

# 8

## **ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ УНП НА ОСНОВЕ ПДС И МПДС НА ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НИЖНЕГО КАРБОНА**

### **8.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И СОСТОЯНИЯ ИХ РАЗРАБОТКИ**

Значительная часть начальных геологических и остаточных запасов нефти на месторождениях Волго-Уральской нефтегазовой провинции приурочены к терригенным коллекторам нижнего карбона. В силу ряда особенностей геологического строения залежей, изменчивости коллекторских свойств пород, повышенной и высокой вязкости нефтей, а также значительной обводненности добываемой жидкости на этих объектах остаточные запасы нефти можно отнести к категории трудноизвлекаемых.

Анализ структуры извлекаемых запасов нефти в Республике Татарстан категорий А+ В+ С<sub>1</sub> показывает, что в начале разработки активные запасы составляли 81 % от начальных извлекаемых, а на трудноизвлекаемые приходилось 19 %. Причем доля запасов высоковязких нефтей с вязкостью более 30 мПа·с составляло 8,9 %, в малопроницаемых коллекторах с проницаемостью пород менее 0,05 мкм<sup>2</sup> — 5,9 %, а остальные 4,2 % запасов приходились на водонефтяные зоны, карбонатные коллекторы и участки с толщиной продуктивных пластов менее метра. В структуре остаточных запасов нефти на 1.01.98 г. активные извлекаемые запасы составили 20,4 %, а трудноизвлекаемые — 79,6 %, в том числе: на высоковязкие приходилось 39,5 %, в малопроницаемых коллекторах — 20,4 % и в водонефтяных зонах, карбонатных коллекторах и на участках малой толщины — 19,5 %. Отдельные месторождения республики Татарстан, такие как Нурлатское и

Бурейкинское, можно полностью отнести к залежам с трудноизвлекаемой высоковязкой нефтью [51, 57].

В табл. 8.1 приведены сведения об остаточных запасах и накопленной добыче нефти осадочного палеозойского комплекса на территории республики Татарстан [51].

Как видно из данных табл. 8.1, текущие извлекаемые запасы углеводородного сырья в терригенных отложениях на территории республики Татарстан в 2 раза превышают запасы в карбонатных коллекторах.

В терригенных коллекторах палеозойского комплекса сосредоточено 57,5 % геологических и 42,2 % извлекаемых запасов маловязкой нефти (табл. 8.2). Запасы высоковязкой нефти находятся в терригенных и в карбонатных коллекторах. Извлекаемые запасы нефти повышенной и высокой вязкости в карбонатных коллекторах в 4,4 раза больше, чем в терригенных [51]. Как видно из табл. 8.2, накопленная добыча маловязких нефтей из терригенных коллекторов в республике Татарстан составляет 90,9 %.

Таким образом, в будущем в республике Татарстан предстоит интенсивное освоение запасов нефтей с повышенной и высокой вязкостью в карбонатных коллекторах и высокой вязкостью в терригенных коллекторах.

Изучению геологического строения нефтяных месторож-

Таблица 8.1

**Распределение остаточных запасов и накопленной добычи нефти палеозойского осадочного комплекса на 01.01.97 г. [51]**

Показатель	Величина показателя по коллекторам палеозойского осадочного комплекса		
	всего	терригенного девона и нижнего карбона	карбонатного девона и карбона
Накопленная добыча нефти, %	100	98,0	2,0
Начальные запасы нефти (А+ В+ С <sub>1</sub> ), %:			
	геологические	79,6	20,4
извлекаемые	100	91,3	8,7
Текущие остаточные запасы нефти (А+ В+ С <sub>1</sub> ), %:			
	геологические	100	70,4
извлекаемые	100	66,5	33,5
Освоенность потенциальных ресурсов нефти, %	83,7	75,6	8,1

Таблица 8.2

Распределение запасов и накопленной добычи нефти из коллекторов палеозойского осадочного комплекса территории республики Татарстан по вязкости нефти на 01.01.97 г.

Показатели	Вязкость нефти		
	до 10 мПа·с	от 10 до 30 мПа·с	свыше 30 мПа·с
Геологические запасы нефти в коллекторах, %:			
терригенного девона и нижнего карбона	57,5	7,7	34,8
карбонатного девона и карбона	0,1	51,1	48,8
Извлекаемые запасы нефти в коллекторах, %:			
терригенного девона и карбона	42,2	11,5	46,3
карбонатного девона и карбона	0,1	50,6	49,3
Накопленная добыча нефти из коллекторов, %:			
палеозойского осадочного комплекса	89,9	6,2	3,9
терригенного девона и нижнего карбона	90,9	5,7	3,4
карбонатного девона и карбона	0,1	52,5	47,4

дений, коллекторских свойств пород-коллекторов, а также состава и свойств пластовых нефтей терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК) посвящены труды многих исследователей [6, 51, 57, 85, 133, 219 и др.]. В целом для отложений ТТНК характерна резкая фациальная изменчивость разреза, размыв отдельных пачек, переслаивание в различных сочетаниях песчано-алевролитовых и глинистых слоев и пластов. Параметры неоднородности по залежам изменяются в значительных пределах. Отложения бобриковского горизонта отличаются от терригенных пород девонского горизонта более высокой проницаемостью и песчаностью, но большей прерывистостью и зональной неоднородностью.

Нефти ТТНК характеризуются повышенной и высокой вязкостью, изменяющейся от 10 до 550 мПа·с. Вязкость нефти большинства залежей находится в пределах от 11 до 53 мПа·с [130].

По плотности нефти относятся к категории средних — от 860 до 900 кг/м<sup>3</sup>, газосодержание в среднем составляет 20 нм<sup>3</sup>/т. Давление насыщения нефти газом — от 6,0 до

9,8 МПа. Содержание серы – 1–1,5 % (по массе), иногда присутствует сероводород. Смолы и асфальтены содержатся в нефти в количествах соответственно 13–36,6; 3,7–10 % (по массе); отношение количества смол к количеству асфальтенов – 3,1–5,0. Считается, что повышенное содержание смол и асфальтенов обуславливает аномалии вязкости [80, 81], являющиеся причиной структурообразования в нефти.

Некоторые характеристики нефтяных залежей терригенного нижнего карбона республики Башкортостан приведены в табл. 8.3 [114].

Таблица 8.3

**Характеристики нефтяных залежей терригенного нижнего карбона Башкортостана**

Тип залежи	Пласт (объект)	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Проектная конечная нефтеотдача
Чермасанский	С-II, С-VI	0,486	15	0,54
Манчаровский	С-VI	0,427 – 0,495	20 – 24	0,34 – 0,5
Четырман-Игровский	С-II, С-VI	0,470 – 0,630	14	0,4 – 0,47
Арланский	С0-С-VI	0,800 – 1,000	16 – 23	0,43
Менеуз-Сайтовский	С-II, С-VI	0,220 – 0,670	17 – 19	0,4 – 0,45
Орьебаш-Бураевский	С-II, С-VI	0,500 – 0,840	15 – 19	0,37 – 0,44
Югомаашевский	С-II, С-VI	0,375	15	0,35
Мустафино-Копейкубовский	С-II, С-VI	0,340 – 0,517	3 – 12	0,3 – 0,38
Туймазинский	С-VI	0,150 – 0,700	14 – 23	0,3 – 0,36
Серафимовско-Стахановский	С-VI	0,400	13	0,2 – 0,4
Андреевско-Кувашский	С-VI	0,500 – 0,570	19 – 24	0,3 – 0,35
Саузбаш-Старореченский	С-II, С-VI	0,576 – 0,100	31 – 44	0,2 – 0,4
Татышлинско-Казанчинский	С-II, С-VI	0,300 – 0,560	16 – 50	0,2 – 0,35
Шкаповский	С-VI	0,360	–	0,3
Знаменско-Городецкий	С-VI	0,450	12 – 14	0,2 – 0,3
Кушнареново-Волковский	С-VI	0,634 – 0,641	10 – 15	0,2 – 0,5
Сереевско-Демский	С-VI	0,070 – 0,350	3 – 14	0,15 – 0,14
Нурско-Узыбашевский	С-II, С-VI	0,060 – 0,132	18	0,2 – 0,43
Биаваш-Кугчакский	С-II, С-VI	0,220 – 0,300	24 – 30	0,2 – 0,35
Суллинско-Кальшалинский	С-VI	0,090 – 0,443	8 – 36	0,3 – 0,32
Байсарово-Хмелевский	С-II, С-VI	0,150 – 0,560	34 – 84	0,1 – 0,3

По данным табл. 8.3 видно, что с ухудшением геолого-физических характеристик пластов-коллекторов уменьшается запроектированная конечная нефтеотдача. Здесь также весьма отчетливо проявляется и отмечаемая многими исследователями обратная связь между нефтеотдачей и вязкостью пластовой нефти. Для нефти с вязкостью выше 30 мПа·с проектная конечная нефтеотдача не превышает 0,3. Исключение составляют Саузбашевское и Ново-Узыбашевское месторождения, где нефти с повышенной вязкостью сосредоточены в коллекторах с хорошей геолого-физической характеристикой.

Связь между нефтеотдачей и геолого-физической характеристикой объектов в комплексе с вязкостью пластовой нефти отмечена Е.В. Лозиным при сопоставлении двух терригенных толщ — терригенного девона и терригенного нижнего карбона. По объектам последнего проектная конечная нефтеотдача в среднем ниже, чем по объектам терригенного девона, при более плотных сетках и не менее интенсивных системах воздействия.

С учетом приведенных обстоятельств залежи нефти, приуроченные к ТТНК, часто относятся к малоэффективным, и оптимальная разработка их возможна только с применением разнообразных прогрессивных технологий.

Разработка таких залежей, характеризующихся сложным строением, имеет ряд особенностей, а именно:

совместная эксплуатация нескольких пластов как единого объекта разработки приводит к резкому увеличению неравномерности процессов вытеснения нефти при заводнении, значительному росту отбора попутной воды, усложняется контроль и регулирование процессов выработки нефти из отдельных пластов;

приходится проектировать более плотные сетки скважин по сравнению с залежами терригенных отложений девона (в 1,5–2 раза);

при совместной работе нескольких пластов с различными коэффициентами проницаемости наблюдается снижение приемистости водонагнетательных скважин на 30–50 % по сравнению с потенциально возможной;

максимальный уровень добычи нефти достигается на более ранней стадии разработки, чем для девонских объектов;

продолжительность первой стадии разработки меньше: для залежей в девоне составляет 4–15 лет, а на бобриковских залежах — 4–6 лет;

по объектам терригенной толщи нижнего карбона темпы отбора жидкости оказываются выше лишь при достижении

отбора 60–90 % начальных извлекаемых запасов нефти, темпы отбора жидкости снижаются, но более медленно, чем для терригенного девона;

как правило залежи бобриковского горизонта разрабатываются с поддержанием пластового давления закачкой воды с применением активных систем заводнения (площадной, избирательной, очаговой и др.);

предусматривается осуществлять эксплуатацию добывающих скважин при забойном давлении, равном давлению насыщения нефти газом, и обоснованное снижение забойного давления ниже давления насыщения нефти газом рассматривается как резерв увеличения добычи нефти;

в законтурных водонагнетательных скважинах предусматривается закачка воды при давлении на устье 5–6 МПа с целью поддержания пластового давления на контуре питания – на уровне начального давления; давление закачки воды в очаговые скважины принимается равным 10 МПа.

В работе Р.Х. Муслимова и Р.Г. Абдулмазитова [4] приведены результаты анализа динамики и состояния разработки, а также оценка коэффициента нефтеизвлечения по залежам с высоковязкой нефтью месторождений республики Татарстан, в том числе приуроченных к ТТНК.

Отмечается, что коллекторы бобриковского горизонта насыщены нефтью вязкостью от 11 мПа·с (Сабанчинское месторождение) до 53 мПа·с (Ново-Суксинское месторождение). Средняя нефтенасыщенная толщина пластов здесь изменяется от 3,7 до 13,7 м. Коллекторы характеризуются достаточно высокой проницаемостью. Средняя проницаемость пород продуктивных пластов, по данным промысловых геофизических исследований, изменяется в пределах от 0,328 мкм<sup>2</sup> (залежь № 2, Ново-Елховское месторождение) до 1,168 мкм<sup>2</sup> (участок № 1, Сабанчинское месторождение).

Объекты бобриковского горизонта разбурены с различной плотностью сетки скважин. Средняя плотность сетки скважин изменяется от 6,0 га/скв (Ново-Суксинское месторождение) до 36,6 га/скв (участок № 2, Сабанчинское месторождение). Залежи разрабатываются с применением внутриконтурного и законтурного заводнения. В нагнетательные скважины закачивают воду различных составов: пресную, сточную, со «своих» горизонтов и воду девонского горизонта. На рассматриваемых объектах широко применяются методы циклического воздействия на пласты и регулирования фронта вытеснения.

Из новых методов увеличения нефтеотдачи на отдельных

участках применялась закачка серной и соляной кислот, поверхностно-активных веществ, полиакриламида, ПДС, МПДС, сульфированного тощего адсорбента. На Ново-Суксинском месторождении производилась закачка горячей воды.

Оценка текущего коэффициента нефтеотдачи в заводненном объеме пласта показала [4], что он изменяется от 0,13 (залежь № 2, Ново-Елховского месторождения) до 0,56 (залежь № 12, район скв. 16003). Практически на всех залежах заводняются пласты и зоны объектов с лучшими характеристиками. Поэтому прогнозные значения характеристик вытеснения по большинству объектов меньше и изменяются от 0,13 до 0,54.

На отдельных залежах в нагнетательные скважины закачивают железосодержащую воду. Текущая нефтеотдача в заводняемом объеме составляет 0,32–0,56, а по характеристикам вытеснения 0,13–0,37.

Результаты промысловых наблюдений и анализа разработки большого количества месторождений Башкортостана и Татарстана показали, что основной особенностью вытеснения нефти из коллекторов ТТНК является то, что низкопористые пласты малой толщины не подвергаются активному заводнению. Для залежей ТТНК, насыщенного высоковязкой нефтью, возникает сложность в решении задач поддержания оптимальных условий разработки водонефтяных зон. Нередко при значительной толщине водонасыщенной части пласта прогнозный коэффициент до 15 % (от абсолютных) ниже, чем для чисто нефтяных зон пласта.

Коэффициенты охвата воздействием залежей ТТНК закачиваемой водой, по данным ряда авторов [14, 51, 133], изменяются в широких пределах – от 0,34 до 0,80.

Приведенные данные об особенностях разработки залежей нефти в ТТНК показывают возможность и перспективность применения на поздней стадии МУН, основанных на использовании ПДС и МПДС. В связи с этим в течение продолжительного времени проводились работы по оценке оптимальных геолого-физических и технологических условий применения ПДС и МПДС на терригенных коллекторах нижнего карбона ряда месторождений Татарстана, Башкортостана, Удмуртии и Пермской области. По состоянию на 01.01.2001 г. количество опытных участков превысило 60. Наибольшие объемы работ выполнены на Ромашкинском, Бавлинском, Ново-Елховском, Ильмовском, Ново-Суксинском месторождениях.

Приведем краткое описание продуктивных пластов ТТНК

Ромашкинского и Бавлинского месторождений по [56, 57, 58], как объектов применения технологий УНП на основе ПДС и МПДС.

**Ромашкинское месторождение [57, 133].** Терригенные отложения нижнего карбона, слагающие елховский и радаевский горизонты малиновского надгоризонта, бобриковский и частично тульский горизонты яснополянского надгоризонта, в пределах Ромашкинского месторождения характеризуются повсеместным распространением, хотя полнота разрезов по отдельным скважинам и не сохраняется. На месторождении основными продуктивными являются отложения бобриковского горизонта, крышкой которых являются непроницаемые породы тульского горизонта, толщиной 8–10 м, представленные темно-серыми глинистыми известняками с прослоями известковистых аргиллитов.

В соответствии со схемой расчленения в продуктивных отложениях бобриковского горизонта выделяется (снизу вверх) четыре разновозрастных пропластка:  $C_1b b_1^1$ ,  $C_1b b_1^2$ ,  $C_1b b_1^3$  и  $C_1bb^{II}$ . Пропластки  $C_1b b_1^1$  и  $C_1b b_1^2$  и два нижних прослоя  $C_1b b_1^3$  бобриковско-радаевского возраста, а пропласток  $C_1bb^{II}$  тульского возраста. Пропласток  $C_1bb^{II}$  отнесен к бобриковскому горизонту на основании частого слияния с нижележащим пластом и наличия общего ВНК.

В средней части елховского горизонта выделяется пропласток, индексируемый как  $C_1b b_1^0$ , который в большинстве случаев изолирован и встречается крайне редко. Нижний пропласток  $C_1b b_1^1$  залегает на аргиллитах елховского горизонта, имеет также ограниченное распространение, нефтенасыщен лишь в небольшом количестве скважин и нередко замещен глинистыми породами. Пропласток  $C_1b b_1^2$  широко развит на Ромашкинском месторождении и присутствует в большинстве разрезов скважин залежей. В его составе выделяется до двух-трех прослоев, глинистые разделы между которыми небольшие и часто отсутствуют. Пропласток  $C_1bb^{II}$  встречается крайне редко. В большинстве случаев встречается слияние второго и третьего пластов, коэффициент связанности на отдельных участках может достигать 0,60–0,85. При раздельном залегании пропластков отмечается наличие глинистых разделов, толщина которых в среднем составляет около 2 м. Наличие слияний, а также небольших толщин глинистых разделов свидетельствует о возможности хорошей гидродинамической связи пропластков. Для пропластков в целом характерна линзовидная, полосообразная форма залегания, но встречаются и обширные зоны площадного распро-

странения коллекторов. Наблюдается также изменчивость толщины коллекторов.

По литолого-фациальному составу продуктивные пласты представлены мономинеральными кварцевыми песчаниками в различной степени алевролитовыми и алевролитами песчаными. Содержание кварца составляет 95–99 % состава породы, в небольшой примеси присутствуют зерна полевых шпатов, чешуйки мусковита, единичные зерна циркона и турмалина.

На Ромашкинском нефтяном месторождении в отложениях бобриковского горизонта нижнего карбона насчитывается 13 укрупненных залежей нефти. Проектирование разработки и освоение этих залежей осуществлялось группами поочередно. В группу первоочередных объектов были отнесены наиболее крупные пять залежей, в которых содержалось более 60 % общих извлекаемых запасов всех залежей бобриковского горизонта.

Разработку залежей бобриковского горизонта намечалось осуществлять бурением самостоятельной сетки скважин на нижний карбон с частичным использованием девонского фонда скважин и одновременно-раздельной эксплуатации девонского и бобриковского горизонтов. Бурение скважин на участках с нефтенасыщенной толщиной менее 2 м принято было считать нецелесообразным. Такое решение приняли, исходя из того, что запасы нефти в этих зонах относительно небольшие и приурочены в основном к приконтурной области, а также прилегают к водоносным окнам внутри залежей. Предполагалось, что при закачке воды в приконтурные и очаговые нагнетательные скважины эти запасы должны были выработаться. Поэтому разрежение сетки скважин в указанных зонах не должно оказывать существенного влияния на конечную нефтеотдачу в целом по залежи.

Разбуривание залежей предусматривалось вести по равномерной квадратной сетке скважин 500×500 м в зонах с нефтенасыщенной толщиной бобриковских песчаников более 4 м и 700×700 м (49 га/скв) в зонах с толщиной от 2 до 4 м. Разбуривание залежей с самого начала разработки по более плотной сетке скважин считалось нецелесообразным. Это было связано с недостаточной изученностью залежей и совпадением рассматриваемых залежей в плане с основным девонским горизонтом, находящимся в промышленной разработке. Вместо бурения новых скважин планировалось использовать часть девонского фонда для эксплуатации верхних горизонтов.

На залежах были достигнуты достаточно высокие отборы нефти. Текущая добыча нефти в целом по залежам перекрывала проектный уровень, благодаря интенсивной системе разработки и освоению наиболее продуктивных участков. Однако на отдельных участках залежей происходила весьма неравномерная выработка запасов нефти, обусловленная геологической неоднородностью залежей и различной интенсивностью осуществляемой системы заводнения.

Анализ и обобщение большого опыта разбуривания и разработки залежей, выполненные в ОАО «Татнефть» и в ТатНИПИнефть, позволили критически оценить ряд положений системы разработки.

Возможности использования для разработки бобриковского горизонта части девонского фонда скважин оказались ограниченными.

Исходя из высокой зональной неоднородности пластов бобриковского горизонта на месторождении, а также необходимости равномерной выработки запасов и обеспечения проектной нефтеотдачи, было решено уплотнить существующую сетку скважин, размещая их равномерно по всей площади залежей на расстоянии 400–500 м. При этом оптимальная площадь на одну скважину по залежам будет изменяться от 16 до 27 га и в среднем составит около 20 га. Оптимальные значения извлекаемых запасов нефти на одну скважину составят 42 тыс. т [57].

По сравнению с пластом  $D_1$  девонского горизонта отложения бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения характеризуются меньшей расчлененностью, большей проницаемостью, большей песчаностью, но большей зональной неоднородностью. Отличительной особенностью, влияющей на выбор системы разработки, является частое погружение пластов бобриковского горизонта ниже отметки ВНК, благодаря чему в пределах залежей нефти образуются так называемые водоносные «окна». Это объясняется как размывом кровли турнейского яруса, так и изменением толщины бобриковского горизонта. Следующей отличительной особенностью является содержание нефтей повышенной и высокой вязкости. Вязкость нефти бобриковского горизонта изменяется по различным залежам от 22 до 44 мПа·с против 3–5 мПа·с по пласту  $D_1$ . Эти особенности оказывают существенное влияние на показатели разработки и характер выработки запасов нефти.

Данные о некоторых показателях залежей нефти бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения по

первому и второму этапам эксплуатации приведены в табл. 8.4.

Приведенные в табл. 8.4 характеристики вытеснения нефти для залежей бобринского горизонта существенно ниже, чем для пласта Д<sub>1</sub> девонского горизонта.

Как отмечается в работах ряда исследователей [57, 133],

Таблица 8.4

**Основные показатели разработки залежей нефти бобринского горизонта Ромашкинского месторождения на первом и втором этапах эксплуатации**

Номер залежи	Продолжительность стадии, годы	Безразмерное время, доли ед.	Текущий коэффициент нефтеотдачи, %	Годовой темп отбора нефти от НИЗ, %	Обводненность добываемой продукции к концу этапа, %	ВНФ
Первая стадия						
1	4	0,08	6,3	3,8	35,2	0,37
5	4	0,04	3,1	1,8	31,1	0,42
8	3	0,04	3,3	2,8	27,1	0,32
9	4	0,07	5,4	3,1	26,0	0,26
12	3	0,02	2,1	1,7	15,5	0,14
15	2	0,05	3,6	4,3	28,7	0,32
31	3	0,03	2,9	2,5	22,4	0,20
33	6	0,05	3,5	1,9	44,6	0,66
Вторая стадия						
1	4	0,29	16,5	6,2	65,3	0,89
5	3	0,12	8,1	3,7	47,1	0,63
8	3	0,13	8,5	4,3	53,4	0,63
9	5	0,25	8,5	5,4	48,7	0,54
12	6	0,15	11,1	3,5	38,6	0,36
15	3	0,18	12,7	7,3	41,1	0,46
24	4	0,25	16,1	8,1	52,7	0,64
31	5	0,17	10,6	3,9	60,6	0,67
33	6	0,17	9,4	3,2	60,0	0,94
1	12	0,84	31,5	3,0	72,2	1,97
5	6	0,29	15,2	2,7	71,9	1,09
8	8	0,39	16,5	2,5	77,1	1,60
12	9	0,35	20,5	2,4	64,4	0,84
15	9	0,53	26,9	3,8	74,9	1,18
24	7	0,56	30,7	4,2	61,2	0,98
31	8	0,48	19,8	2,9	80,2	1,72

залежи состоят из множества обособленных участков, линз, характеризующихся большой прерывистостью, и обладают высокой зональной неоднородностью коллекторов, вследствие чего на объектах происходит неравномерная выработка запасов по участкам. В связи с этим в ОАО «Татнефть» выполнена значительная работа по оптимизации плотности сетки скважин. Установленная зависимость текущей нефтеотдачи  $\beta_T$  от плотности сетки скважин для суммарного водонефтяного фактора, равного единице, заимствованная из работы [3], приведена на рис. 8.1. Эта зависимость с достаточно высоким коэффициентом корреляции ( $r = -0,89$ ) описывается уравнением

$$\beta_T = 0,343 \cdot e^{-2,80S}, \quad (8.1)$$

где  $S$  – плотность сетки скважин, га/скв.

В работах Р.Х. Муслимова с соавторами отмечается, что сложившаяся плотность сетки скважин (23,6 га/скв) обеспечит получение средней нефтеотдачи 0,29. Достижение проектной конечной нефтеотдачи, равной 0,41, потребует уплотнения сетки скважин до 12 га/скв.

Приведенные геолого-промысловые материалы показывают, что без применения дополнительных методов воздействия на залежи остаточные запасы нефти в конце разработки залежей в бобриковском горизонте будут значительными.

**Бавлинское месторождение.** Терригенные отложения бобриковско-радаевского горизонта характеризуются резкой

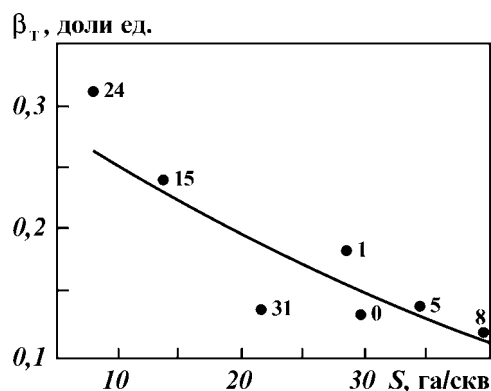


Рис. 8.1. Зависимость текущей нефтеотдачи от плотности сетки скважин при ВНФ = 1,0 (бобриковский горизонт Ромашкинского месторождения): 1; 5; 8; 15; 24; 31 – номера залежей, 0 – объект в целом

фациальной изменчивостью разреза, размывом отдельных пачек, различным числом и сочетанием песчано-алевролитовых пластов, значительным изменением толщины как всей толщи, так и отдельных пачек [56]. В разрезе горизонта выделяются четыре разновозрастных продуктивных пласта (снизу вверх):  $C_1b b_1^1$ ,  $C_1b b_1^2$ ,  $C_1b b_1^3$  и  $C_1bb^{II}$ . Пласты  $C_1b b_1^1$  и  $C_1b b_1^2$ , а также два нижних прослоя  $C_1b b_1^3$  радаевского возраста, верхняя часть  $C_1b b_1^3$  – бобриковского и  $C_1bb^{II}$  – тульского горизонта. Последний отнесен к бобриковско-радаевскому на основании частого слияния с нижележащими пропластками и наличия общего ВНК. По данным исследований [56, 203] показано, что верхний пласт  $C_1bb^{II}$  представлен коллекторами в 45 скважинах из 1503, пробуренных на нижний карбон. Эти залежи вскрыты единичными скважинами и представляют собой мелкие литологически запечатанные линзы. Толщина пласта составляет в среднем 1,6 м.

Пласт  $C_1b b_1^3$  имеет большей частью площадное развитие на всей территории месторождения. Площадь распространения коллекторов пласта занимает почти 79 % площади залежи по внешнему контуру нефтеносности, из них 53 % приходится на песчаные коллекторы, 17 % – на алевролиты. Толщина пласта изменяется в широких пределах от 1,5 до 5–10 м. Наблюдается значительная изменчивость толщин в пределах площади, где преобладающая часть занята зонами толщин от 2 до 4 м, хотя на территории всех блоков имеются участки коллекторов, толщина которых превышает 4 м. Для пласта характерен не только площадной, но и свойственный другим пластам горизонта полосообразный и линзовидный характер развития коллекторов, а также сложная изменчивая граница зон и залежи в целом, обусловленная наличием довольно большого количества зон отсутствия коллекторов различного размера и изменчивой конфигурацией контуров нефтеносности.

Пласт  $C_1b b_1^2$  значительно отличается от  $C_1b b_1^3$  сокращением площади, занятой нефтенасыщенными коллекторами (около 40 %), и в то же время увеличением площади, представленной неколлекторами и водонасыщенными коллекторами. Толщина его изменяется от 1,2 до 3–5 м, реже 7–8 м.

Рассмотренные выше пласты являются самостоятельными, потому что они сливаются между собой лишь в разрезах 53 скважин (9,5 % от общего числа скважин, вскрывших оба пласта), из которых в 21 они нефтенасыщены. В этом случае происходит увеличение нефтенасыщенной толщины до 6,0–11,0 м.

Пласт  $C_1b b_1^1$  вскрыт при бурении лишь в 23 скважинах, нефтеносен в семи и в четырех он сливается с вышележащим пластом  $C_1bb^H$ , а в двух скважинах их разделяет небольшая глинистая перемычка 0,8–1,4 м. Толщина пласта небольшая – от 1,0 до 3,0 м.

Анализ разрезов скважин [56] показал, что на месторождении в 40–45 % скважин встречен один пропласток  $C_1b b_1^3$  и два пропластка  $C_1b b_1^2$  и  $C_1b b_1^1$ . Значительно реже (5–7 % скважин) представлены разрезы с одним пропластком  $C_1b b_1^1$  и тремя пропластками  $C_1b b_1^1$ ,  $C_1b b_1^2$ ,  $C_1b b_1^3$ . В еще меньшем количестве скважин встречены разрезы с одним пропластком  $C_1b b_1^1$  и четырьмя пропластками  $C_1b b_1^1$ ,  $C_1b b_1^2$ ,  $C_1b b_1^3$  и  $C_1bb_2$ . Таким образом, видно, что основными являются пласты  $C_1b b_1^2$  и  $C_1b b_1^3$ .

В целом залежь бобриковского горизонта пластовая сводовая, участками литологически осложненная.

Породы, слагающие продуктивные пласты, относятся к мономинеральным кварцевым песчаникам и алевролитам. Кварц составляет 95–99 % породы.

По различным характеристикам выделены следующие типы пород, связанные взаимопереходами:

I тип – песчаники средне- и разномзернистые;

II тип – песчаники мелкозернистые и их алевролитовые разновидности;

III тип – алевролиты крупнозернистые песчаные;

IV тип – алевролиты разномзернистые;

V тип – песчаники и алевролиты уплотненные;

VI тип – алевролиты разно- и мелкозернистые уплотненные.

Общим для пропластков  $C_1b b_1^2$  и  $C_1b b_1^3$  является мелкозернистый состав и преобладание II типа – (57–60 %) и III типа – (25–27 %).

Средние значения коллекторских свойств приняты по геофизическим данным, информация по которым значительно больше, чем по лабораторным данным. Проницаемость отложений равна  $0,731 \text{ мкм}^2$ , пористость – 0,218, нефтенасыщенность – 0,781. Наблюдается значительное колебание значений указанных параметров, что указывает на существенную неоднородность строения залежи (табл. 8.5).

В 1991 г. в ТатНИПИнефти под руководством В.Л. Коцюбинского были пересчитаны запасы терригенных отложений бобриковского горизонта и утверждены в ГКЗ РФ в 1993 г. по категориям А+ В+ С, (балансовые – 105935 тыс. т, извлекаемые – 45287 тыс. т), что составляет 30,9 % от общих балансо-

Таблица 8.5

**Коллекторские свойства типов пород бобриковского горизонта  
Бавлинского месторождения [56]**

Тип поро- ды	Содержа- ние породы данного типа, %	Порис- тость, %	Прони- цае- мость, мкм <sup>2</sup>	Оста- точная водона- сыщен- ность, %	Содержание фракций (мм), %		
					0,25	0,05 – 0,01	0,01
I	3,3	25,6	1,076	9,61	18,89	3,76	1,87
II	58,6	23,8	1,095	6,96	6,24	2,93	1,54
III	26,2	22,6	0,867	9,45	4,02	6,60	5,73
IV	6,1	19,6	0,092	18,75	3,81	27,69	7,89
V	2,9	12,8	0,015	37,8	—	—	—
VI	2,9	11,1	0,003	62,95	6,20	15,38	16,13

вых запасов месторождения. Остаточные балансовые запасы на 01.01.1995 г. составляли 68998 тыс. т, т.е. 29,7 % от общих запасов. Вязкость пластовой нефти равна 18,7 мПа·с.

## **8.2. ЭФФЕКТИВНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ УНП НА ОСНОВЕ ПДС И МПДС**

Первые опытные работы по закачке полимердисперсных систем для увеличения нефтеотдачи пластов и ограничения добычи попутной воды проводились на Чишминской, Миннибаевской, Березовской и Северо-Альметьевской площадях Ромашкинского месторождения. Задачей промысловых экспериментов явилось изучение принципиальной возможности закачки технологических жидкостей, образующих ПДС, в сложно построенные неоднородные пласты бобриковского и радаевского горизонтов, подтверждение образования ПДС в высокопроницаемых промытых водой прослоях послойно-неоднородного пласта. Для проведения испытаний были выбраны опытные участки водонагнетательных скв. 15844, 16671, 15829, 26150, 16232, 6628 на Чишминской площади, скв. 5891 на Миннибаевской площади и скв. 15752 на Березовской площади. Обводненность окружающих добывающих скважин, выбранных в качестве реагирующих, составляла 68–98 %, текущий коэффициент нефтеотдачи пластов изменялся в пределах от 0,279 до 0,595 [41].

Технология закачки ПДС в выбранные водонагнетательные скважины опытных участков заключалась в последовательном циклическом закачивании технологических жидкостей: водных растворов полимера РДА-1020 или отечествен-

Таблица 8.6

**Характеристика объектов внедрения и технологические параметры закачивания ПДС на опытных участках Ромашкинского месторождения**

Показатели	Участки водонагнетательных скважин по пласту C <sub>1</sub> bb		
	16553	6628	16671
Площадь участка, га	95,3	50,8	71,1
Плотность сетки скважин, га/ скв	23,8	16,9	17,8
Балансовые запасы участка, тыс.т	1000,3	305,5	472,8
Проницаемость пород, мкм <sup>2</sup>	0,803	0,768	0,768
Обводненность продукции, добываемой с участка, %	82	86	86
Текущий коэффициент нефтеотдачи, доли ед.	0,279	0,339	0,404
Среднесуточный отбор жидкости по участку, т/ сут	131	152	187
Объем закачанной ПДС, м <sup>3</sup>	1000	1890	1890

ного полиакриламида ПАА и глинистой суспензии. Оба компонента готовились на пресной воде. Некоторые характеристики опытных участков и технологические параметры закачивания ПДС на опытных участках Ромашкинского месторождения приводятся в табл. 8.6.

Влияние закачки ПДС в окружающих реагирующих скважинах опытного участка проявилось через 1–3 мес – возросли дебиты скважин по нефти при снижении содержания воды в добываемой жидкости. В результате ограничения движения воды по промытым высокопроницаемым пропласткам пласта C<sub>1</sub>bb на участках скв. 16553, 6628, 16671 дополнительно извлечено нефти соответственно по 6968, 5575 и 7872 т нефти за 14–19 мес. Эти данные были получены по характеристикам вытеснения нефти, обработанным тремя методами, которые дали расхождение результатов вычислений в пределах 3–5 %, что указывает на достоверность определений. Дополнительная добыча нефти на рассматриваемых трех участках, приведенная на 1 м<sup>3</sup> ПДС, составила 3–7 т/м<sup>3</sup>, а приведенная на 1 т ПАА – 7240–16590 т/т. Продолжительность эффекта закачки ПДС на участках водонагнетательных скв. 16553, 6628 и 16671 соответственно составила 18, 19 и 14 мес. Данные о дополнительно добытой нефти по первым 10 опытным участкам Ромашкинского месторождения приведены в табл. 8.7.

Таблица 8.7

**Результаты обработки ПДС обводненных участков  
бобриковского горизонта С<sub>1</sub>ВВ Ромашкинского месторождения**

Участок нагнетательной скважины	Нефтеносная площадь	Обводненность продукции, %	Дополнительная добыча нефти, т
15844	Чишминская	68	7917
16671	То же	79	10849
15829	"	98	524
26150	"	96	477
16232	"	79	2964
6628	"	86	8776
15829 (повтор)	"	90	8666
5891	Миннибаевская	77	667
17401	Сев.- Альметьевская	84	6635
15752	Березовская	96	8099

Анализ результатов опытных работ по закачке ПДС в терригенные коллекторы бобриковского горизонта показали:

1) последовательная закачка водного раствора полимера и низкоконцентрированной суспензии глины в сложнопостроенные продуктивные терригенные пласты для образования ПДС возможна;

2) в процессе закачки технологических жидкостей наблюдается постепенное повышение давления нагнетания и снижение приемистости водонагнетательных скважин опытных участков, что указывает на увеличение фильтрационного сопротивления высокопроницаемых прослоев неоднородного пласта;

3) образование ПДС в высокопроницаемых зонах подтверждается результатами снятия профилей приемистости пласта в водонагнетательных скважинах опытных участков до и после закачки ПДС;

4) изменение соотношения фильтрационных сопротивлений высокопроницаемых и малопроницаемых прослоев пласта после образования ПДС приводит к увеличению рабочей толщины пласта, активации работы малопроницаемых нефтенасыщенных интервалов;

5) в результате закачки ПДС происходит снижение обводненности продукции добывающих скважин опытных участков и сокращение добычи попутной воды;

6) закачка ПДС позволяет извлечь из пласта за счет увеличения охвата пласта закачиваемой водой значительный объем

дополнительной нефти. Среднее значение дополнительной добычи нефти на один опытный участок за счет закачки ПДС по десяти участкам Ромашкинского месторождения составило 5557,4 т, что обеспечивает высокую рентабельность технологии увеличения нефтеотдачи.

Представляют особый интерес результаты промысловых испытаний технологий УНП на основе ПДС в терригенных коллекторах Бавлинского месторождения (табл. 8.8).

Промысловые геофизические исследования, проведенные на нагнетательных скважинах опытных участков, подтвердили существенные изменения в характере работы пласта после воздействия с применением ПДС. В зависимости от геолого-физических характеристик пласта достигается либо увеличение степени дренирования низкопроницаемых интервалов, либо подключение в активную разработку ранее недренируемых пропластков. В результате такого воздействия на залежи происходит перераспределение сложившихся нерациональных фильтрационных потоков с вовлечением в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти.

На рис. 8.2 приведена типичная диаграмма геофизических исследований на нагнетательной скв. 841 (горизонт С<sub>1</sub>bb). Как видно из рисунка, образование полимердисперсной системы в пластовых условиях привело к перераспределению потоков,

Таблица 8.8

**Эффективность применения технологий ПНП на основе ПДС на Бавлинском месторождении (горизонт С<sub>1</sub>bb) за период 1991, 1999 гг.**

Номер опытного участка	Дата проведения испытаний	Дополнительная добыча нефти, т	Дополнительная добыча нефти, т на 1 обработку	Продолжительность эффекта, мес.
125	1987	530	530	18
819	1987	875	875	10
413	1988	2200	2200	18
463	1989	1000	1000	12
585	1989	1000	1000	12
187	1995	15941	5314	60
841	1995	5798	2899	60
576	1997	2862	2862	34
579	1997	5636	5636	32
904	1997	2076	2076	31
649	1997	2266	2266	18
Всего	—	40184	3653	43

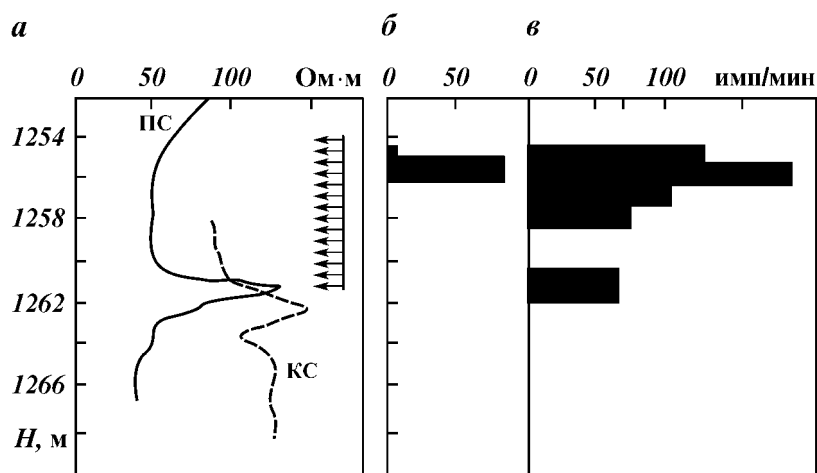


Рис. 8.2. Диаграммы геофизических исследований нагнетательной скв. 841 (а) и профиля приемистости пласта до (б) и после (в) закачивания ПДС

в результате чего произошло существенное увеличение охвата пласта воздействием, что обеспечило дополнительную добычу 5798 т нефти при продолжительности эффекта более 48 мес. (см. табл. 8.8). Аналогичный характер носят изменения в других скважинах Бавлинского месторождения.

В результате воздействия технологиями УНП на основе ПДС на 11 опытных участках добыто дополнительно 40 184 т

Таблица 8.9

**Объемы промысловых исследований и внедрения технологии УНП на основе ПДС и МПДС в залежах бобриковского и радаевского горизонтов ТТНК Татарстана на 07.2001 г.**

Месторождение	НГДУ	Количество опытных участков	Дополнительная добыча нефти, т
Технология на основе ПДС (базовая)			
Ромашкинское	Лениногорск-нефть	4	7395
Ромашкинское	Елховнефть	7	15492
Ромашкинское	Джалильнефть	8	47049
Бавлинское	Бавлынефть	6	39870
Ильмовское	Нурлатнефть	7	26833
Ново-Суксинское		3	3445
Итого по базовой		35	140084

Продолжение табл. 8.9

Месторождение	НГДУ	Количество опытных участков	Дополнительная добыча нефти, т
	Технология на основе ПДС + $AlCl_3$		
Ромашкинское	Джалильнефть	2	0
Бавлинское	Бавлынефть	2	6218
Ново-Елховское	Заимскнефть	1	4131
Ильмовское	Нурлатнефть	2	2703
Итого по технологии	ПДС + $AlCl_3$	7	13062
	Технология на основе ПДС + $CaCl_2$		
Ромашкинское	Джалильнефть	2	6170
	Технология на основе ПДС + ЩСПК		
Ромашкинское	Азнакаевскнефть	1	93
Всего		45	159409

нефти (см. табл. 8.8). Как видно из данных таблицы, максимальная технологическая эффективность 5636 т/скв. и продолжительность эффекта до 60 мес достигается при применении технологии на основе ПДС. В целом же, по многим участкам эффект увеличения добычи нефти и уменьшения обводненности добываемой нефти продолжается, и поэтому конечная эффективность как и общая по всем технологиям, так и отдельно по технологиям ожидается более высокой.

Технологии увеличения нефтеотдачи пластов нижнего карбона прошли широкие промышленные испытания на ряде месторождений республики Татарстан. Результаты промысловых экспериментов, проведенных в различных геолого-физических и технологических условиях, приведены в табл. 8.9.

### **8.3. ПРОМЫСЛОВЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ ПО ИСПЫТАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ УНГ НА ОСНОВЕ МПДС НА ЗАЛЕЖИ № 8 НГДУ «АЛЬМЕТЬЕВСКНЕФТЬ» РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

#### **ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЫТНОГО УЧАСТКА**

Опытный участок расположен в пределах блока № 1 залежи № 8 Ромашкинского месторождения и приурочен к терригенной толще нижнего карбона. Объектом разработки являются пласты  $C_1b b_1^2$  и  $C_1b b_1^3$  бобриковского горизонта яснополянского надгоризонта (рис. 8.3). Участок расположен в

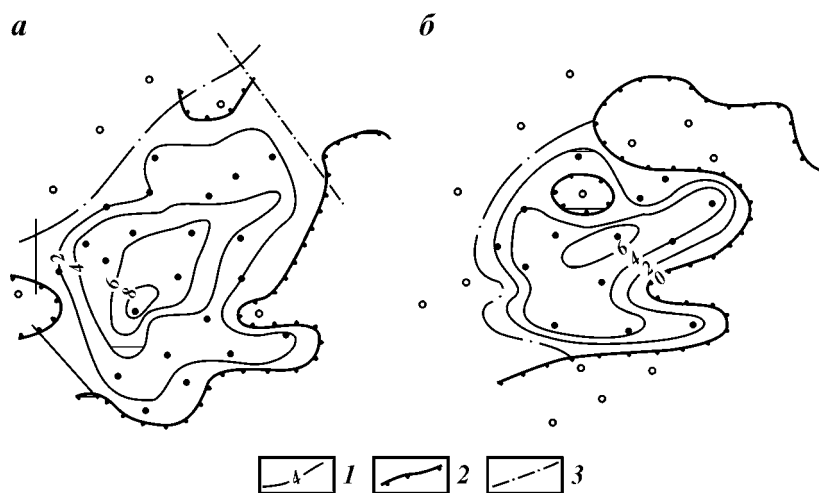


Рис. 8.3. Опытный участок Ромашкинского месторождения (карта нефтенасыщенной толщины пласта):  
 а –  $C_1bb_1^2$  (Б-2), б –  $C_1bb_1^2$  (Б-1); 1 – изопахиты, 2 – границы зоны распространения, 3 – внешний контур нефтеносности

северо-западной части залежи № 8 и ограничен с востока обширной зоной выклинивания, а с запада – внешним контуром нефтеносности (рис. 8.4).

Литологически породы пластов  $C_1bb_1^2$  и  $C_1bb_1^3$  близки между собой. Пласт  $C_1bb_1^2$  – нижний – более чем на 66 % сложен песчаниками, а в пласте  $C_1bb_1^3$  преобладают алевролиты. Песчаники бобриковского горизонта в основном мелкозернистые, а среднезернистые песчаники встречаются в виде редких прослоев в пласте  $C_1bb_1^2$  и имеют высокие коллекторские свойства. Алевролиты в продуктивных пластах по фильтрационным свойствам близки к песчаникам.

Пласты  $C_1bb_1^2$  и  $C_1bb_1^3$  в трех скважинах из 22 литологически связаны между собой, а в остальных случаях разделены глинистым пропластком толщиной до 1 м, который служит дополнительным репером.

Объектом эксплуатации и наших исследований явилось геологическое тело, представляющее собой два гидродинамически связанных пласта. Площадь нефтеносности участка равна 527 га. На участке расположено 22 добывающих скважины, в среднем на скважину приходится 24 га нефтеносной площади.

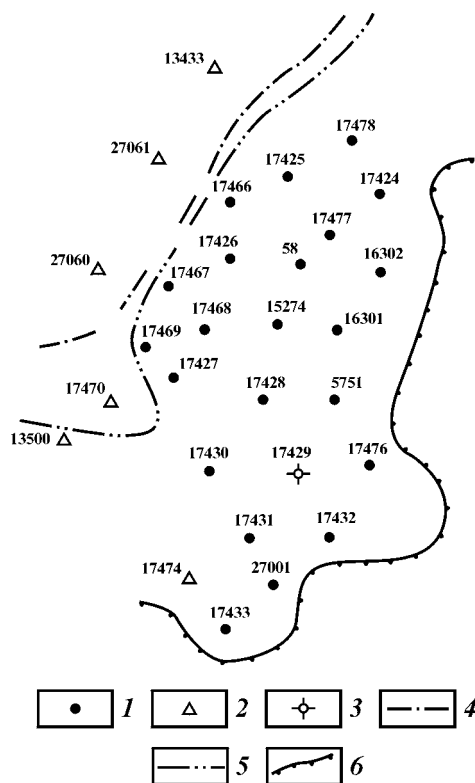


Рис. 8.4. Карта расположения скважин опытного участка Ромашкинского месторождения.

Скважины: 1 – добывающая, 2 – нагнетательная, 3 – контрольная скв. 17429; контур нефтеносности: 4 – внешний, 5 – внутренний; 6 – границы зоны распространения

Анализ поверхностных проб, отобранных в НГДУ «Альметьевскнефть», показывает, что нефти относятся к высокосмолистым, тяжелым. Вязкость нефти в пластовых условиях определена по скв. 17430 и равна 27,0 мПа·с.

Физико-химические свойства поверхностных проб опытного участка скв. 17431 следующие: плотность при 20 °С составляет 913 кг/м<sup>3</sup>, вязкость при 20 °С – 86,9 мПа·с, массовое содержание в нефти асфальтенов – 6,9 %, смол – 13,7 %, парафинов – 4,4 %.

При подготовке опытного участка было проведено ком-

Таблица 8.10

## Расчет балансовых запасов по скважинам опытного участка

Номер скважины	Удельная толщина, $10^{-4}$ м <sup>2</sup>	Толщина, м	Пористость, %	Нефтенысщенность, %	Балансовые запасы, тыс. т
58	15	4,2	22	80,7	95,93
5751	25	2	20,4	71,2	31,14
15274	18,2	12,4	21,5	87,5	362,54
16301	23,13	6,2/2	20,6	71,2	90,20
16302	25,62	9,4/2	28,5	91,3	268,74
17424	15,31	2,2	22	80,7	51,29
17425	29,06	4/2	22	80,7	88,50
17426	19,06	4,2/2	22	80,7	60,95
17427	33,75	7,6	21	80,7	388,08
17428	25,94	13,6	22	84	537,20
17430	50,94	5	22	80,7	387,85
17431	32,19	2,2	22	80,7	53,92
17432	26,87	28/2	22	80,7	57,28
17433	18,75	1,8/2	22	80,7	25,70
17466	19,37	4,8/2	22	80,7	70,79
17467	14,69	9,2/2	19,3	83,6	93,51
17468	16,88	5,2	22	80,7	66,83
17469	16,89	10/2	22	80,7	128,52
17476	37,81	3,2/2	22	80,7	92,12
17477	15,62	5,6	22	80,7	66,60
17478	30,62	4,8/2	22,9	76,5	110,42
27001	16,9	2,2/2	22	80,7	28,27

плексное изучение геолого-физических характеристик залежи опытного участка, в том числе были определены балансовые запасы нефти по скважинам опытного участка (табл. 8.10).

**ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ОПЫТНОГО УЧАСТКА**

Эксплуатация опытного участка началась в 1975 г. с четырех добывающих скважин, через 5 лет на участке уже было пробурено 22 скважины, плотность сетки скважин составила 24,0 га/скв. Условно на каждую скважину приходится от 25 до 537 тыс. т балансовых запасов нефти, а в среднем – 145 тыс. т. Заводнение участка по обычной технологии начато в 1977 г. одной скважиной, а с 1980 г. закачку воды ведут шесть нагнетательных скважин. Максимальный годовой отбор нефти, равный 4,5 % балансовых запасов, был достигнут в 1980 г.

Практика разработки залежей Волго-Уральской НГП, приуроченных к терригенным отложениям нижнего карбона, показывает, что годовой отбор пластовой жидкости из залежей

возрастает из года в год в течение длительного времени до 90 % и более. На рассматриваемом участке после 1982 г. происходит снижение годового отбора пластовой жидкости с 257 до 55 тыс. м<sup>3</sup> (рис. 8.5). Это является особенностью эксплуатации опытного участка. Другой особенностью эксплуатации является одностороннее вытеснение нефти водой.

Годовая закачка воды в продуктивные пласты также уменьшалась, в результате чего компенсация отбора жидкости снизилась с 2,1 (1981 г.) до 0,4 (2000 г.).

В начальный период велась закачка в нефтяную залежь пластовой воды повышенной вязкости, равной 1,75 мПа·с. Образовавшуюся оторочку пластовой воды равномерно продвигали пресной водой по всей длине залежи. Поверхностные анализы жидкости из скважин участка свидетельствуют о том, что образовался устойчивый фронт вытеснения нефти водой, характерный для поршневого вытеснения. Средняя обводненность скважин первого ряда на 1989 г. составила 64,7 %, второго – 24,7 %, третьего ряда всего 10,6 %. К началу 2000 г. обводненность скважин второго ряда достигла 50,1 %, третьего ряда – 16,5 %. Обводненность продукции скважин первого ряда была снижена до 47,8 % путем отключения высокообводненных скважин.

Некоторым подтверждением поршневого характера вытеснения нефти водой являются результаты исследования контрольной скв. 17429, на которой сотрудниками УГНТУ проводился эксперимент по оценке нефтенасыщенности пла-

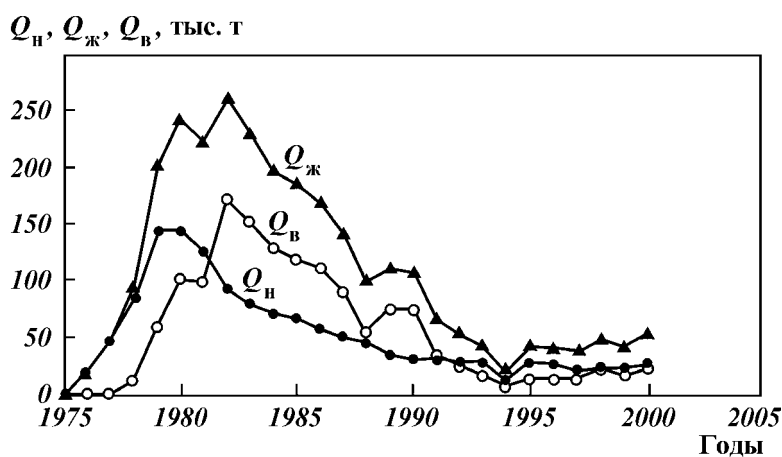


Рис. 8.5. Динамика годового отбора нефти ( $Q_n$ ), воды ( $Q_v$ ) и жидкости ( $Q_j$ )

стов во времени с помощью низкочастотной электрометрии в обсаженной скважине, оборудованной ОМПТ (обсадными металлопластовыми трубами). Проведенный комплекс исследований БКЗ на протяжении шести лет показал отсутствие подъема ВНК в этой зоне.

Совместный анализ геофизических и промысловых данных подтверждает поршневой характер вытеснения.

С февраля по июль 1986 г. в пласты опытного участка через нагнетательные скв. 13443, 17470 и 27061 закачивали ПДС и МПДС.

На 01.01.2000 г. из опытного участка добыто больше миллиона тонн нефти — 1356,9 тыс. т, что составляет 39,5 % от балансовых запасов. Распределение накопленных отборов нефти по скважинам участка относительно нефтеносной площади изображено на рис. 8.6. Хорошо видно, что основ-

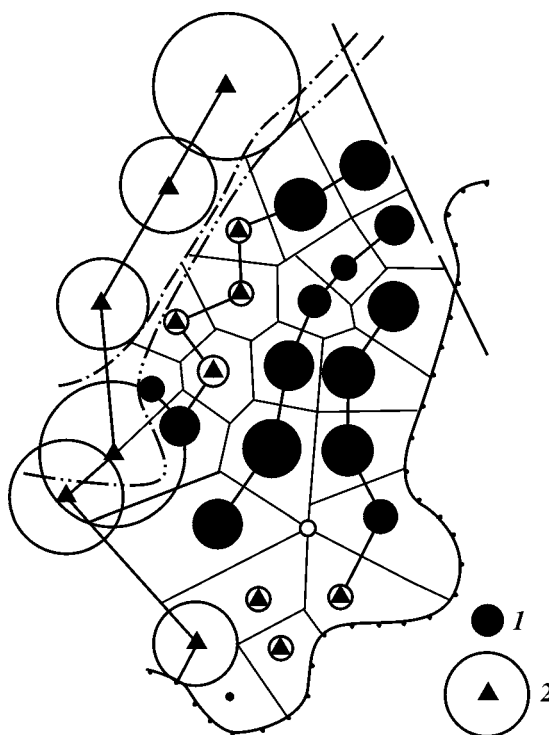


Рис. 8.6. Распределение накопленных отборов нефти (1) и закачки воды (2) по скважинам опытного участка на 01.01.90 г.  
Условные знаки см. рис. 8.4

ная доля отборов (67 %) приходится на третью часть скважин.

С 1982 г. рост текущего коэффициента нефтеотдачи происходит при снижении обводненности продукции. В период с 1982 по 1990 гг. обводненность продукции опытного участка находится в пределах 60 %. В дальнейшем произошло снижение обводненности добываемой продукции до 39,5 (2000 г.). По участку наблюдается низкое значение водонефтяного фактора, на 2000 г. ВНФ составил 0,4 (рис. 8.7).

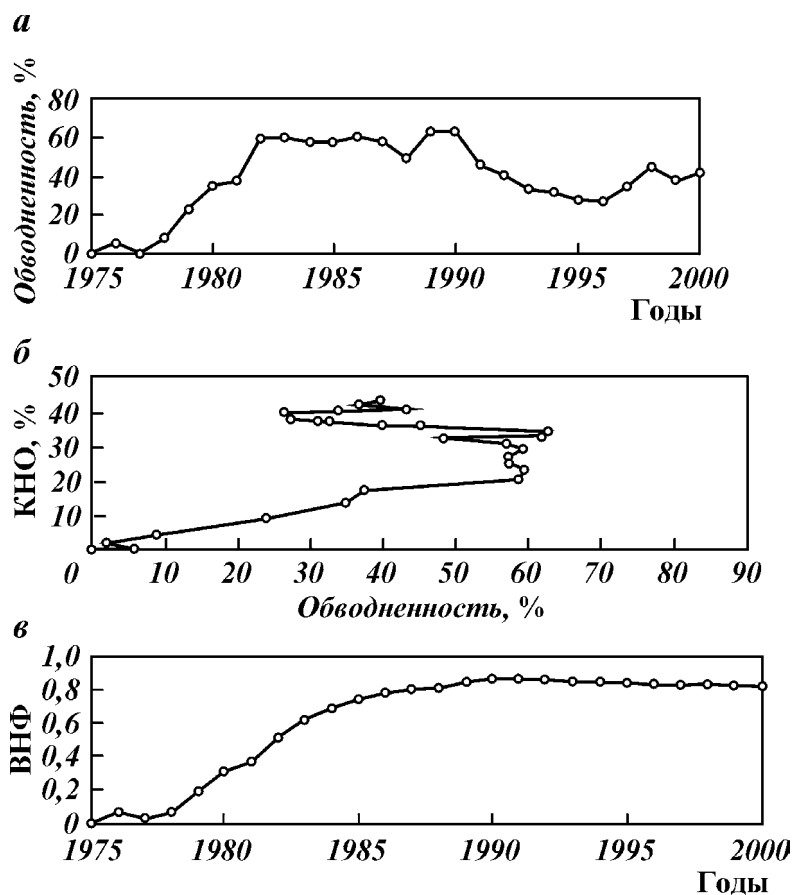


Рис. 8.7. Динамика обводненности продукции (а), текущего коэффициента нефтеотдачи (б), водонефтяного фактора (в) опытного участка Ромашкинского месторождения

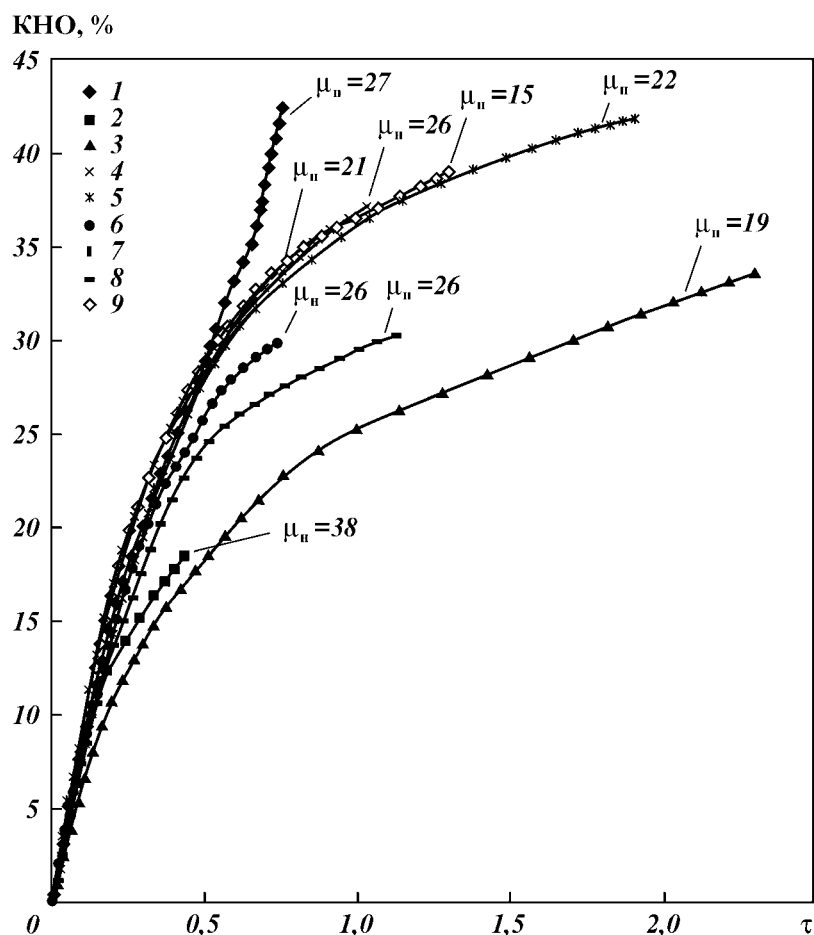


Рис. 8.8. Динамика коэффициента нефтеотдачи пластов терригенной толщи нижнего карбона:

1 – опытный участок Ромашкинского месторождения; 2 – участок Шагиртско-Гожанского месторождения; 3 – Менеузовское месторождение; 4 – участок Николо-Березовской площади Арланского месторождения; 5 – Таймурзинское месторождение; 6 – Чераульская площадь Орьебашского месторождения; 7 – Игровское месторождение; 8 – Каймашская площадь Игровского месторождения; 9 – Карача-Елгинское месторождение

Проведено сравнение динамики коэффициента нефтеотдачи восьми объектов, родственных по геологическому строению опытному участку Ромашкинского месторождения (рис. 8.8). На графиках приведены значения вязкости нефти  $\mu_n$ , мПа·с. Как видно на рис. 8.8, нефтеотдача анализируемого

участка заметно выше, чем на остальных объектах, характеризующихся и более низкими значениями вязкости нефти.

Само по себе — это редкое явление в практике разработки залежей с высоковязкой нефтью. Такой эффект достигнут за счет комплексного воздействия на пласт.

#### **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ ПРИМЕНЕНИЯ ПДС И МПДС НА ЗАЛЕЖИ № 8 РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Оценка величины дополнительной добычи нефти и увеличения коэффициента нефтеотдачи пластов была осуществлена с помощью многомерных статистических моделей, предложенных проф. М.А. Токаревым применительно к задачам анализа разработки нефтяных залежей. В связи с этим приведен отбор аналогичных опытному участку по геолого-физическим и технологическим параметрам объектов Волго-Уральской нефтегазодобывающей провинции по разработанной методике построения АГПМ. Для этого определено местоположение объекта исследования в пространстве главных компонент относительно месторождений Волго-Уральской НГП.

По уравнениям главных компонент [215] были рассчитаны значения  $z_1 - z_6$  для опытного участка:  $z_1 = 4,27$ ;  $z_2 = - 2,17$ ;  $z_3 = - 11,11$ ;  $z_4 = - 0,47$ ;  $z_5 = - 0,96$ ;  $z_6 = 0,50$ . Расстояния от опытного участка до пяти центров группирования  $R_1 - R_5$  равнялись:

$R_1$	$R_2$	$R_3$	$R_4$	$R_5$
8,11	2,49	5,04	5,72	7,07

Минимальное из этих расстояний показывает, что опытный участок залежи № 8 по своим исходным характеристикам принадлежит второй группе объектов.

На фиксированные значения обводненности продукции определяется базовая нефтеотдача по многомерным статистическим зависимостям. Геологические и технологические показатели опытного участка, необходимые для моделирования, приведены в табл. 8.11.

Рассчитанные прогнозные значения нефтеотдачи опытного участка залежи № 8 совместно с фактическими даны в табл. 8.12.

Для наглядности полученные результаты (табл. 8.12) изображены графически на рис. 8.9. До 1982 г. наблюдается совпадение фактической нефтеотдачи  $\beta_f$  с прогнозной по моделям. Расхождение в значениях  $\beta$  не превышает 1,5 % в ту или

Таблица 8.11

Параметры, используемые при моделировании процесса извлечения залежи № 8 Ромашкинского нефтяного месторождения

Группа показателей	Показатели	Обозначение	Значение
1	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	$\mu_n$	27
	Относительная вязкость	$\mu_0$	16,88
	Содержание асфальтенов, %	A	5
	Содержание асфальтенов и смол, %	A+ C	26,2
	Содержание парафинов, %	П	2,3
	Пластовая температура, °С	T	25
	Плотность пластовой нефти, т/м <sup>3</sup>	$\rho_n$	0,878
	Пластовый газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	G	18,9
	Давление насыщения, МПа	$p_n$	5,2
	Коэффициент проницаемости, $10^{-15}$ мкм <sup>2</sup>	$k_{пр}$	1600
	Математическое ожидание пористости, %	$M_m$	22,6
	Стандартное отклонение пористости, %	$\sigma_m$	4,77
	Коэффициент вариации пористости, %	$W_m$	21,09
	Математическое ожидание нефтенасыщенности, %	$M_{kH}$	80,9
	Стандартное отклонение нефтенасыщенности, %	$\sigma_{kH}$	6,3102
	Коэффициент вариации нефтенасыщенности, %	$W_{kH}$	7,8
	Математическое ожидание эффективной толщины пласта, м	$M_{h_{эф}}$	5,4
	Стандартное отклонение эффективной толщины пласта, м	$\sigma_{h_{эф}}$	3,36
	Коэффициент вариации эффективной толщины пласта, м	$W_{h_{эф}}$	62,2
	Математическое ожидание толщины пропластков, м	$M_{h_{эф}}$	3,2
Стандартное отклонение толщины пропластков, м	$\sigma_{h_{эф}}$	0,99	
Коэффициент вариации толщины пропластков, м	$W_{h_{эф}}$	30,9	
2	Коэффициент расчлененности	$K_p$	1,6
	Коэффициент песчаности	$K_n$	0,64
	Комплексные показатели неоднородности	$K_{неод}$	9,6
3	Коэффициент гидропроводности, $10^{-11}$ м·м <sup>2</sup> /(Па·с)	$kh/\mu$	32
	Относительные запасы нефти в ВНЗ, %	$Q_{ВНЗ}$	3
	Относительная площадь ВНЗ, %	$S_{ВНЗ}$	2

Таблица 8.12

## Фактическая и прогнозная нефтеотдача

Нефтеотдача	Обводненность продукции, %								
	20	30	40	50	60	70	80	90	98
Фактическая	8,0	12,0	17,5 42,4	19,0 35,0	20,5 33,0	—	—	—	—
Прогнозная	6,5	12,0	17,2	17,6	22,3	30,6	43,8	47,0	51,7

иную сторону. С 1983 г. начинается равномерное уменьшение годового отбора жидкости из скважин опытного участка, вследствие нагнетания загущенной воды, а с 1986 г. воздействие на пласты  $C_1bb_1^2$  и  $C_1bb_1^3$  дополняется закачкой полимер-дисперсных систем. Сделана попытка оценить возможную конечную нефтеотдачу с учетом использованных методов повышения нефтеотдачи пласта. Для этой цели был построен график изменения текущего коэффициента нефтеотдачи в координатах  $\tau$  (отношение накопленной добычи жидкости к балансовым запасам) (рис. 8.10).

Путем экстраполяции конечного прямолинейного участка

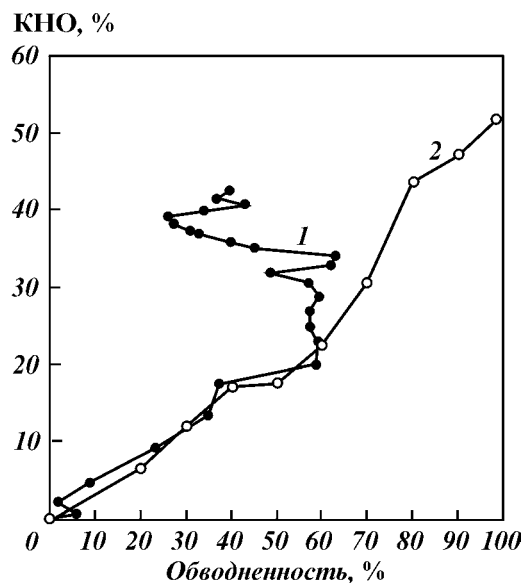


Рис. 8.9. Прогнозная и фактическая нефтеотдача опытного участка Ромашкинского месторождения (залежь № 8).  
Обводненность: 1 — фактическая, 2 — прогнозная

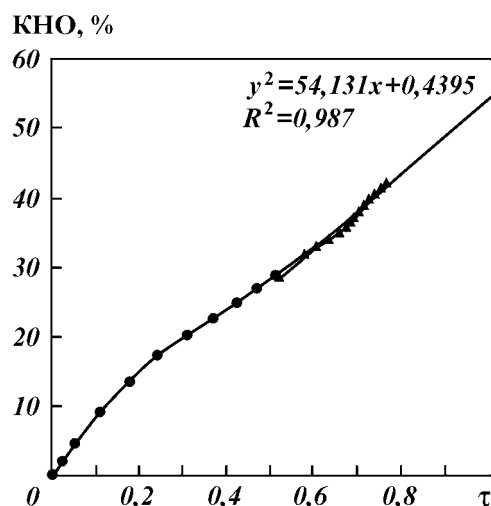


Рис. 8.10. Динамика коэффициента нефтеотдачи в координате  $\tau$  (безразмерное время). Дано уравнение прямой, показанной треугольниками

графика на рис. 8.10 получено эмпирическое уравнение, описывающее зависимость текущей нефтеотдачи от безразмерного времени. По полученному уравнению при  $\tau = 1$  был определен ожидаемый конечный коэффициент нефтеотдачи пластов, равный 0,546.

Таким образом, эффект комплексного воздействия заключается в следующем:

1. В течение последнего ряда лет наблюдается снижение обводненности продукции и ВНФ опытного участка.

2. Текущий коэффициент нефтеотдачи при 60 % обводненности по сравнению с прогнозным повысился на 10 %.

При достижении  $\tau = 1$  значение нефтеотдачи может составить 54,6 %. Следовательно, прирост нефтеотдачи в результате комплексного воздействия может быть около 3 %.

В результате проведенных мероприятий на опытном участке произошло значительное сокращение добычи попутной воды. Прогнозная величина накопленного водяного фактора (ВНФ) по залежам второй группы в среднем равна 4–6. Анализ динамики заводнения залежи к 1990 г. показал, что прогнозные значения ВНФ по опытному участку составят 1,5. Однако последние промысловые наблюдения свидетельствуют о еще большем снижении водонефтяного фактора.

#### **8.4. ПОДГОТОВКА И ПРОВЕДЕНИЕ ПРОМЫСЛОВОГО ЭКСПЕРИМЕНТА НА ИЛЬМОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ**

##### **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ОСОБЕННОСТИ ЕГО РАЗРАБОТКИ**

Продуктивные пласты Ильмовского месторождения представлены бобриковскими отложениями нижнего карбона. Коллекторские свойства пород практически не отличаются от аналогичных на Ромашкинском месторождении. Коэффициент проницаемости пород изменяется от 0,14 до 2,76 мкм<sup>2</sup>, а пористость от 16,0 до 28,9 %. Продуктивные пласты отличаются более высокой макро- и микронеоднородностью пород.

Нефти имеют высокую вязкость, значение которой изменяется от 75 до 165 мПа·с. Плотность нефти также повышена – от 878 до 905 кг/м<sup>3</sup>. Газовый фактор в 2 раза ниже, чем для нефтей бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения, и изменяется от 6,47 до 12,8 нм<sup>3</sup>/т. Содержание асфальтенов в нефти составляет 5–11 смол – 15–24 % (по массе).

Известно, что разработка залежей с высоковязкой нефтью может осуществляться на различных режимах эксплуатации:

- а) на естественном упруговодонапорном режиме;
- б) на жестком водонапорном режиме путем применения законтурного, внутриконтурного, очагового и других видов заводнения.

Возможна интенсификация процесса разработки путем применения третичных методов воздействия на пласт (физико-химических, гидродинамических, термических и др.).

Ильмовское месторождение было введено в промышленную разработку в 1978 г. Первоначально в 1978–1981 гг. разработка залежи практически велась в естественном режиме. Закачка воды в три законтурные скважины в значительной степени была осложнена наличием высоковязкой нефти и весьма слабой связью залежей с законтурной областью. За этот период произошло существенное снижение пластового давления с 11,5 до 6,2 МПа, темп отбора жидкости по сравнению с начальным уменьшился вдвое.

С 1981 г. разработка залежей нефти бобриковского горизонта ведется с применением законтурного и внутриконтурного заводнения. В 1981–1985 гг. проводились опытно-промысловые работы (по рекомендации ТатНИПИнефти) с

использованием чередующейся закачки нефти и воды, В двух девятиточечных элементах было проведено 76 циклов закачки воды и нефти, закачено 312 тыс. м<sup>3</sup> воды и 330 тыс. т высоковязкой нефти. Оценка эффективности проведенных мероприятий, выполненная путем сравнения показателей опытных и контрольных участков, показала увеличение коэффициента безводной нефтеотдачи и коэффициента охвата продуктивного пласта заводнением.

Из-за высокой вязкости нефти обычные методы заводнения на этом месторождении обеспечивают лишь невысокую степень нефтеизвлечения: планируемый конечный коэффициент нефтеотдачи не превышает 0,2 при относительно высоких коллекторских свойствах и толщинах пласта. В аналогичных условиях бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения при вязкости нефти 30 мПа·с проектная конечная нефтеотдача почти в 2 раза выше и равна 0,35. Влияние вязкости нефти проявляется прежде всего в величине остаточной нефтенасыщенности, оцениваемой по керну и ГИС: для Ромашкинского месторождения остаточная нефтенасыщенность составляет 0,40; для Ильмовского месторождения — 0,55. При одинаковой начальной нефтенасыщенности, равной 0,90, такая низкая степень промывки обеспечивает получение резко различающихся коэффициентов вытеснения: для нефти Ромашкинского месторождения — 0,56; для нефти Ильмовского месторождения — 0,39.

Следует отметить, что величина коэффициента охвата пласта по разрезу уже учитывается при оценке остаточной нефтенасыщенности по данным ГИС, так как уплотненные нефтенасыщенные пропластки во время бурения не промываются пресным фильтратом бурового раствора. Вследствие этого электросопротивление промытой зоны получается увеличенным, т.е. величина остаточной нефтенасыщенности завышается. Однако при оценке коэффициента нефтеотдачи остается неучтенной величина охвата пласта по площади. Оценить его значение можно, сравнив фактическую нефтеотдачу промытого участка с коэффициентом нефтеизвлечения пласта в скважине по ГИС. По результатам определений на опытном участке нагнетательных скважин 553 и 1679 коэффициент охвата пласта воздействием составил 0,46. Для Ромашкинского месторождения (пласты C<sub>1</sub>bb) этот параметр, определенный по ГИС, составляет 0,64.

Таким образом, на Ильмовском месторождении закачиваемая вода охватывает неоднородные продуктивные пласты крайне неравномерно.

Приведем результаты более детальной оценки степени охвата пластов по толщине воздействием воды по нагнетательным скважинам 553 и 1679. В этих скважинах была проведена разбивка пласта  $C_{1bb}$  на пропластки с различной проницаемостью по значениям глинистости, пористости и нефтенасыщенности. Ввиду того, что толщины пропластков оказались небольшими (от 0,20 м до 1,5 м), представилось возможным выделить лишь три группы пропластков:

песчаники с  $k_{пр} > 0,25$  мкм<sup>2</sup>, доля которых в разрезе пласта составляет 0,56;

алевролиты с  $0,10 < k_{пр} < 0,25$  мкм<sup>2</sup>, доля которых равна 0,30;

глинистые алевролиты с  $k_{пр} < 0,10$  мкм<sup>2</sup>, доля которых составляет 0,14.

Остаточная нефтенасыщенность  $\sigma_{но}$  по данным ГИС состоит, как известно, из двух составляющих: неподвижной и малоподвижной. Количество неподвижной нефти по данным микрокаротажа на Ильмовском месторождении составляет в среднем 25 %. Это согласуется с данными анализов о составе нефти: доля тяжелых компонентов (асфальтены, смолы) составляет 22 %. Неподвижная часть остаточной нефти, очевидно, представлена в основном высокомолекулярными соединениями, а малоподвижная — группой тяжелых масел. Первые практически не поддаются вытеснению из пласта, а вторые — вполне могут быть извлечены с применением третичных методов.

На Ильмовском месторождении активное заводнение продуктивных пластов начато с 1980 г. При анализе промысловых данных установлено, что обводнение залежей и продукции скважин происходит крайне неравномерно. Это прежде всего связано с послойной неоднородностью и изменчивостью коэффициента проницаемости пропластков. Обнаружено, что по пластам, состоящим из множества уплотненных слабопроницаемых тонкослойных прослоев (0,2—0,3 м), закачиваемая вода фильтруется медленно. В пластах, имеющих большую толщину и высокопроницаемые пропластки, вода прорывается в добывающие скважины уже на третьем-четвертом году эксплуатации, после чего обводненность добываемой жидкости быстро увеличивается и в течение нескольких месяцев достигает 80—95 %.

Аналогичные закономерности изменения дебитов скважин по нефти и воде, а также обводнения добываемой жидкости получены по результатам наблюдения за работой большого количества скважин (скв. 1672, 3041, 1680, 1678, 3004, 3036, 3015, 3037 и др.).

Характер смачиваемости поверхности пор пород-коллекторов оценивался в ТатНИПИнефти по ГИС. Сущность методики оценки характера смачиваемости заключается в сравнении амплитуды кривой  $\Delta$ ПС продуктивного пласта с  $\Delta$ ПС нижележащего кизеловского пласта и вышележащего тульского песчаного водоносного пласта. Если полученные значения были меньше единицы, то пласт считался гидрофильным, т.е. глинистый материал сосредоточен в уплотненных микропропластках; если полученные значения больше единицы, то пласт — гидрофобный, т.е. глинистые частицы равномерно рассеяны в объеме пласта и они адсорбируют молекулы смол и асфальтенов на своих активных центрах. Далее толстослоистые пласты условно назовем микронеоднородными, а толстослоистые — макронеоднородными.

Изучение закономерности распространения указанных типов пластов показало, что на Ильмовском месторождении отмечается полосообразный характер развития каждой из групп (рис. 8.11). Наибольший интерес представляет западная зона с микронеоднородным пластом  $C_{1bb}$  с большим содержанием остаточной нефти, чем в макронеоднородных пластах. По-видимому, эти зоны являются более перспективными объектами для внедрения третичных МУН. Более слабая промывка микронеоднородных пластов по сравнению с макронеоднородными наиболее ярко иллюстрируется показателями обводнения двух добывающих скважин: скв. 1667 (микронеоднородный пласт) и скв. 1666 (макронеоднородный пласт), находящихся под воздействием одной нагнетательной скв. 553. К 1997 г. обводненность продукции скв. 1666 достигла 92 %, добыто 35 тыс. т попутной воды (рис. 8.12). В скв. 1667 эти показатели составляют соответственно 30 % и 4,4 тыс. т.

Высокая степень обводненности скважин в макронеоднородных пластах объясняется прорывами закачиваемой воды по наиболее проницаемым пропласткам. Такой вывод следует также из сравнения характеристик вытеснения нефти из макро- и микронеоднородных пластов (рис. 8.13). У первых темп роста добычи нефти при одинаковой промытости породы более низкий. Языкообразный прорыв воды обнаруживается на характеристике вытеснения скв. 1666 — после добычи 11,0 тыс. т нефти, что привело к резкому изменению угла наклона линии на участке *IV* и быстрому росту обводненности добываемой жидкости. Затем, после проведения изоляционных работ, вытеснение нефти из песчаников восстановилось. В марте 1990 г. наступил новый излом линии, что соот-



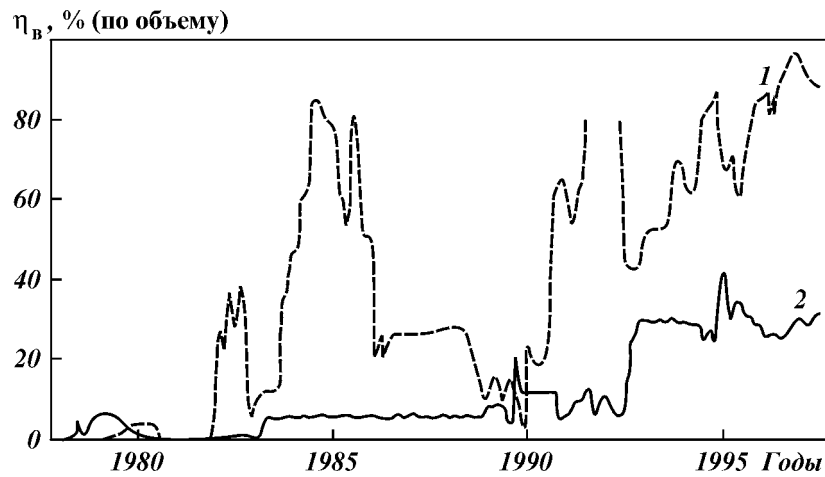


Рис. 8.12. Динамика обводненности продукции скважин в тонкослоистых (скв. 1667) (1) и толстослоистых (скв. 1666) (2) пластах Ильмовского месторождения

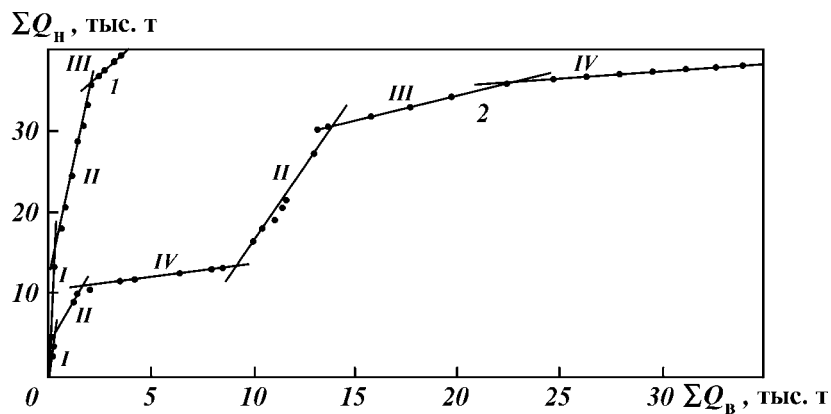


Рис. 8.13. Характеристика вытеснения нефти для микронеоднородных (скв. 1667) (1) и макронеоднородных (скв. 1666) (2) пластов Ильмовского месторождения

ветствовало снижению темпа добычи нефти. В начале 1995 г. отмечился еще один излом линии, после которого темп добычи нефти снизился до минимума; завершилась выработка нефти не только из песчаников (линии I и II), но и алевролитов (III); остались в «работе» лишь глинистые алевролиты

(участок *IV*). Однако добыча нефти при этом из глинистых алевролитов – весьма незначительная.

**Оценка потенциальных возможностей извлечения нефти из алевролитовых пропластков.** На характеристиках вытеснения они отмечены линиями *III* и *IV* и соответствуют тому периоду разработки, когда в основном уже исчерпаны извлекаемые запасы из песчаников, а вся последующая добыча нефти продолжается за счет выработки алевролитовых пропластков. Поэтому можно приблизительно оценить объем добычи нефти на *III* и *IV* стадиях разработки (см. рис. 8.13) путем вычитания из общего объема добытой нефти по скважине того количества нефти, которое приходится на песчаники (т.е. участки *I* и *II*).

Сопоставление величин суммарной толщины алевролитовых пропластков и песчаников с объемами добычи нефти из них (см. рис. 8.13) показало, что суммарные отборы нефти для скважин группы с макронеоднородными пластами меньше, чем для группы скважин с микронеоднородными пластами, хотя их толщина в среднем на 20 % больше. По этому способу при известной толщине алевролитов можно прогнозировать добычу нефти за счет активизации разработки пластов путем закачки ПДС и МПДС.

Обобщение приведенных геолого-промысловых материалов показало наличие значительных резервов увеличения добычи нефти по скважинам, дренирующим микронеоднородные пласты на рассматриваемом месторождении, путем использования прогрессивных технологий увеличения нефтеотдачи пластов на основе ПДС и МПДС.

**Подготовка к проведению промысловых экспериментов по применению ПДС и МПДС.** Подготовка к проведению промысловых экспериментов на Ильмовском месторождении потребовала проведения исследований по изучению особенностей процессов фильтрации и вытеснения высоковязкой нефти из пористой среды. Известно [81], что нефтеотдача при разработке высоковязких нефтей существенно зависит от содержания в нефти высокомолекулярных компонентов (ВМК) – смол, асфальтенов, парафинов. Нефти, содержащие в своем составе значительное количество ВМК, при определенных условиях обладают структурно-механическими свойствами. Вязкость таких нефтей является переменной величиной, зависящей от напряжений сдвига нефти, а в условиях фильтрации в пласте – от градиента пластового давления. Для описания процессов фильтрации и вытеснения anomalно вязких нефтей недостаточны обычные методы, разрабо-

танные применительно к нефтям, не обладающим структурно-механическими свойствами. При фильтрации аномальной нефти линейный закон Дарси нарушается. Отклонение от этого закона обусловлено тем, что эффективная вязкость нефти при фильтрации через пористую среду оказывается переменной величиной, зависящей от градиента давления на фронте вытеснения нефти водой.

Для изучения процессов фильтрации и вытеснения нефти Ильмовского месторождения в пористой среде были проведены специальные исследования вначале на моделях однородного пласта по выбранной в разделах 4 и 5 методике. Модели однородного пласта представляли собой цилиндрические трубки из нержавеющей стали длиной 1 м и диаметром 0,03 м, заполненные пористой средой, состоящей из молотого кварцевого песка широкой фракции. Моделировалось содержание остаточной воды. В качестве модели пластовой нефти использовалась дегазированная нефть с добавлением керосина для получения вязкости, соответствующей вязкости нефти в пластовых условиях и равной 100,3 мПа·с.

Методика исследования процессов фильтрации состояла в следующем. Через модель пласта фильтровали нефть при ступенчатом увеличении перепада давления на концах кернодержателя от 0 до 0,1 МПа. При каждом значении перепада давления определяли расход нефти и рассчитывали скорость фильтрации.

Из анализа полученных данных, представленных на рис. 8.13, видно, что зависимость расхода жидкости от перепада давления носит нелинейный характер и закон фильтрации Дарси нарушается. Таким образом, нефть Ильмовского месторождения является аномальной. Степень проявления неньютоновских свойств нефти зависит от проницаемости пористой среды и градиента давления.

Как известно, градиент динамического давления сдвига по терминологии [81] зависит для рассматриваемой нефти от коэффициента проницаемости среды: с увеличением проницаемости пористой среды значение начального градиента давления уменьшается. Применительно к условиям продуктивных пластов с высоковязкими нефтями эти результаты позволяют сделать предположение, что в неоднородных пластах для извлечения остаточной нефти, содержащейся в малопроницаемых пропластках, необходимо значительное увеличение фильтрационного сопротивления высокопроницаемых обводненных интервалов пласта по сравнению со случаем маловязких нефтей. Это объясняется тем, что условия

фильтрации аномальной нефти в реальных пластах ухудшаются с уменьшением проницаемости пористой среды.

В лабораторных экспериментах изучались и процессы вытеснения нефти из моделей однородных и послойно-неоднородных пластов водой без ПДС и с применением ПДС и МПДС. Опыты на моделях однородных пластов проводились в режиме постоянного перепада давления на концах кернодержателя. Сравнительные эксперименты проводились с использованием маловязкой девонской нефти (3,84 мПа·с) и нефти с повышенной вязкостью (18–27 мПа·с) бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения.

Для создания остаточной воды использовалась пластовая вода Ильмовского месторождения с общей минерализацией 250 г/л. Вытеснение нефти из модели пласта производили закачиваемой в залежь промысловой сточной водой с содержанием солей 130 г/л. Опыты проводились при температуре, соответствующей пластовой рассматриваемого месторождения и равной 30 °С.

По результатам лабораторных опытов установлено существенное влияние вязкости нефти на коэффициент вытеснения. При увеличении вязкости нефти от 3,84 с до 100,3 мПа·с, наблюдавшемся в наших опытах, коэффициент вытеснения уменьшился на 13–16 пунктов, что соответствует данным других авторов [4, 90 и др.].

Для предварительного обоснования проектных расчетов по проведению промысловых экспериментов были проведены лабораторные опыты по вытеснению высоковязкой нефти Ильмовского месторождения из моделей послойно-неоднородных пластов. Модель двухслойного неоднородного пласта состояла из двух кернодержателей длиной 1 м и диаметром 0,03 м, заполненных кварцевым песком широкой фракции. Соотношение коэффициентов проницаемостей пропластков изменялось от 4,8 до 16,0. В опытах моделировалась связанная вода. Модели пласта насыщались моделью пластовой нефти вязкостью 100,3 мПа·с. Поддерживалась постоянная температура, равная 30 °С. Вытеснение нефти водой производилось при постоянном расходе нефтьвытесняющих жидкостей, обеспечивающем скорости фильтрации, соответствующие пластовым условиям. Процесс вытеснения нефти из пористой среды продолжался до полного обводнения вытесняемой из модели пласта жидкости и стабилизации коэффициента вытеснения.

Лабораторные эксперименты проводились для выяснения особенностей вытеснения маловязкой (ромашкинской) нефти

и высоковязкой ильмовской нефти из послойно-неоднородных пластов водой, имеющей общую минерализацию 130 г/л. В этих опытах для довытеснения остаточной нефти химические реагенты не применялись. В табл. 8.13 и на рис. 8.14 представлены результаты исследований процессов вытеснения маловязкой и высоковязкой нефти из послойно-неоднородных пластов. Анализ приведенных материалов показывает:

конечные коэффициенты вытеснения для маловязкой и высоковязкой нефти из высокопроницаемых прослоев неоднородного пласта имеют сопоставимые значения;

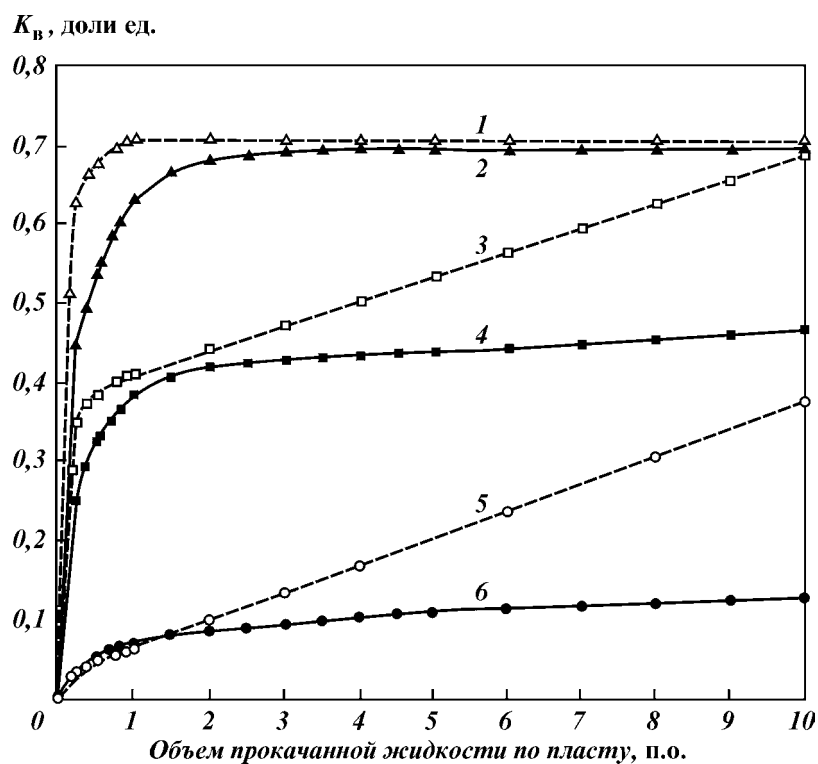


Рис. 8.14. Характеристики вытеснения маловязкой и высоковязкой нефтей из моделей послойно-неоднородных пластов:

1 и 2 — коэффициенты вытеснения соответственно маловязкой и высоковязкой нефтей для высокопроницаемого прослоя; 3 и 4 — средние коэффициенты для маловязкой и высоковязкой нефтей; 5 и 6 — коэффициенты

Таблица 8.13

**Результаты исследований процесса вытеснения высоковязкой нефти водой из моделей послойно-неоднородного пласта с различным соотношением проницаемостей пропластков**

Но- мер опы- та	Соотно- шение прони- цаемос- тей	Характеристики пористой среды			Показатели вытеснения нефти водой		
		Прони- цае- мость, мкм <sup>2</sup>	Порис- тость, %	Началь- ная нефте- насы- щен- ность, %	Кэф- фи- циент вытес- нения, %	Средний коэффи- циент вытесне- ния, %	Обвод- нен- ность продук- ции, %
1	4,8	1,250 0,260	28,5 24,2	80,1 72,5	67,0 58,1 —	— — 62,9	100 0 95,2
2	7,2	1,800 0,250	29,9 24,2	82,8 79,3	73,1 32,4 —	— — 55,2	100 — 98,3
3	11,8	3,000 0,265	29,5 23,9	81,0 82,9	73,6 18,5 —	— — 48,6	100 0 99,0
4	16,5	4,300 0,265	31,0 24,1	87,5 82,0	66,6 5,7 —	— — 40,9	100 0 99,9

при соотношениях проницаемостей прослоев, имевших место в экспериментах (11,5), коэффициенты вытеснения как для маловязкой, так и высоковязкой нефтей оказались низкими, равными соответственно 0,065 и 0,116. С увеличением обводненности вытесняемой жидкости из высокопроницаемого прослоя до 85— 90 % вытеснение нефти из низкопроницаемого прослоя практически прекращается;

средний коэффициент вытеснения маловязкой нефти наблюдается при отборе жидкости в количестве 1,1 поровых объемов модели пласта, а для высоковязкой нефти этот показатель равен 5,31.

Сравнение динамики изменения коэффициентов вытеснения маловязкой и высоковязкой нефти показывает, что на 1 поровый объем прокачанной жидкости в целом по пласту с высоковязкой нефтью вытесняется 72 % нефти от всего вытесненного объема, остальные 28 % вытесняются при прокачивании 4— 5 поровых объемов воды при обводненности вытесняемой жидкости 95— 99 % (см. рис. 8.14).

Установлено, что до отбора 1,5 поровых объемов жидкости изменение графиков коэффициента вытеснения как маловязкой, так и высоковязкой нефти идентично. Однако при даль-

нейшем увеличении отбора жидкости происходят существенные изменения: для модели с высоковязкой нефтью увеличение коэффициента вытеснения значительно менее интенсивное.

#### **ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ВЫТЕСНЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ВОДОЙ НА МОДЕЛЯХ ПОСЛОЙНО-НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ**

Как было показано выше на примере разработки продуктивных пластов Ильмовского месторождения, высокая вязкость нефти и неоднородность пород являются важнейшими факторами в формировании остаточной нефтенасыщенности пластов при заводнении. В связи с этим был выполнен комплекс лабораторных исследований процессов вытеснения нефти водой без химических реагентов, с применением ПДС и МПДС путем приближенного моделирования условий разработки рассматриваемого месторождения.

Исследования проводились на моделях послойно-неоднородного пласта в режиме постоянного расхода нефтевытесняющих жидкостей. Пористой средой служил молотый кварцевый песок. Соотношение проницаемостей пропластков изменялось от 4,8 до 16,5, воздухопроницаемость высокопроницаемых пропластков изменялась от 1,25 до 4,3 мкм<sup>2</sup>, малопроницаемых – от 0,250 до 0,265 мкм<sup>2</sup>. Насыщение пористых сред проводили по методике, описанной в предыдущих разделах. Для создания остаточной водонасыщенности использовалась пластовая вода плотностью 1183 кг/м<sup>3</sup>, плотность модели нефти составляла 903 кг/м<sup>3</sup>. Вытеснение нефти из моделей пористой среды производилось промысловой сточной водой с содержанием солей 130 г/л. Температура опытов и скорости фильтрации жидкостей соответствовали пластовым условиям Ильмовского месторождения.

Результаты лабораторных исследований представлены в табл. 8.13 и на рис. 8.15. Как следует из представленных данных, увеличение соотношения проницаемостей пропластков от 4,8 до 16,5 приводит к существенным различиям показателей вытеснения. В процессе вытеснения из-за большого различия подвижностей воды и нефти, а также неоднородности пропластков происходит опережающее заводнение высокопроницаемого пропластка. К моменту полного обводнения высокопроницаемого пропластка по низкопроницаемому пропластку добывалась безводная нефть. Однако ее расход был сравнительно небольшим, и общая обводненность

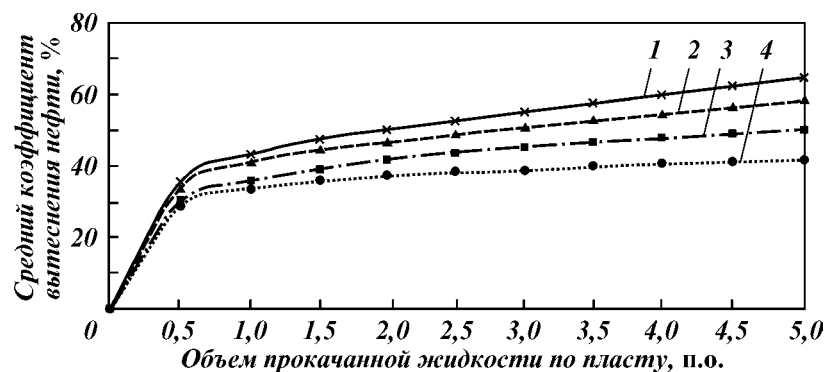


Рис. 8.15. Динамика вытеснения высоковязкой нефти водой из моделей послойно-неоднородного пласта при различных соотношениях проницаемости пропластков:  
 1 – 4,8; 2 – 7,2; 3 – 11,8; 4 – 16,5

вытесняющей жидкости при этом близка к 100 %. Чем больше различие в проницаемостях прослоев, тем меньшее количество нефти отбирается из низкопроницаемого пропластка.

При изменении соотношения проницаемостей пропластков послойно-неоднородного пласта от 4,8 до 16,5 коэффициент вытеснения нефти из низкопроницаемого пропластка уменьшается от 58,1 до 5,7 %. Усиление неравномерности нефтевытеснения при таком изменении соотношения проницаемостей пропластков приводит к уменьшению среднего коэффициента вытеснения нефти по модели пласта в условиях лабораторного эксперимента от 62,9 до 40,9 %.

Исследования динамики процесса вытеснения высоковязкой нефти водой показали, что отличие значений текущего коэффициента вытеснения в зависимости от степени неоднородности пласта наблюдается с самого начала заводнения (см. рис. 8.14). При этом темп извлечения нефти, определяемый как объем отобранной нефти за определенный промежуток времени, более высокий для модели пласта с меньшим соотношением проницаемостей пропластков. Аналогичный вывод следует также из данных, представленных в табл. 8.13. Например, для модели пласта при соотношении проницаемостей 4,8, с увеличением объема прокачанной жидкости от 1 до 5 поровых объемов прирост среднего коэффициента вытеснения составил 20,8 %, в то время как для модели пласта с соотношением проницаемостей прослоев, равном 16,5, этот показатель оказался равным 7,8 %. Математическая обработка

Таблица 8.14

Результаты математической обработки кривых изменения данных лабораторных опытов по определению среднего коэффициента вытеснения высоковязкой нефти ( $\mu_{ж} = 100,3$  мПа·с)

Объем прокачанной жидкости через модель пласта, п.о.	Эмпирическая формула
1,0	$K_{в,ср} = 47,899e^{-0,0224x}$
2,0	$K_{в,ср} = 56,796e^{-0,0242x}$
3,0	$K_{в,ср} = 62,770e^{-0,0287x}$
4,0	$K_{в,ср} = 69,350e^{-0,031x}$
5,0	$K_{в,ср} = 76,243e^{-0,0368x}$

данных экспериментальных исследований позволила получить эмпирическую зависимость между средним коэффициентом вытеснения, соотношением проницаемостей прослоев  $x = k_1/k_2$  и безразмерным объемом прокачанной через образец жидкости, которую можно выразить в виде экспоненциальной функции  $K_{в,ср} = A_1 \exp(-bx)$  (табл. 8.14).

По данным экспериментов установлено, что характерным для всех случаев является то, что с увеличением объема закачанной воды темп отбора нефти снижается. Одна из причин этого явления заключается прежде всего в том, что по мере

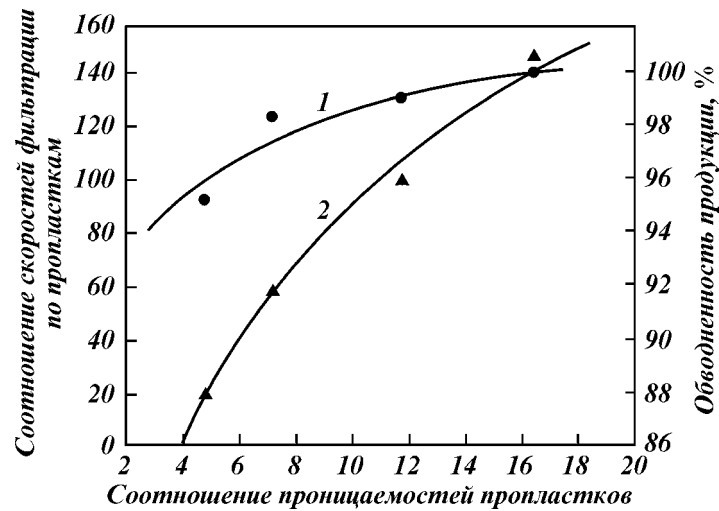


Рис. 8.16. Изменение обводненности вытесняемой жидкости (1) и отношения скоростей фильтрации по пропласткам двухслойно-неоднородного пласта (2) в зависимости от соотношения проницаемостей пропластков

отмыва нефти из высокопроницаемого пропластка фильтрационное сопротивление его снижается (рис. 8.16), что приводит к неблагоприятному изменению подвижностей фильтрующихся по прослоям жидкостей и увеличению соотношения скоростей фильтрации (см. рис. 8.16). В результате комплексного воздействия этих факторов с некоторого момента времени закачиваемая вода фильтруется в основном по высокопроницаемому пропластку, не совершая полезную работу по вытеснению нефти из низкопроницаемого прослоя.

#### **ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДОВЫТЕСНЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПДС И МПДС**

Для исследования влияния полимердисперсных систем на эффективность довытеснения остаточной высоковязкой нефти были использованы модели послойно-неоднородного пласта.

Методика исследования процесса нефтевытеснения на моделях неоднородного пласта заключалась в следующем. Первичное вытеснение нефти промысловой сточной водой производилось до стабилизации коэффициента вытеснения и практически полного обводнения вытесняемой жидкости. При этом, как правило, нефть в продукции высокопроницаемого пропластка отсутствовала. Затем вводилась оторочка полимердисперсной системы или МПДС, и продвижение образовавшейся оторочки производилось промысловой сточной водой. Прокачивание воды осуществлялось до новой стабилизации коэффициента вытеснения и полного обводнения вытесняемой жидкости.

В процессе исследования проводились замеры перепада давления, расхода жидкости во времени по каждому пропластку и количеству вытесненной нефти, которые являлись исходными данными для расчетов параметров, определяющих эффективность воздействия химреагентами. Результаты проведенных исследований анализировались по зависимостям текущей нефтеотдачи, обводненности и подвижности от количества прокачанной жидкости.

Прирост коэффициента вытеснения  $\Delta K_{vi}$  рассчитывался по разнице между фактическим и прогнозным отбором нефти по формуле:

$$\Delta K_{vi} = \frac{\Delta V_{ni}}{V_{ni}}, \quad (8.2)$$

где  $\Delta V_{ni}$  — объем дополнительно извлеченной нефти из  $i$ -го

Таблица 8.15

**Результаты вытеснения высоковязкой ильмовской нефти из моделей  
последовательно-неоднородных пластов полимердисперсными системами**

Но- мер опы- та	Характеристики пористой среды			Первичное заводнение	
	Проницае- мость, мкм <sup>2</sup>	Порис- тость, %	Начальная нефтена- сыщен- ность, %	Коэффици- ент вытес- нения, %	Средний коэффици- ент вытес- нения, %
1	3,45	28,4	86,2	64,4	—
	0,265	23,9	82,3	10,9	—
2	3,20	29,4	71,2	66,2	—
	0,265	23,8	73,2	5,6	—
3	3,100	28,4	81,0	69,2	—
	0,250	25,0	84,3	12,4	—
				—	42,5

Продолжение табл. 8.15

Номер опыта	Коэффициент вытеснения (%) при значениях безраз- мерных объемов прокачанной жидкости						$R_{ост}$
	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	
1							1,49
	1,2	1,9	2,4	2,9	3,4	3,9	
2							1,60
	2,3	3,5	4,7	5,9	7,4	8,6	
3							1,65
	1,8	2,5	3,2	3,9	4,6	5,4	

прослая пласта,  $V_{ni}$  — начальный объем нефти в  $i$ -м пропластке.

Изменение фильтрационных свойств пористой среды определяли по изменению величины подвижности  $k/\mu$  и остаточному фактору сопротивления  $R_{ост}$ , определяемому как отношение подвижностей воды, фильтрующейся по высокопроницаемому пропластку, до и после закачки ПДС и МПДС.

Сопоставление значений прироста коэффициента вытеснения и остаточного фактора сопротивления позволяет оценивать степень воздействия на неоднородный пласт. Полученные результаты сравнивали с данными на моделях неоднородного пласта, насыщенных маловязкой нефтью.

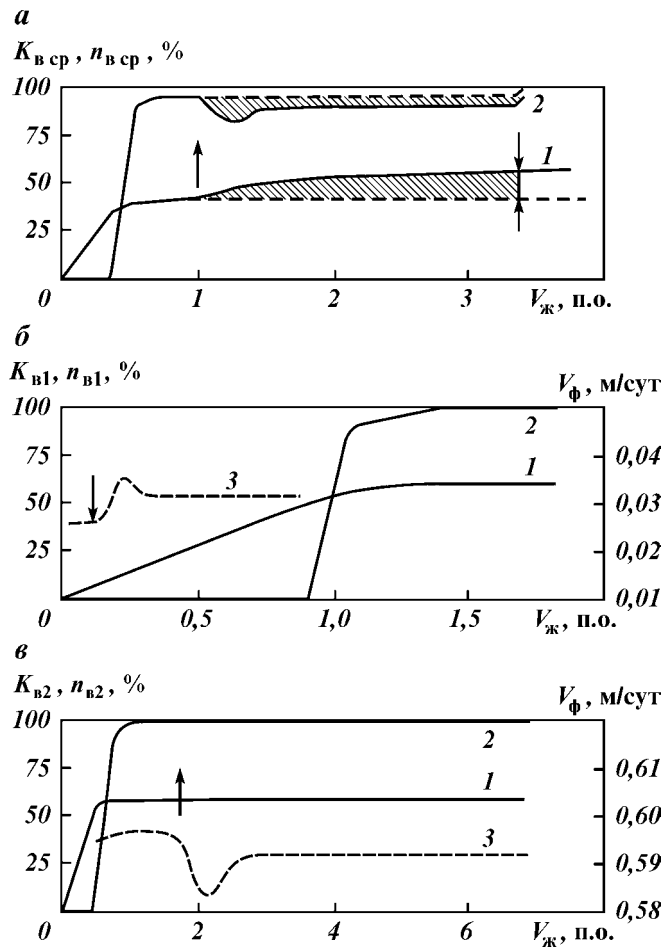


Рис. 8.17. Динамика процесса вытеснения высоковязкой нефти ( $\mu_n = 100,3 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ) из модели послойно-неоднородного пласта с применением ПДС:

*а* – по пласту в целом, *б* – по низкопроницаемому пласту, *в* – по высокопроницаемому пропластку; *1* – средний коэффициент вытеснения ( $\bar{K}_в$ ) в целом по модели и коэффициент вытеснения нефти по пропласткам ( $K_{в1}, K_{в2}$ ); *2* – обводненность вытесняемой жидкости; *3* – скорость фильтрации ( $V_{\phi}$ )

Результаты проведенных исследований представлены в табл. 8.15 и на рис. 8.17. Как следует из представленных данных, при закачивании ПДС в модель пласта с остаточной высоковязкой нефтью остаточный фактор сопротивления соста-

вил 1,49, что несколько меньше, чем для пласта с маловязкой нефтью. Характер изменения кривой фильтрационного сопротивления предопределяет и величину прироста среднего коэффициента вытеснения нефти из неоднородного пласта. После закачки 1,5 порового объема воды после ПДС прирост коэффициента вытеснения для пластов составил 2,4 % против 4,7 % для пласта с маловязкой нефтью в аналогичных условиях. Улучшение процесса вытеснения при этом происходит за счет увеличения охвата пласта воздействием за счет активизации вытеснения нефти из низкопроницаемого пропластка.

Таким образом, применение ПДС в пластах с высоковязкими нефтями при одинаковых технологических параметрах будет менее эффективно, чем при вытеснении маловязких нефтей. По нашему мнению, повышения эффективности вытеснения остаточной высоковязкой нефти можно добиться двумя способами:

изменением технологических параметров ПДС;

модификацией ПДС с помощью химреагентов, усиливающих воздействие ПДС, вследствие увеличения остаточного сопротивления для фильтрации воды в промытых зонах пласта.

#### **ПРОВЕДЕНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ**

Для проведения опытно-промышленных работ на Ильмовском месторождении на первом этапе было выбрано три опытных участка с нагнетательными скв. 1679, 1665 и 1673.

На выбранных опытных участках была проведена уточненная интерпретация данных ГИС с целью оценки неоднородности, проницаемости и толщины продуктивных пластов.

Из опыта разработки известно, что низкопроницаемые коллекторы  $C_{1bb}$  с коэффициентом проницаемости менее  $0,200 - 0,30$  мкм<sup>2</sup>, как правило, не участвуют в разработке. Поэтому все пропластки с проницаемостью менее  $0,300$  мкм<sup>2</sup> (алевролиты) были отнесены к группе низкопроницаемых, не участвующих в разработке, и обозначены в качестве первоочередных объектов воздействия. Пропластки с проницаемостью более  $0,300$  мкм<sup>2</sup> выделены в группу основных. Результаты работ по изучению распространения алевролитов представлены на рис. 8.18. Доля алевролитовых пропластков составляет 49–46 % от перфорированной толщины продуктивного пласта (2,6–2,8 м).

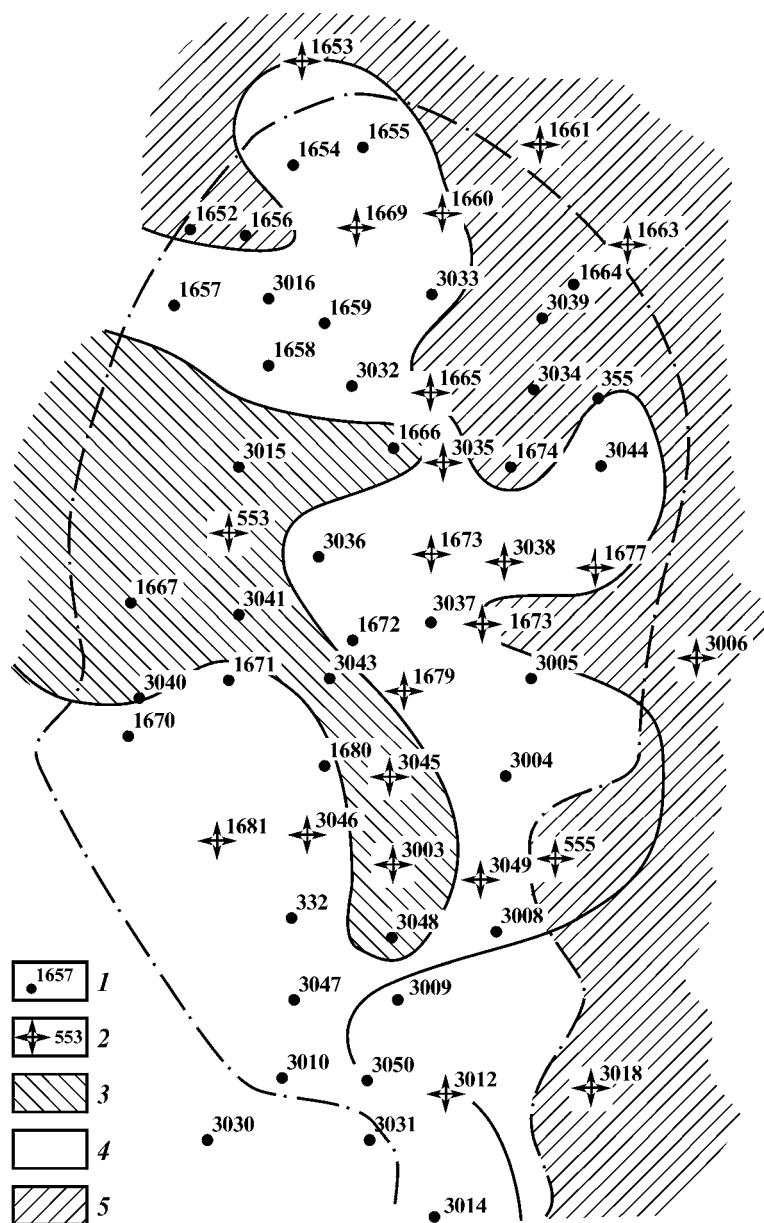


Рис. 8.18. Карта распространения алевролитов в продуктивных пластах бобриковского горизонта Ильмовского месторождения:  
 1 и 2 – добывающие и нагнетательные скважины соответственно; зоны с толщиной пласта: 3 – более 3 м, 4 – от 1,5 до 3 м, 5 – менее 1,5 м

Для обоснования надежности распределения пропластков монолита на группы основных и низкопроницаемых с повышенным содержанием остаточной нефти изучалась зависимость между удельной накопленной добычей нефти и удельной накопленной добычей воды для основного пласта. Результаты этих работ показали, что вода поступает не во все основные пропластки. Так, в микронеоднородных пластах закачиваемая вода продвигается лишь по наиболее проницаемым пропласткам, а среднепроницаемые и низкопроницаемые пропластки остаются неохваченными заводнением. Эта особенность нефтевытеснения сказывается на характере обводнения скважин. Для микронеоднородных пластов небольшой процент воды в добываемой продукции отмечается через 3–5 месяцев эксплуатации – скв. 1678, 1680, а у макронеоднородных – лишь через 20–45 мес. В скв. 3015 первые признаки наличия воды установлены лишь через 43 мес после начала заводнения (табл. 8.16).

Таблица 8.16

**Показатели разработки опытного участка Ильмовского месторождения с нагнетательной скв. 1679 к началу эксперимента**

Реагирующие добывающие скважины	Накопленная добыча нефти, т	Накопленная добыча воды, т	Обводненность продукции, %
–	–	–	–
1672	27,531	8,447	49,3
1678	12,761	5,807	97,3
1680	25,460	7,768	99,2
3004	31,000	4,992	25,3
3037	22,551	20,232	97,3

Продолжение табл. 8.16

Реагирующие добывающие скважины	Толщина перфорированного интервала, м	Толщина, м			Предполагаемый коэффициент охвата пласта разработкой
		основной части пласта	резервной части	резервной части, скоррелированной с нагнетательной	
1679*	6,2	3,4	2,8	2,8	0,55
1672	7,2	4,7	2,5	2,0	0,65
1678	4,4	1,8	2,6	2,1	0,41
1680	5,1	2,6	2,5	2,5	0,51
3004	8,4	4,8	3,6	3,6	0,57
3037	8,0	4,4	3,6	3,6	0,55

\* Нагнетательная скважина.

Проведена также пространственная корреляция пропластков от нагнетательных к добывающим скважинам. Установлено, что в большинстве случаев низкопроницаемые пропластки удовлетворительно выдерживаются на площади опытного участка.

Как известно, «языковые» прорывы закачиваемой воды в микroneоднородных пластах осложняют процесс разработки — остается большой объем неохваченных среднепроницаемых пропластков, которые мы здесь выделили как основные. Об этом свидетельствует и относительно низкая обводненность микroneоднородных пластов.

Результаты комплексного изучения строения и физических свойств пластов, динамики обводнения продукции скважин, а также данные по оценке охвата пластов воздействием закачиваемой воды показали, что условия разработки залежей в бобриковском горизонте соответствуют предварительно выработанным критериям применимости ПДС и МПДС для увеличения нефтеотдачи пластов и ограничения добычи попутной воды.

Подготовка и проведение промыслового эксперимента на Ильмовском месторождении проводились в соответствии с

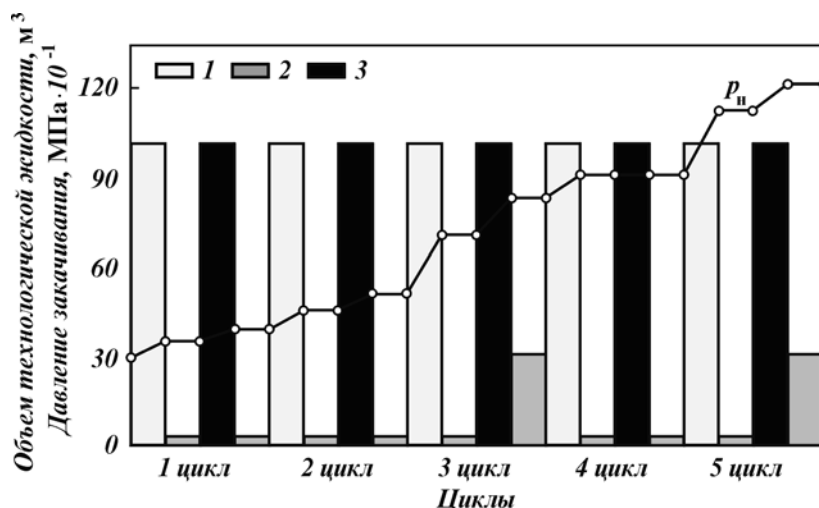


Рис. 8.19. Технологические параметры закачивания модифицированной полимердисперсной системы (МПДС) в нагнетательную скв. 1679: 1 — раствор ПАА; 2 — вода; 3 — глинистая суспензия;  $p_n$  — давление нагнетания

Таблица 8.17

**Технологические параметры закачивания ПДС и МПДС на опытных участках Ильмовского месторождения**

Номер нагнетательной скважины	Количество циклов	Расход реагентов		Общий объем закачки, м <sup>3</sup>	Приемистость нагнетательной скважины, м <sup>3</sup> /сут		Давление нагнетания воды, МПа	
		ПАА, т	Глино порошок, т		перед закачкой	после закачки	перед закачкой	после закачки
1679	3 (1-й этап)	0,3	12	1000	288	240	3	8
	2 (2-й этап)	0,2	8		235	210	8	12
1665	6	0,36	126 м <sup>3</sup> (состав)	1200	360	150	4	10
1673	6	0,36	133 м <sup>3</sup> (состав)	1240	480	160	4	10

требованиями инструкции по применению ПДС и МПДС для увеличения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки.

Обработки первых нагнетательных скважин 1679, 1665, 1673 были выполнены в период с 03.1998 г. по 12.1998 г. В процессе обработок контролировали концентрацию полимера, глины, модифицирующих химреагентов, их объемы, давление закачки. Параметры технологических жидкостей для образования ПДС и МПДС и режимы их закачивания приведены в табл. 8.17.

Обработка нагнетательной скв. 1679 была проведена в марте 1998 г. Перед закачкой реагентов приемистость скважины составила 288 м<sup>3</sup>/сут при давлении нагнетания на устье 3,0 МПа. Всего за пять циклов было закачено 1000 м<sup>3</sup> технологических жидкостей. В качестве буферной жидкости между раствором полимера и глинистой суспензией использовалась пресная вода. Давление нагнетания в процессе закачки плавно возрастало (рис. 8.19), приемистость нагнетательной скважины в конце закачки снизилась до 210 м<sup>3</sup>/сут, а давление закачки выросло до 12,0 МПа. Общий расход ПАА составил 0,5 т, глинопорошка – 20 т.

Приготовление и закачка технологических жидкостей во все остальные водонагнетательные скважины производилась по принятой технологии для скв. 1679.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ

1. Важным результатом промысловых испытаний является подтверждение возможности закачки технологических жидкостей для образования ПДС и МПДС в продуктивные пласты с относительно низкой приемистостью для воды, сложенные песчаниками и слабопроницаемыми алеволитами и насыщенные высоковязкими нефтями, без серьезных осложнений.

2. В процессе последовательной циклической закачки в водонагнетательные скважины водных растворов ПАА и слабоконцентрированной глинистой суспензии происходило неуклонное повышение давления нагнетания (см. рис. 8.18) и после закачки ПДС (МПДС) наблюдалось уменьшение коэффициента приемистости нагнетательных скважин. Эти изменения косвенно свидетельствуют о существенном увеличении фильтрационного сопротивления промытых водой высокопроницаемых пропластков продуктивного пласта.

3. По данным промысловых наблюдений за работой реагирующих скважин установлено, что после закачки ПДС (МПДС) большинство из них среагировало снижением обводненности добываемой жидкости. Так например, в двух добывающих скважинах 1672 и 1678 опытного участка нагнетательной скважины отмечается уменьшение обводненности жидкости и увеличение дебита по нефти (рис. 8.20). На работу этих скважин оказало положительное влияние закачка МПДС в нагнетательную скв. 533. Скв. 1672 расположена между нагнетательными скважинами 1673 и 553, а скв. 1678 находится в зоне развития макронеоднородных пластов, где высока вероятность образования фильтрационных «коридоров», что подтверждается быстрым обводнением скважины до 95 %. После воздействия на пласт закачкой МПДС обводненность продукции скв. 1678 снизилась на 67 % (см. рис. 8.19). В скв. 1672 содержание попутной воды уменьшилось на 8 %, а дебит по нефти вырос на 2,4 т/сут. Наибольшая дополнительная добыча нефти получена по скв. 1678, в разрезе которой продуктивный пласт является макронеоднородным.

На участке нагнетательной скв. 553, в разрезе которой пласт является макронеоднородным, добывающие скв. 1666 и 3036 эксплуатируют пласт с одинаковым типом неоднородности. После закачки ПДС дебит скв. 1666 по нефти через 3 мес после обработки вырос с 2,3 до 7,0 т/сут, а обводненность снизилась с 79 до 55 %, что позволило получить значительное количество дополнительной нефти. Такие же изме-

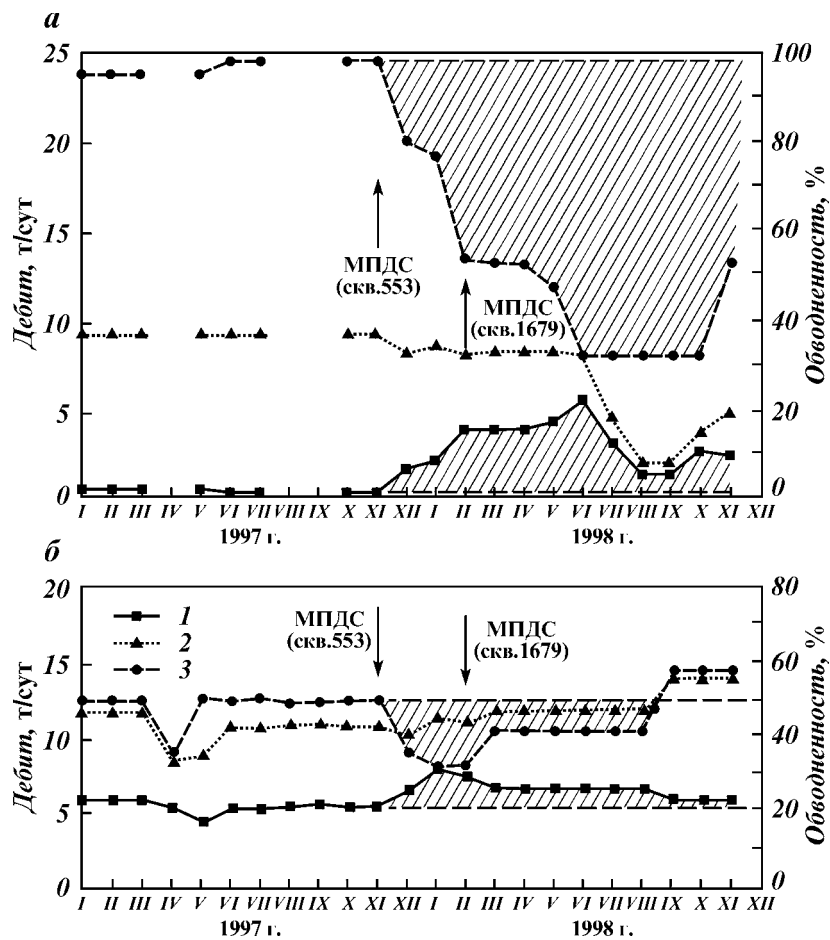


Рис. 8.20. Изменение обводненности добываемой жидкости, дебита по нефти и жидкости скв. 1678 (а) и 1672 (б) после закачки МПДС по годам: 1 – дебит нефти, 2 – дебит жидкости, 3 – обводненность

нения произошли в показателях работы реагирующей скв. 3036.

По участку нагнетательной скв. 553 накопленная дополнительная добыча нефти по данным учета работы скважин составила 434 т. Однако при этом не учитывалось положительное влияние закачки ПДС на показатели скв. 1672 и 1678. Поэтому фактическая эффективность обработки скв. 553 гораздо больше.

Таблица 8.18

**Результаты промысловых экспериментов по оценке эффективности применения ПДС и МПДС для увеличения нефтеотдачи пластов с высоковязкой нефтью Ильмовского месторождения (по состоянию на 01.07.2001 г.)**

Метод ПНП	Горизонт	Номер нагнетательной скважины	Количество добывающих скважин	Дата обработки	Дополнительная добыча нефти, т
МПДС	Бобриковский + радаевский	553	5	24.12.97	9923*
		1665	5	28.12.98	9060*
		1673	2	10.01.99	3109*
		1679	4	20.03.98	3889
		3003	1	05.03.99	0
		3045	2	28.10.00	852
		3046	1	04.11.00	0
МПДС-А	Бобриковский + радаевский	1655	2	10.10.00	1366*
		1681	2	20.10.00	1327*
Всего по МУН			24		29536
* Эффект продолжается.					

Всего на двух опытных участках скв. 553 и 1769 Ильмовского месторождения дополнительно добыто 2459 т нефти, что свидетельствует о высокой эффективности технологии увеличения нефтеотдачи пластов с высоковязкими нефтями с применением ПДС и МПДС. Результаты эффективности применения МУН на основе ПДС и МПДС на скважинах Ильмовского месторождения приведены в табл. 8.18.