

# 9

## **ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ УНП НА ОСНОВЕ ПДС И МПДС НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

### **9.1. ИСПЫТАНИЯ ТУНП НА ОСНОВЕ ПДС НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (НГП) в тектоническом отношении приурочена к одноименной плите, подавляющий по толщине объем платформенных образований которой составляют терригенные мезозойские (юрские, меловые) отложения. В строении фундамента плиты участвуют разновозрастные складчатые комплексы от байкальского до герцинского [164].

В состав Западно-Сибирской НГП входит несколько самостоятельных нефтегазоносных областей (НГО), из которых к числу промышленно наиболее освоенных относится Среднеобская.

Месторождения Среднеобской НГО в основном многопластовые. Промышленная нефтегазоносность связана с юрскими и меловыми отложениями. Залежи пластовые, сводовые, платформенного типа, приурочены к песчаникам и алевролитам, полимиктовым по составу.

Месторождения, входящие в Среднеобскую НГО, имеют общий стратиграфический этаж и сходные литологические особенности нефтегазоносных пластов и вмещающих пород (рис. 9.1). Продуктивные пласты имеют высокую степень зональной и послойной макро- и микронеоднородности.

В Среднеобской НГО стратиграфический диапазон залежей наиболее полно представлен на Самотлорском месторождении.

Ниже дана краткая геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Самотлорского месторождения.

Общая толщина платформенного чехла на месторождении превышает 2900 м. Разрез представлен осадочными, преимущественно терригенными образованиями от юрского до четвертичного возрастов. Фундамент сложен глинистыми и глинисто-сланцевыми сланцами верхнего палеозоя.

Основные промышленные залежи Самотлорского месторождения связаны с горизонтами АВ<sub>1</sub>, АВ<sub>2-3</sub>, АВ<sub>4-5</sub>, БВ<sub>8</sub>, БВ<sub>10</sub> раннемелового возраста. Менее значительные запасы углеводородов содержат также пласты АВ<sub>6-7</sub> (вартовская свита), БВ<sub>19-20</sub> (ачимовская свита) нижнего мела и ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>0</sup> (васюганская свита) верхней юры. Некоторые параметры основных нефтегазоносных горизонтов месторождения приведены в табл. 9.1.

На месторождении коллекторы нефти и газа представлены полимиктовыми песчаниками и алевролитами. Полимиктовый

Таблица 9.1

**Геолого-физические параметры и характеристика неоднородности залежей Самотлорского месторождения**

Показатели	Горизонты				
	АВ <sub>1</sub>	АВ <sub>2-3</sub>	АВ <sub>4-5</sub>	БВ <sub>8</sub>	БВ <sub>10</sub>
Глубина, м	1611	1654	1687	2011 – 2026	2165
Нефтенасыщенная толщина, м	6,9	8,5	19,0	3,8 – 5,9	6,5
Проницаемость пород, мкм <sup>2</sup>	0,196	0,151 – 0,676	0,863	0,072 – 0,836	0,098
Пористость пород, %	25,2	26,5	27,8	22,8 – 24,5	28,7
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,49	0,31	0,74	0,35 – 0,58	0,24
Коэффициент расчлененности, доли ед.	3,9	6,3	9,42	2,75 – 4,31	4,76
Начальное пластовое давление, МПа	17,6	17,6	17,6	21,10	21,60
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,0	11,6	13,3	10,1 – 10,6	10,2 – 10,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,45	1,51	2,13	1,13 – 1,15	1,0 – 1,15
Газосодержание, нм <sup>3</sup> /т	88	88	74,0	94,5 – 95,7	85,8 – 95,0
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	840	840	360	832	825
Содержание серы по массе, %	1,2	1,1	1,3	1,0 – 1,2	1,0
Содержание парафина по массе, %	3,8	4,0	1,9	3,4 – 4,6	3,5

состав и гидрофильность при высоком содержании глинистых материалов определяют значительную удельную поверхность и остаточную нефтенасыщенность коллекторов месторождения.

Продуктивные горизонты месторождения представляют собой толщу мелкозернистых, реже среднезернистых песчаников и алевролитов с прослоями глин. В горизонте АВ<sub>1</sub> вниз по разрезу выделяются продуктивные пласты АВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> и АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>. Пласты различаются по толщинам, площади распространения, глинистости и коллекторским свойствам. Улучшение коллекторской характеристики и уменьшение глинистости в горизонте прослеживаются вниз по разрезу.

Горизонт АВ<sub>2-3</sub> от пласта АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> обычно отделен глинами, местами из-за отсутствия глин пласты сливаются. АВ<sub>2-3</sub> литологически невыдержан как по площади, так и разрезу. Ниже-залегающий горизонт АВ<sub>4-5</sub> отделен от АВ<sub>2-3</sub> глинами толщиной 6–10 м. Горизонт представлен преимущественно песчаниками. Глинистость и расчлененность возрастают к периферии залежи.

Горизонт БВ<sub>8</sub> является основным продуктивным горизонтом месторождения. В разрезе выделяются пласты БВ<sub>8</sub><sup>0</sup>, БВ<sub>8</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> и БВ<sub>8</sub><sup>3</sup>. Среди них литологически наиболее однородны и выдержаны пласты БВ<sub>8</sub><sup>1</sup> и БВ<sub>8</sub><sup>2</sup>. В пласте БВ<sub>8</sub><sup>0</sup> коллекторы развиты в восточной части месторождения.

В составе горизонта БВ<sub>10</sub> установлены продуктивные пласты БВ<sub>10</sub><sup>0</sup>, БВ<sub>10</sub><sup>1</sup> и БВ<sub>10</sub><sup>2</sup>. В западном направлении коллекторы горизонта замещаются на глины, а в восточной части месторождения эффективная толщина коллектора резко увеличивается и достигает 11,6 (БВ<sub>8</sub><sup>0</sup>) и 28,8 м (БВ<sub>8</sub><sup>1+2</sup>).

На месторождении наибольшие колебания общей толщины пластов установлены для пластов БВ<sub>10</sub><sup>0</sup>, БВ<sub>8</sub><sup>3</sup> и БВ<sub>10</sub><sup>1+2</sup>, эффективной — для пластов БВ<sub>8</sub><sup>0</sup>, БВ<sub>8</sub><sup>3</sup> и АВ<sub>2-3</sub>. Максимальное число глинистых разделов и их толщины характерны для пласта АВ<sub>2-3</sub>.

Характерной особенностью месторождений Западно-Сибирской НГП является высокая степень микронеоднородности продуктивных пластов. Вариации значений проницаемости, пористости и связанной воды для коллекторов последних гораздо выше, чем для продуктивных коллекторов месторождений Волго-Уральской провинции. Отличия эти в значительной мере обусловлены вещественным составом коллекторов.

Если терригенные продуктивные пласты Волго-Уральской НГП являются мономиктовыми (более 95 % породы состоит

из кварца), то в Западно-Сибирской НГП они полимиктовые по составу (кварца – в среднем 50 %, слюды – 40 %, глины – 10 %). По сравнению с Ромашкинским месторождением Волго-Уральской НГП, значение коэффициента вариации объема связанной воды продуктивных пластов Самотлорского месторождения ниже в 1,8 раза, проницаемости и пористости – в 2,1–1,6 раза. Абсолютные значения проницаемости (по керну) также ниже в 2–3 раза, чем на Ромашкинском месторождении. Наибольшее влияние на величину проницаемости и неоднородности продуктивных пластов Западно-Сибирской НГП оказывает глинистость. По данным анализа керна содержание глинистого материала в коллекторах АВ<sub>1–3</sub> варьирует в весьма широких пределах – от 2,6 до 25,6 %, составляя в среднем 11,1 %.

Анализ промыслово-геофизических материалов позволяет установить следующие две основные формы распределения глины в продуктивных пластах Самотлорского месторождения – слоистую и рассеянную. К такому выводу пришли на основе следующих соображений.

Известно, что общую (объемную) глинистость пластов оценивают по величине естественной гамма-активности пород. Для этого по кривой гамма-каротажа отсчитывают амплитуду этой кривой против изучаемого пласта –  $A_\gamma$ . Каждой величине  $A_\gamma$  соответствует конкретная величина общей глинистости –  $A_{г\lambda}^{об}$ .

Известно также, что в нефтеносных пластах возникает явление гидрофобизации поверхности породы нефтью. Для изучения этого явления проведено сопоставление результатов оценки глинистости двумя независимыми способами – по гамма-каротажу и электрокаротажу (на основе кривой спонтанной поляризации – СП). Сущность последнего заключается в том, что помимо величины  $A_{сп}$  (амплитуда кривой СП) была привлечена еще одна величина – коэффициент начальной нефтенасыщенности  $\sigma_{нн}$ . В свете современных представлений величина  $\sigma_{нн}$  может существенно изменять величину  $A_{сп}$ , особенно в глинистых пластах.

Выбор опытных участков для испытания технологий применения ПДС на Самотлорском месторождении определялся как геолого-физическими факторами, так и состоянием разработки основных продуктивных пластов. При выборе участков в качестве основных качественных критериев рассматривались геологическое строение, неоднородность пласта по фильтрационно-емкостным свойствам, приемистость нагнетательных скважин, обводненность продукции добывающих

скважин участка, технические возможности проведения работ в нагнетательных скважинах.

Первые эксперименты были выполнены на шести отдельных участках, каждый из которых состоял из одной нагнетательной и нескольких окружающих добывающих скважин, в которых эксплуатируемые продуктивные пласты имеют гидродинамическую связь с нагнетательной скважиной.

Опытным участкам условно были присвоены номера соответствующих нагнетательных скважин, в которых производилась закачка ПДС.

На каждом из шести выбранных участков испытывались продуктивные пласты одного из разрабатываемых объектов месторождения: АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> на участке скв. 2859, АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> – скв. 2677, АВ<sub>2-3</sub> – скв. 14738, 4095, 7181 и БВ<sub>10</sub> – скв. 12160. Таким образом, испытаниями были охвачены продуктивные пласты четырех из шести эксплуатируемых объектов месторождения.

Продуктивные пласты Самотлорского месторождения имеют неоднородную геолого-физическую характеристику. В связи с этим результаты опытно-промышленных испытаний ПДС будут иметь большую ценность для сравнительной оценки технологической эффективности в различных геолого-физических условиях. Основные геолого-физические характеристики опытных участков приведены в табл. 9.2.

Как видно из данных табл. 9.2, продуктивные пласты на опытных участках отличаются по своим геолого-физическим характеристикам, состоянию разработки и по величине начальных запасов нефти. Каждый участок представляет собой площадной элемент и разрабатывается самостоятельной сеткой добывающих и нагнетательных скважин при искусственном водонапорном режиме. Карта текущего состояния разработки одного из участков к моменту закачки ПДС приведена на рис. 9.2.

Показатели работы скважин, приведенные в табл. 9.2, свидетельствуют, что разработка опытных участков происходит в неоднородных условиях. Так, например, на участке скв. 12160 обводненность продукции отдельно взятых скважин изменяется от 3,7 до 99,1 % при среднем значении по участку 32,7 %, а среднесуточный дебит жидкости – от 17,2 до 216,5 т/сут при среднем дебите 81,4 т/сут. Аналогичная картина наблюдается и на других опытных участках. Таким образом, промысловые показатели свидетельствуют, что запасы нефти участков вырабатываются неравномерно, имеет место прорыв



Таблица 9.2

**Основные геолого-физические характеристики опытных участков по испытанию технологий УНП на основе ПДС на Самотлорском месторождении**

Наименование параметров	Условные номера опытных участков (нагнетательных скважин)					
	12160	14738	4095	7181	2677	2859
Индекс пласта	БВ <sub>10</sub>	АВ <sub>2-3</sub>	АВ <sub>2-3</sub>	АВ <sub>2-3</sub>	АВ <sub>1</sub> <sup>3</sup>	АВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>
Глубина залегания кровли, м	2137 – 2493	1703 – 1923	1691 – 1956	1749 – 1908	1709 – 1977	1700 – 1804
Средняя толщина пластов, м	6,6	17,4	14,3	14,4	9,8	5,9
Пористость, %	23,4	26,2	25,1	27,1	25,8	24,8
Нефтенасыщенность, %	66,0	62,7	58,6	65,1	56,1	56,0
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,099	0,711	0,225	0,307	0,192	0,129
Коэффициент расчлененности	4,1	5,6	4,5	3,1	3,5	2,1
Коэффициент песчаности	0,83	0,74	0,52	0,73	0,58	0,68

воды по отдельным высокопроницаемым пропласткам, что приводит к высокой обводненности добываемой продукции при неполном охвате пластов заводнением.

Следует отметить, что средняя обводненность добываемой жидкости на большинстве участков превышает 70 %, а на двух участках ее значение больше 90 %. Это показывает, что выбранные опытные участки находятся в сложных условиях для разработки и предъявляют жесткие требования при испытаниях методов увеличения нефтеотдачи.

Приготовление и закачка технологических жидкостей (водного раствора полимера, глинистой суспензии, буферной воды и продавочной жидкости) производились по схемам, описание которых приведено в предыдущих разделах. Основные параметры закачки технологических жидкостей для образования ПДС в нагнетательные скважины приведены в табл. 9.3.

Контроль за процессом закачки технологических жидкостей для образования ПДС и оценку эффективности применения метода производили в соответствии с требованиями, изложенными в предыдущем разделе. Образование ПДС в промытых водой пропластках привело к увеличению давления нагнетания технологических жидкостей и перераспреде-

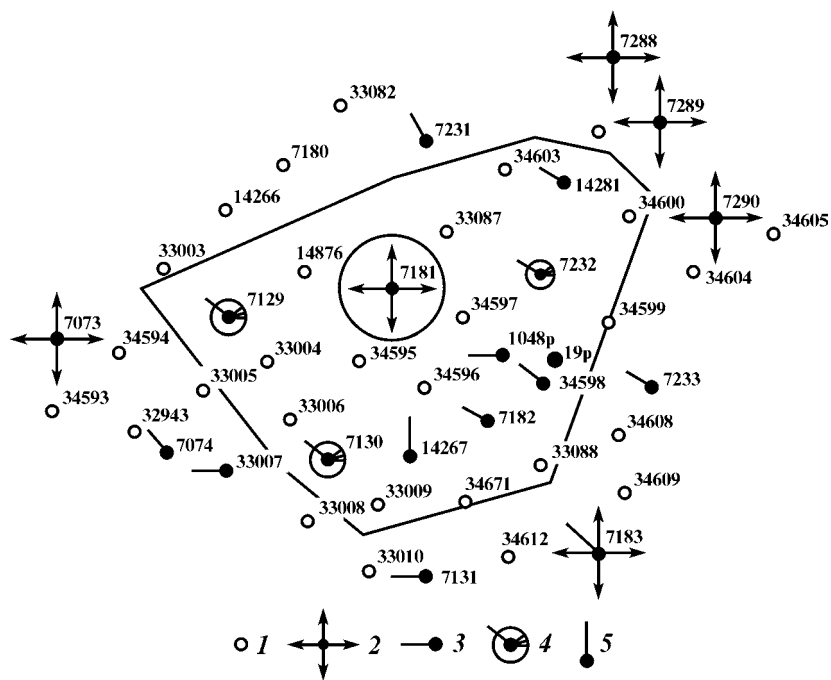


Рис. 9.2. Карта текущего состояния разработки опытного участка скв. 7181 Самотлорского месторождения (горизонт АВ<sub>2-3</sub>) до закачки ПДС:  
 1 – эксплуатационные; 2 – нагнетательные; 3 – ШГН; 4 – ЭЦН; 5 – фонтанные

лению интервалов приемистости воды по данным РГД. После закачки ПДС в нагнетательные скважины произошло уменьшение содержания воды в добываемой продукции.

Научно обоснованный анализ эффективности и решение вопросов оптимизации технологии невозможны без соответствующего контроля за процессом, не поддающимся непосредственному наблюдению. Известно, что любой метод физического исследования, применяемый при контроле за разработкой, опирается на теоретическую модель процесса, которая с точки зрения адекватности реальному процессу всегда носит некоторый элемент неопределенности, вытекающий из неполноты информации о пластовой системе. Только применение широкого комплекса исследований позволяет сузить область неопределенности и в ряде случаев однозначно ответить на вопросы, связанные с контролем за технологическим процессом.

Таблица 9.3

**Технологические показатели закачивания ПДС  
в нагнетательные скважины на Самотлорском месторождении**

Наименование параметров	Условные номера опытных участков (нагнетательных скважин)					
	12160	14738	4095	7181	2677	2859
Объем закачанного ПДС, м <sup>3</sup>	2420	3467	1880	5497	3520	3185
В том числе:						
раствора ПАА	1560	2070	2895	2810	1610	1610
глинистой суспензии	860	1397	1985	2687	1910	1575
Расход материалов, т:						
ПАА	1,49	2,19	2,86	2,81	1,61	1,61
глинопорошка	46,10	76,42	104,20	100,15	70,14	73,18
Средняя концентрация полимерного раствора, кг/м <sup>3</sup>	0,96	1,06	0,99	1,00	1,00	1,00
Среднее содержание глины в суспензии, кг/м <sup>3</sup>	53,6	54,7	52,5	37,3	36,7	46,5
Давление закачки ПДС, МПа:						
в начале закачки	6,0	9,0	8,0	5,0	9,5	9,0
в конце закачки	10,0	12,0	12,0	11,0	11,0	12,5
Количество циклов закачивания	11	19	25	21	20	16

Традиционные геофизические методы позволяют определить локальные значения различного рода параметров нефтяной залежи. Профили закачки и притока, снимаемые с помощью РГД, служат основным критерием участия пластов в разработке. При этом метрологическая надежность выделения работающих интервалов зависит от многих факторов (наличие заколонных перетоков, плотность снятых точек, толщина перемычек и т.д.) и профили расходомерии не всегда отражают реальное распределение фильтрационных потоков по толщине нефтяной залежи. Для повышения достоверности результатов требуется комплекс исследований с привлечением, например, термометрии. Выявление водопринимающих интервалов в нагнетательных скважинах по термометрии основано на различии темпов восстановления температуры в работающей части пласта, где из-за конвективно-тепломассопереноса температурное возмущение проникает в глубину пласта и вне этой зоны, где изменение температуры обусловлено молекулярной теплопроводностью и локализовано вблизи ствола скважины.

На термограммах добывающих скважин работающие пла-

сты выделяются в виде площадок калориметрического смешивания.

Геолого-физические характеристики нефтяного пласта меняются как в разрезе, так и по площади залежи и в удаленных от объекта исследования зонах их величины не совпадают с локальными значениями, определенными геофизическими методами. В наших исследованиях измерения в нагнетательных скважинах с помощью глубинных термометров были дополнены термометрией.

Количественная оценка технологической эффективности от применения ПДС на опытных участках Самотлорского месторождения, как и для других методов повышения нефтеотдачи, проводилась по показателям добывающих скважин опытного участка. Границы опытных участков были установлены в процессе их подготовки к испытаниям с использованием геологических, геофизических, промысловых материалов исследования скважин, карт текущего состояния разработки и изобар.

Границы проходят в зоне, ограниченной половиной расстояния между добывающими скважинами малой и большой орбиты вокруг очагов нагнетательной скважины.

Объем дополнительно добытой нефти из реагирующих скважин опытного участка определялся по характеристикам вытеснения нефти. За неполный год работы скважин опытного участка было добыто 18,8 тыс. т нефти, или 3,13 тыс. т на одну скважино-обработку.

За 1986—1992 гг. на Самотлорском месторождении были выполнены закачки ПДС на 123 опытных участках, в результате чего получена дополнительная добыча нефти в количестве 664,1 тыс. т, или 5,4 тыс. т на одну скважино-обработку.

## **9.2. ПРОМЫСЛОВЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ ПО ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ УНП НА ОСНОВЕ ПДС НА ОБЪЕКТАХ ПО «ЛУКОЙЛ-ЛАНГЕПАСНЕФТЕГАЗ»**

К началу промысловых испытаний на объектах объединения в промышленной разработке находилось 12 месторождений: Локосовское, Урьевское, Покачевское, Южно-Покачевское, Поточное, Северо-Поточное, Лас-Еганское, Нивагальское, Чумпасское, Покамасовское, Нонг-Еганское, Ключевое. Основная добыча нефти по объединению приходилась на Урьевское, Поточное и Покачевское месторождения, геолого-

физические характеристики, состояние и особенности разработки которых рассмотрим подробнее.

Промышленные закачки ПДС и их модификаций на начальном этапе были осуществлены на Локосовском (пласт БВ<sub>5</sub>), Урьевском (АВ<sub>1-2</sub>), Поточном (АВ<sub>1</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>8</sub>), Лас-Еганском (АВ<sub>2</sub>, БВ<sub>6</sub>), Северо-Поточном (БВ<sub>6</sub>), Южно-Покачевском (АВ<sub>2</sub>), Покачевском (АВ<sub>2</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>8</sub>) месторождениях.

Геолого-физическая характеристика объектов применения ПДС приведена в табл. 9.4, из которой видно, как велико разнообразие геолого-физических условий разработки.

Одним из основных условий эффективного применения ПДС является достаточно высокая степень неоднородности фильтрационных свойств продуктивных пластов. Для объектов применения ПДС, исключая пласты БВ<sub>8</sub> Поточного, БВ<sub>8</sub> Покачевского, БВ<sub>6</sub> Северо-Поточного месторождений, характерна значительная изменчивость фильтрационных свойств по площади и разрезу залежей. Одной из геолого-физических особенностей рассматриваемых месторождений, отрицательно влияющих на эффективность промышленного внедрения

Таблица 9.4

**Геолого-физическая характеристика объектов  
ПО «Лукойлнефтегаз», выбранных для применения ПДС**

Месторождение, пласт	Глубина залегания залежи, м	Нефтенасыщенная толщина, м	Коэффициент пористости, %	Начальная нефтенасыщенность пласта, %	Ожидаемая нефтеотдача, %
Локосовское, БВ <sub>5</sub>	2172	7,31	21,0	70	0,396
Урьевское:					
АВ <sub>1</sub>	1820	6,98	23,0	61	0,400
АВ <sub>2</sub>	1340	3,25	22,0	61	0,320
Поточное:					
АВ <sub>1</sub>	1820	4,03	23,0	59	0,382
БВ <sub>6</sub>	2200	11,68	21,0	53	0,455
Лас-Еганское:					
АВ <sub>2</sub>	1850	5,05	22,0	57	—
БВ <sub>6</sub>	2244	7,54	21,0	57	—
Северо-Поточное, БВ <sub>6</sub>	2241	8,81	24,0	66	—
Южно-Покачевское, АВ <sub>2</sub>	1825	4,59	22,0	59	0,335
Покачевское:					
АВ <sub>2</sub>	1844	6,2	22,0	53	—
БВ <sub>6</sub>	2273	9,48	20,0	69	0,502
БВ <sub>8</sub>	2378	9,59	20,0	72	0,549

ПДС, является то, что ряд залежей имеет обширные «водоплавающие» зоны. Сюда относятся пласты АВ<sub>2</sub>, БВ<sub>6</sub> Лас-Еганского, АВ<sub>2</sub> Южно-Покачевского и БВ<sub>8</sub> Покачевского месторождений.

Как было показано выше, при закачке ПДС в продуктивном пласте заметно повышается фильтрационное сопротивление промытых водой объемов пласта. Поэтому при применении ПДС в «водоплавающих» залежах заметно возрастает возможность ухода закачиваемой воды после обработки ПДС за пределы продуктивного пласта с ухудшением технологических показателей разработки.

К неблагоприятному объекту для повсеместного применения ПДС можно отнести пласт АВ<sub>2</sub> Покачевского месторождения, характеризующийся высокой прерывистостью. Тем не менее, опыт применения технологии ПДС на подобных объектах ПО «Нижневартовскнефтегаз» свидетельствует о возможности эффективного использования метода в пределах участков непрерывного залегания продуктивных пластов.

Рассмотрим некоторые особенности состояния разработки объектов применения ПДС.

Пласт БВ<sub>5</sub> Локосовского месторождения к началу применения ПДС находился в третьей стадии разработки. С начала разработки из пласта было отобрано 46,3 % начальных извлекаемых запасов. При этом среднегодовая обводненность достигла 78,6 %, что свидетельствует о значительном опережении процесса обводнения.

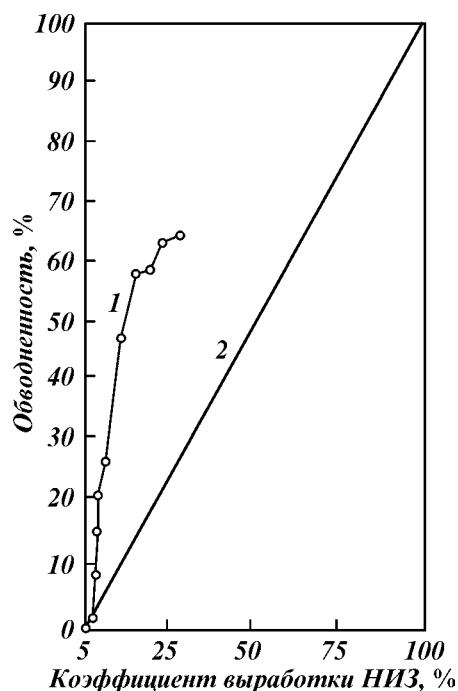
Из пласта АВ<sub>1-2</sub> Урьевского месторождения к началу эксплуатации было отобрано 27,6 % НИЗ, среднегодовая обводненность превысила 64 %. Как видно из рис. 9.3, на этом объекте уровень обводнения опережал степень выработки НИЗ на 36,6 %.

Опережающий темп обводнения добываемой жидкости отмечен и для пластов АВ<sub>1-2</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>8</sub> Поточного, АВ<sub>2</sub> Южно-Поточного месторождений. По пласту АВ<sub>1-2</sub> обводненность опережала степень выработанности НИЗ на 41,9 %, а по пласту БВ<sub>6</sub> – на 34,6 %.

В рассматриваемых объектах процесс разработки происходит более или менее нормально только в пластах АВ<sub>1и2</sub> Покачевского и БВ<sub>8</sub> Поточного месторождений. Особенно в благоприятных условиях происходила выработка пласта БВ<sub>8</sub> Покачевского месторождения, характеризующегося выдержанными и достаточно высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Из краткого анализа состояния разработки видно, что

Рис. 9.3. Характеристики вытеснения по пласту АВ<sub>1-2</sub> Урьевского месторождения:  
1 — фактическая; 2 — нормальная



процесс выработки НИЗ эксплуатационных объектов, имеющих высокую неоднородность фильтрационных свойств, протекает неудовлетворительно. Широкомасштабное применение ПДС в таких эксплуатационных объектах позволит не только повысить коэффициент нефтевытеснения за счет увеличения охвата заводнением, но в какой-то мере, и регулировать процесс заводнения. Что касается пластов с выдержанной фильтрационной характеристикой (БВ<sub>8</sub>, БВ<sub>6</sub> на Лас-Еганском, БВ<sub>6</sub> на Покачевском и Северо-Поточном месторождениях), то основным путем повышения эффективности разработки для них остается применение гидродинамических методов УНП.

#### **РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПДС**

Для достоверной оценки эффективности применения ПДС с целью увеличения текущей и конечной нефтеотдачи пластов были выполнены промысловые исследования, предусмотренные в работе [230].

Перечень участков и скважин, где были произведены закачки ПДС, а также номера реагирующих скважин приведены в табл. 9.5.

Таблица 9.5

Характеристика опытных участков на объектах  
ПО «Лангепаснефтегаз» по закачке ПДС на 01.06.90 г.

Место-рождение	Продуктивный пласт	Участки применения		Эксплуатационные показатели до обработки		Дополнительная добыча нефти, тыс. т
		Номера нагнетательных скважин	Количество реагирующих добывающих скважин	Суточный дебит нефти, т/сут	Обводненность продукции, %	
Локосовское	БВ <sub>5</sub>	135, 141, 175, 213	26	20,9	77,80	22,40
	БВ <sub>5</sub>	126	6	20,8	77,28	4,74
Урьевское	АВ <sub>1-2</sub>	254, 1054, 1235	7	16,1	87,76	2,69
	АВ <sub>1-2</sub>	199, 217, 526, 577	12	14,1	84,44	4,75
	АВ <sub>1-2</sub>	579, 573	14	6,2	93,33	5,38
Поточное	АВ <sub>1</sub>	751	5	16,1	55,90	4,41
	АВ <sub>1</sub>	508, 615, 630	9	16,0	66,10	3,40
	АВ <sub>1</sub>	568	7	7,5	88,40	11,06
	АВ <sub>1</sub>	315	9	13,7	88,30	17,97
	БВ <sub>6</sub>	174, 185	5	3,6	97,10	17,89
	БВ <sub>6</sub>	199, 197	5	26,6	78,50	17,88
	БВ <sub>6</sub>	321	3	21,0	89,90	1,63
	БВ <sub>6</sub>	435	3	18,8	82,50	2,41
	БВ <sub>6</sub>	834	3	1,1	81,90	—
	БВ <sub>8</sub>	450	7	—	—	5,68
Лас-Еганское	АВ <sub>2</sub>	3450	6	19,1	62,75	18,44
	БВ <sub>6</sub>	6217	6	53,3	41,98	4,65
	БВ <sub>6</sub>	6301, 6329, 6338	18	24,5	60,90	3,42
	БВ <sub>6</sub>	6295	4	—	—	1,92
Северо-Поточное	БВ <sub>6</sub>	6251	9	—	—	—
	БВ <sub>6</sub>	6267, 6572	6	21,4	57,80	12,29
	БВ <sub>6</sub>	6019, 6033, 6047	7	67,3	—	—
Покачевское	БВ <sub>6</sub>	6210	3	—	—	3,66
	АВ <sub>2</sub>	139, 140	11	10,6	88,20	24,25
Южно-Покачевское	АВ <sub>2</sub>	3812, 3832, 3287	14	25,9	63,70	7,36

Проявление эффекта от закачки ПДС качественно оценивалось по изменению приемистости нагнетательных скважин, дебитов и обводненности продукции добывающих скважин. Для этой цели привлекались также материалы геофизических и гидродинамических исследований. Количественная оценка дополнительно добытой нефти производилась по характеристикам вытеснения.

Кратко рассмотрим результаты применения ПДС по нефтедобывающим предприятиям.

По НГДУ «Урьевнефть» закачка ПДС произведена в 14 скважинах, составляющих 5 участков – блоков на Локосовском и Урьевском месторождениях (см. табл. 9.5). На Локосовском месторождении обработка произведена по пласту БВ<sub>5</sub>, на Урьевском – по пласту АВ<sub>1-2</sub>. На Локосовском месторождении самый большой участок образует блок нагнетательных скважин 135, 141, 175, 213 с 26 реагирующими скважинами. На участке технологический эффект, оцененный по характеристикам вытеснения, составляет 22,4 тыс. т. Основной фонд скважин участка в период воздействия ПДС и после него работал стабильно. По некоторым скважинам (скв. 201) наблюдалось увеличение дебита по нефти и существенное снижение обводненности добываемой жидкости (от 92 до 59 %). По остальным скважинам наблюдается стабилизация обводненности, а в некоторых случаях увеличение дебитов. Эти факты подтверждают величину дополнительной добычи нефти, определенную по характеристикам вытеснения.

По участку нагнетательной скв. 126 (пласт БВ<sub>5</sub>) дополнительная добыча нефти составила 4,74 тыс. т. Скважины на рассматриваемом участке обводнены одинаково (78–80 %), что свидетельствует о равномерной выработке запасов нефти.

Продукция добывающих скважин участка с нагнетательными скв. 199, 217, 526, 537 Урьевского месторождения (пласт АВ<sub>1-2</sub>) перед началом закачки имела обводненность 83,4 %, суммарная текущая добыча нефти составила 70 тыс. т на одну скважину. По характеристикам вытеснения технологический эффект на участке равен 4,75 тыс. т нефти. Анализ режима работы добывающих скважин показывает, что улучшение показателей их работы происходит через 7–8 мес после закачки ПДС.

Участок с нагнетательными скв. 254, 1054, 1235 Урьевского месторождения примыкает к предыдущему участку с южной стороны. Перед воздействием обводненность продукции скважин участка составила 84 %. По характеристике вытеснения дополнительная добыча нефти составила 2,6 тыс. т. В

дальнейшем происходит ухудшение показателей, растет обводненность продукции, уменьшаются дебиты скважин. Относительно низкая эффективность, очевидно, обусловлена кратковременностью действия ПДС в связи с малым объемом оторочки и растянутостью процесса обработки пласта во времени (до 4 мес).

На этом же месторождении в блоке с нагнетательными скв. 573 и 579 (пласт АВ<sub>1-2</sub>) на закачку отреагировало 14 добывающих скважин. По режиму работы шести реагирующих скважин (322, 310, 1283, 1264, 303, 312) наблюдаются положительные эффекты в виде увеличения дебитов и снижения обводненности. Дополнительная добыча нефти на 1.06.90 г. составила 5,38 тыс. т.

По НГДУ «Ласъеганнефть» закачка ПДС произведена в 36 скважинах, образующих 26 участков на Поточном (АВ<sub>1</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>8</sub>), Северо-Поточном (БВ<sub>6</sub>) и Лас-Еганском (АВ<sub>2</sub>, БВ<sub>6</sub>) месторождениях (см. табл. 9.5).

Примечательным на объектах НГДУ является применение ПДС для регулирования процесса разработки пласта БВ<sub>6</sub> второго блока Поточного месторождения. Разработка этого участка ведется с использованием приконтурного заводнения. Выработанность запасов нефти отставала от степени обводненности продукции на 50 и более процентов, что является неудовлетворительным. В связи с этим было предложено произвести комплексную массивную обработку всех восьми нагнетательных скважин блока. Первая обработка скважин с применением ПДС была выполнена на семи нагнетательных скважинах (174, 185, 197, 199, 834, 321, 435). При первой обработке в отдельные скважины было закачено от 2000 (скв. 435) до 3800 м<sup>3</sup> (скв. 199) ПДС. Концентрация раствора ПАА и глинистой суспензии составляли 0,05, 0,07 и 2–5 % соответственно.

По результатам геофизических исследований после закачки ПДС установлено практически повсеместное изменение профилей приемистости. Наряду с увеличением охвата пластов воздействием по толщине (скв. 174, 834) наблюдалось и его снижение (скв. 321). Произошло перераспределение пластового давления. Положительный эффект раньше всех начал проявляться на участке со скв. 174, 185. Сразу же после обработки и на 01.04.89 г. он составил 3,2 тыс. т дополнительно добытой нефти.

На участках нагнетательных скв. 197, 199 и 321 после первой закачки эффект отсутствовал. По данным анализов ЦНИЛ ПО «Лангепаснефтегаз» отсутствие эффекта объясня-

лось недостаточным объемом оторочки ПДС, который по их расчетам составил всего 0,06 % от объема пор прилегающих участков блока. Были произведены большеобъемные закачки ПДС на участках со скв. 321 и 199. Было закачено соответственно 10 и 13 тыс. м<sup>3</sup> ПДС. В скв. 321 от закачки указанного объема приемистость почти не снизилась, а в скв. 199 начала снижаться лишь после закачки 11 тыс. м<sup>3</sup> ПДС и к концу обработки пласта уменьшилась почти в 2 раза.

По участку со скв. 199, 197 после повторной закачки ПДС произошло увеличение добычи нефти до 17,88 тыс. т. Анализ режима работ реагирующих скважин показывает существенные улучшения их показателей. Эффект по участку со скв. 174, 185 составляет 8,66 тыс. т. По участку со скв. 435 и 834 после ПДС существенного прироста добычи нет. Основной причиной, приведшей к небольшому эффекту на этом участке, является проницаемостная однородность пласта БВ<sub>6</sub>: в этой зоне он представлен монолитом.

Проявление эффекта на участке со скв. 197 и 199 после повторной закачки большого объема ПДС (13 тыс. м<sup>3</sup>) свидетельствует о принципиальной возможности использования технологии в условиях монолитных пластов, эффект на которых, очевидно, возникает благодаря зональной неоднородности коллекторов.

Таким образом, опыт закачки ПДС на блоке II пласта БВ<sub>6</sub> Поточного месторождения показывает, что для увеличения дополнительной добычи нефти в приконтурные скважины необходимо закачивать большие объемы ПДС. Это требует изменения принятой технологии закачки ПДС и установления оптимальных объемов и концентраций химических продуктов.

Закачка ПДС по принятой технологии во внутриконтурную зону залежи пласта БВ<sub>6</sub> Поточного месторождения привела к успеху (участок со скв. 315). Реагент был внесен в нефтяную часть пласта, отделенную от подстилающей водоносной зоны перемычкой из глинистых пород. Дополнительная добыча нефти на участке от применения ПДС составила 17,97 тыс. т. Анализ работы добывающих скважин показывает положительное влияние закачки. На участке при повторении закачки ПДС можно получить еще дополнительный прирост добычи нефти.

На Северо-Поточном месторождении закачка ПДС была произведена в пласт БВ<sub>6</sub> в приконтурной зоне залежи через скв. 6226, 6076, 6267, 6572, 6047, 6033, 6019, 6210, 6015, 6065, 6106, образующих восемь самостоятельных участков. Однако

положительный эффект зафиксирован только на трех участках: скв. 6210 (3,08 тыс. т); скв. 6267, 6572 (12,29 тыс. т); скв. 6019, 6033, 6048 (3,06 тыс. т). Основной причиной отсутствия технологического эффекта является закачка ПДС в неблагоприятных условиях ВНЗ.

В связи с этим следует отметить особую важность тщательного выбора опытных участков для проведения промышленных экспериментов по испытанию новых технологий УНП.

За 1986–1993 гг. на объектах ПО «Лукойл-Лангепас-нефтегаз» было произведено 218 обработок с применением ПДС. За счет улучшения охвата пластов воздействием пластовой воды дополнительно добыто 911 тыс. т нефти, в том числе на одну скважино-обработку – 4,18 тыс. т.

### **9.3. ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ МУНП НА ОСНОВЕ СОВМЕСТНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ПДС И ПАВ НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Опытно-промышленные работы по закачке водных растворов ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов в условиях месторождений Западной Сибири показали низкую технологическую эффективность. Предполагается, что одной из причин низкой эффективности применения ПАВ в пластах с высокой температурой, является попадание водных растворов ПАВ в обводненные прослойки послойно-неоднородных пластов. В связи с этим предлагается совместное применение ПДС и водных растворов ПАВ. Технология УНП на основе ПДС и ПАВ состоит из двух самостоятельных этапов: закачки ПДС и закачки водных растворов ПАВ. Закачка технологических жидкостей для образования в промытых объемах ПДС приводит к увеличению фильтрационного сопротивления промытых водой пропластков, а водные растворы, закачиваемые после образования ПДС, позволяют увеличивать коэффициент вытеснения нефти из малопроницаемых прослоев пласта.

В связи с этим исследовано влияние ПАВ на свойства ПДС и флокулирующие способности полиакриламидов. Изучено влияние ПАВ на процесс нефтевытеснения с применением ПДС. Проведена промысловая оценка воздействия ПДС с ПАВ на полимиктовые пласты месторождений Западной Сибири на 11 опытных участках Самотлорского месторождения.

Исходя из возможных механизмов вытеснения остаточной нефти предлагается два варианта совместного применения ПДС и ПАВ. Первый вариант направлен на улучшение свойств закачиваемых компонентов и структурно-механических свойств образующего осадка ПДС и заключается в закачивании ПАВ совместно с одним из компонентов ПДС, главным образом, с глинистой суспензией. Данный вариант позволяет транспортировать основной закупоривающий материал и глину в зоны, достаточно удаленные от нагнетательной скважины. Однако при совместной закачке реагентов флокуляция глинистых частиц полимерами будет происходить в присутствии ПАВ, что может повлиять на процесс флокуляции и структуру образующего полимердисперсного комплекса. Оценка влияния ПАВ на процессы образования ПДС требует проведения специальных исследований.

По второму варианту закачка растворов ПАВ производится после закачки компонентов ПДС. При разработке технологии данного варианта следует учесть возможность взаимодействия растворов ПАВ с уже сформированным осадком ПДС. В связи с этим необходимо изучить устойчивость осадка ПДС в присутствии ПАВ различной концентрации.

В отечественной нефтепромысловой практике наиболее широкое применение с целью повышения нефтеотдачи пластов получили неионогенные ПАВ. В связи с этим в наших исследованиях использованы неионогенные ПАВ марки Неонол АФ<sub>9-12</sub>.

#### **ИССЛЕДОВАНИЯ ПАВ НА СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГЛИНИСТОЙ СУСПЕНЗИИ И ФЛОКУЛИРУЮЩИЕ СВОЙСТВА ПОЛИАКРИЛАМИДА**

Данные исследования проведены с целью получения исходных данных для разработки технологии закачки ПАВ совместно с глинистой суспензией после полимера.

В табл. 9.6 приведены результаты определения структурно-механических свойств и степени набухания глинистой суспензии, обработанной ПАВ различной концентрации.

Структурно-механические свойства определялись согласно ГОСТ 35940–77 – ГОСТ 3594.12–77. Как следует из табл. 9.6, увеличение концентрации ПАВ приводит к улучшению структурно-механических свойств глинистой суспензии.

При малых концентрациях (до 10 г/л) ПАВ играет роль пептизатора. Рост числа глинистых частиц приводит к росту прочности тиксотропной структуры дисперсной системы.

Таблица 9.6

**Влияние ПАВ на степень набухания глины  
и структурно-механические свойства глинистой суспензии**

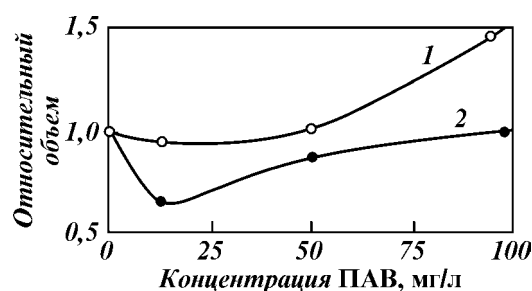
Концентрация АФ <sub>9-12</sub> , г/л	Степень набухания, отн. ед.	Структурно-механические свойства глинистой суспензии	
		Напряжение сдвига, Н/м <sup>2</sup>	Коэффициент пластичности
0,5	1,14	20,5	580
1,0	1,17	20,6	612
5,0	1,18	20,8	622
7,5	1,23	21,3	676
10,0	1,49	24,4	956
30,0	1,54	25,2	1009
60,0	1,70	25,9	1182
75,0	1,77	26,7	1194

При сцеплении частиц глины в активных местах коагуляции образуются сетчатые структуры, которые связывают молекулы воды не только адсорбционными силами, но и захватывают их механически (иммобилизуют). При больших концентрациях ПАВ происходит блокировка активных коагуляционных центров и утолщение сольватных слоев вокруг диспергированных частиц.

Как видно из табл. 9.6, при увеличении концентрации АФ<sub>9-12</sub> степень набухания глины возрастает, за единицу принят объем набухшего осадка глины в дистиллированной воде. Как следует из рис. 9.4, на относительный объем глины в растворе ПАВ влияет не только концентрация, но и тип ПАВ.

Исследование кинетики седиментации суспензии глины проводили в растворе ПАВ и дистиллированной воде.

Как следует из рис. 9.5, характер кинетических кривых осаждения глинистой суспензии в воде и растворе ПАВ мало различается между собой. Расположение кривой осаждения



**Рис. 9.4. Влияние ПАВ на набухаемость альметьевского глинопорошка:**  
1 – АФ<sub>9-12</sub>; 2 – ОП-10

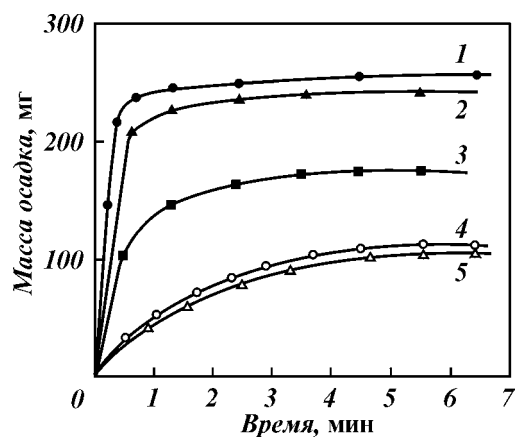


Рис. 9.5. Седиментационные кривые для 0,5%-ной (по массе) суспензии альметьевского глинопоршка в различных растворах. Растворы ПАА: 1 – 10%-ный РДА-1020; 2 – 10%-ный CS-35; 3 – 10%-ный ДК-Drill; 5 – 10%-ный водный раствор ПАВ АФ<sub>9-12</sub>; 4 – дистиллированная вода

глинистой суспензии в растворе ПАВ (кривая 2 находится ниже кривой 1) указывает на уменьшение размера частиц глины вследствие воздействия ПАВ, но ПАВ не обладает флокулирующим действием.

Для изучения влияния ПАВ на процесс флокуляции полимерами глинистых частиц также использовали метод седиментации. В качестве полимерного флокулянта применяли растворы полиакриламида следующих марок: CS-35, РДА-1020, ДК-Drill.

Седиментационные кривые для глинистой суспензии в присутствии различных полимеров приведены на рис. 9.5 (кривые 3, 4, 5), из которого следует, что масса осевших частиц глинистой суспензии в присутствии ПАВ всех изученных марок резко возрастает уже в начальный период процесса осаждения, что свидетельствует о флокулирующем действии полимеров. Масса осадка ПДС зависит от структуры и строения молекул полиакриламида. Наиболее слабое флокулирующее действие отмечено у полимера марки ДК-Drill, что связано, очевидно, с его сшитой структурой. Как следует из литературных данных, длина молекулы полимера должна быть достаточной для перекрытия пространства между агрегирующими частицами или для максимального охвата частиц твердой фазы. При большом содержании числа боковых групп или при образовании свернутых клубков частицы ми-

неральных дисперсий не могут достаточно соприкасаться с активными связующими участками полимера. Очевидно, что влияние ПАВ также будет определяться типом полимера, который используется для формирования осадка ПДС. При обработке глинистой суспензии растворами полиакриламида и ПАВ определяющей будет адсорбция полиакриламида на поверхности глины, так как большая скорость физической адсорбции ПАА по сравнению с замедленным процессом хемосорбции ПАВ определяет преимущество адсорбции ПАА. Большие молекулы ПАА, адсорбируясь поверхностью глинистых частиц, способствуют образованию их агрегатов, затрудняющих проникновение макромолекул ПАА, но не препятствующих проникновению сравнительно малых молекул ПАВ. Молекулы ПАВ создают оболочку, препятствующую слипанию частиц в более крупные агломераты, т.е. размер частиц осадка ПДС вследствие обработки раствором ПАВ становится меньше. Это подтверждается лабораторными данными наших исследований. Под действием ПАВ наблюдается снижение первоначальной скорости осаждения, что указывает на уменьшение размеров частиц наиболее крупной фракции ПДС.

#### **ВЛИЯНИЕ ПАВ НА СВОЙСТВА ОСАДКА ПДС, СФОРМИРОВАННОГО В РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ**

Известно, что присутствие ПАВ может влиять на структуру, а следовательно, и механические свойства осадка полимердисперсной системы. Исследование влияния ПАВ АФ<sub>9-12</sub> и ОП-10 на свойства осадка ПДС было проведено в лабораторных условиях.

В табл. 9.7 приведены относительные объемы осадка ПДС, сформированного в дистиллированной воде в присутствии ПАВ непосредственно в измерительном цилиндре. Относительный объем осадка ПДС равен отношению  $\bar{h} = h/h_0$ , где  $h_0$  — высота осадка 0,5 %-ной глинистой суспензии в дистиллированной воде;  $h$  — высота осадка суспензии в смеси растворов ПАА и ПАВ через сутки после приготовления в измерительном цилиндре.

Как следует из табл. 9.7, объем осадка ПДС, сформированного в присутствии ПАВ, уменьшается. Это свидетельствует об образовании более компактных частиц вследствие одновременного распределения молекул ПАА и ПАВ по их поверхности. Большие молекулы ПАА, адсорбируясь на поверхности глин и образуя агрегаты ПДС, затрудняют про-

Таблица 9.7

## Влияние раствора ПАВ на относительный объем осадка ПДС

Марка ПАА с массовым со- держанием 10 г/л	Относительный объем осадка ПДС, сформированного в растворе		
	Вода дистилли- рованная	ОП-10 (50 г/л)	АФ <sub>9-12</sub> (50 г/л)
РДА-1020	1,72	1,25	1,42
CS-35	1,66	1,33	1,17

никновение ПАА, но не препятствуют адсорбции малых молекул ПАВ. Молекулы ПАВ, адсорбируясь на поверхности глины, вызывают гидрофобизацию последней, что и приводит к компактизации частиц.

При воздействии растворов ПАВ на уже сформированный осадок ПДС возможно взаимодействие молекул ПАВ с полиакриламидом с образованием комплекса «полимер и ПАВ». При этом полимердисперсная система может разрушаться. Поэтому была исследована возможность разрушения частиц осадка ПДС растворами ПАВ. Осадок ПДС формировался из смеси 0,5%-ной суспензии альметьевского глинопорошка и раствора ПАА с массовым содержанием 10 г/л. После осаждения глинистой суспензии избыточная жидкость сливалась. Осадок подвергался 10-кратному промыванию в дистиллированной воде. Далее осадок выдерживался в течение суток в 50 мл раствора АФ<sub>9-12</sub> или ОП-10 с различным массовым содержанием (10, 20, 50 и 10 г/л). Избыточная жидкость после последнего промывания осадка, а также растворы ПАВ, слитые с осадка ПДС, подвергались анализу на содержание растворенного ПАА.

Анализ проводился методом турбидиметрии по мутности суспензии частично имидизированного полимера. Как показал анализ, ни надосадочная жидкость, ни промывочные воды и ни один из растворов ПАВ не содержал полиакриламида. Это свидетельствует о том, что в процессе флокуляции ПАА связываются глинопорошком полностью. Осадок ПДС не разрушается при многократном промывании водой, а также при обработке растворами ПАВ высоких концентраций.

Также изучали влияние ПАВ на структуру предварительно сформированного осадка методом измерения набухаемости на приборе Жигача — Ярова. Для первоначального набухания образцы черкасского глинопорошка в течение двух часов выдерживали в модели минерализованной воды горизонта АВ<sub>2-3</sub>, содержащей CaCl<sub>2</sub> — 3,46 г/л, MgCl<sub>2</sub> — 0,28 г/л, Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> — 0,15 г/л, NaCl — 17,89 г/л. Затем образцы погружа-

ли в раствор ПАА с концентрацией 10 мг/л и выдерживались в нем трое суток для формирования осадка ПДС. Затем часть образцов переносили в исследуемый раствор ПАВ, а часть оставалась в исходной жидкости. На рис. 9.6 приведены кривые набухания глины в указанных условиях. Как видно из рисунка, в период формирования осадка ПДС (от 2 до 75 ч) объем образцов изменяется незначительно. При замене надосадочной жидкости на раствор ПАВ объем глины скачкообразно увеличивается, но вскоре, через сутки, вновь перестает изменяться. Таким образом, воздействие раствора ПАВ не приводит к неограниченному набуханию и разрушению осадка ПДС. На основании проведенного эксперимента были рассчитаны коэффициенты набухания глинопорошка  $K_{\text{наб}}$ , обработанного ПАА в отсутствие и присутствии ПАВ.

Расчет  $K_{\text{наб}}$  производился по формуле

$$K_{\text{наб}} = \frac{\rho_{\text{гп}} \cdot B}{m} + A - 1, \quad (9.1)$$

где  $\rho_{\text{гп}}$  — плотность глинопорошка, определяемая по ГОСТ 19604.18–79 (для черкасского глинопорошка  $\rho_{\text{гп}} = 2170 \text{ кг/м}^3$ );  $m$  — масса глинопорошка, равная  $2 \cdot 10^{-3} \text{ кг}$ ;  $A$  и  $B$  — пара-

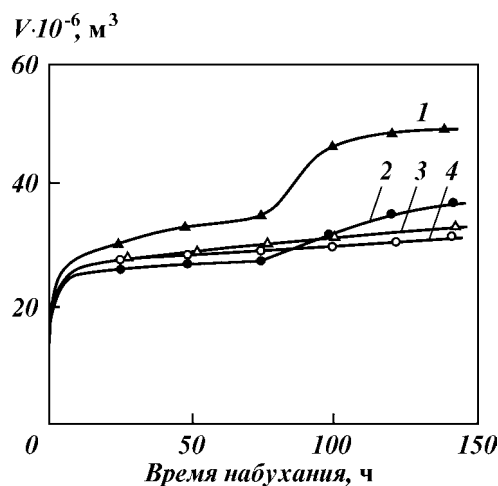


Рис. 9.6. Влияние ПАВ на кинетические кривые набухания осадка ПДС на основе черкасского глинопорошка и полиакриламида:  
 1 — РДА-1020 (10 г/л) + ОП-10 [1% (по массе)]; 2 — CS-6 (10 г/л) + ОП-10 [1% (по массе)]; 3 — раствор РДА-1020 (10 г/л); 4 — раствор CS-6 (10 г/л);  
 V — объем набухшего осадка

метры, определяемые на основе зависимости  $V_{\text{наб}} = f(V_{\text{нач}})$ , приведенной к прямолинейной ( $y = Ax + B$ ) методом наименьших квадратов;  $V_{\text{нач}}$  и  $V_{\text{наб}}$  – начальный объем и объем набухшего образца глины. Результаты расчетов приведены в табл. 9.8.

Как следует из данных табл. 9.8, обработка раствором ПАВ влияет на набухаемость полимердисперсной системы – коэффициент набухания возрастает на 8,9 % без разрушения ее структуры. Это свойство системы является положительным фактором, который может способствовать увеличению охвата пласта воздействием.

Обобщая результаты лабораторных исследований процесса полимерной флокуляции глинистых суспензий в присутствии ПАВ, сделали следующие выводы:

увеличение концентрации ПАВ приводит к улучшению структурно-механических свойств глинистой суспензии;

присутствие ПАВ слабо отражается на скорости флокуляции глины полимерами, незначительно снижая размеры наиболее крупных флокулов;

адсорбция молекул ПАВ на частицах глины приводит к компактизации осадка ПДС;

сформированный ранее осадок ПДС не разрушается при обработке растворами ПАВ высокой концентрации, коэффициент набухания возрастает на 8,9 % без разрушения структуры ПДС;

полученные результаты позволяют рекомендовать закачивать ПДС и ПАВ последовательно.

Из теоретических и экспериментальных работ следует, что добавка в воду ПАВ в лучшем случае дает незначительное увеличение коэффициента вытеснения нефти из однородных пористых сред, что объясняется, с одной стороны, недостаточным снижением межфазного натяжения, а с другой – значительным отставанием фронта ПАВ от фронта вытеснения из-за его активной адсорбции на поверхности коллекто-

Таблица 9.8

Влияние раствора ПАВ на набухаемость осадка ПДС

Марка полиакриламида в составе ПДС	Набухание					
	Без ПАВ			В присутствии 1%-ного раствора ОП-10		
	<i>A</i>	<i>B</i>	$K_{\text{наб}}$	<i>A</i>	<i>B</i>	$K_{\text{наб}}$
CS-35	-0,15	23,1	25,9	1,08	26,0	28,2
РДА-1020	–	–	–	0,90	27,8	30,0

ра. Особенно сильно это проявляется в условиях обводненных неоднородных пластов, когда закачиваемая вода направляется преимущественно по промытым высокопроницаемым пропласткам. Поэтому моделирование пластовых процессов было проведено с учетом неоднородности коллекторов по проницаемости — с использованием модели неоднородного пласта.

Основная задача состояла в исследовании влияния ПАВ на процесс нефтевытеснения с применением ПДС, а именно на прирост нефтеотдачи и остаточный фактор сопротивления.

Неоднородный пласт моделировался параллельным соединением двух гидродинамически не связанных разнопроницаемых пропластков, представляющих собой металлические колонки, заполненные пористой средой. Длина колонок 1 м, диаметр  $3,3 \cdot 10^{-2}$  м. Пористой средой служил молотый полимиктовый керн Самотлорского месторождения. Для создания в пористой среде связанной воды и начальной нефтенасыщенности модели й пропластки после предварительного вакууммирования насыщались дегазированной пластовой водой с последующим вытеснением ее нефтью Самотлорского месторождения, разбавленной керосином до необходимой вязкости.

Физико-химические свойства используемых жидкостей приведены в табл. 9.9.

Эксперименты по нефтевытеснению проводили в режиме постоянного расхода нагнетаемой жидкости ( $22 \text{ см}^3/\text{ч}$ ) при температуре  $60 \text{ }^\circ\text{C}$  на установке, блок-схема которой приведена в разделе 5.

Методика процесса нефтевытеснения заключалась в следующем. Сначала проводили первичное заводнение до определенной нефтенасыщенности и стабилизации фильтрационных характеристик, наступающей после достижения 100%-

Таблица 9.9

**Физико-химические свойства жидкостей, использованных при вытеснении нефти из моделей пористых сред**

Рабочая жидкость	Температура опыта, $^\circ\text{C}$	Плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$	Вязкость, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	Минерализация, $\text{г}/\text{л}$
Модель пластовой воды	30	1026	0,94	41,3
	60	1014	0,83	
Пластовая нефть	30	837	3,52	—
	60	805	1,70	—
Модель нагнетаемой воды	30	1008	0,82	18,8
	60	1000	0,56	

ной обводненности продукции, извлекаемой из высокопроницаемого пропластка.

Затем закачивали оторочки ПДС и ПДС с последующей оторочкой ПАВ. ПДС состояла из равных оторочек 0,05%-ного раствора полиакриламида и 1%-ной глинистой суспензии, приготовленных на пресной воде. Продвижение оторочек технологических жидкостей продолжалось до полного обводнения вытесняемой жидкости.

В процессе лабораторных экспериментов основные параметры технологии изменялись в широких пределах.

По результатам опытов по вытеснению остаточной нефти из моделей неоднородных пористых сред определялись следующие показатели:

- 1) прирост коэффициентов вытеснения нефти для каждого прослоя неоднородного пласта;
- 2) среднее значение прироста коэффициента вытеснения нефти в целом по модели пласта;
- 3) изменение фильтрационных свойств пористой среды по значениям подвижностей  $k/\mu$  и остаточному фактору сопротивления  $R_{ост}$ .

В экспериментальных исследованиях были использованы малообъемные оторочки 1–10%-ных водных растворов АФ<sub>9–12</sub>, закачиваемых после оторочек раствора полимера и глинистой суспензии, образующих в пористой среде полимердисперсную систему. Результаты экспериментальных исследований показали, что к концу первичного заводнения обводненность продукции, извлекаемой из высокопроницаемого пропластка, достигала 100 % и по этим пропласткам конечный коэффициент вытеснения нефти составлял 61,5–63,4 %. По низкопроницаемым пропласткам текущий коэффициент вытеснения достигал до 0,14. Таким образом, невыработанными остаются низкопроницаемые пропластки при высоких значениях обводненности продукции (89,1–92,0 %), извлекаемой из пласта в целом. Такая же картина наблюдается и в реальных пластах при прорыве воды в добывающие скважины – основная масса закачиваемой воды движется по промытым высокопроницаемым зонам. В этих условиях закачка полимердисперсной системы приводит к снижению подвижности воды в высокопроницаемой части пласта (рис. 9.7, кривая 1) и более интенсивному вытеснению нефти из низкопроницаемого пропластка.

При закачке оторочек водных растворов ПАВ вслед за оторочкой ПДС происходит более интенсивное снижение подвижности воды, и изменяется сам характер кривой. На

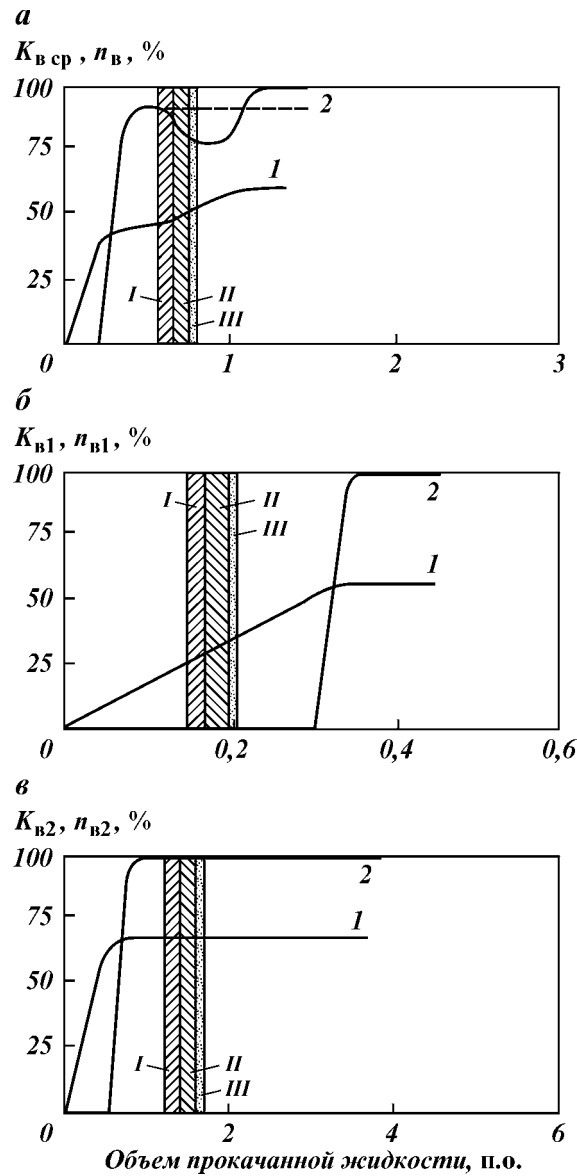


Рис. 9.7. Динамика процесса нефтевытеснения по неоднородному пласту (а) и отдельно по пропласткам (б, в) с применением ПДС в сочетании с НПАВ для условий Западной Сибири оторочки:  
 Оторочки: I — 0,05%-ного раствора полиакриламида; II — 1%-ной глинистой суспензии; III — 5%-ной НПАВ; 1 — средний коэффициент вытеснения для модели в целом (а) и коэффициента вытеснения (б, в); 2 — обводненности вытесняемой жидкости

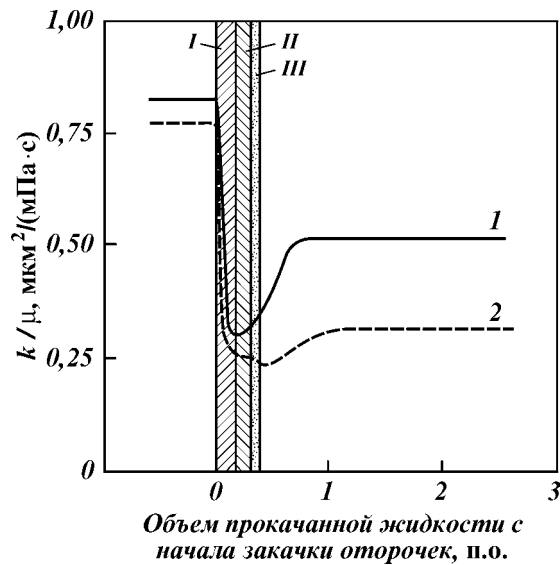


Рис. 9.8. Изменение подвижности жидкости  $k/\mu$  при закачке ПДС без и в сочетании с раствором НПАВ оторочки: I – 0,05%-ного раствора полиакриламида; II – 1%-ной глинистой суспензии; III – 5%-ного НПАВ; кривые изменения подвижности: 1 – для ПДС; 2 – для ПДС с НПАВ

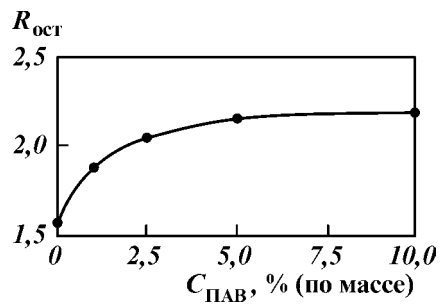


Рис. 9.9. Влияние концентрации ПАВ на остаточный фактор сопротивления при моделировании процесса нефтевытеснения для условий месторождений Западной Сибири с применением ПДС с НПАВ

рис. 9.8 (кривая 2) представлен характер изменения подвижности воды, фильтрующейся по высокопроницаемому пропластку, при закачке ПДС с 5%-ным водным раствором ПАВ. Для остальных исследованных концентраций растворов ПАВ характер кривых изменения подвижности воды такой же,

разница заключается в значениях остаточного фактора сопротивления, которые меняются от 1,57 до 2,22 при изменении концентрации ПАВ от 0 до 10 % (по массе). Изменение концентрации водного раствора ПАВ от 1 до 10 % увеличивает остаточный фактор сопротивления на 30–40 % по сравнению с ПДС без ПАВ (рис. 9.9).

#### **ВЛИЯНИЕ ПАВ НА СВОЙСТВА ОСАДКА ПДС, СФОРМИРОВАННОГО В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ**

При взаимодействии закачиваемой воды, полимера, глинистой суспензии и ПАВ с породой пласта происходят сложные физико-химические взаимодействия, сопровождающиеся явлением набухания глинистых частиц, входящих в состав пористой среды.

Поэтому для исключения влияния пластовой глины на механизм образования ПДС были выполнены экспериментальные исследования воздействия ПАВ только на свойства образующегося в пористой среде осадка ПДС на моделях пласта, пористой средой в которых служил молотый кварцевый песок. Температура и соотношение проницаемостей пропластков были те же, что и для моделей с полимиктовой пористой средой.

Сравнение экспериментальных данных, полученных на моделях неоднородного пласта с различной пористой средой, показало, что для полимиктовых пористых сред характерны более низкая начальная нефтенасыщенность (на 8–10 %) и более высокая пористость (на 5–6 %) при одинаковой проницаемости по воздуху, а также более низкие значения конечного коэффициента вытеснения (на 7–8 %) по сравнению с пористыми средами, представленными кварцевым песком. Для полимиктовых коллекторов также характерны низкие значения подвижности воды, что очевидно связано с набуханием глинистых частиц, входящих в состав пористой среды.

Значение остаточного фактора сопротивления в результате последовательной закачки ПДС и ПАВ выше для полимиктовых пористых сред по сравнению с пористыми средами из кварцевого песка. Закачка ПАВ после ПДС в модель неоднородного пласта, пористой средой которого является кварцевый песок, способствует увеличению остаточного фактора сопротивления по сравнению с опытами ПДС без ПАВ на 5,4 %, что меньше, чем для полимиктовых пористых сред. Прирост нефтеотдачи также выше при закачке в модель не-

однородного пласта ПДС и ПАВ за счет более высокого значения остаточного сопротивления.

Таким образом, закачка ПАВ после ПДС улучшает характеристики процесса вытеснения остаточной нефти за счет взаимодействия ПАВ со сформированным в пористой среде осадком ПДС.

Исследования на моделях нефтяного пласта для условий месторождений Западной Сибири показали, что изменение массового содержания ПАВ от 2,5 до 10 % мало влияет на значения остаточного фактора сопротивления пласта. Поэтому с целью уменьшения эксплуатационных затрат рекомендуется закачка ПДС с ПАВ концентрации 2,5– 5 % (по массе).

#### **ПОДГОТОВКА И ПРОВЕДЕНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ МУН НА ОСНОВЕ ПДС С ПАВ**

Внеплановые промысловые испытания технологий УНП предпринимались еще в 1986 г. на нагнетательной скв. 15681 НГДУ «Приобьнефть». В результате этих испытаний было добыто дополнительно 16 тыс. т. нефти. В 1988 г. в связи с начавшимися широкомасштабными промышленными работами ТУНП опробовалась на участке нагнетательной скв. 7162 НГДУ «Белозернефть». За относительно короткий срок наблюдений технология показала высокую эффективность. В течение 7,5 мес, прошедших после закачек ПДС с ПАВ, на опытной скважине было добыто 14,1 тыс. т дополнительной нефти. Однако резко изменившиеся гидродинамические условия в объекте воздействия в связи с пуском в работу вновь пробуренных скв. 29059 и 29010 не позволили проследить и полностью оценить продолжение технологического эффекта.

На этап приемочных испытаний разработчиками совместно с представителями заказчика НГДУ «Нижневартовскнефть» и «Белозернефть» были выбраны для закачек участка Самотлорского месторождения со следующими нагнетательными скважинами: 6098, 14388 и 14527 «Нижневартовскнефть»; 3517, 7106, 4099 и 3933 НГДУ «Белозернефть».

Таким образом, в 1989 г. программные работы по закачке ПДС с ПАВ выполнялись в следующих четырех скважинах: 15678, 15699 НГДУ «Приобьнефть», скв. 3517 НГДУ «Белозернефть»; скв. 14527 НГДУ «Нижневартовскнефть». Как отмечалось выше, в двух первых из них, скв. 15678, 15699, закачка ПДС была осуществлена еще в 1988 г.

В ПО «Нижневартовскнефтегаз» закачки ПДС с ПАВ в общей сложности были осуществлены на 11 отдельных участках Самотлорского месторождения (табл. 9.10).

Таблица 9.10

**Геолого-физическая характеристика опытных участков нагнетательных скважин  
Самотлорского месторождения, выбранных для закачки ПДС с ПАВ**

Параметры объектов	Показатели участков с нагнетательными скважинами								
	15678	15699	15651	15710	7208	15260	7327	3517	14527
Объект разработки	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup> + + AB <sub>2-3</sub>	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	AB <sub>1</sub> <sup>1-3</sup>	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	AB <sub>1</sub> <sup>1-3</sup>	AB <sub>2-3</sub>	AB <sub>2-3</sub> + + AB <sub>4-5</sub>
Состояние разработки к началу испытаний:									
текущая нефтеотдача, доли ед.	0,363	0,431	0,265	0,351	0,498	—	—	—	—
обводненность добываемой жидкости, %	81	94	76	94	95	83	93	—	6,3
Начальная нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,399	0,411	0,433	0,470	0,690	0,548	0,690	0,685	0,461
Пористость пород, %	23,5	23,3	26,4	24,9	27,0	25,6	27,0	27,2	24,3
Проницаемость пород, мкм <sup>2</sup>	0,142	0,192	0,210	0,173	0,830	0,176	0,728	0,619	0,365
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	8,8	6,3	9,5	8,7	24,2	9,0	18,2	11,4	13,0
Площадь опытного участка, тыс. м <sup>2</sup>	1026	1086	1537	2690	1000	2384	1457	2173	1578
Количество реагирующих добывающих скважин, шт.	14	10	14	12	6	10	6	10	8



## **КОНТРОЛЬ ЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ**

Промыслово-геофизические исследования предусматривались программой испытания с целью последовательного изучения технического состояния и профилей приемистости после закачек ПДС с ПАВ. Для этих целей были запланированы и выполнены в нагнетательных скважинах опытных участков следующие исследования:

- механическая расходометрия;
- термометрическая расходометрия в работающей скважине;
- термометрическая расходометрия в остановленной скважине;
- магнитная локация муфт;
- проверка наличия зумпфа.

Анализ материалов показывает, что закачки ПДС с ПАВ положительно отражаются на технологических показателях как нагнетательных, так и добывающих скважин опытных участков. Приемистость нагнетательных скважин, в период внесения реагентов обычно испытывающая некоторое ухудшение, спустя 1–2 мес после завершения процесса закачек восстанавливается.

Добывающие скважины опытных участков на закачку ПДС с ПАВ реагируют неодинаково. В одних скважинах спустя 1–3 мес после внесения в пласт ПДС с ПАВ дебит по нефти увеличивается, а содержание воды уменьшается, в других скважинах фиксируется стабилизация или уменьшение темпов падения дебитов, а в третьих – положительные изменения не фиксируются.

Технологическим эффектом от применения ПДС с ПАВ является извлечение дополнительного количества нефти из пласта в результате вовлечения в процесс разработки низкопроницаемых пропластков и улучшения нефтеотмывающих свойств закачиваемой воды благодаря присутствию в ней ПАВ.

Технологический процесс от применения ПДС с ПАВ приводит к послойному или зональному перераспределению фильтрационных потоков в продуктивном пласте. Изменение профиля приемистости, т.е. перераспределение объемов закачиваемой воды по разрезу продуктивного пласта хорошо иллюстрируют данные геофизических исследований нагнетательных скважин опытных участков. О зональных перераспределениях фильтрационных потоков в продуктивном пласте свидетельствует различное реагирование на закачку до-

бывающих скважин опытных участков: в одних скважинах происходит заметное улучшение технологических показателей, а в других — изменения менее значительные или отсутствуют.

Дополнительный объем добычи нефти при применении испытываемой технологии образуется от единого технологического процесса, развивающегося благодаря последовательному введению в пласт ПДС и раствора ПАВ.

Технологический эффект от применения ПДС с ПАВ количественно оценивался по характеристикам вытеснения, построенным с использованием накопленных с начала эксплуатации технологических показателей скважин опытных участков, а также с помощью математического моделирования механизма воздействия метода (рис. 9.11).

Для обеспечения максимальной объективности оценки эффективности по характеристикам вытеснения производили по десяти различным зависимостям. Расчеты осуществлялись на ЭВМ по специально разработанной программе.

Как показали результаты определений на 11 опытных участках, за счет применения ПДС с ПАВ дополнительно добыто 131,2 тыс. т нефти, что составляет в среднем 11,9 тыс. т нефти на одну скважино-операцию. Поскольку на многих опытных участках эффект продолжался, этот результат неокончательный — он будет выше.

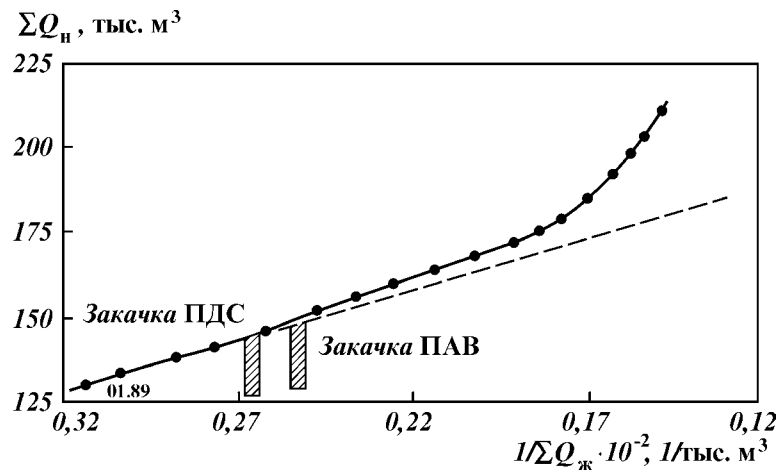


Рис. 9.11. Характеристика вытеснения  $\Sigma Q_n = f(1/\Sigma Q_{ж})$  участка испытания технологии ПДС с ПАВ с нагнетательной скв. 15260 Самотлорского месторождения (пласт А<sub>1</sub><sup>3</sup>)

Применение метода характеристик вытеснения для определения эффективности мероприятия по повышению нефтеотдачи требует сохранения базового темпа отбора жидкости и закачки воды на опытном участке за весь период влияния закачанного реагента.

Это требование, вообще говоря, справедливо для месторождения в целом или крупных блоков с установившимся балансом воды и отбора жидкости.

На отдельных небольших участках месторождения с открытыми гидродинамическими границами практически невозможно длительно сохранить определенный темп разработки. Результаты анализа многочисленных участков с открытыми границами и ограниченным числом скважин (до 10–15 скважин) показывают, что в условиях Самотлорского месторождения, при прочих благоприятных обстоятельствах, темп отбора продукции обычно выдерживается 1–2 года. Это создает трудность при оценке конечного результата эффективности по характеристикам вытеснения, поскольку прогнозная база сравнения может быть надежно экстраполирована не более чем на 1–2 года, тогда как проявление технологического эффекта от применения ПДС с ПАВ продолжается не менее 3–4 лет.

Таким образом, ни на одном из опытных участков испытания применения ПДС с ПАВ по характеристикам вытеснения практически нельзя установить дополнительную добычу в полном объеме.

Вообще, в условиях гидродинамически открытых участков не исключается вероятность необнаружения имеющегося эффекта по характеристикам вытеснения вследствие изменения режима эксплуатации скважин или полного либо частичного оттеснения дополнительного количества нефти за пределы участка.

Поэтому в таких ситуациях необходимо применять другие способы определения эффекта. Для оценки конечного прироста коэффициента нефтеотдачи при применении методов воздействия были получены расчетные формулы на основе математического моделирования процесса вытеснения нефти водой.

Так, в частности, для расчета прироста коэффициента нефтеотдачи пласта от закачки ПДС с ПАВ  $\Delta K_{HO}^{ПДСП}$ , доли ед., может быть использована следующая формула:

$$\Delta K_{HO}^{ПДСП} = \Delta K_{HO}^{ПДС} + \Delta K_{HO}^{ПАВ}, \quad (9.2)$$

где

$$\Delta K_{\text{НО}}^{\text{ПДС}} = K_{\text{охв.пл.}} \cdot \frac{\ln K_{\text{пр.н.}}}{a}; \quad (9.3)$$

$$\Delta K_{\text{НО}}^{\text{ПАВ}} = K_{\text{охв.пл.}} \cdot \bar{K}_{\text{выт}}^{\text{ПАВ}}; \quad (9.4)$$

$$a = \ln \left[ \frac{q_{\text{н}}(t_1) \cdot q_{\text{в}}(t_2)}{q_{\text{н}}(t_2) \cdot q_{\text{в}}(t_1)} \right] / [K_{\text{НО}}(t_2) - K_{\text{НО}}(t_1)]. \quad (9.5)$$

Относительный объем ПАВ от объема порового объема опытного участка

$$\bar{V}_{\text{T}}^{\text{ПАВ}} = Q_{\text{ПАВ}} / V_{\text{T}}. \quad (9.6)$$

Здесь  $\Delta K_{\text{НО}}^{\text{ПДСП}}$  – прирост коэффициента нефтеотдачи от закачки ПДС с ПАВ, доли ед.;  $\Delta K_{\text{НО}}^{\text{ПДС}}$  – прирост коэффициента нефтеотдачи от закачки ПДС, доли ед.;  $\Delta K_{\text{НО}}^{\text{ПАВ}}$  – прирост коэффициента нефтеотдачи от закачки ПАВ по промышленным данным;  $\bar{K}_{\text{выт}}^{\text{ПАВ}}$  – прирост коэффициента вытеснения нефти от применения ПАВ по лабораторным исследованиям, доли ед.;  $V_{\text{T}}$  – нефтенасыщенный поровый объем опытного участка, подвергаемый воздействию, м<sup>3</sup>;  $Q_{\text{ПАВ}}$  – объем закачанного раствора ПАВ рабочей концентрации (нижний предел концентрации ПАВ, при которой начинается заметное увеличение коэффициента вытеснения), м<sup>3</sup>;  $K_{\text{охв.пл.}}$  – коэффициент охвата заводнением участка по площади для данной системы скважин, доли ед.;  $K_{\text{пр.н.}}$  – коэффициент проницаемостной неоднородности (отношение значений проницаемости заводненных пластов к проницаемости слабозаводненных пластов объекта воздействия);  $\bar{K}_{\text{НО}}(t_1), \bar{K}_{\text{НО}}(t_2)$  – текущее значение коэффициента нефтеотдачи месторождения, соответствующее времени  $t_1$  и  $t_2$ , доли ед.;  $q_{\text{н}}(t_1), q_{\text{н}}(t_2), q_{\text{в}}(t_1), q_{\text{в}}(t_2)$  – объемы добычи нефти и воды из месторождения, соответствующие времени  $t_1$  и  $t_2$  ( $t_1 < t_2$ ) – календарному времени третьей или четвертой стадии разработки месторождения при обводнении продукции более 50 %.

Суммарная дополнительная добыча нефти с участка от закачки реагентов определяется по формулам:

$$\Delta Q_{\text{н}}^{\text{ПАВ}} = Q_{\text{бал}}^{\text{ост}} \cdot \Delta K_{\text{НО}}^{\text{ПАВ}}; \quad (9.7)$$

$$\Delta Q_{\text{H}}^{\text{ПДС}} = \Delta Q_{\text{бал}}^{\text{ост}} \cdot \Delta K_{\text{H}}^{\text{ПДС}}; \quad (9.8)$$

$$\Delta Q_{\text{H}}^{\text{ПДСП}} = \Delta Q_{\text{H}}^{\text{ПАВ}} \cdot \Delta Q_{\text{H}}^{\text{ПДС}}; \quad (9.9)$$

$$Q_{\text{бал}}^{\text{ост}} = Q_{\text{бал}} - \Delta Q_{\text{H}}^{\text{нак}}. \quad (9.10)$$

В формулах (9.7)–(9.10) приняты следующие обозначения:  $\Delta K_{\text{но}}^{\text{ПАВ}}$  и  $\Delta K_{\text{но}}^{\text{ПДС}}$  – соответственно дополнительная добыча нефти за счет применения ПАВ и ПДС;  $Q_{\text{бал}}$  – начальные балансовые запасы нефти участка, тыс. т;  $Q_{\text{бал}}^{\text{ост}}$  – остаточные балансовые запасы нефти участка к началу применения мероприятия, тыс. т;  $\Delta Q_{\text{H}}^{\text{нак}}$  – накопленная добыча нефти с участка к началу применения мероприятия, тыс. т.

Применяя приведенные выше формулы, считали показатели опытных участков от закачки ПДС с ПАВ. Исходные параметры участков, фактические показатели и результаты расчетных значений показателей приведены в табл. 9. При расчетах принято, что нижним пределом концентрации ПАВ является 0,5 %, прирост коэффициента вытеснения при этом равен 0,2 %. Значение коэффициента, определенное по показателям разработки пластов Самотлорского месторождения за 1983 г. ( $t_1$ ) и 1987 г. ( $t_2$ ) равно 11,7 %.

Расчетный прирост нефтеотдачи от влияния ПАВ по участкам находится в пределах от 0,06 до 0,60 %, прирост от ПДС – в диапазоне 1,14–3,76 %.

Суммарный объем дополнительно добываемой нефти от закачки ПАВ изменяется в пределах от 0,75 до 7,50 тыс. т, от закачки ПДС – в диапазоне 5,2–73,8 тыс. т.

Прирост нефтеотдачи от влияния ПДС с ПАВ в комплексе изменяется в пределах 0,58–3,67 %, величина дополнительной добычи – 6,48–75,76 тыс. т.

#### **9.4. ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ МУНП НА ОСНОВЕ ПДС И $\text{Na}_2\text{CO}_3$ В УСЛОВИЯХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ ХОЛМОГОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

В разрезе Холмогорского месторождения промышленная нефтеносность связана с пластами БС<sub>11</sub> и БС<sub>10</sub>, причем основным продуктивным является пласт БС<sub>11</sub>.

Пласт БС<sub>11</sub> залегает на глубинах 2560–2620 м, имеет тол-

щину 23– 27 м. Представлен чередованием песчаных и глинистых пород с прослоями известняков. Сверху он перекрывается глинистыми породами толщиной 35– 45 м, которые отделяют его от пластов группы БС<sub>10</sub>. В составе БС<sub>11</sub> выделяются два пропластка БС<sub>11</sub><sup>1</sup> и БС<sub>11</sub><sup>2</sup>. Глинистый раздел между ними имеет толщину от 1,0 до 11,6 м и развит повсеместно. Случаев слияния пластов не наблюдается. Расчлененность пласта составляет 2,8, ВНК по пласту БС<sub>11</sub> отмечается на уровне 2497 м. В пластовых условиях нефти Холмогорского месторождения легкие и маловязкие. Давление насыщения нефти газом составляет 9,5 МПа, газосодержание изменяется от 64 до 69 нм<sup>3</sup>/т. Нефти залежей пласта БС<sub>11</sub> и БС<sub>10</sub> близки по составу.

Основные геолого-физические параметры пласта БС<sub>11</sub> и БС<sub>10</sub> Холмогорского месторождения приведены в табл. 9.11.

Как следует из табл. 9.11, продуктивный пласт БС<sub>11</sub> Холмогорского месторождения отличается значениями пористости и проницаемости.

К началу промысловых экспериментов по закачке в пласт БС<sub>11</sub> ПДС с карбонатом натрия залежь находилась в третьей стадии разработки, было извлечено 27,5 % извлекаемых запасов. Текущая обводненность добываемой жидкости составляла 75,9 %.

Для проведения первоочередных испытаний МУНП на основе ПДС и Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>-технологии был выбран опытный участок – блок пласта, расположенный в северо-восточной части месторождения. Данный блок включает пять нагнетательных (скв. 588, 589, 569, 570, 572) и 26 добывающих скважин

Таблица 9.11

Основные характеристики пластов БС<sub>10</sub> и БС<sub>11</sub> Холмогорского месторождения

Характеристики пластов	Пласты	
	БС <sub>11</sub>	БС <sub>10</sub>
Нефтенасыщенная толщина, м	8,3	5,5
Коэффициент пористости, %	19	20
Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup>	0,082	0,042
Начальная нефтенасыщенность, %	0,72	0,62
Температура пласта, °С	87	82
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,58	1,38
Начальное пластовое давление, МПа	25,8	25,3
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,34	0,45
Коэффициент расчлененности, доли ед.	5,05	2,30

при оконтуривании его по первому ряду добывающих скважин. На рис. 9.12 приведена схема расположения скважин на опытном участке. Площадь участка равна 1051,4 га. Проницаемость в среднем составляет 0,074 мкм<sup>2</sup>, а наиболее проницаемых интервалов — 0,270–0,280 мкм<sup>2</sup>. Пористость нефтенасыщенной части пласта в среднем равна 18,2 %, нефтенасыщенность — 68,3 %. Средняя толщина пласта составляет 10 м при коэффициенте расчлененности 2,75.

Анализ геолого-физических характеристик объекта и состояние его разработки показывают, что выбранный участок соответствует всем критериям применения ПДС. Продуктив-

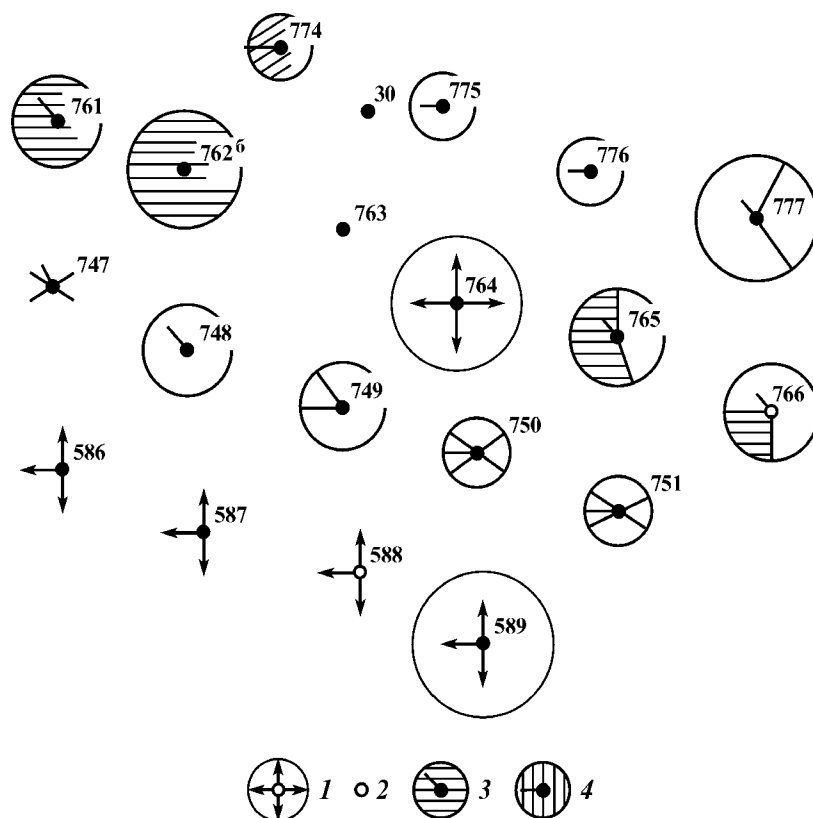


Рис. 9.12. Схема опытного участка нагнетательной скв. 764 Холмогорского месторождения.  
Скважины: 1 — нагнетательные; 2 — бездействующие; 3 — оборудованные ЭЦН; 4 — оборудованные ШСНУ

ный пласт БС<sub>11</sub> характеризуется сложной неоднородностью по проницаемости. Степень извлечения НИЗ нефти из опытного участка составляла 52,8 % при высокой обводненности добываемой продукции. Опережающими темпами вырабатывались высокопроницаемые пропластки. Для подключения в процесс разработки низкопроницаемых интервалов пласта необходимо проведение широкого комплекса геолого-технических мероприятий по ограничению поступления нагнетаемой воды в высокопроницаемые промытые пропластки.

Как было показано в предыдущих разделах книги, одним из эффективных способов решения этой задачи является изменение фильтрационно-емкостных характеристик (ФЕХ) высокопроницаемых промытых водой пропластков. Характеристики пласта БС<sub>11</sub> существенно отличаются от пластовых условий других месторождений, на которых успешно были проведены закачки ПДС, высокой температурой и низкой проницаемостью пластов. Как показал анализ результатов гидродинамических и геофизических исследований, выполненных на стадии испытания и внедрения ПДС на Самотлорском и Локосовском месторождениях, зона доставки агентов достигает 50–60 м. Оценка распределения температуры в пласте и окружающих породах, выполнена по методике, учитывающей начальную и текущую температуру пласта, среднегодовую температуру закачиваемой жидкости (воды), скорость фильтрации, суммарное время закачки закачиваемой жидкости, толщину пласта-коллектора, тепло-физические параметры пласта-коллектора, закачиваемой жидкости и окружающих пород. Расчеты показали, что средняя температура этой зоны составляет 40–45 °С, а температура периферийной части зоны – не более 70 °С. Это значительно ниже температуры термодеструкции (80 °С) полиакриламида. Исходя из этого фактора в качестве полимера-флокулянта использует полиакриламид.

В качестве глинистого компонента ПДС используют бентонитовый глинопорошок. Как указывалось, проницаемость пласта БС<sub>11</sub> в среднем составляет 0,076 мкм<sup>2</sup>. Это создает определенные трудности по доставке глинистого компонента в удаленные от нагнетательной скважины зоны. Модифицирование глинистой суспензии в этом случае должно быть направлено на увеличение дисперсности водной суспензии глины.

Наибольшее влияние на глинистую суспензию будут оказывать катионы Na<sup>+</sup> и анионы OH<sup>-</sup>, CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>. В качестве наиболее приемлемого соединения нами выбран карбонат натрия

$\text{Na}_2\text{CO}_3$ . В экспериментальных исследованиях глинистую суспензию 0,5%-ной (по массе) концентрации обрабатывали водным раствором карбоната натрия. Затем определяли устойчивость глинистых частиц к оседанию по весу осадка, образованного в результате осаждения глинистых частиц на чашке торсионных весов, и рассчитывали распределение частиц по размерам.

Добавление карбоната натрия приводит к повышению степени дисперсности и устойчивости глинистой суспензии к оседанию. При концентрации карбоната натрия от 0,3 до 5 % (по массе) наблюдается значительное увеличение устойчивости глинистой суспензии, а при концентрации карбоната натрия 1 % (по массе) степень дисперсности наибольшая.

Повышение температуры от 20 до 60 °С приводит к снижению вязкости полимерного раствора в 1,3 раза. Поэтому повышение температуры не будет сильно влиять на процессы флокуляции глины полимерными флокулянтами.

По результатам комплексных лабораторных исследований установлено, что оптимальная концентрация карбоната натрия составляет 1–5 % (по массе) от массы глинопорошка. При добавлении  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  количество крупной фракции (более 10 мкм) снижается в 1,55 раза, а мелкой фракции (менее 0,1 мкм) увеличивается в 2,18 раз с одновременным достижением ее стабилизации до 90–100 %.

Перечисленные выше факторы служат предпосылкой эффективного применения ПДС для повышения охвата заводнения высокотемпературных пластов, имеющих низкую проницаемость.

Экспериментальные исследования вытеснения нефти из пористой неоднородных пластов применительно к условиям рассматриваемого пласта БС<sub>11</sub> показали, что добавка  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  приводит к дополнительному увеличению остаточного фильтрационного сопротивления промытого водой пласта на 30 % и увеличению коэффициента вытеснения остаточной нефти на 20–30 %.

Для приготовления растворов использовали полиакриламид марки ДКС-ОРРТ40NT и глинопорошок марки ПББ (Альметьевского заводов). Кальцинированная сода дозировалась в глинистую суспензию в виде 5%-ного водного раствора. Количество соды составляло 3 % от массы глинопорошка. В процессе закачки в скважины 570, 572, 588 и 589 грубых отклонений от технологии, приводящих к осложнениям или потере приемистости пластов, не было. Рост давления закачки и, соответственно, снижение приемистости происходили мо-

нотонно от цикла к циклу. К окончанию процесса закачки приемистость снижалась от 2,07 (скв. 588) до 1,38 (скв. 572) раз.

Анализ промысловых материалов показывает, что закачка модифицированной ПДС положительно отразилась на технологических показателях как нагнетательных, так и добывающих скважин опытных участков. Приемистость нагнетательных скважин была снижена в среднем в полтора раза. Это дает основание полагать, что удалось увеличить фильтрационное сопротивление промытых зон и тем самым подключить к разработке ранее не работающие продуктивные пропластки. Добывающие скважины опытных участков на закачку химреагентов реагируют неодинаково. В одних скважинах спустя 1–3 мес после внесения в пласт оторочки ПДС увеличивается дебит нефти, в добываемой продукции снижается содержание воды; в других скважинах форсируется стабилизация или уменьшение темпов падения дебитов и обводнения продукции; в третьих же положительные изменения не фиксируются. Различная реакция добывающих скважин на технологический процесс вполне объяснима существованием в продуктивных пластах зональной неоднородности.

На опытных участках активное положительное реагирование на закачку модифицированной ПДС установлено на участке скв. 588, 589. Проявление положительного эффекта может наступать достаточно быстро, спустя 1–3 мес после воздействия на пласт, однако известны случаи, когда изменение темпов отбора жидкости или увеличение дебита нефти наступало через более продолжительное время.

Технологический эффект от применения ПДС количественно оценивался по характеристикам вытеснения, построенным с использованием накопленных с начала эксплуатации технологических показателей скважин опытных участков по методике [58], и составил по шести опытным участкам 11 тыс. т.