

# 2

## ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ СТРОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ПРОЦЕССЫ РАЗРАБОТКИ

### 2.1. ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПО ФИЗИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ НА ОБВОДНЕНИЕ СКВАЖИН

Обычно реальные продуктивные пласты состоят из отдельных слоев с различной проницаемостью. Проницаемость пласта меняется и по площади месторождения. Причем размеры участков, имеющих различие в проницаемостях, соизмеримы с расстояниями между скважинами. Макронеоднородность пласта приводит к неравномерному вытеснению нефти водой как по разрезу продуктивного пласта, так и по площади. Вода прорывается в добывающие скважины по высокопроницаемым пропласткам, по малопроницаемым пропласткам продолжается процесс вытеснения нефти водой. В продукции скважин появляется вода, содержание которой увеличивается по мере подхода воды по малопроницаемым пропласткам и, наконец, достигает уровня, когда скважину эксплуатировать дальше экономически не выгодно. В этот момент эксплуатация скважины прекращается, хотя и не по всем пропласткам нефть еще вытеснена.

Схема вытеснения нефти водой из пласта, состоящего из четырех слоев с различной проницаемостью, приводится на рис. 2.1.

По третьему пропластку с проницаемостью  $k_3$  в добывающую скважину поступает вода, по другим пропласткам вытеснение нефти продолжается. Пусть толщины пропластков равны 1.

Подсчитаем объемы нефти  $q_n$  и воды  $q_v$ , которые притекают в скважину в рассматриваемый момент времени:

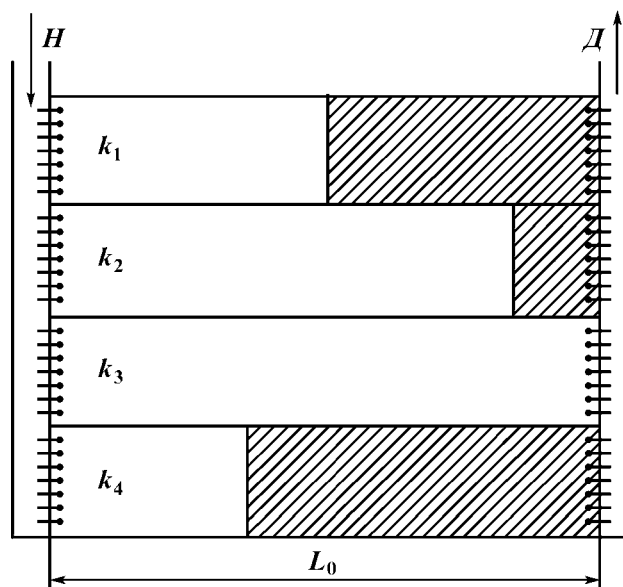


Рис. 2.1. Вытеснение нефти водой из послойно неоднородного пласта:  $H$  и  $D$  — соответственно водонагнетательная и добывающая галереи;  $L_0$  — длина пласта

$$q_H = \frac{B(k_1 + k_2 + k_4)}{\mu_H} \cdot \frac{\Delta p}{L}; \quad (2.1)$$

$$q_B = \frac{Bk'_3}{\mu_B} \cdot \frac{\Delta P}{L}, \quad (2.2)$$

где  $\Delta p$  — перепад давления между добывающей и нагнетательной галереями;  $\mu_H$  и  $\mu_B$  — вязкости нефти и воды;  $k_1, k_2, k_3$  и  $k_4$  — абсолютная проницаемость пропластков;  $k'_3$  — фазовая проницаемость заводненного пропластка по воде;  $B$  — ширина залежи.

Объемное содержание воды в продукции скважины

$$\begin{aligned} n_B &= \frac{q_B}{q_B + q_H} = \\ &= \frac{1}{1 + \frac{(k_1 + k_2 + k_4)}{k_3} \cdot \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot \frac{k'_3}{k_3}}. \end{aligned} \quad (2.3)$$

Коэффициент охвата пласта заводнением  $\beta_0$ , представ-

ляющий отношение промытого объема ко всему объему пласта, для третьего пропластка равен единице. Другие слои промыты лишь частично. Длина промытой части каждого пропластка пропорциональна его проницаемости. К моменту прорыва воды по пропластку с проницаемостью  $k_3$  коэффициент охвата

$$\beta_0 = \frac{1}{4} \left( 1 + \frac{k_1 + k_2 + k_4}{k_3} \right). \quad (2.4)$$

Из приведенных формул видно, что значения  $n_v$  и  $\beta_0$  зависят от интервалов изменения проницаемости пропластков и соотношения вязкости нефти и воды.

Изучение большого количества фактических данных по различным месторождениям показывает, что интервалы изменения абсолютных значений проницаемости весьма широки. Но в формулы (2.3) и (2.4) входят не абсолютные величины проницаемости, а их отношения. Оказалось, что интервалы изменения относительных проницаемостей примерно одинаковы для различных месторождений. Следовательно, месторождения будут различаться по темпам обводнения в зависимости от соотношения вязкостей и отношения коэффициентов проницаемости прослоев.

Рассматривая пласт с большим числом пропластков, проницаемость которых меняется в интервалах, соответствующих реальным условиям, можно построить зависимость между  $n_v$  и  $\beta_0$  для различных соотношений вязкостей. Результаты таких построений, выполненных М.М. Саттаровым и И.Х. Сабировым [185] приведены на рис. 2.2 и 2.3. Здесь рассмотрен случай, когда залежь разрабатывается одним рядом добывающих скважин. Практически количество рядов всегда больше одного. Кроме того, обводняются постепенно не ряды, а отдельные скважины. Этот факт влияет на характер рассматриваемой зависимости. На рис. 2.3 приводятся результаты расчетов, когда залежь разрабатывается тремя рядами скважин, которые отключаются последовательно по мере обводнения. Из приведенных данных видно, что по мере увеличения числа рядов сокращается срок безводной добычи нефти. Это понятно, так как при увеличении числа рядов сокращается расстояние от ВНК до первого ряда.

Однако величина охвата, которая достигается к моменту обводненности добываемой продукции, равной 95–98 %, не зависит от числа рядов. Таким образом, с точки зрения уменьшения количества попутно добываемой воды и продле-

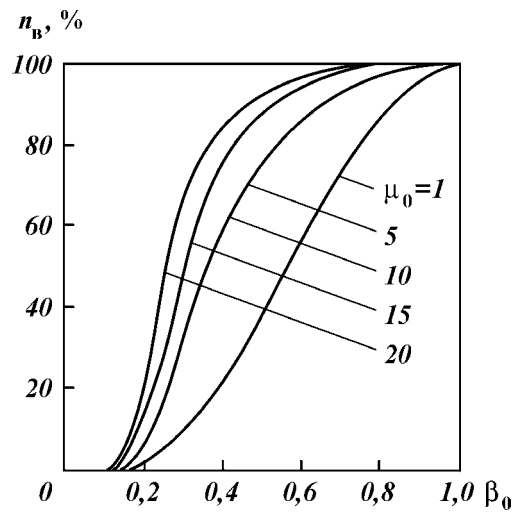


Рис. 2.2. Зависимость обводненности продукции  $n_b$  от коэффициента охвата пласта заводнением  $\beta_0$  по [48]: при различных значениях  $\mu_0$ , МПа·с

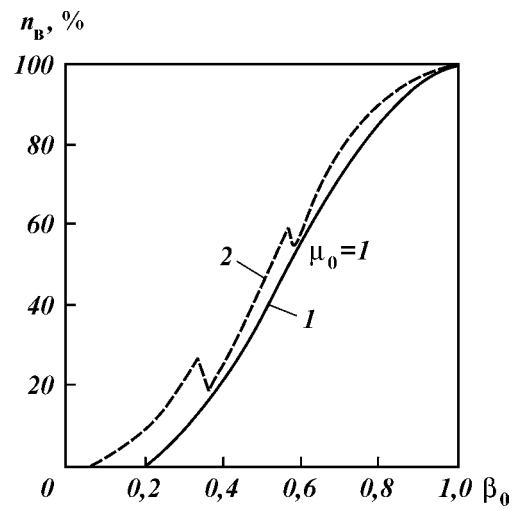


Рис. 2.3. Зависимость обводненности  $n_b$  от коэффициента охвата пласта  $\beta_0$  при одном ряде (1) и трех рядах (2) скважин по [185]

ния периода безводной эксплуатации выгоднее иметь один ряд скважин, расположенный в центре залежи. Однако при такой системе разработки месторождения будут очень низкими темпы добычи нефти и, кроме того, коэффициент нефтеотдачи окажется ниже, чем при большом числе рядов, но уже по другой причине, из-за зональной неоднородности пластов.

Обычно прерывистостью и линзовидностью строения характеризуются пласты малой толщины. Однако в этих пластах могут быть сосредоточены значительные запасы нефти (Туймазинское, Арланское и другие месторождения).

Наличие линзовидных пластов небольшой толщины, но содержащих значительное количество нефти, приводит к тому, что при редкой сетке скважин резко падает коэффициент нефтеотдачи. Это происходит из-за малого охвата пластов воздействием при заводнении.

Между коэффициентом нефтеотдачи и плотностью сетки добывающих скважин, а также системой расположения нагнетательных скважин существует связь. Для характеристики этой связи обычно пользуются коэффициентом охвата пласта сеткой скважин или просто коэффициентом сетки, показывающим, какой объем площади находится под активным воздействием системы нагнетательных и добывающих скважин. Этот объем обычно относится ко всему объему пласта, и коэффициент сетки выражают в долях от единицы или процентах.

Расчет коэффициента сетки, таким образом, проводится с учетом геологического строения нефтяной залежи. На рис. 2.4 приводится зависимость коэффициента сетки по основным, наиболее характерным месторождениям республики Башкортостан, рассчитанные по формулам М.М. Саттарова [185].

Эти кривые получены в предположении, что в конечном счете по каждому из рассматриваемых месторождений будет применено площадное заводнение.

Почти все месторождения Урало-Поволжья и других районов России характеризуются большой неоднородностью строения продуктивных пластов-коллекторов. Поэтому не только на различных месторождениях, но и в пределах одних и тех же залежей особенно крупнейших месторождений используются методы разработки с применением различных видов законтурного и внутриконтурного заводнения продуктивных пластов. Все это обуславливает сложность процесса вытеснения нефти из пластов водой и многообразие форм перемещения водонефтяного контакта и контуров нефтенос-

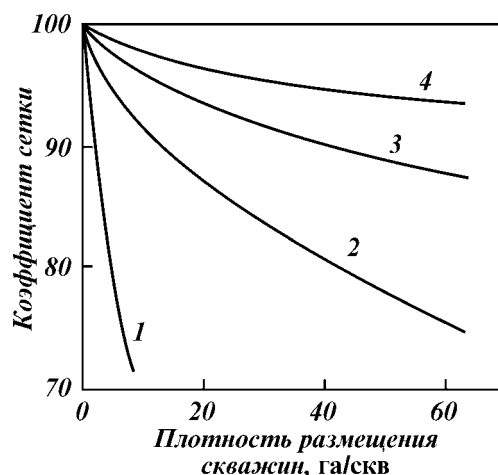


Рис. 2.4. Зависимость коэффициента сетки от плотности размещения скважин [185]:  
 1 — Введеневское месторождение; 2 — Арланская площадь; 3 — пласт Д<sub>II</sub> Туймазинского месторождения; 4 — пласт Д<sub>V</sub> Шкаповского месторождения

ности. В настоящее время накоплен большой фактический материал, позволяющий систематизировать особенности движения ВНК и контуров нефтеносности на месторождениях. Представляет интерес в связи с этим обобщение данных об особенностях обводнения многопластовых залежей, эксплуатируемых единым фильтром.

На многопластовых месторождениях в Самарской области ценный, а подчас уникальный материал был получен по верхним продуктивным объектам (месторождения Зольненское, Покровское, Мухановское и Яблоневый овраг) [100, 101, 102 и др.].

Из-за соответствия структурных планов по различным горизонтам, полученный материал на месторождениях Зольненском, Яблоневом овраге и Покровском характеризует обводнение верхних пластов, в основном в сводовой, первоначально полностью нефтенасыщенной части залежи. Водонефтяные зоны залежей остались в основном также слабоизученными.

Наиболее детально исследован характер обводнения пласта Б<sub>2</sub> по толщине на Зольненском месторождении В.И. Колгановым, М.Л. Сургучевым, Б.Ф. Сазоновым [102].

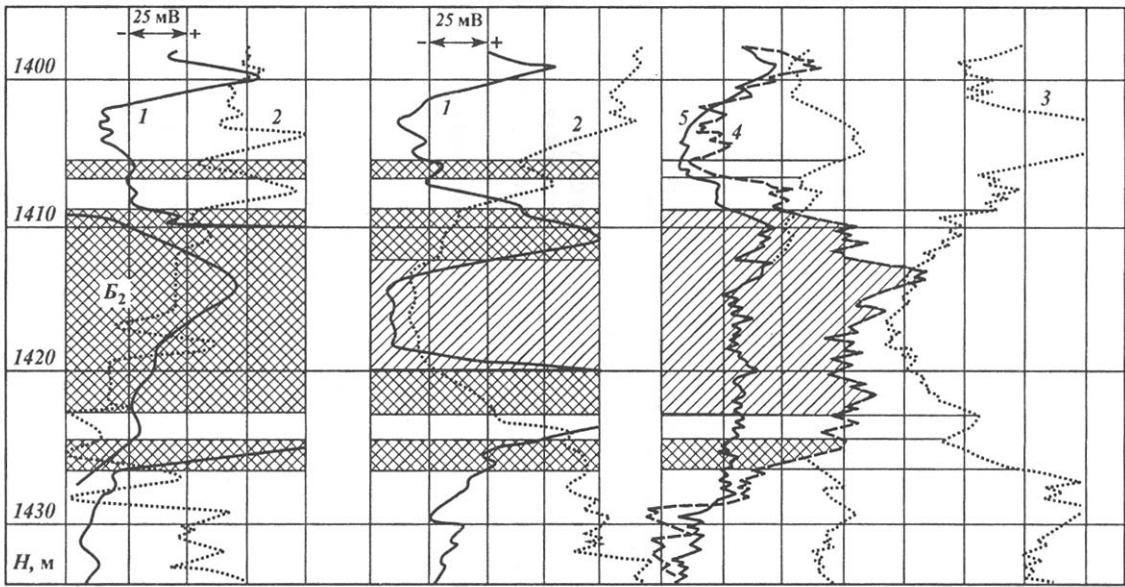
Только в 1956-1957 гг., спустя 13 лет после начала разработки залежи угленосного горизонта, на месторождении при

Скв.100

10/VII 1950 г.

14/VIII 1950 г.

24/XI 1956 г.



6 7 8

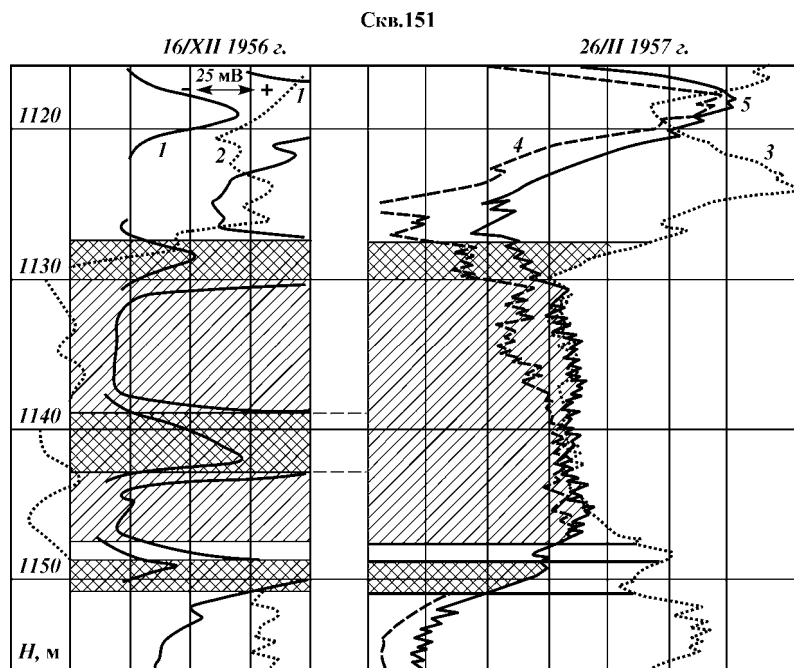


Рис. 2.5. Примеры опережающего обводнения пласта Б<sub>2</sub> Зольненского месторождения при вертикальном положении водо-нефтяного раздела [102]:  
 диаграммы: □ — КС стандартного потенциал-зонда В7, 5АО, 75 м; □ — ПС; □ — ГМ; □ — НГМ-46; 5 НГМ-60; 6 нефтенасыщенный пласт; □ обводненный при разработке пласт; 8 глинистые пропластки



разбуривании данково-лебединского горизонта сразу были пробурены 24 скважины. Все они пересекли пласт  $B_2$  в пределах начального внутреннего контура нефтеносности, из них 17 скважин оказались в заводненной при разработке зоне и в семи скважинах северного крыла пласт  $B_2$  оставался полностью нефтенасыщенным.

В скважинах на пласт  $D_{II}$ , использованных в качестве оценочных, были проведены детальные электро- и радиометрические исследования [102] пласта  $B_2$ , и в нескольких скважинах удалось отобрать небольшое количество керна, который был использован для определения нефтеотдачи (коэффициента вытеснения) обводненных интервалов пласта.

По подавляющему большинству позднее пробуренных скважин пласт  $B_2$  на участках, пройденных контуром заводнения, оказывался обводненным не полностью. Пласт делили на нефтенасыщенные и обводненные интервалы по данным электро- и радиометрии.

По данным оценочных скважин [102] были получены весьма разнообразные примеры обводнения пласта по толщине. Характерным для пласта  $B_2$  Зольненского месторождения оказалось послойное обводнение при опережающем продвижении контурных вод по средним, наиболее проницаемым интервалам пласта. Наиболее показательны в этом отношении данные по позднее пробуренным скв. 100, 151 и др. По девонской скв. 100 в 1950 г. был зафиксирован момент замещения нефти водой по средней части пласта (рис. 2.5). По диаграмме КС стандартного зонда, зарегистрированной 10.07.1950 г., пласт  $B_2$  в скв. 100 был полностью нефтяным, а по данным БКЗ, проведенным через 35 дней (14.08.1950 г.), средняя часть пласта оказалась обводненной, причем удельное сопротивление нефтенасыщенных прослоев в кровле и подошве пласта толщиной 3,5 и 2,5 м определено соответственно равным 300 и 500 Ом·м, а обводненной части 1,5 – 2,5 Ом·м; за 35 дней фронт заводнения мог продвинуться от скважины максимум на 10-15 м. Следовательно, в районе скв. 100 вода продвигалась почти вертикальным фронтом по прослою толщиной более половины нефтенасыщенной толщины пласта.

На многих участках залежи опережающее продвижение контурных вод в первую очередь наблюдалось по прослоям песчаников меньшей толщины (порядка 1-2 м). На некоторых участках позднее пробуренные скважины пересекали пласт  $B_2$ , представляющий собой чередование ряда обводненных и нефтенасыщенных прослоев (рис. 2.6).

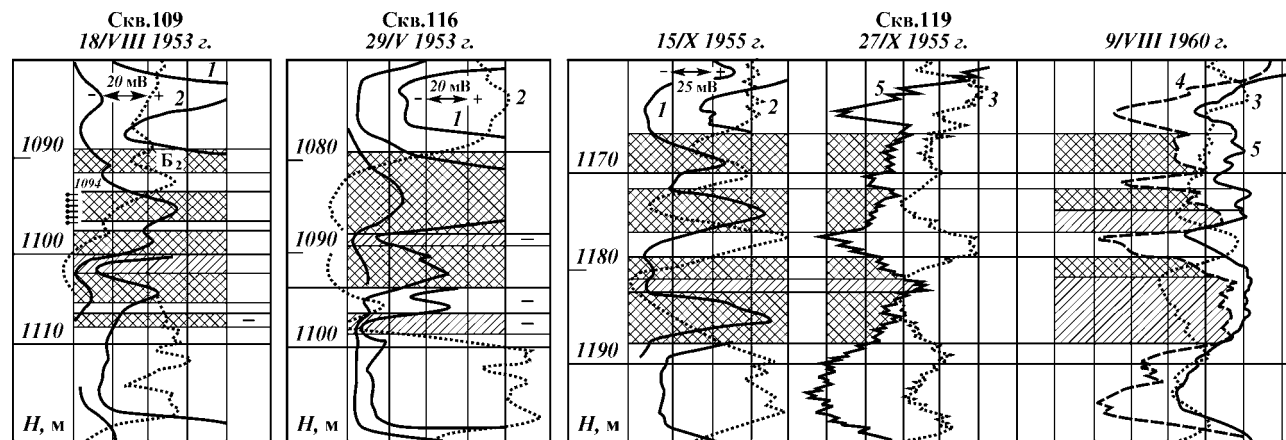
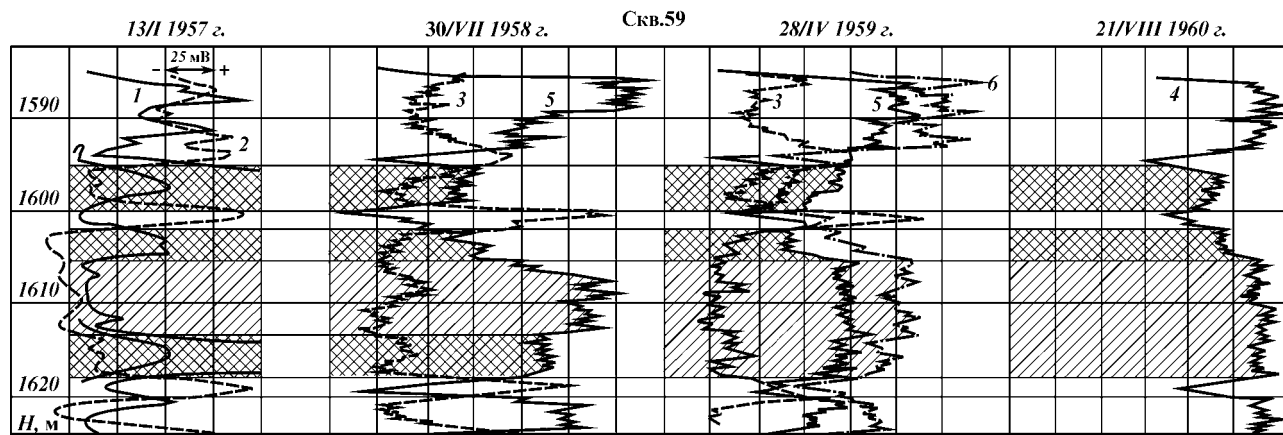
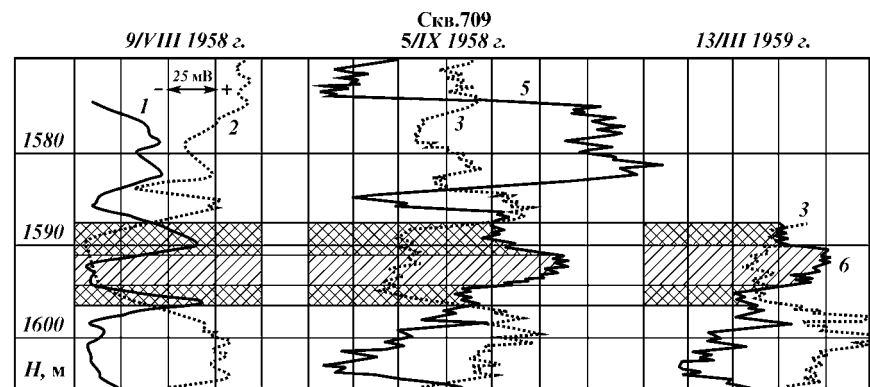


Рис. 2.6. Примеры опережающего внедрения контурных вод в пласт Б<sub>2</sub> Зольненского месторождения по прослоям песчаника небольшой толщины.  
Условные обозначения см. рис. 2.5



Отмеченные особенности обводнения пласта Б<sub>2</sub> Зольненского месторождения не являются исключением. Аналогичные данные об избирательном, послойном обводнении были отмечены в позднее пробуренных скважинах по другим месторождениям платформы, в частности по пласту Б<sub>2</sub> Покровского месторождения (рис. 2.7), пласту Д<sub>1</sub> Туймазинского месторождения и др. [202, 203].

Отличие Зольненского месторождения заключается в том, что здесь был получен фактический материал по большому количеству скважин, тогда как по другим объектам о характере обводнения обычно судят по единичным скважинам.

На некоторых участках нефтяных зон залежи пласта Б<sub>2</sub> Зольненского месторождения в условиях сравнительно однородного пласта вытесняемая нефть замещалась контурными водами в соответствии с обычными представлениями о подъеме ВНК. В таких случаях (рис. 2.8) в первую очередь обводнялась нижняя часть пласта и в последующем подъем ВНК происходил, скорее всего, скачкообразно по мере подхода фронта вытеснения контурными водами по отдельным прослоям.

В основном же для пласта Б<sub>2</sub> Зольненского месторождения более типично опережающее обводнение средней высокопроницаемой части пласта с оставлением нефтенасыщенных прослоев (целиков) в его кровле и подошве. Такой характер обводнения пласта был отмечен более чем в 30 скважинах, пробуренных позднее [102].

Подошвенные целики нефти в основном на участках южного крыла и сводовой части рассматриваемого месторождения составляли по разрезу единое целое с заводненной зоной пласта (целики нефти первого типа, рис. 2.9), на участках северного крыла структуры были представлены прослоями песчаника, изолированными от заводненной зоны четко выраженными на диаграммах ПС и ГК глинистыми пропластками (целики второго типа, рис. 2.10).

По простиранию подошвенные, не изолированные по разрезу целики нефти представляли собой на отдельных участках залежи обособленные «островки» различных размеров [101].

Авторы отмечают, что резкое отставание процесса вытес-

---

Рис. 2.7. Примеры избирательного послойного обводнения пласта Б<sub>2</sub> Покровского месторождения с оставлением целиков нефти в нижней части [102].

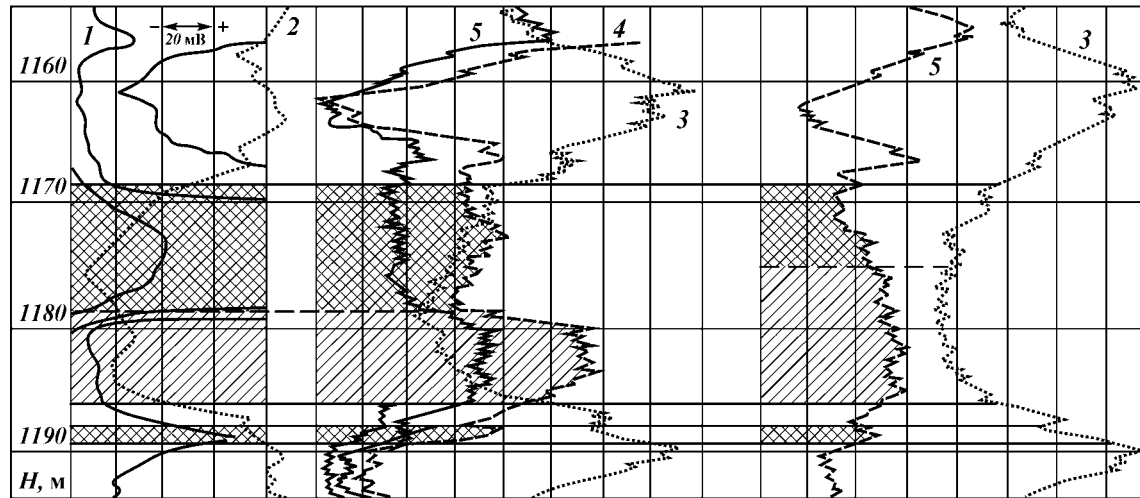
Условные обозначения см. рис. 2.5

СРБ.153

15/III 1957 г.

25/IV 1957 г.

16/II 1961 г.



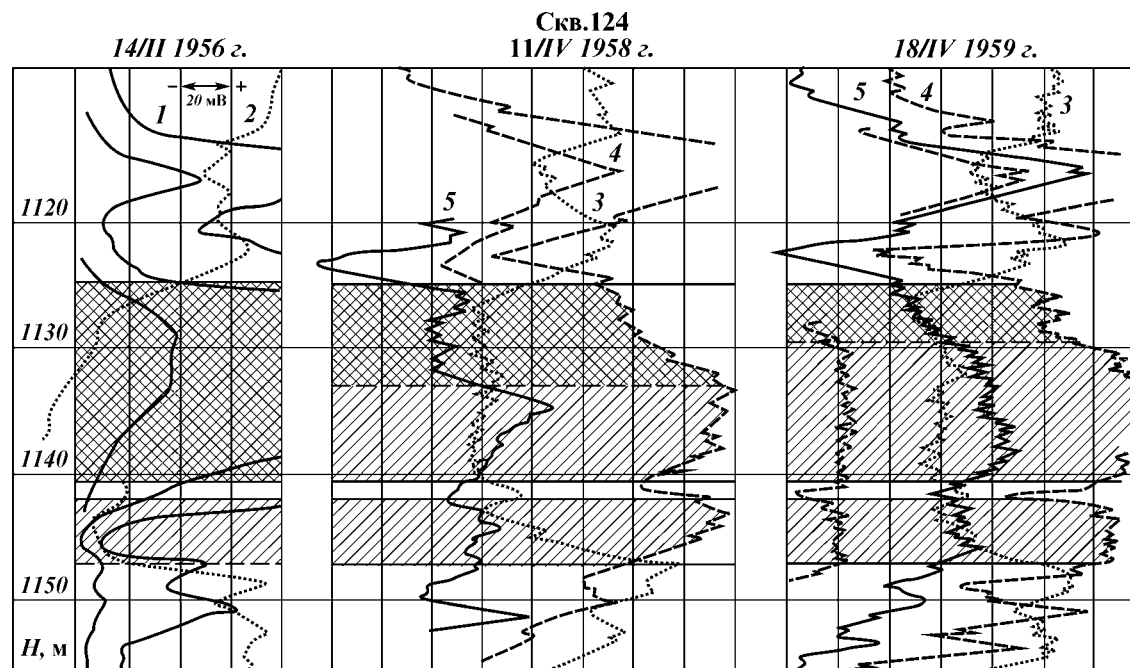


Рис. 2.8. Примеры опережающего продвижения контурных вод по подошвенной части пласта Б<sub>2</sub> Зольненского месторождения в скв. 153, 124 и последующий подъем ВНК [102].  
Условные обозначения см. рис. 2.5

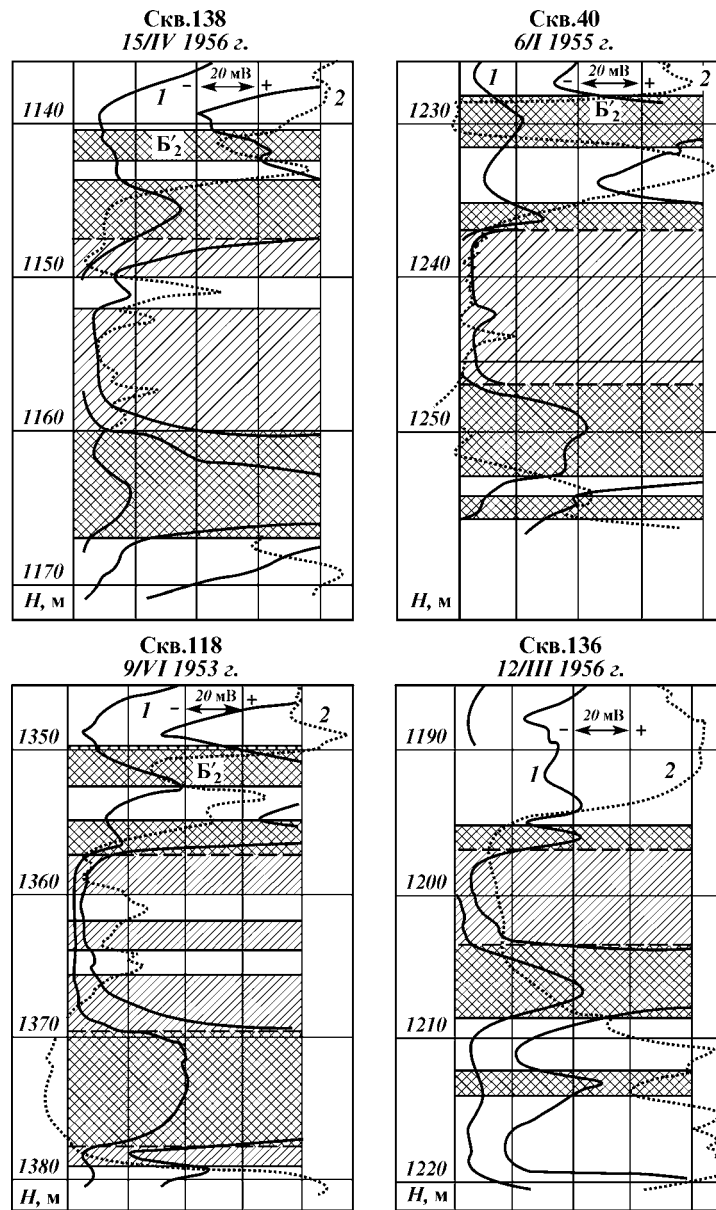


Рис. 2.9. Целики нефти на заводненных участках пласта  $B_2$  Зольненского месторождения, не изолированные от заводненной зоны видимыми глинистыми пропластками [102].  
Условные обозначения см. рис. 2.5

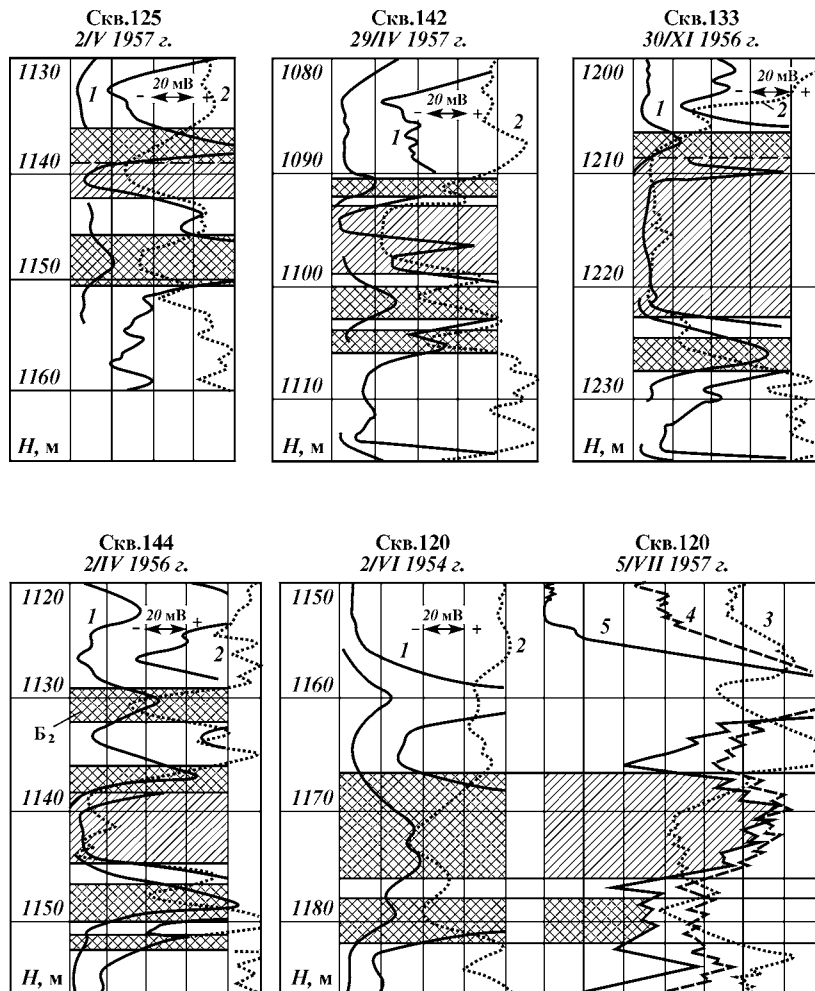


Рис. 2.10. Целики нефти на заводненных участках пласта Б<sub>2</sub> Зольненского месторождения, изолированные от заводненных зон глинистыми пропластками [102].

Условные обозначения см. рис. 2.5

нения из нижних, неизолированных прослоев пласта связано, несомненно, с пониженной проницаемостью песчаников, слагающих эти прослой.

Ухудшение коллекторских свойств песчаников в нижней части продуктивного горизонта на некоторых участках зале-



жи, в частности, в районе ряда скважин, было связано с так называемым явлением битуминозности. В указанных скважинах из оставшихся подошвенных целиков были отобраны образцы темного битуминозного песчаника, насыщенного тяжелой, практически неподвижной нефтью. Вместе с тем, даже в наиболее забитуминированной части пласта, кроме битума, содержится до 55 % легкой нефти, которую можно извлечь, если создать условия для эффективной промывки этих песчаников водой [100].

Повторные исследования пласта радиометрическими методами [101, 102] по ряду скважин показали, что нефть, оставшаяся в менее проницаемых и неизолированных прослоях песчаника в кровле и подошве пласта, в процессе дальнейшей разработки залежи продолжает свое движение вслед за контуром обводнения. По данным НГМ пласт Б<sub>2</sub> в скв. 100 через 6 лет после прохождения фронта вытеснения оказался полностью обводненным, за исключением изолированного пропластка толщиной 1,5 м в подошве пласта.

Закономерности процессов обводнения скважин и залежей по промысловым данным изучались многими авторами [57, 85, 101, 202, 205 и др.].

По результатам анализа процессов обводнения скважин на месторождениях Татарстана С.А. Султанов выделяет:

- опережающее обводнение пластов «снизу вверх»;
- опережающее обводнение послойно-неоднородных пластов «сверху вниз»;
- опережающее обводнение средних (промежуточных пластов);
- очаговое обводнение нефтяных залежей за счет межпластовых перетоков через «литологические окна».

#### **ОПЕРЕЖАЮЩЕЕ ОБВОДНЕНИЕ ПЛАСТОВ «СНИЗУ ВВЕРХ»**

В реальных условиях в послойно-неоднородных пластах без радикального выравнивания фронта вытеснения наиболее благоприятным является опережающее обводнение пластов «снизу вверх». Приемистость нагнетательных скважин и дебит жидкости добывающих скважин при прочих равных условиях пропорциональны приемистости и толщине пластов-коллекторов. На рис. 2.11 приемистость пластов *a*, *b*, *c* ( $k_{пр1} - k_{пр3}$ ) возрастает снизу вверх. Толщина пластов увеличивается в такой же последовательности. В условиях одновременной закачки воды в нагнетательную скважину А, есте-

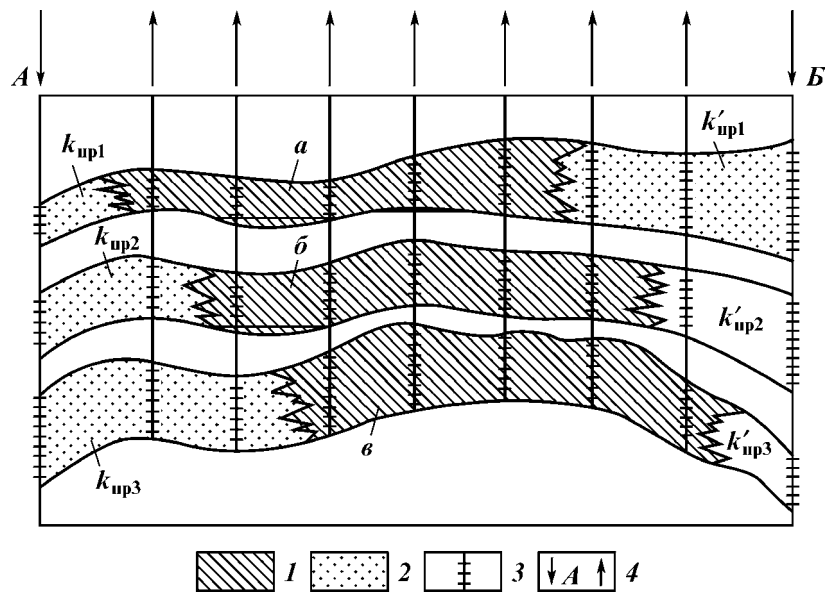


Рис. 2.11. Опережающее заводнение пластов «снизу вверх» и «сверху вниз» по [203]:  
 1 — нефтеносная часть пласта; 2 — водоносная часть пласта; 3 — интервал перфорации; 4 — соответственно нагнетательные и добывающие скважины

ственно, происходит опережающее заводнение пласта *в* относительно пласта *б* и пласта *б* относительно пласта *а*. Такая картина наблюдается на многих площадях многопластового Ромашкинского месторождения.

Общая характеристика коллекторских свойств пластов ухудшается на этих площадях снизу вверх с незначительными отклонениями на отдельных участках. Отклонение от этой закономерности наиболее отчетливо проявляется главным образом на Восточно-Сулеевской площади, где коллекторские свойства пластов ухудшаются сверху вниз. Вследствие такой закономерности строения коллекторов, как правило, более высокие отборы жидкости осуществляются именно по нижним пластам, т.е. происходит опережающая их выработка.

Условия эксплуатации многопластовой залежи с неоднородными коллекторами единой сеткой скважин с общим фильтром создают очень сложные задачи по регулированию темпов отбора жидкости. Равномерная выработка запасов

нефти из послойно-неоднородных пластов в данном случае практически невозможна.

Вследствие неоднородности физических характеристик пластов отбор нефти по ним производится весьма неравномерно. Возможны следующие способы обеспечения равномерной выработки пластов:

ограничение отборов нефти по пластам с лучшими коллекторскими свойствами до незначительного уровня, свойственного обычно низкопроницаемым прослоям;

создание на линиях нагнетания в низкопроницаемых пластах повышенного давления нагнетания путем раздельной закачки воды.

Для улучшения равномерности выработки нефти из послойно-неоднородных пластов необходимо увеличивать давление нагнетания воды, внедрять методы совместно-раздельной закачки воды и отбора нефти. Особенно актуально решение этой задачи на поздней стадии разработки, когда высокопроницаемые пласты промыты и обводнены.

#### **ОПЕРЕЖАЮЩЕЕ ОБВОДНЕНИЕ ПОСЛОЙНО-НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ «СВЕРХУ ВНИЗ»**

Если толщина пластов и проницаемость коллекторов понижается сверху вниз, то при прочих равных условиях происходит опережающее обводнение вышележащих пластов относительно нижележащих. Такой порядок изменения динамики обводнения послойно-неоднородных пластов чрезвычайно нежелателен.

Вследствие опережающего обводнения верхних пластов достаточно полная выработка нижележащих прослоев будет весьма затруднена из-за отсутствия высокоэффективных методов изоляции пластовых вод.

Опережающее обводнение верхних пластов относительно нижних обнаружено на многих месторождениях Урало-Поволжья. Такой характер заводнения пластов горизонта  $D_1$  был отмечен на различных стадиях разработки площадей Ромашкинского месторождения (рис. 2.12 и рис. 2.13) [203].

Примеров опережающего заводнения верхних пластов относительно нижних горизонта  $D_1$  Ромашкинского месторождения очень много.

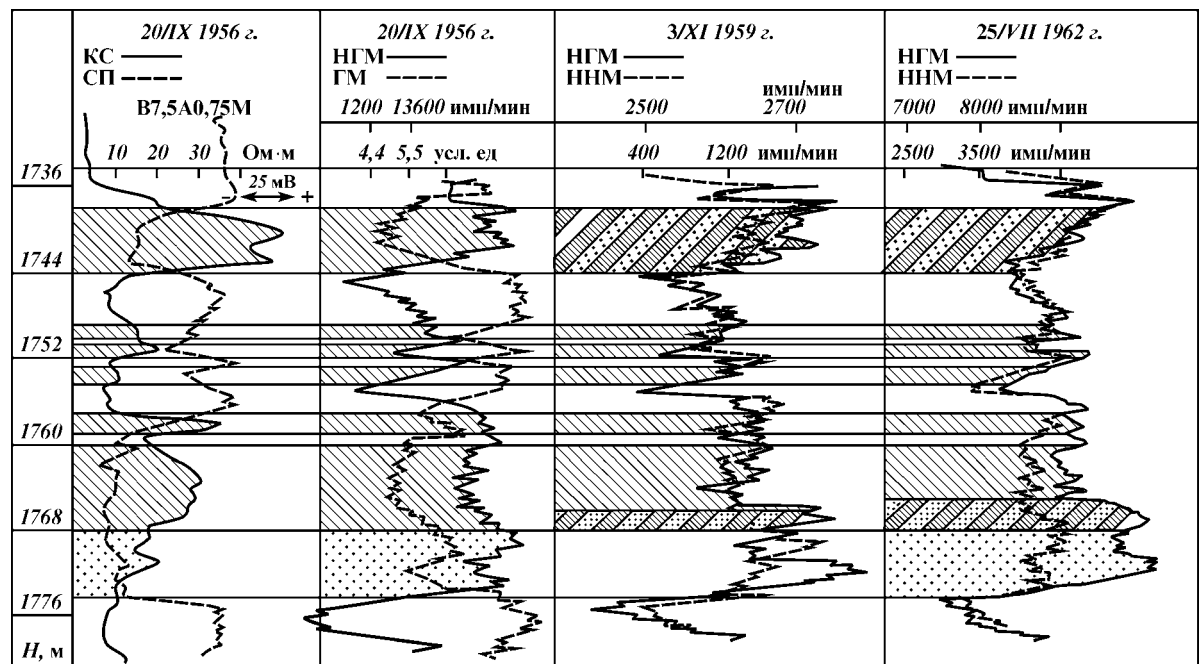


Рис. 2.12. Прослеживание заводнения пластов в контрольной скважине 1231 Ромашкинского месторождения [203]:  
 1 — нефтеносные пласты; 2 — заводненные части пласта; 3 — первоначально водонасыщенная часть пласта

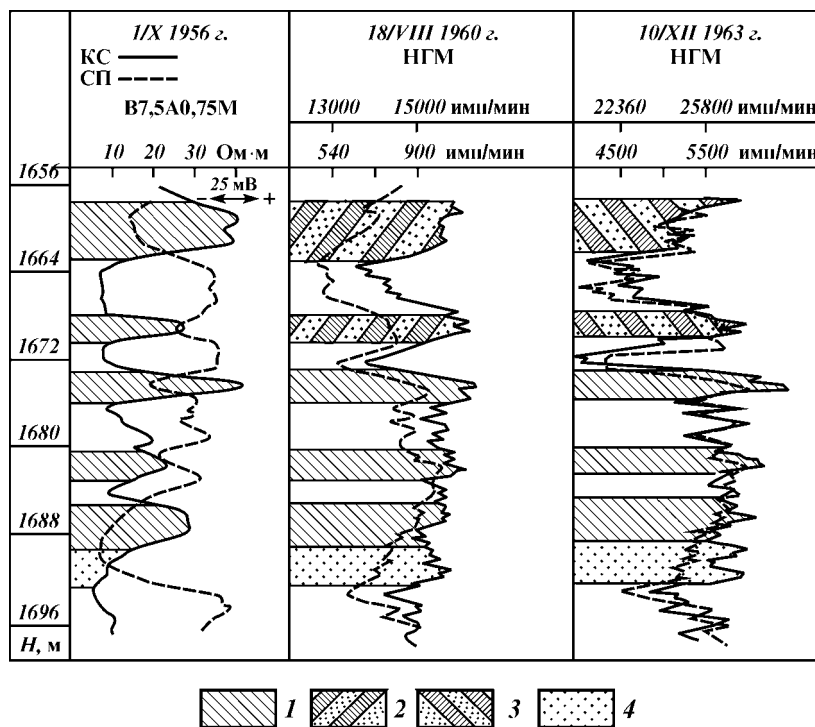


Рис. 2.13. Прослеживание заводнения пластов в контрольной скважине 1231 Ромашкинского месторождения [203]:  
 1 — нефтеносная часть пласта; 2 — часть пласта, обводненная закачиваемой водой; 3 — то же, подошвенной водой; 4 — первоначально водоносная часть пласта

### ОПЕРЕЖАЮЩЕЕ ОБВОДНЕНИЕ СРЕДНИХ (ПРОМЕЖУТОЧНЫХ) ПЛАСТОВ

Неудобным для регулирования является также опережающее обводнение средних пластов объекта разработки. Подобный характер заводнения послойно-неоднородных пластов обнаруживается при разработке большинства многопластовых месторождений. Примеров достаточно много. Так, в 1962 г. в скв. 1705 Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения при полном отсутствии движения ВНК по нижним пластам произошло обводнение пласта *в*. Такой вид заводнения обнаружился на обширной площади юго-западного участка Миннибаево-Альметьевского нагнетательного ряда. Опере-

жающее обводнение отмечено также в некоторых скважинах Лениногорско-Южно-Ромашкинского нагнетательного ряда [203]. Особенно характерные примеры такого заводнения встречаются на месторождениях Самарской области [102].

#### **ОЧАГОВОЕ ОБВОДНЕНИЕ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗА СЧЕТ МЕЖПЛАСТОВЫХ ПЕРЕТОКОВ ЧЕРЕЗ «ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОКНА»**

Перетоки жидкости из одного пласта в другой происходят в связи с наличием гидродинамической связи между продуктивными пластами. На наличие такой связи может указывать ряд признаков, например, общая отметка водонефтяного контакта, близкие составы и свойства нефтей и растворенного газа, отсутствие газовой шапки в нижележащей залежи и др. Прямым признаком гидродинамической связи между залежами является литологическое слияние пластов-коллекторов, обнаруживаемое по данным промысловой геофизики. В этих случаях создание различного перепада давления  $\Delta p$  между пластами приводит к перетоку жидкости из одного пласта в другой. В зависимости от соотношения давления перетоки жидкости могут происходить из нижних пластов в верхние, или наоборот. Наличие межпластовых перетоков жидкости осложняет контроль за разработкой залежей.

Не всегда можно уверенно установить взаимосвязь между залежами многопластового объекта разработки.

Однако имеется ряд методов, позволяющих при определенных условиях выяснить наличие или отсутствие перетоков. Прежде всего, это метод контроля за изменением пластового давления в залежах и баланса отбора жидкости. Второй способ — контроль за перемещением жидкости из одного пласта в другой методом фотоколориметрии. В работе А.П. Крылова с соавторами для выявления межпластовых перетоков нефти на Красноярском месторождении Оренбургской области успешно был использован метод распознавания образов, основанный на гипотезе Э.М. Бравермана о компактности образов. Перетоки жидкости из одного пласта в другой можно обнаружить с помощью глубинных дистанционных дебитомеров.

Пример образования естественного очага заводнения в пласте *б* показан на рис. 2.14, заимствованном из работы С.А. Султанова. Как видно из рисунка, в нагнетательных скв. *А* и *Б* пласт *б*, имеющий литологическую связь с водонефтяным пластом *в*, сложен маломощными коллекторами. Влия-

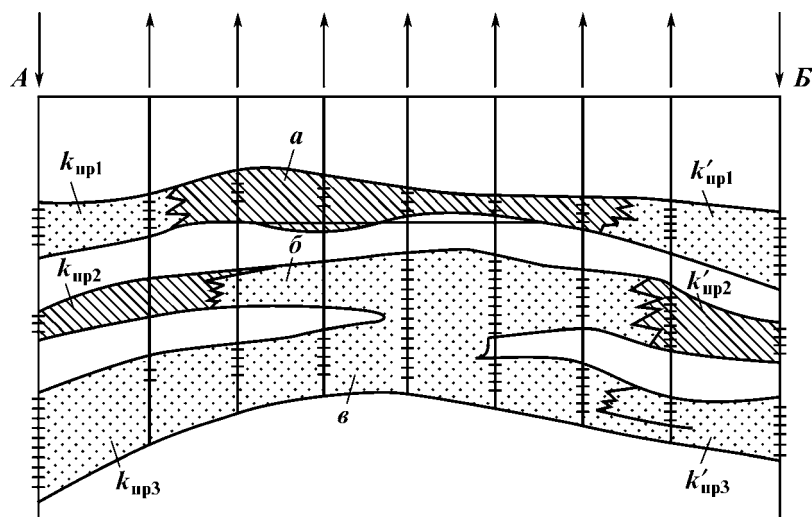


Рис. 2.14. Обводнение залежи нефти из-за перетоков воды через «литологическое окно».  
Условные обозначения см. рис. 2.11

ние закачки слабое и отбор по нагнетательным скважинам приводит к образованию значительных депрессий давления. В пласт *в* закачивается большой объем жидкости и, поскольку он содержит подошвенную воду, отбор жидкости незначительный. Давление в пласте повышается. Все это приводит к созданию значительного перепада давления между пластами *в* и *б* и перетоку жидкости через литологическое «окно» из пласта *в* в пласт *б*. В начальный период перетекает нефть, а затем пластовая и закачиваемая вода, которая создает искусственный очаг заводнения. Большое число рассматриваемых случаев межпластовых перетоков жидкости установлено на Туймазинском, Ромашкинском, Шаповском и других месторождениях [55 и др.]. Следует отметить, что если эти перетоки регулируемые, то они могут в определенных условиях играть положительную роль.

Классический пример перетока жидкости из одного пласта в другой был установлен в 50-е годы [55] на Туймазинском месторождении по зонам литологического слияния горизонтов  $D_I$  и  $D_{II}$  за счет разности давлений между ними. Из пласта  $D_{II}$  в пласт  $D_I$  перетекло более 10 млн. т жидкости. Переток жидкости прекратился с 1964 г. в результате освое-

ния внутриконтурного заводнения и повышения давления в пласте.

Вначале межпластовые перетоки оценивались как отрицательное явление. Однако впоследствии научились управлять этими процессами. Например, на Леляковском месторождении Украины [194] исследователями был установлен переток жидкости из среднего пласта  $P_3$  в верхний пласт  $P_{1+2}$  в местах их слияния и в скважинах как работающих, так и остановленных. При этом объем внутрискважинных перетоков в остановленной скважине достигает 11–12 м<sup>3</sup>/сут. В течение продолжительного времени поддержание давления в пласте  $P_{1+2}$  осуществлялось в основном за счет перетока пластовой воды из пласта  $P_3$  после форсированной опережающей выработки пласта  $P_3$ .

#### **ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ЗАКАЧИВАЕМОЙ ВОДОЙ В ВОДОНОСНЫЕ ЗОНЫ (ПЛАСТЫ) ОБЪЕКТА РАЗРАБОТКИ**

Вытеснение нефти из продуктивного пласта через литологическое «окно» закачиваемой водой в водоносные пласты преимущественно проявляется в условиях внутриконтурного заводнения. Встречаются следующие виды: 1) нефть из вышележащего пласта вытесняется в нижележащий водоносный пласт; 2) нефть из пласта вытесняется за пределы внешнего контура нефтеносности. Перетоки нефти из нефтеносного пласта в водоносный происходят по зонам литологического слияния, вследствие образования между ними перепада давления, при превышении объемов закачки воды над отбором жидкости из продуктивного пласта.

Вытеснение нефти в законтурную водоносную область происходит в тех случаях, когда внутриконтурное заводнение не сочетается с законтурным. Во многих случаях в целях экономии количества водонагнетательных скважин на объектах, разрабатываемых внутриконтурным заводнением, отток жидкости в законтурную область предотвращается отбором жидкости по добывающим скважинам, размещенным на краевых участках залежи. Однако нередко наблюдается вытеснение нефти в водоносную часть залежи.



## 2.2. О ВЛИЯНИИ КАПИЛЛЯРНЫХ СИЛ НА ОБВОДНЕНИЕ ПОСЛОЙНО-НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ

В соответствии с установившимися представлениями о распределении остаточной нефти в разрабатываемых пластах выделяют [128, 207, 209 и др.] следующие основные виды остаточной нефтенасыщенности (ОНН): капиллярно-защемленную, адсорбированную, пленочную, ОНН тупиковых пор и микронеоднородностей, практическую, обусловленную неустойчивостью вытеснения на микро- и макроуровне. В реальных разрабатываемых пластах, как правило, возможно одновременное присутствие нескольких видов остаточной нефти, которые в совокупности формируют ОНН разрабатываемых пластов.

То, что продуктивные пласты являются послойно-неоднородными, общеизвестно. Влияние же капиллярных сил на процесс обводнения этих пластов различными исследователями оценивается по-разному. Одни на основе лабораторных исследований процессов вытеснения нефти из модели слоистого пласта приходят к выводу, что капиллярные силы обуславливают равномерное обводнение по всем слоям и даже опережающее обводнение по менее проницаемым слоям, т.е. роль капиллярных сил вполне положительна. Другие также на основе лабораторных исследований вытеснения нефти из пласта показывают отрицательное влияние капиллярных сил: в менее проницаемых слоях и участках происходит отставание продвижения водонефтяного контакта и сосредотачивается остаточная нефтенасыщенность.

В природных же условиях, как было показано выше, на многих месторождениях наблюдается послойное обводнение продуктивных пластов. Так обводняются пласты на Ромашкинском, Бавлинском, Арланском и других месторождениях. Причем, между обводненными и нефтенасыщенными слоями часто нет непроницаемых прослоев.

В работе [209] показано влияние капиллярных сил на характер обводнения послойно-неоднородных пластов в условиях гидрофильной и гидрофобной пористых сред.

Если принять, что в условиях изовязкозных жидкостей ( $\mu_n = \mu_b$ ) изменение пористости по толщине незначительно, то скорости движения водонефтяного контакта можно определить из соотношения

$$\frac{v_i}{v_j} = \frac{k_i(\Delta p_i \pm \Delta p_{ki})}{k_j(\Delta p_j \pm \Delta p_{kj})}. \quad (2.5)$$

Если капиллярные давления во всех слоях малы по сравнению с созданным ими внешним перепадом давления, когда значениями капиллярных сил можно пренебречь, то для гидрофильного пласта скорости движения контакта в различных слоях при изовязкозных жидкостях будут пропорциональны их проницаемостям, т.е.

$$\frac{v_i}{v_j} = \frac{k_i}{k_j}. \quad (2.6)$$

И, наоборот, при очень низком темпе разработки, когда создаваемый перепад давления стремится к нулю, можно показать, используя известные соотношения между капиллярным давлением, радиусом поровых каналов и проницаемостью, что соотношение скоростей движения ВНК по различным слоям будет равно

$$\frac{v_i}{v_j} = \sqrt{\frac{k_i}{k_j}}. \quad (2.7)$$

Таким образом, для гидрофильного пласта в различных реальных условиях, когда темп разработки залежи (создаваемый перепад давления) очень высок или низок по сравнению с капиллярным давлением, отношение скоростей в разных слоях изменяется в следующих пределах

$$\sqrt{\frac{k_i}{k_j}} \leq \frac{v_i}{v_j} \leq \frac{k_i}{k_j}. \quad (2.8)$$

В случае гидрофобного пласта, когда капиллярные давления на ВНК направлены навстречу движению контакта, отношение скоростей движения жидкости в различных слоях в зависимости от темпа отбора будет изменяться в пределах

$$\frac{k_i}{k_j} \leq \frac{v_i}{v_j} \leq \infty. \quad (2.9)$$

Бесконечность в последнем случае означает, что при перепаде давления между контуром нефтеносности и зоной отбора, меньшем величины капиллярного давления в менее проницаемых слоях ( $\Delta p_j < \Delta p_{kj}$ ), движение жидкости в них прекращается совсем, т.е.  $v_j = 0$ .

На рис. 2.15 показана зависимость отношения скоростей движения ВНК в двух слоях от величины создаваемого перепада давления (темпа разработки). Было принято, что отношение проницаемостей  $k_1/k_2 = 5$ , пористости  $m_1/m_2 = 1$ , а

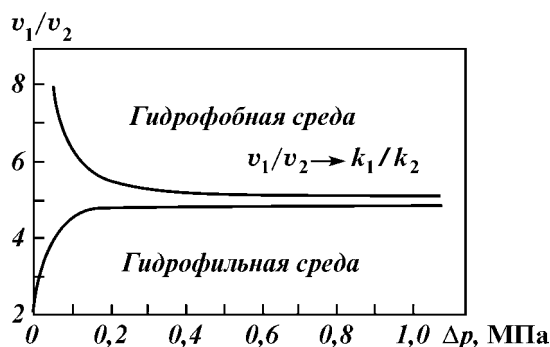


Рис. 2.15. Зависимость отношения скоростей  $v_1/v_2$  движения ВНК по слоям с различной проницаемостью от созданного перепада давления  $\Delta p$  (темпа отбора жидкости)

отношение капиллярных давлений на контакте  $p_{k1}/p_{k2} = 0,40$ .

Как видно из рис. 2.15, и для гидрофильной, и для гидрофобной пористых сред уже при создании внешних перепадов давлений в 0,2–0,3 МПа отношение скоростей движения ВНК в различных слоях, довольно сильно различающихся по свойствам, становится практически равным отношению их проницаемостей. Это тем более справедливо для более высоких перепадов давления.

При перепадах между контуром нефтеносности и зоной отбора, стремящихся по величине к капиллярному давлению в менее проницаемом слое, отношение скоростей движения ВНК для гидрофильной пористой среды остается значительно больше единицы (в данном случае 2,25), а для гидрофобной среды стремится к бесконечности, что означает прекращение движения контакта по менее проницаемому слою.

Таким образом, отношение скоростей движения водонефтяного раздела в различных слоях не зависит от длины неоднородных слоев, а зависит только от внешних перепадов давления, капиллярных давлений и радиусов поровых каналов или их проницаемостей. Следовательно, в случае наличия ограниченных по простиранию пласта менее проницаемых линз или плотных включений картина движения водонефтяного раздела в них и в смежных высокопроницаемых зонах будет аналогичной.

Таким образом, на основании изложенного выше можно предположить, что при любом темпе отбора жидкости из макронеоднородного пласта и при любом характере неодно-

родности его водонефтяной раздел в высокопроницаемых слоях и линзах будет продвигаться всегда быстрее, чем в менее проницаемых. При практически целесообразных темпах отбора жидкости из пласта ( $\Delta p = 1 - 5$  МПа) скорости движения водонефтяного раздела будут пропорциональны проницаемости различных слоев и линз, а послойный характер обводнения пластов является следствием их слоистой неоднородности. Отсюда как следствие вытекает, что нефтеотдача пласта к моменту прорыва воды в скважины при рассматриваемых условиях  $\mu_n = \mu_v$  не зависит от темпа отбора жидкости из пласта.

Приведенный количественный анализ влияния капиллярных сил и темпа разработки на скорость перемещения водонефтяного раздела показывает, что увеличение темпа отбора жидкости не изменяет условий нефтеотдачи послойно-неоднородного пласта.

При рассмотрении влияния капиллярных сил предполагалось, что движение в пласте происходит при установившемся режиме и движение в вертикальной плоскости не наблюдается. Это допущение не вносит существенной погрешности, так как перепада давлений между различными слоями при установившемся режиме практически не существует, а капиллярные давления сами по себе в пористой среде имеют прерывистый характер. Поэтому возможные перетоки жидкости между слоями малы и не могут изменить происходящий послойный характер обводнения пластов, который и отмечается по многим месторождениям.

### **2.3. ОСОБЕННОСТИ ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТОВ В НАЧАЛЬНОЙ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЗОНЕ**

В условиях платформенных месторождений значительная часть запасов нефти находится в так называемых водонефтяных зонах (ВНЗ), где нефть подстилается водой. В этих зонах водонефтяной контакт (ВНК) горизонтален, что должно быть учтено в расчетах по определению конечной нефтеотдачи при анализе закономерностей обводнения нефтяных залежей.

Ширина ВНЗ увеличивается с уменьшением угла наклона пластов. На месторождениях платформенного типа в водонефтяных зонах содержатся значительные запасы нефти. Так, по пласту Д<sub>1</sub> Туймазинского месторождения они составляли 20 % от балансовых запасов нефти, а по пласту VI Арланского месторождения — 60 %. Большой долей запасов в

водонефтяных зонах характеризуются Ромашкинское, Бавлинское, Шкаповское и другие месторождения [51, 55, 57, 60, 102, 229 и др.].

Водоплавающие участки месторождений обычно разрабатываются как самостоятельные объекты. Для этого они отчленяются от основной залежи с помощью водонагнетательных скважин.

Для определения зависимости обводненности продукции от коэффициента охвата водонефтяной части залежи можно воспользоваться схемой конического пласта, представленной на рис. 2.16.

Пусть угол наклона пласта равен  $\alpha$ , толщина пласта в нефтенасыщенной и водонасыщенной частях  $h_n$  и  $h_b$ , толщина песчаников  $H$ , радиус начального контура нефтеносности  $R_n$ .

Добывающие скважины в водонефтяных зонах обычно гидродинамически несовершенны по степени вскрытия. Нижние перфорационные отверстия обычно находятся на расстоянии 2–3 м от ВНК. После пуска скважина в течение некоторого времени эксплуатируется без воды. Количество нефти, добываемой в безводный период, обычно незначительно. Оно зависит от анизотропии пласта, наличия экранирующих глинистых пропластков, расстояния от нижних дыр фильтра до ВНК и режима работы скважины [211, 233]. Во многих случаях вода быстро прорывается, образуя «конус» обводнения. Размеры «конуса» таковы, что радиус его основания распространяется не более, чем на 2–3 толщины пласта  $H$ . Промысловый опыт, а также теоретические и лабораторные исследования показывают, что после прорыва воды обводненность продукции скважин определяется величинами

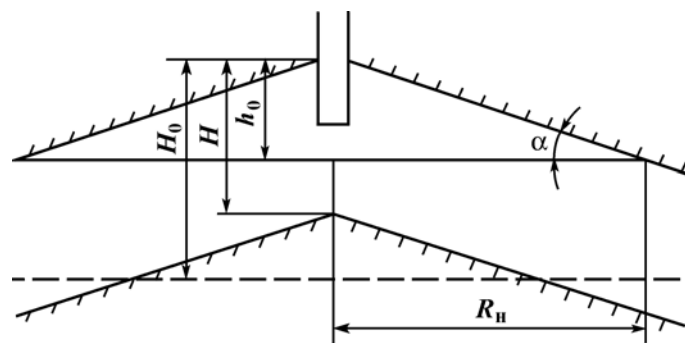


Рис. 2.16. Схема конического пласта с водонефтяной зоной

толщин  $h_n$  и  $h_b$  и соотношением вязкостей нефти и воды [211].

Для определения дебита рассматриваемой скважины после прорыва конуса используем соотношения [233]

$$q_n = \frac{2\pi k h_n}{\mu_n} \cdot \frac{\Delta p}{\ln R_k / r_{c.пр}}, \quad (2.10)$$

$$q_b = \frac{2\pi k h_b}{\mu_b} \cdot \frac{\Delta p}{\ln R_k / r_{c.пр}}. \quad (2.11)$$

Содержание воды в продукции

$$n_b = \frac{1}{1 + h_n \mu_n / h_b \mu_b}. \quad (2.12)$$

В формулах (2.10) – (2.12) приняты следующие обозначения:  $q_n$  и  $q_b$  – дебиты скважины по нефти и воде соответственно;  $k$  – коэффициент проницаемости пласта;  $h_n$  и  $h_b$  – толщина нефтенасыщенной и водонасыщенной части пласта соответственно;  $\Delta p$  – депрессия на пласт;  $R_k$  – радиус условного контура питания, значение которого в расчетах можно принять равным половине расстояния между соседними скважинами;  $r_{c.пр}$  – приведенный радиус скважины.

Охват пласта заводнением, который в данном случае назван [185] геометрической эффективностью вытеснения  $E$ , для конического пласта равен

$$E = 1 - \left( \frac{h_n}{h_0} \right)^3 \quad (2.13)$$

и для плоского пласта

$$E = 1 - \left( \frac{h_n}{h_0} \right)^2, \quad (2.14)$$

где  $h_0$  – толщина нефтенасыщенной части пласта при  $r = 0$  в начальный момент времени.

По мере подъема ВНК от  $H_0$  до  $H$  скважина будет безводна, а геометрическая эффективность за безводный период для каждого пласта составит

$$E_{\bar{b}} = 1 - \bar{V}_{II}, \quad V_{об} = V_n + V_b, \quad (2.15)$$

где  $V_n$  – объем залежи в чисто нефтяной зоне;  $V_b$  – объем водонефтяной зоны;  $V_{об}$  – суммарный объем.

Из приведенных формул видно, что геометрическая эффективность вытеснения в условиях водонефтяных зон зависит от соотношения толщин  $h_n$  и  $h_b$ . При наличии чисто нефтяной части на величину  $E$  влияет также и отношение объемов  $V_n$  и  $V_b$ . Когда объем водонефтяной зоны равен нулю,  $E_0 = 1$ . Этот случай имеет место в центральных частях залежи при осуществлении внутриконтурного заводнения.

На рис. 2.17 приводятся результаты расчетов зависимости  $n_b$  от  $E$  по формулам (2.12), (2.14) и (2.15) для различных значений  $h_0$ ,  $V_n$  и  $V_b$  при  $\mu_n/\mu_b = 1$ . В тех случаях, когда залежь полностью водонефтяная (кривые 4, 5, 6), скважины с самого начала эксплуатации содержат воду. В реальных условиях, как уже отмечалось выше, будет некоторый безводный период эксплуатации, который продолжается до прорыва конуса воды в скважину.

Для определения коэффициента охвата пласта заводнением при наличии водонефтяных зон необходимо  $\beta_0$  умножить на геометрическую эффективность вытеснения  $E$  для каждого значения обводненности  $n_b$ . Результаты такого умножения, заимствованные из работы [185], представлены на рис. 2.18. Здесь пунктирной линией показана зависимость обводненно-

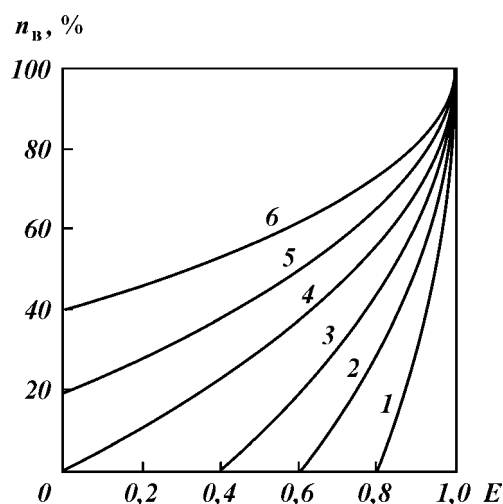


Рис. 2.17. Зависимость обводненности продукции  $n_b$  от коэффициента геометрической эффективности вытеснения  $E$  при различных размерах водо-нефтяных зон в наклонном полосообразном пласте:  
 1 -  $V_n/V_{06} = 0,8$ ; 4 -  $V_n/V_{06} = 0$  при  $h_0 = 10$  м; 2 -  $V_n/V_{06} = 0,5$ ; 5 -  $V_n/V_{06} = 0$  при  $h_0 = 8$  м; 3 -  $V_n/V_{06} = 0,4$ ; 6 -  $V_n/V_{06} = 0$  при  $h_0 = 6$  м;  
 $\mu_n/\mu_b = 1$ ;  $H = 10$  м

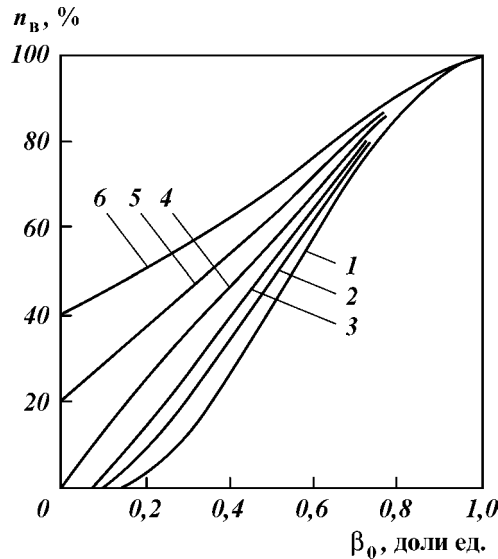


Рис. 2.18. Зависимость обводненности продукции  $n_B$  от коэффициента охвата  $\beta_0$  при различных размерах водонефтяных зон [185] в наклонном поло-сообразном пласте:  
 1 —  $V_n/V_{об} = 0,8$ ; 4 —  $V_n/V_{об} = 0$  при  $h_0 = 10$  м; 2 —  $V_n/V_{об} = 0,5$ ; 5 —  $V_n/V_{об} = 0$  при  $h_0 = 8$  м; 3 —  $V_n/V_{об} = 0,4$ ; 6 —  $V_n/V_{об} = 0$  при  $h_0 = 6$  м;  $\mu_n/\mu_B = 1$ ;  $H = 10$  м

сти от коэффициента охвата при отсутствии ВНЗ. Из приведенных данных видно, что условия разработки месторождения при наличии ВНЗ ухудшаются.

Таким образом, при водонапорном режиме конечный коэффициент нефтеотдачи зависит от большого количества факторов. Основные параметры, определяющие величину конечной нефтеотдачи, делятся на четыре группы:

- коллекторские свойства пласта и нефтеотмывающие свойства закачиваемой воды, характеризующиеся коэффициентом вытеснения  $K_B$ ;

- макронеоднородность пласта по коллекторским свойствам и соотношение вязкости нефти и воды, характеризующиеся коэффициентом охвата  $\beta_0$ ;

- линзовидность и прерывистость пласта, характеризующаяся коэффициентом сетки скважин;

- размеры водонефтяных зон, соотношение нефтенасыщенной и водонасыщенной толщин, характеризующиеся коэффициентом геометрической эффективности вытеснения нефти водой.



Конечная нефтеотдача  $\eta$ , по М.М. Саттарову и И.Х. Сабинову [185], равна произведению перечисленных коэффициентов, т.е.

$$\eta = K_B \beta_0 K_c E. \quad (2.16)$$

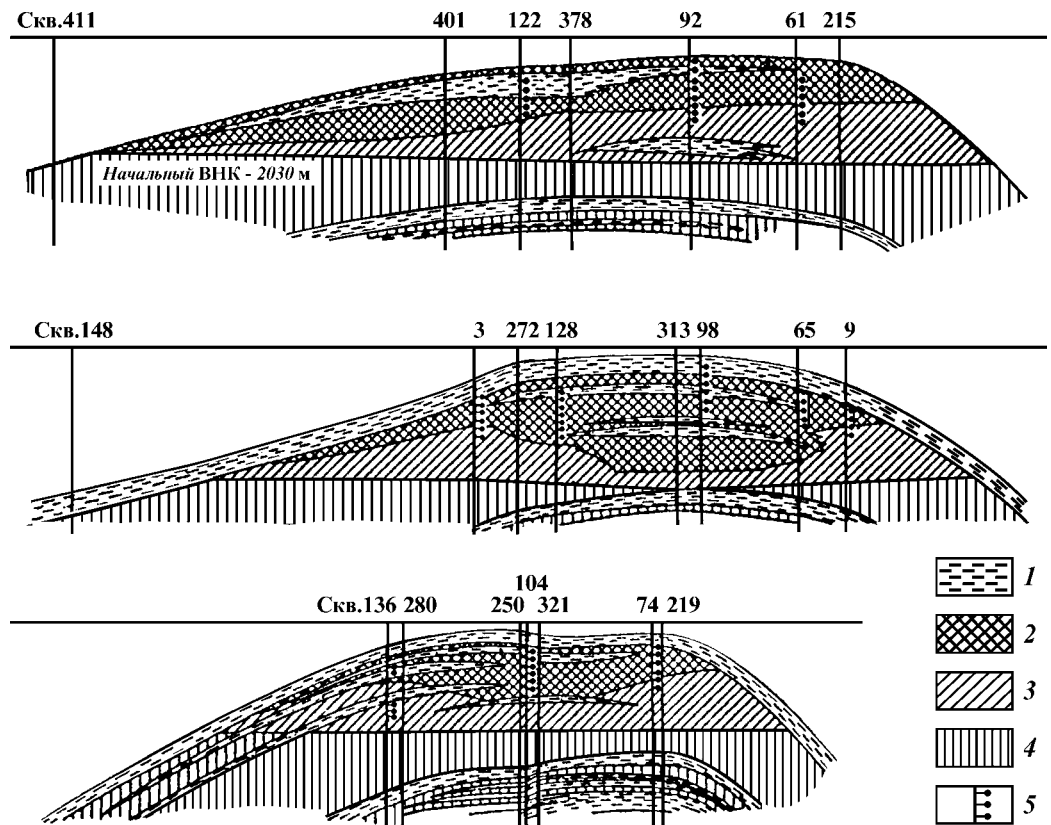
Месторождения, разрабатываемые при водонапорном режиме, различаются величиной нефтеотдачи. Причиной низкой нефтеотдачи могут быть различные сочетания перечисленных факторов, и в соответствии с этим выбираются дополнительные методы воздействия.

Исследованию особенностей заводнения пластов в нефтяных залежах, подстилающихся подошвенной водой, по результатам промысловых наблюдений посвящены работы многих авторов [1, 57, 59, 60, 178, 212, 229 и др.].

Большой интерес при изучении этого вопроса представляет опыт разработки нефтяных залежей пласта I угленосного горизонта Мухановского месторождения, разбуренного тремя рядами добывающих скважин [102]. Ряды скважин размещены в сводовой части и ориентированы вдоль длинной оси структуры.

Мухановское месторождение является многопластовым и разбурено тремя сетками скважин. В первую очередь разбуривалась залежь пласта I, затем так называемый второй объект нижнего карбона (пласты II, IV, IVa, и IVб, разрабатываемые единой сеткой скважин) и еще позже девонские продуктивные горизонты. Почти каждая пробуренная на нижележащие горизонты добывающая скважина пересекала нефтяную залежь пласта I, и по электрометрии фиксировалось текущее положение ВНК на данном участке залежи [102].

Благодаря указанным благоприятным условиям, характер заводнения нефтяной залежи пласта I изучен достаточно детально. По этим данным показано, что охват заводнением происходит путем неравномерного подъема ВНК от подошвы к кровле (рис. 2.19). Промысловые материалы детально проанализированы В.И. Колгановым, М.Л. Сургучевым, Б.Ф. Сазоновым. В целом по залежи неравномерность заводнения выражается тем, что в зонах различных структурных элементов (сводовая часть, переклиналильные и крыльевые участки) ВНК поднимается с различной скоростью. Различия текущих отметок ВНК по отдельным участкам достигают 20 м и более. Наиболее интенсивный подъем ВНК отмечается в районе северного и центрального рядов скважин, где на отдельных участках он достигает 20 м и более [102].



**Рис. 2.19.** Подъем ВНК на различных участках залежи пласта I Мухановского месторождения

1 — глинистые пропластки; 2 — нефтенасыщенные песчаники; 3 — заводненные при разработке песчаники; 4 — водоносная часть пласта; 5 — интервала пер- ора ция добывающих скважин

Наряду со значительным перемещением ВНК, как показали авторы, имеются отдельные участки, которые не попали в зону, эффективно дренируемую существующей сеткой скважин. На этих участках ВНК длительное время оставался на первоначальной отметке, что и было зафиксировано по данным электрометрии в отдельных скважинах.

Такие различные скорости подъема ВНК зависят от ряда факторов: от физико-литологических условий пласта, от суммарного отбора нефти по исследуемому участку, от удаленности его от района размещения добывающих скважин.

Все пласты Мухановского месторождения и, в частности, пласт I угленосного горизонта имеют сильную анизотропность. Это обстоятельство накладывает свои особенности на подъем ВНК по залежи подобного типа. Здесь реже отмечаются случаи послойного обводнения пластов, но зато наличие многочисленных глинистых пропластков в сочетании с неполной перфорацией нефтенасыщенной толщины залежи приводит к оставлению под экранами (под пропластками) целикнов нефти.

На характер продвижения ВНК может существенно влиять асимметричность структуры. На рассматриваемом месторождении водонефтяной контур на северном крыле расположен всего в 500 м от северного ряда добывающих скважин. На южном, пологом крыле водонефтяной контур удален от южного ряда добывающих скважин на 1,2— 1,5 км.

Помимо подъема ВНК, по данным электрокаротажа и диаграммы НГМ было выявлено несколько участков, где отмечалось проскальзывание воды по наиболее проницаемому пропластку, при этом более низкий пласт оставался нефтенасыщенным.

Фактический характер продвижения ВНК значительно сложнее. Вода вытесняет нефть из отдельных песчаных прослоев, обтекая многочисленные глинистые прослойки. Частицы воды совершают длинный и извилистый путь в обход многочисленных глинистых и уплотненных заглинизированных пропластков песчаника, так как в любой точке пласта прямой путь по вертикали для воды невозможен — из-за наличия непроницаемых экранов из маломощных глинистых пропластков. Об этом же говорит и частое отсутствие конусов воды даже при очень высоких дебитах скважин.

Таким образом, анализ промысловых материалов показывает, что перемещение ВНК в высокопроницаемых интервалах происходит очень быстро и скорость резко уменьшается у пропластков с низкой проницаемостью и экранов. Эти эк-

раны представляют собой линзы заглинизированного песчаника и маломощные глинистые пропластки, которые, конечно, не могут прослеживаться на значительной площади. Поэтому, с одной стороны, они эффективно подавляют процесс конусообразования, а с другой, в основном не препятствуют вытеснению нефти водой из нижней нефтенасыщенной, но не перфорированной части залежи.

Таким образом, характер расчлененности коллектора, обуславливающий степень анизотропности пласта, играет большую роль при разработке нефтяных залежей, подстилающихся подошвенной водой.

В условиях эксплуатации залежи такого типа наблюдается зависимость между высотой подъема ВНК на данном участке залежи и количеством добытой нефти скважинами рассматриваемого участка. Попытка получения такой зависимости предпринята В.И. Колгановым с соавторами [102] (рис. 2.20).

Показательны результаты анализа фактических промысловых материалов, характеризующих динамику перемещения водонефтяного контакта при разработке пласта Д<sub>II</sub> Туймазин-

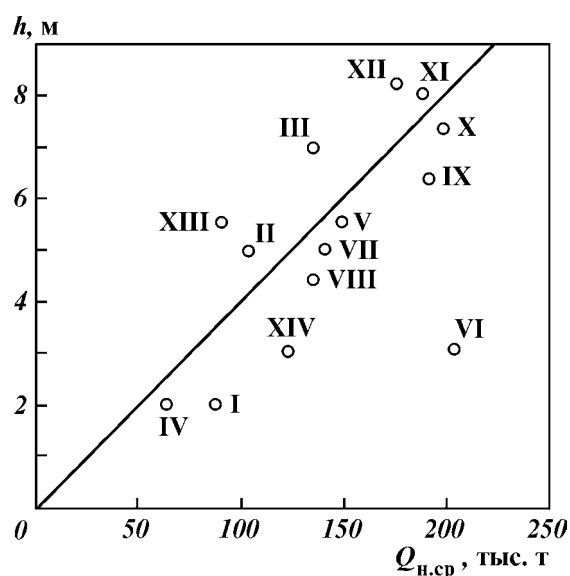


Рис. 2.20. Зависимость между средним отбором нефти  $Q_{н.ср}$  на скважину по участкам пласта I Мухановского месторождения и подъемом ВНК  $h$  (I-XIV - номера участков [102])

ского месторождения, выполненные М.М. Кабировым и И.И. Абызбаевым.

Пласт  $D_{II}$  характеризуется широким развитием начальной водонефтяной зоны и имеет геологическое строение, типичное для месторождений платформенного типа, приуроченных к девонским отложениям. При изучении характера подъема поверхности водонефтяного раздела были использованы следующие геолого-промысловые материалы: данные отбивки водонефтяного контакта методом БКЗ во вновь пробуренных скважинах; данные об отметке текущего водонефтяного контакта в окружающих работающих скважинах; данные радиометрического исследования скважин; сведения о появлении воды в добывающих скважинах, расположенных в различных частях залежи; данные о продолжительности безводной эксплуатации скважин, пробуренных в водонефтяной зоне, а также о средних скоростях подъема ВНК.

В результате бурения в водонефтяной зоне большого количества скважин в течение длительного времени и последующей эксплуатации этих скважин накоплен богатый фактический промысловый материал о характере продвижения поверхности водонефтяного раздела в процессе разработки залежи. Большое количество геофизических данных получено также по скважинам пласта  $D_I$ , расположенным в зоне нефтеносности пласта  $D_{II}$  и пробуренным со вскрытием пласта  $D_{II}$ .

Из анализа этого материала видно, что подъем водонефтяного контакта в пласте  $D_{II}$  происходил неравномерно.

Ниже приведены наиболее характерные примеры. В 1960 г. в новой скважине 1433 водонефтяной контакт был отбит на отметке — 1481 м, а в другой — новой скважине 1396 — на отметке — 1485 м, т.е. в обеих скважинах положение контакта было почти первоначальным. В течение 12 лет разработки пласта водонефтяной контакт в этих скважинах практически оставался неподвижным. В окружающих же длительное время эксплуатирующихся скв. 69, 1109, 283, 71, 57 и 134 с отметками нижних перфорационных отверстий — 1466— 1476) м водонефтяной контакт поднялся на значительную величину. Сква. 69, 1109, 283, 71, 57, 134 на дату бурения скв. 1433 и 1396 были обводнены. Содержание воды в продукции скв. 285 и 71 достигло 15— 29 %. Расстояние между рассматриваемыми скважинами составляет 200— 300 м. По всем этим скважинам имеются данные о надежности цементного кольца.

Положение текущего водонефтяного контакта в скважи-

нах оценивалось по содержанию воды в их продукции. Результаты определений схематически представлены на рис. 2.21, откуда видно, что разность отметок водонефтяного контакта во вновь пробуренных и окружающих эксплуатационных скважинах колеблется от 3,5 до 9,5 м. Особенно характерно искривление поверхности водонефтяного раздела в районе скв. 1433. В скв. 1109, расположенной от скв. 1433 на расстоянии 250 м, водонефтяной контакт еще в 1955 г. был отбит на отметке — 1479 м, а в скв. 1433 в 1960 г. — на отметке — 1481,4 м. Аналогичные результаты получены и в районе скв. 1412, 1431 и 1428.

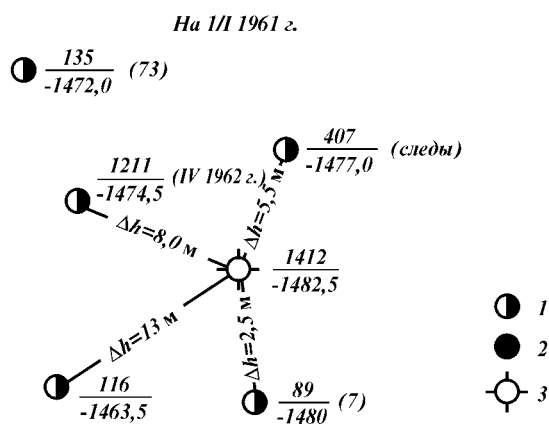
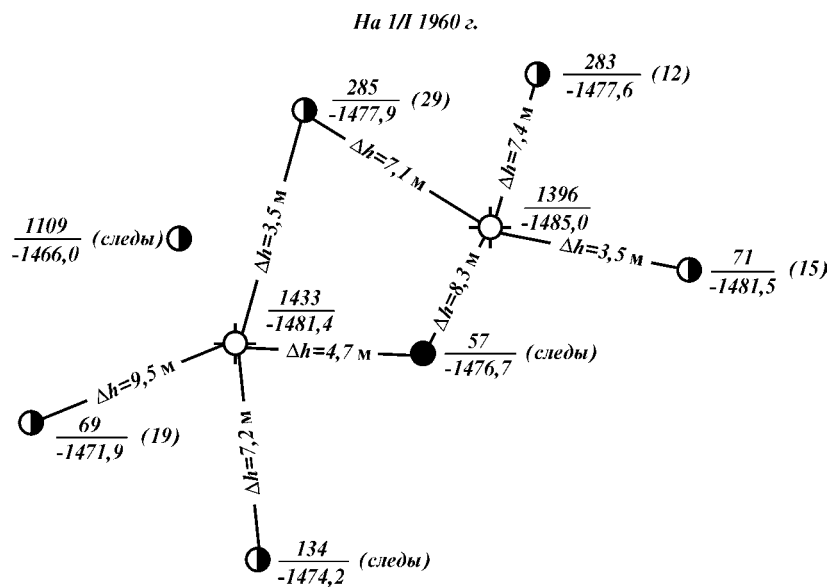
В 1961 г. пласт Д<sub>II</sub> был вскрыт в 23 скважинах, расположенных между длительно эксплуатирующимися скважинами. Многие из этих скважин были введены в эксплуатацию в пласт Д<sub>IV</sub>. Отметки водонефтяного контакта во всех новых скважинах были относительно низкими.

В 1962 г. на северо-западном участке было пробурено около 30 скважин. Результаты БКЗ в этих скважинах также показали неравномерный подъем ВНК. Отметки текущего водонефтяного контакта колебались в широких пределах и от — 1474,4 до — 1486,3 м, что свидетельствует об искривлении водонефтяного раздела на небольших расстояниях. Скважины, пробуренные в удаленной части от основных эксплуатационных рядов, также вскрыли водонефтяной контакт на более низких отметках. Высокие отметки ВНК отбиты лишь в некоторых новых скважинах, расположенных между действующими эксплуатационными скважинами.

Наиболее характерными примерами наличия слабовыработанных зон между ранее пробуренными эксплуатационными скважинами по данным геофизических измерений являются следующие:

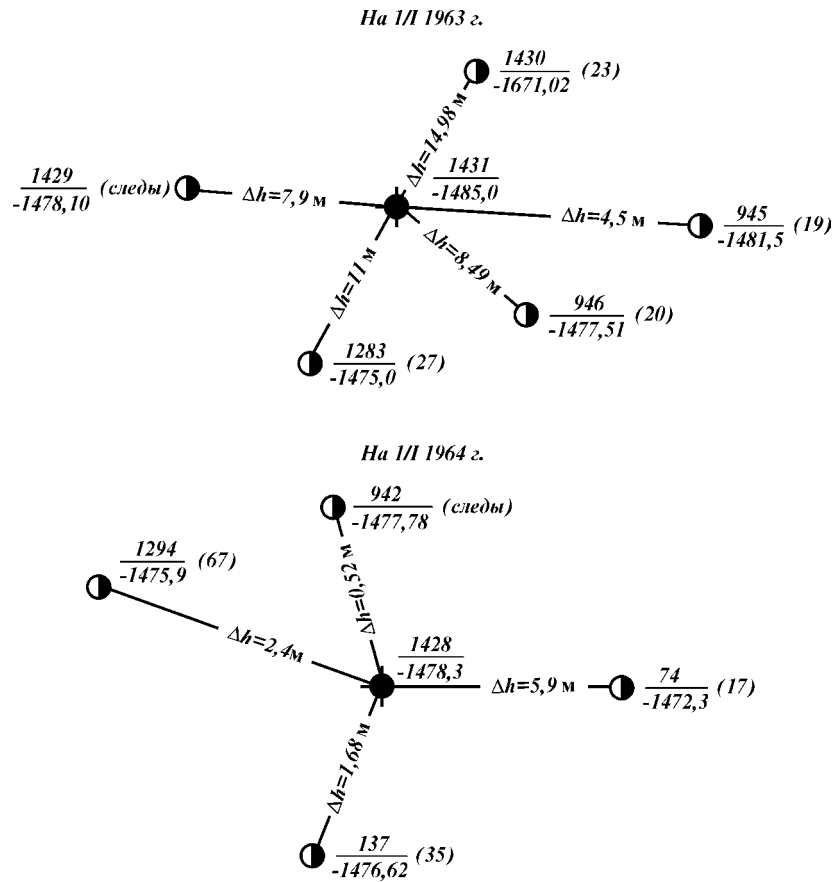
в треугольнике скв. 315, 1413, 1296 была пробурена скв. 1753, в которой ВНК проходил на отметке — 1486,3 м, в то время как три окружающие скважины при отметках нижних перфорационных отверстий соответственно — 1476; — 1475 м; — 1476 м работали с различной степенью обводненности;

в районе эксплуатационных скв. 1283, 946, 1430, также работавших с водой, при отметках нижних перфорационных отверстий соответственно — 1475,4; — 1476,8; — 1475,4 м была пробурена скв. 1431, в которой ВНК по данным БКЗ был отбит на отметке — 1486 м. Таким образом, в течение 15-летнего срока разработки залежи перемещения поверхности водонефтяного раздела вдали от указанных скважин практически



не было. Разность отметок ВНК во вновь пробуренной и окружающих скважинах колебалась от 4,5 до 10 м.

Таким образом, при разработке нефтяных залежей с обширными водонефтяными зонами необходимо разрушение их по самостоятельным сеткам скважин. Разработка водонефтяной зоны существенно отличается от разработки чистой нефтяной зоны того же месторождения,



**Рис. 2.21. Сопоставление отметок ВНК я по скважинам в водонефтяной зоне горизонтальной Гуймазинского месторождения.**

Скважины: 1 — дающие нефть с водой; 2 — дающие безводную нефть; 3 — вновь пробуренные.

В числителе — номер скважины, в знаменателе — глубина скважины ВНК я

что необходимо учитывать в проектах разработки и в процессе эксплуатации залежи.

Разработка водонефтяных зон отличается длительным водным периодом и сравнительно меньшими коэффициентами нефтеотдачи. Обводнение скважин подошвенной водой является закономерным процессом, а извлечение попутной воды вместе с продукцией — неизбежным.

Эксплуатация скважин с обводненностью продукции свыше



ше 30— 50 % в условиях естественного совместного притока нефти и воды экономически выгодна.

Плотность сетки при разработке водонефтяных зон является одним из основных факторов, влияющих на коэффициент нефтеотдачи. В целях обеспечения равномерной разработки пластов и повышения нефтеотдачи водонефтяных зон разбуривание водонефтяных зон уже на ранней стадии разработки следует производить по сетке по крайней мере не менее плотной, чем в чисто нефтяной зоне.

При разработке водонефтяных зон увеличение темпов отбора жидкости может способствовать увеличению коэффициента нефтеотдачи лишь при достаточно плотной сетке, позволяющей сохранять дебиты скважин на уровне не выше критических, и тем самым предотвращать локальную деформацию поверхности ВНК, ведущую к преждевременному обводнению скважин.

#### **2.4. ВЛИЯНИЕ АНОМАЛИИ ВЯЗКОСТИ НЕФТЕЙ НА ПРОЦЕССЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ**

Как было показано в первом разделе, эффективная вязкость аномальных нефтей в зависимости от содержания асфальтенов, смол, парафина и некоторых растворенных газов, а также от значения градиента пластового давления может меняться в широких пределах. Экспериментальными исследованиями установлено, что при малых градиентах давления вязкость аномальной нефти часто на порядок больше, чем при больших градиентах давления. Существенно влияет на вязкость таких нефтей коэффициент проницаемости пласта [81]. Уменьшение проницаемости при прочих равных условиях сопровождается значительным повышением эффективной вязкости нефти. Это объясняется тем, что в слабопроницаемых пластах аномалии вязкости нефти при малых градиентах давления проявляются сильнее. Увеличивается как градиент динамического давления сдвига, так и градиент давления предельного разрушения структуры в нефти.

Таким образом, эффективная вязкость аномальной нефти при фильтрации в пористой среде зависит от градиента давления в пласте. В свою очередь, градиент давления в зависимости от расстояния от действующей (водонагнетательной или добывающей) скважины может принимать различные значения.

Наибольшие градиенты давления отмечаются в непосред-

ственной близости от скважины, а по мере удаления к условному контуру питания градиент давления существенно уменьшается. Поэтому, на участках, где градиенты давления в пласте соизмеримы с градиентом динамического давления сдвига или градиентом давления предельного разрушения структуры, фильтрация таких нефтей происходит при повышенной эффективной вязкости.

При плоскорадиальной фильтрации неньютоновских нефтей в пласте в общем случае можно выделить три зоны (рис. 2.22): зону *I*, в которой фильтрация нефти происходит с повышенной вязкостью  $\mu_0$ , зону *II* — с переменной вязкостью и зону *III* — с наименьшей вязкостью. Во второй зоне вязкость изменяется от своего минимального значения  $\mu_{\min}$  при  $r = r_{\min}$  (на границе зон) до максимального  $\mu_0$  на границе с первой зоной. Размеры зон зависят от состава нефти, содержания структурообразующих компонентов и величины коэффициента проницаемости пласта. Доля удельной площади, в пределах которой будут проявляться структурно-механические свойства нефти, определяется радиусом  $r_{\min}$  зоны, где эффективная вязкость наименьшая и фильтрация происходит по линейному закону.

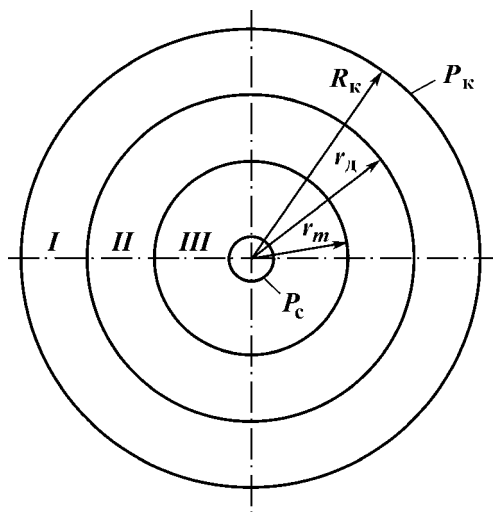


Рис. 2.22. Схема выделения характерных зон в пласте вокруг скважины при фильтрации аномальной нефти:  
*I-III* — характерные зоны фильтрации;  $R_k$  — радиус контура питания,  $P_k$  — давление на контуре питания,  $P_c$  — забойное давление,  $r_d$ ,  $r_m$  — радиусы границ раздела зон

Некоторое влияние на соотношение размеров характерных зон будет оказывать степень гидродинамического совершенства скважины. С увеличением фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта (ПЗП) приведенный радиус скважины существенно уменьшается. Следовательно, у несовершенных по степени или характеру вскрытия скважин расстояние до тех точек пласта, в которых начинают проявляться неньютоновские свойства нефти, при прочих равных условиях, значительно меньше, чем у совершенных скважин.

Градиент динамического давления сдвига и градиент давления предельного разрушения структуры в нефти зависят от проницаемости пористой среды. Наименьший градиент динамического давления сдвига будет в породах с большей проницаемостью. Когда пласт содержит пропластки разной проницаемости, то даже на одинаковом расстоянии от скважины в пласте меньшей проницаемости фактический градиент давления может быть меньше градиента динамического давления сдвига, а в более проницаемом — выше. Вязкость нефти в этих пропластках будет различаться в несколько раз. Это приводит к быстрому прорыву воды по высокопроницаемым пропласткам и образованию малоактивных «застойных» зон в слабопроницаемых.

Все эти особенности неньютоновских нефтей приводят к неравномерному продвижению фронта нагнетаемой воды, локальному искривлению поверхности водонефтяного раздела и другим нежелательным явлениям, ухудшающим равномерность выработки запасов нефти.

Охват пласта воздействием нагнетаемой водой из-за структурных свойств пластовой нефти оказывается малым и ограничивается высокопроницаемыми пропластками, по которым быстро происходит продвижение воды. Чтобы объяснить такой быстрый прорыв воды без учета аномалий вязкости нефти, необходимо допустить, что проницаемость пропластков различается в сотни и тысячи раз, что мало вероятно. Указанные явления легко объясняются отмеченными аномалиями вязкости нефти в пластовых условиях.

Наличие структурно-механических свойств нефтей приводит к образованию локальных искривлений поверхности ВНК, прорыву воды по высокопроницаемым пластам.

Представляет интерес в связи с этим рассмотрение результатов бурения уплотняющих скважин на Манчаровском и Арланском месторождениях Башкортостана.

Характерной особенностью уплотняющих скважин на этих месторождениях является то, что часто новые скважины

вступали в эксплуатацию и давали длительное время безводную нефть, в то время как окружающие их добывающие скважины давно обводнились и давали нефть с большим содержанием воды. Уплотняющие скважины вскрывали те же пласты, которые длительное время эксплуатировались соседними скважинами.

Анализ промысловых данных показывает, что вода в этих случаях перемещается к эксплуатационным скважинам не равномерным фронтом, а в виде узких языков по отдельным высокопроницаемым пропласткам. Таким образом, проявление структурно-механических свойств нефти приводит к вязкостной неустойчивости и к неполному охвату неоднородных пластов разработкой по толщине. Например, по Манчаровскому месторождению охват пласта, определенный по кривой зависимости коэффициента продуктивности от перфорированной толщины пласта, не превышает 0,47; по Ново-Хазинскому месторождению он равен 0,50 [81].

При разработке залежей высоковязких нефтей отмечается значительное ослабление интерференции скважин. При уплотнении сети скважин обнаруживается прямая зависимость между уровнем добычи нефти и числом эксплуатируемых скважин. При разбуривании опытного участка на Арланском месторождении замечено, что уплотнение сети до 2,2 га/скв. не привело к уменьшению дебитов каждой скважины в результате взаимодействия. Наоборот, ввод новых скважин на расстоянии всего 150 м от работающих сопровождался ростом дебитов, приходящихся на каждую скважину. Слабое взаимодействие между скважинами в этом случае объясняется проявлением структурно-механических свойств нефти. Пластовая нефть в пределах опытного участка высокосмолистая и содержала 3–4 % (по массе) асфальтенов и много азота.

Значительное ослабление интерференции скважин отмечается и по девонским залежам, структурно-механические свойства нефтей которых проявляются сравнительно слабо. Оказалось, что пуск новых скважин в начальной водонефтяной зоне в условиях Шкаповского месторождения не привел к значительному изменению добычи нефти по соседним скважинам. По чисто нефтяной зоне, где поддерживались высокие градиенты давления, наблюдалось падение среднего входного дебита нефти во времени.

В пластовых нефтях большинства месторождений содержится значительное количество асфальтенов, смол и парафина. В этих условиях на показатели разработки залежей существенно влияют структурно-механические свойства неф-

тей. В качестве основы разработки методов прогнозирования процесса разработки следует применять результаты определения основных реологических и фильтрационных параметров аномальных нефтей.

Данные экспериментальных исследований фильтрации аномальных нефтей в пористой среде можно обрабатывать двумя способами. По первому способу все изменения, происходящие в нефти в связи с образованием и разрушением структуры, учитываются некоторой фиктивной вязкостью, а коэффициент проницаемости пористой среды считается постоянным и равным значению при градиентах давления, превышающих градиент давления предельного разрушения структуры в нефти. По второму способу по экспериментальным данным определяется подвижность аномальной нефти  $k/\mu_n$  при различных градиентах давления, строится соответствующий график и выбирается эмпирическая формула [81]. Такой подход методически более правильный, так как значение эффективной вязкости нефти при фильтрации через пористые среды зависит не только от структурообразования в объеме, но и влияния граничных слоев в поровых каналах.

Однако при решении некоторых задач фильтрации удобнее иметь функцию зависимости эффективной вязкости нефти от градиента давления, нежели подвижности нефти. Если данные экспериментальных исследований обработаны методически правильно и эмпирическая функция эффективной вязкости подобрана с достаточно точным приближением, то с точки зрения практического использования результатов экспериментов эти два способа не различаются между собой.

Если результаты экспериментов представлены как некоторая функция изменения эффективной вязкости нефти от ряда параметров, то появляется возможность учесть некоторые реальные факторы, влияющие на структурообразование в нефти при фильтрации через пористые среды.

Обработка данных экспериментальных исследований показала [60], что функциональная зависимость между градиентом давления  $y$  и эффективной вязкостью  $\mu_э$  достаточно точно описывается эмпирической формулой вида

$$\mu_э = \mu_m + \frac{\mu_0 - \mu_m}{1 + \exp C(y - y_n)}, \quad (2.17)$$

где  $\mu_0$  и  $\mu_m$  — соответственно эффективная вязкость аномальной нефти при малых и больших градиентах давления;  $C$  и  $y_n$  — некоторые постоянные, значения которых определяются по данным экспериментальных исследований.

Постоянные  $C$  и  $y_n$  могут быть определены из следующих соображений. Пусть имеется экспериментальная кривая зависимости  $\mu_3 = \mu(\text{grad } p)$  с характерными градиентами давления: градиентом динамического давления сдвига  $H$  и градиентом давления предельного разрушения структуры в нефти  $H_m$ . Известны наибольшее  $\mu_0$  и наименьшее  $\mu_m$  вязкости. Необходимо найти постоянные  $C$  и  $y_n$  эмпирической формулы (2.17).

Для нахождения постоянного  $y_n$  в формуле (2.17) положим, что  $e^{B(y-y_n)} = 1$ . Этому условию соответствует точка  $\mu_3 = \mu_m + (\mu_0 - \mu_m)/2$ .

По значению эффективной вязкости находим точку на оси абсцисс  $y = y_n$ . Многочисленные обработки опытных данных показали [81], что в этом случае значение  $y_n$  соответствует равенству

$$y_n = (H_m + H)/2. \quad (2.18)$$

Постоянную  $C$  находим из условия, что в точке  $y = y_n$  значение функции эффективной вязкости  $\mu_3(y)$  отличается от экспериментальной на заданную величину, т.е.

$$100 \cdot \mu_3(y)/\mu_m = \Delta\delta, \quad (2.19)$$

где  $\Delta\delta$  — заданная степень приближения функции  $\mu_3(y)$  к  $\mu_m$  в точке  $y = H_m$ .

Решая уравнение (2.19) с учетом (2.17), получим формулу для расчета постоянного  $C$  в виде

$$C = \frac{\ln \frac{\mu_0 - \mu_m}{(\Delta\delta - 1)\mu_m}}{H_m - H}. \quad (2.20)$$

Подставляя значения постоянных  $C$  и  $y_n$ , функцию эффективной вязкости (2.17) запишем в виде

$$\mu_3 = \mu_m + \frac{\mu_0 - \mu_m}{1 + \exp \frac{m}{H_m - H_n} \left( y - \frac{H_m + H}{2} \right)}, \quad (2.21)$$

где  $m = \ln \frac{\mu_0 - \mu_m}{(\Delta\delta - 1)\mu_m}$ .

Характеристические градиенты давления  $H$  и  $H_m$  в соответствии с работой [60] определяются по формулам

$$H = \frac{0,052}{k^{0,62}} \quad \text{и} \quad H_m = 0,0078 + \frac{0,063}{k^{0,62}} \theta. \quad (2.22)$$

Подставляя значения  $H$  и  $H_m$  в формулу (2.21), после несложных преобразований получим

$$\mu_3 = \mu_m + \frac{\mu_0 - \mu_m}{1 + \exp \left\{ \frac{m \left[ (y - 0,0039) k^{0,62} - 0,57\theta \right]}{0,006\theta + 0,0039k^{0,62}} \right\}}, \quad (2.23)$$

где  $k$  — коэффициент проницаемости породы;  $\theta$  — предельное динамическое напряжение сдвига нефти.

Определяя эффективную вязкость аномальной нефти при фильтрации в пористой среде по формуле (2.23), учитывают факторы, влияющие на структурообразование с помощью динамического напряжения сдвига  $\theta$ , коэффициента проницаемости породы и градиента пластового давления.

Для нахождения функции вязкости по данным экспериментов достаточно определить четыре параметра: наибольшее и наименьшее значения вязкости нефти ( $\mu_0$  и  $\mu_m$ ), градиент динамического напряжения сдвига нефти и градиент давления предельного разрушения структуры в нефти. Дополнительные характеристики нефти и пористой среды, входящие в формулу (2.23), оцениваются по формулам (2.22) при известных  $H$  и  $H_m$ .

Таким образом, в формулу определения вязкости нефти входит коэффициент проницаемости, являющийся случайной величиной с известной функцией плотности распределения. Из математической статистики известно, что если  $k$  — непрерывная случайная величина с плотностью распределения  $f(k)$ , а случайная величина  $\mu_3$  связана с нею функциональной зависимостью  $\mu_3 = \varphi(k)$  или (2.23), то плотность распределения случайной величины  $\mu_3$  выражается формулой

$$g(\mu_3) = f[\psi(\mu_3)] \cdot |\psi'(\mu_3)|, \quad (2.24)$$

где  $\psi$  — функция, обратная по отношению к  $\varphi(k)$ .

Исходя из этих соображений, используя функцию плотности распределения по М.М. Саттарову, получили [60] функцию плотности распределения подвижности нефти  $\varphi = 1/\mu_3$ , которая имеет вид:

$$g(\varphi) = \frac{2\theta^{1,613}}{\sqrt{\pi}} e^{\frac{\psi(\varphi) - a}{k_0}} \sqrt{\frac{\psi(\varphi) - a}{k_0}} \frac{1}{k_0} \left( \frac{d + b \ln \bar{\varphi}}{c - n \ln \bar{\varphi}} \right)^{0,613} \times$$

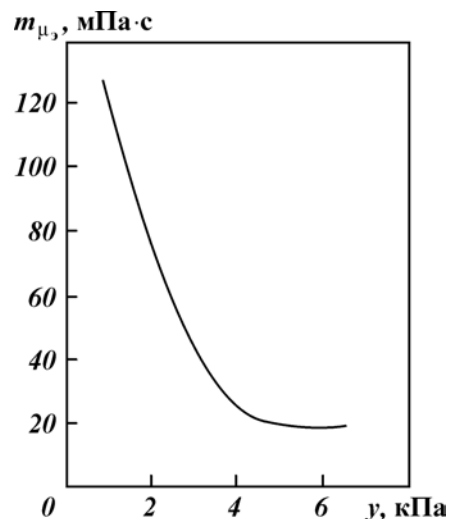
$$\times \frac{0,000326 m \Delta \mu (30y - 1)}{(1 - \varphi \mu_m)(\mu_0 \varphi - 1)(c - n \ln \bar{\varphi})^2}, \quad (2.25)$$

где  $d = 0,057m$ ;  $n = 0,0039$ ;  $c = my - 0,0039m$ ;  $\ln \bar{\varphi} = \ln \frac{\mu_0 \varphi - 1}{1 - \mu_m \varphi}$ .

По нашему мнению, использование формулы (2.25) при решении задач фильтрации и вытеснения аномальных нефтей в пористой среде, а также при расчетах процесса обводнения нефтяных залежей позволяет учесть ряд факторов, влияющих на показатели разработки нефтяных месторождений.

Из формулы (2.23) видно, что эффективная вязкость аномальной нефти при прочих равных условиях уменьшается по мере увеличения градиента давления. В общем случае степень влияния градиента давления на эффективную вязкость аномальной нефти зависит от состава и свойств нефти, обуславливающих ее динамическое напряжение сдвига. Очевидно, это изменение эффективной вязкости в зависимости от градиента пластового давления безусловно влияет на процесс вытеснения аномальной нефти водой и на основные показатели разработки нефтяных залежей.

На рис. 2.23 представлены результаты расчета среднего значения эффективной вязкости аномальной нефти при фильтрации ее через неоднородную пористую среду. Приня-



**Рис. 2.23. Зависимость среднего значения эффективной вязкости  $m_{\mu_{\text{э}}}$  аномальной нефти от градиента давления.**

В расчетах принято, что коэффициент проницаемости подчиняется распределению М.М. Саттарова ( $\alpha_0 = 0$ ;  $k_0 = 0,150 \text{ мкм}^2$ ). Характеристики нефти:  $\mu_0 = 150 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ;  $\mu_m = 15 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ;  $\theta = 0,015 \text{ Н/м}^2$



то, что распределение коэффициента проницаемости подчиняется функции М.М. Саттарова при следующих параметрах распределения:  $a_0 = 0$ ;  $k_0 = 0,150 \text{ мкм}^2$ . В расчетах были приняты следующие значения основных реологических характеристик, типичные для нефтей нижнего карбона Башкирии:

$$\mu_0 = 150 \text{ мПа}\cdot\text{с}; \mu_m = 15 \text{ мПа}\cdot\text{с}; \theta = 0,015 \text{ Н/м}^2.$$

Из приведенного графика зависимости среднего значения эффективной вязкости нефти от градиента давления вытеснения видно, что при малых градиентах давления подвижность нефти значительно ухудшается. Для рассматриваемого примера среднее значение эффективной вязкости при градиенте давления, равном  $1 \text{ кПа/м}$ , составляет  $122 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . С увеличением градиента давления до  $5 \text{ кПа/м}$  эффективная вязкость снижается до  $19,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , что также превышает ее значение для нефти с полностью разрушенной структурой на  $25 \%$ . Расчеты показывают, что при градиенте давления меньше  $5 \text{ кПа/м}$  нефть в слабопроницаемых пропластках остается практически неподвижной.

Таким образом, из-за проявления аномалий вязкости нефти в зонах пласта, характеризующихся малыми градиентами давления, возможно образование участков малоподвижной нефти.

Среднее значение эффективной вязкости аномальной нефти вычислялось по формуле [29]

$$m_{\mu_3} = \sum_1^n \mu_3(k_i) \cdot P_i, \quad (2.26)$$

где  $\mu_3(k_i)$  — функциональная зависимость между эффективной вязкостью аномальной нефти и коэффициентом проницаемости пористой среды;  $P_i$  — вероятность коэффициента проницаемости.

Поэтому среднюю эффективную вязкость аномальной нефти в общем случае можно рассчитать по формуле

$$m_{\mu_3} = \frac{\int_0^k \mu_3(k_i) f(k) dk}{F(k)}, \quad (2.27)$$

где  $f(k)$  и  $F(k)$  — дифференциальная и интегральная функции распределения коэффициента проницаемости пласта.

По результатам расчетов построены графики зависимостей средней эффективной вязкости аномальной нефти при фильтрации ее в неоднородной пористой среде по проницае-

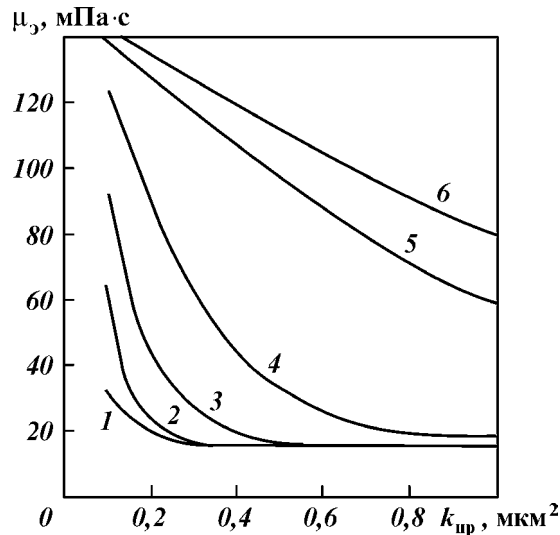


Рис. 2.24. Кривые зависимости средней эффективной вязкости аномальной нефти (при фильтрации ее в неоднородной пористой среде)  $\mu_e$  от интервала интегрирования по проницаемости  $k_{пр}$ . Шифр кривых — градиент давления, кПа/м: 1 — 5; 2 — 4; 3 — 3; 4 — 2; 5 — 1; 6 — 0,8

мости (рис. 2.24). Из рисунка видно, что влияние градиента давления на эффективную вязкость аномальной нефти в значительной степени определяется характером распределения коэффициента проницаемости пласта и в случае вытеснения нефти водой — интервалом интегрирования выражения (2.27) по проницаемости.

Теоретическое изучение влияния градиента давления на процесс вытеснения аномальной нефти водой проводилось на примере гипотетической залежи, а в качестве основы построения способа расчета был использован метод М.М. Саттарова, после внесения поправок на аномалии вязкости нефти.

В соответствии с принятой методикой к некоторому моменту времени после прорыва воды в эксплуатационную галерею по зонам, проницаемость которых выше  $k$ , дебит нефти и воды соответственно будут равны

$$q_B = \frac{hb k' \bar{k}_B}{\mu_B} F(k) \frac{\partial p_B}{\partial l}; \quad (2.28)$$

$$q_n = \frac{h\bar{k}_n}{\bar{\mu}_э} [1 - F(k)] \frac{\partial p_n}{\partial l}, \quad (2.29)$$

где  $h$  – толщина пласта;  $l$  – ширина галереи;  $\bar{\mu}_э$  – соответственно вязкость воды и нефти;  $k'$  – относительная проницаемость для воды в заводненной зоне пласта;  $\frac{\partial p_B}{\partial l}$  и  $\frac{\partial p_n}{\partial l}$  – значения градиентов давления для заводненной и нефтяной зон пласта.

В случае вытеснения аномальной нефти водой вместо  $\mu_n$  следует подставлять среднее значение эффективной вязкости нефти, вычисленное по формуле (2.27).

Для расчета доли нефти в продукции скважин ( $f_n$ ) с учетом аномалий вязкости нефти можно пользоваться формулой

$$f_n = \frac{1}{1 + \frac{1 + \bar{\mu}_э}{2} k' \frac{\bar{k}_B}{\bar{k}_n}}. \quad (2.30)$$

Значения  $\bar{k}_B$  и  $\bar{k}_n$  вычисляются по формулам

$$\bar{k}_B = \frac{\int_0^{\infty} f(k) dK}{1 - F(k)} \quad (2.31)$$

и

$$\bar{k}_n = \frac{\int_0^k f(k) dK}{F(k)}. \quad (2.32)$$

В выражении (2.30) значение  $\bar{\mu}_э$ , как было показано выше, зависит от градиента давления. Поэтому доля нефти в добываемой продукции при прочих равных условиях будет определяться градиентом давления вытеснения, т.е. зависит от перепада давления между нагнетательной и эксплуатационной галереями, и расстоянием между ними. Эти параметры, как известно, тесно связаны с плотностью сетки скважин.

По приведенным формулам были вычислены доли нефти в добываемой жидкости для гипотетической залежи при различных градиентах давления вытеснения. В расчетах были приняты характеристики нефти, использованные в предыдущем примере.

По результатам расчетов построены кривые зависимости доли нефти в добываемой жидкости от коэффициента охвата пласта заводнением, приведенные на рис. 2.25. Кривые, построенные для различных градиентов давления вытеснения, существенно различаются между собой. Если рассмотреть кривые при фиксированных значениях коэффициента охвата, то можно установить следующее. При коэффициенте охвата, равном 0,3, разница в обводненности добываемой жидкости при градиентах давления вытеснения 1 и 5 кПа/м составляет 48 %. Содержание воды в продукции скважин к этому моменту времени соответственно составляет 73 и 25 %. При коэффициенте охвата, равном 0,5, эта разница несколько уменьшается и составляет 25 %. Однако к этому моменту времени при разработке залежи при малых градиентах давления суммарная добыча воды, по-видимому, достигает значительной величины.

Важнейшим показателем эффективности применяемых систем разработки нефтяных месторождений, характеризующих полноту выработки запасов нефти, является конечный коэффициент нефтеотдачи пласта, представляющий со-

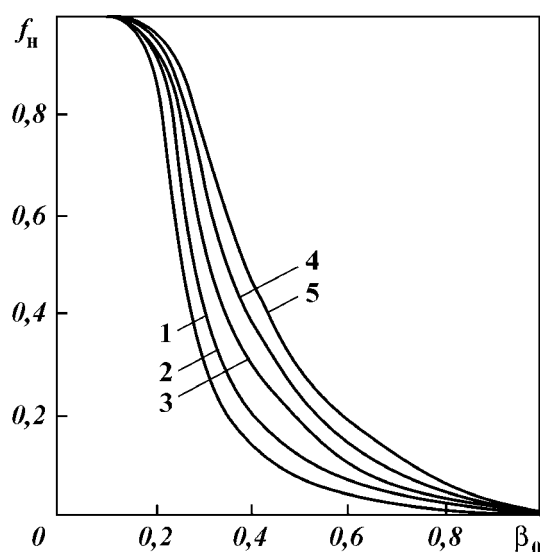


Рис. 2.25. Кривые зависимости доли нефти в добываемой продукции  $f_n$  от коэффициента охвата пласта заводнением  $\beta_0$  при различных градиентах давления вытеснения.  
Шифр кривых — градиент давления, кПа/м

бой отношение извлекаемого количества нефти  $Q_{ни}$  к начальным балансовым запасам  $Q_{нб}$ , т.е.

$$\beta_k = Q_{ни} / Q_{нб}. \quad (2.33)$$

Таким образом, коэффициент конечной нефтеотдачи — это относительная величина, показывающая, какой объем нефти от начальных балансовых запасов извлекается или может быть извлечен из выработанной или предположительно выработанной залежи до предела экономической рентабельности эксплуатации, и является показателем завершеного процесса разработки или такого, который предполагается завершить в определенных условиях.

При проектировании и анализе разработки нефтяных залежей проектную или фактическую нефтеотдачу можно представить в виде произведения коэффициента вытеснения  $K_v$  нефти из пористой среды выбранным рабочим агентом и коэффициента охвата пласта процессом вытеснения  $K_0$ , т.е.

$$\beta = K_v K_0. \quad (2.34)$$

Коэффициентом вытеснения нефти  $K_v$  называют отношение объема нефти  $V_{нв}$ , вытесненной каким-либо агентом из образца породы или модели пласта до максимального насыщения этим агентом получаемой продукции к начальному объему нефти  $V_{ни}$ , содержащейся в образце породы или модели пласта, т.е.

$$K_v = V_{нв} / V_{ни}. \quad (2.35)$$

Коэффициент вытеснения  $K_v$  определяют экспериментальными исследованиями и по геолого-промысловым данным.

Коэффициентом охвата называется отношение объема продуктивного пласта  $V_{пв}$ , охваченного вытеснением, к начальному нефтенасыщенному объему пласта  $V_{п}$ , т.е.

$$K_0 = V_{пв} / V_{п}. \quad (2.36)$$

Здесь  $V_{пв}$  — объем пласта, в котором достигнуто предельное значение коэффициента вытеснения выбранным нефтевытесняющим агентом. Коэффициент вытеснения нефти и коэффициент охвата воздействием зависят от множества факторов, которые рассмотрены в трудах ряда авторов [26, 57, 138, 151, 186, 205].

Одним из важных факторов, влияющих на коэффициент вытеснения аномальной нефти, является градиент давления, создаваемый на фронте вытеснения. В УГНТУ В.В. Девликамовым с соавторами выполнен комплекс экспериментальных

исследований особенностей процессов вытеснения аномальных нефтей в широком диапазоне изменения градиента давления вытеснения. В опытах использована нефть с массовым содержанием асфальтенов (4 %), силикагелевых смол (11,6 %), парафинов (3,4 %) плотностью  $888 \text{ кг/м}^3$  и предельным динамическим напряжением сдвига  $4 \text{ кПа}$ . Всего проведено 20 опытов по вытеснению нефти из насыпной модели пласта с коэффициентом проницаемости от  $0,26$  до  $0,31 \text{ мкм}^2$ .

Оказалось, что при градиенте давления  $2,5 \text{ кПа/м}$  коэффициент вытеснения составлял  $0,40$ . С увеличением градиента давления вытеснения до  $30 \text{ кПа/м}$  рост коэффициента вытеснения нефти из модели пласта стабилизировался и составил  $0,52$ .

Серия кривых вытеснения аномальной нефти, полученных авторами [60], приводится на рис. 2.26.

Из графиков на рис. 2.26 следует:

1) градиент давления вытеснения существенно влияет на конечный коэффициент вытеснения аномальной нефти из пористой среды. При градиенте давления  $2,5 \text{ кПа/м}$  конеч-

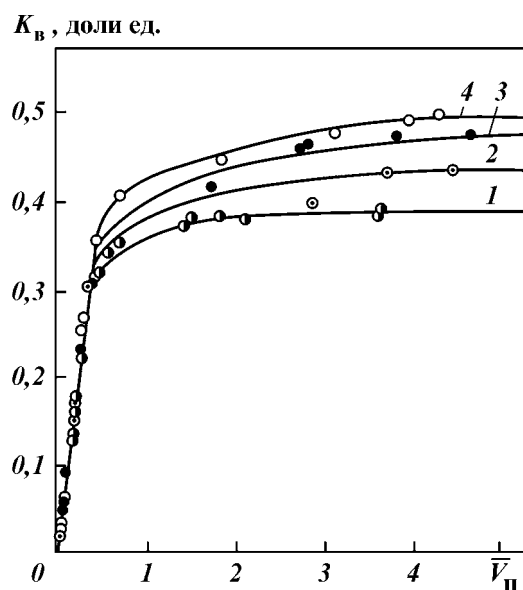


Рис. 2.26. Зависимость коэффициента вытеснения аномальной нефти  $K_v$  от безразмерного объема прокачанной воды  $\bar{V}_n$  при разных градиентах давления,  $\text{кПа/м}$ :

1 — 2,5; 2 — 5; 3 — 10; 4 — 30

ный коэффициент вытеснения составляет 0,39, а с увеличением градиента давления до 30 кПа/м коэффициент вытеснения возрастает до 0,48;

2) стабилизация коэффициента вытеснения при больших градиентах давления происходит при меньших значениях безразмерного объема внедрившейся в образец воды. С уменьшением градиента давления вытеснения этот показатель существенно увеличивается.

Опыт эксплуатации нефтегазовых месторождений показывает, что в течение всего периода разработки продуктивные пласты оказываются под влиянием различных факторов, осложняющих процессы извлечения нефти. Выявление этих факторов и выбор мероприятий по устранению или ослаблению их влияния значительно способствует осуществлению рациональной разработки залежей нефти.

Однако промысловая практика и результаты экспериментов, проведенных за последние 15—20 лет, свидетельствуют о наличии в залежах постоянно действующих факторов, которые в значительной степени обуславливают низкий коэффициент нефтеотдачи. Примером являются структурно-механические свойства аномальных нефтей, насыщающих ряд разрабатываемых месторождений. В связи с этим изучение влияния структурно-механических свойств нефтей на эффективность процессов извлечения нефти приобретает большое практическое значение. Эти исследования могут способствовать не только правильному направлению работ по доработке залежей с различными свойствами нефтей, но и выбору соответствующих методов увеличения конечной нефтеотдачи. Исследования такого порядка имеют важное значение для нефтяных залежей Волго-Уральской нефтегазодобывающей провинции, приуроченных к нижнему и среднему карбону, нефти которых обладают ярко выраженными неньютоновскими свойствами [81, 123, 125].