

4. Квеско Н.Г. Ингибиторная защита оборудования от гидратообразования на газовых месторождениях Восточной Сибири / Н.Г. Квеско, Б.Б. Квеско // Евразийский союз ученых. – 2015. – № 8 – 4. – С. 94–97.
5. Малюков В.П. Гидратообразование в продуктивном пласте. Термобарические условия и минерализация воды / В.П. Малюков, А.В. Смирнов // Вестник Российского Университета Дружбы Народов. Серия: инженерные исследования. – 2014. – № 4. – С. 113–121.
6. Нефёдов П.А. Особенности кинетики гидратообразования метана в водных растворах электролитов / П.А. Нефёдов, А.А. Дзеджерова, В.А. Истомин, С.И. Долгаев, В.Г. Квон // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2014. – № 2. – С. 83–89.
7. Савенок О.В. Современные методы борьбы с гидратообразованием на газовых месторождениях / О.В. Савенок, Л.В. Поварова, В.А. Альховиков, А.Г. Марков // Булатовские чтения. – 2019. – № 2. – С. 146–151.
8. Савенок О.В. Анализ эффективности применения ингибиторов гидратообразования на газовых месторождениях Чукотского автономного округа / О.В. Савенок, Л.В. Поварова, Е.В. Тихонов // Булатовские чтения. – 2019. – № 2. – С. 157–163.
9. Фаресов А.В. Сравнение эффективности ингибиторов гидратообразования кинетического типа и опыт их промышленного применения в ПАО "Оренбургнефть" / А.В. Фаресов, А.И. Пономарёв, Е.А. Круглов, А.П. Баряев // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2016. – № 2. – С. 117–122.

**УСПЕШНЫЙ ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ КАК МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**

**Хагай Д.Э., Собослаи М.Г.**

Научный руководитель профессор О.С. Чернова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Нефтегазовый сектор в России длительное время (с конца 50-х годов прошлого столетия) во многом определяет динамику, состояние и возможность направления развития не только топливно-энергетического комплекса [1], но и в целом экономику страны.

Россия обладает колоссальным ресурсным потенциалом добычи углеводородов. Однако сегодня структура запасов разрабатываемых месторождений ухудшается, месторождения переходят в поздние стадии разработки, а новые месторождения, которые находятся на начальной стадии освоения, часто имеют сложную неоднородную структуру с трудноизвлекаемыми запасами (тонкие оторочки, вязкая нефть, контраст проницаемости).

Разработка таких месторождений, независимо от технологии, сопровождается комплексом проблем, ограничивающих эффективность добычи нефти. Большой проблемой является снижение добычи нефти и обводнение скважиной продукции. Без грамотного управления процессом добычи нефти и поиска адекватных решений, направленных на повышение эффективности вытеснения нефти, происходит сокращение сроков рентабельной добычи нефти. В этой связи, проведена работа по оценке эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) по определению приоритетного вида МУН для месторождения.

Проведён скрининг МУН по 21 параметру (рисунок 1), по итогам которого полимерное заводнение получило наибольший бал. Для выбора оптимальных параметров полимерной композиции проведен ряд лабораторных исследований различных полимерных композиций в условиях максимально приближенных к реальным условиям месторождения. При анализе учитывались реологические свойства полимерной композиции (обеспечение максимальной вязкости при наименьшей концентрации полимера), показатели фильтрационных характеристик в пористой среде (адсорбция на породе, функция вязкости полимера, остаточный фактор сопротивления) [2]. Проведен ряд лабораторных тестов по совместимости полимеров и закачиваемой воды, определению параметров фильтруемости полимерного раствора на керне пласта.

*Таблица*

**Геолого-Физические характеристики пласта коллектора**

Параметры	Значение
Коллектор	Поровый, терригенный
Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	149
Расчлененность	23.8
Начальная пластовая температура, °С	14.9
Начальное пластовое давление, МПа	7.65
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	101
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0.98
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.028
Содержание серы в нефти, %	0.3
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа с	1.1
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	1.01

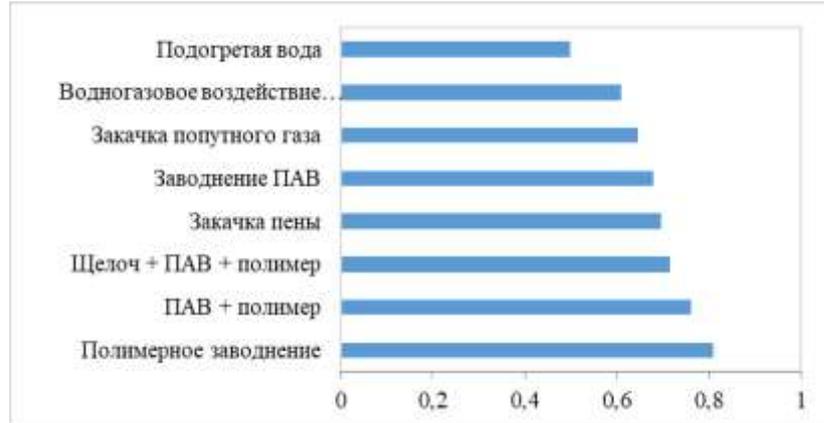


Рис. 1. Скрининг МУН на месторождении

Полимерное заводнение – третичный, физико-химический метод увеличения нефтеотдачи, который более 50-ти лет применяется в промышленных масштабах, и характеризуется низкой степенью риска, а также совместимостью с самыми разными пластовыми параметрами. Механизм действия заключается в закачке воды в пласт с добавлением порошка полиакриламида в целях увеличения коэффициента охвата пласта благодаря повышению вязкости, и уменьшению отношения подвижности нефти и воды, за счет чего происходит выравнивание фронта вытеснения и сокращение числа высокопроницаемых каналов [2].

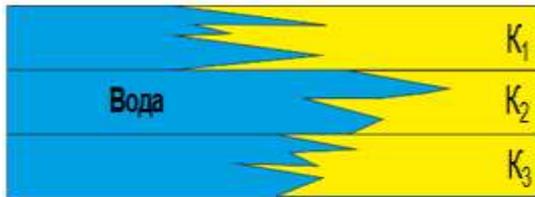


Рис. 2. Соотношение подвижностей >1 (Вода)



Рис. 3. Соотношение подвижностей <1 (Полимер)

Из-за повышения вязкости вытесняющего агента появляется дополнительное сопротивление в пласте. Давление для закачки полимерных растворов в пласт должно быть выше давления заводнения водой. Повышение давления закачки необходимо, чтобы обеспечить сохранение преимуществ скважины и поддерживать пластовое давление. Вязкость полимера является следствием связи между макромолекулами с определенным гидродинамическим объемом в растворителе. Разрыв молекул полимера в целях снижения частиц приведет к деструкции, что приведет к ухудшению эффективности заводнения.

Этапы и критерии проведения работ:

Первый этап - отбор месторождений кандидатов для ПЗ. Производится по оценке остаточных геологических запасов, температуре целевого пласта, минерализации пластовой воды, вязкости и по пластовому давлению.

Второй этап – осуществление экспериментальных лабораторных исследований для подбора полимера, включающих определение характеристик полимерного раствора по типовым схемам и их детальному исследованию. Выбор схемы исследования определяется типом полимера, задачами, диктуемыми анализом разработки месторождения. Проводится оценка дисперсности порошков полиакриламидов.

Третий этап – анализ разработки участка ОПИ. Определение базовых показателей и их прогноза на будущее.

Четвертый этап – первичное моделирование. Обоснование оценки эффективности полимерного заводнения.

Пятый этап – проведение ОПР. Для снятия неопределенностей и подтверждения эффективности полимерного заводнения, проводится опытно промышленная закачка в 2-4 скважины на одном участке. Для определения эффективности ОПР очень важно соблюдать «режим тишины» во время проведения ОПР.

После проведения ОПР проводится настройка ГДМ на полученные результаты, производится переоценка эффективности согласно полученных результатов по ОПР. Проводятся дополнительные лабораторные исследования.

Производится анализ ОПР, корректируются режимы и вязкость закачки, полимерное заводнение тиражируется на другие скважины месторождения.

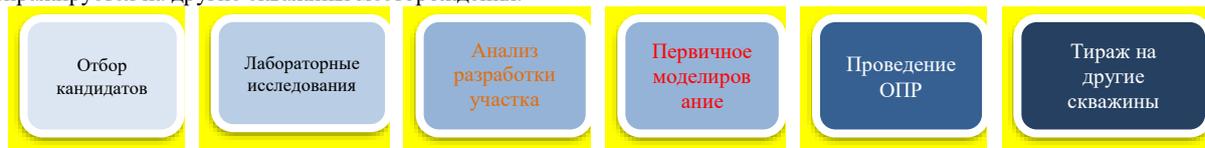


Рис. 4. Этапы внедрения полимерного заводнения

Полимерное заводнение показало себя, как эффективный инструмент для вовлечения в разработку запасов нефти на месторождениях с различными фильтрационно-емкостными свойствами. Исходя из всего вышесказанного,

можно сделать вывод, что описанная технология полимерного заводнения представляет интерес для разработки нефтегазовых залежей в сложно построенных коллекторах.

В ходе реализации проектов наша компания ООО «Альтаир» сталкивались с некоторыми трудностями, поэтому для увеличения эффективности работ рекомендуем следующее:

1. При проведении лабораторных исследований следует выбирать наиболее экстремальные характеристики коллектора.
2. Один насос – одна скважина (или устройство понижения давления).
3. Качество воды первостепенно. При возможности провести исследования на совместимость.
4. Подготовить скважину к закачке (в т.ч. РИР).
5. Соблюдайте режим ТИШИНЫ – на время ОНР.
6. Проведение комплекса исследований (трассерные исследования, гидропрослушивание, ГДИС, ГИС) непосредственно перед ПЗ и далее 1 раз в год.
7. Контроль выхода полимера из скважин (мобильная лаборатория, методика).
8. Процесс подготовки полимерного раствора должен проходить под «азотной подушкой», особенно при большом содержании железа и кислорода.
9. Внедрение ПЗ на большей площади дает лучшие результаты, благодаря снижению фактора влияния соседних нагнетательных скважин и увеличения охвата.
10. Рассматривать реагирующие скважины за пределами ячейки заводнения.
11. При старте проекта применять поэтапное увеличение вязкости и приемистости с контролем «в ручном режиме».
12. Контроль эффективной вязкости в пласте с помощью графика Холла для исключения забивания пласта.

#### Литература

1. Распоряжение Правительства РФ от 28.08.2003 N 1234-р (ред. от 15.06.2009) «Об Энергетической стратегии России на период до 2020 года»
2. Хагай Д.Э., Собослаи М.Г., Петров А.В., Чернова О.С. Полимерное заводнение как метод увеличения нефтеотдачи на сложных месторождениях // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 11. – С. 48–55.
3. Using Tracer Data to Determine Polymer Flooding Effects in a Heterogeneous Reservoir, 8 TH Reservoir, Matzen Field, Austria / SPE-174349-MS Ajana Laoroongroj, Markus Lüftenegger, Rainer Kadnar, Christoph Puls, Torsten Clemens Society of Petroleum Engineers in EUROPEC 2015

### **АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ОСОБЕННОСТЕЙ АССИМЕТРИЧНОЙ КОНСТРУКЦИИ КОНЦЕНТРИЧЕСКОЙ ЛИФТОВОЙ КОЛОННЫ НА ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ В ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЕ (НА ПРИМЕРЕ ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

**Чимитов С.Н.**

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время Сеноманская залежь Ямбургского месторождения находится на завершающей стадии разработки. На данной стадии, вследствие упруговодогазонапорного режима работы залежи, увеличивается обводненность газовой продукции, так как проницаемость разнится в больших диапазонах и возникают перетоки воды по высокопроницаемым участкам пласта. Из-за всего вышеперечисленного происходит интенсивный рост эксплуатационных скважин, уходящих в бездействующий фонд. Для решений данной проблемы используют технологию концентрических лифтовых колонн. Технология предусматривает отбор «призобойной» воды по центральной лифтовой колонны (ЦЛК), а отбор газовой продукции по межколонному пространству или основной лифтовой колонны (ОЛК). Возникает вопрос, как наилучшим образом поставить центральную лифтовую колонну, чтобы минимизировать потери давления по стволу скважины и увеличить сроки эксплуатации залежи?

Целью данной работы является анализ ассиметричной конструкции центральной лифтовой колонны на величину потери давления в случае двухфазного потока в стволе скважины.

Опираясь на цель, ставились следующие задачи:

- Произвести расчет потерь давления в случае потока «газ-вода» по методу Грэй [1], в программном обеспечении компании Schlumberger PIPESIM [2].

- Сравнить результаты, полученные при различных соотношениях диаметра труб.

- Рассчитать потери давления при наличии эксцентриситета в концентрических лифтовых колоннах.

- Сделать выводы, основанные на проведенных расчетах.

По методу Грэй можно определить величину градиента давления для газовых скважин, имеющих вертикальную конструкцию, попутно добывающие вместе с газом воду либо углеводородный конденсат.

Величина градиента давления в случае потока, состоящего из двух или более фаз, может получена по известной корреляции Грэй с использованием следующего уравнения формула 1:

$$\frac{dP}{dZ} = \frac{f \cdot \rho_{cm} \cdot v_{cm}^2}{2d} + \rho_{cm} \cdot g - \rho_{cm}^2 \cdot v_{cm}^2 \cdot \frac{d}{dZ} \left( \frac{1}{\rho_{cm}} \right) \quad (1)$$