

Нуртдинов Т.Р.,

Магистрант

2 курс, кафедра РЭНГМ

Тюменский индустриальный университет

Россия, г. Тюмень

Научный руководитель: Синцов И.А.,

канд. техн. наук, доцент.

МОДЕЛЬ ПРИМЕНЕНИЯ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ВЫТЕСНЕНИЯ НА АЧИМОВСКИХ ПЛАСТАХ РЕАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

***Аннотация:** В статье рассматривается метод газового воздействия на пласты ачимовской свиты. Построена модель реальной залежи, на которой испытывается технология. Приведены сравнительные результаты с закачкой воды, газа, в водогазовой смеси.*

***Ключевые слова:** углекислый газ, пласт, скважина, вытеснение, нагнетание, дебит.*

***Annotation:** The article discusses the method of gas impact on the layers of the Achimov formation. A model of a real reservoir is built, on which technology is tested. Comparative results with the injection of water, gas and water-gas mixture are given.*

***Key words:** carbon dioxide, formation, well, displacement, injection, flow rate.*

Рост доли трудноизвлекаемых запасов в России заставляет искать новые решения по разработке нефтяных месторождений. Ключом к поддержанию уровней добычи является применение газовых методов увеличения нефтеотдачи, которые нашли широкое распространение в мире, однако отечественных проектов очень мало. [1, с. 180].

Целью данной работы является обоснование целесообразности применения газового метода увеличения нефтеотдачи на примере месторождения Западной Сибири.

Ачимовские отложения приурочены к отложениям нижней части осложнённого подкомплекса неокома. Особенностью строения является невыдержанность толщин, неоднородность по разрезу и латерали, а также невысокими фильтрационно-емкостными свойствами самого пласта. По «классификации трудноизвлекаемых запасов» Э.М. Халимова и Н.Н. Лисовского залежи ачимовских толщин можно отнести сразу по нескольким причинам. Еще одной особенностью является невысокий коэффициент нефти водой, что приводит к низким коэффициентам нефтеотдачи в целом. Большая часть месторождений разрабатывается с системой ППД, но на некоторых залежах технически и экономически невозможно создать такую систему, и поэтому они разрабатываются на естественных режимах. [2, с. 206].

В гидрофобных коллекторах коэффициент вытеснения нефти газом выше, чем у воды. Для оценки технологии была построена в программе Tempest MORE 7.1 гидродинамическая модель залежи ачимовских отложений реального месторождения, отражающая детально все фильтрационно-емкостные свойства. Разрез залежи представлен на рисунке 1. Характеристика модели:

- расчетный период – 10 лет
- пористость – 0,169 д.ед.;
- проницаемость – 4,3 мД;
- эффективная толщина – 8,5 м;
- размер модели – 2000×2000м;
- расстояние между скважинами – 400 м;
- пластовое давление – 26,7 МПа;
- давление насыщения – 8 МПа;
- начальная нефтенасыщенность – 0,483;
- коэффициент вытеснения водой – 0,355;

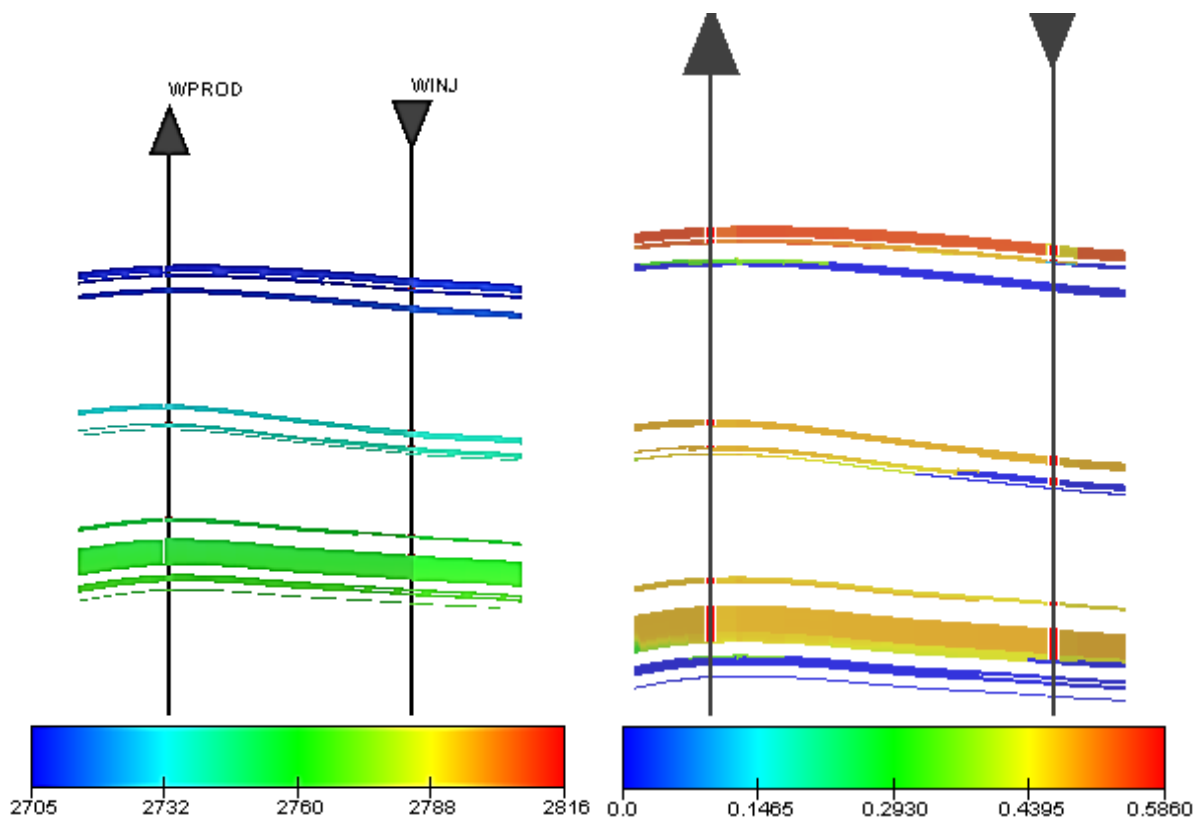


Рисунок 1. Глубины залегания платов и их нефтенасыщенность

С целью изучения эффективности технологии углекислого газа на начальной стадии разработки были рассмотрены следующие варианты:

- Базовый вариант - закачка воды;
- Вариант с непрерывной закачкой CO₂;

В первую очередь был рассмотрен базовый вариант. Согласно расчетам, за 10 лет накопленная добыча нефти по базовому варианту модели составила 30,52 тыс. м³, и обводненность продукции 74%

Рассмотрим вариант с непрерывной закачкой CO₂. Для моделирования закачки CO₂ использовалась функция SOLVENT – растворитель, а также коэффициент TODDA был принят за 1, т.е. полное смешивание. Для того чтобы в модели участвовали три фазы фильтрации: нефть, вода и газ, была включена опции BLACK OIL. Значение обводненности при закачке солвента до конца 2020 года увеличивается, затем происходит снижение. Это объясняется тем, что фронт закачки CO₂ проталкивает сначала воду, только затем нефть. Как результат дебит по нефти увеличивается и в добывающую скважину начинает

поступать растворитель. На рисунке 2 продемонстрировано распределение фронта закачки углекислого газа, в момент времени пика обводненности, фронт закачки доходит до добывающей скважины по верхнему пласту. [3, с. 55].

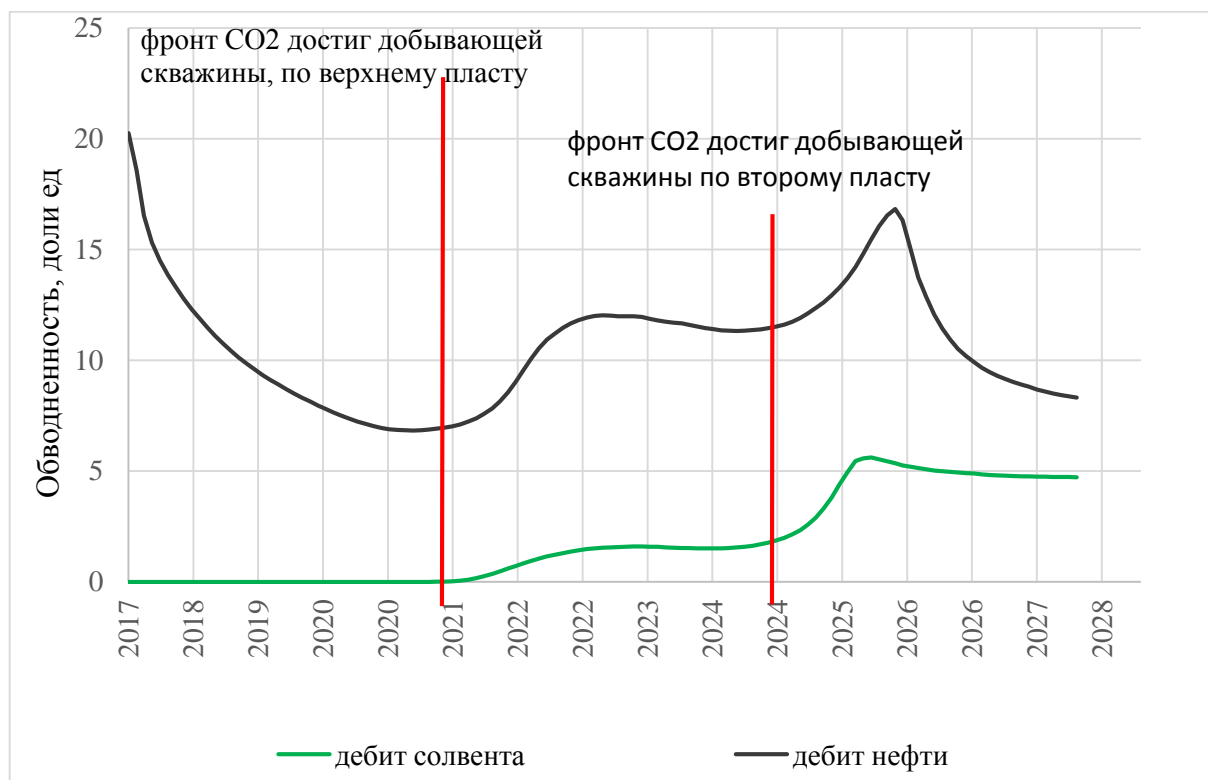


Рисунок 2. Показатели добывающей скважины

Также стоит заметить тот факт, что CO₂ лучше растворяется в нефти чем в воде, и поэтому в обводившихся пропластках, газ сначала растворяется в воде а затем переходит в нефть. Это способствует отмыву нефти в тех застойных зонах, где воздействие водой не принесло результата. На рисунке 3 видно, как изменяется степень обводненности продукции добывающей скважины.

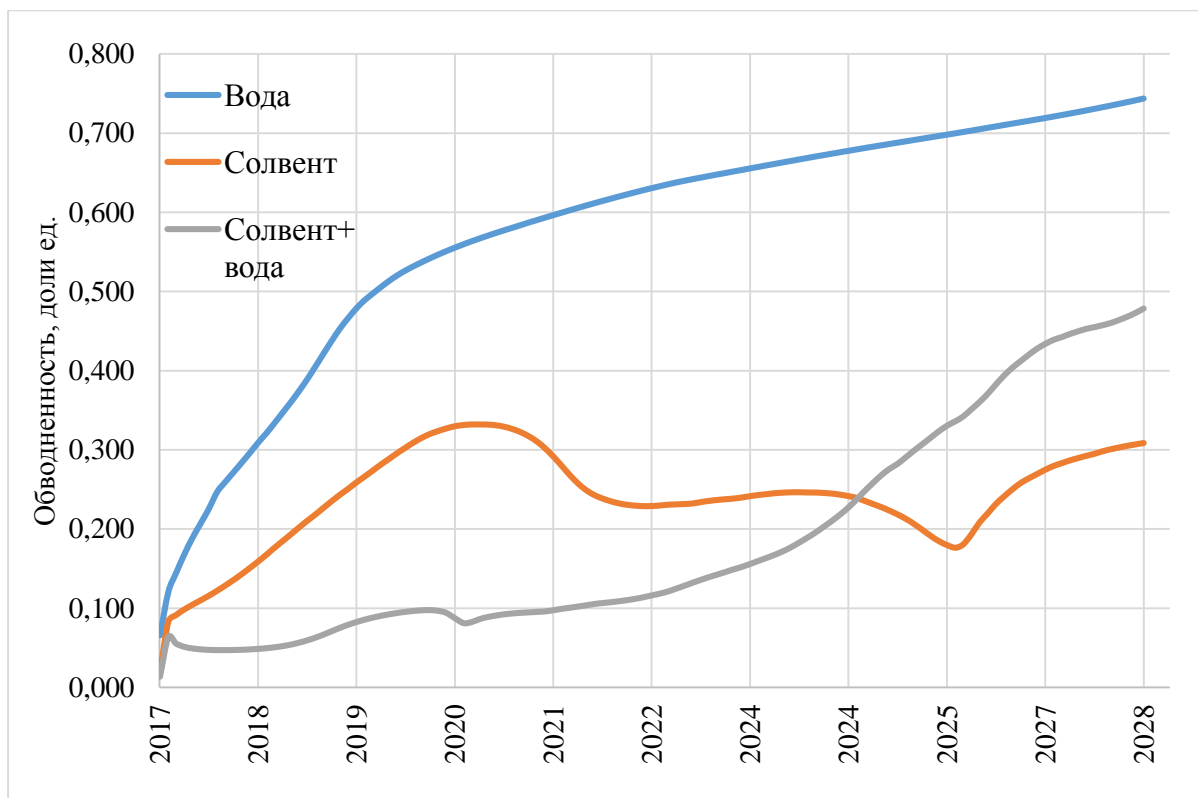


Рисунок 3. График обводненности добывающей скважины

Коэффициент извлечения нефти данного варианта по сравнению с базовым увеличивается на 28,8 %. Дополнительная добыча по сравнению с базовым вариантом увеличивается на 8,65 тыс. м³. (рис. 4).

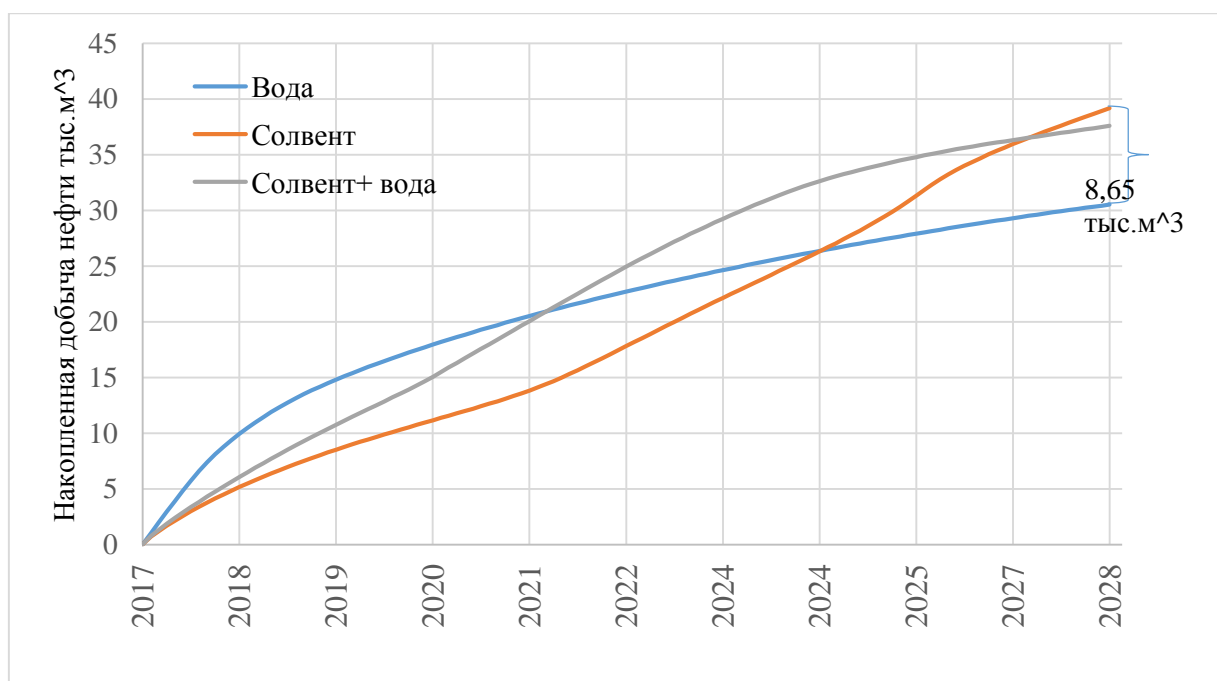


Рисунок 4. Показатели добывающей скважины

Заключение

В работе была рассмотрена технология газового воздействия с достижением эффекта смешивающегося вытеснения для ачимовских пластов Западной Сибири, которые характеризуются невысоким коэффициентом вытеснения нефти водой и относительно небольшими нефтенасыщенными толщинами. Модель показала, что технология смешивающегося вытеснения имеет большое преимущество, по сравнению с заводнением. Технологию можно применять при разработке ачимовских пластов многоствольными скважинами, которые доказали свою эффективность в коллекторах такого типа. [4, с. 50].

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Синцов И.А. Создание универсальной гидродинамической модели верхнеюрских коллекторов в пределах Нижневартовского свода / И.А. Синцов, И.А. Ковалев // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 2. – С. 177-181.
2. Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов / И.А. Синцов, О.С. Трухина // Успехи современного естествознания. – 2016. – №3. – С. 205-209.
3. Мулявин С.Ф. Результаты экспериментальных исследований вытеснения нефти различными агентами / С.Ф. Мулявин // Нефтепромысловое дело. –2015. – № 12. – С. 54-57.
4. Стрекалов А.В. Обоснование оптимальной конструкции многоствольной скважины при разработке ачимовских залежей / А.В. Стрекалов, О.В. Фоминых, А.С. Самойлов // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 12. – С. 46-53.