

ПРИМЕНЕНИЕ АРМИРОВАННЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ И ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

Н.А. Медведева (институт «ТатНИПИнефть»)

Научные консультанты: М.И. Амерханов, Ш.Г. Рахимова, А.Н. Береговой,
Э.П. Васильев, Р.Ш. Зиятдинова (институт «ТатНИПИнефть»)

Большинство нефтяных месторождений России, в частности Республики Татарстан, находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется ухудшением структуры запасов, снижением уровня добычи нефти и ростом обводненности добываемой продукции.

Снижению (стабилизации) обводненности добываемой продукции и интенсификации добычи нефти способствует проведение работ по увеличению нефтеизвлечения и ограничению водопритока в добывающие скважины, что обеспечивает решение следующих проблем: регулирование выработки нефтеносных коллекторов неоднородного эксплуатационного объекта за счет отключения или селективной изоляции обводненных пластов; продление срока службы скважин; уменьшение добычи попутной воды со снижением энергозатрат.

В зависимости от влияния на показатели разработки извлекаемую попутно с нефтью воду можно разделить на два вида. К первому виду относится закачиваемая с целью поддержания пластового давления вода, отбор которой оказывает двоякое влияние: с одной стороны, результатом этого является увеличение коэффициента нефтеотдачи пластов, а с другой стороны при этом растет себестоимость добываемой нефти. Ко второму виду относится посторонняя и подошвенная вода на участке отбирающей скважины, отбор которой удорожает себестоимость нефти и осложняет выработку пластов.

Мероприятия по ограничению притока вод первого вида предусматривают изоляцию промытых пропластков, отключение обводненных пластов из разработки, ограничение притока закачиваемых вод из разработки выравниванием профиля приемистости нагнетательных скважин, увеличением охвата воздействием и нахождение оптимальных величин отбора ее из пласта. Мероприятия по ограничению притока вод второго вида сводятся к улучшению качества цементирования эксплуатационных колонн при строительстве скважин (первичное крепление) и водоизоляционных работ (ВИР) при эксплуатации (вторичное крепление).

В настоящее время при проведении водоизоляционных работ на скважинах применяется множество различных водоизоляционных композиций. Несмотря на большое количество способов и составов, направленных на ограничение водопритока в добывающие скважины, все они обладают рядом существенных недостатков: высокая стоимость реализации и слабая адгезия к породам, слагающим коллектор, вследствие чего при освоении и в процессе эксплуатации скважины возможно вымывание композиции, что может приводить к осложнениям в работе глубинно-насосного оборудования. Недостаточная сдвиговая прочность композиции, из-за чего при высоких градиентных давлениях происходит их разрушение и прорыв воды.

В этой связи научное обоснование и развитие новых способов повышения эффективности технологических процессов путем совершенствования и модификации химических композиций с армирующими добавками, направленных на увеличение нефтеизвлечения и ограничение водопритока, является сегодня весьма актуальной научно-технической и прикладной задачей в нефтедобывающей отрасли.

1. Разработка состава армированных полимерных систем на основе полимеров и различных наполнителей

Разработка вязкоупругих составов велась в направлении модификации структурообразующих композиций на основе водорастворимого полиакриламида (ПАА) ДР9-8177.

В качестве наполнителей использовались нерастворимые в воде: оксиды двухвалентных металлов; неорганические силикатные волокна и различные фиброволокна. Проведены лабораторные исследования с целью определения оптимальных условий образования армированных полимерных систем (АПС) в свободном объеме (в пробирках).

Исследования возможности получения сшитых систем на основе ПАА велись с модифицирующими добавками оксида цинка (ZnO) и оксида магния (MgO), соли-сшивателя ацетата хрома (АХ). Концентрация полиакриламида в исследуемых композициях составила 0,6-1,0 % (по массе). Концентрация ацетата хрома варьировалась от 0,01 % до 0,1 % массовой доли, модифицирующих добавок: оксида цинка – от 0,02 до 0,1 %, а оксида магния - от 0,01 % до 0,04 % (по массе). Исследования проводились с полимерными растворами, приготовленными в пресной, сточной (плотностью $\rho=1120$ кг/м³) и пластовой ($\rho=1165-1185$ кг/м³) водах.

На образование сшитой системы оказывают влияние все варьируемые параметры: концентрация полимера, сшивателя АХ и модифицирующих добавок (ZnO и MgO). Введение ZnO в полимерные композиции с содержанием 0,6,- 0,8 % (по массе) ПАА позволя-

ет улучшить качество (прочность) образующихся гелей по сравнению с контрольными композициями на основе ПАА и АХ.

Получение сшитых полимерных систем армированных синтетическими волокнами осуществлялось по той же методике, что и получение сшитых систем с добавлением оксидов двухвалентных металлов. В качестве армирующих волокон исследованы рубленые стеклянные нити производства Татнефть-Алабуга стекловолотно марки ЕС 13-4,5 мм 145/1, ЕС 13-4,5 мм 350; волокно строительное микроармирующее (ВСМ), производимое компанией «Си Айрленд»; фибра базальтовая ООО «Русский базальт». Стеклянные и базальтовые волокна являются продуктами многотоннажной химии, имеют невысокую стоимость, применяются в качестве термо- и жаростойких негорючих, электроизоляционных и текстильных материалов. Непрерывные стеклонити получают фильерным формованием пучка тонких филаменов из расплавленной стекломассы с высокой фильерной вытяжкой, замасливанием и намоткой комплексной нити на бобину. Операция замасливания необходима для защиты сформованных нитей от действия влаги воздуха и облегчения последующей переработки. Для этого обычно используется парафиновая эмульсия, но применяются и другие виды замасливателей. Базальтовые волокна – одна из разновидностей стекловолокон. Базальт является природным минералом, который по своим свойствам близок к высококачественным стекловолокнам. Базальт широко распространенная вулканическая порода. Технологии получения базальтовых и стеклянных волокон близки – это формование из расплава. Следует заметить, что волокна и волокнистые материалы на основе базальтов имеют меньшую стоимость по сравнению с аналогичными стекловолокнистыми материалами и одновременно обладают более высокими функциональными характеристиками.

Следующий тип исследованных волокон – это полипропиленовое фиброволокно под торговой маркой «ВСМ-Си Айрлайд», которое защищено патентом РФ [1]. Благодаря введению в оболочку указанного выше гидрофильного вещества эти волокна имеют стабильно гидрофильную поверхность. Равномерность распределения синтетического волокна в растворе зависит от обработки волокна составом, придающим ему гидрофильные свойства. Волокно ВСМ также испытывалось в качестве наполнителя для получения армированных полимерных систем в присутствии ПАВ, оксидов металлов и ацетата хрома. Во всех системах как в сшитых, так и в растворе отмечается равномерное распределение волокон во всем объеме, что обусловлено обработкой волокна ВСМ составом, придающим ему гидрофильные свойства.

Еще одно направление получения армированных полимерных систем – это сшитые системы, армированные базальтовым волокном. Базальтовые волокна представляют собой смесь коротких отрезков комплексных нитей, состоящих из элементарных волокон. Исследованы три типа базальтового волокна: прессованные, непрессованные и фибра базальтовая, производимая по ТУ 5952-002-91341008-2012. Исходя из того, что базальтовые волокна не распределяются равномерно в полимерном растворе, можно предположить, что эти волокна не обладают гидрофильными свойствами.

Важно отметить, что все исследованные армирующие волокна, в частности, стекловолокно ЕС-145/1, стекловолокно ЕС-350, ВСМ, базальтовые волокна способствуют образованию армированных полимерных систем на основе растворов полимера DP9-8177. Поскольку волокна обрабатываются замасливателем, то тип замасливателя влияет на поверхностную активность волокон, а именно на распределение волокон в объеме полимерного раствора. От равномерности распределения волокон в растворе может зависеть структурная прочность армированных полимерных систем. Эффективность применения сшитых полимерных систем для повышения нефтеотдачи пласта определяется прочностью гелей, т.е., прочностью сетки образованной полимерным раствором и сшивателем. В пористой среде прочность сетки будет определять величину начального градиента давления (или начального напряжения сдвига), ниже которого фильтрация жидкости в пласте отсутствует. Только при градиентах давления выше предельного происходит разрушение гелевой сетки, и создаются предпосылки фильтрации воды через область пласта, занятой гелем. Исходные композиции представляют собой маловязкие и умеренно-вязкие растворы, которые под действием химических реакций образуют структуру в виде гидрогеля с требуемыми технологическими свойствами. После введения сшивателей в полимерный раствор происходит значительное увеличение вязкости во времени (в течение 24 часов). В последующие 2 – 3 суток происходит формирование геля (практически полная потеря текучести).

На рисунке 1 представлены армированные полимерные системы, полученные на основе полимерного раствора, приготовленного на минерализованной воде. Крайняя слева пробирка содержит полимерную систему, армированную волокном ВСМ, которое имеет белый цвет, может, поэтому на снимке не отчетливо видно, что волокна распределены по всему объему полимерного раствора. Такая же картина наблюдается при приготовлении растворов на пресной воде.

Основными параметрами для подбора оптимальной композиции сшитых систем для применения в технологиях увеличения нефтеизвлечения и ограничения водопритока яв-

ляются: время гелеобразования, механическая прочность геля на сдвиг, стабильность технологических свойств геля во времени.

Очень важным параметром для оценки эффективности гелевых систем для применения их с целью увеличения нефтеизвлечения и ограничения водопритока является структурная прочность в связи с тем, что составы должны выдерживать большие перепады давления, которые свойственны призабойной зоне пласта.

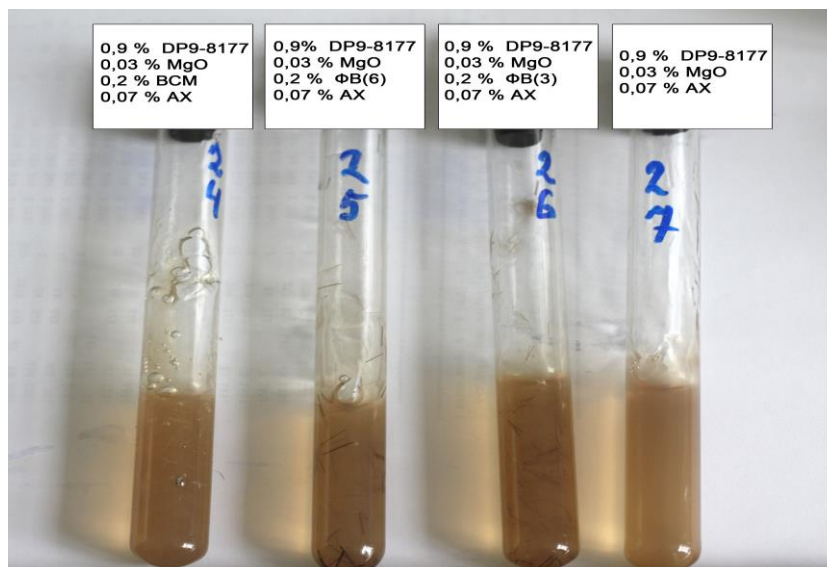


Рисунок 1 - Полимерные системы, армированные ВСМ и фиброволокном в сточной воде

На рисунке 2 представлена зависимость изменения сдвиговой прочности и динамической вязкости АПС на пресной и сточной воде в течение суток, как видно, исходные вязкости всех систем незначительно отличаются друг от друга, по истечении суток резкий рост вязкости наблюдается только у армированных полимерных систем.

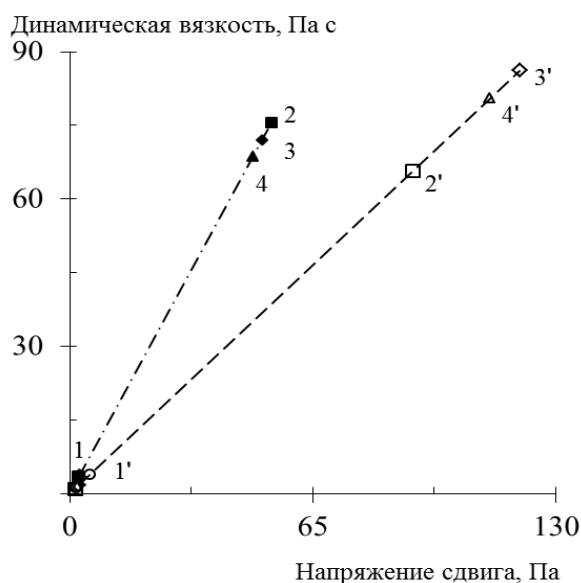


Рисунок 2 – Изменение сдвиговой прочности и динамической вязкости для АПС на пресной воде (1, 2, 3, 4) и в сточной воде ($\rho=1,12 \text{ г/см}^3$) (1', 2', 3', 4') в течение суток в 0,7 % растворе ПАА, 0,06 % ацетата хрома (III) и модифицирующих добавок: 1, 1' - 0; 2, 2' - 0,02 % MgO; 3, 3' - 0,02 % MgO, 0,1 % ВСМ; 4, 4' - 0,02 % MgO, 0,1 % ФВ-3

При сопоставлении значений напряжения сдвига этого раствора со значениями напряжения сдвига полимерных систем, армированных разными волокнами, видно, что добавление армирующих наполнителей, в том числе и оксида магния, способствует увеличению сдвиговой прочности систем в пресной воде, в среднем в 20 раз по сравнению с неармированной системой. В пресной воде наибольшее значение напряжения сдвига (75,5 Па) имеет система, содержащая оксид магния. Если сравнить между собой две системы, армированные волокнами, соответственно, волокном ВСМ и фиброволокном ФВ-3, сдвиговая прочность системы с ВСМ немного выше. Возможно, это обусловлено гидрофильным характером волокна ВСМ и, вследствие этого более равномерным распределением волокон в объеме раствора, чем выше однородность (равномерность) распределения волокон тем выше прочность армированной полимерной системы. Кроме этого, в пресной воде за счет того, что разность плотностей воды и волокон больше, происходит осаждение части волокон на дно сосуда и, вследствие этого, ухудшается однородность системы и, соответственно, снижается предельное напряжение сдвига, которое способна выдержать АПС.

Предельное напряжение сдвига армированных полимерных систем, приготовленных на минерализованной воде, которое выдерживает система, не подвергаясь разрушению, выше, чем у неармированных полимерных растворов, в 16,7 - 23,3 раз в зависимости от типа армирующего волокна (рисунок 3).

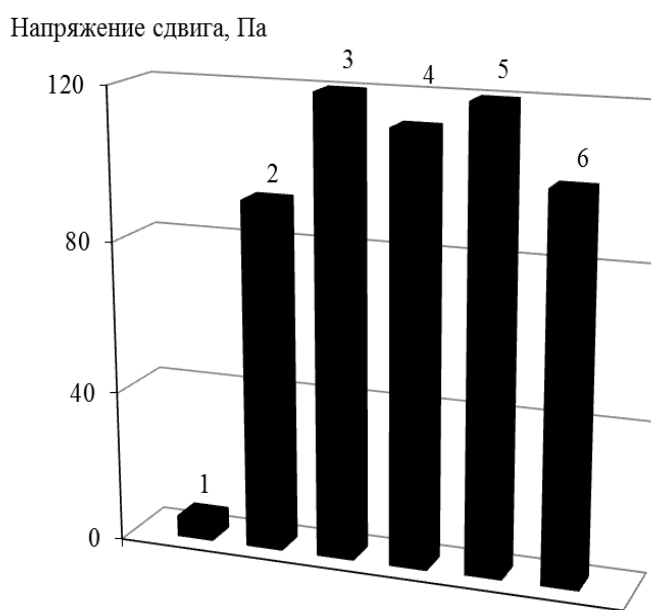


Рисунок 3 - Предельные значения напряжения сдвига в сточной воде соответственно для АПС с модифицирующими добавками, где **1** – неармированные, **2** – MgO, **3** – ВСМ, **4** – ФВ-3, **5** – НБВ; **6** – ЕС-350

Армированные системы, приготовленные на минерализованной воде выдерживают большее напряжения сдвига, не подвергаясь разрушению. На основе изучения сдвиговой прочности армированных полимерных систем можно заключить, что армирование полимерных растворов различными наполнителями, такими как синтетические и природные волокна, а также оксидами металлов значительно усиливает прочность гелевых композиций. Сдвиговая прочность армированных полимерных систем зависит от равномерности распределения наполнителей в объеме раствора полимера. Равномерность распределения волокон в объеме полимерного раствора зависит от поверхностной активности самих волокон. Прочность и упорядоченность (равномерность распределения волокон) системы зависит от степени гидрофильности поверхности волокон и от минерализации воды, на которой готовятся растворы. Чем выше гидрофильность волокон и чем выше минерализация воды, тем более равномерное распределение волокон в растворе.

2. Проведение лабораторных испытаний полученных составов на двуслойных моделях пласта с целью увеличения нефтеизвлечения

подавляющее число эксплуатационных объектов (нефтяных продуктивных пластов) являются неоднородными по проницаемости как по толщине (вертикали), так и по простиранию (площади). С учетом того, что применение в ОАО "Татнефть" подавляющего числа методов увеличения нефтеизвлечения и ограничения водопритока путём воздействия на пласт, как через нагнетательные, так и добывающие скважины основано на изменении охвата разнопроницаемых пластов (пропластков) воздействием, т.е. направлено на подавление проницаемостной неоднородности (вплоть до полного блокирования промытого пропластка). Изучение влияния испытываемых композиций на изменение фильтрационных и нефтевытесняющих параметров проводилось с использованием физических моделей слоисто-неоднородных пористых сред с непроницаемыми границами раздела.

В качестве вытесняемой нефти, как правило, использовали девонскую нефть с Карабашской УКПН. В качестве вытесняющей нефть воды использовалась пресная (водопродная) вода или модель естественной сточной воды, полученной путем разбавления пластовой воды, отобранной из скважин конкретного нефтяного месторождения. Вытеснение нефти проводилось путем закачки воды и композиций МУН в общий вход двух разнопроницаемых трубок с отдельным замером на выходе объемов нефти и воды. Первичное вы-

вытеснение нефти проводилось до общей обводненности нефти на выходе 95-99 %. После этого в общий вход модели уже в обратном направлении закачивали композицию МУН в виде оторочки размером 10 % общего объема пор и продолжали процесс вытеснения нефти водой в прямом направлении, т.е. уже в условиях стадии доизвлечения нефти (после технологической паузы 1-4 суток).

Использование исследуемых композиций по результатам всех проведенных исследований на насыпных двухслойных неоднородных по проницаемости пористых средах приводит к увеличению коэффициента вытеснения нефти от 4,1 % до 15,38 % (рисунок 4), что особенно важно, увеличивает долю добычи из низкопроницаемого пласта на 0,354 - 0,786 доли ед., т.е. в 3,44-15,96 раза.

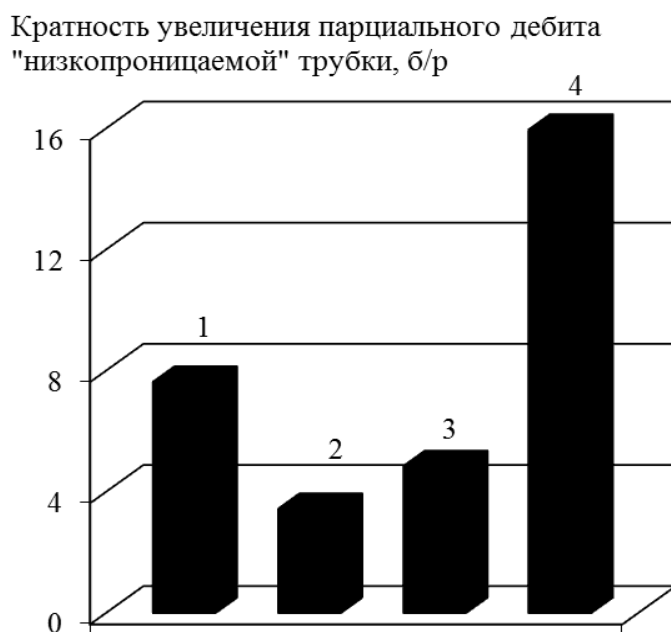


Рисунок 4 – Диаграмма изменения кратности увеличения парциального дебита "низкопроницаемой" трубки в 0,9 %-ом растворе ПАА (0,05 % MgO, 0,07 % AX) с модифицирующими добавками (0,3 %), где **1** - ВСМ; **2** - базальтовое волокно; **3** - базальтовое волокно; **4** - фиброволокно

В целом считаем, что рекомендуемые водоизолирующие композиции будут технологически высокоэффективными при промышленной реализации с позиций сегодняшнего дня, и их применение наиболее рационально в скважинах с резко неоднородным профилем притока (приемистости) жидкости, в которых менее 10 % перфорированной толщины пластов отдают (принимают) более 50 % объема поступающей из пласта или закачиваемой в пласт воды.

3. Оценка водоизолирующих свойств состава на основе полимерных систем и армирующих материалов на физических моделях пласта

Для дополнительной оценки технологических свойств проведено серии экспериментов по тестированию водоизолирующих (для ограничения водопритока в добывающие скважины) и фильтрационных свойств гелеобразующих композиций с оксидами двухвалентных металлов.

Как видно из рисунка 5, в сопоставимых условиях проведения экспериментов (составы 1 и 5) вновь разработанные гелеобразующие композиции (составы 5), превосходят по водоизолирующим свойствам классические сшитые системы (состав 1).



Рисунок 5 – Диаграмма изменения кратности увеличения парциального дебита "низкопроницаемой" трубки, где соотношение ДР9-8177: ZnO : АХ (масс. %) соответствуют; **1** - 0,8 : 0 : 0,07; **2** - 0,7 : 0,04 : 0,04; **3** - 0,7 : 0,06 : 0,05; **4** - 0,7 : 0,06 : 0,05; **5** - 0,8 : 0,07 : 0,06

Так, кратность увеличения парциального дебита менее проницаемой трубки для композиций, содержащих оксид металла, составила 11,2, а для контрольного состава этот параметр оказался равен – 4,6. При этом прирост парциального дебита менее проницаемой трубки составил 0,893 и 0,76 соответственно.

4. Проведение опытно-промышленных работ (ОПР) в добывающих скважинах по технологии применения АПС для увеличения нефтеизвлечения и ограничения водопритока в добывающие скважины

В связи с тем, что рецептура состава и технология на его основе разрабатывались главным образом для высокопроницаемых терригенных пластов и карбонатных коллекторов трещинного и трещинно-порового типа для проведения ОПР и отработке отдельных технологических операций совместно с геологической службой нефтегазодобывающего управления (НГДУ) «Лениногорскнефть» («ЛН») подобраны три добывающие скважины №№ 35298, 35599, 37828 залежи 303 Ромашкинского месторождения.

Объектами эксплуатации добывающих скважин является Намюрский ярус горизонт протвинских продуктивных отложений, карбонатных пород. Пористость коллекторов составляет от 11,9 % до 15,2 %. Перфорацией вскрыто от одного до двух пропластков с толщиной от 1,4 до 3 м, с коэффициентом нефтенасыщенности от 78 % до 81,4 %.

По результатам обобщения результатов испытаний технологического процесса можно заключить, что объем закачанной композиции варьируется в диапазоне от 30 до 110 м³ и составляет, в среднем 66,7 м³ на одну скважину, при этом для приготовления композиции АПС на одну скважинно -операцию использовано, в среднем, ПАА 0,585 т, ацетат хрома 0,080 м³, оксида цинка 0,044 м³ и базальтовой фибры 133,3 кг. В процессе закачки композиции на обработанных скважинах достигнуто плавное увеличение давления закачки, в среднем на 58,6 %, что косвенно свидетельствует об успешности проведения скважино-операций. В процессе освоения и пуска скважин в эксплуатацию после технологической паузы 48 часов на время гелеобразования, каких либо осложнений не наблюдалось.

Добывающие скважины после проведения закачки по технологии АПС отработали от одного месяца до нескольких дней. Динамика работы скважин до и после воздействия представлена на рисунке 6.

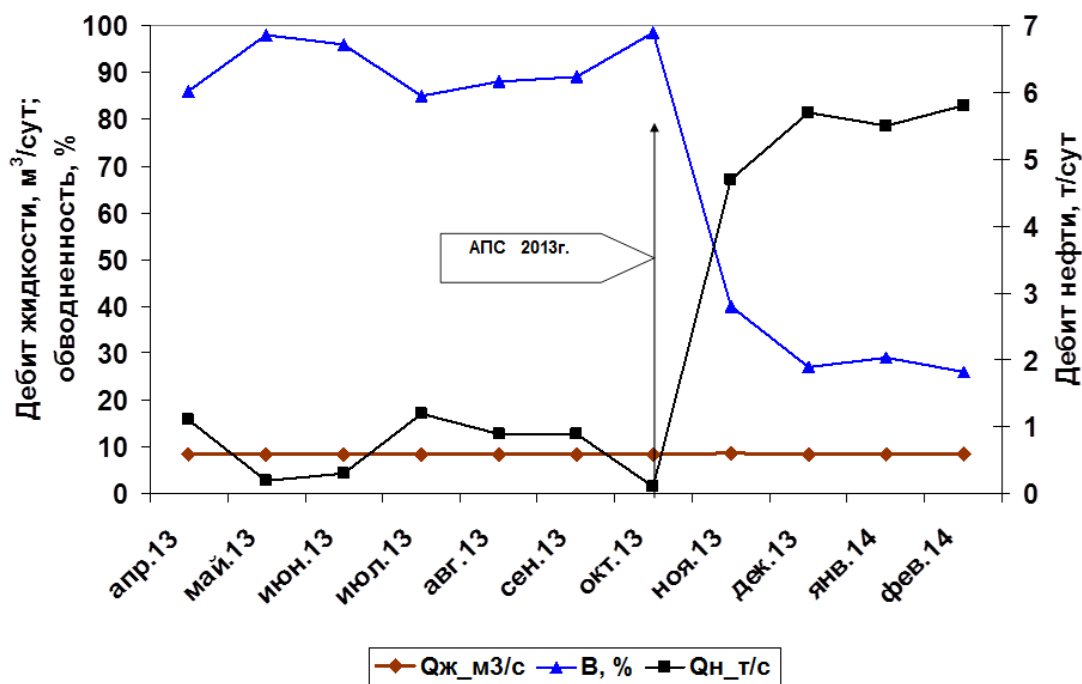


Рисунок 6 - Динамика работы скважины № 35298 НГДУ «ЛН»

Как видно из рисунка 6 после проведения работ по реализации технологии АПС отмечено значительное снижение обводненности добываемой продукции и рост дебита по нефти. Прирост дебита по нефти по скважинам №№ 37828, 35599, 35298 составил 5,8 м³/сут и 2,7 м³/сут, 7,5 м³/сут соответственно, обводненность снизилась на 86 %, 40 % и 70 % соответственно. В связи с чем можно сделать предварительные выводы об успешности проведенных ОПР.

5. Разработка и утверждение проекта руководящего документа технологии применения АПС для увеличения нефтеизвлечения и ограничения водопритока в добывающие скважины

По результатам проведенных исследований и ОПР разработан и утверждён руководящий документ РД 153-39.0-821-13 «Инструкция на технологию применения армированных полимерных систем для увеличения нефтеизвлечения и ограничения водопритока в добывающие скважины (технология АПС)».

Технология АПС предназначена для выравнивания профиля приёмистости (ограничения приёмистости) нагнетательных скважин и ограничения притока воды, как закачиваемой с целью поддержания пластового давления, так и поступающей в добывающие скважины из подошвенной части нефтенасыщенного пласта или из непосредственно прилегающего к нефтенасыщенному нижележащего водонасыщенного пласта.

Механизм действия основан на создании в призабойной зоне пласта, обладающих высокой сдвиговой прочностью стабильных гелей на основе полиакриламида, индукторов гелеобразования и волокон, блокирующих водопроявляющие (высокопроницаемые промытые) интервалы пласта, следствием чего является уменьшение (стабилизация) притока воды в добывающие скважины и выравнивание профиля приёмистости в нагнетательных скважинах. Образующиеся в пласте высокопрочные армированные гели, способны ликвидировать заколонные перетоки в интервале, непосредственно прилегающем к эксплуатационному фильтру (ограничить движение жидкости за эксплуатационной колонной в неперфорированном интервале).

В руководящем документе представлены: физико-химические основы применения технологии АПС; область применения разработанного технологического процесса в промышленных условиях, требования к объекту воздействия; технические средства и материалы, необходимые для реализации технологического процесса; перечень необходимых подготовительных работ, промысловых исследований, требования к техническому состоянию скважин, через которые будет осуществляться закачка армированных полимерных составов; варианты реализации технологического процесса, порядок расчёта необходимого объёма композиции; схема расстановки необходимого оборудования, порядок реализации и контроля технологического процесса; мероприятия по безопасному проведению работ, требования промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды; возможные осложнения при реализации ТП и методы их устранения.

Заключение


Таким образом, проведены лабораторные исследования с целью определения оптимальных условий образования армированных полимерных систем на основе водорастворимого полиакриламида ДР9-8177. В качестве наполнителей использовались: нерастворимые в воде оксиды двухвалентных металлов (ZnO, MgO), неорганические силикатные волокна (стекловолокно производства Татнефть-Алабуга) и различные фиброволокна (ВСМ компании «Си Айрленд», фибра базальтовая ООО «Русский базальт»). Разработана рецептура состава для применения в технологиях увеличения нефтеизвлечения и ограничения водопритока в добывающие скважины с оптимальными технологическими свойствами: концентрация ПАА от 0,7 % до 1,0 %, оксида металла от 0,05 % до 0,08%, ацетата хрома от 0,06 % до 1,0 %, армирующие волокна от 0,05 % до 0,3 %.

Разработаны основные положения технологии применения армированных полимерных систем для увеличения нефтеизвлечения и ограничения водопритока в добывающие

скважины. Проведены опытно-промышленные работы на трех добывающих скважинах №№ 37828, 35599, 35298 залежи 303 Ромашкинского месторождения НГДУ "Ленинграднефть". На 01.03.2014 г. дополнительная добыча нефти составила около 650 тонн за 4 месяца с момента воздействия, отмечено значительное снижение обводненности добываемой продукции скважины. В связи, с чем можно сделать предварительные выводы об успешности проведенных ОПР. По итогам проведенных ОПР проведен расчет экономического эффекта от использования технологии, результаты которого приведены в приложении 1.

По результатам лабораторных исследований и опытно-промышленных испытаний, разработан и утверждён руководящий документ РД 153-39.0-821-13 "Инструкция на технологию применения армированных полимерных систем для увеличения нефтеизвлечения и ограничения водопритока в добывающие скважины (технология АПС)".

Список литературы

[1]. Пат. 2339748 Российская Федерация, МПК D01F 8/06 Синтетическое волокно, способ его изготовления, цементный продукт, содержащий указанное волокно, и способ изготовления указанного цементного продукта [Текст]: Бабенков Е.П. - №2007106761/04; заявл. 26.02.07; опубл. 27.11.08 Бюл. № 33. 

Приложение 1 - Расчет экономического эффекта от использования технологии

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Расчетный период				2 год	Всего
			1 год					
			1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.		
	Время от момента приведения до начала шага, годы		0	0,25	0,5	0,75	1	
1	Коэф. дисконтирования (относится к началу шага)	д.ед.	1,0000	0,9765	0,9535	0,9310	0,9091	
2	Базовый вариант							
2.1	Объем добычи нефти	т	0	0	0	0	0	0
2.2	Выручка от реализ. (без НДС, ЭП, коммерч.)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0
2.3	Условно-перемен. затраты на добычу	" - "	0	0	0	0	0	0
2.4	Затраты на внедрение мероприятия	" - "	0					0
2.5	НДПИ	" - "	0	0	0	0	0	0
2.6	Итого производств. себест. (п.2.3+п.2.4+п.2.5)	" - "	0	0	0	0	0	0
2.7	Балансовая прибыль (п.2.2 - п. 2.6)	" - "	0	0	0	0	0	0
2.8	Налог на прибыль	" - "	0	0	0	0	0	0
2.9	Чистая прибыль (п.2.7-п.2.8)	" - "	0	0	0	0	0	0
3	Новый вариант							
3.1	Объем добычи нефти	т	65,0	195,0	195,0	192,0	203,0	850,0
3.2	Выручка от реализ. (без НДС, ЭП, коммерч.)	тыс. руб.	630,7	1892,1	1892,1	1863,0	1969,7	8247,6
3.3	Условно-перемен. затраты на добычу	" - "	14,5	43,6	43,6	42,9	45,4	190,0
3.4	Затраты на внедрение мероприятия	" - "	520,0					520,0
3.5	Затраты на НИОКР	" - "	0,0					0,0
3.6	НДПИ	" - "	323,1	969,4	969,4	954,5	1009,2	4225,5
3.7	Итого производств. себест. (п.3.3+п.3.4+п.3.5+п.3.6)	" - "	857,7	1013,0	1013,0	997,4	1054,5	4935,6
3.8	Балансовая прибыль (п.3.2 - п. 3.7)	" - "	-227,0	879,1	879,1	865,6	915,2	3312,0
3.9	Налог на прибыль	" - "	0,0	175,8	175,8	173,1	183,0	707,8
3.10	Чистая прибыль (п.3.8-п.3.9)	" - "	-227,0	703,3	703,3	692,5	732,1	2604,2
4	Разница между вариантами (новый-базовый)							
4.1	Объем добычи нефти	т	65,0	195,0	195,0	192,0	203,0	850,0
4.2	Выручка от реализ. (без НДС, ЭП, коммерч.)	тыс. руб.	630,7	1892,1	1892,1	1863,0	1969,7	8247,6
4.3	Условно-перемен. затраты на добычу	" - "	14,5	43,6	43,6	42,9	45,4	190,0
4.4	Затраты на внедрение мероприятия	" - "	520,0	0,0	0,0	0,0	0,0	520,0
4.5	Затраты на НИОКР	" - "	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4.6	НДПИ	" - "	323,1	969,4	969,4	954,5	1009,2	4225,5
4.7	Итого производств. себест. (п.4.3+п.4.4+п.4.5+п.4.6)	" - "	857,7	1013,0	1013,0	997,4	1054,5	4935,6
4.8	Балансовая прибыль (п.4.2 - п. 4.7)	" - "	-227,0	879,1	879,1	865,6	915,2	3312,0
4.9	Налог на прибыль	" - "	0,0	175,8	175,8	173,1	183,0	707,8
4.10	Чистая прибыль - экономич. эффект (п.4.8-п.4.9)	" - "	-227,0	703,3	703,3	692,5	732,1	2604,2
4.11	То же нарастающим итогом	" - "	-227,0	476,3	1179,6	1872,1	2604,2	
4.12	Чистая прибыль (экономич. эффект)с учетом дисконтир.	" - "	-227,0	686,7	670,6	644,7	665,6	2440,6
4.13	То же нарастающим итогом	" - "	-227,0	459,7	1130,3	1775,0	2440,6	
4.14	Притоки диск. (п.4.2*п.1)	" - "	630,7	1847,5	1804,0	1734,5	1790,6	7807,4
4.15	Отгоки диск. ((п.4.7+п.4.9)*п.1)	" - "	857,7	1160,8	1133,5	1089,8	1125,1	5366,8
5	Интегральные показатели	д.ед.						
5.1	Индекс доходности затрат - ИДЗ (п.4.14 /п.4.15)							1,455
5.2	Индекс доходности дополнительных затрат - ИДДЗ (п.4.12 / (п.4.4+п.4.5))							4,69
	СПРАВОЧНО:							
	Сумма коэффициентов для расчета среднегодового экон. эффекта							1,9091
	Среднегодовой диск. экономический эффект	тыс. руб.						1278
	Изменение производств. себестоим. без учета усл.-перемен. затрат на добычу нефти и НДПИ	тыс. руб.	520,0	0,0	0,0	0,0	0,0	520,0

Руководитель экономической службы

Л.И. Мотина