

**ОАО «ВСЕРОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ (ВНИИнефть)
им. академика А.П. Крылова»**

СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ

Выпуск 145

Издается с 1958 г.

**ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА**

Под редакцией Д.Ю. Крынева, С.А. Жданова

Москва 2011

ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

Исследования технологий разработки нефтяных месторождений и повышения нефтеотдачи пласта. - М.: ОАО "Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т", 2011. – 125 с.

В сборнике рассматривается проблема достоверности получаемой информации о пласте для проектирования разработки на примере карбонатных коллекторов месторождений Тимано-Печорской нефтеносной провинции.

Рассмотрена задача оптимизации применения паротеплового воздействия для месторождения высоковязкой нефти. Использование на первом этапе целевой оптимизационной функции достижения минимального паронефтяного фактора при максимальной накопленной добыче нефти и оптимизации тепловых полей на втором этапе воздействия на пласт позволило повысить эффективность процесса при ранее заданных условиях его реализации.

Приведены результаты оценки фазовых проницаемостей на основе гидродинамического моделирования лабораторного эксперимента вытеснения нефти газом.

Представлены результаты исследования зависимости эффективности и некоторых технологических параметров внутрипластового горения от свойств пласта и конфигурации расположения скважины.

Обобщены результаты многолетних работ по применению технологии термополимерного воздействия в карбонатных коллекторах Мишкинского месторождения.

На основе экспериментальных исследований проведена оценка граничных параметров применения катионных поверхностно-активных веществ в составе жидкостей глушения для условий высокотемпературных пластов Западной Сибири.

Анализируется оценка достоверности сейсмического прогноза толщин пластов при планировании доразведки.

Предложены новые подходы в моделировании геологических слоев в тех случаях, когда часть их границ размыта или не вскрыта скважинами.

Ил. 41, табл. 17, библиогр.: 38 назв.

Редакционный совет ОАО «ВНИИнефть»

Д-р техн. наук, действ. член РАЕН Д.Ю. Крынев (председатель); д-р техн. наук, проф., акад. РАЕН С.А. Жданов (зам. председателя); д-р техн. наук, проф., почетн. акад. РАЕН Б.Т. Баишев; канд. техн. наук С.Г. Вольпин; д-р техн. наук, проф., действ. член РАЕН С.Б. Денисов; канд. геол.-минер. наук А.И. Жечков; д-р техн. наук Н.П. Лебединец; Т.А. Лушенкова (отв. секретарь); д-р техн. наук, акад. РАЕН Г.Е. Малюфеев; д-р техн. наук Г.С. Малютина; д-р геол.-минер. наук, акад. РАЕН и АГН РФ А.Я. Фурсов

В.И. Кудинов
(Удмуртский государственный университет),
Г.Е. Малофеев (ОАО «ВНИИнефть»)

РЕЗУЛЬТАТЫ МНОГОЛЕТНЕГО ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОПОЛИМЕРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Разработка месторождений с нефтями повышенной и высокой вязкости методом традиционного заводнения, особенно в трещиноватых карбонатных коллекторах, как правило, приводит к низким коэффициентам нефтеизвлечения (0,25-0,27). Теоретическое и экспериментальное изучение механизма вытеснения нефти водой во ВНИИнефти и ИГиРГИ показало, что низкие текущие и конечные коэффициенты нефтеизвлечения при заводнении залежей нефти повышенной и высокой вязкости связаны, прежде всего, с неустойчивым продвижением водонефтяных фронтов. С самого начала заводнения развивается явление вязкостной неустойчивости – вода в виде языков различной формы и размеров проникает в нефтяную часть пласта, оставляя за фронтом невытесненные «целики» нефти. Устойчивого, более равномерно продвижения водонефтяного контакта (ВНК) можно достичь за счет снижения соотношения вязкости нефти и закачиваемого агента путем увеличения вязкости закачиваемой воды - загущением ее полимерными добавками. Известно, что использование полимерных растворов для увеличения нефтеизвлечения из пластов, содержащих нефть повышенной и высокой вязкости, дает хорошие результаты в терригенных коллекторах и в карбонатных коллекторах при небольшой их трещиноватости.

Однако значительные запасы нефти повышенной и высокой вязкости содержатся в карбонатных коллекторах, обладающих повышенной кавернозностью и сильно развитой трещиноватостью. Применительно к Удмуртии подобного типа залежью является черепетский горизонт турнейского яруса Мишкинского месторождения. Залежь нефти приурочена к пластам с трещинно-поровыми карбонатными коллекторами, содержащими нефть высокой вязкости (73,2 мПа·с) в пластовых условиях. В большинстве скважин прослеживаются среди пористых плотные разновидности известняков толщиной от 0,8 до 8 м. Общая толщина залежи нефти в турнейском ярусе составляет 36 м, проницаемость коллектора – 0,235 мкм², пористость – 16%, начальная нефтенасыщенность – 88,0%. Нефть тяжелая, высоковязкая, содержание парафина в нефти 6%, смол и асфальтенов 20-25%. Давление насыщения нефти 9,7 МПа, газовый фактор 7 м³/т. В пластовых условиях средняя плотность нефти 910 кг/м³, утвержденный ГКЗ коэффициент нефтеизвлечения 0,39, глубина залегания пласта 1500 м.

На основе анализа разработки Мишкинского нефтяного месторождения и научных исследований создан и внедрен принципиально новый высокоэффективный комбинированный метод термополимерного воздействия (ТПВ) на залежи высоковязкой нефти с трещиновато-поровым коллектором (патент РФ №860553, приоритет от 19 июня 1979 г., авторы Ю.В. Желтов, В.И. Кудинов и др.). Промышленное внедрение этого метода проводится с 1976 г. на черепетском горизонте Мишкинского нефтяного месторождения Удмуртии.

Механизм нефтеизвлечения при ТПВ представляется следующим образом: нагретый до 90-95°С водный раствор полиакриламида (ПАА) имеет вязкость 1,5-2,0 МПа·с; при закачке в нефтяной пласт он поступает прежде всего в естественно существующую в карбонатном коллекторе систему трещин и далее проникает в глубь пласта. Таким образом, часть залежи охвачена воздействием горячего агента, что при-

водит к снижению вязкости нефти, содержащейся в блоках (матрице) трещиновато-порового коллектора. По мере продвижения горячего раствора ПАА по трещинам происходит его остывание (пластовая температура 32°C). Эффективная вязкость его при этом существенно увеличивается (до 10-15 мПа·с). Одновременно с увеличением вязкости возрастает и общее гидравлическое сопротивление пласта. В связи с этим увеличивается доля закачиваемого раствора, поступающего из трещин в матрицу, т. е. основная емкостная часть пласта охвачена воздействием закачиваемого агента. Снижение вязкости нефти за счет нагрева пласта и наличие ПАА в растворе приводят к улучшению смачиваемости пористой среды, что активизирует процесс капиллярной пропитки матрицы. Если система трещин в пласте достаточно разветвленная, то эффективность от закачиваемого горячего раствора ПАА будет выше в сравнении с воздействием горячей водой, которая в основном вытесняет нефть по макротрещинам. Преимущество метода ТПВ заключается в ограничении общего количества рабочего агента, которое необходимо нагревать, так как для создания необходимого «теплового охвата» не требуется такого большого количества закачиваемого теплоносителя, как в случае нагнетания просто горячей воды.

Изучение механизма ТПВ показало, что вязкость горячего раствора полимера, проникающего прежде всего по трещинам, оказывается примерно на порядок выше по сравнению с горячей водой. Таким образом, гидравлическое сопротивление на фронте вытеснения для полимерного раствора оказывается значительно большим, чем для горячей воды, что приводит к увеличению коэффициента охвата. Результаты теоретических и экспериментальных исследований показывают, что прирост конечного нефтеизвлечения при ТПВ по сравнению с воздействием необработанной водой (для указанных геолого-физических условий) составит 18-20%.

Условия и критерии применимости метода термополимерного воздействия разделяются на геолого-физические и технологические. Одним из главных геологических критериев применимости метода ТПВ является значение вязкости нефти в пластовых условиях (30 мПа·с и более). Верхний предел значения вязкости пластовой нефти ограничивается 500 мПа·с. Применимость термополимерного воздействия существенно зависит от проницаемости матрицы (блоков) трещиновато-порового коллектора: при проницаемости менее 0,03 мкм² метод малоэффективен ввиду низких скоростей капиллярной пропитки блоков. Наибольший эффект этот метод дает для трещиновато-поровых систем. Допустимая глубина залегания продуктивных пластов для ТПВ ограничивается пластовой температурой, которая не должна быть более 95°C (при температуре 100°C наступает деструкция полимерного раствора). Для получения надежного результата от применения термополимерного воздействия продуктивный пласт не должен иметь подошвенную воду. ТПВ может быть применимо как при рядной системе расстановки скважин (внутриконтурное заводнение), так и при площадной системе. Наилучшие результаты могут быть получены в том случае, когда метод применяется с начала разработки залежи. Обязательным технологическим условием успешности процесса ТПВ является обеспечение непрерывности закачки горячего полимерного раствора в расчетных объемах, а также соблюдение температурного режима. Для технологии ТПВ требуются водорастворимые полимеры (преимущественно полиакриламидного типа) различных товарных марок и модификаций (порошок, гранулы, гелеобразные и т. д.), однако требуется обязательная их проверка на качество и термостойкость. Полимеры для ТПВ должны сохранять свои свойства по реологии до температуры 95-100°C.

Успешность ТПВ во многом зависит от качества приготовления полимерного раствора. Для этого необходимо соблюдать следующие требования:

- раствор полимера, поступающий в пласт, не должен содержать твердые или гелеобразные частицы;
- полимерный раствор не должен подвергаться при закачке механической деструкции. С этой целью необходимо использовать поршневые насосы вместо центробежных;
- потери тепла при прохождении полимерного раствора от нагревательной печи до забоя скважины должны быть минимальными.

Преимуществом ТПВ является и то, что его применение не требует нестандартного или специального оборудования. Для приготовления водных растворов полимеров используются блочные установки типа УДПП-1,5. Для подогрева водного раствора полимера применяются печи типа ПБ-160/100. Расположение нагнетательных скважин для использования метода ТПВ ничем не отличается от их размещения при заводнении в рядной или площадной системе. Последовательность воздействия по данной технологии заключается в закачке сначала расчетной оторочки горячего полимерного раствора с последующим продвижением ее в глубь пласта закачкой воды. Возможен вариант проталкивания оторочки нагретого полимерного раствора горячей водой, если это экономически целесообразно. Размер оторочки горячего полимерного раствора определяется термогидродинамическими расчетами и составляет 20-25% от объема пор продуктивного пласта или его участка. В процессе осуществления ТПВ на основе полученных данных он может быть скорректирован в ту или иную сторону.

Вязкостные свойства полимерного раствора рассчитываются в зависимости от термобарических и фильтрационных характеристик данной залежи. Для Мишкинского месторождения на участке турней-

ской залежи температура полимерного раствора на устье нагнетательной скважины поддерживается в интервале 90-95°C.

Концентрация полимерного раствора зависит от свойств исходного полимерного реагента и связана с расчетной температурой закачки. В среднем эта величина находится в пределах 0,05-0,1% (по сухому порошку). Конкретная величина концентрации полимера определяется расчетным способом в зависимости от соотношения вязкостей нефти и вытесняющего агента ($\mu_{\text{н}} / \mu_{\text{а}}$), а также непосредственно измерением в лаборатории. Следует учитывать, что соотношение вязкости нефти и вязкости вытесняющего агента не должно превышать 10, так как при этом соотношении не развивается явление вязкостной неустойчивости.

Темпы нагнетания полимерного раствора определяются оптимальной скоростью фильтрации вытесняющего агента в пластовой системе и рассчитываются в технологической схеме разработки месторождения. Поскольку полимерный раствор представляет собой неньютоновскую жидкость, в нем наблюдается связь между скоростью движения и «кажущейся» вязкостью. Эта зависимость учитывается в гидродинамических расчетах. Процесс ТПВ должен проводиться таким образом, чтобы температура полимерного раствора на забое была выше первоначальной температуры пласта не менее чем на 20-30°C.

Основным принципом проектирования технологии ТПВ является обеспечение высокой технологической эффективности процесса в условиях трещиновато-порового коллектора, содержащего нефть повышенной и высокой вязкости. В расчетах при проектировании ТПВ должен надежно оцениваться возможный прирост в конечном нефтеизвлечении (дополнительная добыча нефти за счет применения технологии).

Технология ТПВ рассматривается как альтернативный вариант разновидностей заводнения. При проектировании ТПВ в осваиваемых

залежах величина технологического эффекта (увеличение нефтеизвлечения) определяется в сравнении с базовым вариантом – заводнением необработанной водой. В целях снижения теплопотерь в окружающую среду при движении теплоносителя по стволу скважины выполняются тепловые расчеты, в основу которых закладывается требуемая температура на забое скважины. Переменными параметрами при этом являются температура теплоносителя на устье скважины и режим закачки теплоносителя.

Потери тепла при закачке горячего раствора полиакриламида от нагревателя до забоя скважины должны быть минимальными, тогда эффективность технологии ТПВ значительно возрастает. С этой целью наружные трубопроводы горячего полимерного раствора желательно теплоизолировать супертонким базальтовым волокном с наружным металлическим окажушиванием (кровельным железом), а в скважину спускать термоизолированные насосно-компрессорные трубы. Цех по выпуску термоизолированных насосно-компрессорных труб с глубокой вакуумной изоляцией был введен в эксплуатацию впервые в России в г. Ижевске в 1997 г. (авторы В.И. Кудинов, Г.Р. Багиров, Е.И. Богомольный и М.П. Завьялов, патент РФ №2129205, приоритет от 12.08.1997 г.).

Следует отметить, что работы, связанные с возможностью повышения нефтеизвлечения из трещиноватых карбонатных коллекторов, которые содержат нефть повышенной и высокой вязкости, закачкой горячего раствора ПАА до настоящего времени нигде не проводились. Для получения достоверных данных и сравнения полученных результатов по нефтеизвлечению от закачки холодного раствора ПАА, горячего раствора ПАА и обычной необработанной воды были проведены многолетние промышленные работы на Мишкинском месторождении в Удмуртии. Работы начаты в 1976 г. и продолжаются до настоящего времени (2011 г.) в соответствии с утвержденной техсхемой. Для

проведения промышленных испытаний были выбраны три равноценных участка залежи. Термополимерное воздействие осуществлялось на участке нагнетательной скв. 1413; холодное полимерное воздействие (ХПВ) – на участке нагнетательной скв. 1411; водное воздействие (ВВ) – на участке нагнетательной скв. 1417. Получаемые результаты на трех участках сравнивались с показателями разработки на участках нагнетательных скважин 1421 и 1424, разрабатываемых на естественном режиме (ЕР). Все эти участки выбирались с таким расчетом, чтобы коллектор, запасы нефти, количество скважин и другие параметры были максимально идентичными (табл. 1).

Таблица 1

**Характеристика участков промышленного испытания технологий
ТПВ, ХПВ в сравнении с ВВ и ЕР**

Показатель	Участок			
	ТПВ (скв. 1413)	ХПВ (скв. 1411)	ВВ (скв. 1417)	ЕР (скв. 1424)
Площадь участка, га	78,5	78,5	78,5	78,5
Запасы нефти, млн. т:				
геологические	1,25	1,45	1,24	1,16
извлекаемые	0,49	0,57	0,48	0,45
Количество скважин, ед.:				
добывающих	18	18	18	13
нагнетательных	1	1	1	-
Сетка скважин, м	250 × 250	250 × 250	250 × 250	250 × 250
Нефтенасыщенная толщина, м	16,3	18,5	14,5	12,6
Начальное пластовое давление, МПа	14,5	14,5	14,5	14,5
Тип коллектора	Карбонатный, пористо-кавернозно-трещиноватый			
Пористость, %	16	16	16	16
Проницаемость, мкм ²	0,235	0,235	0,235	0,235
Коэффициент нефтеизвлечения, утвержденный ГКЗ	0,39	0,39	0,39	0,39
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	73,2	73,2	73,2	73,2

Как видно из табл. 1, участки близки по своим характеристикам, незначительно отличаясь по запасам и нефтенасыщенным толщинам. Концентрация ПАА для холодного полимерного и горячего полимерного растворов составляет 0,05 % (по сухому порошку японского ПАА типа PDA-1012 и PDA-1020). Суточная закачка в скважину не превышает 100 м³. Закачка осуществляется поршневыми насосами до создания полимерной оторочки в объеме 20% от объема пор пласта участка с последующим перемещением ее нагнетанием воды до полного завершения разработки залежи. Добыча нефти осуществляется механизированным способом. Для приготовления горячего полимерного раствора используются трубные подогреватели ПТ-160/100. В качестве топлива используется газ.

Результаты длительного промышленного внедрения технологии воздействия на залежь Мишкинского месторождения холодным полимерным раствором, горячим полимерным раствором и холодной необработанной водой показаны в табл. 2. Приведенные в ней промышленные данные показывают высокую эффективность применения термополимерного метода. Текущее нефтеизвлечение (на 01.01.2009 г.) на участке ТПВ превысило утвержденную ГКЗ РФ (0,39) и составляет 0,45 от начальных балансовых запасов и 115% от начальных извлекаемых запасов. Фактические результаты разработки залежи показывают, что принятый ГКЗ коэффициент нефтеизвлечения 0,39 (при заводнении) оказался явно завышенным. Экспериментальные и расчетные исследования, выполненные во ВНИИнефти с использованием современных методик, показали, что для таких физико-геологических условий, как в черепетском горизонте Мишкинского месторождения, конечный коэффициент нефтеизвлечения при использовании заводнения не превысит 0,27 от балансовых запасов (при реальной прокачке через пласт 1,5-2 поровых объемов пласта). Практика многолетней разработки этого месторождения подтверждает полученные выводы. За эти

**Показатели разработки опытных участков турнейского яруса Мишкинского месторождения,
на 01.01.2009 г.**

Объект, участок разработ- ки*	Ввод в разработку	Начальные балансовые запасы, тыс. т	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная закачка раствора, тыс. м ³	КИН, доли ед.		Р _{пл} МПа	Количество скважин: добывающих нагнетательных
	Начало ОПР				утвер- жденный ГКЗ	теку- щий		
ТПВ-1, скв. 1413	<u>1975</u> III. 1976	1250	561	335	0,39	0,45	14,79	<u>17</u> 1
ТПВ-2, скв. 1415	<u>1976</u> VIII.1987	970	141	266	0,39	<u>0,08</u> 0,15	14,51	<u>11</u> 1
ХПВ, скв. 1411	<u>1975</u> X. 1977	1454	541	396	0,39	0,37	15,29	<u>16</u> 2
ВВ, скв. 1417	<u>1976</u> XI. 1977	1240	332	179 (+вода)	0,39	0,27**	15,13	<u>16</u> 1
ЕР, скв. 1424	<u>1976</u> -	1160	99	Вода (53,2)	0,39	0,08	14,40	<u>12</u> 1

* Сетка скважин 250×250 м.

** Без вычета притока нефти вследствие интерференции от участков скважин ТПВ-1 (скв. 1413) и ТПВ-2 (скв. 1415).

годы при достижении 85%-ной обводненности продукции на участке ВВ скв. 1417 текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,265.

Накопленная добыча нефти на участке ТПВ составила 561 тыс. т, а коэффициент нефтеизвлечения 0,45. Средняя обводненность 97,5%. Участок продолжает разрабатываться. При дальнейшей реализации запроектированной технологии ТПВ на этом участке конечный коэффициент нефтеотдачи будет значительно выше. Можно сделать вывод о том, что технология ТПВ оказалась очень эффективной.

Других примеров таких высоких результатов в карбонатных, крайне неоднородных коллекторах нет в мировой практике нефтедобычи.

Следует также обратить внимание на стабилизацию (1991-1994 гг.) обводненности продукции в скважинах участка, что говорит о хорошем вытесняющем процессе рабочим реагентом «остаточной» нефти. На начало 1995 г. на участке закачано 334,9 тыс. м³ горячего полимерного раствора, что составляет около 20% от объема пор участка пласта. Такая величина оторочки горячего раствора ПАА была заложена в проекте ОПР на основе теоретических и экспериментальных исследований авторами метода. В 1995 г. на этом участке начата закачка подогретой до 85-90°C воды с расходом 50-75 м³/сут.

Участок ХПВ (скв. 1411) расположен в центральной части месторождения. Запасы нефти на этом участке на 204 тыс. т больше, чем на участке ТПВ-1, а количество скважин и сетка скважин идентичны (см. табл. 1). В пласт закачивался холодный полимерный раствор с концентрацией 0,05% по сухому японскому порошку, т. е. с той же концентрацией, что и на участке ТПВ. Анализ показывает, что холодный полимерный раствор в условиях Мишкинского месторождения довольно полно вытесняет нефть из трещинно-кавернозного пласта, но хуже «работает» в матрицах.

Таким образом, по количественным оценкам эффективности нефтеизвлечения показатели разработки участка ХПВ отстают от результатов на участке ТПВ. Кроме того, при закачке холодного раствора ПАА наблюдается более низкая приемистость нагнетательных скважин и, следовательно, меньшее количество полимерного раствора закачено за то же время разработки с меньшим коэффициентом охвата. С начала внедрения полимерного воздействия закачено 395,7 тыс. м³ холодного полимерного раствора (около 20% от объема пор участка). Текущий КИН 0,37.

Участок ВВ (скв. 1417) близок по своим исходным геолого-физическим параметрам к участкам ХПВ и ТПВ. На участке ВВ производилась закачка холодной необработанной воды. Общий объем закачанной воды 367 тыс. м³, что составляет 20% от объема пор участка пласта. Сравнение фактических результатов разработки участков при практически равных масштабах воздействия показывает, что главные показатели добычи нефти на участке ВВ значительно отличаются от данных по участкам ТПВ и ХПВ. Текущее значение нефтеизвлечения (0,265) отстает от значений КИН на участке ХПВ и ТПВ, хотя значение КИН, равное 0,265 на участке ВВ, считаем несколько завышенным за счет интерференции от закачки ТПВ-1 (скв. 1413), а также ТПВ-2 (скв. 1415). Динамика обводненности на участке водного воздействия всегда была выше, чем на соседних участках ХПВ и ТПВ.

С учетом положительных результатов полимерной технологии в 1986 г. выбрали еще один участок в районе нагнетательной скв. 1415 (ТПВ-2). Участок расположен северо-восточнее участка ТПВ-1. До освоения под закачку горячего полимерного раствора (1986 г.) участок разрабатывался на естественном режиме и имел очень низкие показатели по добыче нефти и нефтеизвлечению. После закачки горячего раствора ПАА в объеме 265 тыс. м³ участок продолжает устойчиво

работать, наращивая темп добычи нефти с хорошими показателями, что говорит о высокой эффективности термополимерного воздействия.

Участок скв. 1424 разрабатывается на естественном режиме (на истощение). Показатели разработки этого участка также приведены в табл. 2. Поскольку на участке никаких мероприятий не проводилось, то и заметных изменений в тенденции хода эксплуатации здесь не наблюдалось. Добыча нефти осталась на прежнем уровне. Анализ разработки участка на естественном режиме показывает, что режим использования естественной пластовой энергии на черепетском объекте не обеспечивает достижения удовлетворительных результатов ни по уровням добычи нефти, ни по срокам разработки, ни по результатам конечного нефтеизвлечения, ни по экономике.

Аналогичная картина наблюдается и на других участках залежи. На основе анализа за длительный период времени (более 30 лет) можно уверенно говорить о высокой технологической и экономической эффективности термополимерного воздействия в залежах трещиновато-поровых карбонатных коллекторов с нефтями повышенной и высокой вязкости.

Опытно-промышленные работы показали, что термополимерная технология наиболее эффективна в том случае, когда она применяется с самого начала (или вскоре после освоения) разработки месторождения, однако метод достаточно эффективен и на последующих стадиях разработки (участок ТПВ-2).

Наряду с уже перечисленными преимуществами способа ТПВ следует подчеркнуть ограничение общего количества рабочего агента, поскольку создание необходимого гидродинамического и теплового «охвата» не требует такого большого количества закачиваемого агента или теплоносителя, как в случае воздействия на пласт горячей воды. Общий объем рабочего агента для удовлетворительного воздей-

ствия в 1,5 раза меньше, чем при других технологиях. Кроме того, при ТПВ наблюдается повышение приемистости нагнетательных скважин.

Промышленная разработка месторождений с карбонатными коллекторами показывает, что, как правило, при использовании воды или холодных полимерных растворов не достигаются хорошие профили приемистости нагнетательных скважин. Снятие профилей приемистости при ТПВ на конкретных скважинах показало, что в них наблюдается прирост принимающих интервалов на 20-30% от работающей толщины пласта в сравнении с заводнением и воздействием ХПВ. Экспериментальными исследованиями и опытно-промышленными работами на залежах установлено, что оптимальный размер оторочек горячего полимерного раствора должен составлять 15-20% от общего объема пор пласта, затем следует переходить на закачку необработанной воды (желательно с температурой не ниже первоначальной температуры пласта). При ТПВ 1 т сухого порошка ПАА позволяет добыть дополнительно 300 т и более нефти (стоимость 1 т сухого порошка составляет 3,5 тыс. дол.).

Выводы

Многосторонние лабораторные исследования, проведенные на физических моделях пластов (слоистых, трещиноватых и др.) с использованием в качестве вытесняющего рабочего агента разнообразных жидкостей (холодной и горячей воды, холодного и горячего растворов полиакриламида и др.), показали, что самым лучшим рабочим агентом для воздействия на пласт при разработке сложнопостроенных месторождений с трудноизвлекаемыми нефтями является горячий раствор полиакриламида с температурой нагрева до 95-100°C.

В результате проведения длительных промышленных работ на Мишкинском месторождении по воздействию на пласт необработанной холодной водой, холодным и горячим растворами полиакрилами-

да убедительно доказана высокая технологическая и экономическая эффективность термополимерной технологии разработки месторождений высоковязкой (до 100 мПа·с) нефти, приуроченной к карбонатным трещинно-поровым коллекторам.

Научно обоснованная, разработанная, успешно испытанная и внедренная на месторождениях Удмуртии термополимерная технология должна найти широкое промышленное применение на сложнопостроенных месторождениях с трудноизвлекаемыми нефтями и в других нефтедобывающих регионах нашей страны.

Литература

1. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах.- М.: Нефть и газ, 1997. - 248 с.

2. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. – М.: Нефть и газ, 1996. - 284 с.

3. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. – Москва-Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, НИЦ «РХД», 2011. – 328 с. (Изд. 2-е, доп.).