

УДК 553.982:54-41

## РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЩЕЛОЧНОГО-ПАВ ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

<sup>1</sup>Петров И.В., <sup>2</sup>Тютяев А.В., <sup>1</sup>Должикова И.С.

<sup>1</sup>ООО «СамараНИПИнефть», Самара, e-mail: PetrovIV@samnipineft.ru;

<sup>2</sup>ФГБОУ ВПО «Самарский государственный технический университет», Самара, e-mail: tyutyayev@mail.ru

Рассматривается метод щелочного – ПАВ заводнения нефтяных месторождений. Особенность данной технологии заключается в последовательной закачке растворов отходов деревообрабатывающей (лигносульфонаты) и нефтехимической (щелочной сток производства капролактама) промышленности. С экономической точки зрения технология является ресурсосберегающей, поскольку стоимость используемых ингредиентов существенно ниже предлагаемых на рынке ПАВ и щелочных компонентов. Для эффективного применения данной технологии с использованием новых химических реагентов разработана программа экспериментально-теоретических исследований, которая включает: анализ месторождения, отбор пробы нефти, отбор кернов, лабораторные исследования, компьютерное моделирование и оценка эффективности применяемой технологии. Определены численные значения основных параметров: вязкость, нефтенасыщенность, кислотность нефти, проницаемость, обводненность, температура, глинистость, минерализация пластовой воды, которые с высокой вероятностью гарантируют эффективность щелочного заводнения.

**Ключевые слова:** нефтедобыча, коэффициент извлечения нефти (КИН), методы увеличения нефтеотдачи (МУН), щелочной раствор, поверхностно-активные вещества, межфазное натяжение, кислотное число, коэффициент вытеснения нефти, осадкообразование, лигносульфонаты (ЛСТА), щелочные стоки производства капролактама (ЩСПК)

## PROGRAM DEVELOPMENT FOR EXPERIMENTAL EVALUATION OF OIL RESERVOIR ALKALINE-SAS FLOODING EFFICIENCY

<sup>1</sup>Petrov I.V., <sup>2</sup>Tyutyayev A.V., <sup>1</sup>Dolzhikova I.S.

<sup>1</sup>Ltd «Samara Research Design Institute of oil», Samara, e-mail: PetrovIV@samnipineft.ru;

<sup>2</sup>Samara State Technical University, Samara, e-mail: tyutyayev@mail.ru

Oil reservoir alkaline-SAS flooding is considered. Feature of this technology is the consequent injection of woodworking (lignosulfonate) and petrochemical (alkaline drain caprolactam production) industry retreats. From economical point of view this technology is resource-saving, because of using ingredients cost is significantly lower than SAS and alkaline components. The program of experimental-theoretical research is developed for effective applying of the technology with new chemical reagents using. This program includes: field analysis, oil sample selection, coring, lab research, computer modeling and efficiency mark of applied technology. Numerical values of the main parameters such as: viscosity, oil saturation, acidity of oil, permeability, water content, temperature, clay content and reservoir water mineralization are identified and it guarantees the effectiveness of alkaline flooding with high probability.

**Keywords:** oil production, oil recovery factor, enhanced oil recovery, alkaline mixture, surface-active substance, interfacial tension, acid number, oil displacement efficiency, sedimentation, lignosulfonate, alkaline drain caprolactam production

Повышение нефтеотдачи актуально как при разработке новых месторождений, так и при эксплуатации старых, даже значительно истощенных. А в условиях, когда колоссальные запасы нефти сосредоточены в длительно разрабатываемых месторождениях, методы повышения нефтеотдачи пластов приобретают первостепенное значение [1].

В настоящее время заводнение продуктивных пластов с целью интенсификации добычи нефти и повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) широко применяется в отечественной и зарубежной практике [7]. Заводнение обеспечивает высокий коэффициент извлечения нефти благодаря двум факторам: поддержание пластового

давления на эффективном для разработки месторождения уровне; физическое замещение нефти водой в порах пласта-коллектора. При всех имеющихся достоинствах освоенного нефтедобывающей промышленностью метода заводнения, он тем не менее не обеспечивает необходимую степень извлечения нефти из пластов. Главная причина невозможности достижения полного вытеснения нефти водой из пластов при их заводнении заключается в несмешиваемости вытесняемой и вытесняющей жидкостей, в результате чего образуется поверхность раздела между этими жидкостями и происходит удержание нефти в пористой среде капиллярными силами. Кроме того, неполное вытеснение нефти водой

в охваченных заводнением областях пластов обусловлено неоднородным строением коллектора, гидрофобизацией пород-коллекторов вследствие адсорбции тяжелых компонентов нефти на поверхности зерен пород, а также различием свойств вытесняющей и вытесняемой жидкостей, что приводит к появлению гидродинамической неустойчивости контакта нефть – вода [5]. В результате происходит прорыв вытесняющего агента в добывающие скважины, значительное уменьшение коэффициентов вытеснения нефти из пористой среды и охвата пластов дренированием.

Нефть остается в пористой среде пластов, подвергаемых заводнению, в виде пленок на зернах пород и глобул, находящихся в тупиковых порах или местах пористой среды пластов, обойденных водой.

Использование химических реагентов при заводнении позволяет существенно увеличить КИН. Нагнетание щелочей, водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ), кислот и других реагентов приводит к изменению свойств пластовой воды и поверхностей раздела между водой, нефтью и горной породой; к уменьшению параметра относительной подвижности и улучшению нефтеотмывающих свойств воды. Например ПАВы спользуются для изменения смачиваемости, могут способствовать образованию эмульсии, уносу, снижению вязкости в объеме фазы и стабилизации дисперсий.

Механизм процесса вытеснения нефти из пластов водным малоцентрированным раствором ПАВ основан на том, что при этом снижается поверхностное натяжение между нефтью и водой от 35–45 до 7–8,5 мН/м и увеличивается краевой угол смачивания кварцевой пластинки от 18 до 27 г. Следовательно, натяжение смачивания уменьшается в 8–10 раз. Исследования БашНИПИнефть показали, что оптимальной массовой концентрацией неионогенных ПАВ в воде следует считать 0,05–0,1 %. Такой раствор с межфазным натяжением на контакте нефть – вода 7–8 мН/м, как показывают исследования, не может существенно уменьшить остаточную нефтенасыщенность после обычного заводнения пласта, так как капиллярные силы хотя и снижены, но еще достаточно велики, чтобы удержать нефть, окруженную водой в крупных порах. Вытеснение нефти водным малоцентрированным раствором ПАВ при начальной нефтенасыщенности и сниженном межфазном натяжении приводит к незначительному уменьшению объема нефти, блокиро-

ванной водой в крупных порах заводненной части пласта. Водные растворы неионогенных ПАВ в этом случае увеличивают коэффициент вытеснения в среднем на 2,5–3 %. Более высокая эффективность вытеснения нефти водным раствором ПАВ при начальной нефтенасыщенности объясняется тем, что сниженное межфазное натяжение между нефтью и раствором ПАВ изменяет в лучшую сторону механизм вытеснения нефти из микрооднородной пористой среды, но недостаточно для продвижения глобул нефти, заблокированных в крупных порах водой. По оценкам многих исследователей, водные растворы ПАВ с высоким межфазным натяжением (5–8 мН/м) способны увеличивать конечную нефтеотдачу кварцевых слабоглинизированных пластов не более чем на 2–5 % по сравнению с обычным заводнением, если применять их необходимо с начальной стадии разработки.

Однако у заводнения с химическими реагентами имеются свои недостатки. Самый большой недостаток метода заводнения малоцентрированными растворами ПАВ заключается в большом межфазном натяжении между нефтью и раствором и высокой адсорбцией химического реагента на породе. Он ставит под сомнение их применение с целью повышения вытесняющей способности воды. Основным недостатком полимерного заводнения заключается в том, что резко снижается продуктивность нагнетательных скважин вследствие резкого роста кажущейся вязкости в призабойных зонах, которую не всегда можно компенсировать повышением давления нагнетания из-за деструкции молекул полимера.

Используя метод щелочного заводнения нефтяных пластов, который основан на взаимодействии щелочей с пластовой нефтью и породой, можно добиться снижения межфазного натяжения на границе раздела фаз нефть – раствор щелочи и увеличения смачиваемости породы водой.

При контакте щелочных растворов с нефтями, особенно активно взаимодействующими с щелочью из-за низкого межфазного натяжения, образуются мелкодисперсные эмульсии типа «нефть в воде», а с малоактивными нефтями – типа «вода в нефти».

**Цель исследования.** Недостатками метода щелочного заводнения являются очень жесткие критерии применимости его по активности нефти. Минерализация пластовой и закачиваемой воды и большое содержание глин в породе также могут исключать возможность применения метода.

В последние годы начали применять комбинированный метод заводнения, которым является щелочное ПАВ воздействие. Цель закачки такой комбинированной композиции при реализации процесса заводнения состоит в уменьшении остаточной нефтенасыщенности разрабатываемого пласта. Данный вид заводнения сочетает в себе достоинства щелочного заводнения и заводнения с использованием неионогенных ПАВ и сводит к минимуму их недостатки.

Последние двадцать лет лидером в области закачки щелочной композиции является Китай [7]. Данный вид заводнения успешно применялся на основных месторождениях, таких как Дацин и Шэнли. В результате на месторождении Дацин был получен прирост КИН 13 %, а на месторождении Шэнли – 5 %.

Комбинированный метод щелочного заводнения применялся более чем на 30 месторождениях США [3]. В результате данного вида воздействия средний прирост КИН составил 7,5 %.

Основным ограничивающим фактором применения данной технологии является высокая стоимость реагентов. В связи с этим возникает необходимость в исследовании эффективности щелочного заводнения с использованием новых более дешевых компонентов и составов на их основе. В качестве таких реагентов были исследованы лигносульфонаты (ЛСТ) и щелочной сток производства капролактама (ЩСПК) в сочетании с комплексом ПАВ (МЛ-Супер).

Лигносульфонат (ЛСТ) – это природные водорастворимые сульфопроизводные лингина, они образуются в процессе сульфитного способа делигнификации древесины. Интерес к лигносульфонатам, как практический, так и теоретический, обусловлен их высокой поверхностной активностью.

Щелочной сток производства капролактама (ЩСПК) – представляет собой водный раствор натриевых солей кислых побочных продуктов воздушного окисления циклогексана. ЩСПК применяется в строительной промышленности и промышленности строительных материалов, а также в нефтедобыче – для увеличения нефтеотдачи пластов.

#### Материалы и методы исследования

Закачка раствора ЛСТ (анионные ПАВ, с рН = 4–4,5), которые в пресной воде обычно находятся в коллоидном состоянии (степень гидратации 30–35 %), понижает поверхностное натяжение воды, создает стойкие эмульсии и пены и хорошо подавляет центры адсорбции ПАВ на породе продуктивного пласта.

Закачку раствора ЩСПК с МЛ-Супер также производят на пресной воде. При взаимодействии с водой происходит осадкообразование в высокопро-

ницаемых пропластках, снижение их проницаемости и, как следствие, выравнивание проницаемостной неоднородности с одновременным увеличением коэффициента вытеснения нефти водой с образованием ПАВ при взаимодействии щелочных реагентов с нефтью (рН = 11–13).

Особенностью предлагаемой технологии является использование недорогих отходов деревообрабатывающей и нефтехимической промышленности. При этом предполагается разработка комплексной программы заводнения, обладающей как нефтеотмывающими, так и водоизоляционными свойствами, поскольку взаимодействие двух ингредиентов друг с другом и с минерализованной пластовой водой сопровождается осадкообразованием.

Необходимо отметить, что использование как компонента ЛСТ, так и компонента ЩСПК в технологиях повышения нефтеотдачи пластов в нашей стране известно давно. Так, в патенте РФ 2060375 (приоритет 25.05.1994 г.) в качестве щелочной добавки в закачиваемую воду предложено применять ЩСПК в концентрациях от 4 до 99,9 % [3]. Гелеобразующие составы на основе лигносульфонатов с различными сшивателями и добавками защищены авторскими свидетельствами еще в СССР – SU1716094 A1 (приоритет от 21.05.1990). Тем не менее данные химические реагенты совместно не применялись ни в России, ни за рубежом.

Применение данной технологии с использованием предлагаемых новых химических реагентов должно быть обосновано экспериментальными исследованиями. Была разработана программа таких исследований, которая включает: анализ месторождения, отбор пробы нефти, отбор кернов, лабораторные исследования, компьютерное моделирование и оценку эффективности применяемой технологии.

#### Результаты исследования и их обсуждение

Исходя из предыдущего опыта использования щелочного заводнения был разработан ряд критериев отбора месторождений – кандидатов для успешной реализации щелочного заводнения [2, 4, 5].

#### Критерии отбора месторождений – кандидатов для проведения щелочного заводнения

Критерии отбора месторождений	Значения
Вязкость, сП	< 100
Расчлененность	Не критично
Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.	> 0,3 (до 0,15)
Кислотность нефти	> 0,5
Проницаемость, мД	> 100
Обводненность, %	< 60
Температура, °С	< 100
Тип коллектора	песчаники
Глинистость	< 10 %
Минерализация пластовой воды, г/л	< 25

Таким образом, проанализировав геолого-физические характеристики месторождения в соответствии с данными критериями, необходимо рассмотреть технологические параметры месторождения. Они должны соответствовать требованиям проведения щелочного заводнения.

Отбор пробы нефти и отбор кернов необходимо для нахождения геолого-физических параметров месторождения, а также для подтверждения эффективности технологии на составных моделях элемента пласта месторождения.

Лабораторные исследования заключаются в нахождении кислотного числа нефти (этот параметр является одним из главных критериев применимости щелочного заводнения), определения коэффициентов вытеснения нефти и оценки увеличения коэффициента охвата на простейших объемных моделях.

Кислотность нефти – это количество щелочи, необходимое для нейтрализации органических кислот, находящихся в 100 мл нефти, измеряется в мг.

Кислотное число определяется с помощью метода потенциометрического титрования. Метод заключается в растворении испытуемого нефтепродукта в спиртобензольной смеси и титровании полученного раствора едким калием. По данному критерию нефти делятся на высокоактивные, активные и малоактивные.

Коэффициенты вытеснения определяются на линейных моделях пласта.

Объектом испытания является характер взаимодействия двух несмешивающихся жидкостей (нефти и воды) при фильтрации их в условиях, соответствующих (близких) пластовым через составной образец породы правильной геометрической формы, приготовленный из керна изучаемого пласта и ориентированный параллельно напластованию.

Моделирование процесса вытеснения нефти водой осуществляется на составной линейной модели элемента пласта, смонтированной из 10 стандартных образцов керна, отобранного из продуктивного пласта месторождения.

В качестве вытесняющей жидкости используют сначала пластовую воду, а затем предложенные химические реагенты. Вытеснение осуществляется при пластовых температурах с постоянной скоростью до полного обводнения выходящей жидкости.

По окончании процесса вытеснения нефти рабочим агентом, методом материального баланса рассчитываются коэффициенты вытеснения для моделей элементов пластов месторождения. Коэффициент вытеснения изменяется в ту или иную сторону, что позволяет говорить об эффективности данной технологии.

Для оценки увеличения коэффициента охвата заводнением используют модель элемента пласта с параллельными трубками тока. Трубки тока представляют собой составные модели элемента пласта, различные по проницаемости как минимум в 5 раз, имеющие общий вход и отдельные выходы. Через трубки тока нефть вытесняется пластовой водой, а затем предложенными реагентами. При этом фиксируют изменение объемных скоростей по параллельным трубкам тока, что говорит о перераспределении фильтрационных потоков и, как следствие, увеличения коэффициента охвата.

Далее, с помощью компьютерного моделирования создается модель, подтверждающая эффективность данной технологии в виде перераспределения начальной нефтенасыщенности.

Завершающим этапом является оценка эффективности технологии с помощью подсчетов дебитов до и после реализации технологии.

### Заключение

В настоящей работе рассмотрено щелочное – ПАВ заводнение, основным ограничивающим фактором которого является высокая стоимость ПАВ. В связи с этим было предложено использовать более дешевые реагенты – отходы деревообрабатывающей (ЛСТ) и нефтехимической (ЩСПК) промышленности. Для оценки эффективности предлагаемой технологии с использованием новых химических реагентов была разработана программа исследований, согласно которой каждое месторождение-кандидат должно быть проанализировано по разработанным критериям отбора, после чего с помощью лабораторных исследований и компьютерного моделирования можно говорить об успешной реализации щелочного заводнения.

### Список литературы

1. Боксерман А.А., Мищенко И.Т. Потенциал современных методов повышения нефтеотдачи пластов // Нефть и Капитал. «Технологии ТЭК». – 2006. – № 6 (31). – С. 47–52.
2. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
3. Зарубежный опыт применения тепловых, газовых, химических методов повышения нефтеотдачи пластов. – <http://www.neftepro.ru/publ/25-1-0-57>.
4. Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами. – М.: Недра, 1998. – 394 с.
5. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов – М.: Недра, 1985. – 308 с.
6. Патент № 2060375 Российской Федерации / Газизов А.Ш.; Клышников С.В.; Галактионова Л.А.; Газизов А.А. «Составы для вытеснения нефти из пласта». Оpubл. 20.05.96, Бюл. № 14.
7. Применение современных методов увеличения нефтеотдачи в России: важно не упустить время // Ernst & Young. – 2013. – С 3–6.