

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Физико-механический институт
Высшая школа теоретической механики и математической физики

Работа допущена к защите
Директор ВШ ТМиМФ,
д.ф.-м.н., чл.-корр. РАН
А.М. Кривцов
« » _____ 2022 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

магистерская диссертация

ОПТИМИЗАЦИЯ ГАЗОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ДЛЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

по направлению подготовки (специальности)

01.04.03 “Механика и математическое моделирование”

Направленность (профиль)

01.04.03-04 Математическое моделирование процессов нефтегазодобычи

Выполнил

студент гр. 5040103/00401

А.И. Балионис

Руководитель

к.ф.-м.н., доцент ВШТМиМФ

И.С. Каешков

Консультант

по нормоконтролю

Е.А. Хайбулова

Санкт-Петербург – 2022

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО**
Физико-механический институт
Высшая школа теоретической механики и математической физики

УТВЕРЖДАЮ

Директор ВШ ТМиМФ

А.М. Кривцов

«13» _____ 05 _____ 2022 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

студенту _____ Балионис Анжелике Игоревне, 5040103/00401
фамилия, имя, отчество (при наличии), номер группы

1. Тема работы: Оптимизация газовых методов увеличения нефтеотдачи для низкопроницаемых коллекторов

2. Срок сдачи студентом законченной работы: 01.06.2022

3. Исходные данные по работе: PVT свойства флюидов из лабораторных исследований на керне, параметры пласта сектора месторождения, относительные фазовые проницаемости

4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

1. Описание Huff-and-Puff

2. Гидродинамическая модель (ГДМ)

3. Сравнение постоянной закачки газа и Huff-and-Puff

4. Оптимизация режима закачки

5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей): графики эффек-тивности газа, дебитов нефти, приемистости газа, вид секторной ГДМ, блок-схема условий для оптимизации

6. Консультанты по работе:

7. Дата выдачи задания 13.05.2022

Руководитель ВКР _____
(подпись)

И.С. Каешков
инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению 13.05.2022
(дата)

Студент _____
(подпись)

А.И.Балионис
инициалы, фамилия

РЕФЕРАТ

На 38 с., 21 рисунок, 6 таблиц

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: HUFF-AND-PUFF, НИЗКОПРОНИЦАЕМЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ, СМЕШИВАЮЩЕЕСЯ ВЫТЕСНЕНИЕ, ГАЗОВЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ПОСТОЯННАЯ ЗАКАЧКА, ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН.

Тема выпускной квалификационной работы: «Оптимизация газовых методов увеличения нефтеотдачи для низкопроницаемых коллекторов». Данная работа посвящена исследованию газовых методов увеличения нефтеотдачи, подбору оптимального режима работы для скважин, работающих в режиме Huff-and-Puff, обеспечивающим значительный рост в добычи нефти.

И в конечном счете были подобраны наиболее эффективные для газового воздействия режимы работы для скважин, заключающиеся в комбинировании постоянной закачки газа, huff-and-puff и работе на истощение.

Задачи, которые решались в ходе исследования:

1. Оценка потенциал газовых методов на приобском месторождении;
2. Изучение разных вариантов использования газа: постоянная закачка и Huff-and-Puff;
3. Выявление факторов, максимально влияющих на эффективность закачки;
4. Расчёт профилей добычи нефти и оптимизация режима закачки газа;
5. Анализ и сравнение результатов для двух вариантов закачки газа и выбор оптимального для месторождения;

Были проведены гидродинамические расчеты на низкопроницаемом секторе месторождения западной Сибири, которые наглядно иллюстрируют больший эффект от закачки huff-and-puff, нежели от постоянной закачки газа или заводнения. Также в результате были проанализированы экономические показатели окупаемости предложенного вида разработки и подобран оптимальный режим работы скважин для достижения большего КИН при меньшем количестве закачанного газа.

ABSTRACT

38 pages, 21 figures, 6 tables

KEYWORDS: HUFF-AND-PUFF, LOW PERMEABILITY RESERVOIRS, MISCIBILITY, GAS METHODS FOR INCREASED OIL RECOVERY, HYDRODYNAMIC MODELING, PERMANENT INJECTION, WELL OPERATION OPTIMIZATION.

The subject of the graduate qualification work is «Optimization of gas methods for enhanced oil recovery for low-permeability reservoirs». This work is devoted to the study of gas methods for enhanced oil recovery and the selection of the optimal operating mode for wells operating in the Huff-and-Puff. This method of field development provides a significant increase in oil production.

And in the end, the most effective operating modes for wells were selected for gas injection. The mode consisted in a combination of constant gas injection, huff-and-puff and depletion work.

The research set the following goals:

1. Assessment of the potential of gas methods at the Priobskoye field;
2. Studying different gas use options: permanent injection and Huff-and-Puff;
3. Identification of factors that maximally affect the injection efficiency;
4. Calculation of oil production profiles and optimization of the gas injection regime;
5. Analysis and comparison of results for two gas injection options and selection of the optimal one for the field;

Hydrodynamic calculations were carried out on the low-permeability sector of the West Siberian field, which clearly illustrate the greater effect of huff-and-puff injection than from constant gas injection or waterflooding. Also, as a result, the economic payback indicators of the proposed type of development were analyzed and the optimal well operation mode was selected to achieve a higher oil recovery factor with a smaller amount of injected gas.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
Глава 1. Описание Huff-and-Puff	7
1.1. Поиск критериев для переключения между циклом закачки-добычи	9
Глава 2. Гидродинамическая модель	11
2.1. Сектор композиционной гидродинамической модели.....	12
Глава 3. Сравнение постоянной закачки и Huff-and-Puff	15
3.1. Предложенная схема разработки.....	18
3.2. Сравнение различных агентов вытеснения	21
Глава 4. Оптимизация режима закачки.....	23
4.1. Результаты оптимизации	27
Заключение	35
Список использованных источников	37

Введение

На большинстве месторождений в России существует проблема, связанная с трудно извлекаемыми запасами, в частности, на месторождениях Западной Сибири. Большая доля углеводородных запасов на текущий момент времени находится в залежах, характеризующихся низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Абсолютная проницаемость ниже 1 мД является фактором, осложняющим проведение классических методов увеличения нефтеотдачи, например, заводнения, привычный и надежный способ разработки для терригенных коллекторов. В связи с этим на первый план выходят газовые методы разработки месторождений.

Высокая подвижность газа является преимуществом данного агента вытеснения, так делает возможным закачку в коллекторы с низкой и сверхнизкой проницаемостью. Для подобных случаев был предложен способ циклической закачки газа в добывающие скважины huff-and-puff. При классическом нагнетании газа в низко проницаемых коллекторах время, за которое эффект от закачки газа достигнет добывающей скважины достигает больших значений, а соответственно страдает эффективность данного процесса, а отсюда и экономическая невыгодность. При циклической же закачке, процесс нагнетания и добычи попеременно происходит на одной и той же скважине, и нет необходимости в долгом ожидании эффекта увеличения добычи, поскольку отсутствует необходимость в преодолении газом больших расстояний.

Горизонтальные скважины, пробуренные в нетрадиционных коллекторах, после гидроразрыва пласта могут достигать очень высоких начальных дебитов. Но эти скважины также испытывают быстрое снижение дебита в течение первых двух-трех лет.

В конечном счете можно выделить цель данной работы в изучении режима циклической работы скважин на примере месторождения западной Сибири, а также поиск необходимых для достижения максимальной эффективности метода

критериев. Для создания технологии подбора оптимального способа ППД проводилось моделирование на секторной гидродинамической модели месторождения, отражающей все необходимые свойства флюида для реализации смешивающегося вытеснения, лежащего в основе эффекта от huff-and-puff. При моделировании варьировались различные режимы закачки. Определялись ключевые факторы, влияющие на выбор способа ППД. Исследования скважин включают в себя лабораторные исследования собственного керна. Оценка потенциала газовых методов увеличения нефтеотдачи показывает их существенно более высокую эффективность по сравнению с стационарным заводнением. Проведенный анализ показал наличие высокого потенциала закачки газа, на определенных участках месторождения.

Глава 1. Описание Huff-and-Puff

В методе Huff & Puff газ из ближайшей скважины или газовой установки закачивается (фаза Huff) в истощенную или частично истощенную нефтяную скважину при достаточно высоком давлении для достижения смешиваемости. В течение последующего периода выдержки смешивающийся газ распространяется по пласту, набухая в объеме нефти и уменьшая ее вязкость. После периода пропитки скважина возвращается в работу (фаза Puff) с ожидаемым увеличением дебита за счет более высокого пластового давления и более низкой вязкости нефти. Затем отделенный газ можно продать или повторно закачать в другую скважину, чтобы инициировать новую последовательность Huff & Puff. [15]

Циклическая закачка Huff-and-Puff состоит из трех основных этапов в цикле. Первый этап заключается в работе скважины на добычу. Далее вторым этапом та же скважина переключается на закачку газа. Третьим этапом является выключение и отстой скважины. Этап необходим для того, чтобы газ успел проникнуть в пласт на достаточное расстояние для достижения максимального эффекта от закачки, а именно максимальной дальнейшей добычи нефти. После окончания всех этапов, описанный цикл повторяется.

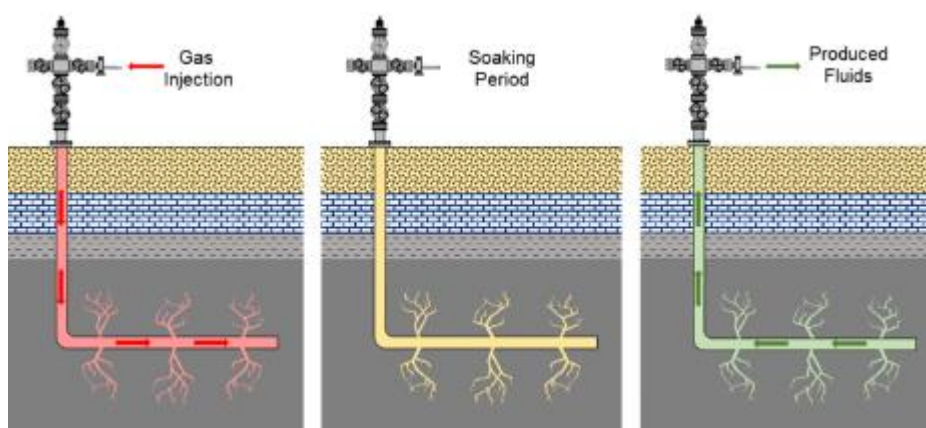


Рис.1.1. Циклическая закачка

В процессе разработки месторождения с помощью скважин, работающих в режиме Huff-and Puff часто реализуется механизм смешивающегося

вытеснения. Он заключается в том, что пластовая нефть недонасыщенная, из-за чего закачиваемый газ растворяется в нефти, снижая ее вязкость, тем самым увеличивая ее подвижность.

В качестве примера агента закачки можно рассмотреть CO_2 , обладающий хорошими вытеснительными свойствами за счет низких значений давления смесимости. Растворяясь в нефти, содержание этого компонента в ней увеличивается, благодаря чему снижается вязкость нефти.

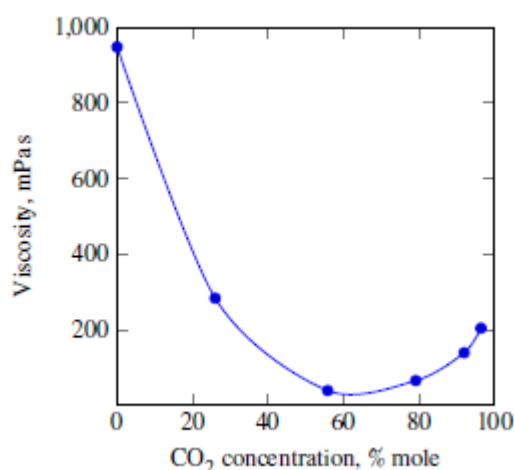


Рис.1.2. График зависимости вязкости нефти от содержания CO_2

Предпосылками к закачке газа в рассматриваемом в рамках данной работы районе Западной Сибири являются результаты лабораторных исследований для ПНГ. Минимальное давление смесимости по результатам = 35 МПа, что говорит о высоком потенциале ПНГ, как агента вытеснения. Также приемистость по газу чаще всего выше, чем по воде, что делает закачку газа привлекательной для трудно нагнетаемых участков. В отличие от воды, хуже проникающей в узкое поровое пространство низкопроницаемых гидрофильных коллекторов. Движение воды происходит по стенкам пор, оставляя остаточную нефть, дальнейшее извлечение которой труднодоступно.

Газ же вытесняет нефть из противоположных мест порового пространства, растворяясь в нефти, тем самым способствуя вытеснению оставшейся при заводнении нефти.

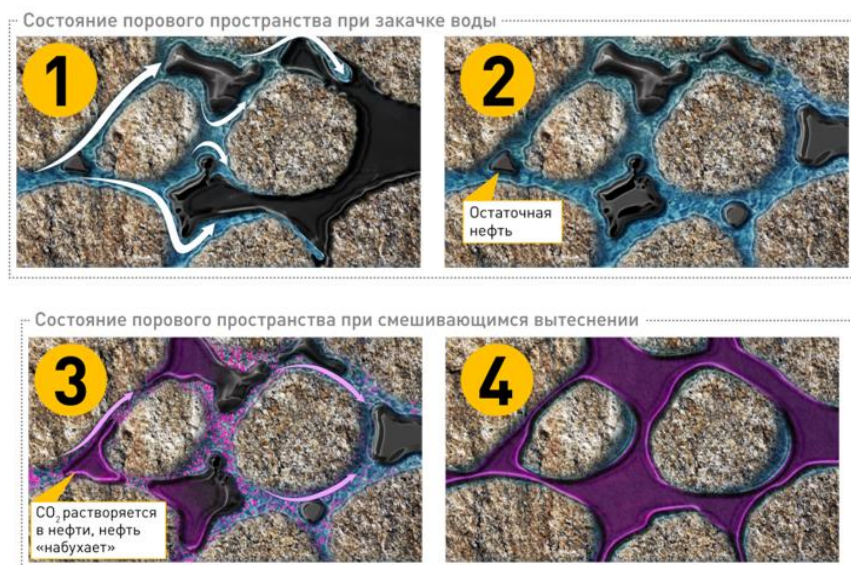


Рис.1.3. Вытеснение нефти водой и газом

1.1. Поиск критериев для переключения между циклом закачки-добычи

При разработке месторождения подобным методом возникает необходимость подбора оптимального режима для достижения максимальной эффективности от эффекта нагнетания.

В начальный момент времени скважина работает как добывающая. В большинстве случаев максимальный дебит достигается в начале добычи, в дальнейшем он начинает снижаться, и после достижения некоторого критического значения, добыча становится неэффективной, и дальнейшее ее продолжение нецелесообразно.

Далее скважина переключается на нагнетание газа для увеличения дальнейшей нефтеотдачи. На данном этапе основной характеристикой по оценке эффективности процесса является приемистость газа, которая меняется в течение временного промежутка закачки. И, аналогично дебиту, имеется критическое значение минимальной приемистости газа, после преодоления которой закачка газа становится неэффективной. Однако, приемистость не всегда ведет себя как дебит, а именно достигает максимальных значений в начале нагнетания и постепенно снижается. В некоторых случаях может возникать ситуация, когда

приемистость газа растет со временем, добычи нефти не происходит, и в результате газ качается впустую. Для исключения появления подобной ситуации нужно использовать в качестве дополнительного критерия прекращения закачки суммарное отношение добытой нефти к закачанному газу по месторождению, что является более точной оценки эффективности нагнетания. При продолжительной закачке газа в отсутствие добычи этот параметр будет уменьшаться, и при достижении критического минимума нужно прекратить нагнетание из-за его неэффективности.

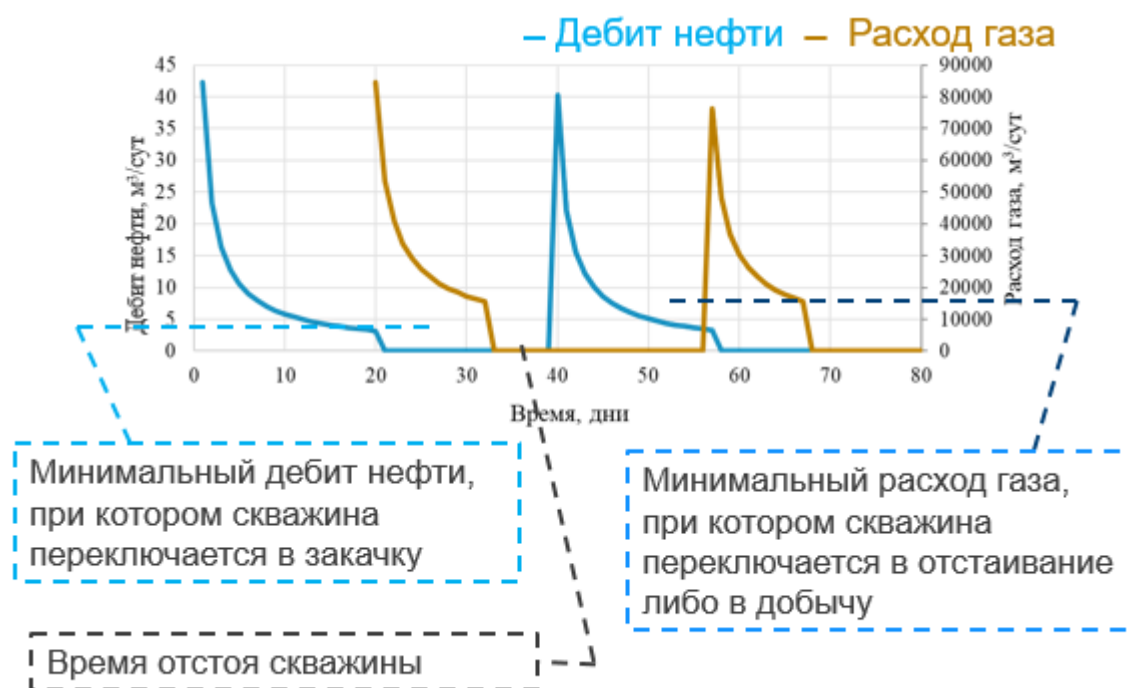


Рис.1.4. График дебита нефти и расхода газа при huff-n-puff

После следует последний этап в huff-n-puff - период остановки скважины. Во время отстоя происходит распространение ранее закачанного газа, что в дальнейшем позволит повысить дебит добычи, поскольку газ вытеснит больше нефти. В гидродинамической модели момент остановки представлен не полной остановкой работы скважин, а ограничением закачки газа в нагнетательной скважине в 1 м³/сут. Такой способ в масштабах месторождения максимально приближен к непосредственной остановке скважины, что позволяет отслеживать изменение забойного давления, которое является критерием достаточного времени остановки. После того, как давление на забое упадет до критического

значения, можно начинать добычу нефти, так как газ распространился на достаточное расстояние, чтобы дебит после нагнетания газа был максимальным. В большинстве случаев время остановки оказывается равным нулю, и максимальная эффективность достигается путем попеременного цикла закачка-добыча.

В конечном счете имеется список необходимых условий для поиска оптимального режима huff-n-puff для скважин

1. Дебит нефти
2. Приемистость газа
3. Отношение накопленной добычи к накопленной закачке
4. Забойное давление

Глава 2. Гидродинамическая модель

Главной целью гидродинамического моделирования является обоснование геолого-технических мероприятий в перспективах разработки, а также оптимизация систем разработки выработанных месторождений. Гидродинамические расчеты проводили в ПО tNavigator.

Гидродинамическая модель - это математическая модель, воспроизводящая физические процессы в пласте при его разработке и представляющая собой систему дифференциальных уравнений сохранения массы, энергии, состояния, закона Дарси.

$$\nabla \cdot (\rho \vec{u}) = - \frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} \quad (1)$$

$$\nabla P = - \frac{\mu}{k} \vec{u} + \rho g \nabla z + \nabla P_c \quad (2)$$

1 - уравнение неразрывности, 2 - закон Дарси

Закон Дарси устанавливает связь между вектором скорости фильтрации и тем полем давления, которое вызывает фильтрационное движение. Скорость фильтрации характеризует расход через эту систему. Расход определяется

давлениями на входах и выходах поровых каналов, определяется перепадом, т. е. градиентом осредненного давления жидкости. [16]

Диффузия представляет собой процесс взаимного проникновения частиц одного вещества между частицами другого, при этом происходит самопроизвольное выравнивание их концентраций по всему занимаемому объёму. В tNavigator реализована модель молекулярной диффузии, вызываемой градиентом концентрации. В общем случае поток вещества i -го компонента через единицу площади за единицу времени записывается как:

$$Q_i = -c \cdot D_i \cdot \nabla x_i \quad (3)$$

c – полная молярная концентрация, кг·моль/м³, вычисляемая как $c = 1/v_m$;

v_m – молярный объем смеси;

D_i – коэффициент диффузии i -го компонента, м²/сут;

X_i – молярная доля i -го компонента. [4]

2.1. Сектор композиционной гидродинамической модели

Для проведения исследования выбран сектор композиционной гидродинамической модели месторождения западной Сибири, усредненные параметры которого приведены в таблице. Расстояние между рядами скважин составляет около 350 м.

Таблица 2.1. Свойства модели

Свойство	Значение
Пористость	0.17898
Поровый объем	454.46 пласт. м ³
Размер одного элемента	
По x	49.991 м
По y	49.966 м
По z	1.4253 м
Запасы нефти	1429.3 тыс. ст. м ³
Проницаемость	2 мД
Количество компонент флюида	11

Вид сеточной модели пласта проиллюстрирован на рисунке 2.1, на котором также представлено распределение значений пористости.

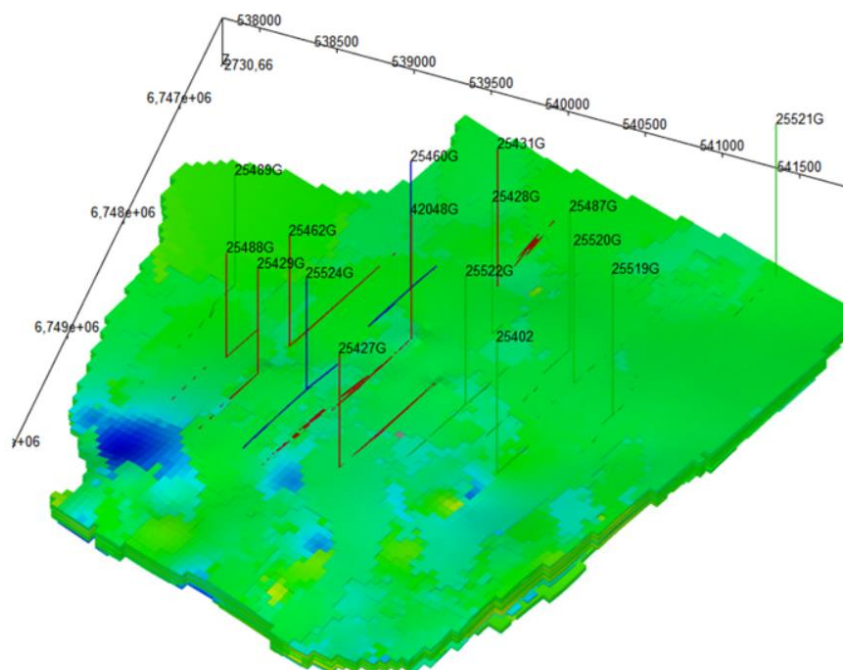


Рис. 2.1. Вид модели. Распределение пористости

В ГДМ заложена PVT-модель пластовой нефти, учитывающая результаты лабораторных исследований по определению МДС для ПНГ и метана. Настроена модель смешиваемости нефти с газами различных составов. Относительные фазовые проницаемости ОФП модели (рис.2.3) получены в термодинамических условиях пласта с пластовой нефтью и равновесным с ней газом.

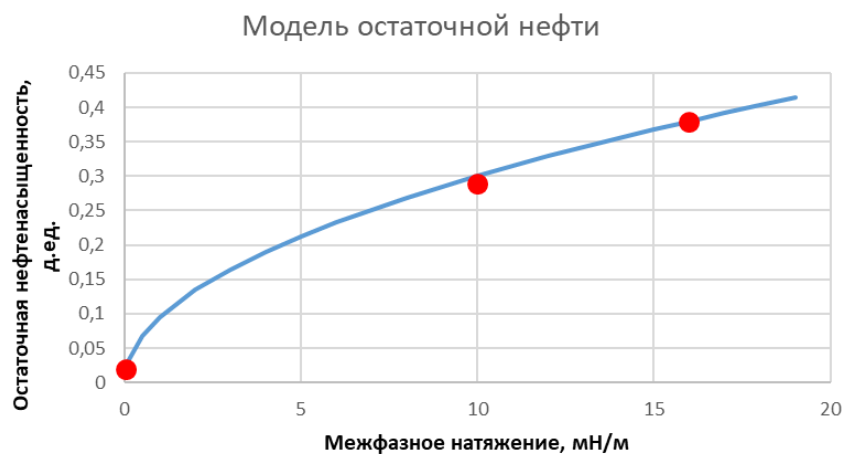


Рис.2.2. Модель остаточной нефти

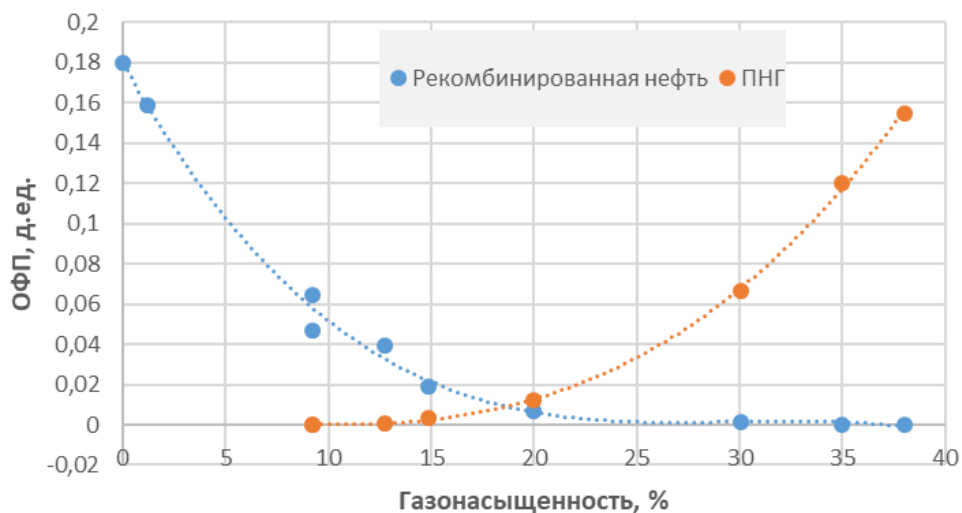


Рис.2.3. ОФП

Это позволило построить композиционную гидродинамическую модель, воспроизводящую все необходимые физические эффекты для корректного моделирования закачки газа и процессы вытеснения нефти газом. Построенные модели использовались для подбора экономически эффективной стратегии разработки месторождения газовыми методами и выделения факторов, оказывающих максимальное влияние на успешность данного направления.

Таблица 2.2. Состав ПНГ

Component	Mol %
N2	1,106
CO2	1,540
C1	69,805
C2	8,008
C3	12,069
C4	5,449
C5	1,581
C6	0,422
C6_C20	0,018

Таблица 2.3. Настройка ГДМ на результаты лабораторных исследований

Параметр ГДМ, влияющий на эффективность вытеснения	Способ настройки / значение
Остаточная нефтенасыщенность, д.ед.	Зависимость от межфазного натяжения
Минимальное давление смесимости, МПа	34,6 (на основании лабораторного эксперимента slim tube)
ОФП	Определено для фаз рекомбинированная нефть-ПНГ

Все дальнейшие представленные результаты были смоделированы на описанной в этой главе ГДМ.

Глава 3. Сравнение постоянной закачки и Huff-and-Puff

Проводились ГД расчеты с тремя вариантами разработки месторождения. Для моделирования постоянной закачки газа были выбраны 2 ранее нагнетаемые воду скважины, суммарный объем закачки составлял 40 млн м³/год. В расчете с Huff-and-Puff были задействованы те же 2 нагнетательные скважины и 2 добывающие, попарно переключающиеся с цикла добычи на цикл закачки в течение года с дальнейшим переходом на изначальный режим их работы. Длительность циклов добычи-закачки составляла 1 месяц. Такая длительность цикла была выбрана для первоначальных прогнозных расчетов, исходя из графиков дебита на рис. 3.1., полученных для аналогичной ГДМ, моделирующей закачку CO₂. При менее длительной закачке газа величина дальнейших дебитов нефти падает практически в 2 раза, поэтому целесообразнее проводить закачку в течение одного месяца.

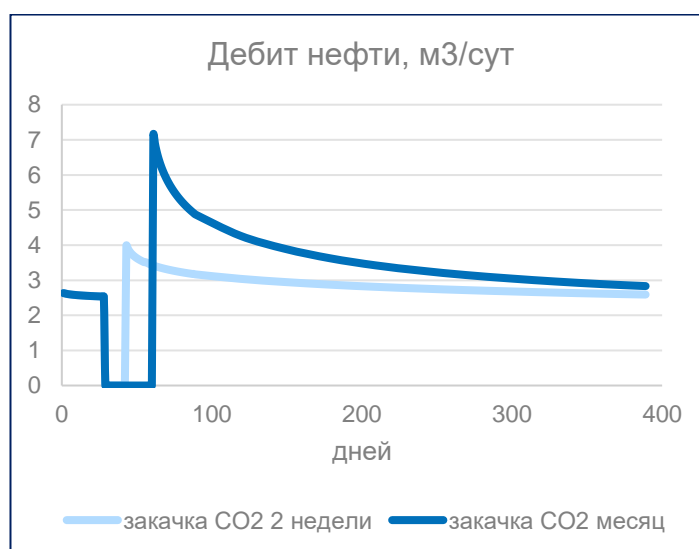
Рис. 3.1. Дебит нефти после закачки CO₂ в течении 2 и 4 недель

Таблица 3.1. Режимы работы скважин в ГДМ

Кол-во скважин	Режим работы		
	7	добыча	
4	добыча	Huff-and-Puff	добыча
4	Закачка воды	Huff-and-Puff	Закачка воды

1 год
t

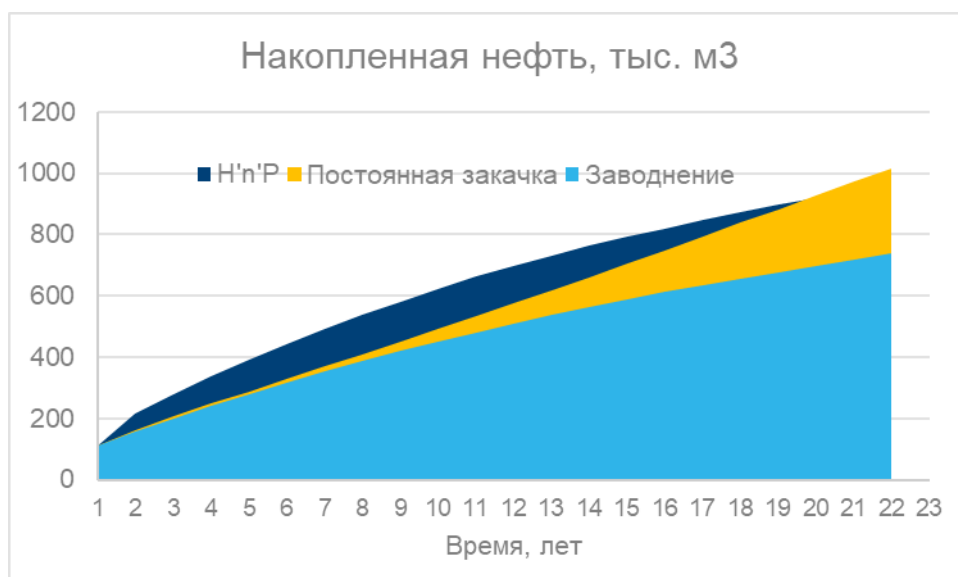


Рис. 3.2. График накопленной нефти при постоянной закачке, Huff-and-Puff и заводнении

Постоянная закачка за счет низкой проницаемости дает существенный отклик по росту добычи только спустя несколько лет, в отличие от Huff-and-Puff, с помощью которого уже в первый год разработки имеется существенный прирост добычи, поскольку воздействие от газа происходит в радиусе одной и той же скважины и нет необходимости в преодолении газом больших расстояний.

Преимуществом Huff-and-Puff является также безусловная экономия ресурсов газа. Это является важным аспектом, поскольку ПНГ имеет спрос на рынке и его использование в качестве агента закачки должно приносить больше прибыли, нежели обычная его продажа.

Для этого важно оценивать эффективность использования газа, характеризующуюся величиной дополнительной добычи нефти на каждую 1000 м³ закачанного газа.

$$C_{eff} = \frac{m_{oil}}{V_{gas}}, \quad (4)$$

m_{oil} - дополнительная добыча нефти, т

V_{gas} - объем закачанного газа, 1000 м³

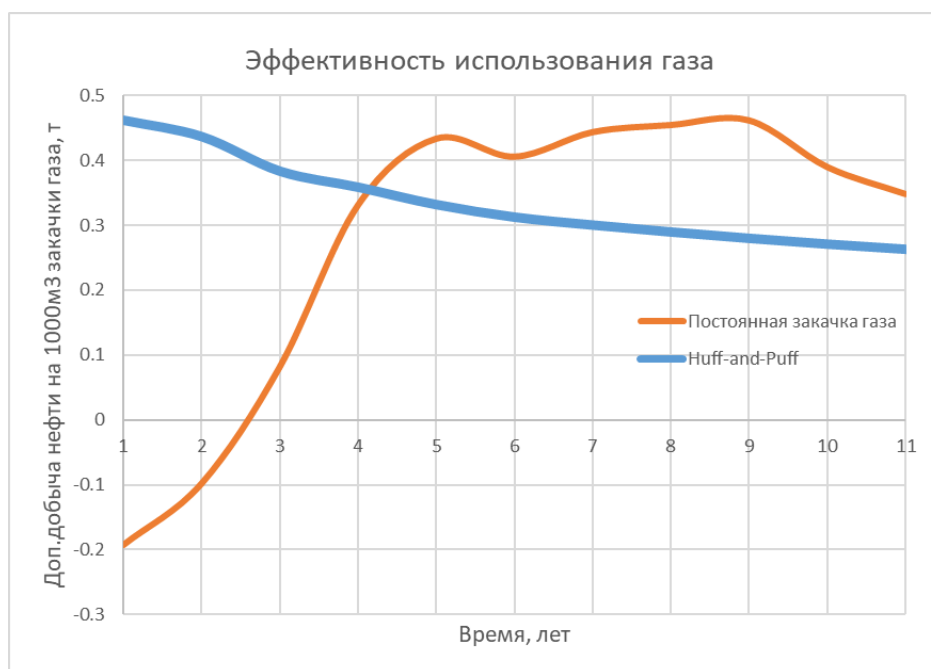


Рис. 3.3. Сравнение эффективности газа для двух вариантов закачки

Для циклической закачки Huff-and-Puff максимальная эффективность использования газа достигается в первые годы разработки, в отличие от постоянной закачки, которой требуется для этого несколько лет. Отсюда, циклическая закачка является более экономически эффективной для низкопроницаемых коллекторов, так как эффект достигается достаточно скоро, в отличие от постоянной закачки газа. Так как со временем эффективность газа при циклической закачке монотонно снижается, появляется необходимость определения оптимального времени для реализации такого типа закачки.

3.1. Предложенная схема разработки

Поскольку эффективность газа при циклической закачке максимальная в первый год, более длительный период разработки данным методом нецелесообразен. Отсюда, для того чтобы охватить большие расстояния воздействием газа и, как следствие, получить большой прирост нефти, был разработан следующий подход по внедрению Huff-and-Puff на месторождения с низкими ФЕС.



Рис.3.4. Дополнительная добыча нефти при проведении Huff-and-Puff в течении 1 года

В течение одного года 4 пары скважин работают в режиме Huff-and-Puff с суммарным объемом закачанного газа 40 млн м³. За это время достигается максимальный эффект от закачки, и далее скважины переводятся либо в добычу на истощении, если ранее скважина изначально была добывающей, либо

происходит переход на заводнение, если ранее была нагнетательной. Эффективность заводнения также повышается при таком подходе, приемистость по воде увеличивается, поскольку призабойная зона скважин ранее «расчистилась» газом, из-за чего после прекращения закачки газа какое-то время еще имеется положительная дополнительная по сравнению с обычным заводнением добыча нефти.

После того, как 4 пары скважин год отработали на Huff-and-Puff, в аналогичный режим работы переходят 4 другие пары скважин. И ежегодно это повторяется до тех пор, пока не пройдемся по всему участку месторождения.

Последовательность проведения закачки может быть представлена более краткой схемой:

1. НпР ведется в 4 пары скважин в течение одного года, далее скважины переключаются: либо на добычу, либо на закачку воды;
2. На следующий год НпР производится в другие 4 пары скважин, также с дальнейшим истощением/заводнением;
3. Таким образом НпР проводится по всем парам скважин участка;
4. Закачка газа в течение всего периода производится в объеме 40 млн м³/год.

Проведем сравнение предложенной схемы закачки газа и постоянной закачки для 4 кустовых площадок. В случае Huff-and-Puff 1 куст проходится за 2 года, закачка газа осуществляется суммарно в течение 8 лет. В случае постоянной закачки на каждом кусте пара скважин постоянно закачивает 40 млн м³/год.

Дополнительная добыча нефти рассчитывалась как разница годовой добычи нефти рассматриваемых вариантов и базового варианта разработки – заводнения.

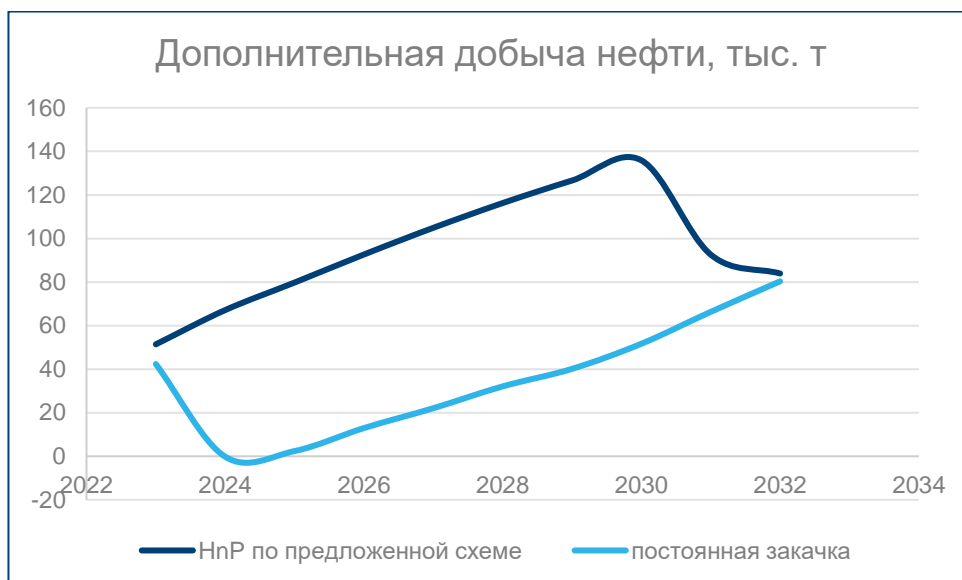


Рис. 3.5. Дополнительная добыча нефти на 4 курсах при разработке с постоянной закачкой газа и Huff-and-Puff

Таблица 3.2. Результаты экономического анализа

Пост. закачка		Huff-and-Puff			
		Исходное	Удорожание компрессора на 30%	Удорожание газопровода на 30%	Недостижение доп. добычи нефти на 30%
NPV, млн руб.	-513	1 651	1 471	1 624	946
PI, д.е.	0,66	3,10	2,51	2,96	2,20

Очевидное преимущество в количестве дополнительно добытой нефти при Huff-and-Puff продемонстрировано на графике на рисунке 3.5. Однако, большие значения дополнительной добычи нефти требуются также больших капитальных затрат. Помимо компрессора, который должен качать газ, при Huff-and-Puff добавляются затраты на трубы, которые необходимо прокладывать от текущего расположения компрессора до нужного куста и скважины. Поэтому для более

точной оценки окупаемости предложенной схемы разработки необходимо провести экономический анализ.

Исходные модели, на которых реализуется постоянная и переменная закачка газа, имеют значительные различия по результатам расчета финансово-экономической модели. Индекс рентабельности инвестиций (PI) при постоянной закачке меньше единицы, что указывает на не окупаемость такого вида закачки. При Huff-and-Puff же наоборот прибыль значительна, даже с учетом ухудшения прогноза добычи или повышения цен на инфраструктуру. Достигается это за счет получения высоких значений дополнительной нефти в первые годы, в отличие от запоздалой и дисконтированной добычи при постоянной закачке, ценность которой с годами падает.

3.2. Сравнение различных агентов вытеснения

В рамках данной работы и предлагаемых схем разработки месторождения в качестве агента вытеснения рассматривается попутно-нефтяной газ (ПНГ). Однако для дальнейшего проведения опытно-промышленных работ (ОПР), необходимых для исследования эффекта от закачки на реальном объекте, использование ПНГ является дорогостоящим. Поэтому нужно подобрать такой газ, который бы по вытеснительным свойствам был близок к ПНГ, но имел бы меньшую стоимость и достаточные объемы в свободном доступе. Обычно на различных испытаниях используется азот, либо углекислый газ.

Была проведена серия расчетов с закачкой трех различных газов в течении 1 месяца с контролем по забойному давлению в 380 атм. Закачка производилась в одну горизонтальную скважину.



Рис. 3.6. Расход газа при закачке CO₂ и N₂

Приемистость азота изначально хуже приемистости углекислого газа, а со временем линейно снижается, из-за чего дальнейший дебит нефти не получает практически никакого прироста, что делает азот неэффективным агентом вытеснения в данных условиях.

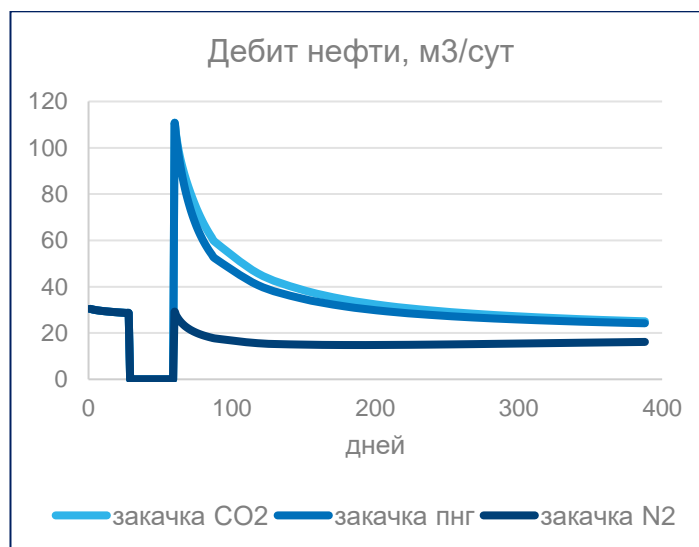


Рис.3.7. Дебит нефти после месячной закачки газа

Закачка CO₂ демонстрирует сравнимый с закачкой ПНГ эффект. Значение дебита нефти возрастает примерно в 3 раза после 1 месяца закачки. Для получения видимого эффекта в ходе ОПР использование CO₂ целесообразнее, чем N₂.

Глава 4. Оптимизация режима закачки

Для оптимизации режима закачки газа Huff-and-Puff рассматривалась более маленькая гидродинамическая модель, включающая в себя 3 горизонтальные скважины. Huff-and-Puff представляет собой цикл, состоящий из трех основных этапов: работа скважины как нагнетательной (закачка газа); период отстоя – остановка закачки; работа скважины как добывающей.

По умолчанию в начальный момент времени все скважины работают как добывающие. В большинстве случаев максимальный дебит достигается в начале добычи, в дальнейшем он начинает снижаться, и после достижения некоторого критического значения, добыча становится неэффективной, и дальнейшее ее продолжение нецелесообразно. Один из методов увеличения нефтеотдачи и повышения значений дебита – нагнетание газа, что, собственно, и является следующим этапом работы скважины в режиме huff-n-puff.

Каждая скважина имеет собственные критические значения минимального дебита, поэтому «переключение» происходит независимо. После смены режима на нагнетание, основной характеристикой по оценке эффективности процесса является приемистость газа, которая меняется в течение временного промежутка закачки. И, аналогично дебиту, имеется критическое значение минимальной приемистости газа, после преодоления которой закачка газа становится неэффективной. Однако, приемистость не всегда ведет себя как дебит, а именно достигает максимальных значений в начале нагнетания и постепенно снижается. В некоторых случаях может возникать ситуация, когда приемистость газа растет со временем, добычи нефти не происходит, и в результате газ качается впустую. Для исключения появления подобной ситуации нужно использовать в качестве критерия прекращения закачки суммарное отношение добытой нефти к закаченному газу по месторождению, что является более точной оценки эффективности нагнетания. При продолжительной закачке газа в отсутствие добычи этот параметр будет уменьшаться, и при достижении критического минимума нужно прекратить нагнетание из-за его неэффективности.

После следует последний этап в huff-n-puff - период остановки скважины. Во время отстоя происходит распространение ранее закаченного газа, что в дальнейшем позволит повысить дебит добычи, поскольку газ вытеснит больше нефти. В гидродинамической модели момент остановки представлен не полной остановкой работы скважин, а ограничением закачки газа в нагнетательной скважине в 1 м³/сут. Такой способ в масштабах месторождения максимально приближен к непосредственной остановке скважины, что позволяет отслеживать изменение забойного давления, которое является критерием достаточного времени остановки. После того, как давление на забое упадет до критического значения, можно начинать добычу нефти, так как газ распространился на достаточное расстояние, чтобы дебит после нагнетания газа был максимальным.

В большинстве случаев время остановки оказывается равным нулю, и максимальная эффективность достигается путем попеременного цикла закачка-добыча.

В конечном счете имеется список необходимых условий для поиска оптимального режима huff-n-puff для скважин

- Дебит нефти
- Приемистость газа
- Отношение накопленной добычи к накопленной закачке
- Забойное давление

Для реализации описанного режима в гидродинамической модели были написаны условия, ограничивающие представленные параметры. Правильно подобрав их значения, можно добиться максимальной добычи нефти при минимальных затратах газа.

Кратко, условия можно представить схемой:

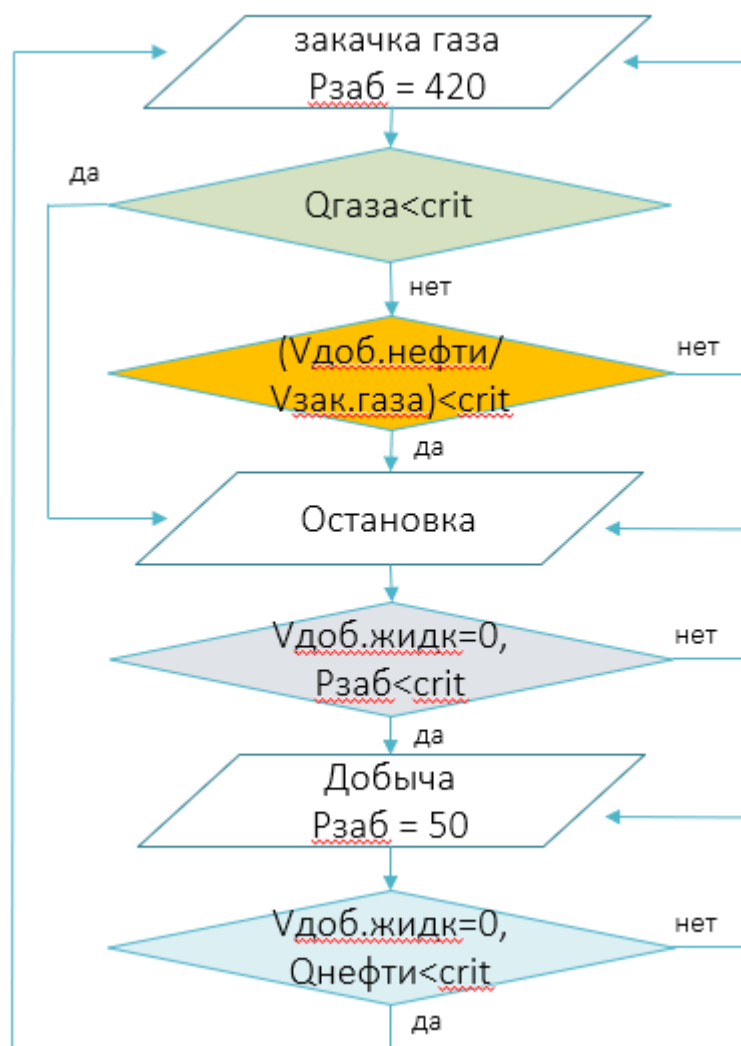


Рис. 4.1. Блок-схема условий переключения между циклами Huff-and-Puff

Также помимо основного разделения сетки модели на блоки было использовано локальное измельчение сетки (LGR) в тех ячейках, в которых находятся скважины.

Необходимость измельчения объясняется тем, что при закачке газа в пласт при небольших проницаемостях, размер закачанного газа настолько мал по сравнению с размером одной ячейки, которая по площади занимает около 5000 м³, что закаченный газ в модели вместо того, чтобы вытеснять нефть, растворяется в ней, не происходит насыщения газом, из-за чего в результате расчета получаются меньшие объемы добычи нефти, чем должны быть при таком режиме работы скважин.

Измельчение же позволяет ячейке насытиться газом, более корректно смоделировать процесс вытеснения и получить уже более реальные значения добытой нефти в результате.

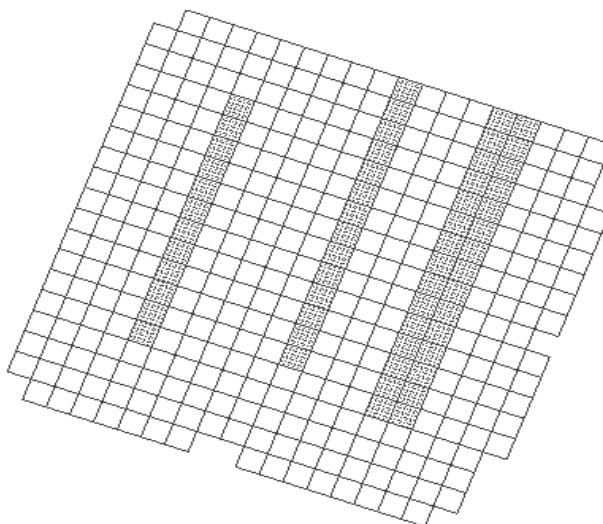


Рис.4.2. Сетка модели с LGR

Оптимизация режима работы скважин путем подбора представленных выше критериев проводилась в автоматическом режиме в ПО tNavigator с использованием инструмента «Адаптация & Оптимизация» методом роя частиц. В качестве целевой функции задавалась заведомо недостижимая накопленная добыча нефти. Диапазоны критических значений представлены в таблице.

Таблица 4.1. Критерии оптимизации

Критические значения	1 скважина	2 скважина	3 скважина
Приемистость ($Q_{\text{газа}}$), тыс. м ³ /сут	10 - 60	3 - 10	4 - 10
Забойное давление ($P_{\text{заб}}$), бар	400 – 420		
Добытая нефть/закачанный газ ($V_{\text{доб.нефти}}/V_{\text{зак.газа}}$)	0,001 – 0,05		
Дебит ($Q_{\text{нефти}}$), м ³ /сут	3 – 30	4 – 8	3 – 10

Метод роя частиц оптимизирует функцию, поддерживая популяцию возможных решений, называемых частицами, и перемещая эти частицы в

пространстве решений. Перемещения подчиняются принципу наилучшего найденного в этом пространстве положения, которое постоянно изменяется при нахождении частицами более выгодных положений. [14]

4.1. Результаты оптимизации

Результаты оптимизации режимов работы циклической закачки представлены на рисунке 4.3 [6]. Приводится кросс-плот накопленной эффективности газа (отношение накопленной добычи нефти к накопленной закачке газа в м³) и достигнутого за 10 лет коэффициента извлечения нефти (КИН).

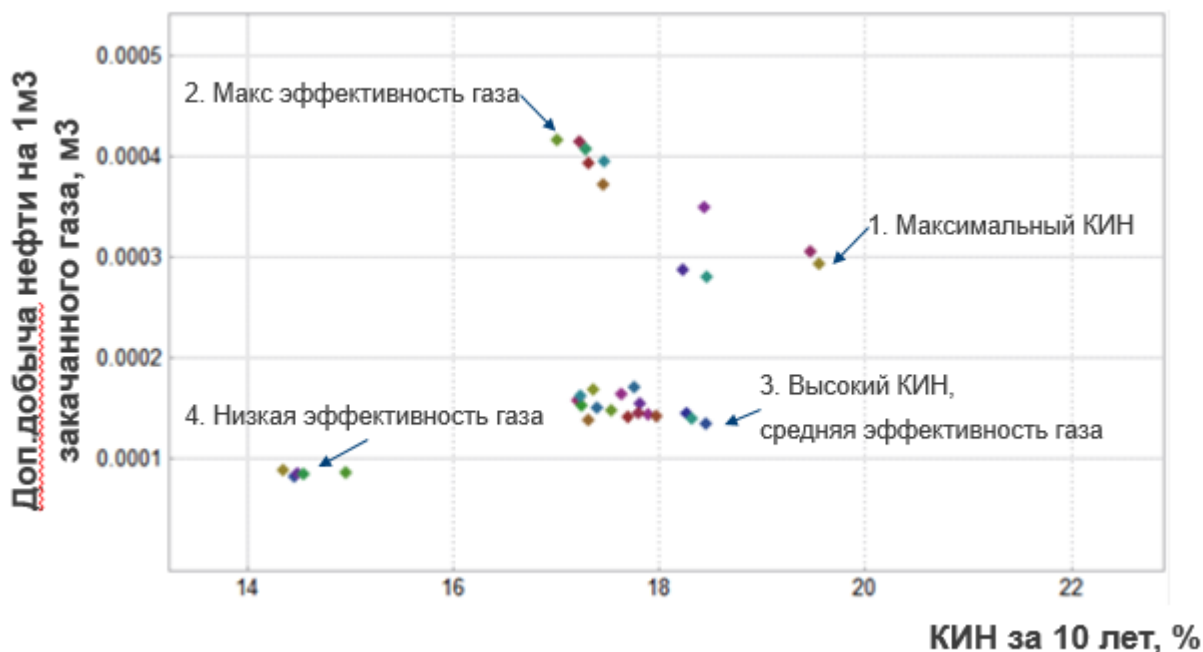


Рис. 4.3. Кросс-плот накопленной эффективности газа и достигнутого за 10 лет коэффициента извлечения нефти (КИН).

Первое, что обращает на себя внимание – наличие обратной зависимости КИН от эффективности использования газа: чем больший КИН достигается в расчете, тем меньше максимально возможная для данного КИН эффективность. Достижение максимального КИНа не является основным критерием поиска наилучшего решения, поскольку в таком случае может быть потрачено слишком

большое количество газа, что количество дополнительно добытой нефти не покрывает экономические затраты. Данное обстоятельство приобретает особый смысл на месторождениях, где инфраструктура позволяет монетизировать добываемые объемы газа и необходим экономический анализ целесообразности использования газа для закачки.

Поэтому возможны реализации сценариев, когда выгоднее будет получить меньший КИН, затратив на это меньшее количество газа, но с большей эффективностью.

На рис. 4.3 можно условно выделить четыре группы точек: с максимально высокими КИН, с высокими значениями КИН (более 17%) и эффективности газа (более 0,00025), с высокими значениями КИН и низкими значениями эффективности газа (менее 0,00025), с низкими значениями КИН (менее 16%) и эффективности газа. Для понимания причин успешности или неуспешности вариантов циклической закачки рассмотрим примеры из каждой группы.

1. Максимальный КИН [6]

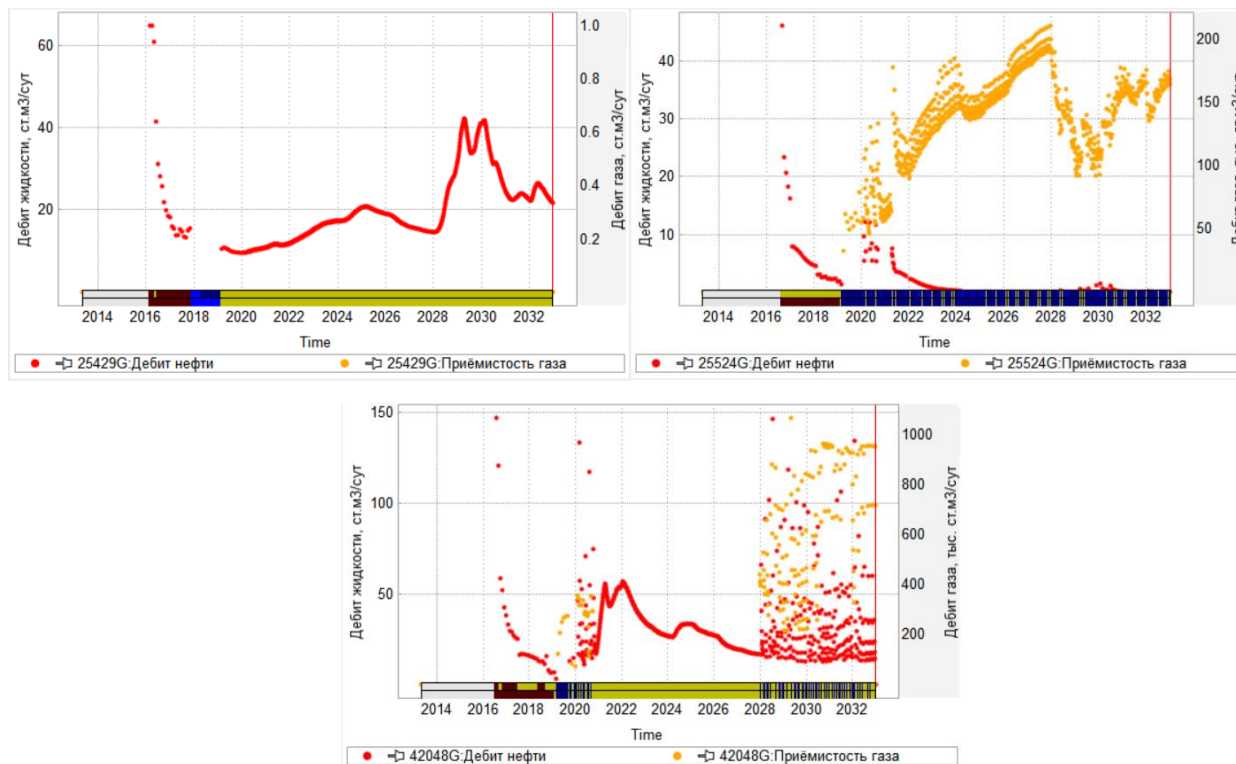


Рис. 4.4. Максимальный КИН. Дебиты нефти и приемистость газа для трех скважин

На рис. 4.4 приведены графики, демонстрирующие дебит нефти и приемистость по газу для каждой из 3 скважин. Так как закачка газа начинается начала 2019 года мы будем рассматривать период времени после этой даты. Анализ данных графиков показывает, что участок работает в комбинированном режиме: одна скважина работает постоянно на добычу, две другие периодически сменяют режим с циклического на стационарный и обратно.

Высокая эффективность данного метода с точки зрения достижения КИН может быть объяснена исходя из следующих предпосылок:

1. на коллекторах с низкой проницаемостью отклик добывающих скважин на закачку в добывающие чаще всего значительно отложен по времени. Время отклика в отдельных случаях достигает 3-5 лет, что существенно сказывается на дебите и накопленной добыче;
2. для циклической закачки такой проблемы не существует, воздействие на пласт происходит непосредственно на добывающей скважине;
3. При циклической закачке, за счет периодической «очистки» контура питания скважины от пластовой жидкости, приемистость скважины возрастает быстрее, чем при постоянной закачке;
4. вследствие высокой подвижности газа приемистость скважин по газу в пересчете на пластовые условия может существенно превышать продуктивность по жидкости.

На рис.4.4 можно выделить 3 основных периода работы скважин:

1. работа 2 скважин в режиме циклической закачки, 1 работает в режиме добычи;
2. 1 скважина работает в режиме циклической закачки, 2 скважины работают в режиме добычи;
3. Режим аналогичен первому.

В 1 режиме дебит добывающей скважины падает в течение 1 года, потом начинает расти, очевидно, вследствие того, что эффект от закачки на соседних скважинах достиг ее контура питания. Еще через год, дебит на данной скважине

снова стабилизируется, что связано с тем, что эффект от закачки достиг другой скважины и она переключилась в режим постоянной добычи, демонстрируя резкий рост дебита нефти. Переключение в постоянную добычу в данный момент становится более эффективным для повышения КИН, так как позволяет охватить более глубокие области пласта, более насыщенные нефтью, по сравнению с прискважинной зоной частично «отмытой» при периодической закачке. Таким образом, наступил 2 период. В этом периоде закачка газа на скважине, работающей в периодическом режиме, существенно возросла. При этом уровень закачки стал достаточным, чтобы поддерживать уровень пластовой энергии, созданный за 1 период, достаточный для работы всех 3 скважин. Так же обращает внимание, как быстро эффект воздействия достиг соседних скважин – всего год, скорее всего это связано с ускоренным ростом приемистости скважин при циклической закачке. Необходимо также отметить, что под закачку работает скважина, демонстрирующая наименьший дебит нефти в начальные моменты времени. Третий период начинается, когда накопленная энергетика все же истощается, и к периодической закачке подключается вторая скважина. Это сопровождается ростом добычи нефти на всех трех скважинах. За счет высокой приёмистости по газу, две скважины, работающие в периодике «успевают» поддерживать пластовую энергию на достаточном уровне и немного добывать нефть.

2. Максимальная эффективность газа [6]

Для примера высокой эффективности использования газа рассмотрим рис. 4.5. Сравнение работы скважин в этом режиме и в предыдущем показывает высокую степень сходства, за исключением последнего периода, когда в 2028 году в периодическом режиме работают 2 скважины, в данном случае продолжает работу только одна. Таким образом, объемы перекачиваемого газа сокращаются, однако КИН несколько снижается.

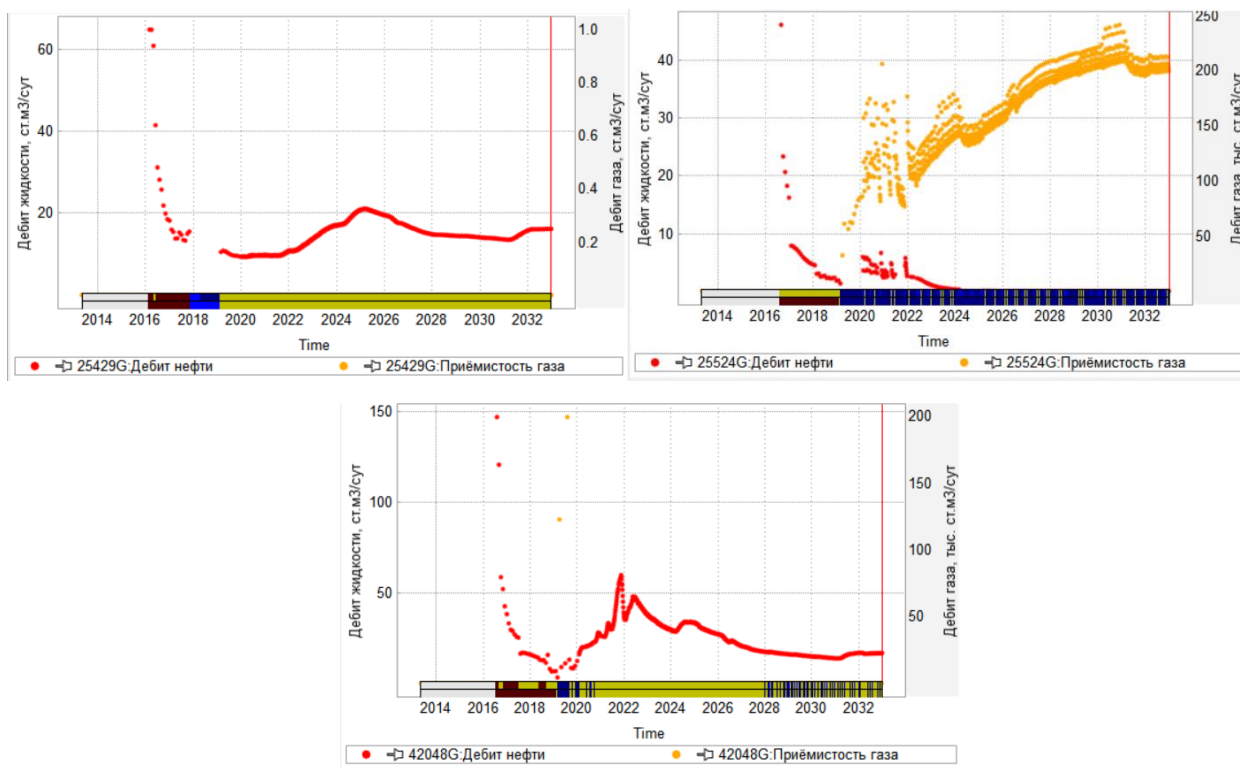


Рис. 4.5. Максимальная эффективность газа. Дебиты нефти и приемистость газа для трех скважин

3. Высокий КИН, средняя эффективность газа [6]

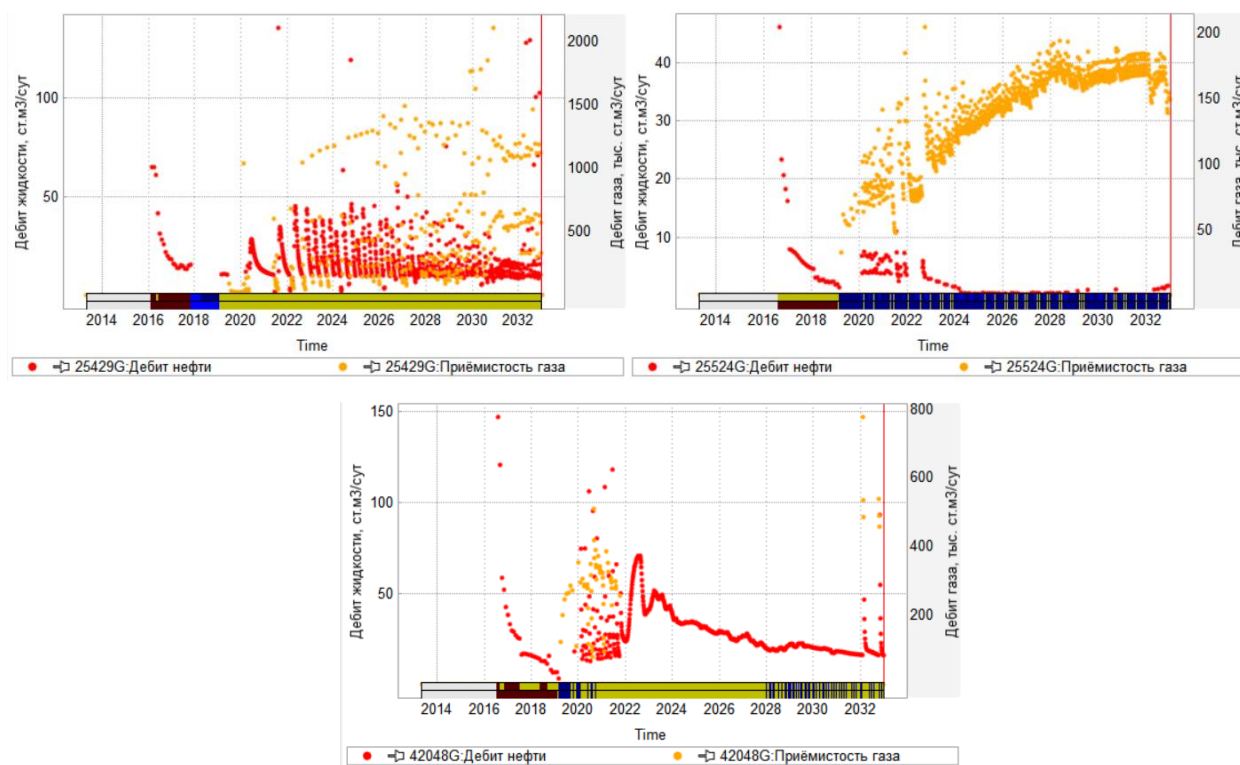


Рис. 4.6. Высокий КИН, средняя эффективность газа. Дебиты нефти и приемистость газа для трех скважин

Также необходимо рассмотреть режимы работы, которые привели низким значениям эффективности газа (менее 0,00025), но при этом позволили достигнуть приемлемых значений КИН. Пример такого режима приведен на рис.4.6. Данный режим характеризуется тем, что на постоянный режим переключается только одна скважина, две другие работают в режиме периодической закачки весь 10-летний период.

4. Низкая эффективность газа [6]

На рис.4.7 приводятся режимы из последней группы точек, где значение КИН и эффективности газа заметно ниже средних по всей выборке. Данный режим характеризуется работой всех скважин в периодическом режиме весь рассматриваемый период, без переключения на постоянную добычу или закачку. Однако необходимо отметить, что данные режимы за 10 лет позволяют достичь большего КИН, чем просто непрерывная закачка газа.

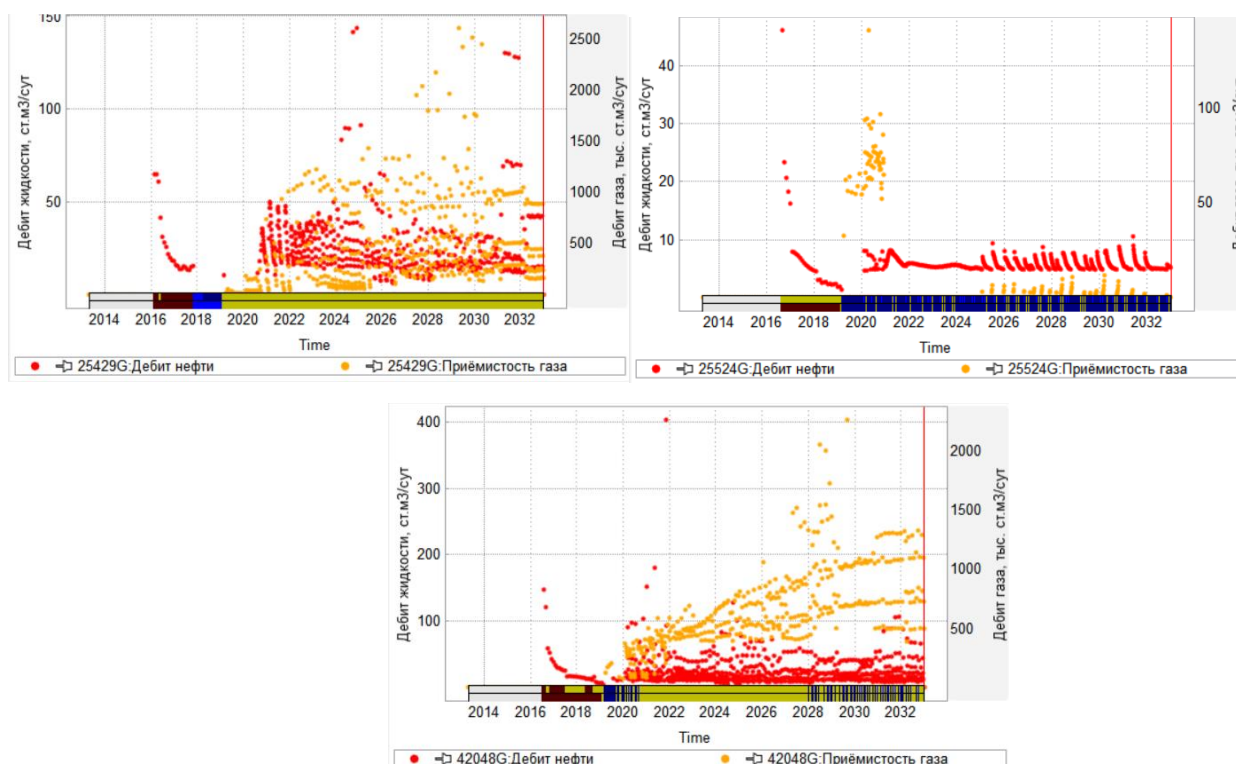


Рис. 4.7. Низкая эффективность газа. Дебиты нефти и приемистость газа для трех скважин

Таким образом, можно выделить три основных момента, способствующих повышению эффективности нефтеотдачи:

1. Более быстрый рост приемистости при циклической закачке, который ведет к более скорому отклику добывающих скважин на закачку;
2. Переключение на постоянную закачку, для приобщения более глубоких частей пласта;
3. Высокая приемистость по газу, позволяющая одновременно закачивать достаточное количество газа и добывать некоторое количество нефти.

Эффективность использования газа – величина, которая может быть рассчитана непосредственно по промысловым данным замеров в каждый момент времени. Соответственно, необходимо определиться исходя из экономических предпосылок и доступных ресурсов газа для закачки какой уровень эффективности использования газа является приемлемым для данного месторождения и в ходе разработки контролировать данный параметр и проводить мероприятия, направленные на его поддержание на целевом уровне. Эффективность использования газа повышается при сокращении длительности периода закачки и при повышении времени отстоя скважины перед фазой добычи.

Как было показано, залогом успеха является использование периодической закачки для более быстрого перехода к взаимодействию разных скважин через пласт и перевод на постоянную добычу максимально продуктивных по нефти скважин. В связи с этим одной из важнейших задач опытно-промышленных испытаний должно быть определения времени необходимого для «раскачки» пластовой системы.

По результатам проведенного анализа такими критериями эффективности повышения нефтеотдачи должны быть взаимосвязь между КИН и эффективность использования газа. Для уточнения данных параметров необходимо проведение гидродинамического расчетов на модели скорректированной с учетом исторических данных, полученных на участке месторождения, включающих в себя следующие параметры:

- стартовые дебиты нефти и приемистости газа после нескольких циклов закачки-добычи, их прирост или снижение;
- динамика газового фактора в ходе нескольких циклов закачки-добычи;
- также для корректной оценки приемистости и продуктивности необходимы непрерывные замеры забойного давления при работе скважин и при их остановке, с целью определения динамики пластового давления.

Как мы видим, на рассмотренном примере, приемистость по газу постоянно растет, что говорит о росте глубины воздействия закачкой, таким образом, скорость роста приемистости говорит нам о времени, необходимом для того, чтобы перейти к постоянной добыче на скважинах с высокой продуктивностью. [6]

Заключение

Для создания эффективной технологии увеличения нефтеотдачи газовыми методами проводилось моделирование на секторной гидродинамической модели месторождения. Газовые методы имеют преимущество по сравнению с классическим заводнением в низкопроницаемых коллекторах, поскольку газ вытесняет нефть растворяясь в нефти, понижает ее вязкость, тем самым способствуя ее лучшему вытеснению.

При моделировании варьировались различные режимы закачки: постоянная закачка ПНГ и циклическая закачка huff-n-puff. Постоянная закачка за счет низкой проницаемости дает существенный отклик по росту добычи только спустя несколько лет, в отличие от Huff-and-Puff, с помощью которого уже в первый год разработки имеется существенный прирост добычи. Проведенный в ходе работы экономический анализ окупаемости подобных схем разработки также показал высокую прибыль и рентабельность Huff-and-Puff.

В рамках предлагаемых схем разработки месторождения в качестве агента вытеснения рассматривается попутно-нефтяной газ (ПНГ). Однако для проведения опытно-промышленных испытаний используются более доступные, более дешевые газы, такие как азот или углекислый газ. Путем проведения серии численных расчетов выявлено, что в качестве аналога для ПНГ в рамках ОПР можно использовать CO₂.

Для повышения эффективности Huff-and-Puff необходимо подобрать такой режим работы скважин, чтобы достигалась наибольшая нефтеотдача при наименьших затратах газа. Были выделены следующие критерии, необходимые для «переключения» скважины с режима на режим: дебит нефти, приемистость газа, забойное давление, эффективность работы газа. Далее проводилась оптимизация методом роя частиц на гидродинамической модели, включающей в себя 3 скважины, в результате чего были подобраны значения критериев, с помощью которых достигается максимальная эффективность добычи нефти.

Результаты оптимизации показали, что для достижения максимального коэффициента извлечения нефти для системы разработки, состоящей из трех горизонтальных скважин, одна скважина должна работать на истощение, а 2 другие одновременно реализовывать закачку huff-and-puff до тех пор, пока эффект от нагнетания газа не достигнет соседних скважин, после чего целесообразен переход на постоянную закачку газа для одной скважины, и на добычу на истощение для другой.

Наименее выгодный режим работы скважин с точки зрения значения КИН и эффективности использования газа реализуется тогда, когда все скважины работают в режиме huff-and-puff.

Отсюда важно не просто использовать huff-and-puff на всех скважинах, а грамотно комбинировать его с другими вариантами разработки для достижения максимальной эффективности использования газа и больших объемов добытой нефти.

Список использованных источников

1. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М., Недра, 1984, 211 с.
2. Гладков Е.А. Г52 Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учебное пособие / Е.А. Гладков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012, 87 с.
3. Учебное пособие по нефтегазовому делу для подготовки к тестированию по основам нефтегазового дела. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012, 173 с.
4. Техническое руководство tNavigator. Симулятор. Rock Flow Dynamics, 2020. – 2541 с.
5. Fengshuang Du, Bahareh Nojabaei. A Review of Gas Injection in Shale Reservoirs: Enhanced Oil/Gas Recovery Approaches and Greenhouse Gas Control, 2019.
6. Gimazov A., Balionis A., Sergeev E., Khudiev E., Uchuev R. Selection of EOR technology in ultra-low-permeability reservoirs of the Achimov deposits of the Priobsky field, SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2021.
7. Jie Sheng, James J. Sheng, Lei Li. A Comparison Study on Huff-n-Puff Gas Injection and Chemical Relative Permeability Modification to Mitigate Condensate Blocking in Fractured Shale Gas Condensate Reservoirs, 2016.
8. Lei Wanga, Ye Tiana , Xiangyu Yua , Cong Wanga , Bowen Yaoa , Shihao Wanga , Philip H. Winterfelda , Xu Wangb , Zhenzhou Yangb , Yonghong Wangb , Jingyuan Cuib , Yu-Shu W. Advances in improved/enhanced oil recovery technologies for tight and shale reservoirs. Fuel 210, 2017.
9. Mengjing Cao, Xiaodong Wu, Yongsheng An, Yi Zuo and Ruihe Wang. Numerical Simulation and Performance Evaluation of CO₂ Huff-n-Puff

- Processes in Unconventional Oil Reservoirs. China University of Petroleum, 2017.
10. Saskia M.P. Blom and Jacques Hagoort. The Combined Effect of Near-Critical Relative Permeability and Non-Darcy Flow on Well Impairment by Condensate Drop Out, SPE, Reservoir Evaluation & Engineering, 1998.
 11. Sorokin A., Bolotov A., Varfolomeev M., Minkhanov I., Gimazov A., Sergeyev E., Balionis A. Feasibility of Gas Injection Efficiency for Low-Permeability Sandstone Reservoir in Western Siberia: Experiments and Numerical Simulation, energies, 2021.
 12. Sudad H. AL-Obaidi¹, Miel Hofmann², Falah H. Khalaf³, Hiba H. Alwan. The efficiency of gas injection into low-permeability multilayer hydrocarbon reservoirs, 2021.
 13. Tian Y., Uzun O., Shen Y., Lei Z., Yuan J., Chen J., Kazemi H., Wu Y. Feasibility Study of Gas Injection in Low Permeability Reservoirs of Changqing Oilfield, SPE Improved Oil Recovery Conference, 2020.
 14. Метод роя частиц — Википедия – wikipedia.org [Электронный ресурс]. — https://ru.wikipedia.org/wiki/Метод_роя_частиц.
 15. Geomark research enhanced oil recovery via cyclic gas injection “huff and puff” consortium.
 16. Petroleum Engineers – Гидродинамическое моделирование [Электронный ресурс]. — <https://www.petroleumengineers.ru/forum/37>.