

УДК 622.276.6

*АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОПОЛИМЕРНОГО
ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
С ВЫСОКОВЯЗКИМИ НЕФТЯМИ НА ПРИМЕРЕ МИШКИНСКОГО
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ*

М.Г. ШАХМЕЛИКЬЯН¹, И.С. МАТВЕЕВА²

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»,
8-918-670-43-27, menaciche@gmail.com

²ФГБОУВО «Кубанский государственный технологический университет»,
8-918-316-12-15, izabell96@mail.ru

В течение последних лет в нефтяной промышленности наблюдается устойчивая тенденция к ухудшению структуры запасов нефти, что проявляется в росте трудноизвлекаемых запасов нефти, увеличении количества вводимых в разработку месторождений с осложнёнными геолого-физическими условиями, повышении удельного веса карбонатных коллекторов с высокой вязкостью нефти и т.д. Создание и внедрение в производство новых способов и технологий воздействия на пласт с целью получения высоких технико-экономических показателей разработки месторождений в таких условиях является одной из самых актуальных задач. Проведён анализ разработки турнейского яруса черепетского горизонта Мишкинского месторождения с применением технологии термополимерного воздействия на пласт.

Ключевые слова: термополимерное воздействие на пласт; холодное полимерное воздействие; водное воздействие; естественный режим; нефти повышенной и высокой вязкости; метод традиционного заводнения; характеристика участков промышленного испытания.

1. Введение

Мишкинское нефтяное месторождение (рисунок 1) расположено на границе Воткинского и Шарканского районов Удмуртской Республики. На территории месторождения находятся мелкие населённые пункты: деревни Мишкино, Черепановка. Площадь месторождения расположена в бассейне реки Кама и занимает водоразделы речек Вотка, Шарканка, Сива. Это холмистая местность, расчленённая оврагами. Мишкинское месторождение приурочено к одноимённой антиклинальной структуре субширотного простирания, осложняющей восточную часть Киенгопского вала, расположенного в пределах Верхне-Камской впадины. Структура сложена двумя куполами: западным – Воткинским и восточным – Черепановским. В геологическом строении месторождения принимают участие отложения девонского, каменноугольного, пермского и четвертичного возрастов, залегающие на породах протерозойской группы, вскрытых на глубине 2200-2300м скважинами №№ 182, 185 и 189. Промышленная нефтеносность по месторождению приурочена к отложениям среднего и нижнего карбона.

В настоящее время месторождение в основном разбурено и по каждому объекту разработки накоплен большой геологический материал. Поэтому необходимо составить уточнённую геологическую модель месторождения и выполнить пересчёт запасов, который позволит систематизировать весь полученный материал по бурению, сейсморазведке, ГИС, керну и физико-химическим исследованиям нефтей.



Рисунок 1 – Обзорная карта района Мишкинского месторождения

2. Технология применения и оценка эффективности термополимерного воздействия на пласт

Разработка месторождений с нефтями повышенной и высокой вязкости методом традиционного заводнения, особенно в трещиноватых коллекторах, как правило, приводит к низким коэффициентам нефтеизвлечения (0,25-0,29). Теоретическое и экспериментальное изучение механизма вытеснения нефти водой по ВНИИ 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. Устойчивое, более равномерное продвижение водонефтяного контакта (ВНК) можно достичь за счёт снижения отношения вязкости нефти и закачиваемого агента. Достигается это путём увеличения вязкости закачиваемой воды загущением её полимерными до-

бавками. Известно, что использование полимерных растворов для увеличения нефтеизвлечения из пластов, содержащих нефть повышенной и высокой вязкости, даёт хорошие результаты, если коллектор является терригенным 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 78МПа·с в пластовых условиях. В большинстве скважин прослеживаются среди пористых плотные разности известняков толщиной от 0,8 до 8м. Общая толщина залежи нефти в турнейском ярусе составляет 36м. Проницаемость коллектора – 0,213мкм², пористость – 16,4%, начальная нефтенасыщенность – 88,0%. Нефть тяжёлая, высоковязкая, содержание парафина в нефти – 6%, смол и асфальтенов – 20,5÷25,0%. Давление насыщения нефти – 9,5МПа, газовый фактор – 7м³/т. В пластовых условиях средняя плотность нефти равна 0,91г/см³. Начальные геологические запасы – 43,6млн.тонн. Коэффициент нефтеотдачи, утверждённый ГКЗ, равен 0,39. Глубина залегания пласта – 1500м.

На основе анализа разработки Мишкинского нефтяного месторождения и научных исследований был создан и внедрён принципиально новый высокоэффективный комбинированный метод термополимерного воздействия (ТПВ) на залежи высоковязкой нефти с трещиновато-поровым коллектором. Промышленное внедрение этого метода проводится с 1976 года по настоящее время на черепетском горизонте Мишкинского нефтяного месторождения Удмуртии. Механизм нефтеизвлечения при использовании метода ТПВ представляется следующим образом: нагретый до 90°С вод-

ный раствор полиакриламида (ПАА), имея вязкость $1,5 \div 2,0$ МПа·с, при закачке в пласт поступает прежде всего в естественно существующую в карбонатном коллекторе систему трещин и далее проникает в глубь пласта. Таким образом, часть залежи оказывается охваченной воздействием горячего агента, что приводит к снижению вязкости нефти, содержащейся в блоках (матрице) трещиновато-порового коллектора. По мере продвижения горячего раствора ПАА по трещинам происходит его остывание. Эффективная вязкость его при этом существенно увеличивается (до $10 \div 15$ МПа·с). Одновременно с увеличением вязкости возрастают и общие гидравлические сопротивления пласта. В связи с этим увеличивается доля раствора, поступающего из трещин в матрицу, т.е. основная емкостная часть пласта оказывается охваченной воздействием закачиваемого агента. Снижение вязкости нефти за счёт нагрева пласта и наличие ПАА в растворе приводит к улучшению смачиваемости пористой среды, что активизирует процесс капиллярной пропитки матрицы. Если система трещин в пласте достаточно разветвлённая, то эффективность от закачиваемого горячего раствора ПАА будет выше в сравнении с воздействием горячей воды, 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 «теплого охвата» не потребуются таких больших количеств закачиваемого теплоносителя, как в случае нагнетания простой горячей воды. На рисунке 2 представлены зависимости изменения вязкости нефтей Мишкинского месторождения.

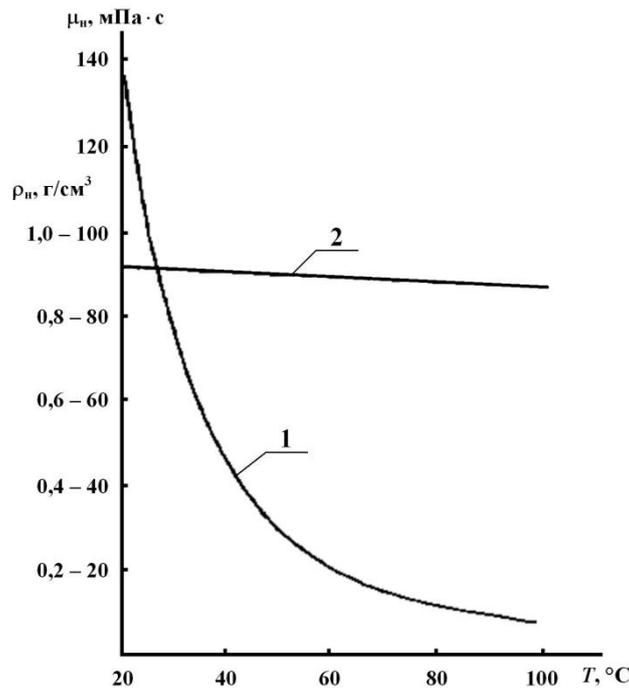


Рисунок 2 – Зависимость от температуры вязкости (1) и плотности (2) нефти Мишкинского месторождения

Как видно, повышение температуры до 60°C позволяет почти на порядок снизить их вязкостную характеристику. На рисунке 3 для иллюстрации представлены зависимости, полученные для различных технологий воздействия. Эффективность ТПВ (кривая 3) в сравнении с холодным полимерным воздействием (кривая 2) и, тем более, обычным заводнением (кривая 1) очевидна. Эффективно применение ТПВ и после предварительно проведённого заводнения (кривая 4). В ходе модельных экспериментов уточнён необходимый объём оторочки раствора ПАА, который должен составлять не менее 20 % от объёма пор пласта.

Изученный механизм ТПВ показал, что горячий раствор полимера, проникающий, прежде всего, по трещинам, увеличивает свою вязкость примерно на порядок по сравнению с горячей водой. Таким образом, гидравлические сопротивления на фронте вытеснения для полимерного раствора оказываются значительно большими, чем для горячей воды, что приводит к увеличению коэффициента охвата. Результаты теоретических и экспери-

ментальных исследований показывают, что прирост конечного нефтеизвлечения при ТПВ по сравнению с воздействием необработанной водой (для указанных геолого-физических условий) составит 15÷20%.

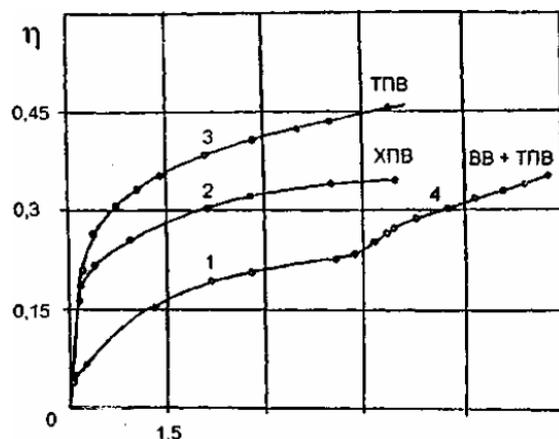


Рисунок 3 – Зависимость коэффициента нефтеотдачи η от количества прокачанной жидкости τ в объёмах пор: 1 – воздействие на пласт водой; 2 – воздействие на пласт 30 %-ной от объёма пор оторочкой раствора ПАА-ХПВ; 3 – воздействие на пласт 30 %-ной оторочкой горячего полимерного раствора – ТПВ; 4 – довытеснение оторочкой горячего раствора ПАА

Условия и критерии применимости метода термического воздействия разделяются на *геолого-физические* и *технологические*. Одним из главных геологических критериев применимости метода ТПВ является величина вязкости нефти в пластовых условиях (50 МПа · с и более). Верхний предел величины вязкости пластовой нефти ограничивается 500 мПа · с. Применимость термополимерного воздействия существенно зависит от проницаемости матрицы (блоков) трещиновато-порового коллектора: при проницаемости менее $3 \div 100 \text{ мкм}^2$ метод малоэффективен ввиду низких скоростей капиллярной пропитки блоков. Наибольший эффект этот метод даёт для трещиновато-поровых систем. Допустимая глубина залегания продуктивных пластов для ТПВ ограничивается величиной пластовой температуры, кото-

рая должна быть не больше 90°C (при t близкой 100°C наступает деструкция полимерного раствора). Для получения надёжного результата от применения термополимерного воздействия продуктивный пласт не должен иметь подошвенную воду. ТПВ может быть применено как при рядной системе расстановки скважин (внутриконтурное заводнение), так и при площадной системе. Наилучшие результаты могут быть получены, когда метод применяется с начала разработки залежи. Обязательным технологическим условием успешности процесса ТПВ является обеспечение непрерывности закачки горячего полимерного раствора в расчётных объёмах, а также соблюдение температурного режима. Для технологии ТПВ требуются водорастворимые полимеры (преимущественно полиакриламидного типа) различных товарных марок и модификаций (в порошке, в гранулах, гелеобразные и т.д.), однако требуется обязательная их проверка на качество и термостойкость. Полимеры для ТПВ должны сохранять свои свойства по реологии до температуры 90÷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 твёрдых или гелеобразных частиц;
- полимерный раствор не должен подвергаться при закачке механической деструкции (с этой целью предпочтительно использовать поршневые насосы вместо центробежных);
- потери тепла при прохождении полимерного раствора от печи до забоя скважины должны быть минимальными.

Преимуществом ТПВ является и то, что при его применении не требуется использования нестандартного или специального оборудования. Для приготовления водных растворов полимеров используются блочные установки типа УДПП-1,5. Для подогрева водного раствора полимера применя-

ются 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 расчётной оторочки горячего полимерного раствора с последующим продвижением её 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 расчётами и составляет 20-30 % порового пространства продуктивного пласта, который в процессе осуществления ТПВ на основе полученных данных 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 турнейской залежи температура полимерного раствора на устье нагнетательной скважины поддерживается в интервале $90\div 95^{\circ}\text{C}$.

Концентрация полимерного раствора зависит от свойств исходного полимерного реагента и связана с расчётной температурой закачки. В среднем эта величина находится в пределах $0,05\div 0,2\%$ (по сухому порошку). Конкретная величина концентрации полимера определяется расчётным способом в зависимости от соотношения вязкостей нефти и вытесняющего агента ($\mu_{\text{н}}/\mu_{\text{в}}$) и определяется непосредственно измерением в лаборатории. При этом имеется в виду, что отношение вязкости нефти и вязкости вытесняющего агента не должно превышать 10. При этих соотношениях 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. Учитывая, что полимерный раствор представляет собой неньютоновскую жидкость, в

нём наблюдается связь между скоростью движения и «кажущейся» вязкостью. Эта зависимость учитывается в гидродинамических расчётах. Процесс ТПВ должен вестись таким образом, чтобы температура полимерного раствора на забое была выше первоначальной температуры пласта не менее чем на $20\div 30$ °С. Основным принципом проектирования технологии ТПВ является обеспечение высокой технологической эффективности процесса в условиях трещиновато-порового коллектора, содержащего нефть повышенной и высокой вязкости. В расчётах при проектировании ТПВ должен надёжно оцениваться возможный прирост в конечном нефтеизвлечении (дополнительная добыча нефти за счёт технологии). ТПВ рассматривается как альтернативный вариант разновидностям заводнения. При проектировании ТПВ в осваиваемых залежах величина технологического эффекта (увеличение нефтеизвлечения) определяется в сравнении с базовым вариантом – заводнением необработанной водой.

С целью снижения теплотерь в окружающую среду при движении теплоносителя по стволу скважины выполняются тепловые расчёты, в основу которых закладывается требуемая температура на забое скважины. Переменными параметрами при этом являются температура теплоносителя на устье скважины и режим закачки теплоносителя. Проведённые расчёты величины изменения температуры на забое нагнетательной скважины Мишкинского месторождения при закачке в пласт горячего раствора (80°С) полимера на глубину 1500м с температурой в пласте 32°С через 126мм эксплуатационную колонну и 63мм НКТ (без термоизоляции) оказались близкими к фактическим данным забойной температуры, замеренной в конкретной скважине этого месторождения.

3. Сопоставление показателей разработки Мишкинского месторождения при применении различных технологий (ТПВ, ХПВ, ВВ, ЕР)

Следует сказать, что исследования, связанные с возможностью повышения нефтеизвлечения из трещиноватых коллекторов, содержащих нефть повышенной и высокой вязкости, путём закачки горячего раствора ПАА, до настоящего времени нигде не проводились. Учитывая это, с целью получения достоверных данных и сравнения полученных результатов по нефтеотдаче от закачки холодного раствора ПАА, горячего раствора ПАА и обычной необработанной воды были проведены промышленные испытания на Мишкинском месторождении в Удмуртии. Работы начаты в 1976 году и продолжаются до настоящего времени. Для проведения промышленных испытаний было выбрано три равноценных участка залежи:

- 1) ТПВ на участке скважины № 1413;
- 2) ХПВ на участке скважины № 1411;
- 3) ВВ на участке скважины № 1417.

На рисунке 4 показаны участки использования различных методов воздействия на Мишкинском месторождении. Получаемые результаты на трёх участках сравнивались с показателями разработки на участках скважин №1416 и 1421, разрабатываемых на естественном режиме. Все эти участки выбирались с таким расчётом, чтобы коллектор, запасы, сетка скважин и другие параметры были максимально идентичными. В таблице 1 приведена характеристика участков промышленного испытания технологий холодного полимерного воздействия (ХПВ), термополимерного воздействия (ТПВ) в сравнении с водным воздействием (ВВ) и естественным режимом (ЕР).

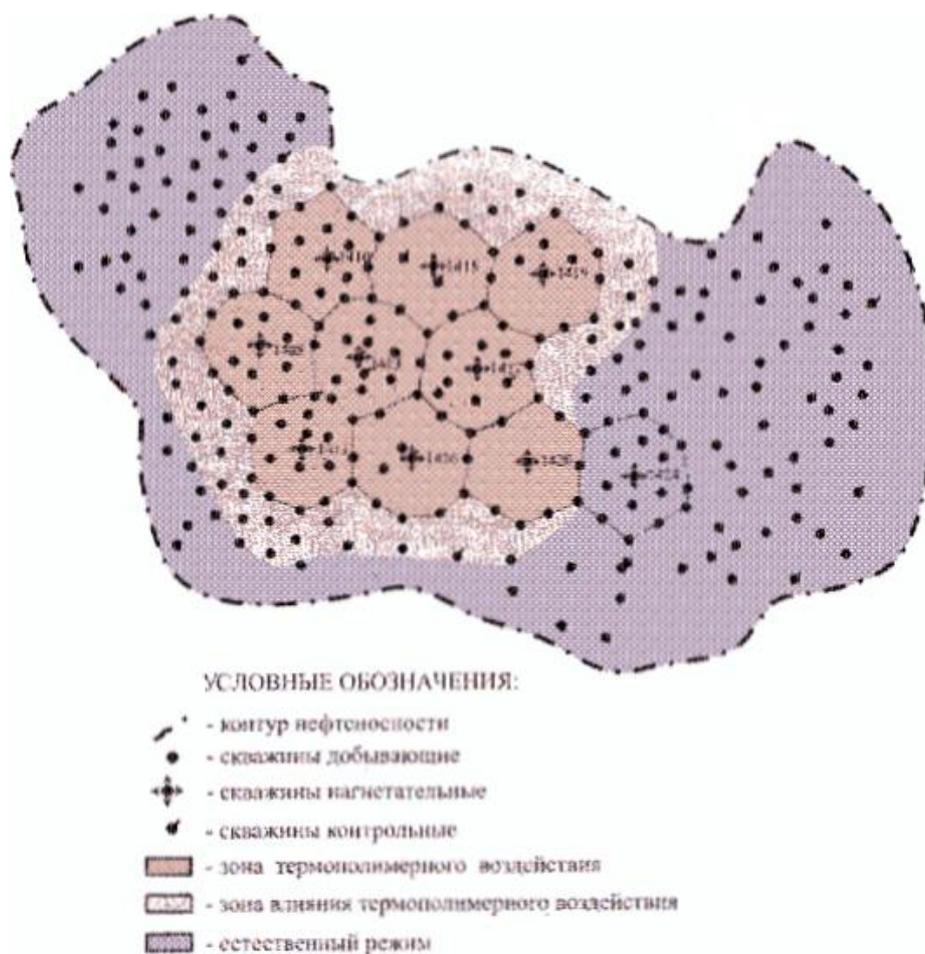


Рисунок 4 – Участки использования различных методов воздействия на Мишкинском месторождении

Таблица 1 – Характеристика участков промышленного испытания технологий холодного полимерного воздействия (ХПВ), термополимерного воздействия (ТПВ) в сравнении с водным воздействием (ВВ) и естественным режимом (ЕР)

№№ n/n	Показатели	Участок ТПВ, скважина № 1413	Участок ХПВ, скважина № 1411	Участок ВВ, скважина № 1417	Участок ЕР, скважина № 142
1	2	3	4	5	6
1	Площадь участка, га	78,5	78,5	78,5	78,5
2	Запасы нефти, млн. тонн	1,25	1,45	1,24	1,16

1	2	3	4	5	6
	геологические	0,49	0,57	0,48	0,45
	извлекаемые				
3	Количество скважин, шт.	17	18	18	13
	добывающих	1	1	1	
	нагнетательных				
4	Сетка скважин, м×м	250×250	250×250	250×250	250×250
5	Нефтенасыщенная толщина, м	16,3	18,5	14,0	12,6
6	Начальное пластовое давление, МПа	14,5	14,5	14,5	14,5
7	Тип коллектора	карбонатный, пористо-кавернозно-трещиноватый			
8	Пористость, %	0,16	0,16	0,16	0,16
9	Проницаемость, мкм ²	0,235	0,235	0,235	0,235
10	Коэффициент нефтеизвлечения, утверждённый ГКЗ	0,39	0,39	0,39	0,39
11	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа · с	78,35	78,35	78,35	78,35

Как видно из таблицы 1, участки действительно близки по своим характеристикам и несколько отличаются по запасам и нефтенасыщенным толщинам. Концентрация ПАА для холодного полимерного и горячего полимерного растворов составляла 0,05% (по сухому порошку японского ПАА типа РДА-1012 и РДА-1020). Суточная закачка в скважину не превышает 100м³/сут. Закачка осуществляется до создания полимерной оторочки в объёме 20% от объёма пор пласта участка с последующим перемещением её 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.

Промысловые данные показывают высокую эффективность применения термополимерного метода. Текущая нефтеотдача на участке ТПВ превысила утверждённую ГКЗ (39%) и составляет 40,9% от начальных балансовых запасов и 104,3% от начальных извлекаемых запасов. Фактические результаты разработки залежи показывают, что принятый ГКЗ коэффициент нефтеотдачи 39 % (при заводнении) оказался явно завышенным. Экспериментальные и расчётные исследования, выполненные во ВНИИнефть с использованием современных методик, показали, что для таких физико-геологических условий, как в черепетском горизонте Мишкинского месторождения, конечный коэффициент нефтеотдачи при использовании заводнения не превысит 25% от балансовых запасов (при реальной прокачке через пласт 1,5-2,0 поровых объёмов пласта). Практика разработки этого месторождения подтверждает эти выводы. За эти годы при достижении 80,8% обводнённости продукции на участке (ВВ) скважины №1417 текущий коэффициент нефтеотдачи составляет 21,9%. Накопленная добыча нефти на участке ТПВ составила 511,2 тыс.тонн, что превышает расчётную на 19,7тыс.тонн. Эта нефть считается дополнительно добытой, т.к. она составляет прибавку к оценкам базового варианта при проектировании. Участок продолжает разрабатываться, средняя обводнённость продукции составляет 85,5%. Среднесуточный дебит добывающих скважин равен 1,4тонн/сут. При дальнейшей реализации запроектированной технологии ТПВ на этом участке конечный коэффициент нефтеотдачи будет значительно выше. Можно сделать вывод, что технология ТПВ оказалась очень эффективной. Примера таких высоких результатов в карбонатных, крайне неоднородных коллекторах нет в мировой практике нефтедобычи.

Участок ХПВ (скважина №1411) расположен в центральной части месторождения и по всем основным геолого-физическим параметрам идентичен элементу, где проводится закачка горячего полимерного раствора (количество скважин, запасы нефти, продуктивные толщины, сетка

скважин и т.д.). В пласт закачивался холодный полимерный раствор с концентрацией 0,05% по сухому японскому порошку, то есть той же концентрации, что и на участке ТПВ. Анализ показывает, что холодный полимерный раствор в условиях Мишкинского месторождения довольно полно вытесняет нефть из трещинно-кавернозных емкостей, но «хуже работает» в матрицах. Поэтому по количественным оценкам эффективности нефтеизвлечения показатели разработки по времени отстают от результатов на участке ТПВ. Кроме того, из-за отсутствия подогрева рабочего раствора наблюдается ниже приёмистость нагнетательных скважин и, следовательно, меньшее количество полимерного раствора закачано за то же время разработки. С начала внедрения полимерного воздействия закачано 289,5тыс.м³ холодного полимерного раствора (15,9% объёма пор участка пласта) против 336,4тыс.м³ горячего раствора (20%).

Участок ВВ (скважина №1417) близок по своим исходным геолого-физическим параметрам с участками ХПВ и ТПВ. На участке ВВ производилась закачка холодной необработанной воды. Общий объём закачанной воды составляет 297,2тыс.м³, что соответствует 19,2% объёма пор участка пласта. Сравнение фактических результатов разработки участков при практически равных масштабах воздействия показывает, что главные показатели добычи нефти значительно отличаются от данных по участкам ТПВ и ХПВ. Текущая величина нефтеотдачи (21,9%) отстаёт от КНО на участке ХПВ 11,8%, а по термополимерному воздействию – вдвое. Динамика обводнённости на участке водного воздействия всегда была выше, чем на соседних участках ХПВ и ТПВ. По расчётам максимальная нефтеотдача на участке ВВ может достичь величины 24÷25% от начальных балансовых запасов против 39%, утверждённых ГКЗ.

Учитывая положительные результаты полимерной технологии, был выбран ещё один участок в районе нагнетательной скважины №1415 (ТПВ-2). Ранее этот участок разрабатывался на естественном режиме. Уча-

сток расположен северо-восточнее участка ТПВ-1. До освоения под закачку горячего полимерного раствора участок разрабатывался на естественном режиме и имел очень низкие показатели по добыче нефти и по нефтеотдаче. После закачки горячего раствора ПАА в объёме 123,8тыс.м³ дополнительная добыча нефти по сравнению с базовым вариантом составила 6,5тыс.тонн. Участок в настоящее время продолжает устойчиво работать, наращивая темп добычи нефти с хорошими показателями, что говорит о высокой эффективности термополимерного воздействия.

Участок скважины №1424 разрабатывается на естественном режиме (на истощение). 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.

Аналогичная картина наблюдается и на других участках залежи. На основе анализа за длительный период времени можно уверенно говорить о высокой технологической и экономической эффективности термополимерного воздействия в залежах трещиновато-поровых карбонатных коллекторов с нефтями повышенной и высокой вязкости. В этой связи принято решение перейти на ТПВ по всей залежи черепетского горизонта Мишкинского месторождения, и в настоящее время это решение реализуется. Опытно-промышленные работы показали, что термополимерная технология наиболее эффективна, когда она применяется с самого начала (или вскоре после освоения) разработки, однако метод достаточно эффективен и в уже разрабатываемых объектах (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 таких больших количеств закачиваемого агента или теплоносителя, как в случае воздействия на пласт горячей водой. Общий объём рабочего агента для удовлетворительного воздействия в 1,5 раза меньше, чем при других технологиях. Кроме того, при ТПВ наблюдается повышение приёмистости нагнетательных скважин. Промышленная разработка месторождений с карбонатными коллекторами показывает, что, как правило, при использовании воды или холодных полимерных растворов не достигаются хорошие профили приёмистости нагнетательных скважин. Снятие профилей приёмистости при ТПВ на конкретных скважинах показало, что в них достигается 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 порового объёма пласта, затем следует переходить на закачку необработанной воды (холодной или горячей). Поэтому общие затраты на рабочие агенты при ТПВ оказались меньшими против первоначально определённых расчётным путём.

Лабораторные измерения вязкости полимерных растворов, приготовленных на минерализованной и пресной воде, показали целесообразность использования для этой цели пресной воды, т.к. присутствие солей в воде снижает вязкость полимерного раствора. Следует отметить, что до настоящего времени в отечественной промышленности отсутствует выпуск высококачественных марок ПАА, что наряду с дефицитом нужного технологического оборудования (печей-подогревателей, надёжных пакеров, термоизолированных насосно-компрессорных труб) снижает потенциальные возможности этого метода. Кроме того, сосредоточенность запасов нефти в тонких пластах с низкими коллекторскими свойствами (что характерно для месторождений Удмуртии) обуславливает низкую приёмистость нагнета-

тельных скважин. При этих условиях и ограниченных температурах нагрева полимера (вследствие опасности его деструкции) не удаётся создать в пласте оторочку горячего раствора полимера необходимой температуры. В таких случаях целесообразно нагревать раствор полимера непосредственно в пласте, прогревая предварительно пласт путём нагнетания теплоносителя, в качестве которого может выступать и горячая вода (или пар и т.п.). Без опасения деструкции вода, нагретая на поверхности до более высокой температуры, позволит усилить воздействие по снижению вязкости пластовой нефти, да и приёмистость пласта для теплоносителя также выше, чем даже для нагретого раствора ПАА. Эффективность процесса (в том числе с позиций энергосбережения) будет выше, если теплоноситель и раствор полимера закачивать в пласт попеременно в несколько циклов, следующих один за другим. Дальнейшее развитие идея комбинированного теплового и полимерного воздействия получила в новой комплексной технологии с усиленным использованием теплового фактора, разработанной совместно научными сотрудниками института ВНИИ и производственниками ОАО «Удмуртнефть». Это технология циклического внутрипластового полимерно-термического воздействия (ЦВПТВ), которая предусматривает чередование двухстадийных (двухэтапных) циклов закачки теплоносителя (горячей воды, пара и др.) с последующим переходом на закачку холодного раствора полимера. В результате технология имеет ряд преимуществ по сравнению с одноцикловой технологией ТПВ:

- повышается приёмистость нагнетательной скважины, поскольку раствор полимера поступает в предварительно прогретую зону;
- с использованием повышенных температур и полимерных растворов расширяется круг объектов применения технологии, и подключаются в активную разработку тонкие низкопроницаемые пласты;

- увеличивается коэффициент охвата пласта рабочим агентом по сравнению с одновременным созданием оторочки раствора полимера заданного объёма;
- уменьшается расход тепловой энергии на осуществление процесса по сравнению с непрерывным нагнетанием рабочего агента.

4. Заключение

На основе анализа разработки Мишкинского нефтяного месторождения и научных исследований создан и внедрён принципиально новый высокоэффективный комбинированный метод термополимерного воздействия на залежи высоковязкой нефти с трещиновато-поровым коллектором. Изученный механизм ТПВ показал, что горячий раствор полимера, проникающий прежде всего по трещинам, увеличивает свою вязкость примерно на порядок по сравнению с горячей водой. Таким образом, гидравлические сопротивления на фронте вытеснения для полимерного раствора оказываются значительно большими, 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 15÷20 %.

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

1) раствор полимера, поступающий в пласт, не должен содержать твёрдых или гелеобразных частиц;

2) полимерный раствор не должен подвергаться при закачке механической деструкции. С этой целью предпочтительно использовать поршневые насосы вместо центробежных;

3) потери тепла при прохождении полимерного раствора от печи до забоя скважины должны быть минимальными.

Рекомендации:

1) в дальнейшем более полно внедрять технологию термополимерного воздействия на Мишкинском месторождении;

2) внедрять технологию термополимерного воздействия на других месторождениях Удмуртии с такими же геолого-физическими условиями как на Мишкинском месторождении;

3) по возможности внедрять более совершенную технологию ЦВПТВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – Самара: Книжное издательство, 1996. – 437 с.
2. Кудинов В.И., Желтов Ю.В., Ахапкин М.Ю., Малофеев Г.Е., Епишин В.Д. РМНТК «Нефтеотдача» – «Научное обоснование и промышленное внедрение модификаций полимерного воздействия на сложнопостроенных месторождениях Удмуртии».
3. Технологическая схема разработки Мишкинского месторождения нефти.
4. Богомольный Е.И. Интенсификация добычи высоковязких парафинистых нефтей из карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 270 с.
5. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
6. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013. – 336 с.
7. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Яковлев А.Л. Управление продуктивностью скважин: методические указания по изучению дисциплины «Управление продуктивностью скважин» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 68 с.

8. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремійчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
9. Анализ эффективности новых технологий повышения нефтеотдачи на месторождениях с высоковязкими нефтями на примере Мишкинского месторождения [Электронный ресурс]. Режим доступа:
http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2ac68a5d43a88421316d27_0.html
10. Савенок О.В., Поварова Л.В., Приходько М.Г. Факторы, обуславливающие экологическую опасность нефтедобычи // Сборник докладов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодёжи «Экологические проблемы нефтедобычи - 2014» (21-23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа: Издательство «РИЦ УГНТУ», 2014. – С. 28-32.
11. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Буков Н.Н., Ганоцкая Е.Д., Панюшкин В.Т. О возможности использования низкоминерализованной воды для повышения нефтеотдачи месторождений Краснодарского края // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М.: Издательство «Горная книга», 2014. – № 8. – С. 331-339.
12. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Буков Н.Н., Ганоцкая Е.Д., Панюшкин В.Т. О возможности использования электрокоагуляции для деминерализации возвратных пластовых вод нефтяных месторождений Краснодарского края // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М.: Издательство «Горная книга», 2014. – № 8. – С. 340-345.
13. Шахмеликьян М.Г., Хайдара Мохамед Брехима, Ганга Иванов Адриану Табита. Анализ эффективности паротеплового воздействия на II пласт II блока месторождения Кангли // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей [под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок]. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 313-322 Режим доступа: <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-313-322.pdf>
14. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 1. – С. 33-50.

15. Яковлев А.Л., Самойлов А.С., Мустафа Фарида, Ибегбуле Сандра Озиомачукву. Мероприятия по интенсификации добычи нефти на Мишкинском нефтяном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 1. – С. 111-127.
16. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Шахмеликьян М.Г., Кумбе Эдсон Леонел Виторину. Анализ технологий теплового воздействия на пласты высоковязких нефтей месторождения Узень // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 3. – С. 100-123.
17. Аушев М.Р., Савенок О.В., Яковлев А.Л. Выбор и обоснование технологии поддержания пластового давления при эксплуатации скважин на участке Восточный Молдабек месторождения Кенбай // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 4. – С. 298-316.
18. Яковлев А.Л., Самойлов А.С., Барамбонье Соланж. Анализ химических методов увеличения продуктивности скважин в ОАО «ТНК - Нижневартовск» // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02; URL: vs.n.esrae.ru/2-8 Режим доступа: <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2017/02/8.pdf>

REFERENCES

1. Kudinov V.I., Suchkov B.M. Intensifikaciya dobychi vyazkoj nefi iz karbonatnyh kollektorov. – Samara: Knizhnoe izdatel'stvo, 1996. – 437 s.
2. Kudinov V.I., Zheltov YU.V., Ahapkin M.YU., Malofeev G.E., Epishin V.D. RMNTK «Nefteotdacha» – «Nauchnoe obosnovanie i promyshlennoe vnedrenie modifikacij polimernogo vozdejstviya na slozhnopostroennyh mestorozhdeniyah Udmurtii».
3. Tekhnologicheskaya skhema razrabotki Mishkinskogo mestorozhdeniya nefi.
4. Bogomol'nyj E.I. Intensifikaciya dobychi vysokovyazkih parafinistyh neftej iz karbonatnyh kollektorov mestorozhdenij Udmurtii. – Moskva-Izhevsk: Institut komp'yuternyh issledovaniy, 2003. – 270 s.
5. Bulatov A.I., Voloshchenko E.YU., Kusov G.V., Savenok O.V. EHkologiya pri stroitel'stve neftyanyh i gazovyh skvazhin: uchebnoe posobie dlya studentov vuzov. – Krasnodar: ООО «Prosveshchenie-YUG», 2011. – 603 s.

6. Savenok O.V. Optimizatsiya funkcionirovaniya ehkspluatacionnoj tekhniki dlya povyshe-niya ehffektivnosti neftepromyslovyh sistem s oslozhnyonnymi usloviyami dobychi. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2013. – 336 s.
7. Savenok O.V., Borisajko YA.YU., YAKovlev A.L. Upravlenie produktivnost'yu skvazhin: metodicheskie ukazaniya po izucheniyu discipliny «Upravlenie produktivnost'yu skvazhin» dlya studentov-bakalavrov vsekh form obucheniya i MIPPS po napravleniyu 21.03.01 «Nef-tegazovoe delo». – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2016. – 68 s.
8. Bulatov A.I., Kachmar YU.D., Savenok O.V., YAreimichuk R.S. Osvoennya naftovih i ga-zovih sverdlovin. Nauka i praktika: monografiya. – L'viv: Spolom, 2018. – 476 s.
9. Analiz ehffektivnosti novyh tekhnologij povysheeniya nefteotdachi na mestorozhdeniyah s vysokovyazkimi neftyami na primere Mishkinskogo mestorozhdeniya. EHlektronnyj resurs. Rezhim dostupa:
http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2ac68a5d43a88421316d27_0.html
10. Savenok O.V., Povarova L.V., Prihod'ko M.G. Faktory, obuslavlivayushchie ehkologi-cheskuyu opasnost' neftedobychi // Sbornik dokladov IV Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii s ehlementami nauchnoj shkoly dlya molodyozhi «EHkologicheskie problemy neftedobychi - 2014» (21-23 oktyabrya 2014 goda, g. Ufa). – Ufa: Izdatel'stvo «RIC UGNTU», 2014. – S. 28-32.
11. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Bukov N.N., Ganockaya E.D., Panyushkin V.T. O voz-mozhnosti ispol'zovaniya nizkomineralizovannoj vody dlya povysheeniya nefteotdachi mesto-rozhdenij Krasnodarskogo kraja // Gornyj informacionno-analiticheskij byulleten' (nauchno-tekhnicheskij zhurnal). – M.: Izdatel'stvo «Gornaya kniga», 2014. – № 8. – S. 331-339.
12. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Bukov N.N., Ganockaya E.D., Panyushkin V.T. O voz-mozhnosti ispol'zovaniya ehlektrokoagulyacii dlya demineralizacii vozvratnyh plastovyh vod neftyanyh mestorozhdenij Krasnodarskogo kraja // Gornyj informacionno-analiticheskij byul-leten' (nauchno-tekhnicheskij zhurnal). – M.: Izdatel'stvo «Gornaya kniga», 2014. – № 8. – S. 340-345.
13. SHahmelik'yan M.G., Hajdara Mohamed Brekhima, Ganga Ivanov Adrianu Tabita. Analiz ehffektivnosti paroteplovogo vozdejstviya na II plast II bloka mestorozhdeniya Katangli // Bulatovskie chteniya: materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 goda): v 5 tomah: sbornik statej [pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok]. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – T. 2: Razrabotka neftyanyh

i gazovyh mestorozhdenij. – S. 313-322 Rezhim dostupa: <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-313-322.pdf>

14. Berezovskij D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Dzhozefs EHdzhemmen Rehjchel. Tekhnologii i principy razrabotki mnogoplastovyh mestorozhdenij // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNOLOGII (politekhnikeskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – № 1. – S. 33-50.

15. YAKovlev A.L., Samojlov A.S., Mustafa Farida, Ibegbule Sandra Oziomachukvu. Mero-priyatiya po intensivikacii dobychi nefti na Mishkinskom neftyanom mestorozhdenii // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNOLOGII (politekhnikeskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – № 1. – S. 111-127.

16. Berezovskij D.A., Kusov G.V., SHahmelik'yan M.G., Kumbe EHdson Leonel Vitorinu. Analiz tekhnologij teplovogo vozdejstviya na plasty vysokovyazkih neftej mestorozhdeniya Uzen' // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNOLOGII (politekhnikeskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – № 3. – S. 100-123.

17. Aushev M.R., Savenok O.V., YAKovlev A.L. Vybor i obosnovanie tekhnologii podderzhaniya plastovogo davleniya pri ehkspluatacii skvazhin na uchastke Vostochnyj Moldabek mestorozhdeniya Kenbaj // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNOLOGII (politekhnikeskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – № 4. – S. 298-316.

18. YAKovlev A.L., Samojlov A.S., Barambon'e Solanzh. Analiz himicheskikh metodov uvelicheniya produktivnosti skvazhin v OAO «TNK - Nizhnevartovsk» // Vestnik studencheskoj nauki kafedry informacionnyh sistem i programmirovaniya. – 2017. – № 02; URL: vs.n.esrae.ru/2-8 Rezhim dostupa: <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2017/02/8.pdf>

*THE ANALYSIS OF EFFICIENCY OF TECHNOLOGY OF
THERMO-POLYMER IMPACT ON THE LAYER IN FIELDS WITH HIGH-
TYPED OILS ON THE EXAMPLE OF THE MISHKINSKOYE OIL FIELD*

M.G. SHAKHMELIKYAN¹, I.S. MATVEEVA²

*¹LLC «LUKOIL-Komi», Territorial production enterprise «LUKOIL-
Usinskneftegaz», 8-918-670-43-27, menaciche@gmail.com*

²Kuban state technological university, 8-918-316-12-15, izabell96@mail.ru

In recent years, the oil industry has been showing a steady tendency to deteriorate the structure of oil reserves, which is manifested in the growth of hard-to-extract oil reserves, an increase in the number of fields to be commissioned with complicated geological and physical conditions, an increase in the specific gravity of carbonate reservoirs with a high viscosity of oil, etc. The creation and introduction into production of new methods and technologies of impact on the reservoir in order to obtain high technical and economic indicators of field development under such conditions is one of the most urgent tasks. The article analyzes the development of the Turney stage of the Cherepetsky horizon of the Mishkinskoye field using the technology of thermopolymer impact on the reservoir.

Keywords: thermopolymer effect on the layer; cold polymer effect; water impact; natural mode; oil of high and high viscosity; method of traditional waterflooding; characteristic of industrial test sites.