

7

ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ УНП НА ОСНОВЕ ПДС И МПДС В УСЛОВИЯХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЕВОНСКОГО ГОРИЗОНТА

7.1. ЗАДАЧИ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ВЫБОР ОПЫТНЫХ УЧАСТКОВ

На основе результатов лабораторных экспериментов в предыдущих разделах было показано, что при закачке в пласт слабоконцентрированных растворов ПАА, глинистой суспензии и различных модифицирующих добавок представляется возможным за счет избирательной фильтрации технологических жидкостей в высокопроницаемые прослои неоднородного пласта существенно ограничить движение воды по промытым пропласткам и зонам. Это, в свою очередь, приводит к перераспределению закачиваемой воды по толщине пласта и подключению в работу относительно низкопроницаемых прослоев, характеризующихся более высокой нефтенасыщенностью. Эти выводы позволили выбрать месторождения и сформулировать содержание основных задач промысловых экспериментов.

С учетом распределения остаточных запасов нефти по месторождениям и нефтедобывающим регионам страны целенаправленные крупномасштабные промысловые эксперименты проводились в условиях залежей, приуроченных к терригенным отложениям девона, терригенным отложениям нижнего карбона, полимиктовым коллекторам месторождений Западной Сибири и карбонатным отложениям карбона и девона.

Задачи промысловых исследований определили исходя из

следующих соображений. В условиях лабораторных экспериментов удастся решить задачи по оценке эффективности технологий увеличения нефтеотдачи пластов лишь частично из-за ограниченной возможности моделирования реальных условий вытеснения нефти водой. Поэтому при проведении промысловых экспериментов ставятся более сложные задачи, связанные с обоснованием оптимальных условий применения испытываемых технологий УНП и оценкой влияния ряда факторов, таких как:

- тип коллектора;
- степень расчлененности продуктивных пластов объекта разработки;
- наличие и степень гидродинамической связи между пропластками неоднородного пласта;
- соотношение коэффициентов проницаемости отдельных пропластков;
- значение и преобладающая форма остаточной нефтенасыщенности пласта;
- степень обводненности продукции отдельных скважин или группы скважин опытного участка;
- приемистость водонагнетательных скважин;
- концентрация глинистых суспензий и водных растворов полимеров;
- объемы закачиваемых оторочек на метр перфорированной толщины пласта, вскрытого водонагнетательной скважиной;
- состав и концентрация модифицирующих химических продуктов, применяемых для увеличения остаточного сопротивления водонасыщенного пласта после закачки ПДС;
- зональная неоднородность пласта и параметры, ее характеризующие;
- технология закачки технологических жидкостей для обр-зования ПДС и МПДС.

Кроме того, в задачу промысловых экспериментов входят отработка технологий и выбор технических средств для организации подготовки и закачки компонентов ПДС и МПДС, оценка приемистости водонагнетательных скважин и изменения профиля приемистости пласта и др.

По результатам лабораторных исследований для изучения в промысловых условиях были предложены следующие технологии УНП на основе использования ПДС и других модифицирующих химических продуктов:

- последовательная закачка слабokonцентрированных водных растворов ПАА и глинистой суспензии (базовая технология ПДС);

модифицированная технология (МПДС) на основе ПДС и алюминия хлорида ($AlCl_3$);

модифицированная технология (МПДС) на основе ПДС и хлористого кальция ($CaCl_2$);

модифицированная технология (МПДС) на основе ПДС и щелочных стоков производства капролактама (ЩСПК);

модифицированная технология (МПДС), основанная на последовательном применении ПДС и водных растворов ПАВ;

модифицированная технология (МПДС), основанная на последовательном применении ПДС и нефтеотмывающих композиций на основе ПАВ и других химических продуктов.

7.2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕКОТОРЫХ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ, ПРИУРОЧЕННЫХ К ДЕВОНСКОМУ ГОРИЗОНТУ

Значительная доля остаточных запасов нефти рассматриваемого района приходится на объекты, приуроченные к девонскому горизонту [51, 57, 59, 135, 229 и др.].

В Татарстане около 94 % балансовых запасов нефти приходится на 15 % месторождений, а в Башкортостане 85 % балансовых запасов нефти содержатся на 11 % месторождениях. Наиболее крупные эксплуатационные объекты в Татарстане приурочены к горизонту D_1 Ромашкинского, Бавлинского, Ново-Елховского, Бондюжского и Первомайского месторождений. В горизонте D_1 содержится 84,5 % извлекаемых запасов нефти республики [51].

В республике Башкортостан на ряде известных месторождений, таких как Туймазинское, Шкаповское, Серафимовское, Сергеевское, Константиновское и другие, около 35 % начальных запасов нефти сосредоточено в пластах девонского горизонта.

Нефтеносными являются отложения девонского горизонта на нефтяных месторождениях Самарской и Оренбургской областей.

Наибольшее количество промысловых экспериментов по применению новых технологий УНП на основе ПДС и МПДС было проведено на девонских залежах месторождений республики Татарстан. В связи с этим приведем краткую геолого-физическую характеристику этих объектов.

Изучению геолого-физических характеристик девонских месторождений Татарстана посвящены труды многих авторов [56, 58, 85, 133, 229 и др.]. Все месторождения по особенностям геологического строения можно разделить на две группы. Первая группа контролируется структурами первого и второго порядков, а вторая приурочена к структурам третьего порядка. К первой группе относятся Ромашкинское, Ново-Елховское, Бавлинское, Бондюжское, Первомайское и Сабанчинское месторождения. Для других месторождений этой группы ловушками являются структуры второго порядка: вали, валлообразные поднятия, террасы.

Ко второй группе относятся все остальные месторождения Татарстана, в основном мелкие, приуроченные к локальным поднятиям различного генезиса и другим тектоническим осложнениям.

Осадочная толща Ромашкинского месторождения общей толщиной до 2000 м сложена отложениями девонской, каменноугольной, пермской и четвертичной систем и является характерной для месторождений платформенного типа. Здесь установлена нефтеносность 22 горизонтов девона и карбона, которые при благоприятном сочетании структурного, литологического и стратиграфического факторов являются перспективными для поисков залежей и добычи нефти.

В терригенной части девона выделено пять нефтеносных пластов D_0 , D_I , D_{II} , D_{III} , и D_{IV} , соответствующих различным стратиграфическим подразделениям.

Геологическое строение и литолого-петрографическое описание пород пашийского D_I и кыновского D_0 горизонтов, являющихся основными эксплуатационными объектами разработки Ромашкинского месторождения, приводится в работах [131, 132, 229]. В литологическом отношении породы-коллекторы представлены переслаиванием песчаных, песчано-алевролитовых пород.

Песчаники обычно мелкозернистые. Преобладают зерна размером 0,1–0,16 мм, равномерно обломочной структуры и серовато-белой окраски. Обломочный материал в песчаниках составляет 80–95 %. Они обладают высокой пористостью до 20–25 %, проницаемость их меняется от 0,2 до 1,5 мкм². Снижение проницаемости наблюдается в прослоях с худшей отсортированностью обломочного материала, т.е. при наличии алевролитовой фракции и в участках наибольшего развития глинистого цемента, состоящего из чешуек гидрослюды, каолинита и кварца. Песчаные пласты не выдержаны в пространстве и в различной степени замещаются слабопрони-

цаемыми породами, в результате чего наблюдаются резкие изменения толщины и прерывистости пласта.

В составе горизонта D_1 Ромашкинского месторождения выделяются восемь продуктивных пластов. Как правило, каждый из выделенных пластов представлен одним, за редким исключением двумя пропластками (рис. 7.1). При этом репер «аргиллит» разделяет отложения горизонта на две различающиеся между собой по характеру строения пачки: верхнепашийскую (пласты «а», «б₁», «б₂», «б₃») и нижнепашийскую (пласты «в», «г₁», «г₂», «г_{3д}»). Однако при изучении особенностей геологического строения и выработки запасов нефти принято включать пласт «в» в верхнюю пачку пластов.

Наибольшую толщину отложения горизонта D_1 имеют в полосе, протягивающейся с юго-запада на северо-восток (Зай-Каратайская-Алькеевская пл.). По обе стороны от нее толщина горизонта сокращается до 24–32 м. В результате слияния различных геологических процессов продуктивные пласты в большей части разреза оказались разобценными друг от друга непроницаемыми глинистыми разделами. На отдельных участках горизонта это привело к слиянию или выклиниванию пластов. Таким образом, ритмичность в осадконакоплении предопределила высокую степень неоднородности горизонтов D_1 и D_0 Ромашкинского месторождения.

Муллинские слои на территории Ромашкинского месторождения обнаруживаются практически повсеместно. В муллинских слоях выделяется песчаный пласт D_{II} и аргиллитовая пачка над ним. Породы пласта D_{II} , как и в других пластах старооскольского горизонта, имеют серую окраску, мелкозернисты и состоят из хорошо отсортированных песчаников. Толщина пласта D_{II} не выдержана и колеблется от 16 до 30 м до полного замещения глинистыми породами. Пласт D_{II} имеет единую гидродинамическую систему с пластом D_I . Отметка водонефтяного контакта (ВНК) колеблется от 1483,5 до 1488,2 м, среднее значение отметки ВНК принято равным 1486 м.

Пласт D_{III} характеризуется невыдержанностью литологического состава пород, особенно на западных площадях Ромашкинского месторождения, где наблюдается ритмичная смена песчано-алевролитовых пород алевролитово-аргиллитовыми, что позволяет выделить в разрезе три пропластка A_{III}^a , A_{III}^b , A_{III}^B . Песчаники пласта D_{III} мелкозернистые, светло-серые, неяснослоистые, что обусловлено неравномерным чередованием алевролитового и глинистого материала.

В целом по Ромашкинскому месторождению пористость

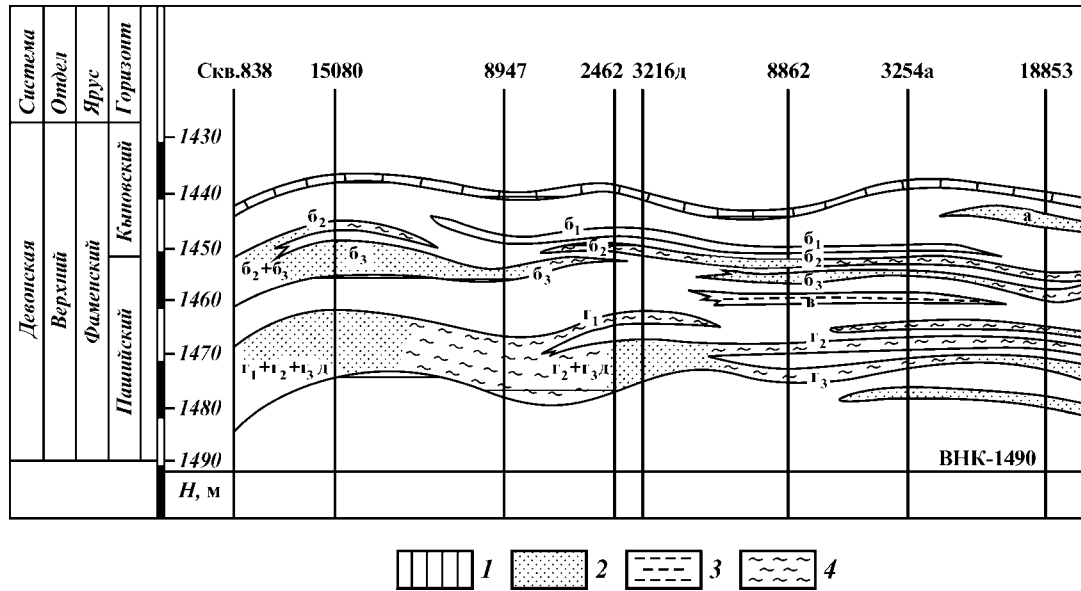


Рис. 7.1. Геологический профиль по отложениям горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения [133]: 1 – верхний известняк (репер), 2 – песчаники, 3 – алевролиты, 4 – глины

пород пласта D_{III} колеблется от 17 до 23,3 %, составляя в среднем 17,4 %, проницаемость от 0,01 до 1,650 мкм², при среднем значении 0,366 мкм².

На ряде площадей Ромашкинского месторождения пласт D_{III} представлен тремя пропластками Δ_{III}^a , Δ_{III}^b , Δ_{III}^B (Альметьевская, Миннибаевская, Южная площади). На отдельных площадях за счет слияния пропластков D_{III}^a и повсеместно распространенного пропластка Δ_{III}^b выделяют два пропластка (Западно-Лениногорская, Сармановская и Восточно-Сулевская площади). Пропласток D_{III}^B имеет самостоятельное значение на юго-западных площадях Ромашкинского месторождения. Наблюдается слияние пропластков Δ_{III}^b и Δ_{III}^B на Альметьевской, Миннибаевской, Южной, Восточно-Сулевской и Азнакаевской площадях. В целом толщина пропластка Δ_{III}^a изменяется от 0,6 до 3 м, Δ_{III}^b — от 3 до 15 м, D_{III}^B — от 0 до 2 м. Наиболее крупные залежи нефти в пластах D_{III} выявлены и впервые введены в эксплуатацию на Абдрахмановской площади.

Пласт D_{IV} чаще всего разделяется глинистыми породами на два пропластка (Δ_{IV}^a и Δ_{IV}^b). Нижний по разрезу пропласток Δ_{IV}^b представлен серыми грубозернистыми плохо отсортированными песчаниками с примесью в подошве пласта, довольно плохой окатанностью зерен, косою слоистостью, верхний пропласток Δ_{IV}^a алевролито-глинистый. Толщина аргиллитовой пачки, покрывающей пласт D_{IV} , изменяется от 2 до 12 м. Наиболее крупные залежи нефти пласта D_{IV} были выявлены и впервые введены в эксплуатацию на Абдрахмановской площади. Залежи нефти пластовые сводовые с высотой от 6 до 12 м.

В целом по Ромашкинскому месторождению извлекаемые запасы нефти пластов D_{II} , D_{III} , D_{IV} по категориям $C_1 + C_2$ и с учетом ресурсов перспективных структур C_3 оцениваются в объеме до 25 % от текущих извлекаемых запасов нефти горизонта D_I .

Среди пород коллекторов терригенного девона по продуктивности выделяют [57, 133, 229] три группы. К первой группе относятся высокопродуктивные породы проницаемостью более 0,1 мкм² и пористостью более 12,5 % (Ромашкинское месторождение) или проницаемостью более 0,2 мкм² и пористостью более 18 % (Ново-Елховское месторождение). С учетом существенного влияния содержания глинистых материалов на процессы вытеснения нефти водой, выделяется вторая группа пород с объемным содержанием глинистых материалов более 2 %. К третьей группе относятся коллекто-

ры с проницаемостью 0,03– 0,1 мкм² и нефтенасыщенностью более 50 % (Ромашкинское месторождение).

Разработка коллекторов второй и третьей групп должна существенно отличаться от разработки коллекторов первой группы с объемным содержанием глинистых материалов менее 2 %.

В табл. 7.1 представлены некоторые геолого-физические характеристики объектов разработки нефтяных залежей девонского возраста, заимствованные из работ [51, 57, 229].

Таким образом, продуктивные пласты нефтяных месторождений, приуроченных к девонскому горизонту, характеризуются сложным геологическим строением, большой неоднородностью по проницаемости, что является одним из основных факторов, определяющих недостаточно высокую эффективность методов заводнения нефтяных залежей. Геолого-физическая неоднородность объектов разработки и высокие темпы добычи нефти из высокопродуктивных коллекторов обусловили быстрое истощение залежей с активными запа-

Таблица 7.1

Геолого-физические характеристики некоторых объектов разработки, приуроченных к девонскому горизонту месторождений Татарстана и Башкортостана

| Месторождение | Объект разработки | Нефтенасыщенная толщина, м | Средние значения коэффициентов | | Начальная нефтенасыщенность, доли ед. |
|----------------|---------------------------------|----------------------------|--------------------------------|---------------------------------|---------------------------------------|
| | | | пористости, % | проницаемости, мкм ² | |
| Ромашкинское | D _I | 8,9 | 0,189 | 0,375 | 0,807 |
| | D ₀ | 3,2 | 0,184 | 0,300 | 0,800 |
| | D _{II} | 2,89 | 0,200 | 0,146 | 0,714 |
| | D _{III} | 4,74 | 0,165 | 0,261 | 0,615 |
| | D _{IV} | 2,89 | 0,189 | 0,490 | 0,708 |
| Бавлинское | D _I | 6,4 | 0,195 | 0,473 | 0,778 |
| Ново-Елховское | D _I + D ₀ | 6,5 | 0,203 | 0,420 | 0,860 |
| Туймазинское | D _I | 5,8 | 0,220 | 0,480 | 0,890 |
| | D _{II} | 9,5 | 0,220 | 0,910 | 0,900 |
| Шкаповское | D _I | 5,4 | 0,180 | 0,430 | 0,740 |
| | D _{IV} | 5,9 | 0,180 | 0,340 | 0,850 |
| Серафимовское | D ₀ + D _I | 5,8 | 0,190 | 0,340 | 0,870 |
| | D _{II} | 6,6 | 0,190 | 0,500 | 0,890 |
| | D _{IV} | 2,9 | 0,170 | 0,310 | 0,880 |
| Раевское | D _I | 7,7 | 0,200 | 0,350 | 0,900 |

сами и рост доли трудноизвлекаемых запасов на месторождениях Татарстана с 32,8 % в начале разработки до текущих 79,3 %. Этим и обуславливается необходимость создания более совершенных методов воздействия на залежи с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

7.3. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДЕВОНА И НЕФТЕОТДАЧА ПЛАСТОВ

Одним из определяющих условий в формировании конечной нефтеотдачи пластов и эффективного применения технологий УНП являются коллекторские свойства пород. По условиям фильтрации и аккумуляции нефти часть коллекторов месторождений Татарстана относятся к простым (поровым) и сложным (трещинно-поровым и порово-трещинным) [7]. Эти признаки и предопределяют неравномерность фильтрации воды и нефти в коллекторе, что подтверждается многочисленными промысловыми исследованиями [85]. Размеры пор и трещин в коллекторах изменяются в диапазоне от 0,001 до 0,1 – 2 мм, что указывает на возможность применения технологических жидкостей с различными физико-химическими свойствами, в том числе содержащих твердые дисперсные частицы горных пород [230].

Наряду с физическими свойствами пород (гранулометрический состав, пористость, проницаемость, удельная поверхность, химический состав, карбонатность, содержание глин), для решения задач рациональной разработки и эксплуатации месторождений важное значение имеют физико-химические свойства насыщающих пласт нефти, воды и газа, которые определяют условия вытеснения нефти водой и конечную нефтеотдачу пласта. Кроме того, от состава и свойств пластовых флюидов зависит выбор технологических жидкостей для воздействия на пласт.

Как известно, пористая среда представляет собой систему трубок или каналов, размеры которых изменяются от 0,03 до 1,0 мкм², что определяет высокую неоднородность условий фильтрации жидкостей. Нефть сначала вытесняется из более крупных пор, оставаясь неподвижной в микроканалах, т.е. микрон неоднородность и сложный характер строения пласта по коллекторским свойствам являются причиной прорыва вод или газов и неполной выработки пласта.

Высокая вязкость нефти по сравнению с вязкостью воды также является одной из главных причин уменьшения конеч-

ной нефтеотдачи. Исследования показывают, что с ростом вязкости нефти более сильно проявляются различия неоднородностей коллекторских свойств в процессе вытеснения нефти водой.

Как было показано в предыдущих разделах, существенно влияют на процесс вытеснения нефти водой зональная и послойная неоднородность, их расчлененность, песчанистость, толщина, условия залегания пластов. Обобщающим фактором, позволяющим объединить влияние многочисленных геолого-физических характеристик залежи на процесс разработки, является структура запасов нефти.

Анализ состояния разработки отдельных пластов Ромашкинского месторождения на третьей стадии разработки показал, что при эксплуатации единым фондом скважин горизонта D_1 происходит более интенсивная выработка запасов нефти пластов площадного развития, т.е. преимущественно «г» и «д» [229]. В то же время для достижения высокого коэффициента конечной нефтеотдачи требуется длительная эксплуатация скважин, сопровождаемая добычей значительных объемов попутной воды. Объединение практически всех продуктивных пластов горизонта D_1 в один объект разработки привело к существенному усилению отрицательного влияния неоднородности пластов на конечную выработку запасов нефти, на темпы отборов, усложнило процессы разбуривания, организации системы поддержания давления и регулирования процессов разработки. Совместная эксплуатация послойно-неоднородных пластов одной сеткой скважин приводит к опережающему обводнению высокопроницаемых пластов и пропластков, ухудшению равномерной выработки запасов нефти.

Основные причины опережающего вытеснения нефти и обводнения отдельных пропластков послойно-неоднородных пластов следующие:

высокая слоистая неоднородность продуктивного пласта по проницаемости;

совместная эксплуатация высокопроницаемых монолитных песчаников и низкопроницаемых тонкослоистых прослоев, разделенных прерывисто или непрерывисто непроницаемыми прослоями пород;

частичное или полное отключение отдельных нефтенасыщенных прослоев из процесса выработки под влиянием технологических факторов;

опережающее продвижение воды по интервалам пласта с низкой начальной нефтенасыщенностью в зоне ВНК.

Исходя из приведенных факторов, следует считать, что в процессе заводнения многопластовых нефтяных месторождений, включающих в себя и низкопроницаемые коллекторы, происходит частичное или полное «отключение» из разработки в первую очередь малопроницаемых прослоев. Об отключении некоторых прослоев из разработки свидетельствуют многочисленные результаты по снятию профилей приемистости в водонагнетательных скважинах. Подтверждением этого является и устойчивый рост в ряде случаев содержания нефти при самоизливе водонагнетательных скважин, в которые ранее были закачаны сотни тысяч кубических метров воды [57, 229 и др.].

В процессе вытеснения нефти из продуктивных коллекторов происходит прорыв воды от нагнетательных к добывающим скважинам по главным линиям тока, наиболее проницаемым пропласткам, участкам. Неполному охвату пласта воздействием закачиваемой воды способствует различие соотношений подвижностей нефти и воды, послойная и объемная неоднородность пород коллектора.

В результате часть нефти остается в виде целиков вблизи нейтральных линий тока. Происходит быстрое обводнение добываемой жидкости и снижение охвата пласта дренированием. Увеличение охвата пласта воздействием может быть достигнуто путем снижения проницаемости водопроводящих каналов пласта и создания слабодренируемых барьеров на путях фильтрации воды между нагнетательными и добывающими скважинами.

Остаточные запасы нефти на объектах, приуроченных к девонскому горизонту, по степени значимости сосредоточены [58, 114, 138]:

- в водонефтяных зонах;
- в маломощных низкопроницаемых пропластках;
- в линзах, тупиковых и застойных зонах;
- в кровельной части продуктивных пластов.

При разработке залежей нефти в неоднородных пластах с применением традиционных технологий разработки, указанные в приведенном перечне запасы вырабатываются низкими темпами. Конечная нефтеотдача при этом не превышает 0,2—0,3. Малопродуктивные пласты с небольшой толщиной отличаются сложным строением, значительной прерывистостью площадного распространения и расчлененностью по разрезу. Для большинства таких коллекторов характерно многолинзовое и полосообразное распространение с причудливыми формами контуров.

На месторождениях Татарстана определенная доля запасов нефти в этой группе коллекторов сосредоточена и в пластах «г» и «д» нижнепашийской пачки. Литолого-петрографическая особенность этой группы коллекторов отчетливо проявилась как на первых этапах разработки месторождения, так и позднее в условиях эксплуатации многопластовых залежей единой сеткой скважин [57, 229].

На Ромашкинском месторождении в ВНЗ содержится 18 % начальных извлекаемых запасов нефти. Из-за высокой расчлененности продуктивных пластов строение водонефтяных зон залежей на Ромашкинском, Ново-Елховском, Бондюжском и Первомайском месторождениях имеет сложный характер.

По условиям залегания продуктивных пластов на Ромашкинском месторождении выделяют [3, 4] четыре типа водонефтяных зон:

в виде локальных участков различной формы внутри чисто нефтяной зоны залежи;

окаймляющие нефтяную залежь в виде узких полос шириной до 1,5 км;

площадное развитие в виде широких полос и полей;

с хорошей гидродинамической связью с вышележащими высокопродуктивными пластами.

Основные запасы нефти приурочены к ВНЗ третьего (около 50 %) и первого типов (25 %). Остальные распространены равномерно между вторым и четвертым типами.

Анализ динамики разработки Ромашкинского месторождения за 50 лет, выполненный в работах [4, 30, 51, 56, 57, 85, 133, 134, 229 и др.], показал, что высокая неоднородность коллекторских характеристик пород, ухудшение свойств пластовых жидкостей и сложность геологического строения залежей способствовали в процессе разработки с применением заводнения переводу значительной доли запасов нефти в категорию трудноизвлекаемых запасов (с 33 % до 79,9 %) (табл. 7.2).

Темпы разработки залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами в 2–3 раза ниже, чем для пластов с активными запасами нефти, приуроченных к продуктивным пластам с лучшими коллекторскими свойствами.

Основные методы воздействия на продуктивные пласты, приводящие к увеличению текущей и конечной нефтеотдачи, базируются на искусственном заводнении коллекторов и осуществляются путем реализации различных способов: площадного, законтурного, внутриконтурного. Поддержание пла-

Таблица 7.2

Структура и освоенность запасов углеводородного сырья Татарстана на 01.01.1997 г. [51]

| Структура запасов углеводородного сырья | Начальные извлекаемые запасы, % | Остаточные извлекаемые запасы, % | Накопленный отбор нефти, % | Освоение начальных извлекаемых запасов, % |
|---|---------------------------------|----------------------------------|----------------------------|---|
| 1. Терригенные отложения: | | | | |
| с глинистостью более 2 % (по массе) | 6,7 | 7,4 | 6,5 | 74,6 |
| с вязкостью нефти >30 мПа·с | 6,5 | 14,5 | 4,1 | 48,7 |
| алевролиты | 6,3 | 13,2 | 4,2 | 51,5 |
| 2. Карбонатные коллекторы | 8,7 | 32,1 | 1,7 | 15,1 |
| 3. Водонефтяные зоны | 5,4 | 12,5 | 3,3 | 47,0 |
| 4. Трудноизвлекаемые запасы | 33,6 | 79,6 | 19,8 | 45,7 |
| 5. Активные запасы | 66,4 | 20,4 | 80,2 | 92,9 |
| Всего | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 77,0 |

стового давления совместно-раздельной закачкой воды при дифференцированном давлении нагнетания используется для интенсификации разработки месторождения в начальных стадиях и как метод вторичного воздействия после извлечения значительных запасов нефти. В условиях послойной и зональной неоднородности пластов одним из путей интенсификации добычи нефти является избирательное заводнение, позволяющее наиболее рационально использовать энергию закачиваемой воды и более полно учитывать характер неоднородности строения объекта разработки. Основная особенность указанного метода состоит в том, что в качестве нагнетательных используются скважины с лучшими продуктивными характеристиками и хорошей гидродинамической связью с окружающими скважинами. Широкие промышленные испытания и внедрение избирательного заводнения показали его достаточную эффективность, наряду с интенсификацией добычи нефти, что способствовало увеличению нефтеотдачи пластов [30, 138, 180, 207 и др.].

Очаговое заводнение основано на поддержании пластового давления, которое осуществляется на отдельных участках нефтяного месторождения путем нагнетания воды в скважины, переведенные из добывающего фонда или дополнительно

пробуренные для этой цели. Очаговое воздействие позволяет целенаправленно изменять направление потоков и увеличивать перепады давления между линиями нагнетания и отбора жидкостей с целью обеспечения более полного вытеснения нефти из менее проницаемых зон пласта. Результаты промышленных испытаний очагового заводнения с одновременным повышением давления нагнетания на Ромашкинском и Ново-Елховском месторождениях Татарстана показали, что в условиях зональной и послойной неоднородности, а также прерывистости продуктивных пластов, оно позволяет значительно увеличить коэффициент нефтеотдачи за счет увеличения охвата пласта воздействием. Таким образом, очаговое заводнение является эффективным средством вовлечения в активную разработку относительно малопродуктивных коллекторов [180, 207].

Достаточно эффективными способами совершенствования заводнения неоднородных пластов являются повышение давления нагнетания воды, изменение направления фильтрационных потоков, циклическое воздействие на пласт, форсированный отбор жидкостей и др.

Перечисленные способы регулирования процесса разработки широко применяются на нефтяных месторождениях Татарстана, Башкортостана, Самарской области, Западной Сибири и других регионов страны.

Результаты поддержания повышенных давлений на линии нагнетания воды, близких к горным, на Бавлинском месторождении, Абдрахмановской и других площадях Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений показали, что с увеличением депрессии на пласт происходит увеличение работающей толщины и коэффициента гидропроводности пласта [85, 180 и др.].

Среднее увеличение работающей толщины пласта при росте давления нагнетания с 11 до 15 МПа составило 22,1 % [85]. Перевод на повышенное давление нагнетания воды позволил довести суммарный прирост добычи нефти по Ромашкинскому месторождению на начало 1980 г. до $160 \cdot 10^6$ т. При этом выявлены следующие особенности применения этого метода:

повышение давления нагнетания до 0,8–0,9 от горного давления (23–25 МПа) позволяет вовлечь в работу менее продуктивные пропластки, но пласты с проницаемостью менее $0,3 \text{ мкм}^2$ (на Ромашкинском месторождении) при этом не включаются в активную разработку;

при повышении давления нагнетания выше горного коэф-

коэффициент охвата по толщине пласта увеличивается незначительно и остается на постоянном уровне при более интенсивном обводнении добываемой продукции;

с увеличением толщины заводняемого пласта наблюдается некоторое уменьшение коэффициента охвата воздействием водой при повышении давления нагнетания за счет роста приемистости интервалов с лучшими коллекторскими свойствами;

ограничивающим фактором повышения давления является гидроразрыв пласта, приводящий к образованию трещин и ухудшению условий для вытеснения нефти закачиваемой водой.

Таким образом, анализ литературных данных показывает, что проблема увеличения охвата неоднородных пластов заводнением полностью не может быть решена, даже с применением повышенных давлений на линии нагнетания воды. Она не решается и при таких методах регулирования заводнением, как изменение направления потоков и циклическое, избирательное, очаговое заводнение, хотя применение их приводит к некоторому увеличению отборов нефти на второй и третьей стадиях разработки нефтяных месторождений. На Ромашкинском и Самотлорском месторождениях широко-масштабное внедрение этих методов позволило в 1974—1978 гг. получить до 2520 т нефти на скважину, а после обводнения продукции выше 70—80 % они дают незначительные приросты добычи нефти.

Важным фактором, способствующим увеличению охвата неоднородных пластов заводнением, является выбор оптимальной сетки скважин и порядок их разбуривания. В нашей стране принято двухстадийное разбуривание: первоначально залежи разбуриваются редкой сеткой скважин с последующим избирательным уплотнением с целью повышения охвата неоднородных пластов заводнением, увеличения конечной нефтеотдачи и стабилизации добычи нефти [207]. Эффективность уплотнения сетки скважин зависит от степени расчлененности объектов разработки, коллекторских характеристик совместно эксплуатируемых пластов и стадии разработки месторождения. Влияние стадии разработки на эффективность наглядно иллюстрируется примером по Ромашкинскому месторождению: в начальный период внедрения метода (1962—1972 гг.) среднегодовая добыча нефти на одну дополнительную скважину росла, а в последующие годы (1973—1979 гг.) наблюдалось ее снижение [207]. В 1988 г. добыча снизилась по сравнению с 1979 г. с 2,0—11,2 тыс. т (по группам) до 1,1—

6,6 тыс. т в год на одну скважину. Бурение дополнительных скважин на поздней стадии разработки месторождений сопровождается отрицательными последствиями не только из-за уменьшения запасов и добычи нефти на одну пробуренную скважину, но и в связи с быстрым продвижением контуров нефтеносности и сокращением периода эксплуатации скважин по сравнению со сроками их физического износа. Как и при всех методах заводнения, основанных на гидродинамическом воздействии, не исключается опережающее обводнение пласта по высокопроницаемым пропласткам и оставление неизвлеченных запасов нефти в малопроницаемых пластах или в отдельных прослоях коллектора с высокой проницаемостью.

В отличие от Ромашкинского и других месторождений, где в основном принята пятирядная линейная система заводнения, на Акташской площади Ново-Елховского месторождения внедрена избирательная система заводнения, учитывающая особенности геологического строения эксплуатационного объекта, характеризующегося высокой зональной неоднородностью и прерывистостью продуктивных пластов [48, 31 и др.].

Однако внедрение избирательной системы заводнения, как показано в работе [85], не решает всех задач, связанных с преждевременным обводнением высокопродуктивных пластов и обеспечением наиболее полного охвата залежей воздействием.

Исследованиями эффективности разработки продуктивных площадей Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений установлено, что на современном этапе существующая система заводнения является низкоэффективной в связи с неоднородностью продуктивных пластов по коллекторским свойствам.

Применение гидродинамических методов увеличения охвата пластов воздействием ограничивается рядом факторов, приведенных в табл. 7.3.

Таким образом, для всех методов заводнения характерна высокая обводненность добываемой продукции на поздней стадии, при которой эксплуатация скважин становится нерентабельной, несмотря на наличие значительных объемов остаточной нефти. Эта закономерность характерна для всех методов заводнения, что обусловлено изменением фильтрационного сопротивления каналов движения воды по мере заводнения продуктивного пласта. После прорыва воды по высокопроницаемым пластам происходит перераспределение

Условия применения гидродинамических методов регулирования процессов заводнения неоднородных продуктивных пластов

| Наименование метода | Принцип действия метода на увеличение охвата заводнением | Условие надежного применения метода по обводненности продукции, % | Недостатки метода |
|--|--|---|--|
| Повышение давления нагнетания | Увеличение градиента давления | до 75– 85 | Ограниченная возможная мощность для пластов |
| Изменение направления потоков | Повышение охвата дренированием | до 75– 80 | Использование метода только на участках месторождения (неоднородность) |
| Циклическая закачка и отбор | Изменение градиента пластового давления | 70– 80 | Низкая эффективность в неоднородных пластах на поздних стадиях работы |
| Форсирование отбора жидкостей из пласта | Увеличение градиента давления | 75– 80 | Ограниченность применения |
| Выделение пластов в отдельный объект эксплуатации по коллекторским свойствам | Уменьшение влияния неоднородности пластов | Не ограничены | Применение метода только на коллекторски неоднородных пластах |
| Уплотнение сетки скважин | Увеличение градиента давления, перенос фронта вытеснения, интенсификация отбора жидкости из пласта и др. | Не более 80– 90 | Высокая стоимость работы, замедление движения фронта вытеснения, ведущее к сокращению периода эксплуатации скважин |

потоков закачиваемой воды. Массы воды в этих условиях фильтруются по трубкам тока с наиболее низким фильтрационным сопротивлением, основная часть энергии сосредотачивается в промытых зонах, что приводит к снижению давления в смежных нефтенасыщенных пропластках.

Энергия закачиваемой воды в этих условиях в основном затрачивается на перекачивание жидкости через пласт, и ее становится недостаточно для дальнейшей разработки малопроницаемых участков пласта. Для создания достаточного перепада давления в таких пластах приходится неуклонно наращивать закачку воды, что приводит к резкому увеличению добычи попутной воды (табл. 7.4 и 7.5). Увеличение установленных мощностей для повышения давления нагнетания воды становится невыгодным. Извлечение остаточной нефти на поздней стадии разработки залежей требует применения прогрессивных технологий.

Одним из перспективных направлений решения этой задачи является ограничение движения вод по обводненным

Таблица 7.4

Показатели текущей нефтеотдачи пластов и суммарного водонефтяного фактора (ВНФ) до и после достижения 90%-ной обводненности добываемой жидкости для некоторых девонских месторождений

| Месторождение, горизонт | Показатели достижения 90%-ной обводненности добываемой жидкости | | Прирост показателей после 90%-ной обводненности на 01.01.94 г. | | Прирост показателей с 01.01.94 г. до конца разработки | |
|--|---|----------------------------------|--|----------------------------------|---|----------------------------------|
| | Текущая нефтеотдача, % | Суммарный ВНФ, м ³ /т | Текущая нефтеотдача, % | Суммарный ВНФ, м ³ /т | Текущая нефтеотдача, % | Суммарный ВНФ, м ³ /т |
| Бавлинское, Д _I (основная залежь) | 54,6 | 0,55 | 3,0 | 18,0 | 2,1 | 26,6 |
| Бондюжское, Д _I | 52,6 | 1,42 | 3,5 | 8,9 | 3,0 | 16,2 |
| Туймазинское, Д _I + Д _{II} | 49,9 | 1,07 | 5,1 | 20,2 | 3,6 | 55,0 |
| Шкаповское, Д _I | 48,5 | 1,36 | 4,8 | 17,2 | 2,1 | 31,9 |
| Шкаповское, Д _{IV} | 51,0 | 0,84 | 3,8 | 18,0 | 3,2 | 32,3 |
| Серафимовское, Д _I | 54,8 | 1,30 | 2,9 | 13,5 | 1,5 | 25,4 |
| Серафимовское, Д _{IV} | 54,2 | 1,2 | 4,6 | 16,8 | 0,6 | 21,7 |
| Константиновское, Д _{IV} | 57,5 | 0,66 | 3,6 | 6,0 | 2,6 | 9,1 |

Таблица 7.5

Объемы нагнетания воды в продуктивные пласты до и после достижения 90%-ной обводненности добываемой жидкости [51]

| Месторождение, горизонт | Показатели процесса заводнения | | | |
|--|--|---|---|---|
| | до достижения 90%-ной обводненности жидкости | | после достижения 90%-ной обводненности продукции | |
| | Накопленный объем воды, млн. м ³ | Закачано воды на одну тонну добытой нефти, м ³ | Накопленный объем закачки воды, млн. м ³ | Закачано воды на одну тонну добытой нефти, м ³ |
| Бавлинское, Д _I (основная залежь) | 139,5 | 2,28 | 67,9 | 20,0 |
| Бондюжское, Д _I | 163,1 | 3,02 | 36,2 | 9,9 |
| Шкаповское, Д _I | 208,9 | 3,40 | 188,3 | 21,9 |
| Шкаповское, Д _{IV} | 164,3 | 3,20 | 61,0 | 16,0 |
| Серафимовско-Леонидовское, Д _I + Д ₀ | 89,9 | 1,98 | 31,7 | 15,8 |
| Константиновское, Д _{II} | 26,4 | 2,40 | 17,8 | 18,7 |
| Константиновское, Д _I | 5,5 | 1,94 | 3,2 | 8,36 |
| Туймазинское, Д _I + Д _{II} | 670,4 | 1,90 | 599,9 | 14,7 |

зонам нефтеводонасыщенного коллектора с целью повышения эффективности использования энергии пластовых и закачиваемых вод для вытеснения остаточной нефти из низкопроницаемых объемов продуктивных пластов.

7.4. ВЫБОР ОБЪЕКТОВ И ОПЫТНЫХ УЧАСТКОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

Технологии увеличения конечной нефтеотдачи пластов на основе ПДС и МПДС исследовались и внедрялись в широких масштабах на девонских месторождениях Татарстана с 1981 г. К началу 1994 г. было обработано 360 участков, в результате чего добыто дополнительно 703,87 тыс. т нефти. Среднее значение прироста дебита нефти на один опытный участок за счет улучшения выработки пластов составило 1960 т.

Применение ПДС для увеличения нефтеотдачи пластов

оказалось высокоэффективным мероприятием, что обусловило широкомасштабное ее внедрение. За 1981—1999 гг. количество опытных участков уже составило 796, объем дополнительно добытой нефти по месторождениям Татарстана превысил 1,8 млн. т (рис. 7.2). По отдельным опытным участкам объем дополнительно добытой нефти достигал 35 тыс. т при продолжительности эффекта до 8 лет. При этом произошло существенное сокращение добычи попутной воды и соответствующее уменьшение ее закачки для поддержания пластового давления.

За последние годы в НИИнефтепромхим и НПФ «Иджат ЛТД» с участием автора на основе базовой ПДС разработан и запатентован [156—159 и др.] ряд технологий увеличения нефтеотдачи пластов с применением модифицирующих химических продуктов, получивших общее название МПДС (модифицированные полимердисперсные системы) (табл. 7.6).

При разработке технологий УНП с применением МПДС было учтено разнообразие физико-геологических и технологических условий разработки залежей. Применение модифицированных полимердисперсных систем позволяет образовывать в обводненных пропластках полимерминеральные комплексы, снижающие степень влияния неоднородности пласта на процессы извлечения остаточной нефти. В результате этого происходит перераспределение фильтрационных потоков и увеличение охвата пласта воздействием закачиваемой водой.

Среди представленных в табл. 7.6 технологий УНП имеются методы, предназначенные для пластов с различной проницаемостью при закачке воды. Модифицированные ПДС с регулируемыми свойствами могут быть использованы в различных горно-геологических условиях эксплуатации продуктивных пластов с большим разнообразием физико-химических свойств насыщающих жидкостей, в том числе в пластах с высоковязкими нефтями как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах.

Анализ результатов внедрения ПДС и МПДС за первые 10 лет показал, что наиболее эффективными оказались обработки, выполненные с полным соблюдением основных требований к технологическим процессам и к объектам применения. При этом важное значение имеет обеспечение выполнения полного комплекса промысловых исследований до и после закачки технологических жидкостей.

Применение технологий МУН на основе ПДС и МПДС, как и других способов увеличения нефтеотдачи пластов, требует немалых материальных затрат и выполнения на скважи-

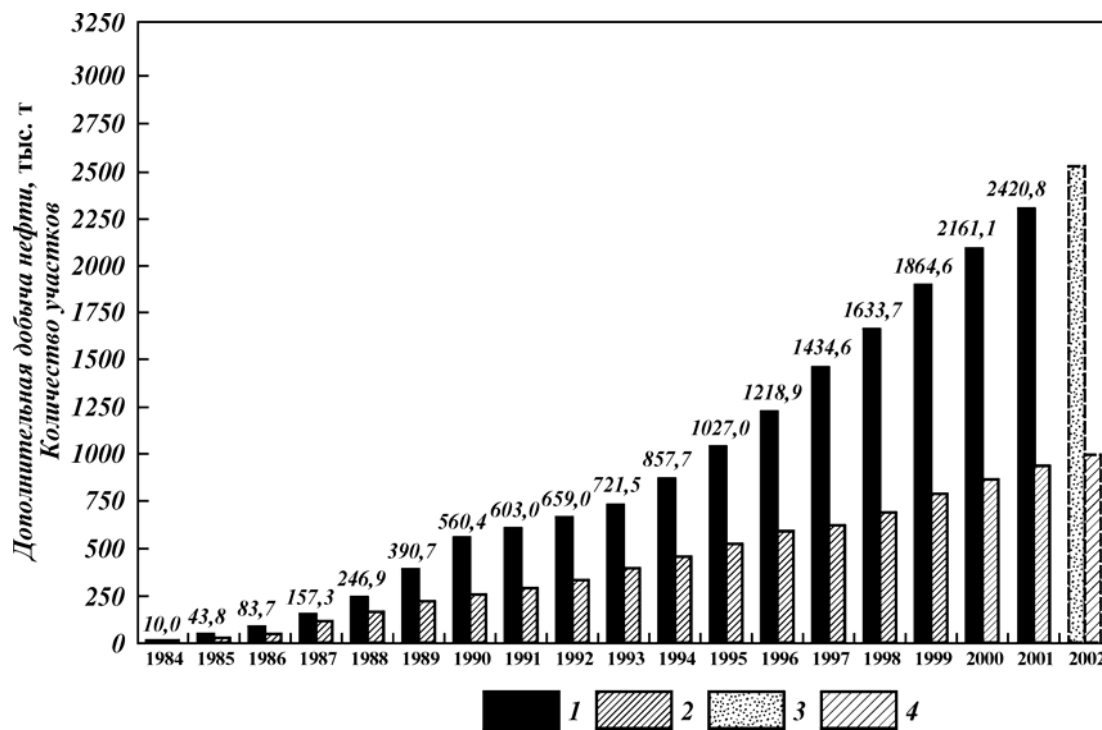


Рис. 7.2. Динамика дополнительно добытой нефти за счет применения ПДС и МПДС на месторождениях Татарстана. 1 – дополнительная добыча нефти (сверху указаны значения накопленной добычи за счет применения ПДС и МПДС), 2 – количество участков (накопленных обработок), 3, 4 – соответствующие прогнозные значения

Таблица 7.6

Технологии увеличения нефтеотдачи пластов с применением ПДС и других химреагентов

| Наименование технологии | Геолого-физические условия применения |
|--|---|
| Способ разработки неоднородных пластов с применением ПДС | В терригенных и карбонатных отложениях с приемистостью водонагнетательных скважин 300–600 м ³ /сут при 10 МПа |
| Способ разработки неоднородных пластов с применением ПДС со стабилизирующими добавками | 1. В терригенных и карбонатных отложениях с приемистостью более 600 м ³ /сут. 2. Для ограничения притока высоконапорных закачиваемых вод в добывающих скважинах |
| Способ разработки обводненных месторождений с применением ГОК и ПДС | В терригенных отложениях с приемистостью скважин 300–600 м ³ /сут при 10 МПа; в пластах, представленных алевролитами |
| Способ разработки обводненных месторождений с применением ПДС с регулируемыми свойствами | В терригенных и карбонатных отложениях с низкой приемистостью пласта (менее 300 м ³ /сут) |
| Способ разработки неоднородных пластов с применением ПДС с ПАВ | В терригенных отложениях с приемистостью 300–600 м ³ /сут при 10 МПа |
| Способ разработки неоднородных пластов с применением ПДС с CaCl ₂ | В терригенных отложениях с приемистостью более 250 м ³ /сут при 10 МПа, в пластах с опресненными водами |
| Способ разработки неоднородного нефтяного пласта с применением ПДС и Na ₂ CO ₃ | В терригенных и карбонатных отложениях с приемистостью пласта более 200 м ³ /сут |
| Способ разработки неоднородных пластов с применением ПДС с СТА | В терригенных отложениях с приемистостью более 250 м ³ /сут при 10 МПа |

нах весьма трудоемких и дорогостоящих технологических операций. В связи с этим выбор первоочередных опытных участков, а также месторождений для крупномасштабного использования ПДС и МПДС должен производиться по результатам тщательного анализа геологического строения и физических свойств продуктивных пластов, состояния и особенностей выработки запасов нефти, наличия или отсутствия гидродинамической связи между скважинами и пластами (пропластками). Если выбор опытных участков производится без тщательного анализа, то при сложном строении продуктивного пласта весьма велика вероятность получения неудов-

летворительных результатов от применения технологии и высока степень риска неоправданных затрат на промысловые эксперименты.

Исходя из общих представлений о механизме увеличения нефтеотдачи пластов при закачке в неоднородные пласты технологических жидкостей для образования в промытых водой зонах пласта ПДС (МПДС), а также из общих принципов выполнения работ по анализу разработки нефтяных залежей, гидродинамики нефтегазовых пластов и геолого-физического строения коллекторов, были использованы все возможности для обеспечения единообразия в объеме работ и последовательности их выполнения при выборе опытных участков и объектов широкого применения для закачки ПДС и МПДС. Следует еще раз подчеркнуть, что многопластовость, сложность построения основных продуктивных пластов, изменчивость коллекторских свойств пород, неравномерная обводненность пластов, относительно низкий охват воздействием при обычном заводнении характеризуют месторождения, приуроченные к девонскому горизонту, как перспективные объекты для применения рассматриваемых в настоящей книге МУН на основе ПДС и МПДС.

Механизм увеличения коэффициента нефтеотдачи при использовании ПДС и МПДС, за исключением нескольких вариантов, основан на увеличении охвата пласта воздействием закачиваемой воды путем увеличения фильтрационного сопротивления обводненных промытых зон пласта. В результате этого достигается возможность регулирования движения воды по высокопроницаемым пластам с целью ограничения фильтрации.

Требования к скважинам и опытным участкам, выбранным для закачки технологических жидкостей, можно сформулировать, исходя из геолого-физических, технологических и технических соображений, учитывающих процессы образования ПДС и МПДС и механизм увеличения охвата пласта воздействием, а также из состояния и особенностей выработки неоднородного пласта при заводнении и технического состояния водонагнетательных скважин.

С учетом предполагаемого механизма увеличения нефтеотдачи объектами применения технологий УНП на основе ПДС и МПДС могут быть прежде всего послойно-неоднородные коллекторы, коэффициенты проницаемости отдельных прослоев которых различаются в несколько раз, разрабатываемые как единый объект. Малопроницаемые пласты (прослои) должны характеризоваться более высокой те-

кущей нефтенасыщенностью, чем высокопроницаемые интервалы пласта. Отдельные пропластки должны прослеживаться хотя бы до ближайших добывающих скважин и иметь достаточно активную гидродинамическую связь с водонагнетательными скважинами.

Следует иметь в виду, что если малопроницаемый пласт (пропласток) выклинивается или замещается непроницаемыми породами, не достигая ближайших добывающих скважин, и не имеет литологических окон на границе с высокопроницаемым пластом, то получение положительного эффекта от применения технологии маловероятно. То же самое может произойти и при высокой водонасыщенности пород малопродуктивного пласта (пропластка).

Объектами применения ПДС и МПДС для увеличения нефтеотдачи неоднородных пластов могут быть также коллекторы, представленные одним достаточно хорошо развитым пластом большой толщины, проницаемость которого существенно изменяется по толщине. Однако на раннем этапе промысловых работ следует отдавать предпочтение послойно-неоднородным коллекторам.

Для обеспечения успешной закачки технологических жидкостей, образующих ПДС и МПДС, в высокопроницаемый пласт он должен быть хорошо дренирован и скважина должна иметь приемистость не менее 200 – 250 м³/сут при давлении на устье скважин, равном принятому на этом объекте давлению закачки воды. Для условий месторождений Татарстана, приуроченных к девонскому горизонту, это давление составляет 10 МПа. Однако приведенное требование не вытекает из особенностей самой технологии УНП. Поэтому оно, скорее всего, относится только к первоочередным объектам промысловых исследований. Выбор скважин по этому признаку должен уточняться по мере накопления информации по параметрам закачки технологических жидкостей для образования ПДС и МПДС.

Исходя из изложенных соображений, опытные участки для проведения промысловых исследований эффективности применения ПДС и МПДС выбирали по следующим критериям:

1. Продуктивные пласты нефтяных залежей должны характеризоваться послойной неоднородностью с гидродинамически не связанными прослоями. Для оценки неоднородности пластов используются данные геофизических исследований скважин: стандартный электрокаротаж, радиокаротаж (РК и НГК), микрокаротаж и др. Определению подлежит вид неод-

нородности — макронеоднородные с толщиной низкопроницаемых пропластков больше 1 м и микронеоднородные пласты с толщиной низкопроницаемых прослоев менее 1 м. Последние практически не поддаются индивидуальной геофизической характеристике.

2. Соотношение проницаемостей высокопроницаемого и низкопроницаемого пропластков должно быть не менее 2.

3. Низкопроницаемые и высокопроницаемые пропластки послойно-неоднородного пласта должны иметь площадное распространение от водонагнетательных до окружающих реагирующих добывающих скважин, по меньшей мере до первого добывающего ряда. Для установления наличия гидродинамической связи между скважинами и изучения характера распространения пород-коллекторов используют геологические профили, карты распространения коллекторов, блок-диаграммы, а также результаты гидродинамических исследований скважин и пластов.

4. Наличие в разрезе послойно-неоднородного пласта в водонагнетательных скважинах пропластков, не вовлеченных в разработку (не принимающих воду) и характеризующихся повышенной остаточной нефтенасыщенностью. Эти данные можно получить путем анализа результатов исследования водонагнетательных скважин глубинными расходомерами.

5. Высокая обводненность добываемой продукции скважин (80—95 %) выбранного опытного участка, косвенно являющаяся признаком выработанности обводненных пропластков и образования промытых зон пласта. В качестве первоочередных объектов промысловых испытаний были выбраны участки пласта Д₁ Березовской, Северо-Альметьевской, Чишминской, Альметьевской и Холмовской площадей Ромашкинского месторождения с высокой, превышающей 90 %, обводненностью добываемой продукции.

6. Приемистость нагнетательных скважин, выбранных для закачки технологических жидкостей для образования ПДС и МПДС, должна составлять более 250 м³/сут при давлении нагнетания 10 МПа.

7. Низкий коэффициент охвата нефтяной залежи воздействием закачиваемой воды из-за высокой расчлененности пласта и изменчивости коэффициента проницаемости пород. Приближенное значение текущего значения коэффициента охвата воздействием можно оценить путем комплексного использования методов контроля за разработкой нефтяных залежей с применением промысловых наблюдений, геофизических и гидродинамических исследований.

При выборе участков и скважин для закачки ПДС и МПДС следует выполнить комплексный анализ геолого-физической характеристики и особенностей строения пласта, состояния выработки, особенностей литологической и гидродинамической связи между пластами и скважинами. Такой анализ требует проведения следующих работ:

1. По карте разработки объекта следует найти более или менее гидродинамически обособленные участки, состоящие из одной или нескольких нагнетательных и окружающих их добывающих скважин. Эти скважины в дальнейшем будут именоваться реагирующими. Количество добывающих скважин, расположенных по разным направлениям от нагнетательной скважины, должно быть достаточным. Приемистость нагнетательных скважин должна быть не менее 200 м³/сут. На предварительном этапе таких очагов или участков выбирается несколько, так как некоторые из них по разным критериям будут отброшены. Следует отметить, что при массовом применении технологии наличие гидродинамической обособленности опытного участка не является обязательным.

2. В масштабе карты разработки строится схема расположения скважино-точек выбираемого опытного участка. На схему наносятся водонагнетательные и добывающие скважины до третьего ряда включительно.

3. На схеме расположения скважино-точек выбираемого опытного участка проводят границы распространения коллекторов по каждому пласту (пропластку), выделяемому в данном объекте разработки. Здесь используются зональные карты, построенные в том же масштабе, что и карта разработки. Если на зональных картах отмечаются литологические особенности изменения коллектора, то они переносятся и на схему. Зоны распространения коллекторов по отдельным пластам обозначаются разными цветами.

4. Рядом с номером скважины отмечаются индексы (условные обозначения) пластов, перфорированных в данной скважине, указывается толщина пласта. По этим данным и по другим имеющимся сведениям изучается возможность и наличие литологической связи между соседними пластами и пропластками, между нагнетательной и добывающей скважинами. Устанавливается наличие гидродинамической связи между скважинами по каждому пласту (пропластку). По возможности на схеме необходимо указать литологические окна между пластами, границы выклинивания пластов, зоны тектонического экранирования и др. Используя перечисленные

сведения, следует показать, какие номера добывающих скважин могут реагировать на изменение условий работы пласта в результате закачки гелеобразующих составов в нагнетательные скважины.

5. Изучаются результаты геофизических измерений в скважинах, выполненных как при бурении, так и при последующей эксплуатации скважин, профили приемистости и притока жидкостей, гидродинамических исследований на неустановившихся режимах. Обобщаются данные исследования кернов, определения нефтенасыщенности пород продуктивного пласта, глинистости и др. Если представляется возможным, то сопоставляются профили приемистости и притока, оценивается наличие и степень гидродинамической связи между скважинами. Необходимо снять копии профилей приемистости и притока для дальнейшего использования при изучении эффективности воздействия на пласт гелеобразующими составами.

6. Для удобства анализа гидродинамической обстановки в районе опытного участка, литолого-фациальной характеристики продуктивных пластов, литологической связанности отдельных пластов и пропластков, характера выработанности их с целью наиболее полного учета при выборе опытного участка и скважины рекомендуется строить блок-диаграмму. Если представляется возможным, то на основе косвенных данных на блок-диаграмме следует указать вероятные пути движения гелеобразующего состава, а также наиболее предполагаемые зоны образования геля.

7. Важнейшим фактором, влияющим на эффективность новых методов увеличения нефтеотдачи пластов, является величина и форма остаточной нефтенасыщенности пласта. Однако современные методы промысловых исследований не позволяют достоверно оценить значение остаточной нефтенасыщенности. Поэтому для приближенной оценки этого параметра следует построить карту распределения удельных начальных запасов нефти по скважинам, карту суммарных отборов нефти с начала разработки. Вычислить разницу между начальными запасами нефти по каждой скважине и суммарными отборами нефти. В результате получим приближенную картину общего распределения остаточных запасов нефти по зонам расположения скважин. Необходимо отметить, что эти вычисления основаны на ряде серьезных допущений. Поэтому они носят приближенный характер. Однако для качественной оценки распределения остаточных запасов нефти такой информацией следует пользоваться. Карту распределе-

ния остаточных запасов нефти по скважинам строят так же, как и карту суммарных отборов нефти.

8. Необходимо изучить распределение закачиваемой воды по добывающим скважинам путем построения карты суммарных отборов воды; по результатам такой работы отметить основное направление движения воды по пластам или в целом по группе пластов объекта разработки. Привести описание степени равномерности распределения закачиваемой воды по добывающим скважинам.

9. Построить графики изменения обводненности продукции добывающих скважин и графики изменения дебитов скважин во времени (графики — в координатах «время — дебит по жидкости и обводненность продукции скважины»). Выполнить анализ динамики обводненности скважин с целью определения степени равномерности продвижения воды в пластах. Естественно, выводы окажутся качественными. Однако они необходимы для комплексирования с другими материалами, характеризующими динамику обводнения скважин и пластов.

10. Изучить техническое состояние скважины (обсадной колонны) для оценки герметичности обсадной колонны, отсутствия движения воды по зонам (каналам) негерметичности цементного камня в вышележащие пласты или наоборот. Для этой цели следует ознакомиться с эксплуатационной карточкой скважины и произведенными записями в ней.

11. После комплексного обобщения перечисленных выше материалов делается вывод о пригодности анализируемого участка пласта для экспериментальной закачки гелеобразующих составов с целью увеличения нефтеотдачи пластов.

12. На основе использования данных эксплуатации скважины строятся основные характеристики вытеснения нефти, предусмотренные в «Методическом руководстве по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов», РД-153-39.1-0.04—96.

В соответствии с приведенными выше требованиями были выбраны первоочередные опытные участки и очаговые нагнетательные скважины для закачки технологических жидкостей для образования ПДС и МПДС с целью увеличения нефтеотдачи пластов на девонских месторождениях республики Татарии, Удмуртии, Башкортостан и Западной Сибири.

7.5. ПРИГОТОВЛЕНИЕ И ЗАКАЧКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ

Приготовление и закачка в пласт технологических жидкостей при проведении промысловых экспериментов приобретает важное значение, и поиск оптимальных решений этой задачи является одной из целей промыслового эксперимента. Прежде всего, необходимо выдержать оптимальные концентрации химреагентов при приготовлении больших объемов растворов, обеспечить непрерывное закачивание заданных объемов оторочек и технологических жидкостей в течение определенного времени. К сожалению, до сего времени у нефтяников практически нет специальных передвижных установок для дозированной закачки растворов химических продуктов в необходимых количествах. Использование обычных, имеющих на промыслах технических средств, специально не предназначенных для этой цели, в масштабах крупной нефтедобывающей отрасли страны приводит к большим неоправданным затратам. Давно назрела необходимость разработки и организации массового производства специальной многоцелевой передвижной высоконадежной промысловой химической лаборатории для оперативного контроля за основными параметрами закачиваемых в скважину в больших количествах химических реагентов для различных целей.

В условиях наших экспериментов основные технологические жидкости представлялось возможным готовить непосредственно у скважины, используя исходные химические продукты или путем разбавления предварительно приготовленных высококонцентрированных их растворов.

Параметры технологических жидкостей, образующих ПДС и МПДС, зависят от геолого-физических характеристик продуктивных пластов и состояния выработки запасов нефти. Общие объемы закачки компонентов ПДС были оценены по данным первых оценочных экспериментов и существенно зависят от приемистости водонагнетательной скважины, а также от общей и работающей толщи пластов. Рабочая концентрация водного раствора ПАА колеблется в пределах от 0,5 до 1,0 кг/м³, а содержание глины в суспензии — от 20 до 60 кг/м³ и зависит от удельной приемистости скважины на единицу работающей толщины пласта. Концентрация ПАВ в растворе в зависимости от геолого-физических характеристик и состояния разработки объекта колеблется в пределах от 2,5 до 10 % (по массе).

Как было показано в четвертом и шестом разделах, для

увеличения остаточного сопротивления при фильтрации воды по высокообводненным пропласткам после закачки ПДС рекомендуется использовать алюмохлорид, хлористый кальций, щелочные стоки производства капролактама и др. Ниже приводятся основные характеристики химических продуктов, используемых для приготовления технологических жидкостей.

Полиакриламид (ПАА) отечественного производства — синтетический высокомолекулярный полимер. Полиакриламиды, в зависимости от технологии их получения, различаются по своим физико-химическим и эксплуатационным свойствам: молекулярной массе, степени гидролиза, растворимости в воде, вязкости водных растворов, стойкости к различным видам деструкции, фильтрационным характеристикам растворов в пористой среде и др.

В технологиях УНП с применением ПДС используются полиакриламиды, разрешенные к применению в технологических процессах добычи нефти и удовлетворяющие следующим основным техническим требованиям:

товарная форма — порошок;

дисперсность — суммарное количество частиц размером менее 0,25 и более 1,0 мм не больше 20 % массы;

характеристическая вязкость (в растворе хлористого натрия концентрацией 10 г/дл при 25 °С) — 8— 20 дл/г;

содержание карбоксильных групп (степень гидролиза) — 5— 30 % (молярная доля);

время растворения в пресной воде не более 60 мин, в минерализованной воде — не более 240 мин.

Для приготовления технологических жидкостей могут быть использованы ПАА: РДА-1020 (фирма «НИТТО»), СS-35 (Санье «Кемикал»), Аккотрол-623 («Мицуи Дианамида»), ДКС-ORPF-40NT («Дай Ити Коге Сейяку»). Некоторые характеристики указанных марок полимеров приведены в табл. 7.7. В технологии могут быть использованы также другие марки полимеров, разрешенные к применению в Минтопэнерго, по согласованию с разработчиком технологии УНП.

Применяемые полимеры должны пройти входной контроль качества в соответствии с РД-39-3-976—83. Применение полиакриламидов с истекшим гарантийным сроком хранения допустимо после проведения испытаний на соответствие требованиям ТУ или вышеизложенным требованиям. Эти испытания проводятся в соответствии с РД-39-23-666—81, по совместному решению руководства внедряющей организации и авторов технологии УНП.

Таблица 7.7

Характеристика полимеров, рекомендованных к использованию в технологии

| Показатели | РДА-1020 | CS-35 | Аккотрол-623 | Д |
|---|---|-------|--------------|------|
| Внешний вид | Белый порошок с размером частиц не более 1,7 мм | | | |
| Содержание основного вещества, % (по массе), не менее | 95 | 60 | 90 | 92 |
| Молекулярная масса $\times 10^{-6}$ | 10–13 | 13 | 11,5 | 13 |
| Степень гидролиза, % (моль) | 15–20 | 20 | 15 | 13,3 |
| Время растворения в пресной воде, мин | 240 | 240 | 65 | 60 |

Алюмохлорид. Является отходом производства алкилирования бензола олефином и представляет собой жидкость слегка желтого или серого цвета с зеленоватым оттенком.

Согласно ТУ 38.302163–89 алюмохлорид имеет $\text{pH} = 0,8–0,2$ и содержит: AlCl_3 – 200–300 г/дм³; органические примеси – 0,5 г/дм³; взвешенных частиц й 0,5 г/дм³.

Алюмохлорид с содержанием AlCl_3 200–300 г/дм³ имеет низкую температуру замерзания, равную -55 °С. Плотность товарной формы алюмохлорида зависит от содержания хлористого алюминия (рис. 7.3).

Алюмохлорид проявляет кислотные свойства. По ТУ 38.102163–84 допускается его хранение в емкостях из углеродистой стали, при температурах не более $+40$ °С.

Скорость коррозии углеродистой стали Сталь 3 алюмохлоридом в товарной форме алюмохлорида при $+25$ °С составляет около 1 мм/год. По технологическим схемам алюмохлорид в пласт закачивается после пресной или сточной воды в небольших объемах.

Продолжительность контакта с обсадной колонной и насосно-компрессорными трубами незначительна, поэтому коррозия их практически исключается.

Хлористый кальций согласно ГОСТ 450–77 выпускается трех марок: кальцинированный, гидратированный и жидкий. Размер частиц хлористого кальция, выпускаемого в виде чешуек и гранул, не должен превышать 10 мм.

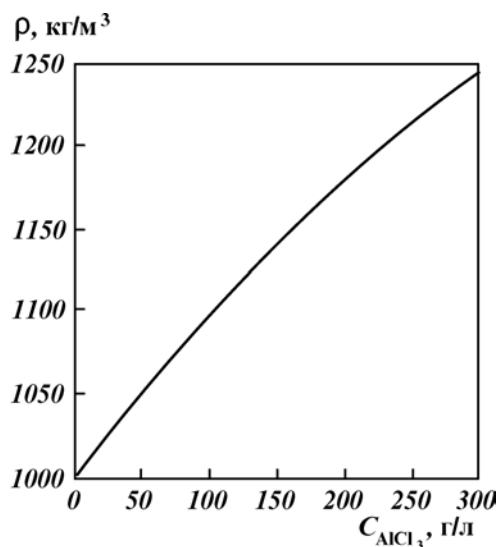


Рис. 7.3. Зависимость плотности товарной формы алюмохлорида ρ от содержания в нем хлористого алюминия C_{AlCl_3} при температуре 20 °C

По физико-химическим показателям хлористый кальций должен соответствовать нормам, приведенным в табл. 7.8.

Хлористый кальций легко растворяется в воде, его растворимость зависит от температуры (табл. 7.9).

Таблица 7.8

Характеристика показателей хлористого кальция по ГОСТ 450–77

| Показатели | Кальцинированный | | Гидратированный | Жидкий |
|---|----------------------------------|----------------|---|---|
| | высший сорт | 1-й сорт | | |
| Внешний вид | Порошок или гранулы белого цвета | | Чешуйки или гранулы белого или серого цвета | Раствор желтовато-зеленого цвета, прозрачный или с легкой мутью |
| Массовая доля хлористого кальция, %, не менее | 96,5 | 90 | 80 | 35 |
| Массовая доля магния в пересчете на $MgCl_2$, %, не более | 0,5 | 0,5 | Не нормируется | Не нормируется |
| Массовая доля прочих хлоридов, в том числе $MgCl_2$, в пересчете на $NaCl$, %, не более | 1,5 | Не нормируется | 5,5 | 3,0 |
| Массовая доля железа (Fe), %, не более | 0,004 | То же | Не нормируется | Не нормируется |

Продолжение табл. 7.8

| Показатели | Кальцинированный | | Гидратированный | Жидкий |
|---|----------------------------------|----------------|---|---|
| | высший сорт | 1-й сорт | | |
| Внешний вид | Порошок или гранулы белого цвета | | Чешуйки или гранулы белого или серого цвета | Раствор желтовато-зеленого цвета, прозрачный или с легкой мутью |
| Массовая доля нерастворимого в воде осадка, %, не более | 0,1 | 0,5 | 0,5 | 0,15 |
| Массовая доля сульфатов в пересчете на сульфат-ион, %, не более | 0,1 | Не нормируется | 0,3 | Не нормируется |

Таблица 7.9

| Температура, °С | – 54 | 0 | + 10 | + 20 | + 40 | + 60 |
|-------------------------------|------|----|------|------|------|------|
| Растворимость, г в 100 г воды | 42,5 | 60 | 65 | 74,5 | 115 | 137 |

Щелочной сток производства капролактама (ЩСПК) является отходом производства капролактама и представляет собой водный раствор натриевых солей кислых побочных продуктов воздушного окисления циклогексана (марка ЩСПК) и щелочной сток, дополнительно содержащий в своем составе капролактамы или смесь капролактама и натриевой соли ϵ -аминокапроновой кислоты (марка ЩСПК-А).

ЩСПК и его модификация применяются в стройиндустрии, промышленности строительных материалов, дорожном и транспортном строительстве и целом ряде других отраслей народного хозяйства. В последние годы ЩСПК нередко используется для составления композиционных систем, используемых в технологиях увеличения нефтеотдачи пластов.

Разработан с участием автора щелочной сток производства капролактама модифицированный (ЩСПК-М), получаемый путем использования модифицирующих добавок. ЩСПК-М предназначен для применения в нефтедобывающей промышленности в качестве щелочного реагента в гелеобразующих технологиях увеличения нефтеотдачи пластов.

По физико-химическим показателям ЩСПК-М по ТУ 2458-001-42129794 – 2001 должен соответствовать нормам, указанным в табл. 7.10

Таблица 7.10

| Наименование показателей | Норма |
|---|--|
| Внешний вид | Жидкость от светло- до темно-коричневого цвета, непрозрачная, допустимо наличие осадка |
| Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не менее | 1000 |
| Массовая доля сухого вещества, % | 12,0– 45,0 |
| Массовая доля натриевых солей органических кислот (в пересчете на адипинат натрия), % | 9,0– 30,0 |
| рН раствора | 8,0– 13,0 |
| Содержание модифицирующих добавок, %, (массовая доля), не более | 2,0 |

Поверхностно-активные вещества. В качестве поверхностно-активных веществ используются водорастворимые неионогенные ПАВ на основе оксиэтилированных алкилфенолов — неонол АФ₉₋₁₂, ОП-10, Превоцел NG-12, а также товарные формы ненола АФ₉₋₁₂ типа СНО-3, СНО-4, СНПХ-1М, СНПХ-СНО-1П.

В соответствии с ТУ 38.103625–87 неонол АФ₉₋₁₂ должен удовлетворять следующим основным техническим требованиям:

внешний вид при $t = 25$ °С — прозрачная маслянистая жидкость от бесцветного до светло-желтого цвета;

температура помутнения 1%-ного водного раствора не ниже 83 °С;

массовая доля основного вещества — не менее 97,5 %.

Неионогенное ПАВ типа ОП-10 должно удовлетворять следующим основным техническим требованиям:

внешний вид при 25 °С — пастообразное вещество светло-желтого или коричневого цвета;

плотность при 20 °С 1060–1080 кг/м³;

температура помутнения 1%-ного водного раствора 55–65 °С;

массовое содержание основного вещества — не менее 80 %.

По физико-химическим показателям товарные формы ненола АФ₉₋₁₂ типа СНО-3 должны соответствовать требованиям и нормам, указанным в табл. 7.11.

Товарные формы ненола АФ₉₋₁₂ типа СНО-3 представляют собой композиционную смесь неионогенного ПАВ

Таблица 7.11

Некоторые показатели товарных форм неолола АФ₉₋₁₂ типа СНО-3

| Наименование показателя | Товарная форма неолола типа СНО-3 | | |
|---|-----------------------------------|---------|---------|
| | Марка А | Марка Б | Марка В |
| Внешний вид | Однородная прозрачная жидкость | | |
| Массовая доля НПАВ, % | 65 – 70 | 55 – 60 | 55 – 60 |
| Кинематическая вязкость при 10 °С, мм ² /с, не более | 550 | 400 | 500 |
| Температура застывания, °С, не выше | – 25 | – 30 | – 30 |

АФ₉₋₁₂, бутанола (изобутанола), гидрофосфата натрия (диаммонийфосфат) и воды, содержание которых в различных марках приведено в табл. 7.12.

Товарные формы неолола АФ₉₋₁₂ типа СНО-4 в соответствии с ТУ 39-5794688-033 – 88 по составу и свойствам должны удовлетворять требованиям и нормам, указанным в табл. 7.13.

Товарная форма неолола АФ₉₋₁₂ типа СНПХ-1М представляет собой композиционную смесь неолола АФ₉₋₁₂ [30 % (по массе)], моноэтиленгликоля [28 % (по массе)] и воды [42 % (по массе)] и должна в соответствии с ТУ 39-5765657-048 – 87 удовлетворять следующим условиям:

внешний вид – однородная бесцветная жидкость;
кинематическая вязкость при температуре –10 °С – не более 600 мм²/с;
температура застывания не выше –40 °С.

Товарная форма неолола АФ₉₋₁₂ типа СНПХ-СНО 1Н представляет собой композиционную смесь неолола АФ₉₋₁₂ [30 % (по массе)], полиэтиленгликоля [28 % (по массе)] и воды

Таблица 7.12

| Наименование компонентов | Товарная форма неолола | | |
|---------------------------|------------------------|--------|--------|
| | СНО-3А | СНО-3Б | СНО-3В |
| Неолол АФ ₉₋₁₂ | 70 | 60 | 60 |
| Бутанол | 21 | 30 | – |
| Изобутанол | – | – | 30 |
| Вода | 9 | 10 | 10 |
| Гидрофосфат аммония | 0,07 | 0,08 | 0,08 |

Таблица 7.13

Основные показатели товарных форм неолола АФ₉₋₁₂ типа СНО-4

| Наименование показателя | Товарная форма неолола типа СНО-4 | | | | |
|---|-----------------------------------|-----------|-----------|-------|-------|
| | А | Б | В | Г | Д |
| Внешний вид | Однородная прозрачная жидкость | | | | |
| Массовая доля НПАВ, % | 55–60 | 55–60 | 55–60 | 75–80 | 75–80 |
| Кинематическая вязкость при $t = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$, мм ² /с, не более | 500 | 500 | 500 | 1500 | 1500 |
| Температура застывания, $^{\circ}\text{C}$, не выше | – 30 | – 30 | – 30 | – 15 | – 15 |
| Неолол АФ ₉₋₁₂ | 55–60 | 55–60 | 55–60 | 75–80 | 75–80 |
| Кубовые остатки производства бутиловых спиртов | 30–33 | – | – | 15–18 | – |
| Головная фракция производства бутиловых спиртов | – | 30–33 | – | – | – |
| Изопропанол | – | – | 30–33 | – | – |
| n-бутанол | – | – | – | – | 15–18 |
| Вода | 10–11,86 | 10–11,86 | 10–11,86 | 5–7 | 5–7 |
| Гидрофосфат аммония | 0,06–0,08 | 0,06–0,08 | 0,06–0,08 | – | – |

[42 % (по массе)] и должна в соответствии с ТУ 39-5765657-049–87 удовлетворять следующим условиям:

- внешний вид – однородная жидкость темного цвета;
- вязкость при температуре $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ – не более 700 мм²/с;
- температура застывания не выше $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В основу выбора оптимальных концентраций химических продуктов в технологических жидкостях, закачиваемых в нефтяные залежи для образования ПДС и МПДС, и объемов заправки были положены результаты экспериментальных исследований, приведенных в 4 и 6 разделах книги.

Технология выполнения работ при проведении промышленных экспериментов заключается в последовательной заправке модифицирующих добавок, водного раствора полимера (ПАА), глинистой суспензии, продавочной и буферной жид-

костей. В качестве продавочной и буферной жидкостей использовалась закачиваемая в пласт промысловая сточная вода. Буферная вода в принятой технологии служит для регулирования места образования водоизолирующего состава (ПДС или МПДС).

Закачивание компонентов ПДС и МПДС в пласт осуществляется через нагнетательные скважины за 4–5 равных по объему циклов в следующей последовательности: раствор ПАА – буферный объем воды (5–10 м³) – глинистая суспензия – буферный объем воды (5–10 м³). В циклах соотношение объемов раствора ПАА и глинистой суспензии берется равным 1:1. После закачки последней оторочки глинистой суспензии закачивается не менее половины объема (одного цикла) раствора полиакриламида. В случае использования модифицирующих добавок водные растворы последних в количестве 15–20 % от суммарного объема технологических жидкостей вводятся в пласт в начале процесса.

Общий объем V технологических жидкостей без буферной воды по результатам промысловых экспериментов рекомендовано определять по формуле

$$V = Z \cdot \bar{Q}_B, \quad (7.1)$$

где Z – постоянная, зависящая от удельной приемистости скважины и определяемая по табл. 7.14; \bar{Q}_B – приемистость нагнетательной скважины при давлении нагнетания на устье 10 МПа, м³/сут.

Концентрации полимера, глины и модифицирующих химических продуктов в технологических жидкостях существенно влияют на величину остаточного сопротивления в промытой водой пористой среде после образования ПДС (МПДС). Оптимальные значения концентраций химпродуктов предварительно оценены путем проведения лабораторных исследований в свободном объеме и способом фильтрации в пористой среде (см. разделы 4 и 6). Эти параметры уточнялись и в процессе промысловых экспериментов, по результатам которых составлена табл. 7.14.

Потребность в ПАА $G_{\text{ПАА}}$ и глинопорошке $G_{\text{гл}}$ (в тоннах) определяется по формулам

$$G_{\text{ПАА}} = C_{\text{р ПАА}} \cdot \frac{V_{\text{ПАА}}}{100}; \quad G_{\text{гл}} = G_{\text{р гл}} \cdot \frac{V_{\text{гл}}}{100}, \quad (7.2)$$

где $G_{\text{р ПАА}}$ и $G_{\text{р гл}}$ – рабочие характеристики ПАА и глинопорошка соответственно, % (по массе); $V_{\text{ПАА}}$ и $V_{\text{гл}}$ – объемы

Таблица 7.14

Экспериментальные данные для определения суммарного объема технологических жидкостей и концентрации химических продуктов в растворах

| Удельная приемистость скважины $q_{уд}$, м ³ /сут·м | Параметр Z | Концентрация ПАА $C_{ПАА}$, кг/м ³ | Концентрация глины $C_{гл}$, кг/м ³ |
|---|--------------|--|---|
| менее 50 | 3,0 | 0,5 | 20 |
| 50 – 100 | 4,0 | 0,5 | 40 |
| 100 – 150 | 4,5 | 0,6 | 60 |
| 150 – 200 | 5,0 | 0,7 | 70 |
| 200 – 250 | 6,0 | 0,8 | 80 |

раствора полимера и глинистой суспензии соответственно, необходимые на одну скважино-операцию, м³.

Приготовление и закачивание технологических жидкостей может производиться по «разовой» схеме в остановленную скважину (рис. 7.4). При этом с помощью насосных агрегатов и других технических средств технологические жидкости с рабочей концентрацией полимера [0,5– 0,1 (по массе)] и гли-

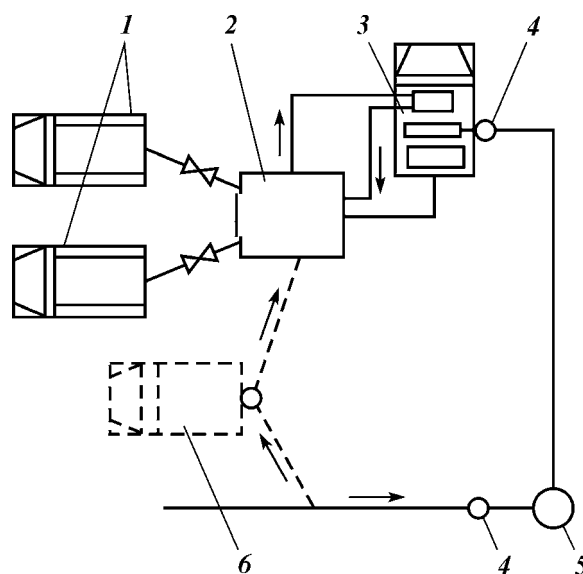


Рис. 7.4. Схема обвязки оборудования при «разовой» закачке технологических жидкостей ПДС (МПДС): 1 – автоцистерна; 2 – накопительная емкость; 3 – насосная установка; 4 – расходомер; 5 – скважина; 6 – смеситель

нистой суспензии ($20 - 80 \text{ кг/м}^3$) готовят на скважине. В некоторых случаях закачивание ПДС целесообразно в работающие водонагнетательные скважины без их остановки по «проточной» схеме (рис. 7.5). При этом на скважину доставляются концентрированные растворы полимера, глинистой суспензии и модифицирующих химических продуктов.

Дозирование концентрированного раствора ПАА и концентрированной глинистой суспензии в нагнетаемую в пласт воду осуществляется со скоростью, обеспечивающей расчет-

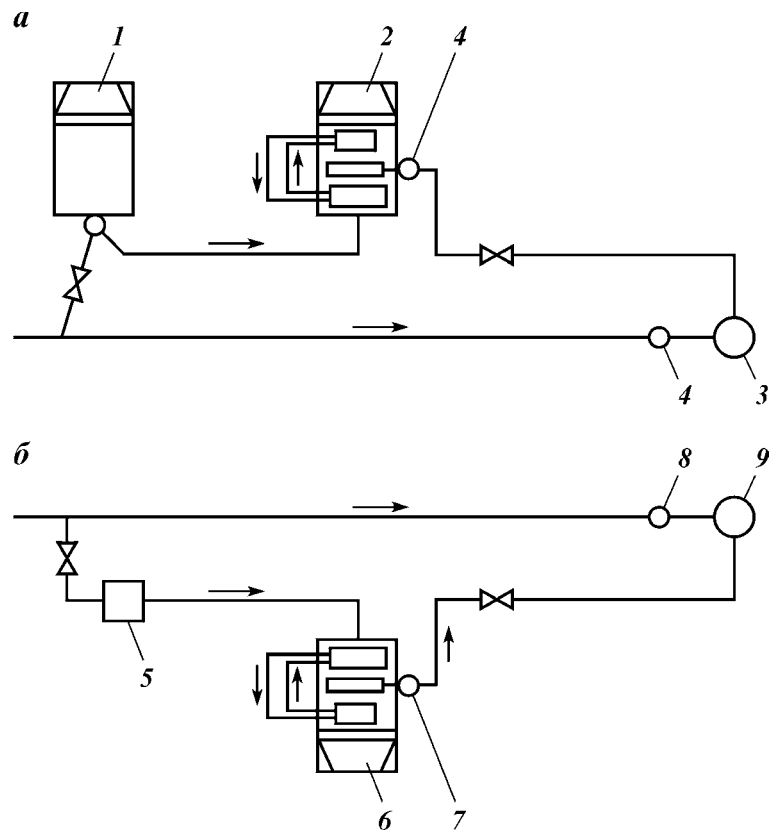


Рис. 7.5. Схемы обвязки оборудования при «проточной» закачке технологических жидкостей ПДС (МПДС):

a — схема обвязки оборудования для приготовления и закачки глинистой суспензии; *б* — схема обвязки оборудования для приготовления и закачки раствора полимера; 1 — смесительная установка; 2 и 6 — насосные установки; 3 и 9 — скважина; 4, 7 и 8 — расходомеры; 5 — эжекторное устройство

ный массовый расход ПАА $m_{\text{ПАА}}$ и глинопорошка $m_{\text{гл}}$ (в кг/мин), которые рассчитываются по следующим формулам:

$$m_{\text{ПАА}} = C_{\text{р ПАА}} \cdot \frac{Q_{\text{в}}}{1440}; m_{\text{гл}} = C_{\text{р гл}} \cdot \frac{Q_{\text{в}}}{1440}. \quad (7.3)$$

Продолжительность цикла закачки растворов полимера и глинистой суспензии можно определить по формулам

$$T_{\text{ПАА}} = \frac{G_{\text{ПАА}}}{m_{\text{ПАА}}}, T_{\text{гл}} = \frac{G_{\text{гл}}}{m_{\text{ПАА}}}, \quad (7.4)$$

где $T_{\text{ПАА}}$ и $T_{\text{гл}}$ — соответственно продолжительность одного цикла закачки раствора полимера и глинистой суспензии, мин.

Закачивание готовых растворов в скважину производится чередующимися циклами в следующей последовательности:

- раствор ПАА 50— 100 м³;
- буферный объем воды 5— 10 м³;
- глинистая суспензия 50— 100 м³;
- буферный объем воды 5— 10 м³.

При этом объемное соотношение раствора ПАА и глинистой суспензии составляет 1:1.

После закачивания модифицирующего раствора в качестве буферной жидкости закачивается 10— 15 м³ пресной воды.

Перед началом процесса нагнетания технологических жидкостей собирают и опрессовывают технологическую линию при давлении, в 1,5 раза превышающем рабочее давление, возникающее в процессе выполнения работ по технологии.

Комплекс подготовительных операций включает следующие работы:

- промывку скважины технической водой;
- проведение комплекса геофизических исследований, в том числе определение приемистости скважины;
- исследование технического состояния скважины, герметичность колонны, отсутствие заколонных перетоков, отсутствие зумпфа и др.; устранение выявленных недостатков.

Процесс закачки технологических жидкостей осуществляется непрерывно. После завершения закачки всего объема ПДС производится нагнетание воды в объеме не менее 30 м³, и скважина включается в работу.

Прерывание процесса закачки компонентов ПДС возможно только после окончания полуцикла закачки ПАА. В этом случае находящийся в скважине раствор продавливается в

пласт водой объемом 20– 25 м³ и скважина останавливается. Перед возобновлением процесса закачки производится нагнетание воды в пласт объемом 2– 3 м³ и определяется проницаемость пласта. Прерывание процесса на других стадиях допустимо только в случае аварийной ситуации.

При закачке компонентов ПДС в пласт давление нагнетания не должно превышать допустимого на эксплуатационную колонну. В случае резкого повышения давления процесс закачки приостанавливается и скважина переводится на нагнетание в пласт чистой воды до снижения давления. После восстановления режима процесс закачки технологических жидкостей возобновляется.

Для осуществления работ по приготовлению и закачиванию технологических жидкостей, образующих ПДС и МПДС используется комплекс технических средств и специального оборудования (табл. 7.15).

Как показали результаты многочисленных промысловых испытаний, оптимальное количество циклов равно 4 или 5. Тогда объемы закачки технологических жидкостей определяются путем деления общих объемов их на операцию на количество циклов.

Таблица 7.15

Технические средства, используемые для приготовления и закачивания растворов реагентов

| Технологические операции | Применяемое оборудование | Тип оборудования | Технические условия или техническая характеристика |
|--|--|---|--|
| 1. Приготовление и закачка раствора полиакриламида | | | |
| Смешение порошкового полиакриламида с водой | Эжекторный смеситель | | Нестандартное оборудование |
| Растворение полиакриламида в воде | Емкость накопительная или цистерна насосных установок или прицеп-цистерна или автоцистерна | ПИ 8-8350 АНЦ 11-257 АЦ-10 | Вместимость не менее 2,5 м ³ ТУ26-16-98 – 70 ТУ26-16-32 – 70 |
| Закачка готового раствора полиакриламида | Насосная установка | АзинМаш-30А УНЦ1-160×32К УНЦ1-160×50К УНЦ1-160×70К УНЦ1Т100×200 ЦА-320А АзинМаш-30А | ТУ26-16-52 – 77 ТУ26-16-52 – 77 ТУ26-16-52 – 77 ТУ26-16-52 – 77 ТУ26-02-640 – 75 ТУ26-02-30 – 75 ТУ39-5765657-071 – 89 |

Продолжение табл. 7.15

| Технологические операции | Применяемое оборудование | Тип оборудования | Технические условия или техническая характеристика |
|---|---|---|---|
| 2. Приготовление и закачка глинистой суспензии | | | |
| Приготовление глинистой суспензии | Смесительная установка или эжекторный смеситель | УС6-30 ЗАС-30С СМ-4М 2СММ-20 УС5-30 | ТУ26-26-59 – 77 ТУ26-16-100 – 80 ТУ26-16-74 – 75 ТУ26-16-52 – 77 ТУ26-16-100 – 80 Нестандартное оборудование |
| Накопление (перемешивание глинистой суспензии) | Бак установки ЦА-320 или емкость накопительная вместимостью не менее 0,5 м ³ | | |
| Закачка готовой суспензии | | Насосная установка | |
| 3. Закачивание модифицирующего реагента | | | |
| Закачка алюмохлорида | Насосная установка, коррозионно-устойчивая к кислотам, или установки, приведенные выше | | |
| Доставка жидких химреагентов к скважине | Автоцистерна | АЦ-13, АЦ-20, 4 ЦД | ТУ26-16-99 – 79 |
| Сбор отходов | Накопительная емкость на 20 м ³ (при необходимости – использовать как аварийную емкость) | | |
| 4. Приборы для контроля | | | |
| Расходомер | РГД-4 | ТУ39-01-09-562 – 80 | |
| Манометр | | ГОСТ 2405 – 80 | |
| Расходомер | СВ9 | | |

Для образования модифицированных ПДС перед циклическим закачиванием компонентов ПДС перед закачиванием раствора полимера в пласт закачивают водный раствор модифицирующего реагента в количестве до 15 – 20 % от общего объема раствора полимера и суспензии глин.

7.6. ПРОВЕДЕНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ И ИХ РЕЗУЛЬТАТЫ

На первом этапе промысловых испытаний полимердисперсные системы применялись для обработки обводненных интервалов пласта и пропластков через добывающие скважины 5799, 8003, 16375 (НГДУ «Альметьевскнефть») и скв. 6627 (НГДУ «Джалильнефть») (табл. 7.16). Основная задача экспериментальных работ состояла в изучении возможности закачки технологических жидкостей для образования ПДС и снижения обводненности добываемой жидкости. Для приготовления полимерного раствора использовался полиакриламид РДА-1020. Глинистая суспензия готовилась из биклянской глины (Альметьевский завод глинопорошка). Оба компонента готовились на пресной воде р. Камы, используемой для заводнения пластов. В продуктивные пласты циклически закачивались раствор ПАА и глинистая суспензия. Расходы технологических жидкостей в каждом цикле составляли 50 и 70 м³, темп закачки — 2,8— 3,15 м³/мин. Давление нагнетания изменялось от 10 до 15 МПа в пласты девонского горизонта и в пределах от 6 до 8 МПа — верхнего карбона. При этих режимах в обводненные пласты было закачено 160— 220 м³ ПДС.

Скважины осваивались через 48 и 72 ч после обработки. В трех из пяти скважин, обработанных ПДС, произошло сокращение добытой попутной воды на 10— 22 % и прирост дебита по нефти от 10 до 20 % (см. табл. 5.20). Одна обработка оказалась неэффективной (скв. 16375).

За четыре месяца эффективной работы из скв. 8003 после обработки ПДС дополнительно было извлечено свыше 100 т нефти за счет снижения обводненности добываемой жидкости, объем попутной воды был сокращен на 1700 м³, а в скв. 6627 добыто 388 т нефти при уменьшении объема попутной воды на 20,7 тыс. м³.

Таблица 7.16

Результаты обработки добывающих скважин ПДС для ограничения добычи попутной воды на Ромашкинском месторождении

| Номер скважины | Индекс пласта | Проницаемость, мкм ² | Количество ПДС, м ³ | Обводненность добываемой жидкости, % | |
|----------------|------------------|---------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------|-----------------|
| | | | | до обработки | после обработки |
| 5799 | Д ₁ | 0,42 | 210 | 98,4 | 63,3 |
| 8073 | Д ₁ | 0,51 | 170 | 96,1 | 91,7 |
| 16575 | С _{1bb} | 0,68 | 160 | 99,0 | 99,0 |
| 6627 | С _{1bb} | 0,61 | 220 | 96,8 | 80,1 |
| 13124 | Д ₁ | 0,38 | 422 | 100,0 | 67,0 |

В скв. 13124 Холмовской площади ПДС закачивалась в полностью обводненную скважину в количестве 422 м³ при аномальном пластовом давлении 18,2 МПа и объемном расходе 2–4 м³/мин. В результате интервалы приемистости претерпели большие изменения (рис. 7.6), что указывает на увеличение фильтрационного сопротивления обводненных ин-

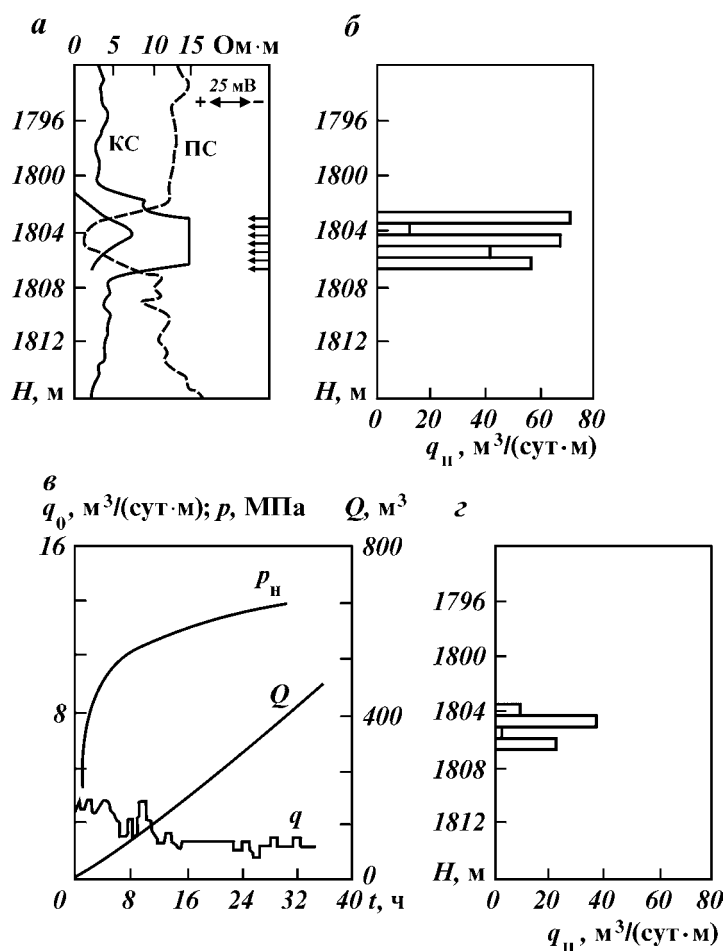


Рис. 7.6. Геофизические (а) и промышленные рабочие характеристики (б, в, з) скв. 13124 Холмовской площади Ромашкинского месторождения до (б), во время (в) и после закачивания ПДС (з): p_H — давление нагнетания ПДС; Q — объем закачанного раствора; q_0 — объемный расход нагнетания ПДС; q_H — приемистость пласта

тервалов пласта в призабойной зоне. После освоения скважины обводненность добываемой жидкости составила 67 %.

Таким образом, промысловые испытания в добывающих скважинах подтвердили фильтруемость технологических жидкостей, образующих ПДС в терригенных пластах с проницаемостью 0,38–0,68 мкм², и показали избирательность их действия на обводненную часть пласта. Кроме того, результаты этих исследований являются доказательством принципиальной возможности воздействия водоизолирующим составом на удаленные зоны частично обводненного пласта.

На втором этапе опытно-промышленные работы проводились по технологической схеме применения нефтевытесняющих агентов, т.е. путем закачивания жидкостей для образования ПДС в промытых водой объемах пласта через водонагнетательные скважины.

Первые промысловые опыты проводились на участках Ромашкинского месторождения с обводненностью добываемой продукции 78–86 % при текущих значениях коэффициента нефтеотдачи в пределах от 0,279 до 0,595, что соответствует поздней стадии эксплуатации залежей.

Технология закачки ПДС состояла в последовательном циклическом нагнетании малоцентрированного водного раствора полимера и суспензии глины. Для регулирования места образования ПДС между раствором полимера и глинистой суспензии закачивается пресная вода, используемая в качестве буферной жидкости.

Одной из первых операция по закачке ПДС была произведена в водонагнетательную скв. 11228. В качестве реагирующих были выбраны пять скважин (скв. 2312, 2328, 2329, 11229 и 29796). Средняя обводненность продукции этих скважин к началу обработки составляла 78 %. Влияние закачки ПДС на работу реагирующих скважин проявилось через 4–5 мес снижением обводненности добываемой продукции. Продолжительность эффекта составила 16 мес, а объем дополнительно добытой нефти за это время – 6738 т. Произошло изменение профиля приемистости скв. 11228, в результате чего стали принимать воду низкопроницаемые интервалы пластов.

Технологическая эффективность обработок водонагнетательных скважин определялась величиной суммарной дополнительно добытой нефти по всем реагирующим скважинам опытного участка, уменьшением обводненности добываемой жидкости, качественным и количественным показателями перераспределения закачиваемой воды по интервалам пер-

форации, уменьшением объема попутной воды и ограничением закачки воды для поддержания пластового давления.

Основной характеристикой вытеснения нефти водой, по которой определялись расчетная, фактическая и дополнительная добыча нефти, была зависимость логарифма накопленного водонефтяного фактора $\lg \Sigma R_B$ от логарифма накопленной добычи воды $\lg Q_B$. Для проверки надежности полученных результатов определялась зависимость «накопленная добыча нефти Q_H – логарифм накопленной добычи воды $\lg Q_B$ ». После определения суммарных объемов накопленной нефти и воды по реагирующим скважинам участка и построения графика выбранной характеристики по фактическому значению Q_B^Φ на дату анализа находят $\lg Q_B^\Phi$ и по линейной зависимости устанавливают прогнозное значение $\lg Q_H^{пр}$ как координату абсциссы $\lg Q_B^\Phi$.

По формуле

$$Q_H^{пр} = Q_B^\Phi / \Sigma R_B \quad (7.5)$$

находили прогнозную добычу нефти на дату анализа. Дополнительная добыча нефти вычисляется как разность между прогнозной и фактической по формуле

$$\Delta Q_H = Q_H^\Phi - Q_H^{пр}. \quad (7.6)$$

Абсолютный прирост коэффициента охвата заводнением $\Delta \beta_{охв}$ можно вычислить по выражению

$$\Delta \beta_{охв} = \Delta \eta K_B, \quad (7.7)$$

где $\Delta \eta$ – прирост коэффициента нефтеотдачи, равный отношению $\Delta Q_H / Q_{бал}$ (где $Q_{бал}$ – балансовые запасы нефти опытного участка); K_B – коэффициент вытеснения нефти, принятый в проекте для данного объекта разработки.

Кроме того, прирост коэффициента охвата заводнением можно оценить по изменению работающей толщины пласта, вскрытой водонагнетательной скважиной опытного участка по формуле

$$\Delta \beta_{охв} = \Delta h_n / h, \quad (7.8)$$

где Δh_n – приращение работающей толщины пласта в результате перераспределения закачиваемой воды после обработки ПДС; h – перфорированная толщина пласта.

В дальнейшем испытания разработанной технологической схемы проводились на Березовской, Северо-Альметьевской, Чишминской, Холмовской и других площадях Ромашкинского месторождения, а также на других объектах ОАО «Татнефть».

Промысловые испытания и внедрение технологии УНП на основе ПДС за 1981–1986 гг. осуществлялись на объектах, разрабатываемых НГДУ «Альметьевскнефть», «Джалильнефть», «Елховнефть» в соответствии с РД 39-23-1187–84 «Инструкция по применению полиакриламида с глинистой суспензией в обводненных скважинах для увеличения добычи нефти и ограничения притока воды».

Закачивание ПДС в скважины производилось в 1980–1986 гг. тремя организациями: ТПУ «Татнефтепромхим», Альметьевским УПНП и КРС и Азнакаевским УПНП и КРС. Технологический процесс состоял из следующих операций:

проверка герметичности колонны и наличия заколонных перетоков путем проведения комплекса геофизических и гидродинамических исследований;

приготовление высококонцентрированных [0,5–0,9 % (по массе)] раствора порошкообразного полиакриламида типа Пушер, CS, Аккотрол, РДА, РДС и других объемом 18–25 м³;

дозирование и подача полученного раствора насосными агрегатами ЦА-320 или АН-700 в скважину с параллельным закачиванием воды в соотношении, необходимом для разбавления раствора до расчетной концентрации, равной 0,05–0,09 % (по массе). Объем разбавленного раствора изменялся в пределах от 200 до 350 м³;

закачивание буферной оторочки воды между технологическими жидкостями объемом 5–10 м³;

дозирование глинистого раствора плотностью 1200 кг/м³ в скважину в соотношении, необходимом для получения суспензии с расчетной концентрацией глины. Объем суспензии глины выбирается равным объему разбавленного полимерного раствора;

закачивание буферной воды объемом 5–10 м³;

повторение цикла последовательной закачки раствора полимера и суспензии глины необходимое число раз, достаточное для закачки расчетного объема ПДС;

проведение исследований нагнетательной скважины и промысловые наблюдения за работой скважин после закачки ПДС.

На некоторых скважинах, в частности, обработанных ТПУ «Татнефтепромхим», приготовление растворов рабочей концентрации производилось на устье скважины. Закачивание технологических жидкостей осуществлялось насосными агрегатами при закрытой линии водовода. Преимущество указанного варианта в том, что при его реализации достигается более точное соблюдение параметров технологического процес-

са — концентрации компонентов и их объемов. Однако, при этом удлиняется время закачивания и увеличивается трудоемкость обработки, что отражается на общих затратах на проведение операции.

В табл. 7.17 приведены основные характеристики опытных участков и данные о показателях обработки ПДС водонагнетательных скважин по девонскому горизонту месторождений Республики Татарстан.

Выбор реагирующих скважин производился с учетом гидродинамической связи их с нагнетательной скважиной. Нередко при разработке многопластовых объектов встречаются примеры, когда нагнетательная скважина работает на один пропласток, а окружающие добывающие скважины перфорированы на несколько пропластков одного горизонта. На опытном участке нагнетательной скв. 11238 Альметьевской площади вскрыт пласт «а» горизонта Д₁, а соседние скв. 2312, 2329 и другие эксплуатируют также и нижние пласты «б» и «в» этого же горизонта. В таких случаях в качестве реагирующих выбирались такие скважины, которые перфорированы на интервалы нагнетания воды обрабатываемой скважины, т.е. имеющие гидродинамическую связь с нагнетательной скважиной.

Определенная сложность при выборе реагирующих скважин существует при обработке скважин из нагнетательного ряда или когда рядом с обрабатываемой скважиной находится еще одна или несколько нагнетательных скважин, ведущих закачку в один и тот же пласт. При таком расположении скважины зона влияния определяется с учетом распределения давления по карте изобар. Следует отметить, что закачка ПДС может повлиять на работу скважин второго и третьего рядов от нагнетательной.

Выбранные таким образом скважины образуют участок, по эксплуатационным показателям которого оцениваются эффективность закачивания полимердисперсной системы. Через точки, расположенные на половине расстояния между скважинами участка и соседними скважинами, проводят границы участка, по которым определяется площадь участка и с учетом конкретных геолого-физических параметров вычисляются балансовые запасы нефти, вовлечение в разработку с применением полимердисперсной системы.

После выбора участка определяются параметры технологического процесса: объем технологических жидкостей для образования ПДС, концентрация компонентов, расход ПАА и глинопорошка, производительность агрегатов и др.

Характеристики некоторых опытных участков по испытанию ПДС на Ромашкинском месторождении в 1980й 19

| Опытный участок скважины | Площадь, номер залежи, индекс пласта | Обводненность добываемой продукции, % | Среднесуточная добыча нефти, т/сут | Приемистость нагнетательной скважины, м ³ /сут | | Общий объем закачки технологических жидкостей, м ³ |
|---|--|---------------------------------------|------------------------------------|---|-----------------|---|
| | | | | до обработки | после обработки | |
| 11228 | Альметьевская пл., Д _I | 78 | 65,0 | 576 | 432 | 1300 |
| 14840 | То же | 98 | 5,0 | 144 | 160 | 2990 |
| 10841 | Миннибаевская пл., Д _I | 84 | 33,4 | 432 | 257 | — |
| 9563 «д» | То же | 93 | 55,2 | | | 1495 |
| 21500 | Сев. Альметьевская пл., Д _I | 92 | 74,2 | 384 | 255 | 1375 |
| 5971 | Березовская пл., Д _I | 76 | 49,2 | | | 2000 |
| 13556 | То же | 9 | 25,0 | | | 2660 |
| 3068 | Миннибаевская пл., Д _I | 96 | 48,1 | 623 | 490 | 2600 |
| 20168 «а» | Миннибаевская пл., Д _I | 83 | 42,0 | 600 | 500 | 2660 |
| Среднее значение дополнительно добытой нефти по 9 скважинам | | | | | | |

Анализ результатов проведенных работ за 1980–1986 гг. на большом количестве опытных участков и залежей с терригенными коллекторами на Ромашкинском и Ново-Елховском месторождениях позволил внести некоторые уточнения в критерии применимости ПДС для увеличения нефтеотдачи пластов и ограничения добычи попутной воды.

В частности, требования, предъявляемые к участкам, сводятся к следующему:

обводненность добываемой продукции обрабатываемого участка может составить до 98 %;

приемистость водонагнетательных скважин для терригенного девона должна быть не менее 500 м³/сут при давлении нагнетания 10 МПа;

толщина пласта составляет от 3 до 25 м, при больших толщинах рекомендуется раздельная закачка с помощью пакеров;

плотность закачиваемой воды не более 1125 кг/м³;

возможно применение ПДС как в послойно-неоднородных пластах, так и в монолитных пластах с неоднородной проницаемостью;

с достаточной эффективностью могут быть обработаны с применением ПДС скважины при площадном заводнении.

Технология УНП на базе ПДС может применяться и в скважинах разрезающих рядов или при других способах регулирования процессов заводнения. Однако при этом потребуются закачивание больших объемов технологических жидкостей по сравнению с работами, проводимыми на единичных скважинах.

По результатам промысловых исследований, выполненных на месторождениях Татарстана, установлено:

закачивание технологических жидкостей, образующих ПДС, сопровождается повышением давления нагнетания на 3–5 МПа и снижением коэффициента приемистости водонагнетательных скважин (см. табл. 7.17). Эти изменения являются свидетельством образования ПДС в водонасыщенных зонах пласта и увеличения фильтрационных сопротивлений промытых водой пропластков;

наблюдается уменьшение содержания воды в продукции реагирующих добывающих скважин. Изменение обводненности добываемой жидкости колеблется в широких пределах, от нескольких процентов до 35–40 %, что является косвенным подтверждением существенного изменения направления фильтрационных потоков в пласте;

сравнение профилей приемистости водонагнетательных

скважин, снятых до и после проведения закачки, показывает, что обработка неоднородного пласта ПДС приводит к перераспределению закачиваемой воды и подключению в работу интервалов пласта с низкой проницаемостью. При этом происходит ограничение движения воды по высокопроницаемым промытым водой интервалам и увеличение коэффициента охвата пласта воздействием закачиваемой водой по толщине;

применение ПДС для обработки 48 водонагнетательных скважин обеспечило дополнительную добычу нефти в количестве 99 216 т, что составляет 2067 т на одну обработку. Часть обработок оказалась неэффективной, очевидно, из-за неудачного выбора опытных участков. Удельная эффективность по участкам без учета неудачных обработок составила 3427 т;

применение ПДС привело к значительному сокращению добычи попутной воды, что является свидетельством возможности применения указанной технологии для регулирования процессов заводнения нефтяных залежей.

7.7. ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ УНП НА ОСНОВЕ ПДС И МПДС НА ДЕВОНСКИХ ЗАЛЕЖАХ АКТАШСКОЙ ПЛОЩАДИ НОВО-ЕЛХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ УНП

Опытно-промышленные работы по применению ПДС на Акташской площади Ново-Елховского месторождения были начаты в 1988 г.

Основные промышленные залежи нефти на Акташской площади в девонском горизонте приурочены к пластам Д₀, Д_{1а}, Д_{1б1}, Д_{1б2+3}, Д_{1в}, Д_{1г}, характеристики которых приведены в табл. 7.18.

Продуктивными породами пашийского и кыновского горизонтов Акташской площади являются мелкозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты, переслаивающиеся между собой и переходящие друг в друга, что характерно для всего Ново-Елховского месторождения. Все песчано-алевролитовые породы мономинерального состава сложены в основном кварцем (95–98 %) с небольшой примесью зерен полевого шпата, чешуек мусковита и обычным комплексом устойчивых минералов, составляющих менее 1 % массы по-

Таблица 7.18

**Геолого-физическая характеристика залежей
Акташской площади Ново-Елховского месторождения**

| Пласт | Средняя отметка ВНК, м | Средняя толщина пласта, м | Высота залежи, м | Средняя глубина залегания кровли пласта, м | Порис- тость, % | Нефте- насы- щен- ность, % |
|--------------------|------------------------------|------------------------------------|------------------------|--|--------------------|-------------------------------------|
| Д ₀ | -1514,2 | 3,1 | 37,2 | 1695,0 | 17,3 – 20,5 | 80,5 – 87,0 |
| Д _{1а} | -1513,3 | 1,6 | 28,2 | 1704,5 | 16,5 – 20,6 | 76,2 – 83,7 |
| Д _{1б1} | -1511,7 | 1,94 | 25,7 | 1706,5 | 16,7 – 21,1 | 75,7 – 85,3 |
| Д _{1б2+3} | -1512,7 | 3,25 | 22,7 | 1708,9 | 16,3 – 21,7 | 74,2 – 85,5 |
| Д _{1в} | -1514,4 | 2,22 | 17,4 | 1716,4 | 17,4 – 21,3 | 77,3 – 85,2 |
| Д _{1г} | -1513,9 | 3,4 | 18,9 | 1719,7 | 18,0 – 21,6 | 80,0 – 84,7 |

роды. Пелитовая фракция в песчано-алевролитовых породах горизонтов Д₀ и Д₁ полиминеральна. В составе крупнопелитовой фракции (0,01 – 0,001 мм) преобладают кварц и кальцит, реже в меньших количествах встречаются цеолиты, чешуйки слюд, титаносодержащие минералы, каолинит, гидрослюда и хлорит. Мелкопелитовая фракция (0,001 мм) отличается преобладанием глинистых минералов. Глинистая примесь в песчаниках небольшая: от долей процентов до 5,8 % и в среднем равна 1,4 %.

Алевролиты имеют такой же минеральный состав, что и песчаники, но с худшей окатанностью обломочного материала. Глинистый материал, заполняющий единичные поры, в среднем составляет 5,5 %.

Высокопродуктивные неглинистые коллекторы проницаемостью больше 0,1 мкм², глинистостью менее 2 % слагаются песчаниками (до 83 %) с прослоями алевролитовых песчаников до 17 %, преимущественно в пластах толщиной более 2 м, обладают хорошей сортировкой обломочного материала и наиболее рыхлой укладкой зерен и как следствие й высокими коллекторскими свойствами.

Высокопродуктивные глинистые коллекторы проницаемостью более 0,1 мкм², глинистостью более 2 % слагаются песчаниками алевролитовыми и алевролитами песчаными с преобладанием последних. Встречаются включения глинистых галек, кальцитизация, прослой и прожилки углисто-глинистого материала по напластованию, что значительно ухудшает их емкостно-фильтрационные характеристики. В среднем для данного класса пород пористость составляет 19,7 %, проницаемость – 0,466 мкм² и остаточная водонасыщенность 21,2 %.

Низкопродуктивные коллекторы проницаемостью менее 0,1 мкм², глинистостью более 2 % слагаются в основном плотными, послойно неравномерно глинистыми и песчанистыми алевролитами, что обуславливает характер нефтенасыщения пород от слабого до послойно неравномерного и снижение емкостно-фильтрационных характеристик. Пористость составляет в среднем 14,5 %, проницаемость 0,084 мкм², остаточная водонасыщенность 39,3 %.

Характерной особенностью Акташской площади является высокая степень неоднородности продуктивных пластов по проницаемости (табл. 7.19).

Пластовые воды Акташской площади относятся к хлор-кальциевому типу с минерализацией до 280 г/л, плотностью 1800 и 1809 кг/м³, с рН = 5,8–6,65. Согласно результатам лабораторных исследований, описанных в разделе 6 книги, при взаимодействии полиакриламида с ионами поливалентных металлов (Al³⁺, Cu²⁺, Ca²⁺) и ЦСПК в средах пластовых вод возможно гелеобразование.

Горно-геологические условия и состояние разработки продуктивных пластов Акташской площади Ново-Елховского месторождения отвечают основным требованиям применимости технологий увеличения нефтеотдачи пластов с использованием ПДС и модификаций ПДС со ЦСПК, алюмохлоридом и

Таблица 7.19

Геолого-физические параметры продуктивных пластов и пластовых флюидов девонского горизонта Акташской площади

| Параметры | Значения параметров |
|--|---|
| Средняя глубина залежи, м | 1750 |
| Средняя нефтенасыщенная толщина, м | 6,4 |
| Проницаемость коллектора по группам, мкм ² : высокопродуктивные неглинистые высокопродуктивные глинистые низкопродуктивные | 0,260 – 0,770 0,190 – 0,550 0,084 |
| Плотность пластовой нефти, кг/м ³ | 815 – 816 |
| Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа·с | 4,0 |
| Соотношение нефтенасыщенной и водонасыщенной толщины в водонефтяных зонах, м/м | 4,75/7,00 |
| Среднее значение коэффициента расчлененности по всему разрезу | 3,55 |
| Коэффициент расчлененности для нефтенасыщенной части | 2,08 |

хлористым кальцием. Это объясняют следующие особенности рассматриваемого месторождения как объекта проведения промысловых экспериментов:

высокая степень неоднородности пород по проницаемости в разрезе продуктивного пласта;

зональная неоднородность коллекторов;

высокая обводненность добываемой жидкости, составляющая 80—96 %, что свидетельствует о хорошей дренированности высокопроницаемых пропластков;

сосредоточение большей части остаточных запасов нефти в низкопроницаемых пропластках и зонах, извлечение которых представляется возможным только с применением комплексных методов воздействия на пласт, позволяющих одновременно с ограничением движения вод в промытых зонах улучшить нефтевытеснение;

разработка месторождения с применением методов заводнения, приводящих к преждевременному обводнению добывающих скважин.

ЗАДАЧИ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В процессе промысловых испытаний предусматривалось решение следующих задач:

выбор и обоснование опытных участков для проведения опытно-промысловых испытаний технологий;

определение оптимальных объемов закачки технологических жидкостей для образования МПДС (ПДС + ЩСПК; ПДС + алюмохлорид; ПДС + CaCl_2), буферной воды, обеспечивающих приемлемую эффективность проводимых операций в различных геолого-физических условиях пластов с различной степенью выработанности;

разработка технологий УНП с применением системы «ПДС — ЩСПК» с закачкой технологических жидкостей через нагнетательные скважины;

оценка влияния испытываемых технологий УНП на основе ПДС и МПДС на эффективность процессов заводнения нефтяных залежей на поздней стадии разработки;

оценка влияния системного воздействия физико-химическими методами (ПДС и МПДС), применяемого с целью совершенствования заводнения на поздней стадии разработки III блока Акташской площади на нефтеотдачу и ограничение добычи попутной воды.

В зависимости от геолого-физических условий применения и свойств химреагентов разработано множество схем закачки

технологических жидкостей в пласт. При проведении промысловых экспериментов выбор объемов и последовательности закачки химреагентов производился по результатам лабораторных исследований с учетом опыта проведения работ на других месторождениях.

Целесообразная последовательность технологических операций определяется на стадии лабораторных исследований, уточнение же их производится с учетом конкретных промысловых условий, приемистости пласта, физико-химических свойств насыщающих его жидкостей.

В соответствии с результатом лабораторных исследований (см. раздел 6), были определены объемы закачки реагентов в каждом цикле. По этой схеме закачивание реагентов в пласт включает следующие этапы работ:

- 1) определение приемистости пласта путем нагнетания воды;
- 2) закачку 30– 50 м³ ЩСПК;
- 3) закачку 5– 10 м³ воды в качестве разделительной жидкости между технологическими жидкостями;
- 4) циклическую закачку ПДС по схеме: 50– 100 м³ – водного раствора ПАА; 5– 10 м³ – воды в качестве разделительной жидкости; 50– 100 м³ – глинистой суспензии; 5– 10 м³ – воды в качестве разделительной жидкости;
- 5) продавливание всей этой системы в пласт закачиваемой для ППД водой в объеме, на 30– 40 % превышающем объем НКТ.

Объемное соотношение раствора ПАА и глинистой суспензии составляло 1:1.

Как было показано выше, одной из главных задач при проведении опытно-промысловых работ по воздействию на продуктивные пласты является выбор опытных участков на залежах, наиболее полно отвечающих условиям эффективного применения новой технологии УНП.

На основе результатов многочисленных промысловых экспериментов установлено, что из геолого-физических факторов на эффективность технологий УНП на основе осадкообразующих химреагентов существенно влияют степень истощения запасов нефти (текущая нефтеотдача), толщина пласта, тип коллектора, фильтрационные характеристики пористой среды, состав и свойства породы, нефти, воды.

Выбор опытных участков и скважин для закачки систем «ПДС – ЩСПК», ПДС с алюмохлоридом и CaCl₂ производился в соответствии с требованиями, изложенными в начале настоящего раздела книги.

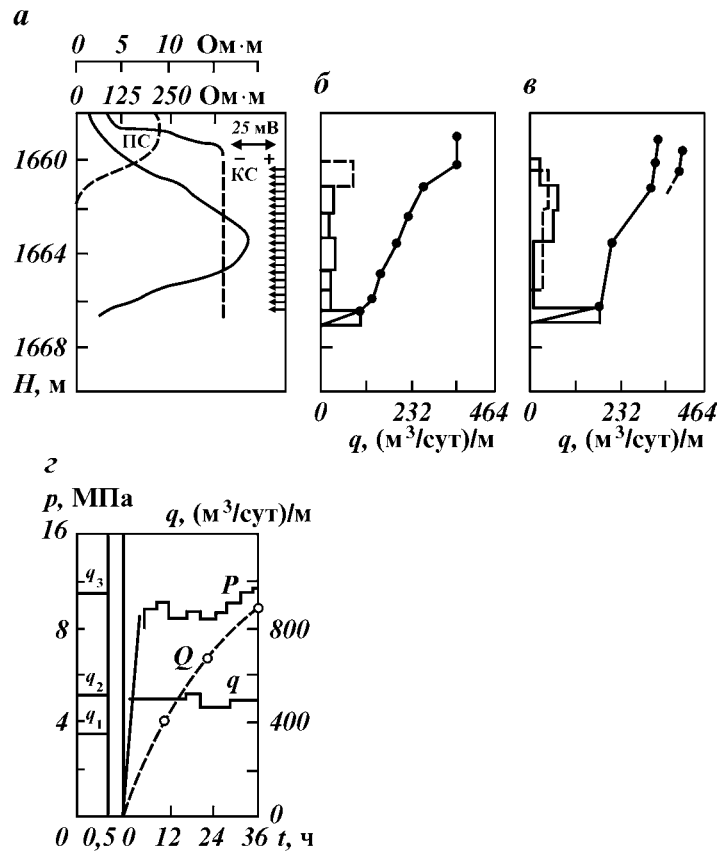


Рис. 7.7. Диаграммы геофизических исследований (а), профили приемистости до закачки (б) и после закачки ПДС (в), графики изменения рабочих параметров нагнетания (з) по скв. 11228 Ромашкинского месторождения

Опытно-промышленные работы по применению ПДС и МПДС на Акташской площади проводились на участках 80 водонагнетательных скважин (рис. 7.7). Рассмотрим некоторые результаты этих работ.

ТЕХНОЛОГИЯ УНП НА ОСНОВЕ «ПДС+ЩСПК» НА УЧАСТКЕ СКВ. 1374

На рис. 7.8 показана блок-схема опытного участка скв. 1374, построенная по данными геофизических исследований в скважинах, имеющих гидродинамическую связь с нагнета-

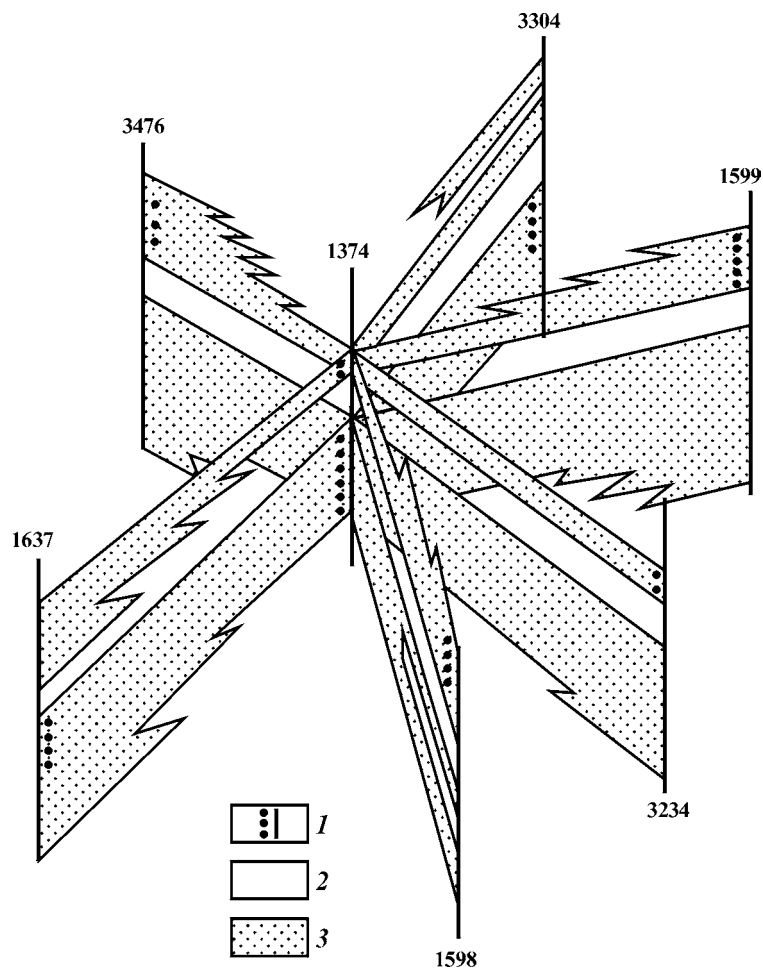


Рис. 7.8. Блок-диаграмма участка нагнетательной скв. 1374 по закачке «ПДС+ЩСПК»: 1 — интервал перфорации, 2 — глинистый пропласток, 3 — нефтенасыщенный продуктивный пласт

тельной, т.е. скв. 1374. Целью построения этой схемы является, с одной стороны, установление наличия сообщения между скважинами, с другой — прогнозирование изменения направления фильтрационных потоков в связи с закачкой ПДС со ЩСПК, а также определение наличия литологических «окон» между пластами и других особенностей фильтрации.

Опытный участок скв. 1374 расположен вблизи контура нефтеносности и основные гидродинамически связанные с ней скважины (скв. 1599, 3304, 3476) сильно обводнены.

Из анализа схемы (см. рис. 7.8) следует, что участок скв. 1374 весьма неоднороден по толщине вскрытых пластов – толщина пропластков изменяется от 1,2 до 7 м (табл. 7.20). Наблюдается и зональная неоднородность: толщины пропластков существенно изменяются в направлении от нагнетательных к добывающим скважинам, имеются случаи выклинивания отдельных пропластков. К тому же проницаемость этих пропластков изменяется в широком диапазоне в каждой скважине.

Анализ обводненности продукции добывающих скважин опытных участков показывает на наличие прорыва воды в большинстве скважин – добываемая из них продукция содержит 64,8– 99,3 % попутной воды (см. табл. 7.20).

Таким образом, выбранный объект-участок нагнетательной скв. 1374 соответствует критериям применения разработанной технологии «ПДС+ ЩСПК».

Закачка технологических жидкостей производилась в соответствии с [115] по схеме: 30 м³ – ЩСПК; 5– 10 м³ – воды, далее циклично ПДС (водный раствор ПАА – 100 м³, ГС – 100 м³). Всего в 4 цикла было закачено в пласт 800 м³ МПДС, закачено продавочной воды в объеме 30 м³.

Таблица 7.20

Характеристика продуктивных пластов опытных участков скв. 1374 Акташской площади Ново-Елховского месторождения

| Номер скважины | Индекс пласта | Интервал перфорации, м | Толщина пласта, м | Пористость, % | Проницаемость, мкм ² | Обводненность добываемой продукции, % |
|---------------------|--------------------|------------------------------------|-------------------|---------------|---------------------------------|---------------------------------------|
| Нагнетательная 1374 | D ₁₆₂₊₃ | 1748,6 – 1750,0 | 1,4 | 21,1 | 0,350 | – |
| | D _{1в} | 1755,2 – 1764,6 | 2,4 | 22,5 | 1,150 | |
| | D _{1г} | Слияние пластов в, г | 7,0 | 22,5 | 1,150 | |
| Добывающая 1599 | D ₁₆₁ | 1688,2 – 1993,0 | 1,4 | 20,2 | 0,620 | 92,3 |
| | D ₁₆₂₊₃ | слияние пластов | 3,4 | 20,2 | 0,620 | |
| Добывающая 3304 | D _{1в} | 1724,8 – 1726,8 | 5,2 | 20,2 | 0,850 | 99,3 |
| Добывающая 3476 | D _{1а} | 1767,6 – 1773,2 слияние пластов | 1,6 | 22,5 | 1,140 | 64,8 |
| | D ₁₆₁ | | 1,2 | 22,5 | 1,140 | |
| | D ₁₆₂₊₃ | | 2,8 | 21,6 | 0,450 | |

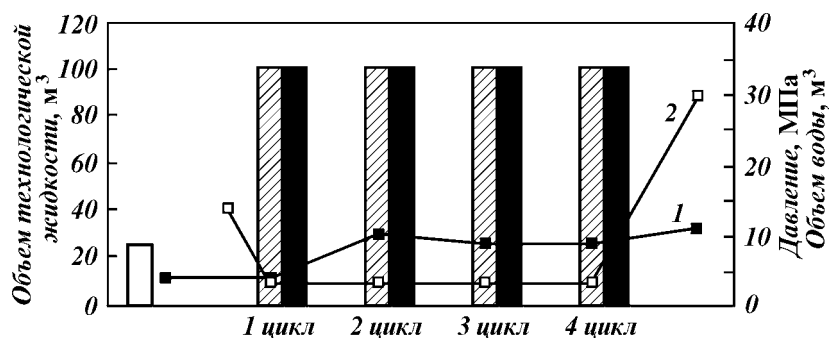


Рис. 7.9. Технологические параметры закачки МПДС (ПДС+ЩСПК) в скв. 1374 Акташской площади:

1 – объем закачиваемой воды; 2 – кривая давления в конце закачки ПДС

На рис. 7.9 показан график закачки технологических жидкостей и режимы закачки (давление нагнетания) в скв. 1374 по циклам закачки.

Как видно из рис. 7.10, давление в конце продавливания технологических жидкостей водой поднялось с 4,0 до

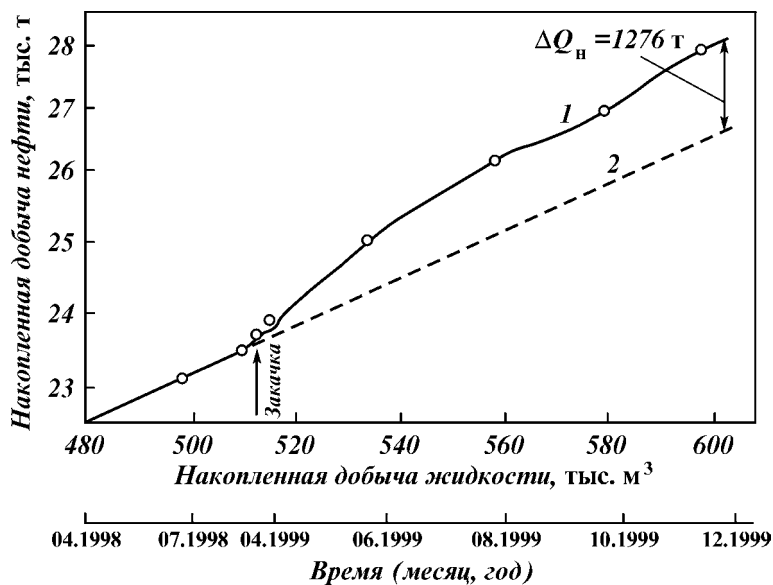


Рис. 7.10. Характеристика вытеснения нефти на опытном участке нагнетательной скв. 1374 « $Q_n - Q_{ж}$ »:

1 – фактическая; 2 – усредненная базовая

10,5 МПа, что указывает на образование водоизолирующей массы в пласте.

Эффективность проведенной операции оценивали по изменению профиля приемистости до и после закачки ПДС со ЩСПК и по характеристикам вытеснения (рис. 7.9 и 7.10). Промысловые наблюдения показали, что влияние закачки «ПДС – ЩСПК» на работу добывающих скважин 1599, 3304, 3476 обнаружилось через 1,5 мес. Возросли дебиты по нефти при снижении содержания воды в добываемой продукции: в скв. 1599 от 92,3 до 23,8 %, а в скв. 3476 от 64,8 до 34,4 %.

На рис. 7.11 приведены стандартные геофизические диаграммы КС и ПС, а также профили приемистости закачиваемой воды, замеренные расходомером типа РГД до и после обработки пласта в скв. 1374. Анализ кривых показывает перераспределение потоков в призабойной зоне пласта и увеличение охвата его заводнением на 44 % за счет подключения в работу ранее не работавших пропластков. В результате в работу включены менее проницаемые алевролитовые пропластки в интервалах 1748,3–1750,1; 1758,1–1758,6; 1761,5–1764,0 м.

Перераспределение потоков из интервала высокопроницаемых пропластков в менее проницаемые подтверждает

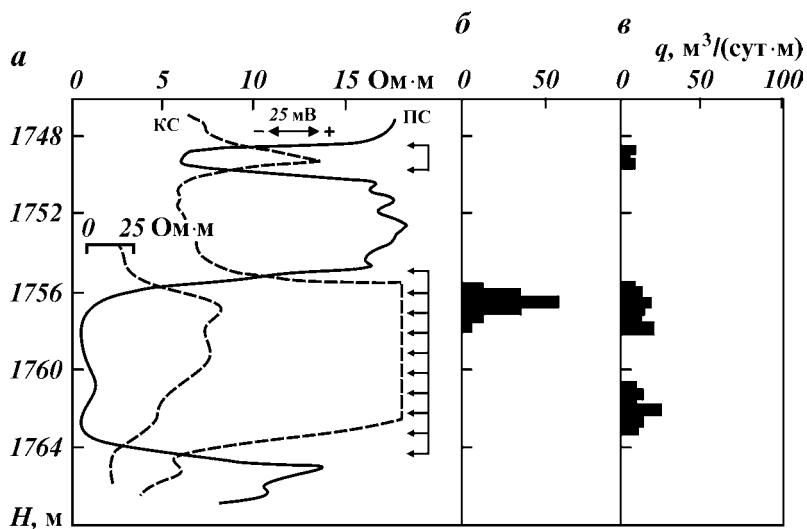


Рис. 7.11. Стандартные диаграммы геофизических исследований (а) скв. 1374 и профили приемистости пласта до (б) и после (в) закачивания «ПДС+ЩСПК»

увеличение фильтрационного сопротивления высокопроницаемых пропластков вследствие образования водоизолирующей массы при взаимодействии ПДС со ЩСПК в пластовых условиях. В результате ограничения движения воды по пласту на участке нагнетательной скв. 1374 за 12 мес. эффективной работы дополнительно извлечено 1276 т нефти. Эти данные получены по характеристикам вытеснения тремя методами (метод Назарова, Борисова и ТатНИПИнефть), которые дали расхождение в пределах – 4 %, что указывает на достоверность результатов расчетов. Следует отметить, что к моменту времени оценки эффективности обработок «ПДС+ ЩСПК» скважины продолжали давать дополнительную нефть.

Таким образом, в скважинных условиях показано, что применение ПДС, модифицированной ЩСПК по разработанной в настоящей работе технологии, приводит к перераспределению фильтрационных потоков в продуктивном пласте и росту дебита нефти вследствие увеличения охвата пласта воздействием и улучшения нефтевытеснения (см. рис. 7.11). Закачивание ПДС и ЩСПК, взаимодействующих с компонентами продуктивного пласта с образованием высокопрочной водоизолирующей массы, блокирующей промытые каналы нефтеводонасыщенного коллектора, обеспечивает вытеснение нефти из менее проницаемых пропластков, подтверждая тем самым целесообразность развития направления по разработке методов УНП на основе применения модифицированных ПДС.

Преимуществом данной технологии (Пат. Р.Ф. 2140532) является ее экологическая безопасность, наличие и доступность химических продуктов, возможность использования имеющихся технических средств для приготовления и закачки в пласт технологических жидкостей, отсутствие коррозионной активности по отношению к нефтепромысловому оборудованию.

ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ УНП НА ОСНОВЕ МПДС («ПДС+AlCl₃» И «ПДС+CaCl₂»)

Опытно-промышленные работы по применению «ПДС+CaCl₂» на Акташской площади проводились на участке нагнетательной скв. 1540. Пласты, вскрытые выбранной скважиной, весьма неоднородны по толщине, значение которой изменяется от 1,0 до 9,2 м, неоднородны по проницаемости (0,500– 1,100 мкм²), наблюдается зональная неоднородность строения коллекторов.

Для закачки «ПДС+ $AlCl_3$ » выбран участок нагнетательной скв. 1438а с аналогичным строением и физической характеристикой продуктивных пластов. Приемистость нагнетательной скв. 1540 составляла $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$, а скв. 1438а – $360 \text{ м}^3/\text{сут}$ при давлении закачки 8 МПа.

Важным критерием выбора опытных участков явилась достаточно высокая степень неоднородности фильтрационных характеристик продуктивных пластов, а также высокая обводненность продукции скважин (92,0–96,0 %).

Анализ динамики обводненности продукции добывающих скважин опытных участков скв. 1540 и 1438а показывает наличие преждевременного прорыва воды в большинстве скважин.

Таким образом, выбранные объекты-участки нагнетательных скв. 1540 и 1438а соответствуют критериям применения разработанных технологий УНП с использованием «ПДС – $AlCl_3$ » и «ПДС – $CaCl_2$ » (табл. 7.21) [93, 94].

Закачивание технологических жидкостей на основе «ПДС – $AlCl_3$ » и «ПДС – $CaCl_2$ » производилось также в соответствии с требованиями инструкции [95] и с учетом результатов лабораторных исследований, приведенных в разделе 6.

На рис. 7.12 графически изображены объемы и режимы закачки в пласт технологических жидкостей на участке нагнетательной скв. 1540, а также изменение давления нагнетания в ходе операции. Как видно из рис. 7.13, в процессе

Таблица 7.21

Технические показатели применения ПДС с алюмохлоридом и хлористым кальцием на Акташской площади

| Показатели | Участок нагнетательной скважины | |
|--|---------------------------------|-------|
| | 1540 | 1438а |
| Расход реагентов, т: | | |
| ПАА | 0,28 | 0,30 |
| ГС | 18,0 | 20,0 |
| алюмохлорид | – | 15,9 |
| $CaCl_2$ | 40,0 | – |
| Продолжительность закачки технологических жидкостей, сут | 18 | 6 |
| Количество циклов | 7 | 7 |
| Приемистость, $\text{м}^3/\text{сут}$: | | |
| до закачки | 1000 | 360 |
| после закачки | 720 | 212 |
| Дополнительная добыча нефти, т: | | |
| общая | 3302 | 3753 |
| удельная на т реагента | 81 | 231 |

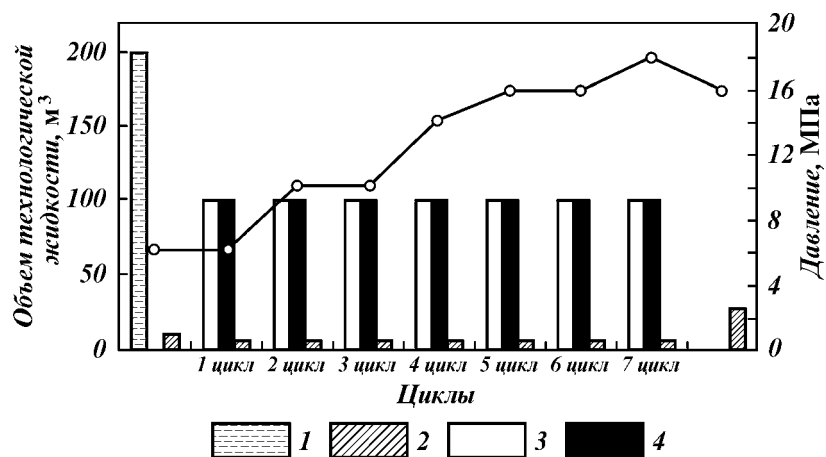


Рис. 7.12. Динамика процесса закачки «ГДС+CaCl₂» в скв. 1540 Акташской площади:
 1 – хлористый кальций; 2 – вода; 3 – полиакриламид; 4 – глинистая суспензия

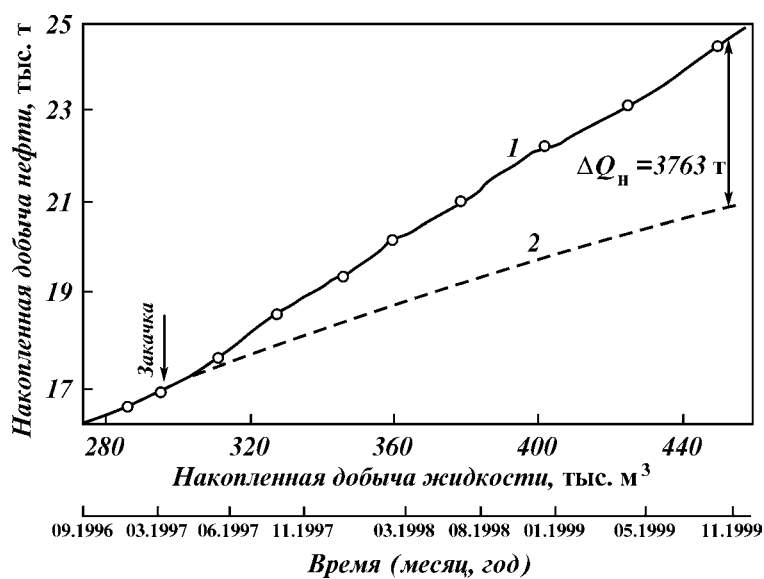


Рис. 7.13. Характеристика вытеснения нефти на участке скв. 1438а Акташской площади после закачки «ГДС+AlCl₃»:
 1 – фактическая; 2 – усредненная базовая

закачки давление нагнетания на устье скв. 1540 увеличилось с 8,0 до 16,0 МПа, что является косвенным подтверждением роста фильтрационных сопротивлений промытых водой высокопроницаемых пропластков за счет образования в пористой среде модифицированных ПДС.

Для оценки влияния закачки «ПДС – $AlCl_3$ » и «ПДС – $CaCl_2$ » на распределение закачиваемой воды по разрезу продуктивного пласта были сняты профили с помощью глубинных расходомеров типа РГД до и после обработки скважины (рис. 7.14). Результаты исследований показывают перераспределение закачиваемой воды в призабойной зоне пласта и

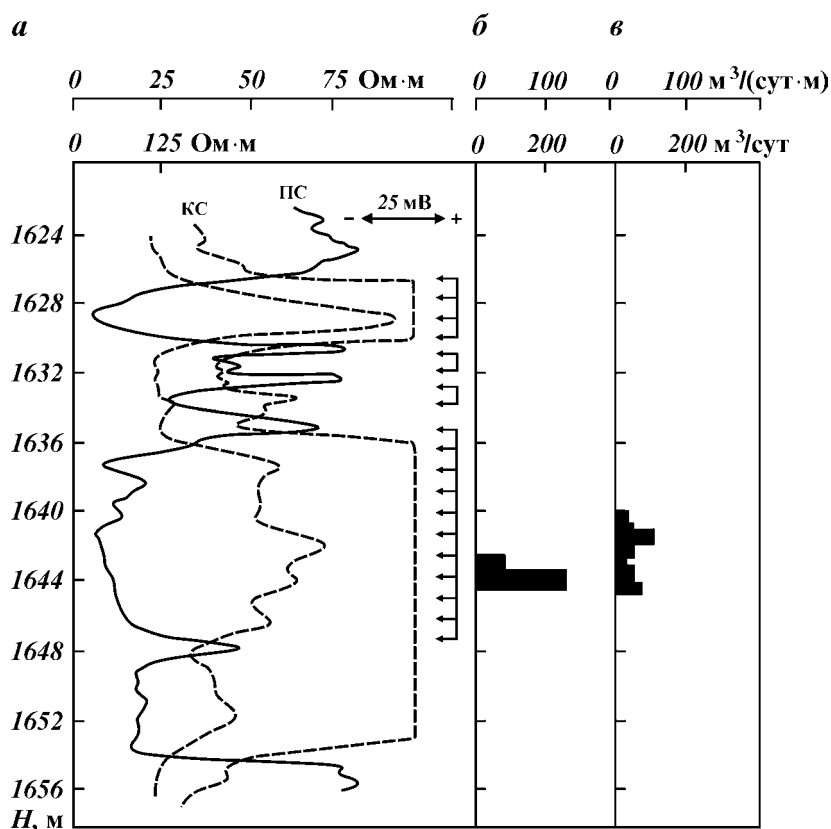


Рис. 7.14. Диаграммы геофизических исследований (*a*) нагнетательной скв. 1438а и профили приемистости пласта до (*б*) и после (*в*) закачивания «ПДС – $AlCl_3$ »

увеличение охвата послойно-неоднородного пласта заводнением (на скв. 1540 на 48 %; на скв. 1438а — на 42 %) за счет подключения в работу ранее не работавших пропластков. В результате воздействия воду стали принимать менее проницаемые алевролитовые пропластки в интервалах (скв. 1438а) 1640,2–1642,6; 1645,— 1645,5 м. Такое перераспределение закачиваемой воды является еще одним свидетельством увеличения фильтрационного сопротивления высокопроницаемых пропластков вследствие образования водоизолирующей массы (МПДС) в пластовых условиях.

Закачка технологических жидкостей производилась в количестве: 200 м³ — CaCl₂; 20 м³ — воды, далее циклично ПДС (ПАА — 100 м³, ГС — 100 м³) (табл. 7.21). Всего в 7 циклов закачали в пласт 1400 м³ ПДС, затем задавили в пласт водой в объеме 30 м³.

Технологическая эффективность обработки опытных участков с применением «ПДС — AlCl₃» и «ПДС — CaCl₂» оценивалась с помощью следующих показателей:

уменьшение содержания воды в добываемой жидкости из реагирующих скважин или сокращение темпа роста обводненности;

снижение объемов добычи попутной воды по опытным участкам;

продолжительность существования положительного эффекта в показателях работы реагирующих добывающих скважин;

дополнительная добыча нефти за счет улучшения степени выработки геологических запасов;

сокращение объемов закачки воды для ППД за счет уменьшения отборов жидкости в результате ограничения движения воды по высокопроницаемым промытым пропласткам.

По данным промысловых наблюдений за содержанием воды в продукции окружающих скважин установлена стабилизация или уменьшение обводненности добываемой жидкости. Эффект снижения обводненности наблюдался в скважинах опытного участка: в скв. 1540 через 1,5 мес, а в скв. 1438а — через 3 мес.

Дополнительная добыча нефти из скважин опытных участков 1540 и 1438а определялась по [118] путем построения характеристик вытеснения нефти. Результаты этих работ показали, что участок скв. 1540 с сохранением прироста добычи нефти проработал 31 мес., за это время было извлечено дополнительно 3302 т нефти. На участке скв. 1438а эффект

продолжался в течение 34 мес. За это время извлечено дополнительно 3763 т нефти.

Таким образом, в промысловых условиях показано, что применение ПДС, модифицированной хлоридами алюминия и кальция, позволяет на поздней стадии разработки залежей перераспределить фильтрационные потоки в неоднородном продуктивном пласте и извлечь дополнительную нефть вследствие увеличения охвата пласта воздействием. Закачивание «ПДС – $AlCl_3$ » и «ПДС – $CaCl_2$ », взаимодействующих с компонентами продуктивного пласта и между собой с образованием водоизолирующей массы, блокирующей промытые водой пропластки нефтеводонасыщенного коллектора, обеспечивает вытеснение нефти из менее промытых пропластков.

Опытно-промышленные испытания на Акташской площади технологий УНП на основе ПДС, модифицированных хлоридами алюминия и кальция, в терригенных коллекторах показали их высокую эффективность. Обработки высокообводненных пластов системой «ПДС+ $AlCl_3$ » и «ПДС+ $CaCl_2$ » обеспечивают прирост коэффициента нефтеотдачи на 13,1 % по сравнению с применением базовой ПДС.

7.8. ПОВЫШЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ОБВОДНЕННЫХ ЗОН НЕФТЕВОДОНАСЫЩЕННОГО КОЛЛЕКТОРА – ЭФФЕКТИВНОЕ СРЕДСТВО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТОВ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В 1992 г. в «ТатНИПИнефть» был выполнен анализ разработки горизонтов D_0 и D_1 Акташской площади Ново-Елховского месторождения, который показал, что значительный объем запасов нефти не вовлечен в активную разработку. Сюда относились запасы нефти отдельных изолированных линз, различного рода тупиковых и застойных зон и слабопроницаемых коллекторов. Низкий коэффициент нефтеизвлечения обусловлен вскрытием многопластового объекта горизонта D_1 общим фильтром и отсутствием дифференцированного по пластам воздействия. Структура начальных запасов нефти горизонтов D_0 и D_1 характеризовалась следующим образом. К нефтяной зоне приурочено 79,2 % балансовых и 80,5 % извлекаемых запасов; к водонефтяным зонам соответственно 21,8 и 19,5 %. В высокопродуктивных коллекторах содержалось

79,8 % балансовых и 85,9 % извлекаемых начальных запасов нефти.

Для технико-экономической оценки текущего и конечного коэффициентов нефтеотдачи пластов по Акташской площади Ново-Елховского месторождения были рассмотрены три возможных варианта дальнейшей разработки.

Первый вариант предусматривал практическое сохранение осуществляемой системы разработки. Намечалось бурение скважин-дублеров взамен вышедших из строя по техническим причинам.

Второй вариант предусматривал большой комплекс мероприятий, направленных на совершенствование системы разработки с целью увеличения конечного коэффициента нефтеотдачи:

бурение дополнительных скважин на участках тупиковых и застойных зон, линз и полулинз, ВНЗ и малопродуктивных коллекторов;

разукрупнение эксплуатационного объекта;

создание блоковой системы воздействия на пласты площадного распространения и широкое внедрение очагового и избирательного заводнения на прерывистые пласты;

широкое внедрение различных модификаций циклического воздействия и изменение направлений фильтрационных потоков.

Третий вариант предусматривал дополнительно к мероприятиям второго варианта, дальнейшее внедрение физико-химических методов повышения коэффициента извлечения.

По Акташской площади, согласно составленной в 1992 г. концепции развития Ново-Елховского месторождения до 2010 г., коэффициент извлечения в 2010 г., по первому варианту должен составить 0,482, по второму – 0,489, по третьему – в результате применения физико-химических методов УНП он должен возрасти до 0,499. На площади применяется избирательная система заводнения, учитывающая особенности геологического строения эксплуатационного объекта, характеризующегося высокой зональной неоднородностью и прерывистостью продуктивных пластов.

Акташская площадь в силу неоднородности коллекторов как по вертикали, так и по горизонтали обводняется весьма неравномерно. Закачиваемая вода для ППД прорывается по наиболее проницаемой части пласта к добывающим скважинам, в результате отсечения «целиков» нефти значительные зоны продуктивного пласта остаются не вовлеченными в активную разработку. В этом случае вода перестает быть ак-

тивной нефтевытесняющей средой, поскольку обводненность продукции некоторых добывающих скважин уже в 1988 г. превышала 90 %. Большой объем отбираемой воды усложняет процесс добычи, подготовку нефти и тем самым влияет на уровень рентабельности процесса разработки.

Для уменьшения обводненности добываемой продукции и повышения дебита скважин, вовлечения в разработку заводнением новых нефтенасыщенных интервалов на Акташской площади испытаны и применяются различные физико-химические методы УНП: воздействие полимердисперсными системами и их модификациями, оксиэтилцеллюлозой, составами на основе силиката натрия, комплексное воздействие водоизолирующими композициями на основе ПАВ и других химических продуктов.

Дополнительная добыча нефти в результате применения физико-химических методов УНП на Акташской площади составила 435 тыс. т по 122 обработкам, причем основная часть ее, равная 301,1 тыс. т (70 %), приходится на технологии, основанные на увеличении фильтрационного сопротивления высокопроницаемых промытых зон нефтеводонасыщенного коллектора: ПДС и их модификации, ОЭЦ, КДС, СПС, $AlCl_3$ +ЩСПК. Текущая средняя эффективность технологий УНП превышает 1500 т на одну обработку, несмотря на низкие дебиты добывающих скважин по нефти, которые за рассматриваемый период (1987 и 1998 гг.) снизились с 6,5 до 4,1 т/сут. Благодаря активному применению новых МУН, обводненность добываемой продукции удерживалась в течение 10 лет на уровне 90–91 % (рис. 7.15 и 7.16).

Анализ методов УНП, внедренных на Ромашкинском и Ново-Елховском месторождениях до 1992 г., показал, что в условиях Акташской площади (высокая степень неоднородности, прерывистые пласты, высокая обводненность добываемой продукции) наиболее эффективны методы УНП, основанные на увеличении охвата пласта воздействием и комплексного действия. Все ранее применявшиеся физико-химические методы УНП на Акташской площади в основном применялись в единичных нагнетательных скважинах, что не позволяло добиваться высоких показателей коэффициента извлечения нефти по всей площади. Акташская площадь состоит из восьми блоков, она эксплуатируется по третьему варианту развития системы разработки площадей Ново-Елховского месторождения, но вместо применения по этому варианту рекомендуемых методов УНП (АСК и ПАВ) были начаты опытно-промысловые испытания и внедрение высо-

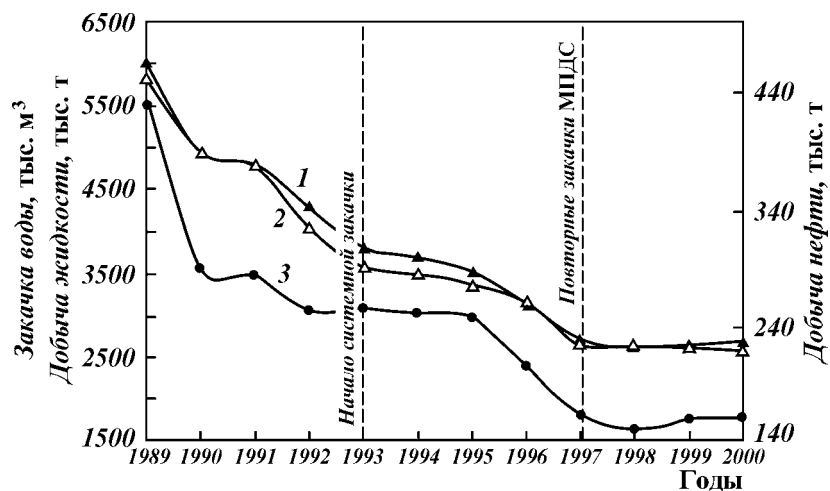


Рис. 7.15. Динамика добычи нефти, жидкости и закачки воды на III блоке Акташской площади:
1 – закачка воды; 2 – добыча жидкости; 3 – добыча нефти

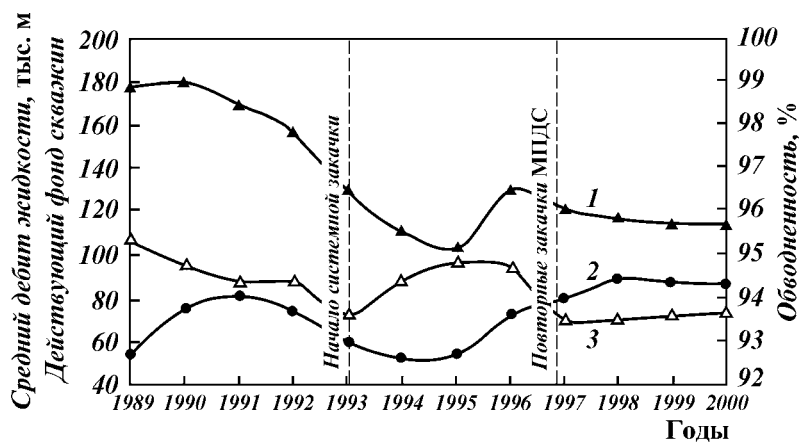


Рис. 7.16. Динамика средних дебитов жидкости, обводненности добываемой продукции на III блоке Акташской площади:
1 – действующий фонд скважин; 2 – средний дебит жидкости; 3 – обводненность

коэффициентов методов УНП, разработанных для извлечения нефти из высокообводненных послыно-неоднородных пластов: ПДС, КДС, СПС и ОЭЦ.

Блок III Акташской площади находится в разработке более

40 лет. В действующем фонде в 1993 г. находилось 86 нагнетательных и 129 действующих скважин. Утвержденные начальные запасы составляют 93 625 тыс. т нефти, на 01.01.1993 г. всего отобрано 41 292,7 тыс. т нефти и 11 831,3 тыс. т воды, текущая обводненность отбираемой жидкости достигла 93 %.

Для того, чтобы отобрать утвержденные начальные извлекаемые запасы нефти или даже больше и достигнуть или даже превзойти утвержденный коэффициент нефтеизвлечения, равный 0,464, необходимо было усовершенствовать систему заводнения пластов.

В связи с этим на блоке III Акташской площади начат крупномасштабный эксперимент по внедрению новейших технологий повышения нефтеотдачи пластов на 28 опытных участках с применением системного воздействия однородными технологиями УНП (рис. 7.17).

Основным экспериментальным объектом был выбран блок III Акташской площади. Выбор блока III Акташской площади для испытаний и внедрения новейших технологий УНП обоснован тем, что он оказался раньше других блоков на поздней стадии разработки. В силу наиболее благоприятного геологического строения выработка запасов нефти на блоке III происходила опережающими темпами. Проблемы регулирования разработки и стабилизации добычи нефти на этом блоке являются типичными для всего месторождения, своего рода макетом для выбора проектных решений при разработке всей Акташской площади и, в конечном счете, для месторождений Татарстана.

Анализ работы скважин блока III показал, что они эксплуатируют несколько пластов. Терригенные толщи девона блока III представляют собой многопластовый объект. Залежи нефти приурочены к пластам с различными условиями залегания: отдельные изолированные линзы, полосы и площадное залегание коллекторов. Поэтому блок III можно считать совокупностью типов залежей нефтей с различными режимами. В среднем в каждой скважине вскрыто 2–3 пласта. Большинство объектов на блоке III характеризуется значительной изменчивостью коллекторских свойств и высокой степенью взаимодействия интервалов пласта вследствие их слияния. На блоке III остаточные запасы являются трудноизвлекаемыми из-за приуроченности их к ВНЗ и высокой обводненности добываемой продукции. К началу опытных работ добыча нефти на блоке III продолжала падать, темп отбора нефти от НИЗ снизился с 0,94 % в 1989 г до 0,55 % в 1992 г.

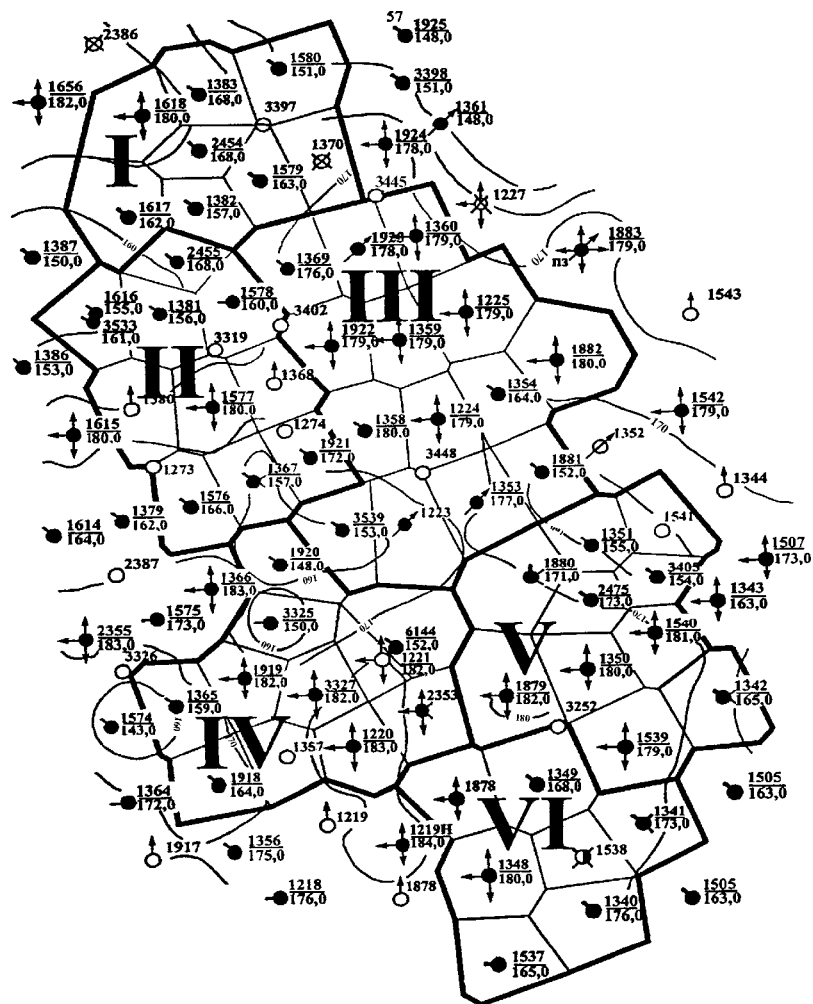


Рис. 7.17. Схема опытного участка III блока Акташской площади Ново-Елховского месторождения:
 I – блок № 1; II – блок № 2; III – блок № 3; IV – блок № 4; V – блок № 5;
 VI – блок № 6. В числителе – номер скважины; в знаменателе – давление, атм; изолинии – линии одинакового давления

Геолого-физические параметры и характеристика неоднородности залежи нефти блока III приведены в табл. 7.22.

В целом за короткий период с 1993 по 1999 гг. на 28 опытных участках блока III были промышленно опробованы и

Таблица 7.22

**Геолого-физические параметры продуктивных пластов
блока III Акташской площади**

| Показатели | Продуктивные пласты | | | | | |
|--------------------------------------|---------------------|------------------|-------------------|---------------------|------------------|------------------|
| | Д ₀ | Д _{1-а} | Д _{1-б1} | Д _{1-б2+з} | Д _{1-в} | Д _{1-г} |
| Глубина, м | 1695 | 1704 | 1706 | 1709 | 1716 | 1719 |
| Нефтенасыщенная толщина, м | 3,07 | 1,6 | 1,9 | 3,2 | 2,2 | 3,4 |
| Проницаемость, мкм ² | 0,776 | 0,593 | 0,593 | 0,593 | 0,593 | 0,593 |
| Пористость, % | 20 | 19,2 | 19,9 | 20,6 | 20,5 | 21,2 |
| Коэффициент песчаности, доли ед. | 0,65 | 0,60 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 |
| Коэффициент расчлененности, доли ед. | 2,1 | 2,1 | 2,1 | 2,1 | 2,1 | 2,1 |
| Динамическая вязкость нефти, мПа·с | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |

внедрены шесть технологий УНП, из которых пять направлены на увеличение коэффициента охвата и одна является комплексной. Промысловые геофизические исследования, проведенные на всех 28 нагнетательных скважинах блока III Акташской площади, подтвердили существенные изменения в характере работы пласта после воздействия технологий УНП. В зависимости от геолого-физических характеристик пласта наблюдается либо увеличение степени дренирования низкопроницаемых интервалов, либо подключение в активную разработку малопроницаемых нефтенасыщенных прослоев пласта. Добывающие скважины, гидродинамически связанные с нагнетательными, реагируют стабилизацией или снижением обводненности, увеличением дебитов нефти, что свидетельствует об эффективности применяемых технологий УНП.

В результате воздействия вышеуказанными технологиями УНП на блоке III дополнительно добыто 117,275 тыс. т нефти (табл. 7.23), при снижении попутно добываемой воды на 1249 тыс. м³. В целом же, по многим опытным участкам эффект продолжается, и поэтому конечная нефтеотдача как общая по всем технологиям, так и по каждой в отдельности, ожидается более высокой. Как видно из данных табл. 7.23, основная часть дополнительно добытой нефти (86,4 %) приходится на технологии УНП с применением ПДС и модифицированных ПДС.

Начиная с 1997 г. на пяти участках блока III проходят испытания по системному внедрению технологий на основе мо-

Таблица 7.23

Эффективность физико-химических методов УНП за 1993-1999 гг. на блоке III Акташской площади

| Технологии УНП | Количество обработок | Суммарная дополнительная добыча нефти, т | Дополнительная добыча нефти на 1 обработку, т |
|---------------------------------|----------------------|--|---|
| Полимердисперсная система (ПДС) | 17 | 93966 | 5527 |
| Коллоидно-дисперсная система | 5 | 13905 | 2784 |
| ПДС+ $AlCl_3$ | 3 | 4495 | 1495 |
| ПДС+ $CaCl_2$ | 1 | 1570 | 1570 |
| ПДС+ ЩСПК | 1 | 1276 | 1276 |
| Сшитые полимерные системы | 1 | 2693 | 2693 |
| Итого | 28 | 117275 | 4188 |

дифицированных ПДС, характеризующихся более высокой эффективностью, чем полимердисперсные системы.

Анализ технологической эффективности методов УНП на основе применения модифицированных ПДС показал, что дополнительная добыча нефти на один обработанный участок на блоке III составила для системы «ПДС – $AlCl_3$ » 3753 т, для «ПДС – $CaCl_2$ » – 3302 т и для «ПДС – ЩСПК» – 1276 т. Продолжительность эффекта на ряде участков превысила два года, составляя в среднем 1,5 года.

Как видно из рис. 7.15 и 7.16, системное внедрение методов УНП, основанных на изменении фильтрационного сопротивления промытых зон пласта, приводит к уменьшению и стабилизации уровней закачки и отбора жидкости, вследствие уменьшения проводимости высокопроницаемых зон пласта.

Внедрение на блоке III методов УНП, способствующих ограничению притока вод в добывающие скважины и в промытые зоны пласта, не только привело к сокращению объемов попутно добываемой воды с 3342,7 тыс. м³/год в 1993 г. до 2471,2 тыс. м³/год в 1999 г., но и позволило сэкономить энергоноситель (воду) и, следовательно, финансовые средства.

Известно, что основными задачами применения методов УНП на поздней стадии разработки являются:

- 1) замедление темпов падения добычи нефти;
- 2) улучшение технико-экономических показателей разработки объекта;

- 3) вовлечение всех запасов нефти в разработку;
- 4) достижение максимального, экономически обоснованного коэффициента конечной нефтеотдачи пластов.

На блоке III Акташской площади за счет применения новых технологий УНП удалось стабилизировать темп отбора текущих извлекаемых запасов, в 1993 г. он составлял 7,5 %, а в 1999 г. — 7,1 %, что является подтверждением эффективности применяемых способов извлечения остаточной нефти.

Существенное сокращение удельного и суммарного расхода закачиваемой воды и добываемой жидкости позволило не только сократить текущие эксплуатационные расходы на подготовку, транспорт и добычу нефти, но и улучшить экологическую ситуацию.

Таким образом, методы УНП, основанные на увеличении фильтрационного сопротивления высокопроницаемых промытых зон коллектора, являются методами совершенствования заводнения. Своевременная и качественная изоляция высокообводненных более проницаемых обособленных нефтяных слоев (пластов) позволяет существенно увеличить извлекаемые запасы нефти.

Системную закачку с изменением направлений фильтрационных потоков следует внедрять в начальный период разработки, когда залежь полностью разбурена, достаточно хорошо изучено ее геологическое строение и освоена блочная система заводнения. В проекте разработки нефтяного объекта должны быть предусмотрены рекомендации по технологиям и объемам применения методов УНП.