

Саиди Саиф Саад Хдаби,
Магистр институт геологии и нефтегазовых технологий,
Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань

Губайдуллин Фарид Альфредович,
Доцент, к.н., институт геологии и нефтегазовых технологий,
Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань

ВЫРАВНИВАНИЕ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ И ЗАВОДНЕНИЕ

Аннотация. В настоящее время нефтяная промышленность сталкивается с насущными проблемами повышения продуктивности скважин, поскольку спрос на нефть растет с каждым днем, особенно в развитых и развивающихся странах. Можно обнаружить, что темпы роста потребления являются серьезной проблемой в текущем контексте. С другой стороны, возможности открытия новых нефтяных месторождений весьма ограничены. Большинство месторождений в настоящее время находятся в зрелом состоянии с низким дебитом. Таким образом, проекты повышения нефтеотдачи (EOR) сильно зависят от текущей экономической ситуации, типа резервной нефти и цен на сырую нефть.

Ключевые слова: межфазная натяжение, заводнение, полимер, щелочь, поверхностно-активные вещества, выравнивание профиля приемистости, гидроизоляция.

Введение

Как правило, две трети исходных геологических запасов нефти (ГЗН) в пласте не добываются и все еще ожидают извлечения с помощью эффективных методов повышения нефтеотдачи. По мере вытеснения нефти водой нефтяная фаза со временем распадается на сгустки остаточной нефти, которые иммобилизуются в порах под действием капиллярных сил. Эту захваченную нефть можно извлечь, если капиллярные силы, сила которых определяется межфазным натяжением нефть/вода, уменьшаются или если вязкие силы достаточно увеличиваются [1]. Вытеснение нефти при заводнении зависит от макроскопической эффективности охвата, которую можно увеличить за счет улучшения коэффициента подвижности. Таким образом, эффективным и практичным способом увеличения капиллярного числа является снижение межфазного натяжения на три-четыре порядка и увеличение вязкости вытесняющих жидкостей [2-3].

Большинство нефтяных коллекторов едва ли имеют однородную пористость и проницаемость. Таким образом, когда вода или другие жидкости вводятся под давлением, они обычно идут по пути наименьшего сопротивления и вызывают ранний прорыв закачиваемых жидкостей. Это приводит к обходу захваченной нефти в зонах пониженной проницаемости. Однако технически можно повысить эффективность восстановления за счет применения процессов увеличения нефтеотдачи. Многие методы увеличения нефтеотдачи опробуются во всем мире для смягчения таких проблем. Химическое заводнение – один из лучших методов, который можно использовать для извлечения еще до 35% нефтяных запасов. В последнее время химическое заводнение в различных режимах, таких как закачка полимера, полимера/щелочи, поверхностно-активного вещества/полимера и щелочи/поверхностно-активного вещества/полимера (ASP), приобретает все большее значение из-за значительного потенциала [4-6].



Выравнивание профиля приемистости (ВПП) – один из методов повышения нефтеотдачи пластов, который заключается в изменении давления в пласте путем закачки воды, газа и других флюидов или компонентов который позволяет увеличить приток углеводородов к скважинам. ВПП заключается в закачке в призабойную зону пласта нагнетательных скважин медленно сшивающихся составов (сшитых полимерных и/или термотропных гелеобразующих систем), которые проникают вглубь пласта на значительные расстояния и перераспределяют в пластах фильтрационные потоки. Применение технологий возможно в том числе при наличии гидродинамической связи между пропластками. Растворы заполняют пропластки и тем самым создают гидроизоляцию в пласте, что помогает направить потоки воды к добывающей скважине и тем самым увеличить дополнительный приток нефти [7].

Процесс выравнивания профиля приемистости включает следующие этапы:

Оценка текущего состояния разработки месторождения: анализ данных о работе скважин, структуре пласта и свойствах флюида.

Определение оптимального давления и направления для закачки флюида: на основе анализа данных, определение оптимального давления, направления и объема для закачки воды, газа или других флюидов.

Проведение работ по выравниванию профиля приемистости: установка оборудования для закачки, проведение работ по изменению давления и направления флюида, контроль за процессом и корректировка параметров закачки.

Контроль и мониторинг результатов: после проведения работ по выравниванию профиля приемистости, проводится контроль и мониторинг работы скважин, структуры пласта и свойств флюида для оценки эффективности проведенных работ.

Корректировка и оптимизация процесса: на основе полученных данных, при необходимости, вносятся изменения в процесс закачки флюидов и проводятся дополнительные работы по выравниванию профиля приемистости.

Область применения - Терригенные и карбонатные, поровые и трещинно-поровые нефтегазоносные пласты-коллекторы с выраженной емкостной и фильтрационной неоднородностью по мощности, характеризующиеся высоко и низкопроницаемыми, а также среднепроницаемыми интервалами. Обязательное наличие системы заводнения (площадная, рядная, очагово-избирательная, приконтурная) и начальной приемистости не менее 150 м³/сут. Стадия разработки месторождения не регламентируется.

Используемые технологии ВПП – полимерные технологии, осадкообразующие технологии, термотропные составы, эмульсионные составы, комплексные технологии.

Добавление полимера увеличивает вязкость его водной фазы и снижает проницаемость для воды, в результате чего подвижность водной фазы снижается. Таким образом, уменьшение коэффициента подвижности значительно увеличивает эффективность охвата [8-9]. Другой основной общепринятый механизм подвижной средней оставшейся нефти после заводнения заключается в том, что должна существовать довольно большая вязкая сила, перпендикулярная границе раздела нефти и воды, чтобы вытолкнуть среднюю оставшуюся нефть. Эта сила должна преодолеть капиллярные силы, удерживающие среднюю оставшуюся нефть, переместить ее, мобилизовать и добыть [10]. Щелочь реагирует с определенными компонентами сырой нефти и может снизить содержание воды в нефти, эмульгировать нефть и воду, изменить смачиваемость породы и солубилизировать межфазные пленки, и все это может привести к увеличению нефтеотдачи [11-12]. Поверхностно-активные вещества считаются хорошими агентами увеличения нефтеотдачи с 1970-х годов [13], поскольку они могут значительно снизить межфазную натяжению и изменить смачивающие свойства. Вытеснение растворами ПАВ является одним из важных процессов третичного



восстановления химическими растворами. Добавление поверхностно-активного вещества уменьшает межфазную натяжению между сырой нефтью и пластовой водой, снижает капиллярные силы, облегчает мобилизацию нефти и повышает нефтеотдачу [14-15].

Методы повышения нефтеотдачи часто классифицируются, как показано на рисунке 1. Схема представляет собой упрощенное и материально-ориентированное описание нескольких технологий интенсивной добычи. Одним из величайших преимуществ этой классификации является то, что интерпретация каждой группы очевидна и проста для понимания. Дано определение химических методов увеличения нефтеотдачи, как методов, основанных на закачке химических соединений. Многие успешные лабораторные испытания и несколько небольших коммерческих полевых проектов показали, что химическое заводнение обеспечивает хорошую нефтеотдачу.

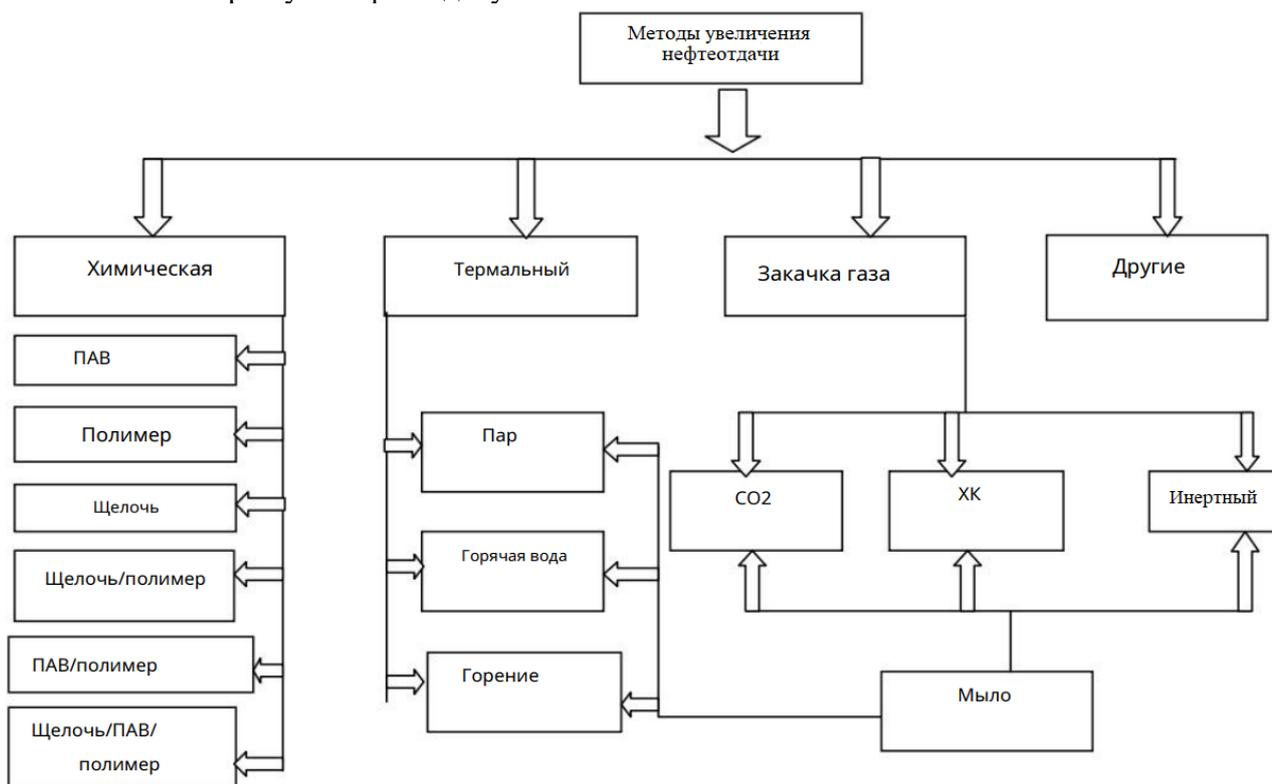


Рисунок 1. Классификация применения МУН

Обзор проблемы

Основная задача для неоднородных пластов — это увеличение вытеснения нефти из низкопроницаемых прослоев. Эту задачу выполняет технология выравнивания профиля приёмистости в нагнетательных скважинах. Основная проблема, с которой приходится сталкиваться при анализе результатов обработок нагнетательных скважин, заключается в отсутствии профиля приёмистости нагнетательной скважины после обработки.

Часта встречаемые проблемы при добыче, высокая обводненность по пласту, снижение пластового давления ниже давления насыщения, пескопроявление и т. д. Одним из наиболее часто встречающихся осложнений при проведении **ВПП** является наличие негерметичности пласта или цементирования, что существенно снижает эффективность проводимых работ. Кроме того, не все ремонтно-изоляционные составы обладают необходимыми прочностными свойствами.



Теория синтез и свойства

Для начало проводится экспериментальные исследования в лабораторных условиях, смотря для чего предназначено та или иная химические вещества или флюиды, исследования проводится в проточном реакторе или в реакторе высокого давления. После, Пластовая вода смешанная с ПАВ+полимером проверился на оборудовании KRUSS тензиометр для определения межфазного натяжения.

Для проведения эксперимента, была добавлено ПАВ амфотерного типа бетаина + неионогенное ПАВ в композиции 9:1. Далее с общим концентрацией ПАВ 0,1 % составом смешивался с 0,15 % полимера. ПАВ синтезировался для скважин с высокой минерализации с низкой температурой. При определенной концентрации с ПАВ ом был вязкость ПАВ низкая, из за этого было решено для повышения вязкости добавили полимер.

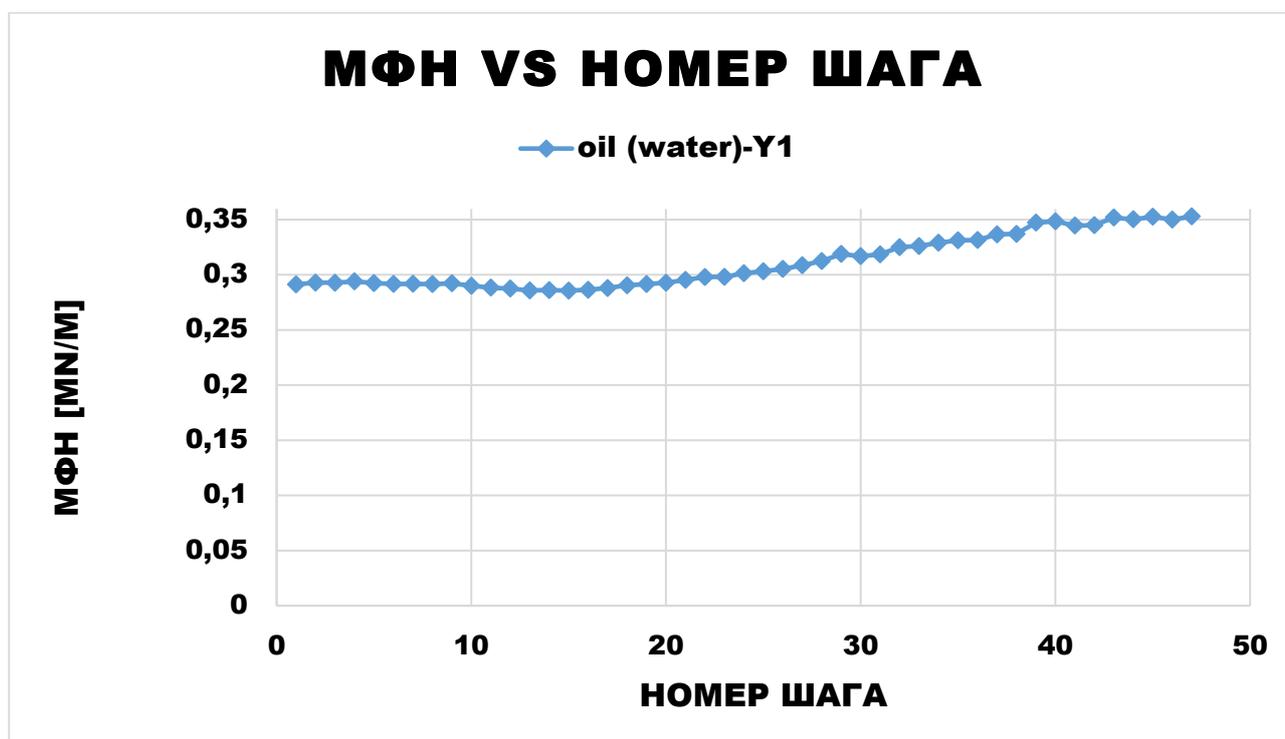


Рисунок 2. Диаграмма межфазная натяжение

Измерение провели до стабилизации межфазного натяжения. С такой концентрацией ПАВ+полимер, с низкой температурой и высокой минерализацией межфазная натяжения было 0,35 mN/m. Термостабильность при 25 градусов ПАВ был стабильным и прозрачным 30 дней. В таблице 2 показаны данные в числовом значении.

Таблица 1

Результаты	Значение	Ст.откл.		Название твердой фазы	water
$\bar{\sigma}$ [mN/m]	0,311468	0,023722		Плотность твердой фазы [g/mL]	1,103
\bar{f}_{rot} [rpm]	6318,6	39,8		Название легкой фазы	oil
\bar{T} [°C]	25	0,1		Плотность легкой фазы [g/cm ³]	0,8717
$\bar{T}_{Heating}$ [°C]	24,4	0			
\bar{d} [mm]	0,461	0,01			



Выводы:

Исходя из этого можно сказать что, изменение профиля приёмистости нагнетательной скважины приводит к выработке низкопроницаемых прослоев и увеличению добычи нефти и снижению притока воды в скважину. В заключении можно сказать, что данный использованный метод имеет хороший результат, планируется провести анализы с другими компонентами с разными концентрациями ПАВ и полимеров.

Список литературы:

1. Larson R. G., Davis H. T., Scriven L. E. Displacement of residual nonwetting fluid from porous media //Chemical Engineering Science. – 1981. – Т. 36. – №. 1. – С. 75-85.
2. Тома А. и др. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти //Территория Нефтегаз. – 2017. – №. 7-8. – С. 58-67.
3. Бондаренко А. В. и др. Лабораторные исследования по обоснованию технологии полимерного заводнения для конкретных геолого-физических условий объектов разработки нефтяных месторождений //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – №. 10. – С. 34-42.
4. Wang J., Dong M. A laboratory study of polymer flooding for improving heavy oil recovery //PETSOC Canadian International Petroleum Conference. – PETSOC, 2007. – С. PETSOC-2007-178.
5. Clark S. R., Pitts M. J., Smith S. M. Design and application of an alkaline-surfactant-polymer recovery system for the West Kiehl field //SPE Advanced Technology Series. – 1993. – Т. 1. – №. 01. – С. 172-179.
6. Demin W. et al. Summary of ASP pilots in Daqing oil field //SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific. – SPE, 1999. – С. SPE-57288-MS.
7. Гималетдинов Р. А. и др. Критерии эффективного применения технологий выравнивания профиля приемистости пласта в условиях разработки месторождений ОАО «Газпром нефть» //Нефтяное хозяйство. – 2015. – Т. 5. – С. 78-83.
8. Walters K., Jones D. M. The extensional viscosity behavior of polymeric liquids of use in EOR //SPE international symposium on oilfield chemistry. – OnePetro, 1989.
9. Samanta A. et al. Effects of alkali, salts, and surfactant on rheological behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide solutions //Journal of Chemical & Engineering Data. – 2010. – Т. 55. – №. 10. – С. 4315-4322.
10. Guo J. et al. The effect of alkali on crude oil/water interfacial properties and the stability of crude oil emulsions //Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2006. – Т. 273. – №. 1-3. – С. 213-218.
11. Healy R. N., Reed R. L. Physicochemical aspects of microemulsion flooding //Society of Petroleum Engineers Journal. – 1974. – Т. 14. – №. 05. – С. 491-501.
12. Каюмов А. А. и др. Влияние ингибирующих свойств моноэфира ортофосфорной кислоты и алифатического спирта и его кислой анилиновой соли на противокоррозионные свойства лакокрасочных материалов //Вестник технологического университета. – 2020. – Т. 23. – №. 6. – С. 49-52.
13. Алиев Ф. А. и др. Смачивающие свойства породы и методы его определения. – 2022.
14. Применение ПАВ для повышения эффективности паротепловой обработки тяжелой нефти при температуре 200°C / Т. А. Холмуродов, С. А. Трубицина, О. О. Мирзаев [и др.] // Вестник Технологического университета. – 2022. – Т. 25, № 10. – С. 40-45. – DOI 10.55421/1998-7072_2022_25_10_40. – EDN QREMUC.



15. Разработка паротепловой технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти с утилизацией диоксида углерода в низкомолекулярные алканы в присутствии катализатора на основе никеля / О. О. Мирзаев, Ф. А. Алиев, Т. А. Холмуродов, А. В. Вахин // Вестник Технологического университета. – 2023. – Т. 26, № 1. – С. 81-86. – DOI 10.55421/1998-7072_2023_26_1_81. – EDN MGOSCR.

