

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.

Ключевым фактором при реализации ГТМ является их экономическая целесообразность, которая выражается в достаточности запасов.

Ключевым инструментом для определения достаточности запасов является карта остаточных подвижных запасов, которая строится на основе сааптированной ПДГТМ.

Алгоритм подбора ГТМ

В настоящий момент на месторождении пробурено 217 скважин.

При этом если убрать уже ликвидированные скважины, а также скважины, учувствовавшие в закачке и, как следствие, их нельзя перевести в добычу, на месторождении остается 105 скважин-кандидатов.

При этом порядка 40 скважин находятся в неработающем фонде по причине аварий, и, следовательно, не могут быть рекомендованы к ГТМ.

При этом 38 скважин имеют обводненность на дату остановки 98% и выше, а проведенные на них ПГИ показывают отсутствие аварий и заколонной циркуляции, следовательно, они выработали свои запасы и не могут быть рекомендованы к проведению ГТМ.

После отсева осталось 27 потенциальных кандидатов для ГТМ.

Чтобы выбрать наиболее перспективные из них, рассмотрим скважины, имеющие значение на карте ОИЗ выше, чем 0,25. Таких скважин - 9. Каждая из них рассмотрена для проведения ГТМ.

В случае если скважина остановилась с предельной обводненностью, но она находится в зоне локализации запасов, необходима заливка отработавшего интервала и перевод скважины на пласт, не учувствовавший ранее в разработке.

В случае если скважина остановилась из-за аварии, необходимо направлении бригады КРС для ликвидации аварии.

В случае если скважина остановлена из-за низкой продуктивности, необходимо проведение на ней ГРП (повторного ГРП).

Более подробная информация приведена в таблице 1.

Таблица 1

Потенциальные ГТМ на месторождении X

Номер скважины	Причина простоя	Предлагаемое мероприятие
237	Обводненность 98%	Скважина работала только на Ю ₁ ¹⁻² , где не осталось запасов, рекомендуется перевод на Ю ₁ ³⁻⁴
282	Обводненность 98%	Скважина работала только на Ю ₁ ¹⁻² , где не осталось запасов, рекомендуется перевод на Ю ₁ ³⁻⁴
286	Низкий дебит жидкости Обводненность 98%,	Скважина работала только на Ю ₁ ¹⁻² , где не осталось запасов, рекомендуется перевод на Ю ₁ ³⁻⁴
295	Низкий дебит жидкости Обводненность 98%,	Скважина работала только на Ю ₁ ¹⁻² , где не осталось запасов, рекомендуется перевод на Ю ₁ ³⁻⁴
151	Авария	РИР, ЛА, проведение ГРП
274	Авария	РИР, ЛА, проведение ГРП
185	Авария	РИР, ЛА, проведение ГРП
132	Дебит нефти на момент остановки – 3 т/сут	ГРП
118	Дебит нефти на момент остановки – 2,5 т/сут	ГРП
111	Дебит нефти на момент остановки – 1 т/сут	ГРП

Для оценки потенциального эффекта от операции предлагается использование средней эффективности мероприятий. Результаты расчета приведены в таблице 2.

Таблица 2

Эффект от предложенных мероприятий

Номер скважины	Предлагаемое мероприятие	Ожидаемые стартовый дебит нефти, т/сут	Ожидаемая дополнительная добыча нефти, тыс. т.
237	ПНЛГ	15 т/сут	6
282	ПНЛГ	20 т/сут	6
286	ПНЛГ	18 т/сут	16
296	ПНЛГ, ГРП	42 т/сут	16
151	РИР, ЛА, ГРП	46 т/сут	10
274	РИР, ЛА, ГРП	35 т/сут	10
185	РИР, ЛА, ГРП	35 т/сут	10
132	ГРП	35 т/сут	10
118	ГРП	30 т/сут	10
111	ГРП	30 т/сут	10

- Стартовые дебиты нефти брались по работе скважин окружения.
- Дополнительная добыча оценивалась по средней эффективности технологии.
- Суммарная дополнительная добыча – 104 тыс. т.
- Дополнительно ожидается добыча за счет проведения ГТМ на действующем фонде, эффекта от ППД, бурения 3 новых скважин и 15 ЗБС.

Литература

1. С. Ю. Борхович, к.т.н., И.В. Пчельников, А.Л. Натаров Формирование критериев подбора скважин для проведения геолого-технических мероприятий, 2018
2. Т. Ф. Манапов, Методология комплексного проектирования разработки нефтяных месторождений на современном этапе, ТНК-ВР 2006 г.
3. Тимонов А.В.* , Загуренко А.Г.* , Хасанов М.М.* , Пасынков А.Г. , Афанасьев И.С.*SPE 104355 Комплексный подход к оптимизации ГРП на месторождениях ОАО «НК «Роснефть», НК «Роснефть», 2012

АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПАРТЕПЛОВЫМ МЕТОДОМ

Иссах Х.

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Цель: Целью данной работы является рассмотрение эффективности парового метода повышенной нефтеотдачи независимо от геологических различий.

Из оставшихся запасов нефти в мире только 30% считается «обычным» или «легким» (с API 22 или более легким), а остальные 70% - тяжелые. По данным Международного энергетического агентства (МЭА), увеличение добычи нефти из этих более тяжелых нефтей может разблокировать около 300 миллиардов баррелей нефти.

После первичных и вторичных этапов добычи нефтяных скважин следует использовать методы повышения нефтеотдачи (EOR) для увеличения и стабилизации поднятия.

Этот отчет посвящен энергоэффективности пара для увеличения добычи нефти на Усинском месторождении в Республике Коми на основе геологической информации и компонентов сырой нефти в этом регионе.

Наиболее широко применяемыми методами добычи тяжелых нефтей и природных битумов являются паротепловые обработки призабойных зон скважин (рисунок) и закачка в пласт теплоносителей.

Процесс паротепловой обработки (ПТОС) призабойной зоны скважины заключается в периодической закачке пара в добывающие скважины для разогрева призабойной зоны пласта и снижения в ней вязкости нефти, т.е. для повышения продуктивности скважин. Цикл (нагнетание пара, выдержка, добыча) повторяется несколько раз на протяжении стадии разработки месторождения. Из-за того, что паротепловому воздействию подвергается только призабойная зона скважины, коэффициент нефтеизвлечения для такого метода разработки остается низким (15–20%).

В период между 1972-1973 годами пар считался наиболее эффективным методом разработки пермоуглеродных залежи высоковязкой нефти. Обоснован метод термического воздействия на пласт и намечены