

скважины, а также режим течения многофазной смеси. При риске образования гидратных пробок необходимо предусмотреть способ доставки ингибитора гидратообразования на забой скважины [3].

В результате проведенной работы рассмотрены основные проблемы, возникающие при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Подбор оптимального диаметра лифтовой колонны до запуска скважины в работу затруднен, в связи с низкой изученностью месторождения на ранней стадии разработки. Однако оценка возможных рисков и выполнение дополнительных расчетов с целью определения оптимальной компоновки для эксплуатации скважины является ключевым и неизбежным этапом. Некорректно запланированные лифтовые колонны вызовут необходимость повторного глушения скважины, что может привести к поглощениям, снижению продуктивности скважины и долговременному освоению. Поэтому при подборе лифтовых колонн необходимо рассматривать не только существующие термобарические условия, но и оценивать работу скважин при снижении пластового давления в процессе эксплуатации месторождения.

Литература

1. Ермилов О.М., Алиев З.С., Ремизов В.В. Эксплуатация газовых скважин. – М.: Наука, 1995.
2. Закиров С.Н. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1998.
3. Рассохин Г.В., Леонтьев И.А. Контроль за разработкой газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1979.

ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА РАЗДЕЛЕНИЕ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

М.С. Зырянов, Е.В. Фомичев

Научный руководитель - старший преподаватель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе разработки нефтяных месторождений на поздней стадии возникают осложнения, связанные с образованием и разделением водонефтяных эмульсий при сборе и подготовке продукции скважин. Важнейшей задачей является выявление наиболее оптимальных способов и методов разделения водонефтяных эмульсий, которые будут действенны и будут применяться на производстве как альтернативное решение по сравнению с другими менее эффективными методами (обессоливание, обезвоживание). Использование установок с постоянными магнитами является верным решением таких проблем как: ликвидация АСПО и солей на стенках оборудования, уменьшение коррозионной активности у жидкостей и флюидов, также магнитное поле позволяет интенсифицировать процессы обессоливания и обезвоживания. Снижение скорости коррозии происходит пропорционально увеличению напряженности магнитного поля. Также образование эмульсий снижает межремонтный период работы скважин из-за пробоев электрической части УЭЦН вследствие перегрузок ПЭД [8]. Магнитное поле влияет на вязкость и дисперсность эмульсий. Опытным путем доказано, что воздействие постоянного магнитного поля приводит к расслоению бронирующих оболочек нефти и при добавлении деэмульгатора скорость деэмульсации увеличивается в несколько раз.

Основной идеей является внедрение магнитной обработки водонефтяных эмульсий в производство, основываясь на опытных данных и оптимальных методах деэмульсации в сравнении с другими менее эффективными традиционными методами (обессоливание, обезвоживание), которые требуют специального оборудования и его обслуживания в процессе работы.

Исследования проводились на образцах эмульсии нефти Арчинского месторождения, для разделения которой в компании используется метод термохимического обезвоживания. Нефть является парафинистая, высокосмолистая, содержащая асфальтены (содержание парафинов 6,3%, смол –17,3 и асфальтенов – 2,9), плотность образца пробы составила 968,3 кг/м³ (измерения проводились на вибрационном измерителе плотности ВИП-2М). Обводненность в пробе была определена по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды» по методу Дина и Старка и составила 36,8%. Для отделения воды от нефти в компании используется деэмульгатор «Интекс-1018» с рекомендуемой дозировкой 50 г/т. С целью снижения потребления деэмульгатора и увеличения скорости разделения эмульсии был изучен и применен комбинированный метод взаимодействия постоянного магнитного поля и упомянутый деэмульгатор.

Под действием постоянного магнитного поля с деэмульгатором «Интекс – 1018» на водонефтяную дисперсную систему происходит расслоение эмульсии, содержащей смолы, асфальтены, соединения железа, солей и высокомолекулярных парафинов, являющиеся стабилизаторами и активными компонентами оболочек агрегативностойких эмульсий. Общая эффективность отделения частиц из потока примерно 85-90%.

Были исследованы образцы проб с рекомендуемой компанией Воздействию магнитного поля образцы объемом 150 мл подвергались в течение 20с.

Сотрудниками лаборатории Отделения экспериментальной физики НИ ТПУ методом рентгеновской дифрактометрии было определено, что используемые магниты относятся к группе самарий-кобальтовых. Исходя из этих данных, мы можем утверждать, что такие магниты обладают антикоррозийными свойствами и устойчивы к перепаду температур. Направление намагничивания – от большей по площади стороне к противоположной. Выявлено наиболее оптимальное расположение магнитов согласно линиям индукции магнитного поля вида N-S – S-N.

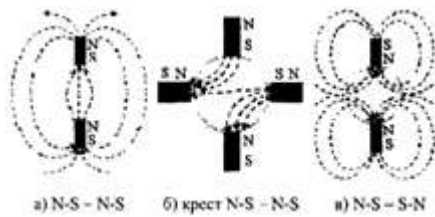


Рис. 1 Конфигурация линий индукции магнитного поля при различном расположении полюсов [1]

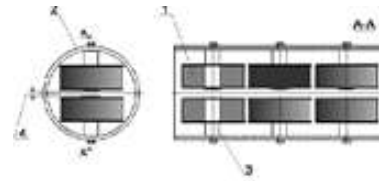


Рис.2 Схема магнетизатора:

1 – катушки; 2 – корпус; 3 – магнитопровод $mTл^*m$, 4 – зазор между магнитами [1]

При таком последовательном расположении магнитов в ряд происходит дезинтеграция оболочек, бронирующих глобулы нефти, путем переориентации в них соединений железа.

Для того чтобы определить эффективность воздействия магнитного поля на водонефтяную эмульсию проводилось несколько комбинаций опытов с добавлением деэмульгатора и обработкой магнитным полем. Также был определен самый оптимальный метод и порядок проведения эксперимента по шагам.

Эксперимент выполняли с разными модификациями:

1. Вариант:

Образец пробы объемом 150 мл перемешали с деэмульгатором «Интекс-1018» (6,5 μ l) в течение 10 мин;

Эмульсию пропускали по пластиковой трубочке через магнетизатор. Движение эмульсии проходило под действием гравитационных сил, время воздействия магнитного поля на эмульсию составило 7с.;

Полученный образец исследовали методом оптической микроскопии.

Намагниченную эмульсию в двух цилиндрах ($V=50ml$) помещали в сушильный шкаф для термического обезвоживания ($T=500C$). Измерение отделения воды от нефти обводненности проводилось через три часа и сутки.

2. Вариант:

Эмульсию сначала подвергали воздействию магнитного поля, а затем добавляли деэмульгатор;

Определяли микроскопию полученного образца;

Проводили термообработку и определяли отделение воды через три часа и сутки.

Опытным путем было определено, что воздействие постоянного магнитного поля на водонефтяную эмульсию и последующее добавление деэмульгатора является более эффективным вариантом. Как показали результаты, эмульсия с первоначальной магнитной обработкой расслаивается на 15% быстрее и наблюдается четко выраженная разделенная фаза нефть-вода.

Ниже представлена диаграмма распределения количества частиц (в долях) по размерам (mkm). Диаметры частиц определяли с использованием модульного биологического микроскопа Olympus CX41, включающего в себя программное обеспечения анализа изображений ImageScore Color и позволяющего проводить обработку изображений, калибровку размеров и ручных измерений по изображениям, статистическую обработку результатов измерений.

По построенным распределениям получены результаты двух экспериментов, по которым видно, что первоначальная магнитная обработка с последующей деэмульсацией приводит к резкому уменьшению мелких частиц в диапазоне от 1-11 и образование глобул с большими диаметрами. Опыт с первоначальной деэмульсацией и дальнейшей магнитной обработкой показал большое количество мелких частиц в диапазоне от 2-38 и, начиная с 41-74 идет незначительное укрупнение.

На основании полученных данных можно сделать вывод, что метод первоначальной магнитной обработки с последующей деэмульсацией водонефтяной эмульсии является наиболее эффективным и существенно снижается содержание остаточной воды в нефтяной фазе.

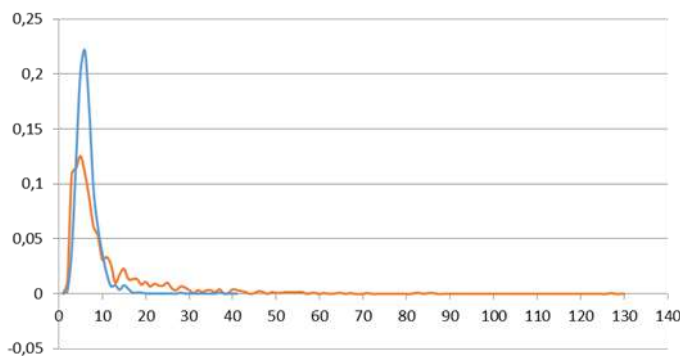


Рис. 3 Диаграмма деэмульсации водонефтяной эмульсии по результатам двух экспериментов

Эксперименты проходили таким образом, чтобы быть максимально приближенными к производственным условиям. Далее было предложено сделать аналогичный опыт, но с двойной обработкой эмульсии с добавлением деэмульгатора, используя двойную петлю для того чтобы показать, как более глубокое воздействие постоянного магнитного поля повлияет на водонефтяную эмульсию, которая протекает через каналы с меньшей скоростью и намагничивание происходит в 10 раз больше. В результате эффективность метода двойной магнитной обработки была доказана опытным путем. По результатам опыта можно сделать следующие выводы:

Снижение вязкости на 25% через

час после обработки и повышение скорости расслоения на 15%;

При двойной магнитной обработке обводненность нефтяной фазы снижается на 5-6% (отстой воды через 3 часа составил 40%);

При использовании постоянного магнитного поля расход деэмульгатора «Интекс-1018» может быть снижен на 25-30% при сохранении нефтяной фазы и динамики отстоя.

Подводя итог можно сказать, что для исследуемой нефти Арчинского месторождения характерно содержание асфальтенов (2,0%), то есть данный образец обладает высокой магнитной восприимчивостью за счет спин-спинового взаимодействия нейтральных радикалов. Выявлен процесс воздействия постоянного магнитного поля на бронирующие оболочки глобул нефти в воде, заключающийся в разрыхлении оболочек вследствие перемещения в них соединений железа в сторону источников магнитного поля [1]. Отсюда следует, что метод магнитной обработки с применением деэмульгатора оказывает эффективное воздействие на расслоение водонефтяной эмульсии при выбранных параметрах и порядке выполнения эксперимента.

Рассматриваемый метод является актуальным и при внедрении в производство способен справиться с проблемами отложения АСПО и солей на стенках оборудования, что на сегодняшний день является одним из важнейших вопросов для повышения интенсификации нефтеотдачи.

В завершении следует упомянуть, что обработка постоянными магнитами экономически выгодна и не требует специального технического обслуживания. Магниты группы самарий-кобальтовых обладают антикоррозийными свойствами и устойчивы к перепаду температур, поэтому данный метод может быть использован в условиях Севера и в экстремальных условиях.

Литература

1. Вольцов А.А. Интенсификация процесса расслоения водонефтяных эмульсий путем их магнито-вибрационной обработки: Дис. канд. тех. наук – Уфа, 2005г. – 116 с.
2. Гимазова Г.К., Вахитова А.К., Ермеев А.М., Елпидинский А.А. Изучение влияния магнитного поля на процесс обезвоживания нефтяных эмульсий // Вестник технологического университета – Казань, 2015. - №8. С. 107-109.
3. Ермеев А.М., Елпидинский А.А. О применении магнитного поля в процессах разрушения водонефтяных эмульсий // Вестник Казанского технологического университета – Казань, 2013. - №2. С. 170-173.
4. Лаптаев А.Б. Методы и агрегаты для магнитогидрадинамической обработки водонефтяных сред: Дис. доктор тех. наук. – Уфа, 2008г. – 301с.
5. Лаптаев А.Б., Рахимов С.Р. Коррозионная активность водонефтяных эмульсий // Нефть. Газ. Новации. – Уфа, 2012. - №9. С. 60-63.
6. Новиков М.А. Структурные особенности природных водонефтяных эмульсий: Дис. маг. – Москва, 2007г. - 85 с.
7. Сергеев А.А. Применение магнитного поля в процессах разрушения водонефтяной эмульсии // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых – Пермь, 2016. - №1. С. 319-323.
8. Шайдуллин Л.К., Шушков П.Д. Анализ влияния различных факторов на реологические свойства водонефтяных эмульсий Ромашкинского месторождения // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – Пермь, 2014. – № 1. С. 335-338.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ С ЦЕЛЬЮ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

М.С. Илыгеев

Научный руководитель - доцент А.В. Никкульчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Данная статья посвящена созданию алгоритма подбора геолого-технических мероприятий для увеличения коэффициента нефтеотдачи месторождения X.

В настоящий момент весьма актуально стоит проблема разработки месторождений, находящихся на поздних стадиях. Доля открывающихся новых месторождений сокращается, большая часть из них относится к категории мелких с трудноизвлекаемыми запасами, поэтому важно уделить внимание уже существующим месторождениям с разбуренным фондом.

Рассматриваемое месторождение относится к группе сложных по геологическому строению, по величине запасов – средним. Продуктивными пластами являются пласты Ю₁¹⁻² и Ю₁³⁻⁴, объединенные в единый объект разработки.

В настоящий момент месторождение разбурено практически полностью (фонд для бурения – 3 скважины) и находится на 4 стадии.

Проанализировав темпы выработки запасов можно сделать вывод о том, что более 1 миллиона тон нефти не будут извлечены действующим фондом.

С учетом запланированной добычи новыми скважинами (3 шт.) и ЗБС (18 шт.) более 500 тыс. т. останутся недобытыми. Данные запасы являются потенциалом для ГТМ.

Основными причинами этого являются недостаточно эффективная система ППД, сокращение эффекта от ГРП из-за падения проводимости трещины, высокая аварийность скважин, а также неравномерная выработка по разрезу.

В связи с этим для поддержания добычи могут быть рекомендованы: вывод скважин из бездействия в нагнетание, проведение повторного гидравлического разрыва пласта, проведение ремонтных работ на аварийных скважинах, дострел скважин на нижележащие пласты.