31. Вострикова Е. С., Викторин В. Д. Опыт проведения гидравлических разрывов пласта на промыслах НПУ "Кинельнефть", Изд. НТО НГП Куйбышевского СНХ, Куйбышев, 1960.
32. Волларович М. П. и Фан-Вей-Цин. Исследование упругих свойств горных пород статистическими и динамическими методами при высоких всесторонних давлениях. Труды АН СССР, 1962, № 29 (190), с. 58 – 72.
33. Воскресенский В. В. Прогноз технологических показателей разработки нефтяной залежи пласта В₁ Красноярского месторождения Оренбургской области с учетом изменчивости вязкости нефти. Труды Гипровостокнефть, 1976, вып. 27, с. 76 – 80.
34. Выжигин Г. Б., Маслянец Ю. В., Сулов В. А. Влияние кислотных обработок на разработку карбонатных коллекторов. Труды Гипровостокнефть, 1976, вып. 27, с. 37 – 41.
35. Выжигин Г. Б. Некоторые итоги разработки Калиновского месторождения. – Геология нефти и газа, 1964, № 10, с. 13 – 17.
36. Выжигин Г. Б. Увеличение нефтеотдачи залежей в карбонатных коллекторах. – Нефтяное хозяйство, 1967, № 6, с. 32 – 35.
37. Выжигин Г. Б., Ханин И. И. Трещиноватые зоны и их влияние на условия разработки нефтяных залежей. – Нефтяное хозяйство, 1973, № 2, с. 33 – 36.
38. Выжигин Г. Б., Ивановский Г. И., Серкова Д. К. Разработка Яблоневской залежи в условиях прекращения заводнения. – Нефтепромысловое дело, 1975, № 1, с. 26 – 31.
39. Выжигин Г. Б., Юдина З. П. Исследование распространения соляной кислоты в карбонатных коллекторах при обработке скважин. – Нефтепромысловое дело, 1975, № 11, с. 29 – 32.
40. Габбасов Г. Х., Хамитова Ф. З., Гумеров Р. А. Об определении плотности сетки скважин в условиях массивных залежей. – Нефтепромысловое дело, 1974, № 2, с. 3 – 4.
41. Гавура В. Е. Состояние и перспективы разработки нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам. Труды Гипровостокнефть, 1969, вып. 12, с. 190 – 208.
42. Геологическое строение и условия разработки Терханского месторождения / К. Б. Аширов, А. И. Губанов, М. Л. Сургучев и др. Труды Гипровостокнефть, вып. 3, 1961, с. 165 – 182.

43. Гидродинамические особенности разработки слоистых пластов с проявлением начального градиента давления. Казань, Казанское книжное издательство, 1973.
44. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 1971.
45. Гмид Л. П., Левин С. Ш. Атлас карбонатных пород-коллекторов, Л., Недра, 1972.
46. Говорова Г. Л. Разработка нефтяных месторождений в США. М., Недра, 1970.
47. Громович В. А., Сазонов Б. Ф. Промысловые данные по влиянию неоднородности карбонатных коллекторов на характер разработки нефтяных залежей. Труды Гипровостокнефть, 1965, вып. 9, с. 305 – 309.
48. Губанов Б. Ф., Желтов Ю. П. Регулирование процесса разработки с применением повышенных давлений нагнетания. Труды ВНИИ, 1968, вып. 54, с. 165 – 178.
49. Губанов А. И., Сазонов Б. Ф. Анализ разработки Калиновско-Новостепановского месторождения. Труды Гипровостокнефть, 1958, вып. 1, с. 172 – 190.
50. Дадаева Э. А. Анализ разработки нефтяного месторождения Келли-Снайдер в США. – Нефтяное хозяйство, 1976, № 12, с. 67 – 70.
51. Добрынин В. М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1970.
52. Желтов Ю. П. Деформация горных пород. М., Недра, 1966.
53. Заводнение продуктивных отложений на месторождениях США и Канады, М., изд. ВНИИОЭНГ, 1967.
54. Иванова М. М. Динамика добычи нефти из месторождений. М., Недра, 1976.
55. Изучение механизмов фильтрации закачиваемой в пласт воды по данным промысловых исследований. – Нефтепромысловое дело, 1974, № 1, с. 5 – 9.
56. Интерпретация данных исследования скважин глубинными расходомерами. Труды Гипровостокнефть, 1973, вып. 28, с. 3 – 9.
57. Ковалев В. С., Громович В. А., Югин Л. Г. О характере неоднородности карбонатных пластов. Труды Гипровостокнефть, 1965, вып. 9, с. 58 – 72.
58. Ковалев В. С. Определение трещиноватости карбонатного пласта А₄ Кулешовского месторождения. Труды Гипровостокнефть, 1965, вып. 9, с. 95 – 101.
59. Ковалев В. С., Житомирский В. М. Прогноз разработки нефтяных месторождений и эффективность системы заводнения. М., Недра, 1976.
60. Ковалев В. С. О режиме эксплуатации залежей нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам. Труды Гипровостокнефть, 1965, вып. 9, с. 240 – 250.
61. Ковалев В. С., Сургучев М. Л. Опыт разработки и прогноз показателей заводнения карбонатного пласта А₄ Покровского месторождения. Труды Гипровостокнефть, 1969, вып. 12, с. 65 – 74.
62. Ковалев В. С. Сопоставление физических и расчетных показателей заводнения терригенных и карбонатных пластов. Труды Гипровостокнефть, 1973, вып. 18, с. 65 – 84.
63. Ковалев В. С., Прядкина А. П. Сопоставление расчетной и физической динамики показателей заводнения по нефтяным залежам Хилковского месторождения. Труды Гипровостокнефть, 1969, вып. 12, с. 75 – 82.
64. Коваленко Э. К., Андреев Е. А., Юсупов Р. М. О системе размещения скважин на нефтяных залежах в карбонатных породах. – Нефтяное хозяйство, 1970, № 11, с. 36 – 39.
65. Колганов В. И. Коллекторские свойства нефтяных пластов Козловского месторождения. Труды Гипровостокнефть, 1969, вып. 12, с. 294 – 310.
66. Колганов В. И., Гавура В. Е. Начальная водонефтенасыщенность карбонатного пласта В₁ на Сосновском месторождении. – Геология нефти и газа, 1971, № 10, с. 29 – 34.
67. Колганов В. И., Югин Л. Г., Солдаткина Н. И. Сравнительный статистический анализ коллекторских свойств карбонатных и песчаных пластов. Труды Гипровостокнефть, 1969, вып. 12, с. 289 – 293.
68. Костюченко Е. Д., Сазонов Б. Ф. Влияние неоднородности пласта по проницаемости на процесс заводнения карбонатных коллекторов. Труды Гипровостокнефть, 1976, вып. 27, с. 53 – 55.

69. Костюченко Е. Д., Сазонов Б. Ф. Изучение прерывистости карбонатных продуктивных пластов. Труды Гипровостокнефть, 1976, вып. 27, с. 56 – 61.
70. К оценке возможности достижения высокой конечной нефтеотдачи пласта А₄ Козловского месторождения /Л. Г. Югин, Н. Б. Любарская, И. А. Кологреева и др. Труды Гипровостокнефть, вып. 27, 1976, с. 47 – 52.
71. Кривонос И. В., Макеев Г. А. О характере воздействия соляной кислоты на призабойную зону трещиноватых пластов. Труды УкрНИИПНД, 1971, вып. 8 – 9, с. 165 – 170.
72. Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М., Недра, 1977.
73. Котяхов Ф. И. О термическом воздействии на нефтяные пласты карбонатного типа. – Нефтяное хозяйство, 1965, № 3, с. 58 – 62.
74. Колоскова М. И. Сравнительные данные определения пористости различными методами. Труды ВНИИГаз, 1964, вып. 20/28, с. 72 – 82.
75. Конф Е. З. Данные исследования кернового материала, отобранного из различных пластов. Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений. Т. 2, М., Недра, 1965.
76. Куликова Н. Г. Изучение структуры порового пространства карбонатных коллекторов. – Нефтегазовая геология и геофизика, 1965, № 7, с. 31 – 45.
77. Лыкова А. К., Данилова Л. Ю., Деметьев Л. Ф. Некоторые итоги разработки Краснокамского нефтяного месторождения Пермской области. Труды КФ ВНИИГНИ, 1964, вып. 45, с. 61 – 72.
78. Лысяновский В. Г. Особенности геологического строения и разработки Кулешовского месторождения нефти. Труды Совещания по карбонатным коллекторам Урало-Поволжья, вып. 2, 1963, с. 207 – 214.
79. Майдебор В. Н. Разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М., Недра, 1971.
80. Майдебор В. Н., Оноприенко В. П. Рациональные методы заводнения залежей нефти с трещиноватыми коллекторами. Труды совещания "Пути дальнейшего совершенствования разработки нефтяных месторождений с заводнением", Альметьевск, 1976, с. 160 – 169.
81. Максимов М. И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1965.
82. Мартынец О. Ф. Определение нефтеотдачи трещиновато-порово-кавернозных пластов Осташковичского месторождения. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1974.
83. Маскет М. Физические основы добычи нефти. М., Гостоптехиздат, 1953.
84. Мельникова Н. А., Мясникова Г. П. Типы коллекторов и перспективы нефтегазоносности карбонатных отложений нижнего карбона и верхнего девона Оренбургской области. – Геология нефти и газа, 1966, № 8, с. 34 – 38.
85. Методика изучения трещиноватости горных пород и трещинных коллекторов нефти и газа. Труды ВНИГРИ, 1969, вып. 276, с. 129.
86. Методика изучения карбонатных коллекторов и классификация карбонатных коллекторов и приуроченных к ним залежей нефти и газа. Труды Гипровостокнефть, 1971, с. 79 – 95.
87. Методика определения нижнего предела проницаемости промышленно-продуктивных коллекторов по геолого-промысловым данным / В. К. Гомзинов, Н. Н. Емельянов, М. Н. Кочетов и др. Труды ВНИИ. Вып. 54, 1968, с. 18 – 23.
88. Метод изменения направления фильтрационных потоков при разработке нефтяных месторождений. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1976.
89. Методы интенсификации добычи нефти за рубежом. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1977.
90. Методы контроля и регулирования разработки нефтяных залежей в мощных трещиноватых коллекторах / Н. П. Лебединец, Э. В. Соколовский, А. М. Никаноров и др., М., изд. ВНИИОЭНГ, 1973.
91. Миронов Т. П., Орлов В. С. Нефтеотдача неоднородных пластов при заводнении. М., Недра, 1977.
92. Минчева Р., Геров Л. Особенности вытеснения нефти водой из трещиновато-кавернозных коллекторов. – Нефтепромысловое дело, 1976, № 10, с. 3 – 5.

93. Муравьев И. М., Крылов А. П. Эксплуатация нефтяных месторождений. М. – Л., Гостоптехиздат, 1949.
94. Наказная Л. Г. Фильтрация жидкостей и газа в трещиноватых коллекторах. М., Недра, 1972.
95. Нефти и газы месторождений зарубежных стран. Справочник. М., Недра, 1977.
96. Ованесов Г. П., Халимов Э. М., Ованесов М. Г. Совершенствование разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1973.
97. О предварительных результатах разработки Яблоневского месторождения / М. В. Макаренко, В. Д. Викторин, Е. С. Вострикова и др. – Геология нефти и газа, 1962, № 2, с. 35 – 38.
98. Опыт разработки кунгурских залежей нефти Восточно-Черновского и Ново-Ключевского месторождений. Труды Гипровостокнефть, вып. 7, М., 1964, с. 123 – 131.
99. Опыт разработки нефтяных месторождений Куйбышевского Поволжья, приуроченных к карбонатным коллекторам / А. И. Губанов, К. К. Аширов, М. Л. Сургучев и др. Труды совещания "Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений", 1963, с. 53 – 62.
100. Орлов В. С. Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой. М., Недра, 1973.
101. Оруджев С. А. Состояние нефтедобывающей промышленности Ирана и разработка сходных по условиям залежей Чечено-Ингушской АССР. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1967.
102. Особенности вскрытия, испытания и опробования трещинных коллекторов нефти / Ю. В. Вадецкий, А. А. Жучков, Г. М. Макаров и др. М., Недра, 1973.
103. Парк Джонс. Механика нефтяного пласта. М., Гостоптехиздат, 1947.
104. Пантелеев А. С., Гришин Е. С., Гилева Н. М. Влияние слоистой неоднородности карбонатного коллектора на процесс обводнения и конечную нефтеотдачу. – Геология нефти и газа, 1968, № 8, с. 14 – 16.
105. Предварительные результаты промышленного эксперимента по восстановлению пластового давления и увеличению нефтеотдачи истощенных карбонатных пластов Северокамского месторождения / В. Д. Викторин, В. П. Шалинов, С. А. Винниковский и др. – Нефтяное хозяйство, № 11, 1974, с. 32 – 36.
106. Применение метода заводнения на месторождениях со слабопроницаемыми коллекторами и сложным литологическим строением / Р. Д. Фаниев, Г. В. Кляровский, И. Н. Синяговский и др. Ежегодник ВНИИ, М., Недра, 1964, с. 256 – 266.
107. Проектирование и разработка слабопроницаемых карбонатных коллекторов / М. М. Саттаров, М. З. Валитов, Э. Т. Юлгушев и др. М., ВНИИОЭНГ, 1974.
108. Проектирование разработки нефтяных месторождений (принципы и методы) / А. П. Крылов, Л. М. Белаш, Ю. П. Борисов и др. М., Гостоптехиздат, 1962, с. 430.
109. Проходка шахтных стволов в условиях противобросовых пластов / Е. С. Розанцев, А. Н. Умрихин, В. Ф. Карманов и др. М., Недра, 1973.
110. Разработка нефтяных и газовых месторождений. ВИНТИ, сер. Горное дело, М., 1967, с. 120 – 126.
111. Рациональные методы заводнения залежей нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам порового типа. Труды совещания "Пути дальнейшего совершенствования систем разработки нефтяных месторождений с заводнением" / К. Б. Аширов, В. С. Ковалев, А. И. Губанов и др. Альметьевск, МНП, 1976, с. 147 – 159.
112. Ржевский В. В., Новик Г. Я. Основы физики горных пород. М., Недра, 1973.
113. Сабиров А. Ш., Петрик А. П. Анализ и усовершенствование методики определения пористости карбонатных пород. – Нефтепромысловое дело, 1967, № 5, с. 7 – 10.
114. Сазонов Б. Ф. Вытеснение нефти водой в трещиноватом пласте. Труды Гипровостокнефть, 1965, вып. 9, с. 169 – 173.
115. Сазонов Б. Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме. М., Недра, 1973.

116. Сазонов Б. Ф., Шабанов В. А., Асланова Е. Г. Влияние плотности сетки скважин на эффективность разработки кунгурских залежей нефти Яблоневского месторождения. Труды Гипровостокнефть, 1973, вып. 28, с. 132 – 142.

117. Саттаров М. М., Валитов М. З., Юлгушев Э. Т. Методика определения коэффициента нефтеотдачи карбонатных коллекторов. Труды БашНИПИнефть, 1974, вып. 38, с. 94 – 104.

118. Сметов Е. М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа. Л., Недра, 1974.

119. Смит Ч. Р. Технология вторичных методов добычи нефти. М., Недра, 1971.

120. Соколовский Э. В., Макаренко А. М. Гидродинамические исследования глубоких высокопродуктивных скважин и трещинных пластов. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1975.

121. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Т. 1. М., Недра, 1976.

122. Стадников В. И., Богданова Т. И. Рациональная конструкция крепления забоев верхнемеловых скважин в Грознефти. – Нефтяное хозяйство, 1969, № 7, с. 43 – 47.

123. Сургучев М. Л. Особенности разработки месторождений с карбонатными коллекторами. Труды совещания "Проблемы нефтеносности карбонатных коллекторов Урало-Поволжья", Бугульма, 1963, с. 224 – 233.

124. Сургучев М. Л. Импульсное (циклическое) воздействие на пласт как метод повышения нефтеотдачи. – Нефтяное хозяйство, 1965, № 3, с. 52 – 57.

125. Сургучев М. Л. Влияние условий вскрытия пластов на продуктивность скважин и нефтеотдачу. – Нефтяное хозяйство, 1973, № 11, с. 29 – 31.

126. Сургучев М. Л., Ковалев В. С. Изменение представлений о нефтяных залежах и систем разработки в процессе эксплуатации. Труды Гипровостокнефть, 1964, вып. 7, с. 78 – 94.

127. Таташев К. Х. Влияние изменения пластового давления на вытеснение нефти из блоков трещиновато-пористых коллекторов путем пропитки их водой. – Геология нефти и газа, 1966, № 1, с. 55 – 59.

128. Тульбович Б. И., Рочева Н. А. Удельная поверхность фильтрации терригенных и карбонатных пород-коллекторов Пермского Прикамья. – Нефтегазовая геология и геофизика, 1975, № 5, с. 50 – 53.

129. Тульбович Б. И. Коллекторские свойства и химия поверхности продуктивных пород. Пермь, Пермское книжное издательство, 1975.

130. Туманова Н. М. Литолого-петрографическая характеристика и трещиноватость пород пласта В, турнейского яруса Сосновского месторождения. Труды Гипровостокнефть, 1973, вып. 17, с. 96 – 99.

131. Увеличение нефтеотдачи пластов путем вытеснения нефти различными агентами. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1972.

132. Условия разработки Кулешовского месторождения / К. Б. Аширов, А. И. Губанов, И. Л. Ханин и др. – Геология нефти и газа, 1963, № 10, с. 26 – 33.

133. Фролова Е. К. Литология карбонатных продуктивных горизонтов нижнего и среднего карбона Куйбышевской области. Труды совещания "Проблемы нефтеносности карбонатных коллекторов Урало-Поволжья", Бугульма, 1963, с. 28 – 37.

134. Ханин И. Л., Палий П. А., Гавура В. Е. Эффективность разработки литологически неоднородных коллекторов нефтяных месторождений Куйбышевского Поволжья. Куйбышев, Приволжское книжное издательство, 1974.

135. Швецов И. А. Вытеснение нефти водой из трещиновато-пористого пласта. Труды Гипровостокнефть, 1974, вып. 23, с. 56 – 62.

136. Шустеф И. Н., Викторин В. Д. Проектирование разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах. Труды ПФ Гипровостокнефть, 1966, вып. 2, с. 55 – 63.

137. Шустеф И. Н. Расчет процесса обводнения в порово-трещиноватом пласте при различном давлении нагнетания. – Нефтяное хозяйство, 1976, № 9, с. 41 – 43.

138. Шустеф И. Н., Четыркин А. И. Влияние давления нагнетания на обводнение скважин в порово-трещиноватых коллекторах. – Нефтяное хозяйство, 1972, № 3, с. 41 – 45.

139. Ghauri W. K., Osborne A. E., Magnuson W. L. Changing concepts in carbonate waterflooding – West Texas Denver Unit project – an illustrative example. – J. P. T., 1974, N 26, pp. 595 – 606.

140. Henderson Lyle E. The use numerical simulation to design a carbon dioxide miscible displacement project. – J. P. T., 1974, N 26, pp. 1327 – 1334.

141. Freg R. P. West Texas unit responds to CO₂ flood – Oil and Gas J., 1975, N 28, pp. 99 – 105.

142. Ervin P. S. A successful waterflood of a fractured reservoir. – Oil and Gas J., 1957, N 24, pp. 122 – 126.

143. Lackland S. D., Hurford G. T. Advanced technology improvon recovery at Fairway. – J. P. T., 1973, N 25, pp. 354 – 358.

Предисловие.	3
Глава I. Геологические основы разработки нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам порового и порово-трещинного типов.	5
Различия в строении порового пространства, характере нефтенасыщенности и коэффициентах вытеснения нефти карбонатных и терригенных коллекторов	6
Способность карбонатных пород к растворению и искусственному улучшению емкостно-фильтрационных свойств	15
Слоистая и зональная неоднородность карбонатных коллекторов по емкостно-фильтрационным и упруго-механическим свойствам. . .	30
Трещиноватость карбонатных коллекторов	46
Глава II. Опыт разработки нефтяных залежей Урало-Поволжья, приуроченных к пористым и пористо-трещиноватым карбонатным коллекторам.	69
Месторождения с высокой проницаемостью карбонатного коллектора	69
Месторождения со средней и низкой проницаемостью карбонатного коллектора	98
Глава III. Краткий обзор опыта разработки зарубежных нефтяных месторождений, приуроченных к пористым и пористо-трещиноватым карбонатным коллекторам	132
Глава IV. Характерные особенности проектирования и разработки нефтяных залежей, приуроченных к пористым и пористо-трещиноватым карбонатным коллекторам.	147
Особенности проектирования разработки нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам с высокой поровой проницаемостью	147
Особенности проектирования разработки нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам со средней поровой проницаемостью	148
Особенности проектирования разработки нефтяных залежей, приуроченных к пористо-трещиноватым карбонатным коллекторам с низкой поровой проницаемостью	154
Прогноз изменения параметров трещиноватости пористо-трещиноватого карбонатного коллектора в зависимости от изменения начального пластового давления	157
Характерные особенности разработки нефтяных залежей, приуроченных к пористым и пористо-трещиноватым карбонатным коллекторам	163
Глава V. Пути усовершенствования разработки нефтяных залежей, приуроченных к пористым и пористо-трещиноватым карбонатным коллекторам.	170
Выделение эксплуатационных объектов в мощных карбонатных толщах	170
Поинтервальное освоение каждого эксплуатационного объекта	171
Размещение эксплуатационных скважин	183
Системы заводнения эксплуатационных объектов	183
Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи карбонатных коллекторов.	189
Список литературы	195

Владимир Дмитриевич Викторин

Николай Афанасьевич Лыков

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ПРИУРОЧЕННЫХ К КАРБОНАТНЫМ КОЛЛЕКТОРАМ

Редактор издательства *Т. К. Лазарева*
Обложка художника *В. В. Кошмина*
Художественный редактор *В. В. Шутько*
Технический редактор *Л. Я. Голова*
Корректор *Т. С. Суворова*

Сдано в набор 28.05.79. Подписано в печать 21.12.79. Т-23604. Формат 60х90 1/16.
Бумага офсетная. Усл. печ. л. 12,75. Уч.-изд. л. 13,71. Тираж 1400 экз.
Заказ 384 /6824-6. Цена 70 коп.

Издательство "Недра", 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19

Московская типография № 9 Союзполиграфпрома при государственном Комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
Москва Ж-33, Волочаевская, 40.