

Заключение. Сравнительный анализ фактических результатов ГТМ, проведенных в 2019г на ближайших соседних скважинах (Скважина "Х" и Скважина "У");

- Кислотный ГРП на Скважине "Х" (в мае 2019 г)

1. Фактические дебиты по жидкости и по нефти после ГТМ получены чуть ниже ожидаемых (расчетных) в дизайне КГРП.

2. Обводненность после КГРП возросла с 10% до 28%. Скорее всего это связано с возможным распространением трещины вниз и подтягивания воды с нижележащего водяного пропластка.

3. Продолжительность эффекта ГТМ составила около 90 суток. По истечении 3 месяцев после кислотного ГРП дебит скважины по жидкости и по нефти практически вернулись к своим исходным уровням до проведения работы по ГТМ.

4. Вероятнее всего (высокий темп падения дебитов после ГТМ) это связано с тем, что во время операции КГРП не был закачан пропант в пласт (не предусматривался по плану/ дизайну изначально), и образованная при закачке кислоты трещина за эти 3 месяца уже схлопнулась.

- Бурение радиальных каналов + гидроструйная СКО на Скважине "У" (октябрь 2019 г.)

1. Фактические запускные дебиты по жидкости и по нефти (по данным первых замеров после спуска насоса и ввода скважины в эксплуатацию после ГТМ) – оказались гораздо выше расчетных/ ожидаемых. Причины такого поведения работы скважины после ГТМ- пока невыяснены.

2. Возможно это связано с более высокой проницаемостью. Или по каким-то другим пока невыясненным причинам.

3. Оценить фактическую продолжительность эффекта от бурения радиальных каналов на сегодняшний день пока не представляется возможным. Скважина введена в эксплуатацию всего 2 недели назад. Необходимо отслеживать динамику работы скважины (желательно на первых порах делать замеры ежедневно) и фактический темп падения дебитов.

4. На сегодня (по первым результатам работы скважины) можно сделать однозначных 2 вывода:

1. ГТМ на Скважине "У" по технологии «Перфобур» (вскрытие пласта радиальными каналами + гидроструйная кислотная обработка каналов) – выполнен успешно.

2. Данная технология показала более высокие результаты по сравнению с кислотным ГРП на соседней Скважине "Х".

Литература

1. Борисов А.А. Метод материального баланса как инструмент анализа эффективности реализации системы ППД // COLLOQUIUM-JOURNAL. – Изд-во: Голопристанський міськрайонний центр зайнятості = Голопристанский районный центр занятости (Голая Пристань). – 2019. № 23-1 (47). – С. 27–29.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕПЛОЙ ОБРАБОТКИ ПЛАСТА И МЕТОДА ХОЛОДНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПЕСКОМ НА ПРИМЕРЕ ТОРАВЕЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.В. Фокина

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Холодная добыча представляет собой нетрадиционный способ первичной добычи углеводородов, при котором песок специально извлекают вместе с высоковязкой нефтью, водой и газом. Следует отметить, что в пласты не закачиваются дополнительные агенты, снижающие вязкость нефти, и сам метод является изотермическим процессом, за счет чего и получил свое название – CHOPS – Cold Heavy Oil Production With Sand.

За счет выноса песка в призабойной зоне скважины образуется сеть каналов с высокой проницаемостью. Трещины в пласте разрастаются по фрактальной схеме, что свидетельствует о непредсказуемости их развития (Рисунок 1) [5].



Рис. 1 Принцип образования трещин [5]: а) Канал, образующийся в процессе холодной добычи нефти с песком (черточина); б) Фрактальная схема образовавшихся каналов (черточин)

После того как компании стали переводить скважины, разрабатываемые традиционными методами, на разработку методом холодной добычи, они увидели увеличение показателей добычи нефти в 10 раз по сравнению с

СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

их первоначальными значениями. Метод холодной добычи нефти предполагает использование винтовых насосов кавитационного типа, способных перекачивать сложную суспензию, состоящую из высоковязкой нефти и песка.

Метод холодной добычи нефти противопоставляется различным тепловым обработкам пласта, основные из которых представляют собой внутрискважинное горение и закачку в пласт теплоносителей – пара или горячей воды.

Увеличение нефтеотдачи пласта в процессе нагнетания в него пара достигается за счет снижения вязкости нефти под действием температуры, что способствует улучшению охвата пласта процессом. Вытеснение нефти осуществляется паром путем непрерывного площадного его нагнетания, как при обычном заводнении. Тепло, как и механическая энергия, подводится к пласту вместе с закачиваемым агентом. Для быстрого непрерывного увеличения паровой зоны, которая образуется на забое нагнетательной скважины при закачке пара, необходимо свести к минимуму тепловые потери, которые зависят от температуры нагнетаемого пара, используемого оборудования и характеристик пласта (главным образом, его мощности) [1].

Анализ результатов моделирования каждого из методов будет проводиться на основе данных Торавейского месторождения. Торавейское месторождение нефти расположено в непосредственной близости от береговой линии Баренцева моря (13 км) на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области. Административным центром Ненецкого округа является г. Нарьян-Мар.

В геологическом строении Торавейского месторождения принимают участие породы осадочного образования палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста. Максимальная вскрытая толщина осадочного чехла составляет 4534 м (скважина № 25). Наиболее древними являются раннедевонские образования. Промышленная нефтеносность на месторождении выявлена в пластах песчаников триаса ангуранской свиты (Т₂-II, Т₂-I; пористость которых равна $\varphi = 0,282$, мощность пластов – $h_1 = 34,3$ и $h_2 = 23,1$ соответственно). Нефть данных отложений является высоковязкой ($\eta = 1,867$ Па · с – динамическая вязкость нефти) [2].

Численное моделирование теплового метода обработки пласта путем закачки пара производилось в программном обеспечении tNavigator, где была создана секторная модель, представляющая собой часть пласта размерностью 25x20x1 ячеек (250м x 200м x 15м) с абсолютной отметкой кровли – 948,8 м, подошвы – 983,1 м. Исходные данные для расчета представлены в таблице ниже. Рассматриваемый пласт изотропен по основным фильтрационно-емкостным свойствам (Рисунок 2).

Таблица

Исходные данные для дальнейшего расчета

Наименование	Единицы измерения	Значение
Пластовая температура	°С	27
Коэффициент теплопроводности окружающих пород	Вт/(м·С)	9,8
Коэффициент теплопроводности коллектора – песчаника	Вт/(м·С)	2,2
Температура закачиваемого пара	°С	285,53

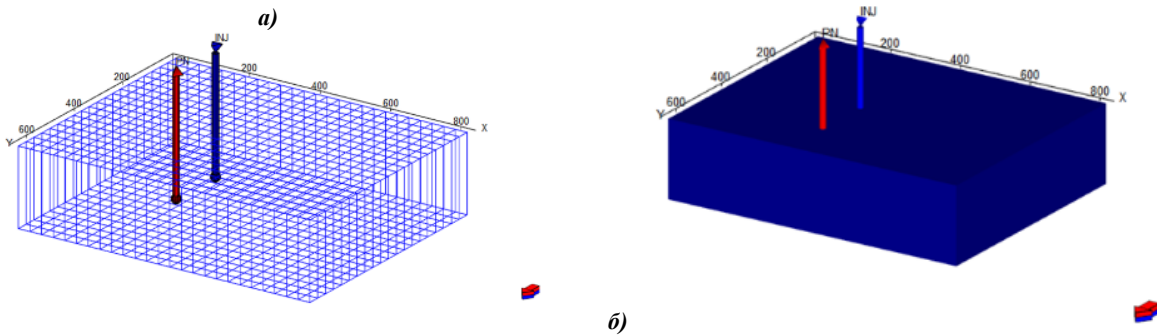


Рис. 2 Создание модели пласта в tNavigator: а) Геометрия и сетка модели; б) Куб пористости

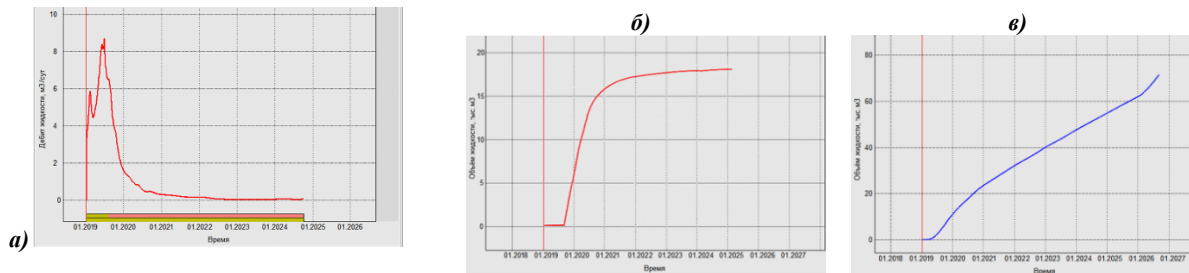


Рис. 3 Результаты расчета тепловой модели в программном обеспечении tNavigator: а) Зависимость дебита жидкости от времени; б) Зависимость накопленной добычи нефти от времени; в) Зависимость накопленной добычи воды от времени

Выводы расчета гидродинамической модели: дебит нефти до тепловой обработки 3,98 м³/сут; дебит нефти после обработки 8,6 м³/сут; накопленная добыча нефти составила 11,5 тыс. м³; накопленная добыча воды 57 тыс. м³.

Для сравнения результатов была рассчитана аналитическая модель тепловой обработки скважины путём выполнения типового расчета, по результатам которого дебит скважины увеличился с 3,98 м³/сут до 6,05 м³/сут. При этом продолжительность работы скважины с повышенным дебитом скважины составит 164,82 сут. Что приводит к получению дополнительных 341,12 м³ жидкости.

Говоря о методе холодной добычи нефти, то в данной ситуации числовое моделирование не будет занимать приоритетное место, так как для моделирования процесса CHOPS требуется не только наличие специализированного и комплексного симулятора, но и строгое выполнение последовательности действий в процессе расчета, которая включает в себя работу с теорией фракталов, моделирование, непосредственно, трещиноватого пласта и так далее. На сегодняшний день численное моделирование процесса холодной добычи не является столь изученным, а существующие модели не являются достаточно точными и требуют дополнительных доработок. Поэтому далее будет рассмотрена аналитическая модель процесса холодной добычи нефти на примере Торавейского месторождения. Данная модель была разработана Гангом Ханом, и может применяться для прогнозирования, сколько дополнительной нефти можно извлечь путем добычи определенного количества песка.

В процессе выноса песка в призабойной зоне скважины образуются две радиальные зоны: зона упругих деформаций, где порода испытывает возмущения, но пористость остается постоянной, и вторая зона – зона упругопластических деформаций, где значения пористости изменяются во времени и, непосредственно, происходит вынос песка на поверхность. Вынос песка, в свою очередь, образуется за счет того, что мелкие частицы породы потоком флюида откалываются, порода начинает свое разрушение в призабойной зоне скважины. Последовательность расчета данной модели представлена в [4]. С помощью простейших математических преобразований формулы Дюпюи, делаем вывод, что дебиты песка и нефти связаны со значениями проницаемости и пористости и увеличиваются с течением времени. Для Торавейского месторождения было получено увеличение кратности дебитов, что может служить доказательством о наличии положительного технологического эффекта [3].

На основе вышесказанного можно сделать вывод, что выбор наиболее подходящей модели для описания того или иного процесса или метода будет зависеть от степени изученности этой модели и физической сложности самого процесса.

Литература

1. Практикум по дисциплине «Разработка нефтяных и газовых месторождений»: учебное пособие / С.Ф. Санду, А.Т.Росляк, В.М.Галкин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011 – 88 с.
2. Технологическая схема разработки Торавейского месторождения / ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» – Ухта, 2016.
3. Фокина Д.В., Гулиев Р.З. Обзор методов моделирования процесса холодной добычи нефти с песком // Инновационный подход к разработке нефтяных и газовых месторождений: Ломоносовские научные чтения студентов, аспирантов и молодых ученых – Архангельск, 2019. – Т.2. – С. 499–504.
4. Han G., Bruno M., Dusseault M.B. How much oil you can get from CHOPS // Journal of Canadian Petroleum Technology. – Canada, 2007. – №4 (46). – С. 24–32.
5. Sawatzky R., Huerta M., London M., Meza B. Cold Production in Western Canada: A Step Forward in Primary Recovery // Rogtec. – Alberta, 2014. – №9 – С. 68–74.

БОРЬБА С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА КУЮМБИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Д. Харитонов

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе испытания скважин Куюмбинскоо нефтегазоконденсатного месторождения в трубном и затрубном пространстве на различных глубинах образуются гидраты. В результате образования гидратных пробок в колонне насосно-компрессорных труб дебит нефти снижается, вплоть до полного прекращения фонтанирования. Для устранения гидратных пробок проводятся работы по расстеплению скважины с помощью закачек раствора CaCl₂ и/или применением комплекта для промывки скважины.

Для предупреждения образования газогидратов в скважине необходимо создать такой режим работы, при котором его температура будет выше равновесной температуры гидратообразования, поэтому важно правильно определить условия образования гидратов. [1]

Согласно протекающим в скважине процессам, происходит снижение температуры в призабойной зоне пласта и стволе скважины. Это явление значительно увеличивает риск возникновения гидратообразований в призабойной зоне пласта, привести к дестабилизации основных показателей технологического режима, вплоть до полного прекращения флюида из пласта. [3]

Основные методы борьбы с гидратами:

- контроль и наблюдение за динамикой работы скважины;
- выбор безгидратного режима работы;
- удаление из скважины воды (после свабирования скважина заполнена технической водой, если процесс очистки скважины во время испытания не завершен нельзя останавливать скважину для записи кривой восстановления давления/профиля приток);