

Таким образом, методика полимерного заводнения является одной из перспективных технологий, которая будет активно внедряться в ближайшие годы. Применение данной технологии приводит к существенным изменениям фильтрационных потоков в продуктивном пласте, в связи с этим, выбор полимера и анализ геолого-физических свойств пласта при выборе полимера является важным звеном в процессе полимерного заводнения.

Литература

1. Clarke A. How Viscoelastic-Polymer Flooding Enhances Displacement Efficiency/ A. Clarke et al // Society of Petroleum Engineers, 1 June 2016. doi:10.2118/174654-PA.
2. Leblanc T. Rheological Properties of Stimuli-Responsive Polymers in Solution to Improve the Salinity and Temperature Performances of Polymer-Based Chemical Enhanced Oil Recovery Technologies / T. Leblanc et al // Paper SPE 174618 presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 August 2015.
3. Seright R.S. / How Much Polymer Should Be Injected During a Polymer Flood? / R.S. Seright // Paper SPE 179543 presented at the Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, 11-13 April 2016. doi: 10.2118/179543-MS.
4. Тома А. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти / А. Тома [и др.] // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2017. – № 7-8. – С. 58 – 66.
5. Повышение эффективности полимерного заводнения [Электронный ресурс]. URL: https://snf-group.ru/wp-content/uploads/2015/05/Oil-30_Years_of_EOR.pdf

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В УСЛОВИЯХ ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА С ТРИЗ

Суворов А.А.

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский Политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация: В статье рассматриваются методы повышения нефтеотдачи, основанные на заводнении водогазовыми системами. Также приводятся примеры месторождений, на которых данные методы были успешно применены, даётся оценка перспектив дальнейшего применения методов водогазового заводнения и их возможного развития. Ключевые слова: месторождение, водогазовое воздействие (ВГВ), методы увеличения нефтеотдачи (МУН), трудноизвлекаемые запасы, высоковязкая нефть. На современном этапе развития нефтяной индустрии доля трудноизвлекаемых запасов при разработке месторождений растёт. Это связано со вступлением уже разрабатываемых месторождений на третью и четвёртую стадии, которая характеризуется снижением производственных дебитов и увеличением количества нефти в общей доли неохваченных разработкой запасов. Возникает необходимость в усовершенствовании методов извлечения углеводородов, привлекаются новые технологии.

Под методами увеличения нефтеотдачи понимают операции, направленные на увеличение коэффициента нефтеотдачи пластов. Существует большой кластер технологий, позволяющих увеличить КИН, но в данной статье предполагается рассмотреть водогазовое воздействие.

Ссылаясь на современную классификацию методов водогазового воздействия следует выделить два основных:

- 1) Совместное нагнетание вытесняющих агентов (в иностранных источниках SWAG - Simultaneous Water Alternating Gas injection);
- 2) Раздельное нагнетание вытесняющих агентов (WAG - Water Alternating Gas injection), которое в свою очередь подразделяется на:
 - А) Смешивающееся вытеснение (Miscible WAG injection)
 - Б) Несмешивающееся вытеснение (Immiscible WAG injection)

Примеров опыта применения несмешивающегося вытеснения в российской истории нефтегазового дела достаточно много, при этом в данной статье будет рассмотрена реализация водогазового воздействия в условиях гидрофобного коллектора.

Самолтлорское месторождение – ярковыраженный пример залежей, представленных пластами с гидрофобным коллектором. На данных пластах проводились опытные испытания водогазового воздействия: была осуществлена несмешивающаяся закачка попутного газа и воды, в скважины с низкими показателями продуктивности. Результаты опытных испытаний показали повышение дебитов скважин и снижение обводнённости добываемой продукции. Высокая состоятельность водогазового воздействия на этапе опытных испытаний позволила реализовать её в промышленном масштабе, при этом нефтеотдача выросла на семь процентов, а темпы разработки увеличились почти в три раза. Попеременная закачка воды и газа также применялась на Журавлёвско-Степановском месторождении, что позволило увеличить дебиты по нефти на 50 процентов, пластовое давление с 0,95 до 1,7 МПа, а также снизить обводнённость продукции [1]. В зарубежной истории данный тип вытеснения наиболее часто встречается на месторождениях Северного моря, пласты которых залегают на малых глубинах, а нефть имеет малое значение вязкости. Вода обеспечивала высокий коэффициент подвижности, а газ, частично смешиваемый с нефтью, уменьшал поверхностное натяжение, тем самым повышая коэффициент вытеснения. В совокупности, эти два фактора повышали нефтеотдачу пластов [2].

Резюмируя опыт данных месторождений, стоит отметить высокую состоятельность применения несмешивающегося вытеснения, но при этом следует учесть, что наиболее рациональным вариантом использования данного метода будет являться совокупность факторов: наличие источников газа, пластов с высокой неоднородностью залегающих на небольших глубинах, а также гидрофобного коллектора. Технология смешивающегося вытеснения

приобрела высокую популярность при разработке высоковязких нефтей из-за свойств газа: при растворении газа в нефти приводит к уменьшению вязкости смеси, что повышает коэффициент вытеснения, при этом при закачке необходимо достигнуть давления смесимости, к примеру, добавляют диоксид углерода, который плавно снижает величину максимального давления смесимости [3].

Данный тип вытеснения применялся на месторождениях Тимано-Печорской провинции для разработки нефтяных оторочек газо-нефтяных месторождений [1]. На зарубежных месторождения Северного моря смешивающаяся закачка была реализована на месторождениях Статфьорд, Brent и других [2].

При этом стоит отметить, что реализация данного метода зависит от наличия источников газа и возможности закачивать газ под высоким давлением, чтобы достичь давления смесимости в целевом пласте (возникает потребность в компрессорах высокой мощности). Совместное нагнетание вытесняющих агентов (SWAG injection) используется гораздо шире, чем технология разделного нагнетания, поскольку не требует большого количества газа и компрессорных установок. В России данная технология была реализована на Фёдоровском, Советском, Вахском Илишевском и многих других месторождениях. На опытно-промышленных участках Фёдоровского месторождения применение водогазового воздействия позволило увеличить профиль приемистости, улучшить фильтрационные характеристики призабойной зоны пласта, но при этом возникла проблема гидратообразования. Экономическая эффективность данных мероприятий не была оценена из-за кратковременного и несистемного характера испытаний.

Репрезентативные и удобоваримые результаты были получены при реализации данного метода на Советском месторождении, где за пять месяцев испытаний было дополнительно добыто 2,6 тыс. тонн нефти, снижена обводнённость продукции с 92 до 81 процента и, в добавок, была решена проблема утилизации попутного нефтяного газа. На Илишевском месторождении применение водогазового воздействия позволило превысить проектный показатель по добыче нефти на 25-30 процентов, при этом коэффициент извлечения нефти достиг 40 процентов. На месторождении также была полностью решена проблема с утилизацией попутного нефтяного газа (100% утилизация) [1].

Эффективность всех методов водогазового воздействия зависит от множества факторов, но одним их главных является характер смачиваемости коллектора. Было проведено множество исследований, в которых рассматривалась степень эффективности ВГВ в условиях гидрофильного и гидрофобного коллекторов. В частности, теоретические положения предсказывали высокую состоятельность совместного нагнетания в условиях гидрофобного коллектора. В данном типе коллектора вода занимает крупные поры, повышая капиллярное давление, достаточное для противодействия движению газа, который в свою очередь проникает в мелкие поры, замещая находящуюся в них нефть. При этом совместная закачка воды и газа позволяет водной фазе осуществлять коррекцию в сторону замедления скорости движения газовой фазы, и таким образом, достигается устойчивость фронта вытеснения. Фильтрационные эксперименты подтвердили высокую эффективность ВГВ для гидрофобных коллекторов, однако для гидрофильных коллекторов закачка газа (в том числе и в качестве смеси с водой) оказывается малоэффективной из-за отсутствие массообменных процессов между нефтью и вытесняющим агентом (газом) [4].

Современные изыскания в области совершенствования технологии нагнетания водогазовой смеси привели к созданию технологии FAWAG (Foam Assisted Water-Alternating Gas injection). Данная технология основана на добавлении системы на основе пены, что в свою очередь увеличивает коэффициент охвата по объёму, и позволяет снизить значение газового фактора в добываемой продукции. На данном этапе технология была реализована в лабораторных условиях на керновом материале и противопоставлена технологии SWAG. При одинаковых условиях процесс заводнения с использованием пенной системы показал результаты лучше, чем заводнение водогазовой смесью. В первом случае, процент пропитки составил 92% объёма против 61% для второго варианта заводнения. В конечном итоге, это сказалось на значении коэффициента вытеснения нефти (рис. 1,2):

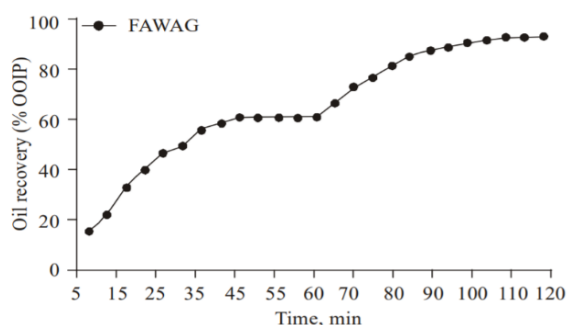


Рис. 1 График значений КИН для SWAG

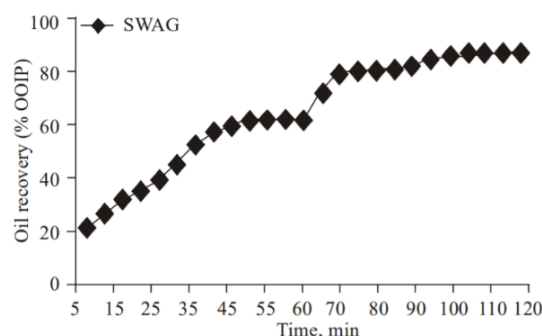


Рис. 2 График значений КИН для FAWAG

Для более детальной оценки разницы в эффективности исследуемых методов приводится скомпелированный график для двух методов (рис. 3):

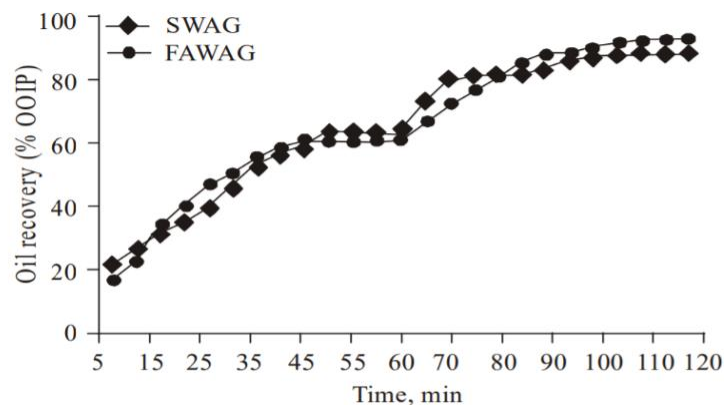


Рис. 3 Сравнение полученных значений КИН для исследуемых методов

Анализируя полученные данные, можно прийти к выводу, что технология FAWAG даёт существенное увеличение нефтеотдачи, в сравнении с совместным нагнетанием водогазовой смеси [5].

Литература

1. Вафин Т.Р. Совершенствование технологий водогазового воздействия на пласт на нестационарном режиме: дис. канд. технич. наук. Татарский науч.-исслед. и проек. институт, Бугульма, 2016.
2. Afeez O. Gbadamosi, Joseph Kiwalabye, Radzuan Junin, Agi Augustine. A review of gas enhanced oil recovery schemes used in the North Sea. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* 8, 1373-1387, – 2018.
3. Любимов Н.Н., Телков В. П. Достижение смешивающегося вытеснения нефти при реализации газовых и водогазовых методов воздействия на пласт [Текст] / URL: <https://www.researchgate.net/publication/324043580>
4. Зацепин В.В., Матвеев Ю.Г., Макастров А.К. Причины снижения эффективности водогазового воздействия в условиях коллектора с гидрофильными свойствами поверхности [Текст] / Нефтегазовое дело. – 2010, – Т.8, – №2.
5. Saleem Qadir Tunio, Tariq Alo Chandio, Muhammad Khan Memon. Comparative Study of FAWAG and SWAG as an Effective EOR Technique for a Malaysian Field. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology* 4(6): 645-648, 2012

ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПО ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СОВЕТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Терпинская В.В.

Научный руководитель - доцент А.В. Никутьчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день большинство крупных месторождений находятся либо на завершающей стадии, либо на стадии падающей добычи, а среди новых часто вводятся месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, рентабельность разработки которых не всегда находится на оптимальном уровне (в основном низком) [2]. В большинстве случаев нефтяные месторождения содержат больше одного продуктивного пласта и многие из них достаточно сильно различаются по геолого-физическим характеристикам и при их совместной эксплуатации будет возникать ряд проблем, например, таких как сильное различие в темпах выработки пластов, возможность отсутствия депрессии на пласты в отдельности, появление перетоков флюида между пластами вследствие разности пластовых давлений и ряда других проблем.

Вследствие этого возникает необходимость применения новых или существующих эффективных технологий разработки многопластовых нефтяных месторождений. Среди них необходимо выделить технологию одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). Для условий региона – Западная Сибирь – технология ОРЭ с применением компоновок погружного оборудования с разобщающими пакерами и системами мониторинга с разобщением пластов в большинстве случаев являются наиболее предпочтительными [1]. Целью работы является анализ технологии одновременно-раздельной эксплуатации каждого пласта в отдельности. Предлагаемое техническое решение малогабаритного насосного оборудования.

Помимо стандартных компоновок для проведения ОРЭ существуют пути оптимизации внедрения технологии. Среди них в работе будет выделено применение малогабаритных установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Наиболее весомыми аргументами в пользу использования данного оборудования будет высокая энергоэффективность, высокая наработка на отказ и возможность применения в эксплуатационных искривленных, наклонных и горизонтальных колоннах небольшого диаметра. Также будет представлено решение для раздельного замера дебита скважинной продукции каждого пласта в отдельности. Предлагаемое техническое решение (компоновка) (рис.) представляется собой однолифтовую систему одновременно-раздельной добычи на базе двух установок ЭЦН (верхний и нижний), располагающихся на двух погружных вентильных приводах, с разобщением пластов посредством применения пакера.