

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ»

На правах рукописи



СВЕНТСКИЙ СЕРГЕЙ ЮРЬЕВИЧ

**КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ
ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДОБЫЧИ ГАЗА
КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Специальность 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель: кандидат технических наук А.В. Красовский

Тюмень – 2016

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	9
1.1 Развитие технологии моделирования газовых месторождений	9
1.2 Математическая модель процессов разработки месторождения.....	14
1.2.1 Фильтрация газа и жидкости в пористой среде	14
1.2.2 Продуктивность газовых скважин	16
1.2.3 Движение двухфазного потока по трубам	19
1.3 Создание и адаптация модели газосборной сети.....	28
1.4 Комплексное моделирование разработки газовых месторождений.....	34
2 МЕТОДЫ И АЛГОРИТМЫ УТОЧНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗА	36
2.1 Алгоритм моделирования работы дожимных компрессорных станций	36
2.2 Метод расчета технологических показателей разработки газовых месторождений с учетом граничных условий работы нагнетателей.....	43
2.3 Метод расчета технологических показателей разработки газовых месторождений с учетом оптимального скоростного режима эксплуатации коллекторов	46
2.4 Метод проектирования газовых скважин сложной архитектуры...	48
2.5 Усовершенствованный алгоритм расчета технологических показателей разработки газового месторождения на комплексной геолого-технологической модели	50
2.6 Алгоритм расчета технологических показателей разработки с учетом усложненной структуры ДКС	52
3 ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС, РЕАЛИЗУЮЩИЙ МЕТОДЫ И АЛГОРИТМЫ СОЗДАНИЯ ЧИСЛЕННЫХ МОДЕЛЕЙ ДОЖИМНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ	57
3.1 Исходные данные для расчета.....	57
3.2 Возможности программного комплекса	60

4 ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ, ВЫПОЛНЕННЫХ С УЧЕТОМ ПРЕДЛОЖЕННЫХ АЛГОРИТМОВ	68
4.1 Геолого-технологическая модель сеноманской залежи Заполярного НГКМ	68
4.2 Расчеты технологических показателей разработки сеноманской залежи Заполярного НГКМ с учетом интегрирования разработанных моделей ДКС в комплексную геолого-технологическую модель	78
4.3 Комплексная геолого-технологическая модель сеноманских отложений Вынгайхинского газонефтяного и Еты-Пуровского нефтегазоконденсатного месторождений	85
4.4 Создание единой комплексной модели Вынгайхинского и Еты- Пуровского месторождений	91
4.5 Расчеты технологических показателей совместной разработки сеноманских залежей Вынгайхинского и Еты-Пуровского месторождений	104
4.6 Геолого-технологическая модель сеноманской залежи Ямбургского НГКМ	109
4.7 Расчеты технологических показателей разработки сеноманской залежи Ямбургского НГКМ с учетом скоростного ограничения работы коллекторов системы сбора продукции	114
4.8 Геолого-технологическая модель сеноманской залежи Северо- Каменномысского НГКМ	117
4.9 Обоснование конструкции проектных скважин на основе комплексного моделирования	119
ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ	125
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	126

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Газовые промыслы представляют собой сложнейшие геолого-технологические системы, состоящие из подземной части (собственно залежи), объектов добычи, сбора, подготовки и транспортировки углеводородного сырья. Для эффективной разработки месторождений технологические показатели разработки должны быть рассчитаны по всей цепи следования газа от пласта к потребителю и исключать противоречия между элементами системы.

Построение и сопровождение трехмерных гидродинамических моделей прочно вошло в повседневный процесс работы проектных организаций и является важным звеном при принятии управленческих решений. Современные вычислительные технологии и математический аппарат позволяют выполнить комплексное моделирование проектных решений по разработке и обустройству месторождений. Дальнейшее развитие инжиниринга добычи газа заключается в совершенствовании подходов к моделированию, с целью повышения точности и детальности моделей.

Современные гидродинамические симуляторы позволяют выполнить моделирование процесса разработки газовых месторождений в рамках всей системы *«пласт – скважины – наземное оборудование – потребитель»*, чувствительной к изменению параметров работы каждого отдельного элемента. Учет режимов работы наземной части модели важен для корректного прогноза разработки залежи, так как игнорирование ограничений технологического оборудования приводит к рассогласованию системы, и, как следствие, принятию некорректных решений.

Полностью комплексные геолого-технологические модели, т.е. модели, всего спектра промыслового оборудования (газосборные сети, дожимные станции, установки подготовки, магистральные трубопроводы), на данный момент встречаются редко. Использование упрощенных моделей (без моделей промыслового оборудования) зачастую приводит к ошибкам в дальнейшем

проектировании разработки. Часто такие ошибки проявляются в не подтверждении заявленных в проекте разработке объемов добычи из-за ограничений промыслового оборудования. Либо наоборот, приводят к необоснованному и нерентабельному строительству или расширению существующих промысловых мощностей.

Учет геологической и технической компонент в рамках единой системы позволяет получить согласованные прогнозные расчеты показателей разработки, а также эффективно решать задачи анализа и оптимизации разработки.

Усовершенствование геолого-технологических моделей месторождений критериями работы промыслового оборудования является актуальной задачей для научных институтов газовой промышленности.

Объект исследования – комплексные геолого-технологические модели газовых месторождений.

Предмет исследования – методы и алгоритмы моделирования процесса разработки, сбора и подготовки скважинной продукции газового месторождения.

Целью работы является разработка методов и алгоритмов комплексного геолого-технологического моделирования, позволяющих повысить эффективность системы разработки газовых месторождений и обеспечить достоверность прогноза технологических показателей как на краткосрочную, так и на долгосрочную перспективу.

Для достижения поставленной цели исследования сформулированы следующие **задачи**:

1. Анализ существующих методов моделирования разработки газовых месторождений и газопромыслового оборудования, учитывающих технико-технологические ограничения при прогнозировании показателей эксплуатации промыслов.

2. Разработка алгоритма создания интегрированных моделей дожимных компрессорных станций (ДКС) с обоснованием оптимальных параметров сменных проточных частей (СПЧ) газоперекачивающих агрегатов на основе

фактических газодинамических характеристик СПЧ и учета технологических ограничений на работу ДКС.

3. Создание метода расчета технологических показателей разработки газовых месторождений с использованием предельных значений критериев скорости потока газа в газосборных коллекторах с целью предотвращения их абразивного износа.

4. Разработка алгоритма моделирования многозабойных скважин в комплексных геолого-технологических моделях газовых залежей для обоснования наиболее эффективного вскрытия и дренирования продуктивного разреза (на примере сеноманской газовой залежи Северо-Каменномысского месторождения).

Методы исследования. Для формализации и решения поставленных в работе задач использовались современные методы аналитического и численного моделирования. Применялся программный комплекс Eclipse, а также разработано собственное программное обеспечение.

Научная новизна выполняемой работы сводится к следующим положениям:

1. Установлена зависимость производительности газоперекачивающих агрегатов ДКС от термодинамических параметров потока газа на входе с учетом как фактических, так и ожидаемых газодинамических характеристик нагнетателей и технико-технологических ограничений, накладываемых на работу ДКС.

2. Обоснована необходимость введения в расчеты показателей работы газового промысла технологических ограничений на режим эксплуатации газосборных коллекторов, исходя из обеспечения нормативных предельных скоростей потока газа, предотвращающих абразивный износ трубопроводов.

3. Предложено в расчетах технологического режима работы многозабойных скважин учитывать индивидуальные продуктивные характеристики каждого из боковых стволов, а лифтовые колонны при этом рассматривать как элемент системы сбора продукции.

Практическая значимость работы. Предложенные методы моделирования, алгоритмы и программные продукты эффективно использованы при

проектировании и анализе разработки сеноманских залежей Ямбургского, Заполярного, Вынгайхинского, Еты-Пуровского, Северо-Каменномысского, Семаковского, Западно-Таркосалинского, Комсомольского, Юбилейного, Ямсовейского, Губкинского месторождений, а также для обоснования эффективности строительства дожимных компрессорных станций, газопроводов-лупингов и обоснования конструкции многозабойных скважин на указанных выше месторождениях.

На защиту выносятся следующие положения:

1. Метод создания интегрированных моделей дожимных компрессорных станций на основе фактических газодинамических характеристик нагнетателей для комплексного проектирования разработки газовых залежей.

2. Метод расчета технологических показателей разработки газовых залежей с учетом одновременного расчета имитационной модели пласта и подбора безаварийного режима эксплуатации коллекторов системы сбора продукции газового промысла.

3. Метод проектирования многозабойных скважин с учетом имитационного моделирования потока газа в призабойной зоне пласта и системе лифтовых колонн, позволяющий обеспечить оптимальный технологический режим.

Апробация работы. Основные положения работы доложены и обсуждены на следующих научных и научно-практических конференциях:

- VI региональная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых, г. Тюмень;

- региональная научно-техническая конференция «Компьютерное моделирование и системный анализ в нефтегазовой отрасли и образовании», г. Тюмень;

- XVII научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов «Проблемы развития газовой промышленности Сибири», г. Тюмень;

- V Всероссийская научно-техническая конференция «Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образовании», г. Тюмень;

- VIII Всероссийская научно-техническая конференция «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации)», г. Тюмень;
- V научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов «Газовой отрасли – энергию молодых ученых», г. Ставрополь;
- 41 научно-практическая конференция «Современные информационные технологии в нефтяной и газовой промышленности», г. Сочи;
- заседания Западно-Сибирской и Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС.

1 ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1 Развитие технологии моделирования газовых месторождений

Развитие технологий моделирования процесса разработки нефтяных и газовых месторождений непосредственно связано с развитием вычислительных технологий. В истории совершенствования технологий моделирования можно выделить несколько основных этапов:

- до 80-х годов прошлого века для расчета технологических показателей разработки применялись аналитические методы. Активно использовалось одномерное моделирование. В то же время начали появляться двумерные численные модели;

- в 1980-2000 гг. активно стали использоваться трехмерные численные модели пластов;

- современный этап развития технологий моделирования представляет использование комплексных геолого-технологических моделей, позволяющих учесть влияние наземного оборудования на показатели разработки.

В разное время проблемами геолого-технологического моделирования разработки газовых месторождений занимались А.С. Алиев, А.С. Гацולהв, С.Н. Закиров, Р.Д. Каневская, А.В. Красовский, А.П. Крылов, А.Н. Лапердин, В.Н. Маслов, А.Х. Мирзаджанзаде, Е.М. Нанивский, А.Ю. Юшков, В.Н. Щелкачев, и другие. Широко известны работы зарубежных ученых в области моделирования: A. Settari, D.L. Katz, G.R. King, I.H. Kassam, I.V. Vogel, K. Aziz, M.C. Leverett, T. Ertekin [3, 5, 22, 28, 35, 39, 52, 74, 80].

Процесс разработки газовых месторождений достаточно сложный и, как следствие этого, не существует универсальных алгоритмов, способных учесть все возможные факторы [63]. В тоже время, развитие существующих и создание новых методов моделирования разработки газовых месторождений является актуальной задачей на текущий момент.

Комплексная геолого-технологическая модель включает в себя множество составляющих геологического характера и наземного оборудования, что на данный момент является самым современным средством для расчета прогнозных показателей разработки.

В основе комплексной модели лежит модель фильтрации жидкости и газа в пористой среде, которая представляет собой систему уравнений. Решение данной системы возможно только численно и на данный момент реализуется, как правило, на мощнейших вычислительных машинах.

В 30-е – 50-е годы прошлого века возможности ученых ограничивались лишь моделированием динамики потоков, для чего проводились эксперименты на электролитических и потенциометрических моделях. В этот период были известны работы Ботсета [83], Маскета [47, 48] и др.

В 60-е годы ученые стали использовать сеточные модели. В это время задачами совершенствования технологии моделирования занимались П.М. Белаш, С.Н. Закиров, Ю.П. Коротаев, Е.М. Минский, В.Ф. Перепеличенко, Н.Г. Степанов, А.Н. Тимашев, Ю.В. Фрумсон и др. [23, 38, 51]

Быстрое развитие моделирования процесса разработки пошло в начале 70-х годов, чему способствовало развитие компьютерных технологий. Использование процессора и электронных носителей информации позволило решать более емкие и сложные задачи, связанные с разработкой месторождений. Развитие баз данных способствовало систематизации и учету всей геолого-промысловой информации [17].

Развитие компьютерных технологий привело к возможности решения двумерных уравнений параболического типа. Начинают появляться профильные, статические и вероятностные модели.

Методы, предложенные Д. Дугласом [90] и А. А. Самарским [66] рассмотрены так же в работах Ю.П. Коротаева [37], С.Н. Закирова [24], С.В. Колбикова [32]. На примере уникальной сеноманской залежи Медвежьего месторождения рассмотрена профильная модель Ю.А. Полякова [59].

Развитие вычислительных технологий способствовало увеличению размерности моделей и, как следствие, повышению качества и точности гидродинамических расчетов.

Все гидродинамические модели можно разделить на четыре группы в зависимости от представления количества измерений.

Нульмерные модели представляют собой средние значения промыслово-геологических параметров. Активно стали использоваться функции распределения при моделировании процесса обводнения и анализе разработки нефтяных месторождений в работах Ю.П. Борисова, М.М. Саттарова, Э.Д. Мухарского, В.Д. Лысенко, И.Ф. Куранова, Б.Т. Баишева, В.С. Орлова и др. [9, 57, 67,].

Одномерные модели. Построение моделей такого типа заключается в обработке сводных геологических профилей, сводных геолого-статистических разрезов и модели «средней» скважины. В основу послойной модели положен геолого-статистический разрез [14, 18, 20, 30].

Сеточные модели (или двухмерные) были разработаны в середине 50-х годов Писманом и Рэкфордом [84]. В дальнейшем они были усовершенствованы, что позволило выполнить моделирование разработки почти любого месторождения (рисунок 1.1).

Увеличение количества ячеек приводило к повышению точности расчетов, однако, ввиду вычислительных возможностей того времени, сильно увеличивало время расчета.

Восьмидесятые годы прошлого века отмечаются появлением процессоров нового поколения: процессор IBM8086 и высокопроизводительные RISC-процессоры. Персональные компьютеры, построенные на базе IBM8086, уже могли выполнять сложные расчеты [99]. В это время активно используются комплексы двухмерного гидродинамического моделирования. Новые технологии в производстве процессоров позволили создать дорогостоящие, но весьма производительные на тот момент серверы для решения специализированных

задач. На основе высокопроизводительных систем развиваются комплексы трехмерного моделирования.

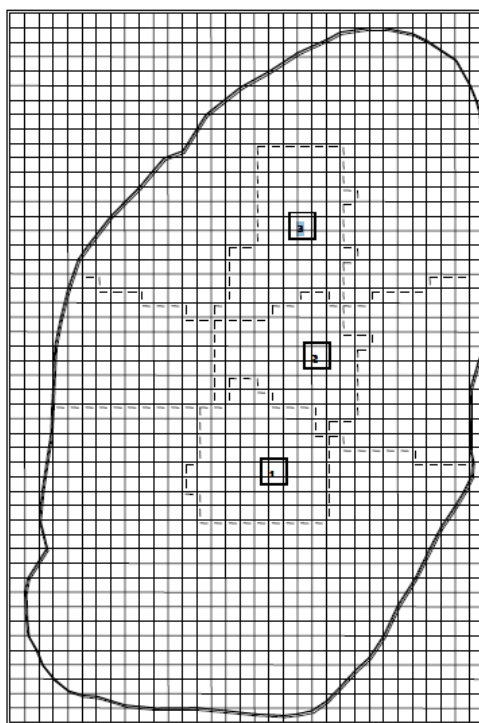


Рисунок 1.1 – Пример двухмерной гидродинамической модели Заполярного месторождения

В конце 80-х годов отмечается заметное научное развитие в отечественной газовой отрасли. Известны работы А.С. Гацולהва, В.П. Горохова, Л.Н. Семеновой в области создания сеточных моделей различных сеноманских газовых залежей [14, 30, 31]. С той поры все вопросы, связанные с разработкой уникальных газовых месторождений, решались только с учетом результатов геолого-гидродинамического моделирования.

К концу 20 века активно стало применяться трехмерное гидродинамическое моделирование. На сегодняшний день для сложных геолого-технологических расчетов применяются локальные рабочие станции, а также высокопроизводительные серверные технологии [44], при этом модели уникальных месторождений занимают десятки, а то и сотни гигабайт дискового пространства [29].

В основе газогидродинамической модели лежит трехмерная геологическая модель. Повышение детальности геологического моделирования является актуальной задачей, решаемой по мере совершенствования вычислительных систем (рисунок 1.2).

Трехмерные геологические модели отражают блочную модель с возможными нарушениями (разломами, выклиниваниями и т.д.) [7].

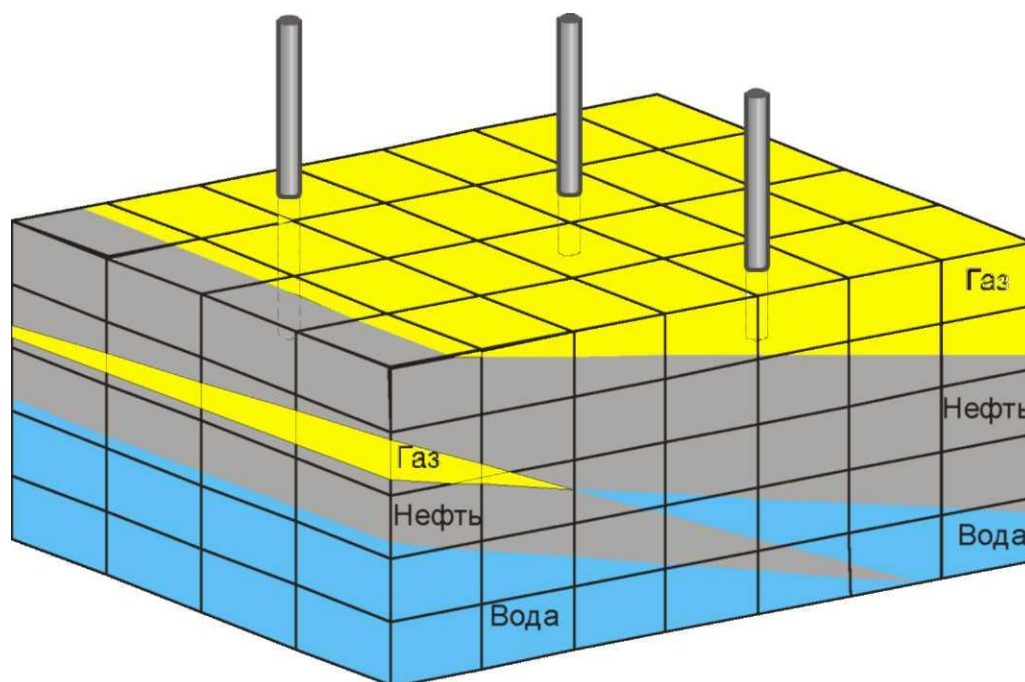


Рисунок 1.2 - Вид трехмерной геологической модели

На данный момент применяется два типа фильтрационных моделей. Чаще всего встречается модель «черной нефти» или Black Oil [13], которая позволяет рассчитать фильтрационные потоки двухфазного или трехфазного флюида. Как правило, двухфазные модели используются для моделирования процесса разработки чисто газовых или чисто нефтяных залежей. Трехфазная модель может использоваться для залежей содержащих несколько типов флюидов.

Более сложная – композиционная модель [16], позволяет выполнить расчеты с учетом изменения компонентного состава флюидов, например, выпадения конденсата в пласте. Стоит отметить, что на данный момент используются такие модели для проектирования разработки газоконденсатных залежей.

Дополнительные опции, предназначенные для моделирования наземных сетей сбора продукции, используются не часто, как правило, при работе с газовыми объектами [43].

В данное время совершенствованием технологий трехмерного геолого-технологического моделирования разработки сеноманских газовых залежей занимаются В.Н. Маслов, А.В. Красовский, О.С. Гацולהв, З.Н. Шандрыголов и др. [21, 41, 49, 77].

Моделирование процесса разработки позволяет получить множество прогнозных параметров работы скважин и промысла. Прежде всего, это данные по добыче нефти, жидкости, газа. Дебиты по скважинам могут быть рассчитаны как по группе, так и дифференцировано. Использование моделей скважин позволяет определить давления на забое и устье. Подключение опции расчета газосборной сети дает возможность выполнить расчет технологических показателей разработки с учетом гидравлических потерь в коллекторах и получить давления и суточные отборы на входе в комплекс подготовки газа.

1.2 Математическая модель процессов разработки месторождения

1.2.1 Фильтрация газа и жидкости в пористой среде

В основе геолого-технологической модели пласта лежит математическая модель многофазной фильтрации, решение которой возможно на современных вычислительных машинах.

Законы движения флюидов в пористых средах базируются на сохранении массы, момента и энергии, они детально обсуждаются во многих работах, в том числе у Бёрда, Шлихтинга, Яглома [10, 79]. Даже современные высокопроизводительные компьютерные системы не способны в полной мере реализовать такой подход при моделировании крупных залежей, и поэтому в современных гидродинамических симуляторах используется полуэмпирический

подход, в основе которого лежит уравнение фильтрации в пористой среде Дарси [89].

Механика течения флюидов в пористых средах была описана Маскетом [47, 48]. Его работы имеют большое историческое значение. Теорию движения грунтовых вод рассматривала Полубаринова-Кочина [58]. В ее работе приведены задачи однофазной фильтрации, допускающие аналитическое решение. В 1947 году Шейдеггер опубликовал обзор по физике течений в пористых средах [78]. Он рассмотрел вопросы, связанные с добычей нефти из подземных коллекторов. Коллинз в 1961 году представил основные теоретические и практические аспекты разработки нефтяных месторождений [34].

В современных гидродинамических симуляторах для описания изотермической фильтрации используется уравнение состояния, сохранения массы и полуэмпирический закон Дарси. Систему уравнений двухфазной фильтрации в пористой среде можно представить в следующем виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial \rho_{\text{воды}}}{\partial t} + \text{div}(\rho_{\text{воды}} \vec{v}_{\text{воды}}) = 0; \frac{\partial \rho_{\text{газа}}}{\partial t} + \text{div}(\rho_{\text{газа}} \vec{v}_{\text{газа}}) = 0 \\ v_x^{\text{воды}} = -k_{\text{воды}} \frac{k_x}{\eta} \frac{\partial p_{\text{воды}}}{\partial x}; v_y^{\text{воды}} = -k_{\text{воды}} \frac{k_y}{\eta} \frac{\partial p_{\text{воды}}}{\partial y}; v_z^{\text{воды}} = -k_{\text{воды}} \frac{k_z}{\eta} \frac{\partial p_{\text{воды}}}{\partial z} \\ v_x^{\text{газа}} = -k_{\text{газа}} \frac{k_x}{\eta} \frac{\partial p_{\text{газа}}}{\partial x}; v_y^{\text{газа}} = -k_{\text{газа}} \frac{k_y}{\eta} \frac{\partial p_{\text{газа}}}{\partial y}; v_z^{\text{газа}} = -k_{\text{газа}} \frac{k_z}{\eta} \frac{\partial p_{\text{газа}}}{\partial z} \\ p_{\text{газа}} - p_{\text{воды}} = \frac{2\sigma \cos \theta}{\sqrt{\frac{k}{m}}} J(S) \end{array} \right. , \quad (1.1)$$

где k_x, k_y, k_z - абсолютные проницаемости; $\sigma \cos \theta$ - произведение коэффициента поверхностного натяжения на косинус краевого угла смачивания; $k_{\text{нефти}}$ и $k_{\text{воды}}$ - относительные фазовые проницаемости; $J(S)$, - функция Леверетта; $\vec{v}$ - скорость фильтрации; $\rho_{\text{воды}}, \rho_{\text{газа}}$ - плотности флюидов; η - динамическая вязкость; m - пористость.

Численное решение данной системы уравнений реализовано во множестве современных гидродинамических симуляторов, таких как Eclipse [92, 93], Tempest, TNavigator, TimeZYX, Техсхема [45].

1.2.2 Продуктивность газовых скважин

Первые сведения об исследовании газовых скважин появились в литературе в 20-х годах прошлого века [46]. Газодинамические методы используют изменение давления в пласте при изменении режима работы скважин или в процессе их эксплуатации. В зависимости от характера этого изменения методы исследования подразделяются на три группы:

- метод установившихся отборов;
- методы, основанные на перераспределении давления при пуске или остановке скважины;
- методы, использующие падение давления при эксплуатации системы скважин. Рассмотрим развитие этих методов:

1. Метод установившихся отборов.

В 1925 году были опубликованы работы (Баннет и Пирс), где был предложен подход к газогидродинамическому исследованию скважин путем замера дебита и давления на устье и забое скважины при ее фонтанировании в атмосферу.

Проведение газодинамических исследований по данному методу приводило к существенным потерям газа при фонтанировании скважин в атмосферу, метод не удовлетворял правилам безопасности, охраны труда и окружающей среды.

В 1929 году Пирс и Роулинс описали метод противодавлений, который включает в себя снятие индикаторной кривой и её последующую обработку [27]. В США данный метод (после усовершенствования) был принят в качестве рекомендуемого при исследовании газовых скважин. Роулинс и Шелхардт представили в 1935 году результаты газодинамических исследований множества скважин [65].

Они предложили одночленную степенную формулу притока газа к забою скважины:

$$Q = c(p_k^2 - p_z^2)^n, \quad (1.2)$$

графический метод определения «постоянных» уравнения c и n , а также метод нахождения абсолютно свободного (это максимально теоретический дебит скважины, который получился бы при её работе с абсолютным давлением на забое равным 1 кгс/см^2) дебита скважины. Для обработки индикаторной кривой использовалась степенная формула Роулинса и Шелхардта, в которой коэффициент пропорциональности между дебитом и разностью квадратов давлений характеризовал продуктивность скважины, а показатель степени – величину отклонения индикаторной кривой от прямой. Метод Роулинса и Шелхардта получил повсеместное распространение и используется в газодобывающих странах до настоящего времени. Однако в США появляется всё большее число работ, в которых рекомендуется двучленная формула [94]. Неудобство степенной формулы состояло в том, что отсутствие каких-либо закономерных связей между показателем степени и факторами, искривляющими индикаторную кривую, не позволяло в ряде случаев учесть эти факторы, а иногда вообще обработать индикаторную кривую сколько-нибудь удачно. В связи с этим большое значение имеет использование для обработки индикаторных кривых двучленной формулы, основанной на двучленном законе фильтрации.

В 1950 году И.А. Чарный и в 1951 году Е.М. Минский [50] ввели в практику обработки результатов исследований газовых скважин в СССР двухчленную формулу зависимости градиента давления от скорости фильтрации, аналогичную по форме опубликованной ранее формуле Форхгеймера [88]:

$$\frac{dp}{dR} = \frac{\mu}{k} v + \beta^* \rho v^2. \quad (1.3)$$

Е.М. Минский на основе обработки экспериментальных данных Фенчера, Льюиса и Бернса предложил структуру и численное значение коэффициента β^* . Приближенное значение величины и структуры коэффициента β^* долгое время позволяло использовать коэффициент фильтрационного сопротивления b для определения параметров пористой среды.

Параметры пористой среды определяли по коэффициенту a в формуле стационарного притока газа к забою скважины [64]:

$$p_{\kappa}^2 - p_{\text{з}}^2 = AQ + BQ^2. \quad (1.4)$$

Основной целью проведения расчетов на трехмерной газогидродинамической модели является корректный расчет технологических показателей разработки залежи, а так же технологических режимов работы скважин. Немаловажным моментом при создании модели является настройка продуктивности газовых скважин (зависимость дебита от депрессии). В гидродинамическом симуляторе Eclipse предусмотрено уравнение притока газа с использованием функции псевдодавления.

В функции псевдодавления [82] расход газа определяется как разница между значением «реального псевдодавления газа» в блоке сетки и давлением в стволе скважины.

$$\lambda(p_{\text{ср}}) \cdot (p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}) = a q_{\Gamma} + b q_{\Gamma}^2, \quad (1.5)$$

где $q_{\Gamma,j} = T_j \cdot M(p)_{\Gamma} \cdot (P_{\text{пл},j} - P_{\text{заб},j})$ – приток газа к соединению;

$M(p)_{\Gamma}$ – подвижность газа;

$\lambda(p_{\text{ср}}) = \frac{1}{B_{\Gamma}(p_{\text{ср}})\mu_{\Gamma}(p_{\text{ср}})}$ – функция псевдодавления;

$p_{\text{ср}} = (p_{\text{пл}} + p_{\text{заб}})/2$ – среднее давление;

μ_{Γ} – вязкость газа;

$B_{\Gamma} = \frac{Z T_{\text{пл}} P_{\text{ст}}}{P T_{\text{ст}}}$ – объемный коэффициент газа;

$T_j = \frac{c \cdot \theta \cdot k h_j}{\ln\left(\frac{r_{0,j}}{r_c}\right) + S_j}$ – коэффициент проводимости для соединения с индексом j ;

$c = 0,008527$ – постоянная для пересчета в единую систему измерения СИ;

$\theta_j = 2\pi$;

$k h_j$ – проводимость вскрытой скважиной ячейки модели;

r_c – радиус скважины;

S_j – скин-фактор для соединения с индексом j ;

a, b – фильтрационные коэффициенты;

$r_{0,j}$ – эквивалентный радиус ячейки.

Дальнейшее геолого-технологическое моделирование разработки месторождения выполняется с учетом настроенной продуктивности по всем добывающим скважинам. Таким образом, необходимо решение уравнения 1.5 для всех вскрытых интервалов всех добывающих скважин. Принципиально решение уравнения не вызывает особых трудностей, однако при комплексном подходе к моделированию набор данных уравнений представляет собой только часть общей системы уравнений, так как существует необходимость учета взаимовлияния скважин при работе в общую газосборную сеть.

1.2.3 Движение двухфазного потока по трубам

Учитывая важность газосборной сети на месторождении не только как системы сбора и транспортировки продукции, но и как системы контроля технологических режимов работы скважин, ее определение и адаптация является важным этапом создания комплексной гидродинамической модели. Расчеты режимов работы трубопроводов, как правило, выполняются при помощи корреляций, полученных по результатам многочисленных испытаний.

Расчет градиента давления с учетом многофазного потока выполняется на основе тех же принципов, что и расчет однофазного течения. В основе лежат законы сохранения массы и импульса. Однако при этом наличие дополнительной фазы усложняет математическую модель системы.

В исследованиях ранних лет многофазный поток рассматривался в качестве однородной газожидкостной смеси [87]. При этом не учитывалось, что газ, как правило, перемещается быстрее жидкости, т. е. не учитывался эффект проскальзывания. Следствием этого являлось завышение давления, так как доля жидкости по расчету получалась значительно меньше, чем по факту.

Усовершенствование методов позволило учесть объемное содержание жидкости, таким образом, удалось сделать поправку на эффект проскальзывания.

Несмотря на то, что значения объемного содержания жидкости и коэффициентов трения часто зависели от режима потока, который, в свою очередь, определялся по эмпирическим картам, флюиды в этих усовершенствованных методах по-прежнему рассматривались как однородные смеси [15].

К сожалению, такой подход обычно не отражает реальной ситуации и прогнозирование характеристик потока получается неточным. При попытке повысить качество прогнозов был найден компромисс между эмпирическим и двухфазным подходами. Появился новый метод, который получил название феноменологического или механистического моделирования. Он позволяет моделировать более сложные свойства потока и прогнозировать режим потока, используя основные физические законы.

В литературе приведены корреляции, рассчитанные разными авторами: Поэттманн и Карпентер, Баксендель и Томас, Фэнчер и Браун, Хагедорн и Браун, Грэй, Ашейм, Данс и Рос, Оркижевский, Азиз, Кьеричи, Бэггс и Брилл, Мукерджи и Брилл [11, 12, 91, 101, 98, 86].

Отечественные ученые также занимались исследованиями и разработкой методов расчета двухфазного потока газожидкостной смеси в вертикальных, наклонных и горизонтальных трубах. Известны работы В.А. Архангельского, Ю.П. Бородина, А.В. Воловодова, А.И. Гужова, А.И. Дьячук, В.А. Иктисанова, А.З. Истомина, О.В. Клапчука, Ю.П. Коротаева, А.П. Крылова, Г.С. Лутошкина, В.А. Мамаева, И.Т. Мищенко, М.А. Мохова, И.М. Муравьева, Н.Н. Репина, В.А. Сахарова, В.Ф. Семененко, Г.Е. Холодовского и др. [53, 75, 81].

Из известных корреляций только метод Бэггса и Брилла [12] и Мукерджи и Брилла [11] учитывают угол наклона скважины. Таким образом, только представленные два метода можно также применять для расчета градиента давления в наклонных и горизонтальных скважинах и трубопроводах, проложенных по пересеченной местности.

Рассмотренный далее метод Бэггса и Брилла отличается от других эмпирических корреляций тем, что он позволяет определить тот или иной режим

потока и рассчитать параметры течения для каждого режима потока. Данный метод применяется в случае не только вертикальных скважин, но и наклонных, так как учитывает искривление ствола скважины.

В ходе испытаний метода Бэггса и Брилла применялись отрезки акриловых труб диаметром 25,4 и 38,1 мм и длиной 27,4 м. Угол наклона трубы варьировался. Флюид был представлен смесью воды и воздуха. Первоначально проводились исследования режимов потока в горизонтальной трубе разного диаметра. Испытания проводились с различным содержанием воды при разном дебите газа. Величина перепада давления и объемное содержание жидкой фазы измерялись при различных углах наклона трубы, от 0° до $\pm 90^\circ$. На основании более чем 500 опытов составлены итоговые корреляции.

Величина потерь давления в наклонной трубе при двухфазном потоке, согласно опытам Бэггса и Брилла, может быть рассчитана по формуле:

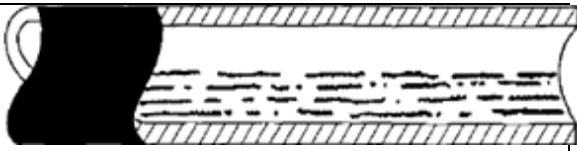
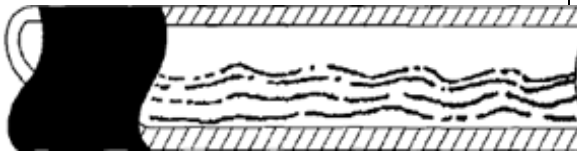
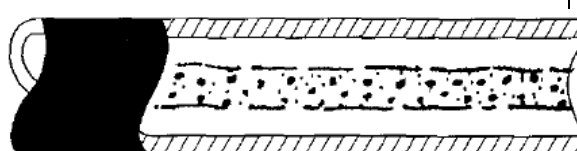
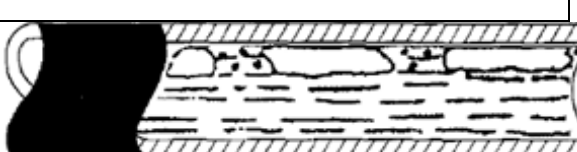
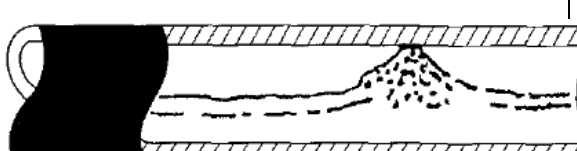
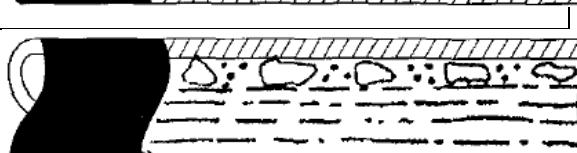
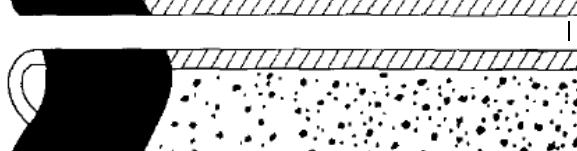
$$\frac{dP}{dL} = \frac{f_{\text{тр}} v_{\text{см}}^2 \rho_{\text{бс}}}{2D} + \rho_{\text{см}} g \sin(\theta), \quad (1.6)$$

где $v_{\text{см}}$ - общая скорость потока газожидкостной смеси; $f_{\text{тр}}$ - коэффициент трения для двухфазного потока в трубе; $\rho_{\text{см}}$ - плотность флюида; $\rho_{\text{бс}}$ - плотность смеси без проскальзывания; D - диаметр.

Первое слагаемое в правой части уравнения характеризует потери давления на трение по стволу скважины, а второе отражает гидростатическое давление жидкости с учетом отклонения ствола от горизонтали на угол θ .

В таблице 1.1 представлены режимы потока в горизонтальных трубах, построенных по результатам экспериментов Бэггса и Брилла. В дальнейшем к исходным режимам был добавлен переходный между разделенным (расслоенным) и прерывистым режимами.

Таблица 1.1 - Горизонтальные режимы течения по Бэггсу и Брилли

Расслоенные режимы	Расслоенный	
	Волновой	
	Кольцевой	
Прерывистые режимы	Снарядный	
	Пробковый	
Распределенные режимы	Пузырьковый	
	Эмульсионный	

Расчет приведенной скорости потока газожидкостной смеси:

При двухфазном газожидкостном потоке каждая из фаз движется со своей скоростью, при этом наблюдается проскальзывание между жидкостью и газом. Важным параметром является объемное содержание жидкости, которое может быть рассчитано по механическим моделям или на основании известных эмпирических корреляций.

При расчете также используются приведенные скорости, которые рассчитываются на единицу поперечного сечения трубы:

$$v_{\text{ж}} = \frac{Q_{\text{ж}}}{\pi/4 D^2}; \quad (1.7)$$

$$v_{\Gamma} = \frac{Q_{\Gamma} B_{\Gamma}}{\pi/4 D^2}, \quad (1.8)$$

где B_{Γ} – объемный коэффициент пластового газа; $Q_{ж}$ – расход жидкости, м³/с; Q_{Γ} – расход газа в стандартных условиях, м³/с; D – внутренний диаметр трубы, м.

Таким образом, общая скорость потока газожидкостной смеси $v_{см}$ равна

$$v_{см} = v_{\Gamma} + v_{ж}, \quad (1.9)$$

где v_{Γ} – приведенная скорость жидкости м/с; $v_{ж}$ – приведенная скорость газа, м/с.

Если бы не было проскальзывания между фазами, то и газ, и жидкость перемещались бы со скоростью смеси. Из-за проскальзывания между фазами скорость жидкости обычно меньше скорости смеси, в то время как скорость газа значительно превышает скорость смеси.

1) Расчет объемного содержания жидкости в потоке без межфазного скольжения $C_{ж}$.

При движении газожидкостного потока вверх по скважине высокая подвижность газовой фазы приводит к тому, что газ перемещается быстрее жидкости вследствие меньшей плотности и вязкости газа. В установившихся условиях это приводит к тому, что поверхностная доля газовой фазы уменьшается, а поверхностная доля жидкой фазы увеличивается. Таким образом, в результате проскальзывания между газом и жидкостью объемная доля жидкой фазы в пласте оказывается больше, чем в том случае, если бы обе фазы двигались с одинаковой скоростью [96]. Объемное содержание жидкости в этом случае можно рассчитать по доле поперечного сечения трубы, занятого жидкой фазой.

В случае, когда скорости фаз одинаковы (то есть отсутствует проскальзывание), объемное содержание жидкости $C_{ж}$ рассчитывают аналитически, опираясь на значения объемных дебитов в пластовых условиях:

$$C_{ж} = \frac{v_{ж}}{v_{см}}. \quad (1.10)$$

2) Число Фруда для газожидкостной смеси позволяет определить границы между различными режимами двухфазного потока:

$$Fr_{\text{см}} = \frac{v_{\text{см}}^2}{gD}, \quad (1.11)$$

где g – ускорение свободного падения ($9,81 \text{ м/с}^2$).

3) Подсчет показателя скорости жидкости $N_{\text{вж}}$:

$$N_{\text{вж}} = v_{\text{ж}} \left(\frac{\rho_{\text{ж}}}{g\sigma_{\text{ж}}} \right)^{0.25}, \quad (1.12)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, кг/м^3 ; $\sigma_{\text{ж}}$ – коэффициент поверхностного натяжения жидкости, Н/м .

4) Переходные границы режимов потока L_1 , L_2 , L_3 и L_4 вычисляются по следующим формулам:

$$\begin{aligned} L_1 &= 316 * C_l^{0.302}; & L_2 &= 0.0009252 * C_l^{-2.4684}; \\ L_3 &= 0.1 * C_l^{-1.4516}; & L_4 &= 0.5 * C_l^{-6.738}. \end{aligned} \quad (1.13)$$

5) Режим течения газожидкостной смеси в горизонтальной трубе определяется исходя из следующих ограничений:

Разделенный (кольцевой, жидкость в дисперсном состоянии):

$$C_{\text{ж}} < 0.01 \text{ и } Fr_{\text{см}} < L_1 \text{ или } C_{\text{ж}} \geq 0.01 \text{ и } Fr_{\text{см}} < L_2. \quad (1.14)$$

Переходный (пробково-кольцевой):

$$C_{\text{ж}} \geq 0.01 \text{ и } L_2 < Fr_{\text{см}} \leq L_3. \quad (1.15)$$

Прерывистый (пробковый):

$$0.01 \leq C_{\text{ж}} < 0.4 \text{ и } L_3 < Fr_{\text{см}} \leq L_1 \text{ или } C_{\text{ж}} \geq 0.4 \text{ и } L_3 < Fr_{\text{см}} \leq L_4. \quad (1.16)$$

Распределенный (пузырьковый):

$$C_{\text{ж}} < 0.4 \text{ и } Fr_{\text{см}} \geq L_1 \text{ или } C_{\text{ж}} \geq 0.4 \text{ и } Fr_{\text{см}} > L_4. \quad (1.17)$$

6) Величина объемного содержания жидкости может быть рассчитана для всех режимов по одним и тем же зависимостям, однако расчет подразумевает использование различных эмпирических коэффициентов для каждого из режимов.

Объемное содержания жидкости в горизонтальной трубе $E_{\text{ж}}(0)$ рассчитывается по (1.18):

$$E_{\text{ж}}(0) = \frac{aC_{\text{ж}}^b}{Fr_{\text{см}}^c}, \quad (1.18)$$

где коэффициенты a , b и c определяются по таблице 1.2 для каждого режима течения.

Таблица 1.2 - Эмпирические коэффициенты для расчета объемного содержания жидкости в горизонтальной трубе по Бэггсу и Бриллиу

Режим течения	a	b	c
Разделенный	0,98	0,4846	0,0868
Прерывистый	0,845	0,5351	0,0173
Распределенный	1,065	0,5824	0,0609

Для переходной зоны необходимо выполнить интерполяцию значений объемного содержания жидкости $E_{ж}(0)$:

$$E_{ж}(0)_{\text{перех.}} = AE_{ж}(0)_{\text{рассл.}} + (1 - A)E_{ж}(0)_{\text{пер.}}, \quad \text{где } A = \frac{L_3 - Fr_{см}}{L_3 - L_2}. \quad (1.19)$$

1) Корреляционный коэффициент β вычисляется по (1.17):

$$\beta = (1 - C_{ж}) * \ln(dC_{ж}^e N_{vж}^f Fr_{см}^g). \quad (1.20)$$

Коэффициенты d , e , f , g определяются по таблице 1.3 для каждого режима потока.

По формуле (1.21) определяется поправочный коэффициент на угол наклона трубы:

$$B(\theta) = 1 + \beta \left[\sin(1.8\theta) - \frac{1}{3} \sin^3(1.8\theta) \right], \quad (1.21)$$

где θ – фактический угол отклонения от горизонтальной оси, град.

Таблица 1.3 - Эмпирические коэффициенты для расчета корреляционного коэффициента β по Бэггсу и Бриллиу

Режим течения		d	e	f	g
восходящий поток	Расслоенный	0,011	-3,768	3,539	-1,614
	Прерывистый	2,96	0,305	-0,4473	0,0978
	Распределенный	$\beta = 0$			
нисходящий поток		4,7	-0,3692	0,1244	-0,5056

2) Объемное содержание жидкости с поправкой на угол наклона $E_{\text{ж}}(\theta)$ рассчитывается следующим образом:

$$E_{\text{ж}}(\theta) = B(\theta) * E_{\text{ж}}(0). \quad (1.22)$$

Чтобы иметь более точные значения объемного содержания жидкости, Пэйн и др. предложили ввести поправочные коэффициенты, при этом они опирались исключительно на результаты своих испытаний. Так были получены следующие поправки:

$$E_{\text{ж}}(\theta) = 0,924E_{\text{ж}}(\theta), \text{ при } \theta > 0; \quad (1.23)$$

$$E_{\text{ж}}(\theta) = 0,685E_{\text{ж}}(\theta), \text{ при } \theta < 0. \quad (1.24)$$

3) Определение свойств газожидкостной смеси.

Уравнения, позволяющие определить свойства газожидкостной смеси можно разделить на два типа: учитывающие эффект проскальзывания, и те, которые пренебрегают им.

В зависимости от этого в них используется тот или иной объемный весовой коэффициент: $E_{\text{ж}}$ или $C_{\text{ж}}$. Таким образом, для двухфазной смеси формула для вычисления

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{ж}}E_{\text{ж}} + \rho_{\text{г}}E_{\text{г}} = \rho_{\text{ж}}E_{\text{ж}} + \rho_{\text{г}}(1 - E_{\text{ж}}), \quad (1.25)$$

$$\rho_{\text{бс}} = \rho_{\text{ж}}C_{\text{ж}} + \rho_{\text{г}}(1 - C_{\text{ж}}), \quad (1.26)$$

$$\mu_{\text{бс}} = \mu_{\text{ж}}C_{\text{ж}} + \mu_{\text{г}}(1 - C_{\text{ж}}), \quad (1.27)$$

где $\rho_{\text{см}}$ – плотность смеси с учетом проскальзывания газовой фазы, кг/м^3 ; $\rho_{\text{бс}}$ – плотность смеси без межфазного скольжения, кг/м^3 ; $\mu_{\text{бс}}$ – вязкость смеси без скольжения, $\text{Па} \cdot \text{с}$.

Разность гидростатических давлений жидкости ΔP_{HH} , Па:

$$\Delta P_{\text{HH}} = \rho_{\text{см}}g\Delta Z, \quad (1.28)$$

где ΔZ – геодезическая разность высот, м.

Коэффициент трения для двухфазного потока в трубе $f_{\text{тр}}$ вычисляется по (1.29):

$$f_{\text{тр}} = f_{\text{н}} * e^S. \quad (1.29)$$

Значение нормирующего коэффициента трения $f_{\text{н}}$ определяется по уравнениям (1.30) – (1.33):

$$\text{если } Re < 2300, \text{ то } f_H = \frac{64}{Re}; \quad (1.30)$$

$$\text{если } 2300 < Re < Re_I, \text{ то } f_H = \frac{0.3164}{Re^{0.25}} \text{ (формула Блазиуса);} \quad (1.31)$$

если $Re_I < Re < Re_{II}$,

$$\text{то } f_H = 0.11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{k}{D} \right)^{0.25} \text{ (формула Альтшуля);} \quad (1.32)$$

$$\text{если } Re_{\text{бс}} > Re_{II}, \text{ то } f_H = 0.11 \left(\frac{k}{D} \right)^{0.25}, \quad (1.33)$$

где k – коэффициент шероховатости внутренней поверхности трубы, м; $Re_I = 10 \frac{D}{k}$ – первое число Рейнольдса; $Re_{II} = 500 \frac{D}{k}$ – второе число Рейнольдса.

При этом число Рейнольдса вычисляется следующим образом:

$$Re_{ns} = \frac{\rho_{\text{бс}} v_{\text{см}} D}{\mu_{\text{бс}}}, \quad (1.34)$$

где $\rho_{\text{бс}}$ – плотность смеси без межфазного проскальзывания (газ и жидкость движутся с одинаковой скоростью), кг/м³; $\mu_{\text{бс}}$ – вязкость смеси без проскальзывания, Па·с.

Для нормирования коэффициента трения f_H с учетом фактических данных введена поправка e^S :

$$\frac{f_{\text{тр}}}{f_H} = e^S; \quad (1.35)$$

где f_H – нормирующий коэффициент трения, не учитывающий эффект проскальзывания; $f_{\text{тр}}$ – коэффициент трения газожидкостной смеси в трубе.

Безразмерный коэффициент Бэггса и Брилла S рассчитывается следующим образом:

$$S = \frac{\ln(y)}{-0,0523 + 3,182 \ln(y) - 0,8725 [\ln(y)]^2 + 0,01853 [\ln(y)]^4}, \quad (1.36)$$

где $y = \frac{C_{\text{ж}}}{E_{\text{ж}}^2}$. Если $1 < y < 1,2$, тогда $S = \ln(2,2y - 1,2)$.

Потери давления на трение по стволу $\Delta P_{\text{тр}}$, Па:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{f_{\text{тр}} v_{\text{см}}^2 \rho_{\text{бс}} L}{2D}. \quad (1.37)$$

Рассмотренный алгоритм расчета реализован в различном программном обеспечении, в том числе, в программном комплексе PipeSim от компании Schlumberger [100].

Исходя из поставленной задачи, а именно, для проведения вычислительного эксперимента расчета технологических режимов работы скважин, контролируемых условиями сети, которая в свою очередь контролируется условиями, созданными на входе в установку комплексной подготовки газа (УКПГ), опция расширенной сети Eclipse использует радикально другой подход к определению параметров, описывающих систему. Для расчетов модели на каждом ее участке задаются многомерные таблицы, рассчитанные по результатам математического моделирования с учетом эмпирических корреляций. Использование полученных функций позволяет существенно сократить время расчетов комплексной геолого-технологической модели месторождения (рисунок 1.3).

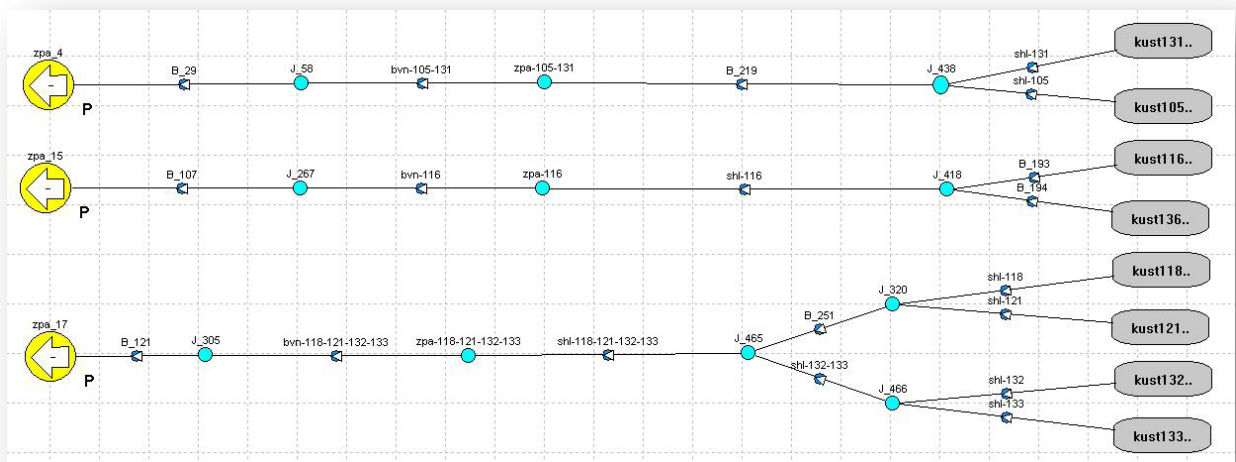


Рисунок 1.3 - Пример модели газосборной сети в формате PipeSim

1.3 Создание и адаптация модели газосборной сети

Учитывая важность газосборной сети на месторождении не только как системы сбора и транспортировки продукции, но и как системы контроля

технологических режимов работы скважин, ее определение и адаптация является важным этапом создания комплексной гидродинамической модели.

Для создания газосборной сети в формате, необходимом для определения ее в модели по стандартам опции расширенной сети Eclipse [92], за основу можно взять модель газосборной сети PipeSim.

При задании характеристики сети в статическом симуляторе PipeSim определяется большое количество параметров, среди которых:

- компонентный состав флюида;
- иерархия (последовательность) узлов сети;
- геометрические и механические данные труб, входящих в состав сети;
- параметры оборудования, присутствующего в сети;
- параметры окружающей среды.

Данное представление сети газосбора довольно сложное, так как требует большого количества информации о моделируемых объектах, а так же большого количества времени, затрачиваемого на подбор неопределенностей. Однако такое представление сети позволяет производить расчеты не только давления в узлах сети, но и других немаловажных показателей, таких как температура, скорость и т.п.

Исходя из поставленной задачи, а именно, для расчета технологических режимов работы скважин, контролируемых условиями сети, которая в свою очередь контролируется условиями, созданными на входе в УКПГ (ЗПА), необходимости в расчете большинства показателей, доступных в PipeSim, нет. Учитывая это, опция расширенной сети Eclipse [93] использует радикально другой подход к определению параметров, описывающих систему. Для расчетов модели с расширенной моделью сети на каждом ее участке задаются зависимости потерь давления между соседними узлами. Зависимости определяются при помощи таблиц VFP. Такой подход позволяет определить условия на устье скважин, входящих в сеть, исходя из условий, заданных на конце сети, где расположена ЗПА. Опция расширенной сети предназначена для установки переменных ограничений на устьевые давления по группам скважин, которые

могут изменяться в процессе разработки пропорционально изменению суммарных дебитов групп с учетом потерь давления в трубах. Данная опция динамически вычисляет ограничения на устьевые давления скважин путем выравнивания расхода потоков и потерь давления в сети. При помощи многоуровневой групповой иерархии сеть трубопровода может создаваться вместе с трубами, присоединяющими каждую группу к их родительским группам в дереве групп. Поток газа подается вверх по дереву групп до той группы, которая обладает фиксированным давлением. Каждая группа представляет собой «узел» в наземной сети. Группа, которая обладает фиксированным давлением, является «узлом с фиксированным давлением», а подчиненные ей группы обладают своими собственными «узловыми давлениями», которые определяются по потерям давления в трубопроводе и дебитам газа. Узловые давления каждой группы скважин нижней части дерева будут прилагаться к их скважинам в качестве ограничений по устьевому давлению. Для корректного моделирования сети газосбора сеноманского газового промысла Ямбургского НГКМ, в рамках опции расширенной сети Eclipse, определены 11 моделей, каждая из которых включает в себя систему сбора одного ГП. На рисунке 1.4 приведена схема иерархии сети по ГП-7.

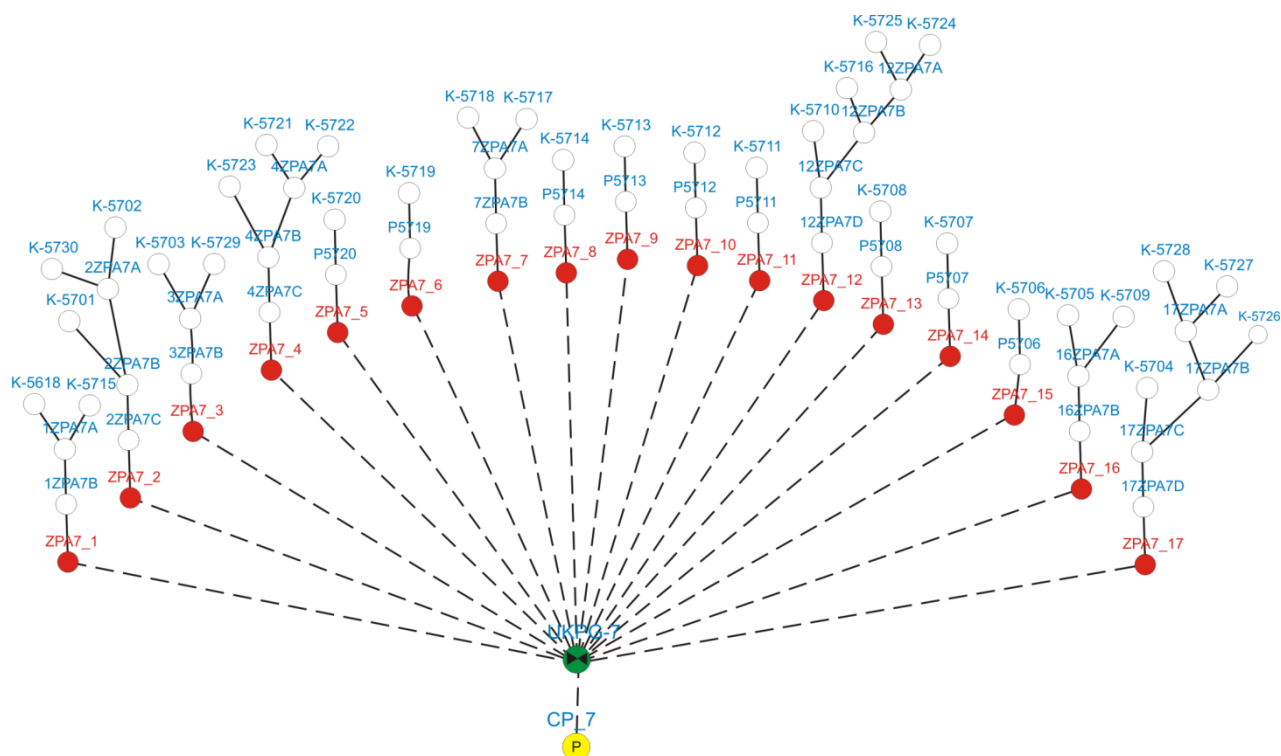


Рисунок 1.4 - Модель газосборной сети УКПГ-7

Этапом, следующим после определения иерархии сети ГСС, является создание таблиц потерь давления (VFP-таблиц). VFP-таблицы содержат описание гидравлики в трубопроводах, которая рассчитывается исходя из установленных корреляций. В рамках поставленной задачи VFP-таблицы, предназначенные для расчета потерь в сети, содержат зависимость давления в узле сети от расхода газа при определенном давлении в прилегающем к нему узле. Пример такой зависимости показан на рисунке 1.5.

Для расчета потерь давления по всем ГП использованы модели PipeSim, на основе которых при помощи специализированного ПО, созданного на базе ООО «ТюменНИИгипрогаз», сформированы VFP-таблицы для их дальнейшего определения в модели расширенной сети.

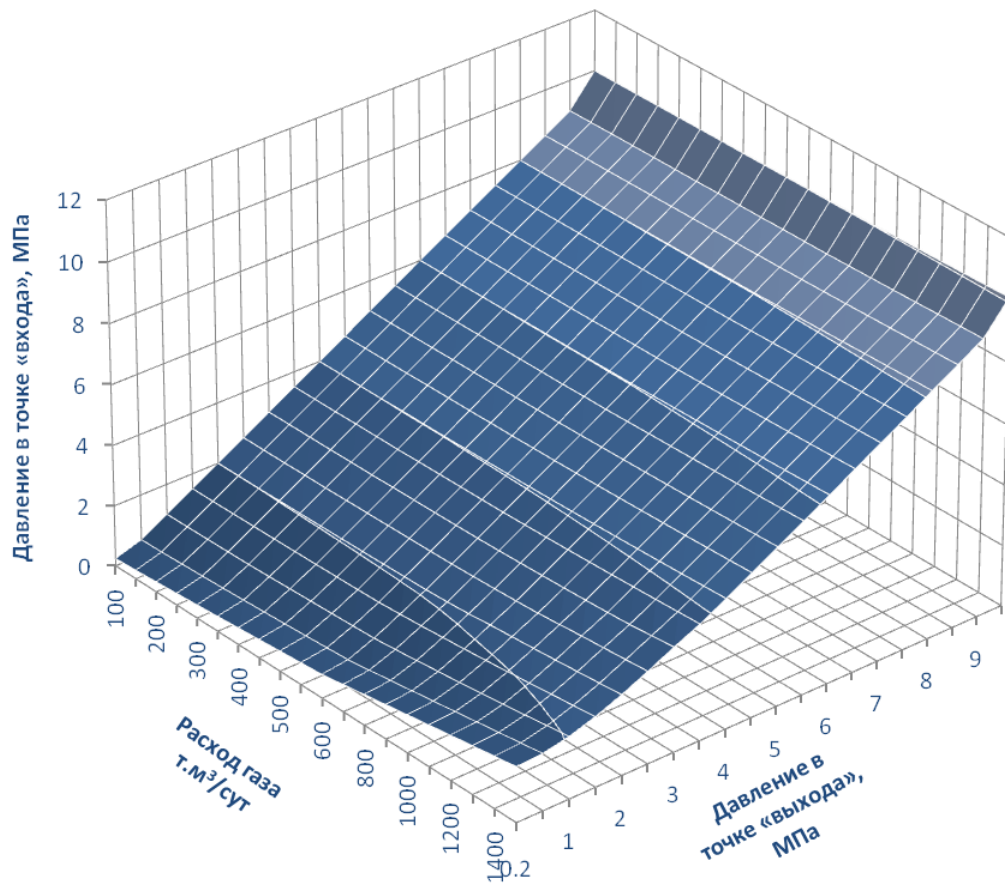


Рисунок 1.5 - Пример зависимости давления в узле сети от расхода газа при определенном давлении в прилегающем к нему узле (VFP-таблица)

Модель сети определяется в управляющем файле гидродинамической модели, на все скважины эксплуатационного фонда устанавливается режим управления «по устьевому давлению», так как дальнейшее определение их технологического режима работы в модели будет происходить посредством «балансировки сети». Для этого используется процедура итераций, позволяющая вычисление давления на каждом узле (или группе) в сети, согласованной с расходами потоков групп и падениями давления в трубопроводах. При каждой итерации вычисления уравнивания добычи скважины или группы определяются с использованием пластовых условий, соответствующих начальному временному шагу и последней итерации узловых давлений. Затем вычисляются потери давления в трубопроводе, определяемые по расходам их потоков, а узловые давления должны обновляться на каждом уровне дерева групп по узлу (узлам) с фиксированным давлением вниз по потоку по методу секущей.

Выполнение внутренних итераций необходимо прекратить до заданного допуска, когда все узловые давления будут согласованы с потерями давления в трубопроводе.

При каждой итерации балансировки сети дебит скважины или группы определяется по последней итерации узловых давлений.

Для возможности балансировки сети определен автоматический штуцер, который в свою очередь является аналогом ЗПА. Штуцер располагается в определенной ветви сети, и при каждой итерации баланса сети будет регулировать потери давления при прохождении потока через нее для поддержания дебита добычи группы на заданном уровне. Штуцер изменяет давление на своем узле подачи, который, в свою очередь, оказывает влияние на производительность подчиненных скважин до тех пор, пока они действуют под управлением по устьевому давлению.

Последним ограничением, необходимым для корректной работы расширенной модели сети, является установка значения расхода на узле, являющимся точкой входа в УКПГ (ЗПА). Ограничением является значение суточного расхода газа через точку входа в УКПГ (ЗПА) для каждого ГП, которое должно быть достигнуто путем регулировки давления на штуцере для обеспечения таких устьевых давлений, при которых скважины суммарно обеспечат необходимую добычу. При каждой итерации баланса сети будет проводиться сравнение фактического потока группы с его заданным значением. Если поток будет слишком большим, симулятор увеличит давление на входе в штуцер для уменьшения потока. Если поток будет ниже заданного значения, то давление на входе в штуцер будет снижаться до тех пор, пока и заданное значение, и значения давления на входе не будут соответствовать давлению на выходе.

После запуска модели выполняется анализ сходимости давлений, как по скважинам, так и по точкам входа в УКПГ (ЗПА). В случае превышения допустимого отклонения потери в VFP-таблицах корректируются до достижения необходимых значений.

1.4 Комплексное моделирование разработки газовых месторождений

Для рациональной разработки месторождений технологические показатели должны быть рассчитаны на протяжении всего пути следования газа от пласта к потребителю и не встречать противоречий между звеньями всей цепочки.

Наиболее эффективным решением является учет всей технологической схемы «пласт-скважина-ГСС-ДКС-УКПГ-МПК-магистральный газопровод» в рамках одной модели (рисунок 1.6).

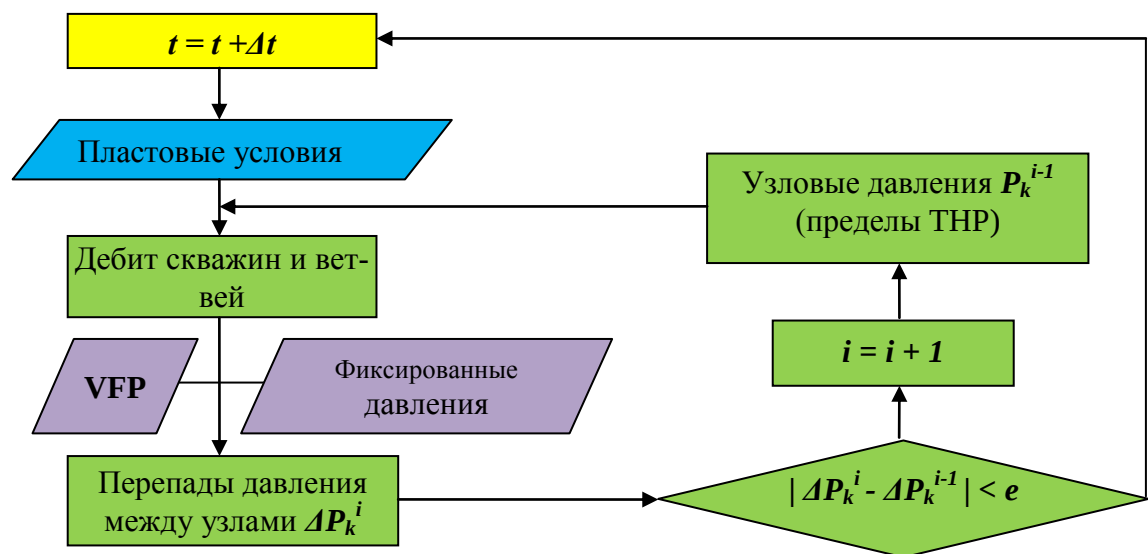


Рисунок 1.6 – Балансировка сети в Eclipse

Учитывая важность газосборной сети на месторождении не только как системы сбора и транспортировки продукции, но и как системы контроля технологических режимов работы скважин, ее определение и адаптация является важным этапом создания комплексной гидродинамической модели.

На трехмерной гидродинамической модели сеноманской залежи Заполярного НГКМ (рисунок 1.7) были проведены два варианта расчета технологических показателей разработки до 2021 г. Первый вариант включает системы пласт – скважина – газосборный шлейф, второй вариант включает системы пласт – скважина (рисунок 1.8).

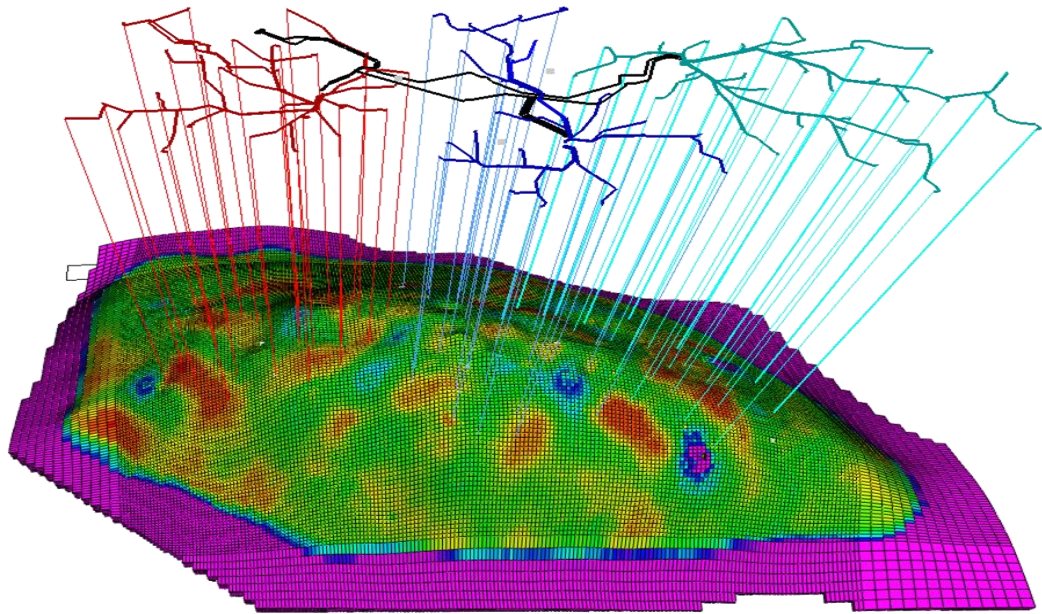


Рисунок 1.7 - Комплексная геолого-технологическая модель сеноманской залежи Заполярного НГКМ

Ошибка в определении суточного отбора газа при расчетах, выполненных без учета влияния газосборной сети, достигает 12%.

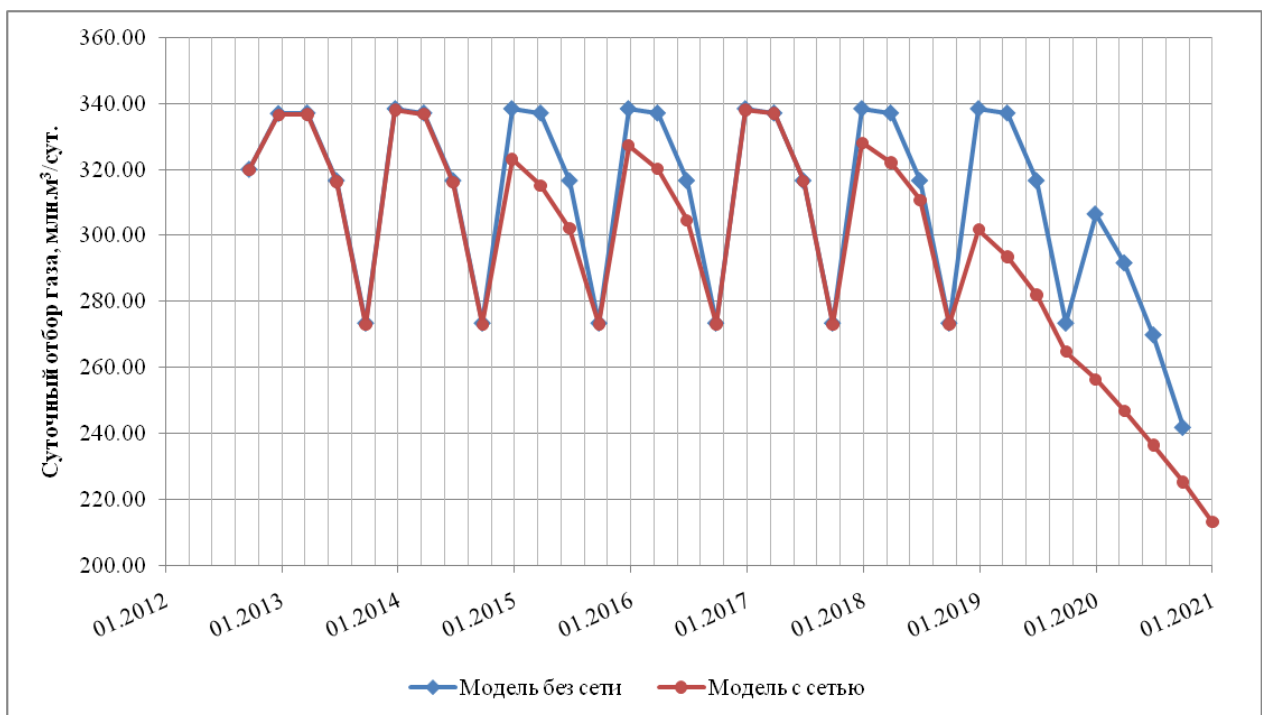


Рисунок 1.8 - Сравнение численных экспериментов на моделях различной структуры

ГЛАВА 2 МЕТОДЫ И АЛГОРИТМЫ УТОЧНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗА

2.1 Алгоритм моделирования работы дожимных компрессорных станций

В начальный период разработки газового месторождения осуществляется так называемый бескомпрессорный отбор газа. По мере выработки пластовое давление снижается и возникает потребность в компрессорной разработке залежи. В связи с этим для согласования системы месторождения необходимо включить новое звено - дожимную компрессорную станцию (ДКС), в состав которой входят газоперекачивающие агрегаты (ГПА) со сменными проточными частями [69]. Режимы работы ГПА зависят от входных характеристик газа (температура, давление, компонентный состав), которые определяются в зависимости от режимов работы скважин и выходных параметров, которые определяются так же согласно решению системы комплексной модели. Поэтому возникает необходимость разработки алгоритмов и создания программного комплекса для проведения численных экспериментов при помощи моделей многоступенчатых ДКС с учетом граничных условий работы нагнетателей.

Основными показателями, определяющими эффективность работы нагнетателя, в зависимости от режима его работы являются газодинамические характеристики. В качестве показателя режима работы используется объемная производительность нагнетателя и частота вращения. В качестве показателя экономичности для нагнетателя ГПА используется политропный коэффициент полезного действия (КПД). Использование в качестве критерия эффективности именно политропного КПД применительно к неохлаждаемым компрессорам позволяет получить более достоверные и однозначные результаты, чем использование адиабатного КПД [42]. Другими важными параметрами характеризующими работу нагнетателя, являются отношение давлений π и внутренняя мощность нагнетателя (2.1).

$$\pi, \eta_n, N = f(n, V), \quad (2.1)$$

где π – степень сжатия, д. ед.,

η_n – политропный КПД, д. ед.,

N – внутренняя мощность, Вт,

n – частота оборотов рабочего колеса, мин⁻¹,

V – объемный расход, м³/сут.

Зависимость (2.1) является размерной (нормальной) газодинамической характеристикой нагнетателя. Именно на основе этой зависимости смоделированы режимы работы каждой ступени нагнетателей.

Газодинамические характеристики нагнетателя получают, как правило, опытным путем. При эксплуатации ДКС на газопроводе условия ее работы, включая и свойства газа, с течением времени изменяются в довольно широких пределах. В связи с этим для оценки эксплуатационных свойств нагнетателей требуется большое число размерных характеристик. Чтобы избежать этого, на практике широко применяются приведенные (универсальные) характеристики (рисунок 2.1).

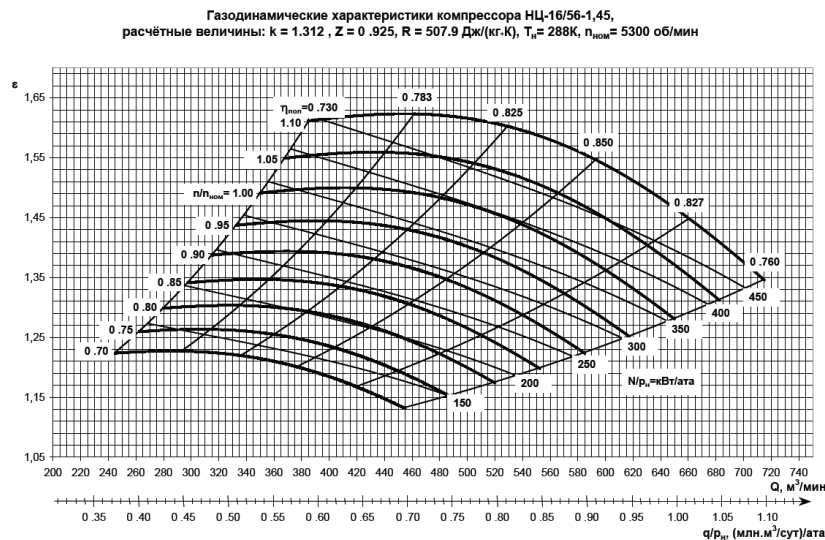


Рисунок 2.1 - Приведенные политропные КПД и степени сжатия в зависимости от коммерческого расхода

В процессе натурных испытаний ГПА редко удается снять газодинамические характеристики при постоянных значениях p_k , T_k и π , а так же получить экспериментальные зависимости типа (2.1) во всем диапазоне

регулирования по частоте вращения. В виду этого, а так же дорогостоящих натурных испытаний и повышения надёжности и достоверности результатов испытаний используется аппарат теории подобия. Из теории турбомашин [36] известно, что на процесс сжатия и потребляемую нагнетателем мощность кроме геометрии проточной части и частоты вращения оказывают влияние состояние и свойства газа, определяемые газовой постоянной R , плотностью ρ_n , показателем адиабаты K , вязкостью μ и другими параметрами, т. е. имеет место функциональная зависимость (2.2):

$$\pi, \eta, N = f(D, n, V, R, \rho, K, \mu), \quad (2.2)$$

где R – газовая постоянная, Дж/(моль · К),

ρ – плотность, кг/м³,

K – показатель адиабаты, д. ед.,

μ – вязкость, Па·с,

D – диаметр рабочего колеса, м,

n – частота вращения рабочего колеса, мин⁻¹,

V – объемный расход, м³/сут,

π – степень сжатия, д. ед.,

η – политропный КПД, д. ед.,

N – внутренняя мощность, Вт.

Используя основную теорему размерностей π – теорему, это уравнение можно преобразовать к виду (2.3):

$$\pi, \eta, N = f(\Phi, M, Re, K), \quad (2.3)$$

где Φ – коэффициент расхода, д. ед.,

M – условное число Маха, д. ед.,

Re – условное число Рейнольдса, д. ед.,

K – показатель адиабаты, д. ед.

Если в процессе работы нагнетателя при изменении n , V , R , ρ , т.е. при изменении режимов работы указанные выше критерии остаются неизменными, то процессы сжатия в нагнетателе при этих режимах работы будут подобны, причем будут неизменными не только π, η, N , но и другие безразмерные соотношения,

образованные из размерных величин подобных режимов. К ним относятся отношения давлений и температур, коэффициенты напора и др. Именно на основе безразмерных критериев подобия получены результаты испытаний на различных режимах в виде зависимости (2.4):

$$\eta_n, \psi_n = f(\Phi), \quad (2.4)$$

где Φ – коэффициент расхода, д. ед.,

ψ_n – Коэффициент напора, д. ед.,

η_n – политропный КПД, д. ед.

Обработка результатов газодинамических испытаний нагнетателей ГПА и расчет приведенных характеристик

Большинство технических газов при давлении до 1-2 МПа можно считать идеальными, т.е. для них справедливо уравнения Менделеева-Клапейрона (2.5):

$$p/\rho = RT, \quad (2.5)$$

где p – давление, Па,

ρ – плотность, кг/м³,

R – газовая постоянная, Дж/(моль · К),

T – температура, К.

При больших давлениях газы принято считать реальными, а отклонения от уравнения состояния учитывать специальными функциями сжимаемости $Z(P,T)$.

По уравнению состояния газовой смеси определяется работа сжатия (2.6):

$$H_n = \frac{k}{k-1} Z_n T_n R \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right), \quad (2.6)$$

где H_n – работа сжатия, Дж; k – показатель политропы, д.ед.;

Z – коэффициент сверхсжимаемости, д.ед.; T – температура, К; R – газовая постоянная, Дж/(моль·К); ε – степень сжатия, д. ед. [76].

По вычисленным значениям H_n и u определяется коэффициент политропного напора (2.7):

$$\psi_{\Pi} = \frac{H_{\Pi}}{u^2}, \quad (2.7)$$

где H_{Π} – работа сжатия, Дж; u – окружная скорость рабочего колеса, м/с; ψ_{Π} – коэффициент напора, д. ед.

По измеренной производительности по условиям всасывания V_n определяется условный коэффициент расхода (2.8):

$$\Phi = \frac{4V_{\text{ВХ}}}{\pi D^2 u} \quad (2.8)$$

где $V_{\text{ВХ}}$ – объемный расход, м³/с; D – диаметр рабочего колеса, м; Φ – коэффициент расхода, д. ед.

Окружная скорость определяется из уравнения 2.9:

$$u = \frac{\pi D n}{60}, \quad (2.9)$$

где n – частота вращения рабочего колеса, мин⁻¹.

По результатам натурных испытаний ГПА (рисунок 2.2) имеется зависимость для каждого типа нагнетателей (безразмерная характеристика $\Psi(\Phi)$), которая обычно аппроксимируется методом наименьших квадратов полиномом n -ной степени [6] (рисунок 2.3). Таким образом, степень сжатия (E) можно рассчитать по формуле 2.10:

$$E = \sqrt{\frac{\frac{k-1}{k} \Psi(\Phi) \cdot \left(\frac{k-1}{k}\right) \cdot u^2}{Z_{\text{ВХ}} \cdot R \cdot T_{\text{ВХ}}} + 1}. \quad (2.10)$$

В общем виде давление на выходе ($P_{\text{ВЫХ}}$) из многоступенчатой ДКС можно рассчитать, используя формулу (2.11):

$$P_{\text{ВЫХ}} = (\dots ((P_{\text{ВХ}} \cdot E_1 - \Delta P_{\text{ОХЛ}}) \cdot E_2 - \Delta P_{\text{ОХЛ}}) \cdot \dots \cdot E_m - \Delta P_{\text{ОХЛ}}), \quad (2.11)$$

где E_m – степень сжатия на m -ой ступени, д.ед.; $\Delta P_{\text{ОХЛ}}$ – потери давления в аппаратах воздушного охлаждения, МПа.

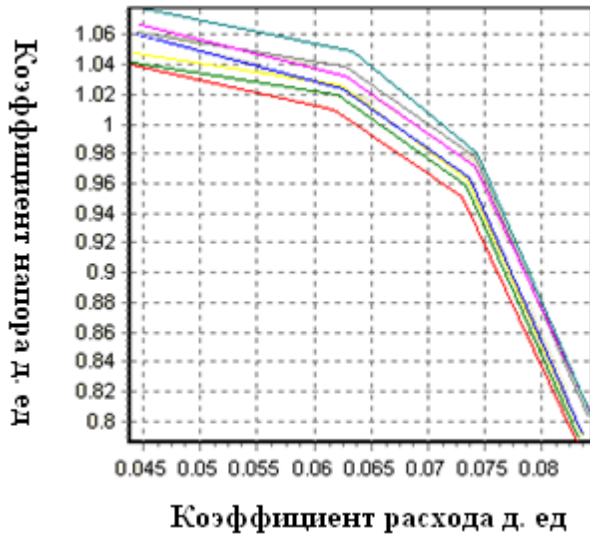


Рисунок 2.2 - Пример безразмерных характеристик нагнетателя ГПА, снятых по экспериментальным данным

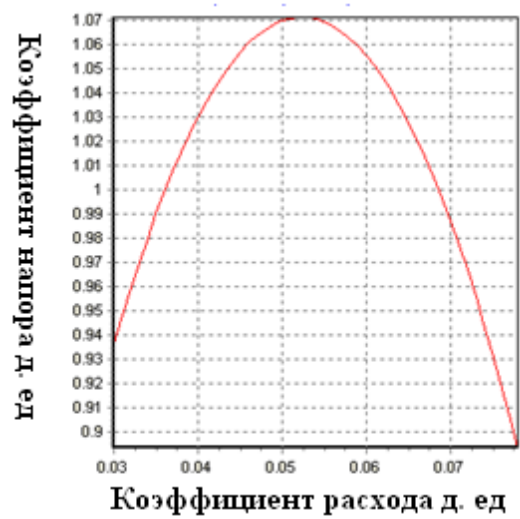


Рисунок 2.3 - Безразмерная характеристика нагнетателя ГПА

Таким образом, математическая модель многоступенчатой ДКС может быть записана в виде системы:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{\text{ВЫХ}} = \left(\dots \left(P_{\text{ВХ}} \cdot \sqrt{\frac{\psi_1(\Phi) \cdot \left(\frac{k-1}{k}\right) \cdot u^2}{Z_{\text{ВХ}1} \cdot R \cdot T_{\text{ВХ}1}} + 1 - \Delta P_{\text{ОХЛ}}} \right) \cdot \sqrt{\frac{\psi_1(\Phi) \cdot \left(\frac{k-1}{k}\right) \cdot u^2}{Z_{\text{ВХ}2} \cdot R \cdot T_{\text{ВХ}2}} + 1 - \Delta P_{\text{ОХЛ}}} \right) \cdot \dots \cdot \sqrt{\frac{\psi_1(\Phi) \cdot \left(\frac{k-1}{k}\right) \cdot u^2}{Z_{\text{ВХ}m} \cdot R \cdot T_{\text{ВХ}m}} + 1 - \Delta P_{\text{ОХЛ}}} \right), \\ P_{\text{ВХ}} \cdot E_1 < P_{\text{ВЫХ}1}^{\text{max}} \dots P_{\text{ВХ}m} \cdot E_m < P_{\text{ВЫХ}m}^{\text{max}} \\ n_1^{\text{min}} < n_1 < n_1^{\text{max}} \dots n_m^{\text{min}} < n_m < n_m^{\text{max}} \\ N_1^{\text{min}} < N_1 < N_1^{\text{max}} \dots N_m^{\text{min}} < N_m < N_m^{\text{max}} \end{array} \right. \quad (2.12)$$

где n_m^{max} , n_m^{min} – максимально и минимально допустимая частота вращения рабочего колеса для нагнетателей m -ой ступени, мин^{-1} ; N_m^{max} , N_m^{min} – максимально и минимально допустимая мощность для нагнетателей m -ой

ступени, мин^{-1} ; M_m – количество параллельно установленных нагнетателей на m -ой ступени, ед.

$$N_m = \frac{k}{k-1} RT_{\text{вх}m} Z_{\text{вх}m} \left(E_m^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \frac{Q_{\text{масс}}}{\eta_{\text{пол}m}}, \quad (2.13)$$

где $\eta_{\text{пол}m}$ – политропный КПД; $Q_{\text{масс}}$ – массовый расход газа.

Для корректного расчета технологических показателей разработки газового месторождения с учетом ограничений по пропускной способности ДКС автором предлагается выполнить решение данной системы относительно максимально возможного значения $V_{\text{вх}}$ при известных величинах $P_{\text{вх}}$ и $P_{\text{вых}}$.

Ввиду специфики существующих на данный момент гидродинамических симуляторов (Eclipse, TNavigator) для осуществления связки модели пласта, скважин, газосборной сети с предложенной моделью ДКС автором предложено составление функции максимальной пропускной способности ДКС (Q) в зависимости от давлений входа $P_{\text{вх}}$ и выхода $P_{\text{вых}}$.

С учетом нескольких ступеней компримирования, ограничений работы газоперекачивающих агрегатов, а так же определенного числа и типа установленных нагнетателей на каждой ступени сжатия автором предлагается численное решение приведенной выше системы методом последовательных приближений.

Учитывая трудоемкость расчетов, их целесообразно проводить с помощью современных персональных компьютеров. С целью минимизации количества итераций и, как следствие, сокращения времени расчета автором предложено при расчете первого приближения учитывать критерии работы нагнетателей при заданных условиях. Предложенный алгоритм, который позволяет выполнить расчеты всех необходимых характеристик для моделирования режимов работы ДКС, впоследствии использован при разработке программного продукта для проведения численных экспериментов. Блок-схема данного алгоритма приведена на рисунке 2.4.

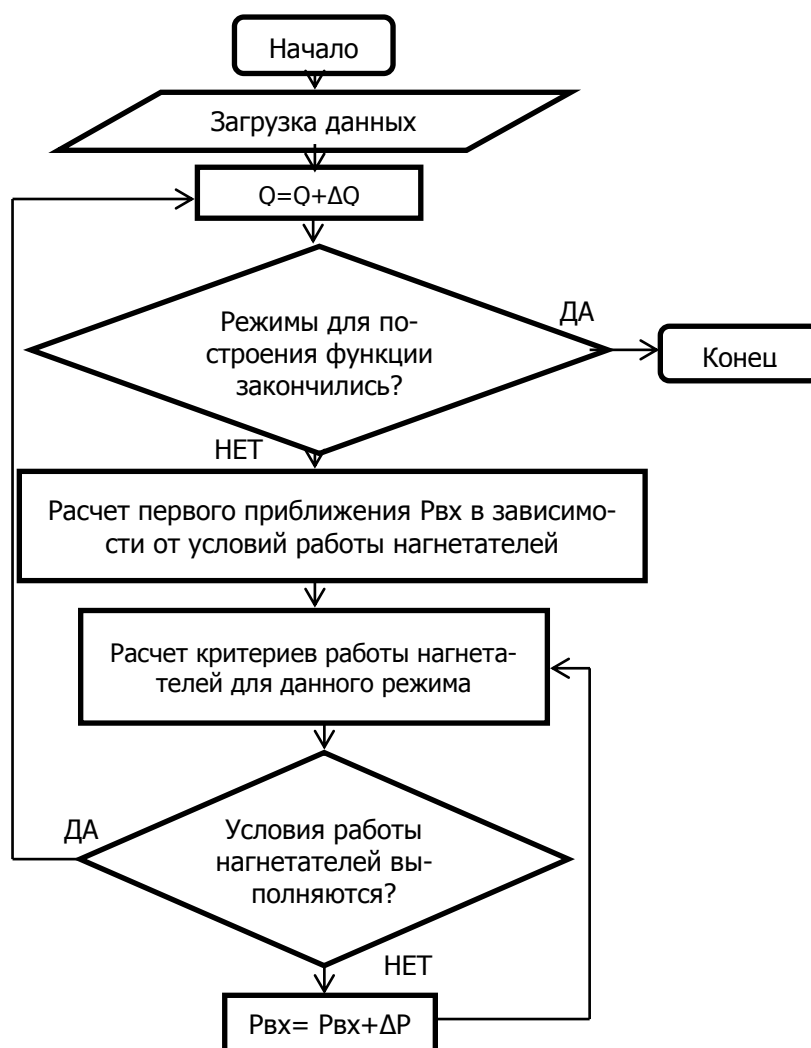


Рисунок 2.4 – Алгоритм построения функции, определяющей пропускную способность нагнетателей

2.2 Метод расчета технологических показателей разработки газовых месторождений с учетом граничных условий работы нагнетателей

Метод расчета технологических показателей разработки газовых месторождений с учетом граничных условий работы нагнетателей (рисунок 2.5) заключается в усложнении системы уравнений геолого-технологической модели разработки газового месторождения (2.14):

$$\left\{ \begin{array}{l} \lambda(p_{\text{ср}}) \cdot (p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}) = a q_{\text{г}} + b q_{\text{г}}^2 \\ Q = \sum q \\ \Delta P_{\text{уст}} = f(P_{\text{заб}}, Q) \\ \Delta P_{\text{гсс}} = f(P_{\text{уст}}, Q) \\ Q < f(P_{\text{вх}}, P_{\text{вых}}) \end{array} \right. , \quad (2.14)$$

где $Q = \sum q$ – дебит газа;

$\Delta P_{\text{уст}}$ - потери давления по стволу скважины, определяемые для условий работы скважины;

$\Delta P_{\text{гсс}}$ - потери давления по шлейфам газосборной сети, определяемые для условий работы шлейфа;

$f(P_{\text{вх}}, P_{\text{вых}})$ - функция, определяющая пропускную способность нагнетателей при данных условиях на входе и на выходе из ДКС, определяемая по алгоритму, приведенному на рисунке 2.6.

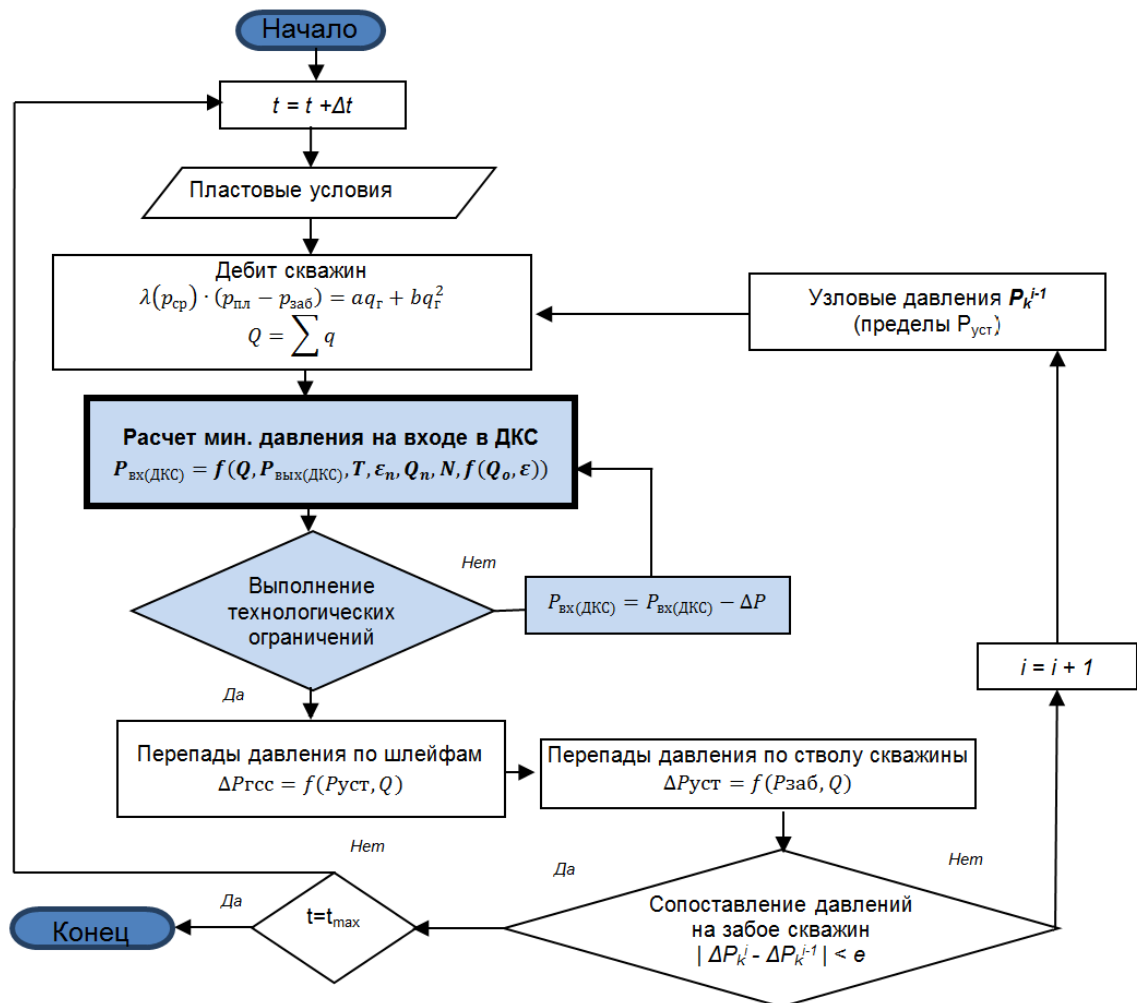


Рисунок 2.5 - Алгоритм расчета технологических показателей разработки газовых месторождений с учетом граничных условий работы нагнетателей

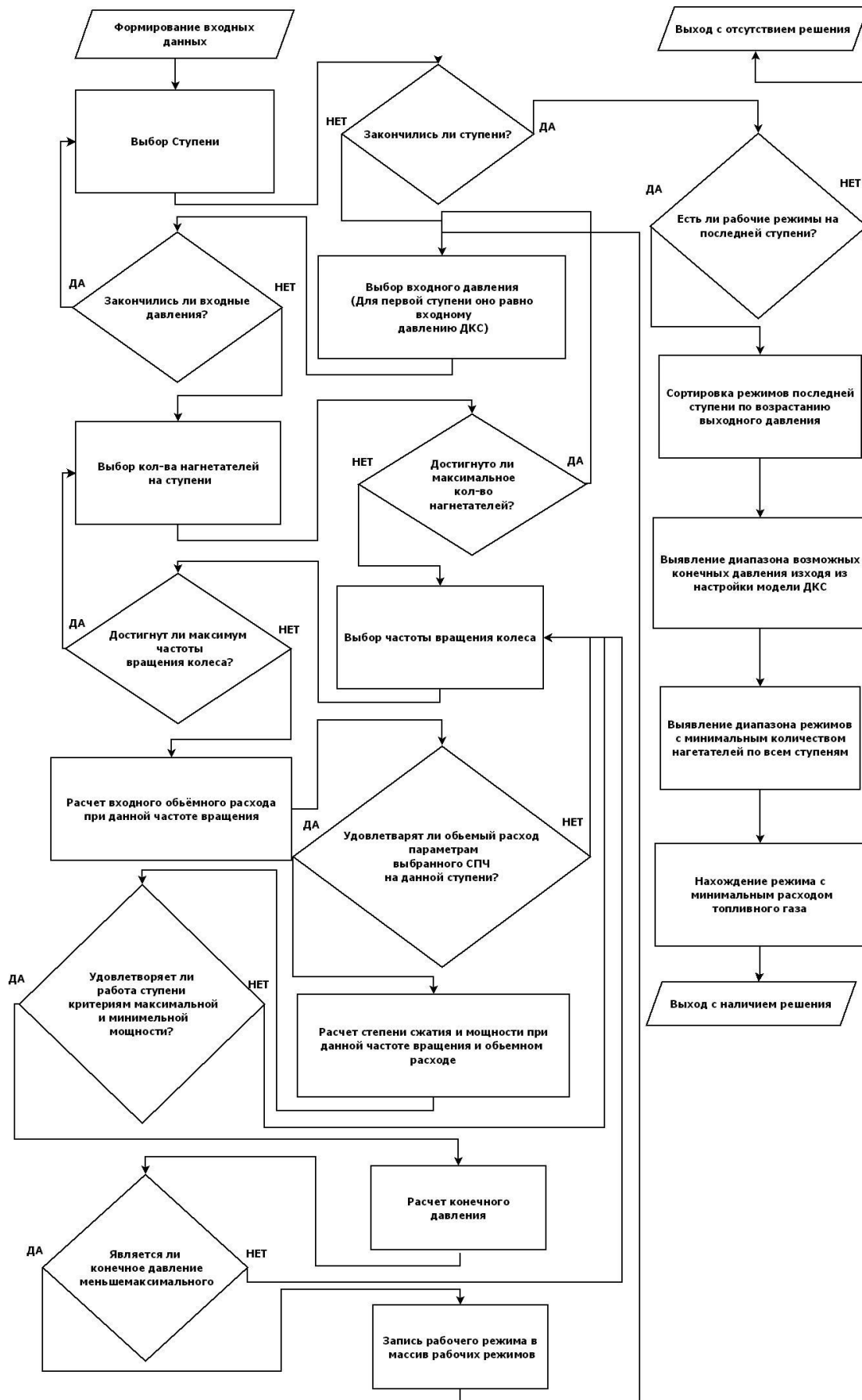


Рисунок 2.6 - Схема алгоритма проведения численных экспериментов

2.3 Метод расчета технологических показателей разработки газовых месторождений с учетом оптимального скоростного режима эксплуатации коллекторов

Метод расчета технологических показателей разработки газовых залежей с учетом подбора безаварийного режима эксплуатации коллекторов системы сбора продукции газового промысла [68] заключается в добавлении в комплексную геолого-технологическую модель функции, ограничивающей добычу газа в зависимости от давления на выходе из коллектора.

Исходя из уравнения состояния для реального газа, рассчитывается объемный коэффициент для газа в конце коллектора по формуле 2.15:

$$B = \frac{Z_K \cdot P_{ст} \cdot T_K}{P_K \cdot T_{ст}}. \quad (2.15)$$

Таким образом, скорость потока газа можно рассчитать по формуле 2.16:

$$V_K = \frac{Q \cdot 4 \cdot Z_K \cdot T_K \cdot P_{ст}}{\pi \cdot D_K^2 \cdot P_K \cdot T_{ст}}. \quad (2.16)$$

Функция для предельного дебита газа, удовлетворяющего условиям безопасной эксплуатации трубопроводов (рисунок 2.7), рассчитывается по формуле 2.17:

$$Q_K = \frac{V_{рег} \cdot \pi \cdot D_K^2 \cdot P_K \cdot T_{ст}}{4 \cdot Z_K \cdot T_K \cdot P_{ст}}. \quad (2.17)$$

Ввиду специфики существующих гидродинамических симуляторов предложено выполнить решение данного уравнения для различных величин давления от начального пластового до давления забрасывания на входе в УКПГ для параметров каждого трубопровода.

Интегрирование в комплексную модель этой функции дебита газа, зависящей от давления на выходе из коллектора, позволило выполнить расчет технологических показателей разработки газовой залежи с учетом заданного скоростного ограничения. Таким образом, могут быть рассчитаны объемы добычи газа в варианте разработки не предусматривающем проведение реконструкции газосборной сети.

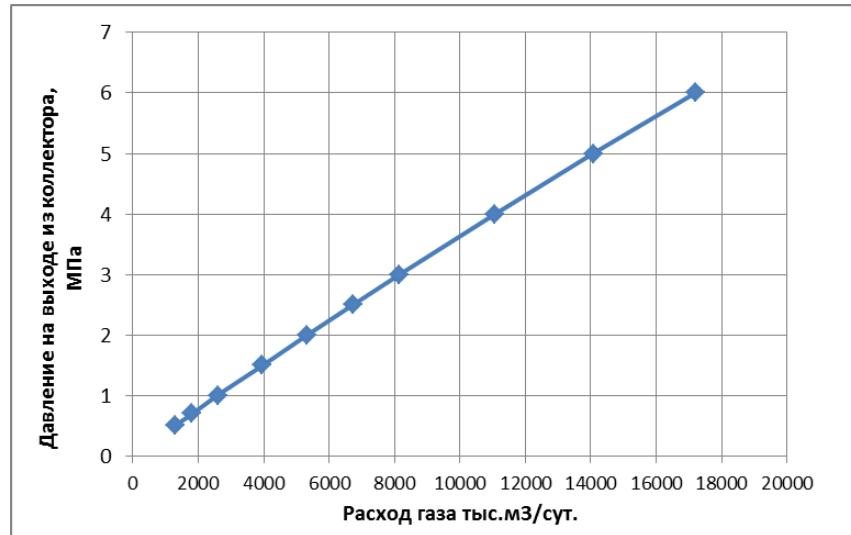


Рисунок 2.7 – Пример функции, ограничивающей дебит газа с учетом скорости потока 15 м/с

Разработанный метод расчета технологических показателей разработки газовых месторождений с учетом оптимального скоростного режима эксплуатации коллекторов (рисунок 2.8) заключается в усложнении системы уравнений геолого-технологической модели разработки газового месторождения:

$$\left\{ \begin{array}{l} \lambda(p_{\text{ср}}) \cdot (p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}) = a q_{\text{г}} + b q_{\text{г}}^2 \\ Q = \sum q \\ \Delta P_{\text{уст}} = f(P_{\text{заб}}, Q) \\ \Delta P_{\text{гсс}} = f(P_{\text{уст}}, Q) \\ Q < f(P_{\text{вх}}, D) \end{array} \right. , \quad (2.18)$$

где $\lambda(p_{\text{ср}}) \cdot (p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}) = a q_{\text{г}} + b q_{\text{г}}^2$ – уравнение притока газа к вскрытым интервалам;

$Q = \sum q$ – дебит газа;

$\Delta P_{\text{уст}}$ – потери давления по стволу скважины, определяемые для условий работы скважины;

$\Delta P_{\text{гсс}}$ – потери давления по шлейфам газосборной сети, определяемые для условий работы шлейфа;

$f(P_{\text{вх}}, D) = \frac{V \cdot \pi \cdot R^2 \cdot P_{\text{к}} T_{\text{ст}}}{Z \cdot T_{\text{к}} \cdot P_{\text{ст}}}$ – функция, ограничивающая дебит газа в зависимости от скорости течения.

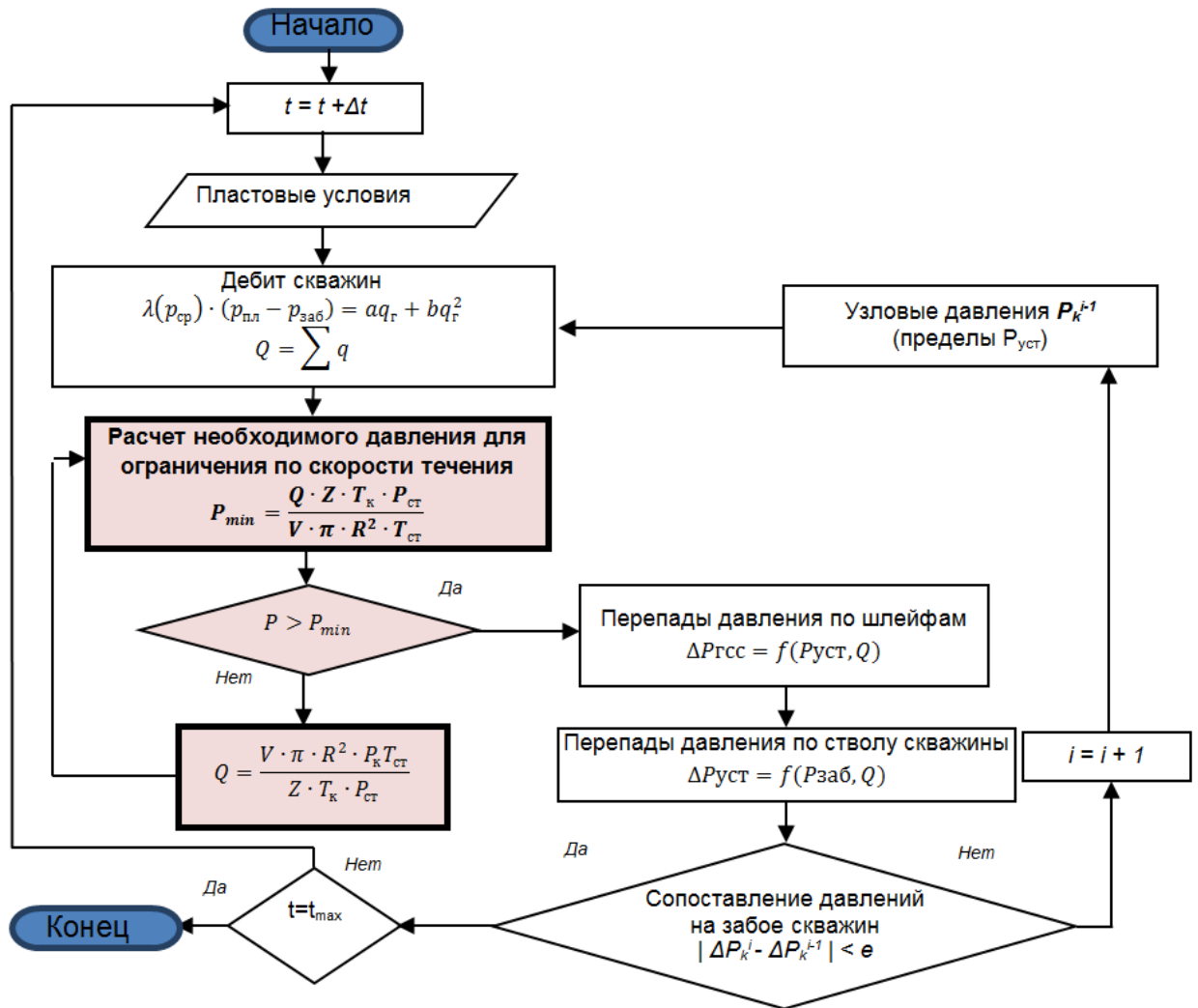


Рисунок 2.8 - Блок схема алгоритма расчета технологических показателей разработки газовых месторождений с учетом оптимального скоростного режима эксплуатации коллекторов

2.4 Метод проектирования газовых скважин сложной архитектуры

Предложенный метод проектирования многозабойных скважин заключается в одновременном имитационном моделировании потока газа в призабойной зоне пласта и системе лифтовых колонн, представленной в виде коллекторов газосборной сети (рисунок 2.9). Математическая модель в условном виде может быть записана системой уравнений 2.19.

$$\left\{ \begin{array}{l} \lambda(p_{\text{ср}}) \cdot (p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}) = a q_{\Gamma} + b q_{\Gamma}^2 \\ Q = \sum q \\ \Delta P_{\text{заб1}} = f(P_{\text{заб1}}, q) \\ \Delta P_{\text{заб2}} = f(P_{\text{заб2}}, q) \\ \Delta P_{\text{уст}} = f(P_{\text{заб1,2}}, Q) \\ \Delta P_{\text{гсс}} = f(P_{\text{уст}}, Q) \end{array} \right. , \quad (2.19)$$

где $\lambda(p_{\text{ср}}) \cdot (p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}) = a q_{\Gamma} + b q_{\Gamma}^2$ – уравнение притока газа к вскрытым интервалам;

$Q = \sum q$ – дебит газа многозабойной скважины;

$\Delta P_{\text{заб1}}$ – потери давления по лифтовой колонне от первого забоя до места зарезки второго ствола, определяемые для условий работы участка колонны;

$\Delta P_{\text{заб2}}$ – потери давления по лифтовой колонне от второго забоя до места зарезки второго ствола, определяемые для условий работы участка колонны;

$\Delta P_{\text{уст}}$ – потери давления по стволу скважины от места зарезки второго ствола до устья, определяемые для условий работы скважины;

$\Delta P_{\text{гсс}}$ – потери давления по шлейфам газосборной сети, определяемые для условий работы шлейфа.

Решение данной системы возможно численно в рамках современных гидродинамических симуляторов. При этом газосборная сеть моделируется еще в пласте, в месте соединения основного и бокового ствола скважины. Таким образом, забойное давление для каждого ствола рассчитывается исходя из давления в общей точке, дебитов по стволам и потерь давления на участках лифтовых колонн (рисунок 2.10).

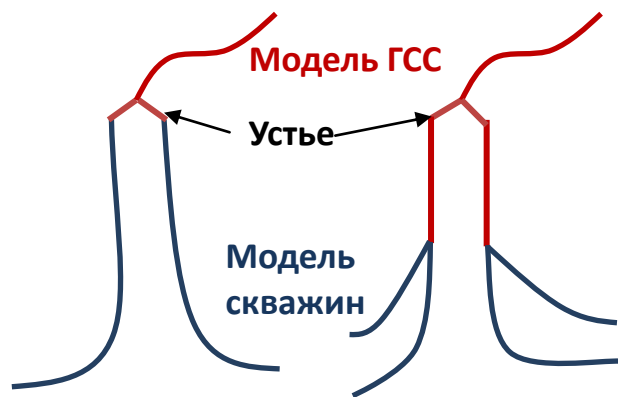


Рисунок 2.9 – Согласование различных технологических моделей обычным способом (слева) и предложенным для скважин сложной архитектуры (справа)

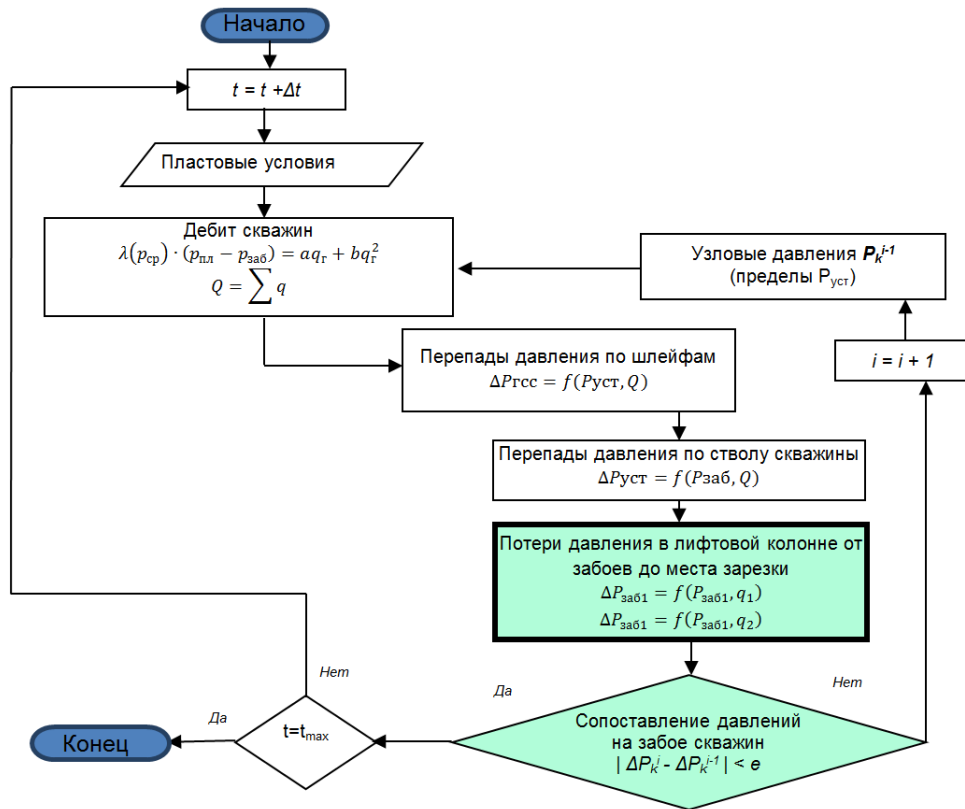


Рисунок 2.10 – Блок- схема алгоритма моделирования газовых скважин сложной архитектуры

2.5 Усовершенствованный алгоритм расчета технологических показателей разработки газового месторождения на комплексной геолого-технологической модели

Принципиальный алгоритм решения поставленных задач в рамках гидродинамического симулятора Eclipse представлен на рисунке 2.11.

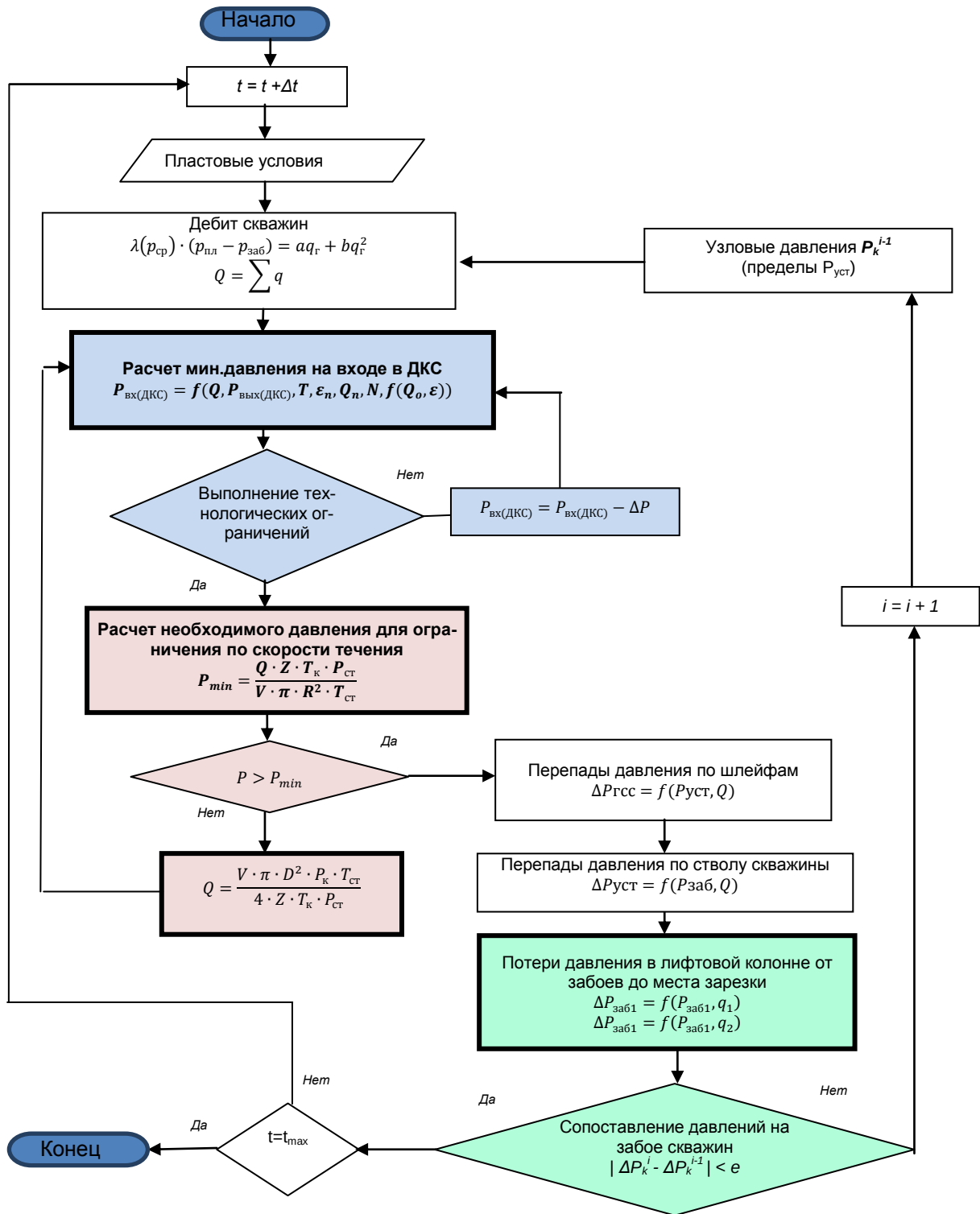


Рисунок 2.11 – Алгоритм расчета технологических показателей разработки газового месторождения на комплексной геолого-технологической модели

2.6 Алгоритм расчета технологических показателей разработки с учетом усложненной структуры ДКС

При комплексном подходе к моделированию газовых залежей работа дожимного комплекса осуществляется посредством интеграции моделей ДКС в систему ГСС. Модель ДКС представляет собой трехмерную матрицу, в которой представлены СПЧ, рассчитанные по газодинамическим характеристикам (ГДХ) натурных испытаний, величины выходных давлений при различных производительностях, входных давлениях и коэффициентах загрузки. При расчете гидродинамическим симулятором модель ДКС представлена в виде таблицы нагнетания с несколькими режимами работы.

Ключевой проблемой в моделировании работы дожимного комплекса при расчете прогнозной стратегии разработки является корректный выбор момента времени, в котором необходимо осуществить переход на большее количество ступеней компримирования и, как следствие, увеличение общей степени сжатия при сохранении, а в некоторых случаях увеличении, производительности. Проблема обусловлена тем, что каждая ступень компримирования модели ДКС эффективно работает только в некотором диапазоне входных давлений и производительности относительно других моделей с большим числом ступеней. Примером может служить сравнение режимов компримирования первых ступеней двух и трехступенчатой модели ДКС, представленной на рисунке 2.12.

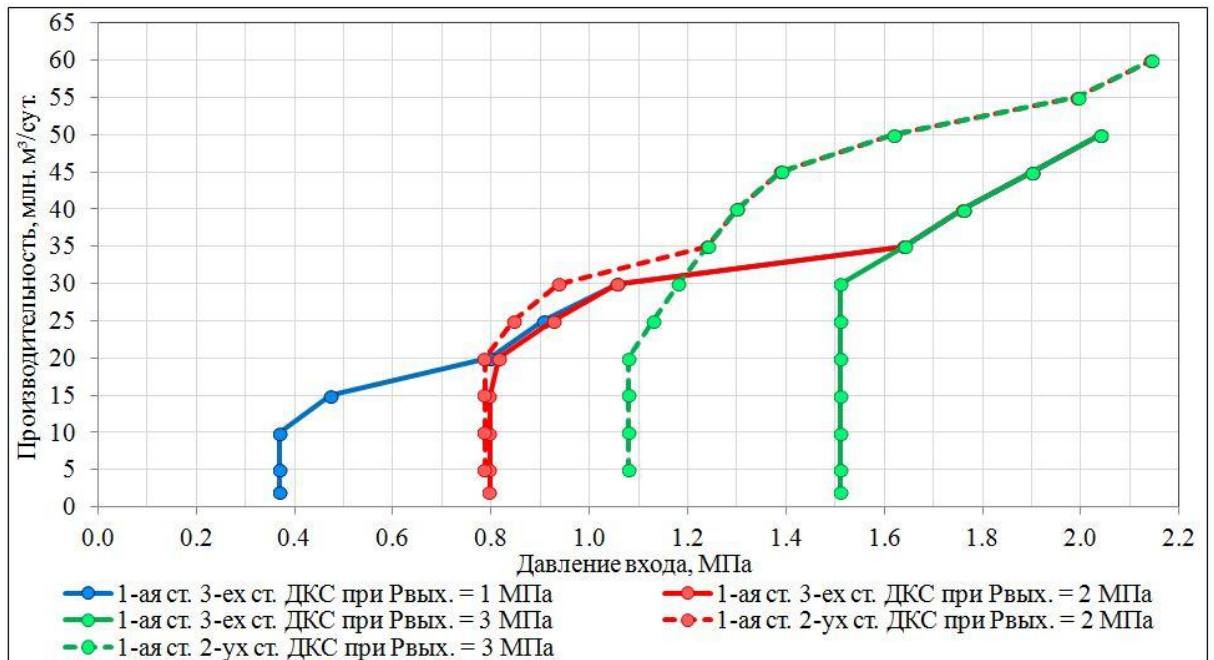


Рисунок 2.12 - Режимы компримирования первых ступеней двух и трехступенчатой модели ДКС при различных выходных давлениях

В тоже время динамика изменения входного давления в ДКС и объема компримируемого газа могут существенно различаться от варианта к варианту разработки, ввиду отличий предлагаемых технологических решений. Таким образом, чтобы достоверно определить момент для эффективного перехода с одной модели ДКС на другую, необходимо корректно определить входные и выходные давления ступеней компримирования при одинаковых расходах и выбрать модель, обеспечивающую прирост производительности. Учитывая итерационность данного процесса, а также наличие нескольких ДКС, применительно к работе единого газодобывающего комплекса для получения итогового результата только по одному варианту может понадобиться более десяти запусков комплексной модели, так как каждая «ручная» смена модели повлечет за собой изменение динамики работы обоих газовых промыслов.

Предложенный способ перехода на модель ДКС с более высокой степенью сжатия состоит из нескольких этапов. На первом этапе происходит проверка индикатора перехода, который отвечает за дальнейшую последовательность действий при моделировании. Если переход уже осуществлен, то моделирование продолжается без изменений, если же переход еще не был осуществлен, то

происходит переход на следующий этап (шаг моделирования), на котором инициализируется последовательность действий по оценке эффективности перехода на модель ДКС с более высокой общей степенью сжатия. Данная последовательность начинается с интеграции трехступенчатой модели ДКС в модель ГСС, далее происходит расчет комплексной модели и получение на следующем шаге моделирования величины максимальной производительности при работе трехступенчатой модели ДКС.

На следующем этапе интегрируется модель двухступенчатой модели ДКС в модель ГСС, происходит расчет комплексной модели и на следующем шаге моделирования - получение максимальной производительности при работе двухступенчатой модели ДКС.

На последнем этапе происходит сравнение полученных значений максимальной производительности. Если максимальная производительность при двухступенчатом компримировании больше, чем при трехступенчатом, то моделирование продолжается без изменений (в модели ГСС остается интегрирована модель ДКС с двухступенчатым сжатием), если же величина максимальной производительности при двухступенчатом компримировании меньше, чем при трехступенчатом, то происходит интеграция модели ДКС с трехступенчатым сжатием и присвоение индикатору перехода значения, равного единице, для отмены последующих проверок.

Использование единой модели ДКС, сочетающей в себе большое число таблиц нагнетания (при различном количестве ступеней сжатия и с различными типами СПЧ) на практике показало свою неэффективность, т.к. отсутствует возможность моделирования подачи газа между ступенями.

Схематично алгоритм по оценке эффективности перехода дожимного комплекса на более высокую величину общей степени сжатия представлен на рисунке 2.13.

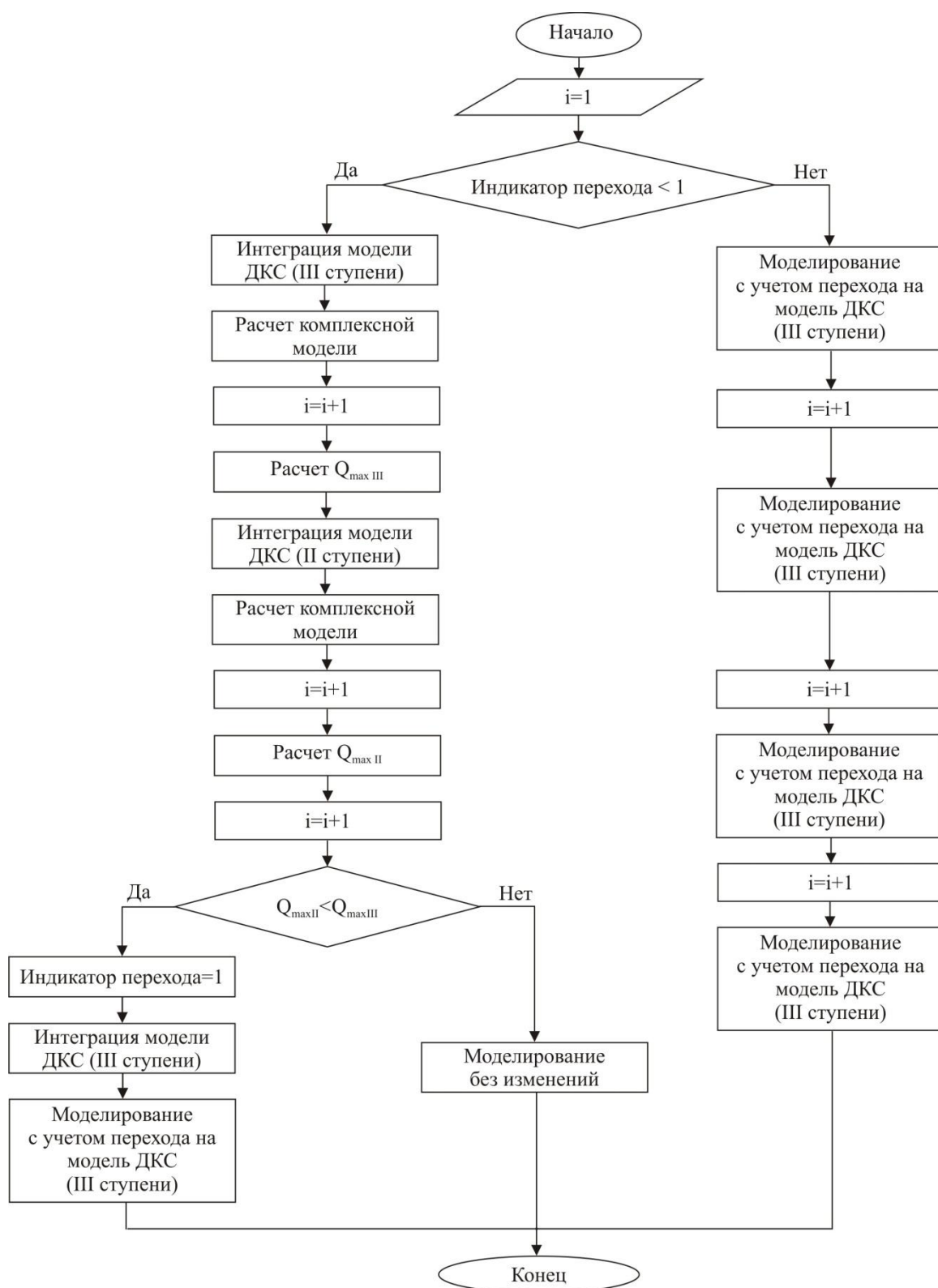


Рисунок 2.13 - Алгоритм процесса оценки эффективности перехода на модель ДКС с большим числом ступеней компрессирования

Результат применения предложенного способа моделирования дожимного комплекса на примере Вынгаяхинского газового промысла представлен на рисунке 2.14.

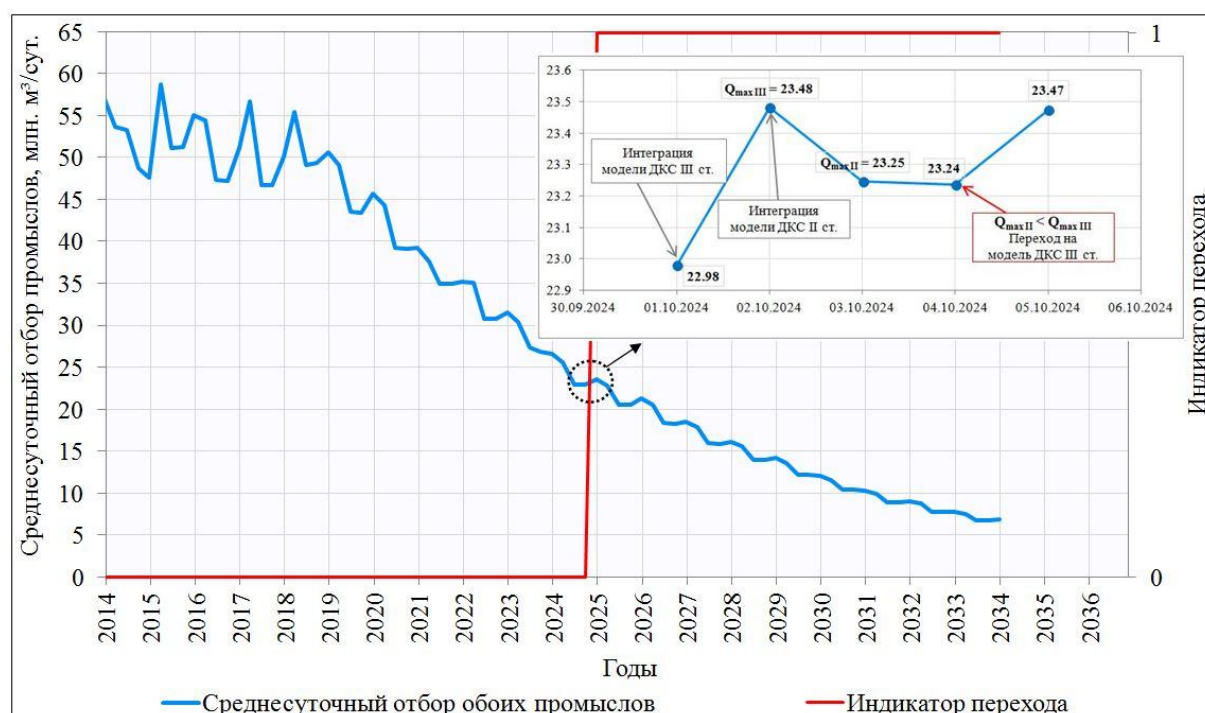


Рисунок 2.14 – Динамика изменения среднесуточного отбора газа обоих промыслов и индикатор перехода на модель ДКС с тремя ступенями компримирования

Одной из проблем на этапе проектирования газовых залежей является определение оптимальной динамики отборов в период падающей добычи [21, 40, 55]. С одной стороны необходимо отбирать максимально возможный объем газа в период пиковой добычи при соблюдении оптимальной загрузки производственных мощностей по транспортировке, подготовке и перекачке газа, с другой - динамика отбора должна определяться величиной потребительского спроса. Управление отборами реализовано инструментами симулятора с учетом названных ограничений.

ГЛАВА 3 ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС, РЕАЛИЗУЮЩИЙ МЕТОДЫ И АЛГОРИТМЫ СОЗДАНИЯ ЧИСЛЕННЫХ МОДЕЛЕЙ ДОЖИМНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Создание программного комплекса, реализующего методы и алгоритмы создания численных моделей дожимных компрессорных станций с учетом граничных условий работы нагнетателей на основании безразмерных и приведенных характеристик, позволило реализовать один из рассмотренных алгоритмов для уточнения геолого-технологической модели газового месторождения.

На сегодняшний день известно множество программных продуктов, которые широко используются для проектирования работы всего месторождения. Ограничения по работе наземной техники закладываются в модель путем создания многомерных таблиц потерь давления, которые представляют собой зависимость конечного давления от начального давления, отборов, водогазового фактора. Таким образом, задачи поливариантности работы наземной техники сводится к составлению таких зависимостей.

Определение данных численных моделей для оборудования, связанного с процессами компримирования, а именно газоперекачивающих агрегатов (ГПА), является сложным аспектом с вычислительной и физической точек зрения. Для решения проблемы разработан программный комплекс, который позволяет определить возможные режимы работы нагнетателей для геолого-технологической модели месторождения, а так же получить показатели работы самого оборудования по результатам комплексного моделирования.

3.1 Исходные данные для расчета

Все исходные данные можно разделить на две группы. Первая группа включает в себя информацию о рассматриваемом типе газоперекачивающего агрегата. Прежде всего, это допустимая мощность, возможные параметры работы

нагнетателя (максимальная рабочая температура, давление), а так же газодинамические характеристики работы нагнетателя (рисунок 3.1).

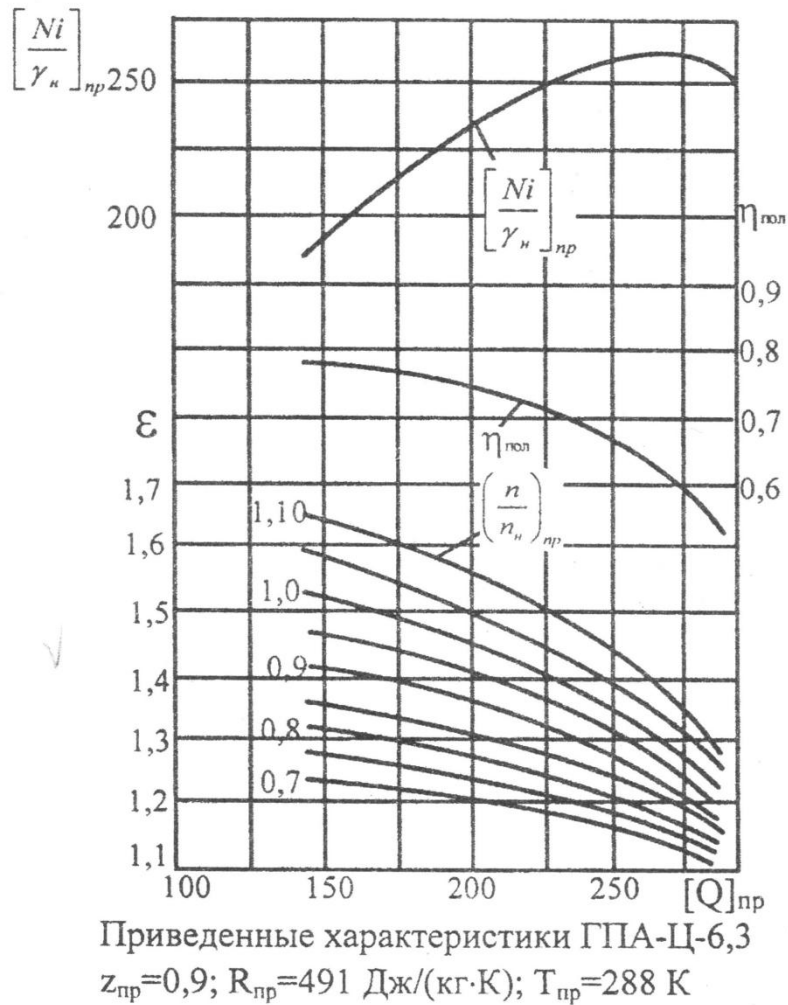


Рисунок 3.1 – Пример газодинамических характеристик ГПА

Вторая группа включает информацию о добываемом флюиде. Для расчета необходимо знать температуру, давление, компонентный состав газа (таблица 3.1), а так же влагосодержание. На основании лабораторных исследований, либо расчетными методами может быть определена сжимаемость газа, объемный коэффициент, вязкость в зависимости от давления и температуры (рисунок 3.2).

Таблица 3.1 – Примерный компонентный состав газа сеноманских залежей

№	Наименование компонента	Доля компонента в объёмных %
	Диоксид углерода (CO_2)	0,005
	Азот (N_2)	1,615
	Гелий (He)	0,023
	Аргон (Ar)	0,010
	Метан (CH_4)	98,232
	Пропан (C_3H_8)	0,026
	н-Бутан (nC_4H_{10})	0,061
	Пентан (iC_5H_{12})	0,014
	н-Пентан (nC_5H_{12})	0,014

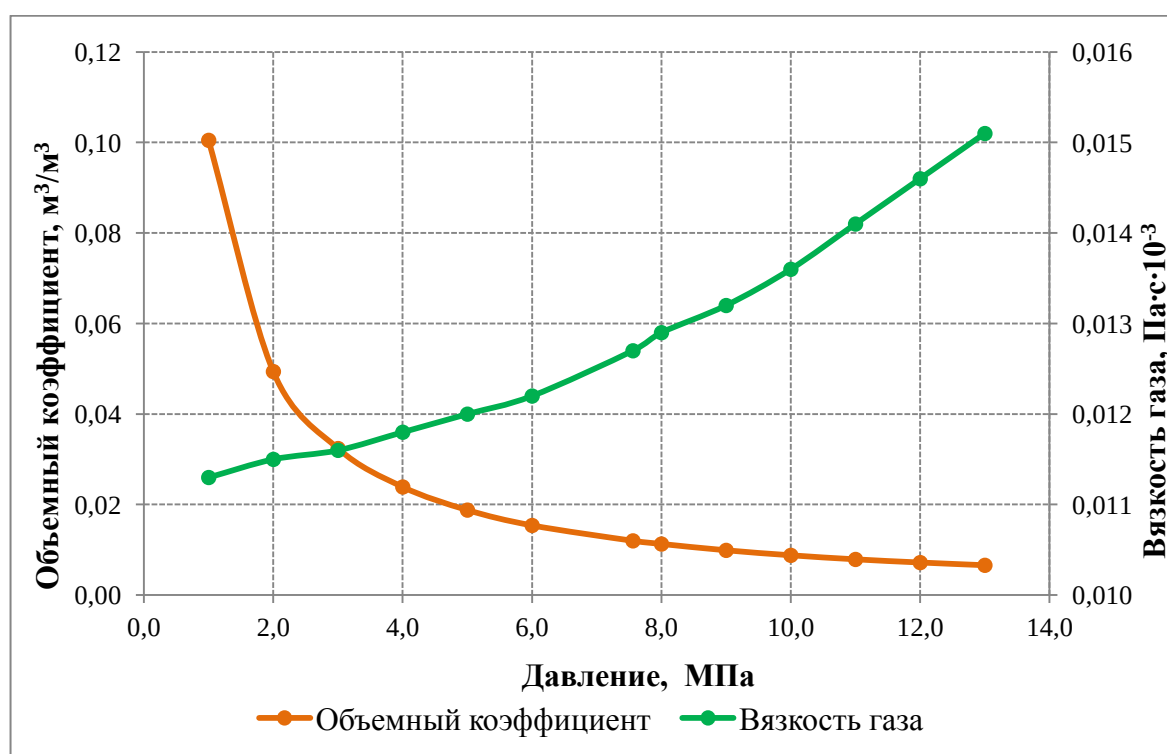


Рисунок 3.2 - Зависимость объёмного коэффициента и вязкости газа от давления

3.2 Возможности программного комплекса

Проведение численных экспериментов при постоянном начальном давлении позволяет решить прямую задачу для режимов работы всей дожимной компрессорной станции (ДКС). Возможность учета различного оборудования позволяет инженеру подобрать наиболее оптимальную компоновку для каждой ступени сжатия в зависимости от условий работы и потребляемого топлива.

Численные эксперименты при постоянном конечном давлении позволяют получить решение обратной задачи. Обработка массива результатов данных экспериментов позволяет сформировать численную модель рассматриваемой дожимной компрессорной станции. В дальнейшем эта модель интегрируется в комплексную геолого-технологическую модель для совместного численного решения системы уравнений описывающей разработку месторождения (рисунок 3.3).

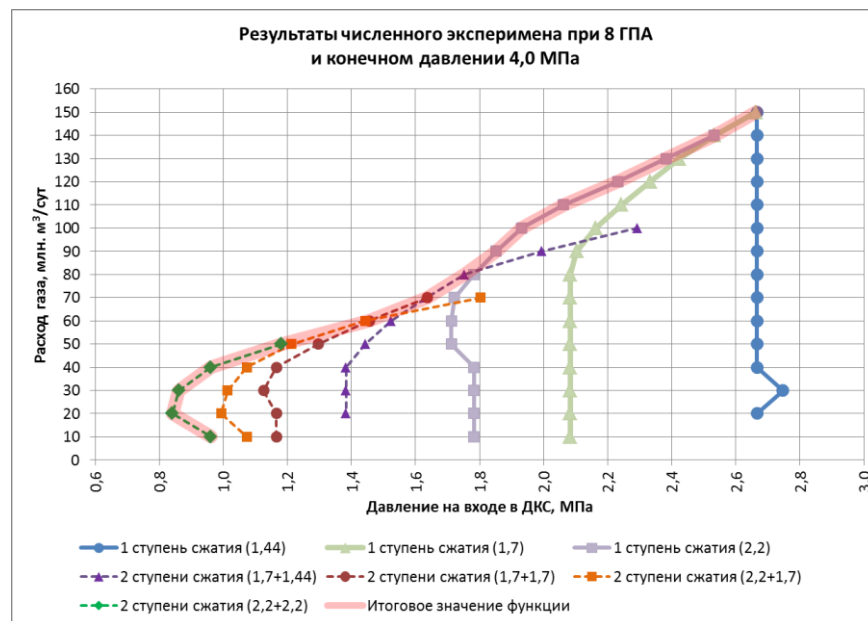


Рисунок 3.3 - Результаты формирования численной модели ДКС в разработанном программном комплексе

В программном комплексе так же реализована возможность ручного подбора параметров работы нагнетателей. Данные эксперименты позволяют в гибком режиме определить возможности работы при тех или иных условиях всасывания.

Программный комплекс (рисунок 3.4) представляет собой как самостоятельный элемент управления, так и предпроцессор, для гидродинамического симулятора.

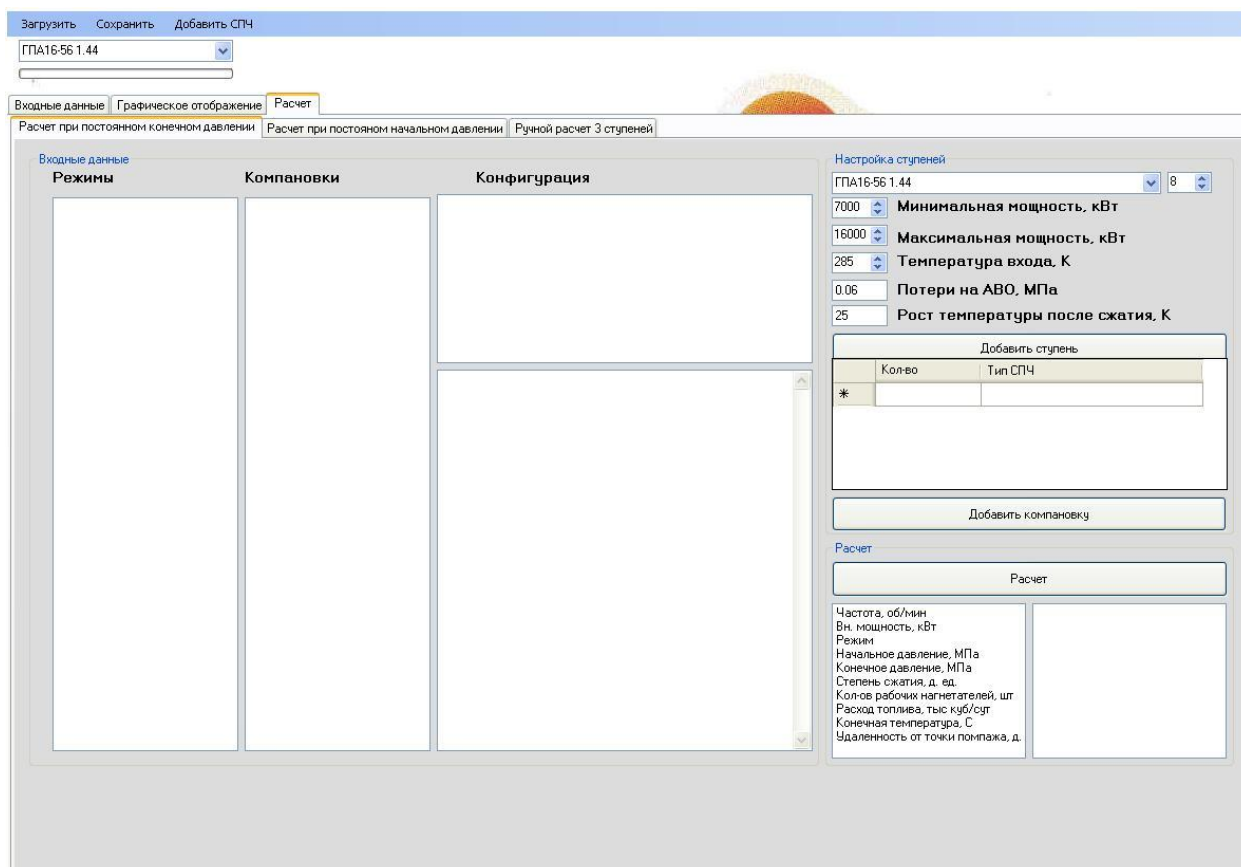


Рисунок 3.4 - Интерфейс основного окна

Вкладка «Расчет при постоянном начальном давлении» несет за собой функционал, позволяющий решить прямую задачу для режимов работы всей дожимной компрессорной станции (ДКС). Входными данными для этого являются:

- Режимы работы станции. Представляет собой таблицу, загружаемую из внешнего файла, которая содержит в себе отсчетные точки в течение всего периода разработки по отборам, входным давлениям, требуемым выходным давлениям и датам.

- Компоновки нагнетателей. Представляет собой наборы из одной, двух и более ступеней, сменной проточной части (СПЧ) работающей на данной ступени и общее количество рабочих нагнетателей внутри каждой ступени.

Принцип работы данного модуля можно понять из блок-схемы указанной на рисунке 3.5.

Из блок-схемы легко видеть, что начальное давление остается неизменным, а конечное варьируется.

Следующая вкладка «Расчет при постоянном конечном давлении» позволяет получить решение обратной задачи по отношению к предыдущей. Реализовано это таким образом, что при том же самом формате входных данных, что и ранее, в тех случаях, когда конечное давление не может быть достигнуто по тем или иным причинам, начальное давление повышается для данного отсчетного шага и задача сводится к предыдущей до тех пор, пока получившееся конечное давление не будет равно заданному (рисунок 3.5).

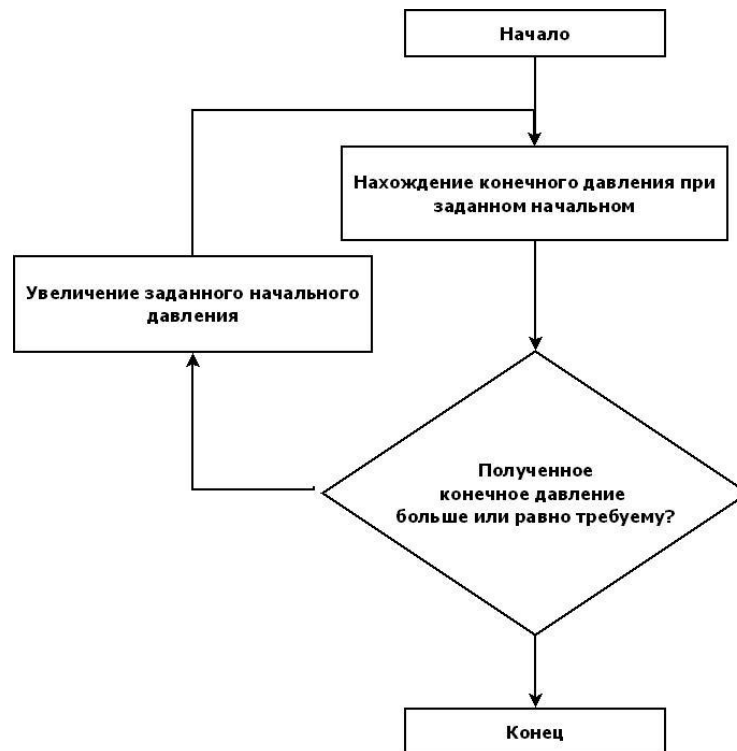


Рисунок 3.5 - Блок-схема алгоритма обратной задачи

Выходными данными для обоих режимов работы программы является сводная таблица по всем СПЧ на весь период разработки, что позволяет, как сформировать смену СПЧ на конкретную дату (в первом случае), так и составить всю таблицу потерь давления ДКС для технологической модели разработки исходя из внешних критериев (экономика и т.д.).

Третья и последняя вкладка «Ручной расчет» позволяет в ручном режиме подобрать количество и режимы работы нагнетателей на ДКС и просмотреть возможности работы при тех или иных условиях всасывания (рисунок 3.6).

Загрузить Сохранить Добавить СПЧ

ГПА 16-76 2.2

Входные данные Графическое отображение Расчет

Расчет при постоянном конечном давлении Расчет при постоянном начальном давлении Ручной расчет 3 ступеней

Регулировка частоты	Название СПЧ	Частота, об/мин	Максимальная мощность, кВт	Минимальная мощность, кВт	Кол-во
☐	спч 16-60 3.0	3500	16000	7000	6
☐	ГПА 16-76 2.2	3672	16000	7000	5

Условия расчета

285 Температура входа, К

0.06 Потери на АВО, МПа

25 Рост температуры после сжатия, К

3.7 Давление входа, МПа

80 Производительность, млн куб/сут

Добавить ступень

Очистить

Результаты расчета

Частота, об/мин 3500+3672

Вн. мощность, кВт 10162+9187

Режим true+true

Начальное давление, МПа 3.7+5.34

Конечное давление, МПа 5.4+7.51

Степень сжатия, д. ед. 1.46+1.41

Кол-во рабочих нагнетателей, шт 6+5

Расход топлива, тыс куб/сут 6+5

Конечная температура, С 62+76

Удаленность от точки помпажа, д. ед 94+99

Рисунок 3.6 - Ручной режим работы

Так же было разработано программное обеспечение, позволяющее выполнить расчеты ДКС и создать интегрированную модель дожимной компрессорной станции на основе имеющихся приведенных характеристик нагнетателей.

Приведенные характеристики представляют собой изображение характеристик компрессора в параметрах подобия. Они занимают промежуточное положение между размерными и безразмерными характеристиками и, с одной стороны, позволяют судить об эксплуатационных характеристиках машины, с другой – не зависят от начальных условий (P_n , T_n).

Программный продукт позволяет считать приведенные характеристики ГПА, преобразовать их в нужный формат и использовать для дальнейших расчетов. Загрузка данных осуществляется из базы данных MS Excel в автоматическом режиме (рисунок 3.7).

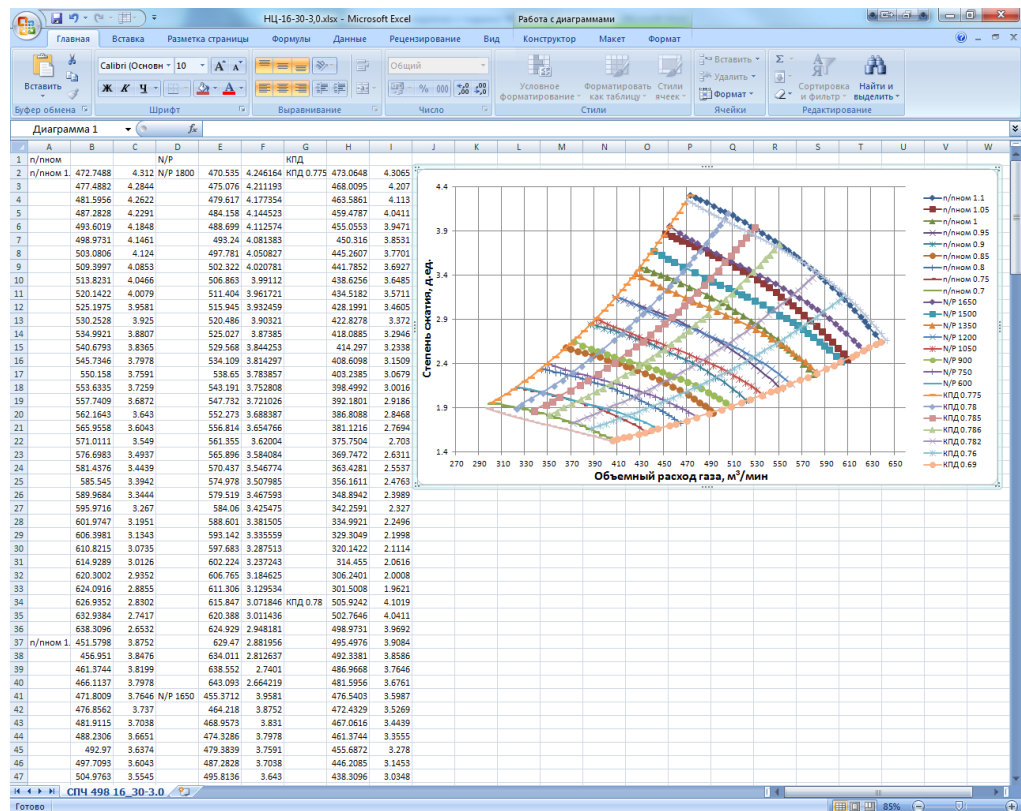


Рисунок 3.7 – Пример оцифрованной газодинамической характеристики ГПА

Для корректного определения параметров из имеющихся графиков необходимо преобразовать их в единую форму. Для этого предусмотрено деление кривых на 30 равнозначных отрезков. При известных значениях E и Q можно определить зону попадания рассматриваемой точки. Точное значение приведенной частоты оборотов можно определить из пропорционального соотношения крайних параметров рассмотренного сектора. Таким же образом программный продукт позволяет из графика приведенных характеристик определить приведенную мощность для рассмотренной точки (рисунок 3.8).

Газодинамические характеристики компрессора НЦ-16/76-1,7 (СПЧ),
расчётные величины: $k = 1.312$, $Z = 0.914$, $R = 507$ Дж/(кг.К), $T_n = 288$ К, $n_{ном} = 5300$ об/мин

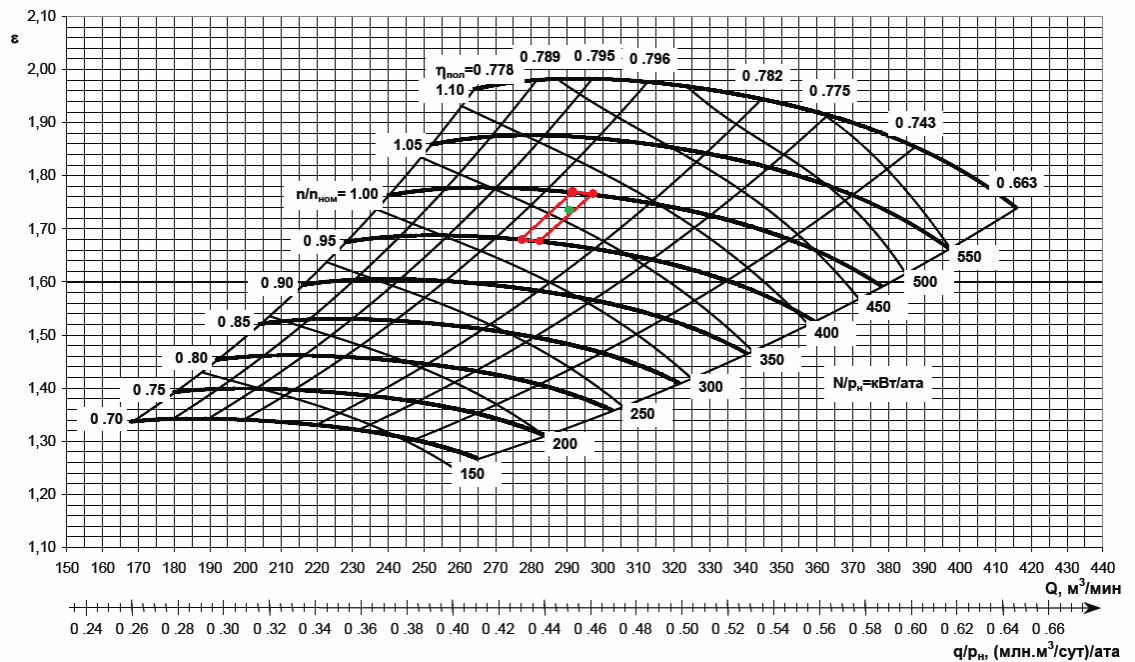


Рисунок 3.8 – Приведенные газодинамические характеристики ГПА

Программный продукт, разработанный для создания интегрированных моделей ДКС, так же позволяет выполнить расчет параметров работы ГПА по рассчитанным технологическим показателям разработки месторождения. Вывод данных возможен в различном виде. Пользователю могут потребоваться только основные показатели, либо полный набор параметров работы (рисунок 3.9).

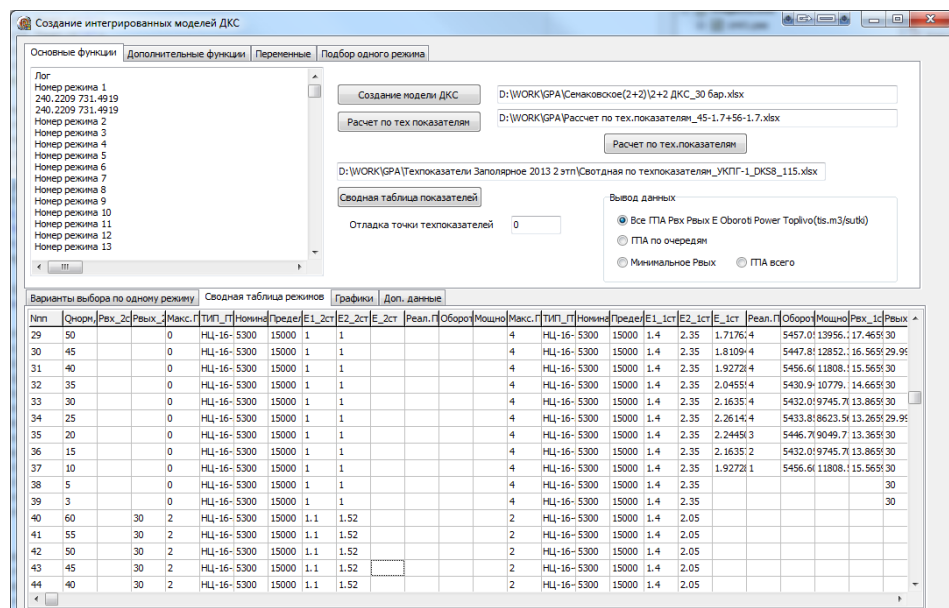


Рисунок 3.9 – Пользовательский интерфейс

Для расчета параметров работы ГПА необходимо ввести дополнительный набор данных: пределы по мощности, оборотам ротора, КПД привода, коэффициенты для расчета топливного газа, а так же величину потерь давления между ступенями сжатия, вызванную снижением температуры на установках АВО (рисунок 3.10).

Создание интегрированных моделей ДКС

Основные функции | **Дополнительные функции** | Переменные | Подбор одного режима

Q, расход, млн.м3/сут: 3
P_{вых}, бара: 30
E₁: 1.6
E₁: 3.8
dE: 0.01
Кол-во ГПА: 2
Номинал оборотов: 5300
КПД привода: 0.99

Предел по мощности: 15000
Предел по оборотам: 5460
P_{вх}, бара: 11.8775623
Потери P между очер: 0.5 %
Минимальная мощность: 7000

a (топл.газ): 0.00550940953457898
b (топл.газ): 29.3835175177546

Варианты выбора по одному режиму | Сводная таблица режимов | Графики | Доп. данные

Nпл	Q_норм	P_вых_1	Кол.ГПА	P_вх_1	E_1	Q_обьект	Обороты	Мощность	Т_вых_1	Предел	Предел	P_вх_2	T_вх_2	E_2	Кол.ГПА	P_вых_2	T_вых_2	Q_обьект	Обороты	Мощность
1	3	19.0040	2	11.8775	3.79999	83.6975	0	0	5460	15000										
2	3	19.1228	2	11.8775	3.79999	83.6975	0	0	5460	15000										
3	3	19.2416	2	11.8775	3.79999	83.6975	0	0	5460	15000										
4	3	19.3604	2	11.8775	3.79999	83.6975	0	0	5460	15000										
5	3	19.4792	2	11.8775	3.79999	83.6975	0	0	5460	15000										
6	3	19.5979	2	11.8775	3.79999	83.6975	0	0	5460	15000										
7	3	19.7167	2	11.8775	3.79999	83.6975	0	0	5460	15000										
8	3	19.8355	2	11.8775	3.79999	83.6975	0	0	5460	15000										
9	3	19.9543	2	11.8775	3.79999	83.6975	0	0	5460	15000										
10	3	20.0730	2	11.8775	3.79999	83.6975	0	0	5460	15000										
11	3	20.1918	2	11.8775	3.79999	83.6975	0	0	5460	15000										
12	3	20.3106	2	11.8775	3.79999	83.6975	0	0	5460	15000										
13	3	20.4294	2	11.8775	3.79999	83.6975	0	0	5460	15000										
14	3	20.5481	2	11.8775	3.79999	83.6975	0	0	5460	15000										
15	3	20.6669	2	11.8775	3.79999	83.6975	0	0	5460	15000										
16	3	20.7857	2	11.8775	3.79999	83.6975	0	0	5460	15000										
17	3	20.9045	2	11.8775	3.79999	83.6975	0	0	5460	15000										

Рисунок 3.10 – Ограничения для расчета

Ручной режим позволяет пользователю подобрать параметры работы нагнетателей с учетом дополнительных ограничений и предпочтений по распределению загрузки по ступеням компримирования (рисунок 3.11).

Создание интегрированных моделей ДКС

Основные функции | Дополнительные функции | Переменные | Подбор одного режима

Q 133.78 7000 Рвых 5.69

Рвх 36.16 16000

					ПТА1	n_nom	Рвх	Рвых	Qob	QobMin	QobMax	
E1	1.4	N1 11609.173	n1 4891.975463	n1_max 5820	5	5300	36.16	50.624	450.354	240	731	Yes
E2	1.46	N2 15884.566	n2 4613.739728	n2_max 5820	5	5300	50.124	73.1810	321.941	168	416	Yes
E3	1.53	N3 15085.917	n3 4520.924211	n3_max 5820	5	5300	72.68104	111.2015	211.383	168	416	Yes

Загрузка НЦ-16-56-1,45 Расчет Подбор режима Выгрузить

НЦ-16-76-1,7

НЦ-16-76-1,7

Варианты выбора по одному режиму | Сводная таблица режимов | Графики | Доп. данные

Построить график для давления выхода 60

Рисунок 3.11 – Ручной подбор режима работы для трехступенчатой компоновки

4 ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ, ВЫПОЛНЕННЫХ С УЧЕТОМ ПРЕДЛОЖЕННЫХ АЛГОРИТМОВ

На основании предложенных алгоритмов проведены вычислительные эксперименты на комплексных геолого-технологических моделях газовых месторождений, в основе которых лежит математическая модель фильтрации газа и жидкости в пористой среде.

4.1 Геолого-технологическая модель сеноманской залежи Заполярного НГКМ

Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории Тазовского района ЯНАО. Сеноманская газовая залежь ЗНГКМ введена в разработку в 2001 г.

Сеноманская газовая залежь представлена единым газодинамическим объектом, разрабатываемым вертикальными, наклонно-направленными и горизонтальными скважинами, сгруппированными в отдельные кусты.

В 2012 г. полученная геолого-геофизическая информация по новым скважинам сеноманского и валанжинского эксплуатационного фонда послужила основанием для уточнения трехмерной геологической модели сеноманской залежи [60, 70].

После построения уточненной геологической модели при двух значениях радиуса автокорреляции 1,5 и 3,0 км и анализа полученной геолого-промысловой информации была создана новая трехмерная газогидродинамическая модель сеноманской залежи Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения в программном комплексе Irap RMS.

Технологии трехмерного моделирования позволяют выполнить учет множества различных факторов, оказывающих существенное влияние на разработку газовых месторождений, и являются универсальным инструментом

для прогнозирования и эффективного управления процессом эксплуатации месторождения.

Для того чтобы приступить к моделированию процессов объекта разработки, требуется много данных о свойствах пласта и насыщающих его флюидах. Для построения фильтрационной модели сеноманской залежи Заполярного месторождения использовались следующие группы данных:

1. Геометрия пласта;
2. Свойства породы;
3. Свойства флюидов;
4. Взаимодействие данных:
 - порода-флюиды (кривые капиллярных давлений);
 - флюиды-флюиды (кривые относительных фазовых проницаемостей);
5. Начальное давление в пласте и начальное распределение насыщенностей;
6. Данные о расположении и работе скважин;
7. Данные по истории разработки для адаптации модели.

При построении трехмерной фильтрационной модели основной задачей является перенос параметров геологической модели на гидродинамическую сетку. При помощи процедуры Upscaling (ремасштабирование) происходит трансформация полей геологической модели [1]. В результате количество ячеек гидродинамической сетки на порядок меньше, чем в геологической модели. Но при этом сетка гидродинамической модели должна позволять с достаточной точностью описать геометрию залежи, распределение ФЕС и динамических параметров во времени.

При построении трехмерной модели программный комплекс Igar RMS позволяет выбрать один из двух способов построения сетки: блочно-центрированный метод и метод геометрии угловой точки (Corner Point).

Сетка модели сеноманской залежи Заполярного месторождения создавалась методом геометрии угловой точки, который позволяет более достоверно описывать геологическое строение.

Фрагмент пространственного каркаса сеноманской залежи с разделением на десять структурных зон представлен на рисунке 4.1. При переходе к гидродинамическому моделированию трехмерная сетка (каркас модели) была укрупнена в вертикальном направлении таким образом, чтобы получить минимально возможное общее количество ячеек при условии сохранения литологической неоднородности моделируемых объектов. В результате общее количество ячеек геологических моделей по оси Z в каждом варианте реализации уменьшилось (таблица 4.1).

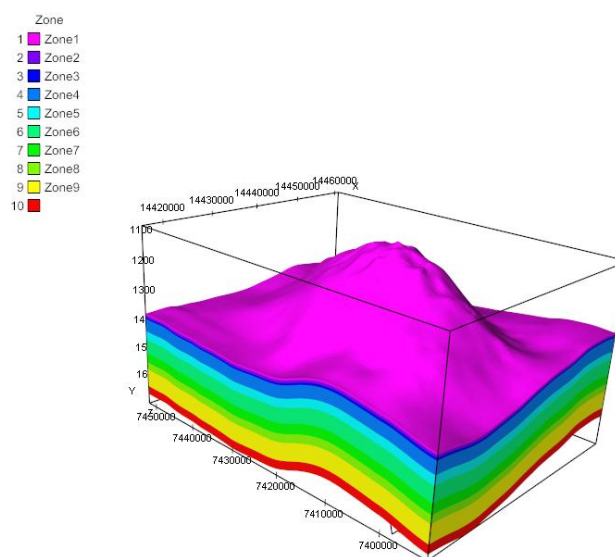


Рисунок 4.1 - Фрагмент пространственного каркаса сеноманской залежи с разделением на зоны

Для характеристики литологической неоднородности использовались геолого-статистические разрезы (ГСР) по песчанистости. Они представляют собой кривые, где по оси Y - глубина, а по оси X – средний коэффициент песчанистости для данного слоя геологической сетки по газонасыщенной части залежи. На основании этих кривых слои геологической сетки объединяют в интервалы, схожие по свойствам. Каждый из этих интервалов представляет собой один слой гидродинамической сетки.

Таблица 4.1 - Сопоставление геометрических параметров геологической и фильтрационных моделей сеноманской залежи Заполярного НГКМ

Радиус вариограммы геологической модели, км	Модель	Количество сеточных ячеек			
		по X	по Y	по Z	всего
1,5	геологическая	225	300	661	44617500
	фильтрационная	161	228	87	3193596
3,0	геологическая	225	300	661	44617500
	фильтрационная	161	228	91	3340428

Для характеристики литологической неоднородности использовались геолого-статистические разрезы (ГСР) по песчанистости. Они представляют собой кривые, где по оси Y - глубина, а по оси X – средний коэффициент песчанистости для данного слоя геологической сетки по газонасыщенной части залежи. На основании этих кривых слои геологической сетки объединяют в интервалы, схожие по свойствам. Каждый из этих интервалов представляет собой один слой гидродинамической сетки.

По площади месторождения гидродинамическая модель имеет 36 708 глобальных блоков. Размерность модели составляет 161x228 ячеек по латерали, по оси Z модель с вариограммой 1,5 км – разбита на 87 слоев, модель с вариограммой 3 км - на 91. Размерность ячеек по осям X и Y равна 200 м. Для сокращения времени расчетов и исключения большого количества водонасыщенных ячеек геологической модели была укрупнена сетка (по X и Y) в периферийной и преимущественно водонасыщенной части залежи, и вырезана часть геологической модели. Размерность ячеек по осям X и Y в этих областях равна 200×600 м и 600×600 м.

Далее, получив гидродинамическую сетку, на нее были ремасштабированы параметры из геологической модели (пористость, проницаемость, газонасыщенность). Таким образом, были построены гидродинамические модели с 87 и 91 слоем по оси Z.

Для оценки качества процедуры Upscaling было проведено сравнение геолого-статистических разрезов по песчанистости, построенных по газонасыщенной части геологических и гидродинамических моделей. Сопоставление ГСР показало, что тенденция изменения свойств с глубиной сохраняется.

После укрупнения исходной геологической модели произведена оценка на полученных фильтрационных моделях начальных геологических запасов объемным методом, используя для этого опцию Volumetric в программном комплексе Igar RMS. Расчет запасов производился для каждого варианта укрупненной сетки с различными радиусами вариограмм геологических моделей. Относительное расхождение величины геологических запасов газа по гидродинамической модели с радиусом вариограммы 1,5 км с утвержденными ГКЗ составляет минус 4 %, по гидродинамической модели с радиусом вариограммы 3 км – минус 5 %.

Кроме того, сопоставлялись средние геологические параметры по пластам для исходных и преобразованных геологических моделей. Количественное и качественное сопоставление моделей позволяет на данном этапе оценить степень влияния процедуры укрупнения сетки на вариацию геологических параметров и сохранение исходной, заложенной в геологическую модель неоднородности.

Также важной особенностью при анализе результатов укрупнения сетки является оценка распределения запасов газа по выделенным классам коллекторов. Проведение подобной оценки позволило проследить степень погрешности в распределении классов коллекторов при укрупнении трехмерной сетки (рисунок 4.2).

Для оценки степени изменения распределения запасов газа по выделенным классам коллекторов по геологической и укрупненным фильтрационным моделям произведено построение дискретного куба классов коллекторов. Выделение классов коллекторов производилось по параметру проницаемости. До и после укрупнения геологической модели закономерность в распределении запасов газа сохраняется, но при этом можно отметить разницу в распределении запасов по

первому и второму классу коллекторов в обоих вариантах гидродинамической модели, что объясняется осреднением фильтрационно-емкостных параметров в соседних ячейках гидродинамических моделей.

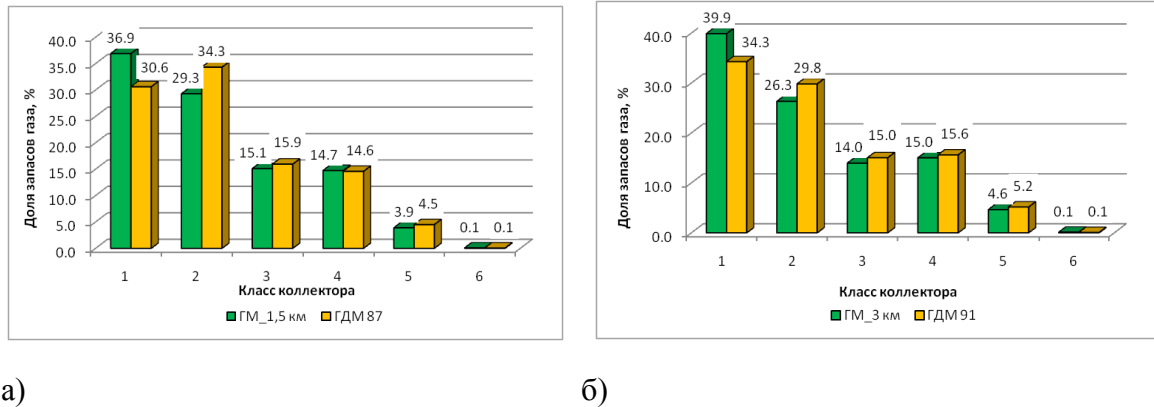


Рисунок 4.2 – Гистограммы распределения начальных запасов газа по классам коллекторов а) в геологической и гидродинамической модели 87 слоев; б) в геологической и гидродинамической модели 91 слой

Для учета степени неоднородности пласта по ФЕС коллекторов созданы семь различных регионов в зависимости от коэффициента пористости, различающиеся формой кривых относительных фазовых проницаемостей, в частности концевыми точками ОФП воды и газа при критических значениях водо- и газонасыщенности. Построение ОФП в моделях осуществлялось на основе лабораторных исследований различных образцов керна сеноманских пластов. Осреднение фазовых проницаемостей происходило таким образом, чтобы в пределах регионов по пористости определялись собственные ОФП.

При задании начальных условий равновесия в моделях было определено начальное пластовое давление и положение наклонного ГВК.

Свойства пластовых флюидов в моделях задавались в соответствии с результатами экспериментов на глубинных пробах флюидов, отобранных из сеноманской залежи. Свойства флюидов были заданы в моделях в виде таблиц как зависимости параметров от давления.

Для адаптации гидродинамических моделей на историю разработки, исходя из данных о местоположении и инклинометрии, были определены все скважины

эксплуатационного и наблюдательного фонда. Все скважины эксплуатационного фонда проперфорированы на фактические глубины, указанные в отчетах исследований. Исходя из ежемесячных рапортов об объемах добычи по эксплуатационному фонду, был составлен управляющий файл, включающий данные об отборах газа, коэффициентах эксплуатации и устьевом давлении с начала разработки месторождения до конца рассматриваемого периода.

Первым этапом адаптации модели является настройка фильтрационных параметров модели коллектора. Для газовых залежей необходимо уменьшить отклонения между фактическими и расчетными величинами пластового давления и подъема уровня газоводяного контакта.

Настройка изменения пластового давления в процессе разработки проводилась по каждой скважине, вскрывшей данную залежь, до совпадения расчетных и фактических показателей. RMS расчетных значений пластового давления от фактических по двум вариантам гидродинамической модели с различной разбивкой на слои позволило выбрать оптимальный вариант модели для дальнейшей адаптации на историю разработки. RMS гидродинамической модели из 87 слоев составил 5,46, RMS гидродинамической модели из 91 слоя – 4,99. В результате, для дальнейшей настройки на историю разработки была выбрана гидродинамическая модель из 91 слоя, ремасштабированная из геологической модели с вариограммой 3 км.

Настройка внедрения воды в залежь проводилась на основании геофизических исследований скважин и результатов гравиметрического мониторинга.

Для регулирования внедрения пластовой воды в залежь и уточнения динамики пластового давления к нижним (иногда и к боковым) граням сетки гидродинамической модели подключается аквифер.

Объемы внедрения воды и общий темп снижения пластового давления в модели регулируется изменением параметров аналитической модели водонапорного бассейна (запасов воды и продуктивности). Для моделирования водонапорного бассейна сеноманской залежи ЗНГКМ использовался один

аналитический аквифер Фетковича [95], подключаемый с отступом от начального уровня ГВК 30-45 м.

Для корректного моделирования продвижения воды аквифер был разделен на регионы по всей площади ГВК. Число регионов, полученных по количеству наблюдательных скважин и опорных гравиметрических пунктов, составило 152.

В ходе адаптации изменялись параметры суммарной продуктивности водоносного пласта, начальный объем воды в водоносном пласте, общая (порода+вода) сжимаемость водоносного пласта и коэффициенты притока в различных зонах залежи. Множители коэффициентов притока рассчитаны, исходя из внедрения воды для каждой ячейки.

Для адаптации модели по пластовому давлению использованы глубинные замеры по добывающим и наблюдательным скважинам.

Для оценки сходимости скважин по пластовому давлению для каждого расчетного шага рассчитывалось среднеквадратичное отклонение (RMS).

Модель была разбита на десять регионов по величине градиента, в пределах которых производилось варьирование параметра проницаемости. В результате среднеквадратичное отклонение по эксплуатационным скважинам снизилось с 4,99 до 1,52. Данная величина характеризует высокую точность настройки значений пластового давления по глубинным замерам и по модели (рисунок 4.3). В результате адаптации были оценены начальные запасы газа. Полученная величина на 4,99 % ниже утвержденных запасов газа.

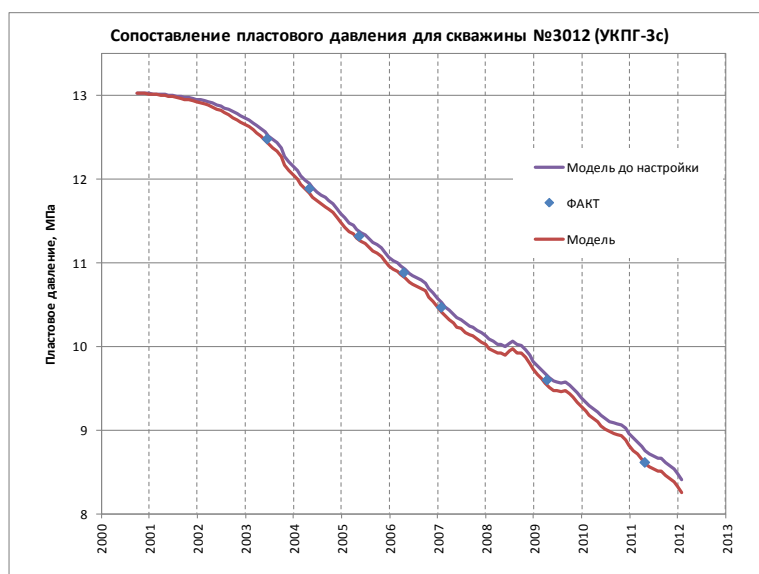


Рисунок 4.3 - Сопоставление пластового давления по скважине № 3012

В процессе адаптации фильтрационной модели по состоянию на 01.01.2013 использовались результаты газодинамических исследовательских работ за период 2009-2012 гг. Вся информация о наблюдениях за пластовым давлением по наблюдательным и эксплуатационным скважинам учитывалась, систематизировалась и использовалась в качестве контрольных временных точек по скважинам.

Для настройки продуктивности скважин, и, как следствие, адаптации забойного давления по скважинам в управляющий файл модели включены результаты ГДИ в виде последовательной установки ограничений по дебиту на время работы скважины на каждом режиме с перерывом на остановку. Для настройки продуктивности скважин корректировке подверглись параметры в модели, отвечающие за значение проводимости и D-фактора в призабойной зоне пласта, являющиеся аналогами фильтрационных коэффициентов [54].

Настройка проводилась итерационно. Каждая итерация содержала четыре расчета на модели со встроенными ГДИ. Первый расчет направлен на отображение индикаторной диаграммы, второй и третий - для оценки чувствительности индикаторной диаграммы к D-фактору, после чего рассчитан оптимальный D-фактор. Четвертый - расчет с оптимальным D-фактором для

построения индикаторной диаграммы факт/модель с целью определения по углу наклона кривой множителя проводимости (рисунок 4.4).

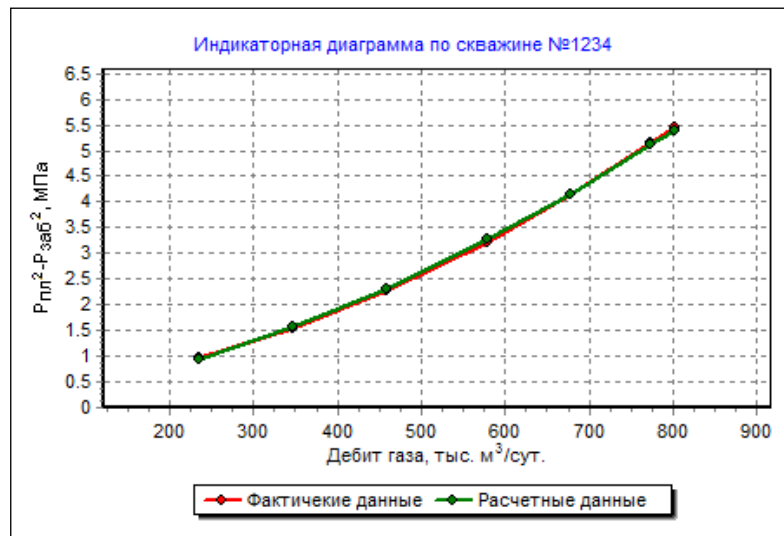


Рисунок 4.4 – Сопоставление фактической и модельной индикаторных диаграмм скважины № 1234

Для расчета устьевого давления, исходя из данных инклинометрии, глубины перфорации и спуска НКТ, а так же состава газа, в программном комплексе PipeSIM построены одиночные модели всех эксплуатационных скважин, настроенные на результаты последних газодинамических исследований.

Построение моделей всех действующих скважин в программном комплексе PipeSIM позволило построить таблицы потерь давления (VFP таблицы) для каждой скважины с учетом индивидуальных технических характеристик и особенностей. В дальнейшем загрузка полученных таблиц потерь давления в гидродинамическую модель формата Eclipse позволила воспроизвести процесс истории разработки с расчетом устьевых характеристик скважин эксплуатационного фонда, а так же адаптацию данных параметров непосредственно в гидродинамической модели (рисунок 4.5).

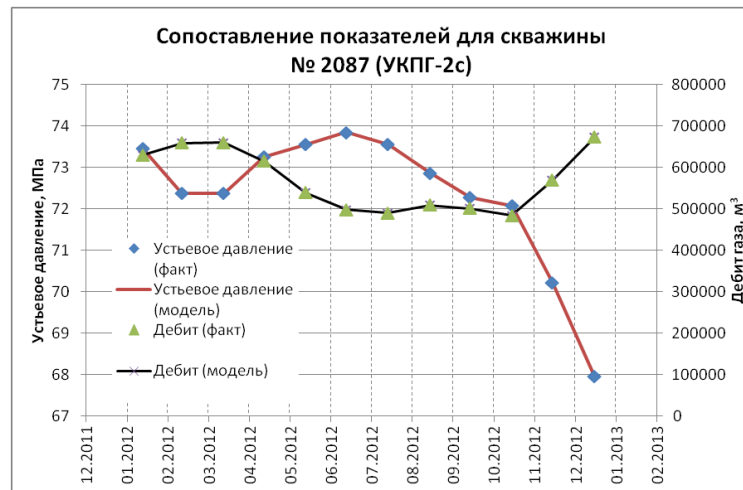


Рисунок 4.5 – Сопоставление модельного и фактического устьевое давления скважины № 2087

Рассмотренный алгоритм создания гидродинамической модели в системе «пласт-скважина – газосборный шлейф» включает только составляющие «пласт-скважина». Для прогнозирования, оптимизации и эффективного управления процессом эксплуатации месторождения необходимо интегрировать в эту систему и технологическую составляющую – модель «газосборный коллектор – УКПГ – МПК – ЦДКС – КС».

4.2 Расчеты технологических показателей разработки сеноманской залежи Заполярного НГКМ с учетом интегрирования разработанных моделей ДКС в комплексную геолого-технологическую модель

Интегрирование модели ГСС в гидродинамическую модель подразумевает создание таблиц потерь давления на участках газопровода, а именно от куста к последующей точке соединения с другим кустом или к точке входа в ЗПА. Создаются VFP-таблицы, которые представляют собой многомерные зависимости параметров суточного расхода газа, давления входа в шлейф, давления выхода из шлейфа и водогазового соотношения. Данные зависимости устанавливаются в программном комплексе PipeSIM расчетным путем по установленным методикам корреляции горизонтального и вертикального потока газожидкостной смеси.

Проверка модели ГСС проводилась путем сравнения модельного и фактического давлений входа в ЗПА при идентичных расходах газа и адаптированном устьевом давлении скважин. Моделирование ГСС в Eclipse позволило спрогнозировать необходимые реконструкции газопроводов, работающих за пределами приемлемого скоростного режима течения газа.

Опция наземной сети Eclipse позволила смоделировать три газовых промысла и происходящие в них технологические процессы. Обобщенная схема газовых промыслов Заполярного НГКМ представлена на рисунке 4.6.

В процессе очистки, охлаждения и комплексной подготовки газ теряет давление. Эти потери учтены в модели наземной сети с помощью VFP-таблиц.

Ключевое слово NWATREM позволило учесть отделение попутно добываемой жидкости от газа в процессе осушки, существенно влияющее на потери давления в газопроводе.

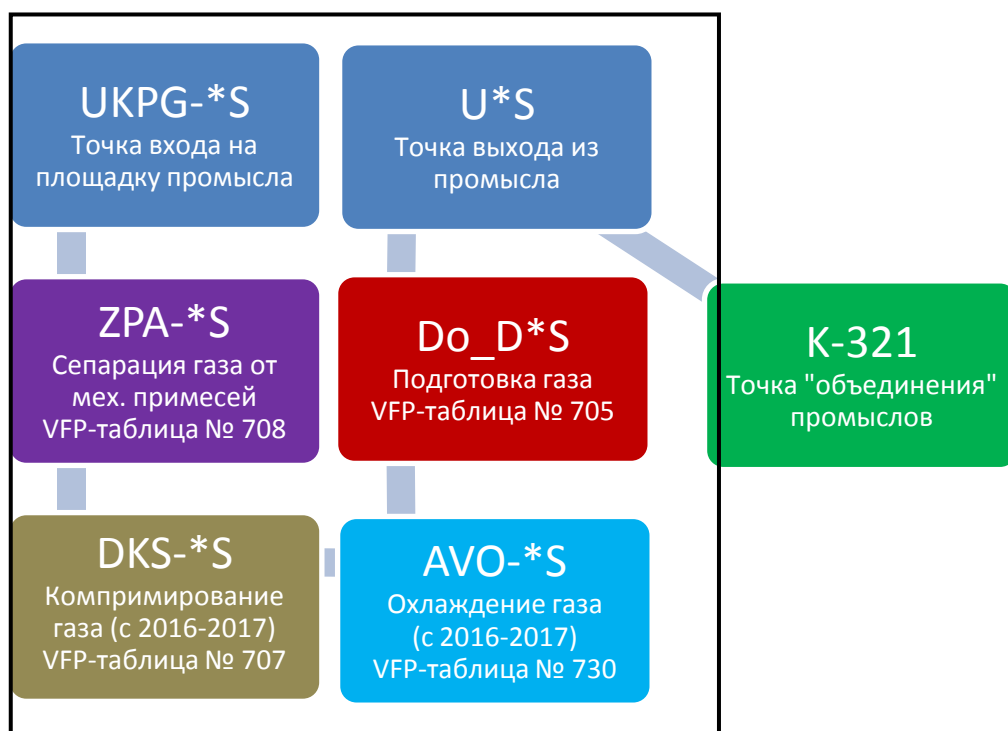


Рисунок 4.6 – Обобщенная схема газовых промыслов Заполярного НГКМ

С помощью опции расширенной сети Eclipse смоделирована работа трех промысловых и одной магистральной ДКС Заполярного месторождения. Ключевое слово NETCOMPA инициализирует компрессор в модели, а параметр

ALQ позволяет варьировать его мощность. Производительные характеристики компрессора задаются в VFP-таблице нагнетания, интерпретация которой представлена на рисунке 4.7.

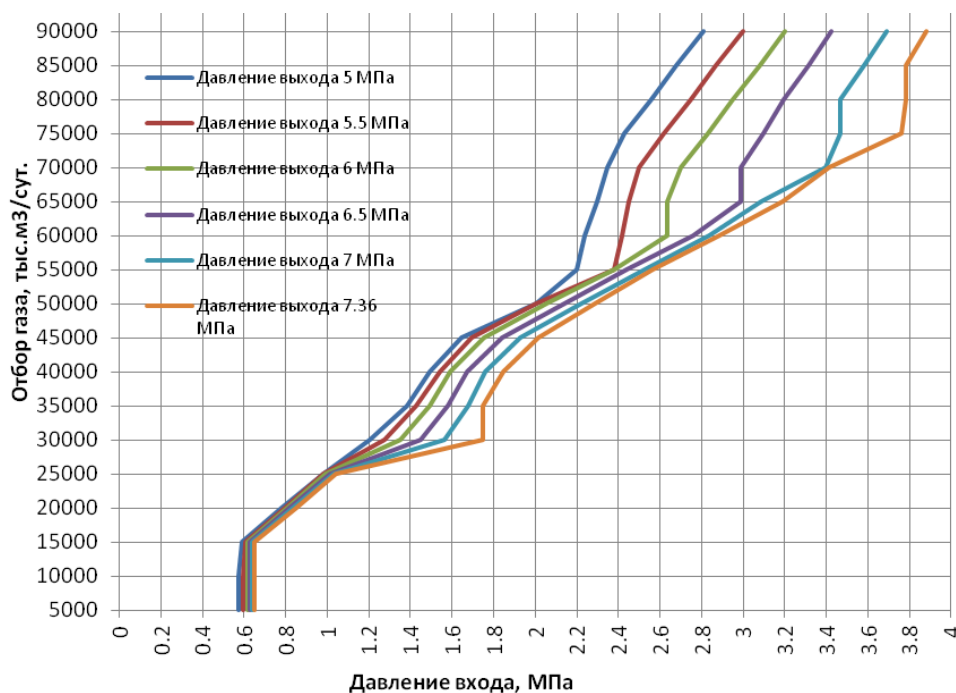


Рисунок 4.7 – Интерпретация VFP-таблицы компрессора

Стоит отметить, что Eclipse предоставляет возможность учесть потери газа, используемого в качестве топлива для двигателя компрессора (ключевое слово GCONSUMP). Внедрение в комплексную модель промысловых ДКС и ЦДКС позволило рассчитать прогнозные режимы работы газоперекачивающих агрегатов и запланировать их реконструкцию, заключающуюся в замене сменно-проточной части компрессора. Необходимость замены СПЧ обусловлена стремлением поддержать максимальные уровни отборов газа в период падающей добычи.

Межпромысловый коллектор является важнейшим транспортным звеном, связывающим газовые промыслы и магистральный газопровод. Моделирование МПК Заполярного месторождения позволило учесть влияние совместного транспорта сеноманского и неокомского (нижележащая газоконденсатная залежь) газа на прогнозные режимы работы ЦДКС. Схема МПК Заполярного НГКМ изображена на рисунке 4.8.

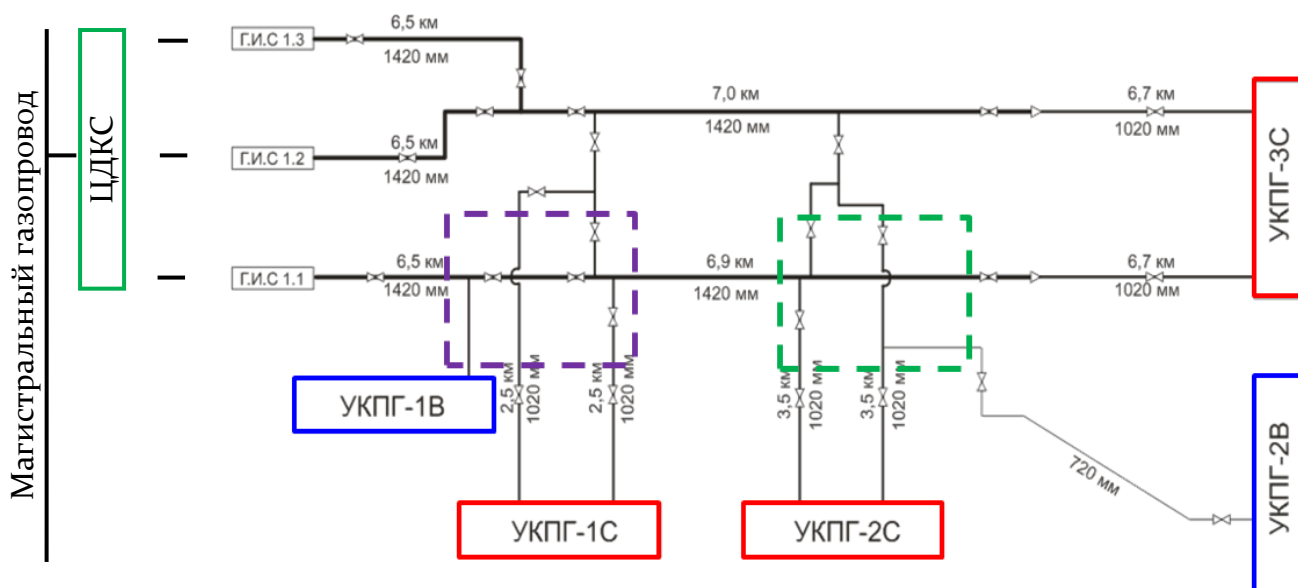


Рисунок 4.8 – Схема МПК Заполярного НГКМ

Использование опции NETWORK симулятора Eclipse предполагает наличие в сети точки "фиксированного" давления. В комплексной модели Заполярного месторождения эта роль отведена точке входа в магистральный газопровод. Величина "фиксированного" давления составляет 7,36 МПа, что отвечает требованию по минимальному давлению входа в магистральную газотранспортную систему.

Для подтверждения возможности применения предложенного алгоритма были выполнены расчеты технологических показателей разработки на прошедший период 2013 года. Сопоставление фактического и расчетного отборов газа показало хорошую сходимость (рисунок 4.9).

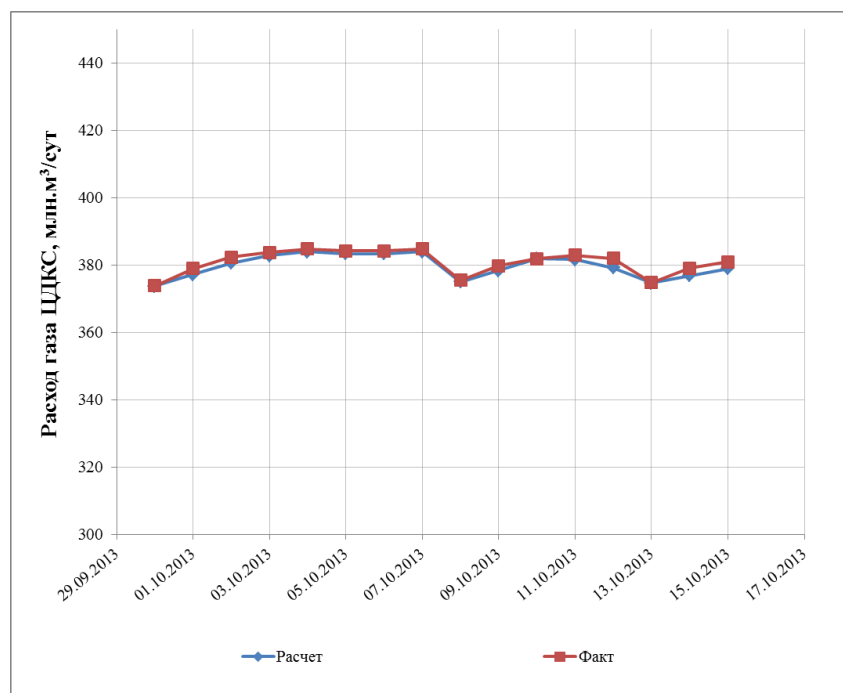


Рисунок 4.9 – Сопоставление расчетных и фактических отборов газа за 2013 год

Выполнено сравнение полученных отборов в период пиковой загрузки мощностей 2014 года. Фактический отбор с месторождения отличается на 1 % от расчетного, полученного с учетом разработанных алгоритмов (рисунок 4.10).

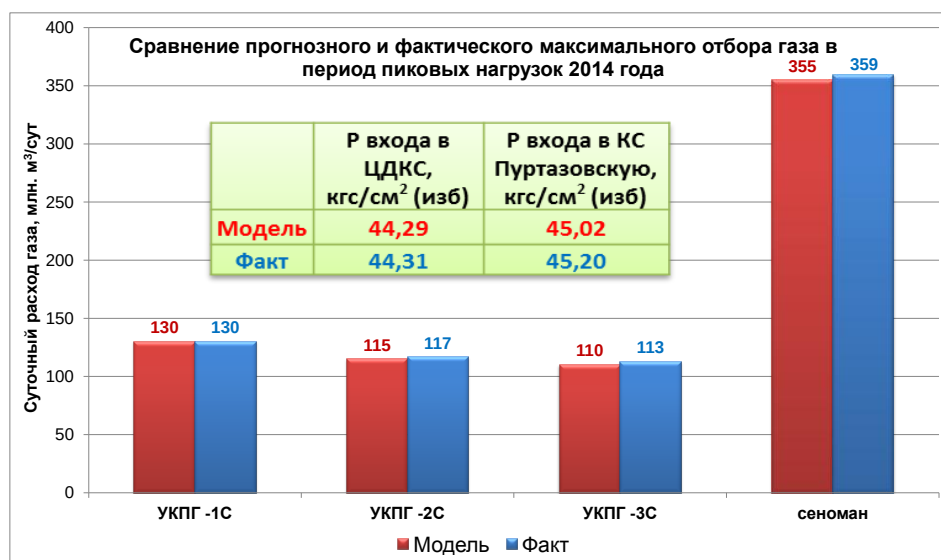


Рисунок 4.10 – Сопоставление расчетных и фактических отборов газа в период пиковых нагрузок 2014 года

Полученные в результате настройки несущественные расхождения показателей «факт-модель» позволили сделать вывод о пригодности данной модели для расчета прогнозных технологических показателей на долгосрочный период.

В комплексную модель сеноманской залежи Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения интегрированы функции пропускной способности дожимных компрессорных станций, учитывающие критерии работы нагнетателей. При помощи разработанного автором алгоритма созданы модели ДКС на 8 и 10 рабочих агрегатов с целью оптимизации мощностей компримирования газа. На комплексной геолого-технологической модели в рамках системы “пласт-скважина-ГСС-ДКС-УКПГ” выполнены численные эксперименты, прогнозирующие разработку залежи при различных условиях оснащения ДКС.

Первая серия расчетов предполагает разработку залежи без ввода промысловых дожимных компрессорных станций. Согласно результатам давление забрасывания залежи составит 4,0 МПа, что обусловлено нормативным давлением входа в магистраль, потерями давления в призабойной зоне, на подъем газа с забоя до устья скважин, по шлейфам и на осушку газа. Низкая степень извлечения запасов (71,6%) указывает на неэффективность разработки месторождения по данному варианту.

Второй и третий численные эксперименты выполнялись с учетом интегрирования ограничивающих функций дожимных компрессорных станций соответственно на 8 и 10 рабочих агрегатов. Технологические показатели разработки рассчитаны с учетом максимального использования мощности ДКС. Коэффициент конечной газоотдачи по этим вариантам составил 87,8 %. Установка дополнительно двух агрегатов на каждом промысле Заполярного НГКМ позволит увеличить суточный отбор газа в период 2020-2025 гг. на величину до 7,5 %. Следующим этапом была технико-экономическая оценка строительства ДКС, которая показала снижение рентабельности за счет увеличения количества ГПА.

Динамика суточной добычи и накопленного отбора газа по вариантам представлена на рисунке 4.11.

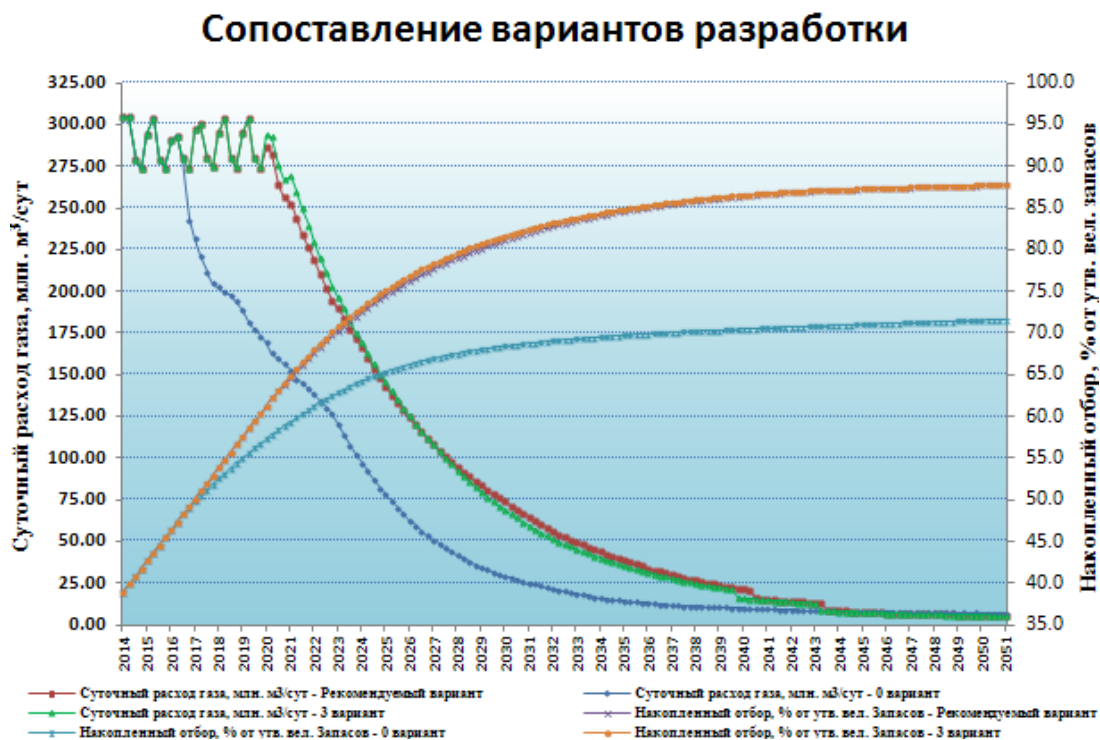


Рисунок 4.11 – Сопоставление вариантов разработки

Режимы работы промысловой ДКС-1 согласно рекомендуемому варианту разработки представлены на рисунке 4.12.

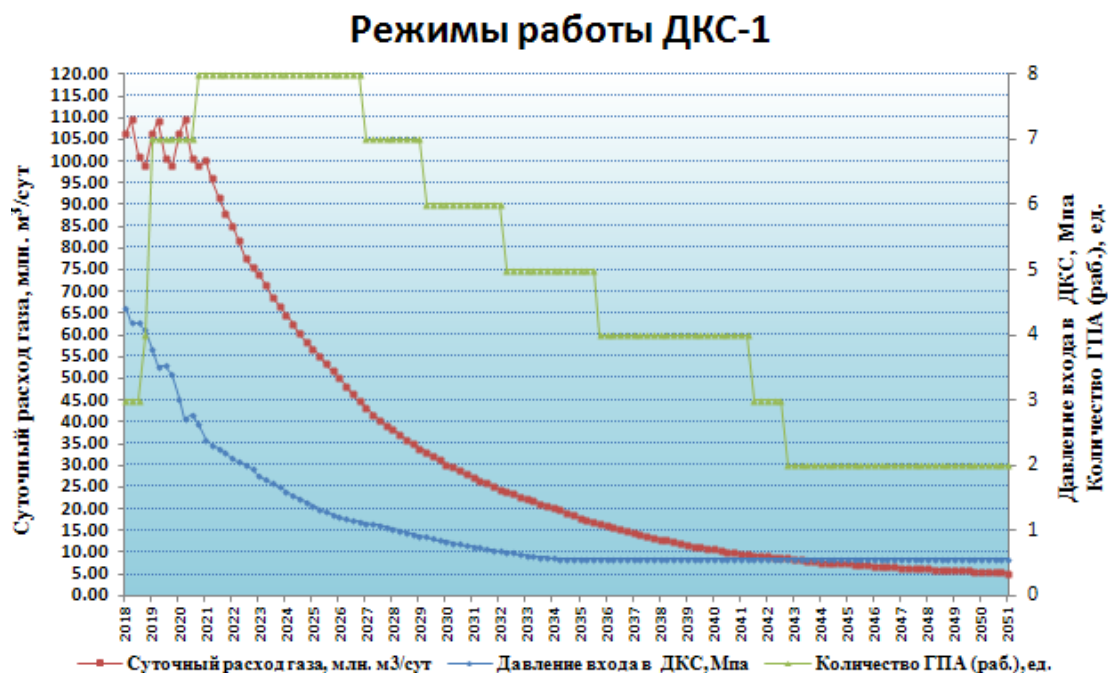


Рисунок 4.12 – Режимы работы промысловой ДКС-1

Для всех вариантов разработки рассчитана и интегрирована в сеть модель магистральной ДКС (ЦДКС), учитывающая совместное компримирование неокомского и сеноманского газа, а также неравномерность, сезонность добычи (рисунок 4.13).

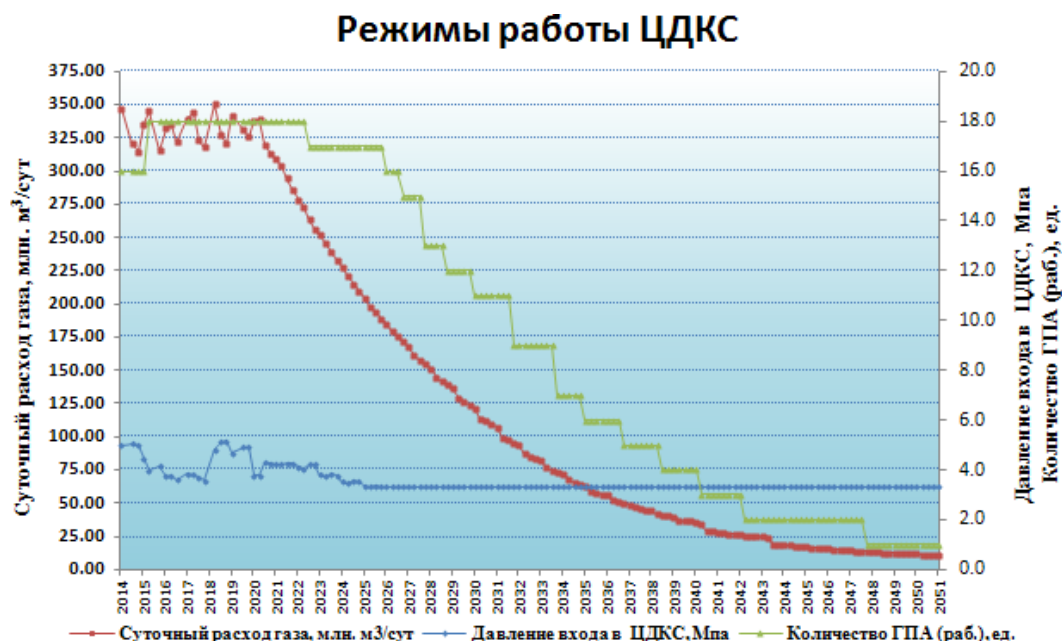


Рисунок 4.13 – Режимы работы ЦДКС

4.3 Комплексная геолого-технологическая модель сеноманских отложений Вынгаяхинского газонефтяного и Еты-Пуровского нефтегазоконденсатного месторождений

При проектировании совместной разработки сеноманских газовых залежей Вынгаяхинского газонефтяного (ГНМ) и Еты-Пуровского нефтегазоконденсатного (НГКМ) месторождений как единого газодобывающего комплекса, предложены решения по оптимизации расчетов прогнозных стратегий по вариантам разработки [71, 72]. Расчеты проведены на единой комплексной модели залежей, отличительной особенностью которой является наличие двух гидродинамических систем в рамках единого каркаса, объединенных на уровне ГСС и наличием единого дожимного комплекса, расположенного на

Вынгаяхинском газовом промысле. При этом газ Еты-Пуровского промысла после предварительной сепарации и очистки от механических примесей на установке предварительной подготовки газа (УППГ) подается по межпромысловому газопроводу (МППГ) для компримирования и окончательной подготовки к транспортировке по магистральному газопроводу (МГ) на Вынгаяхинский промысел (рисунок 4.14).

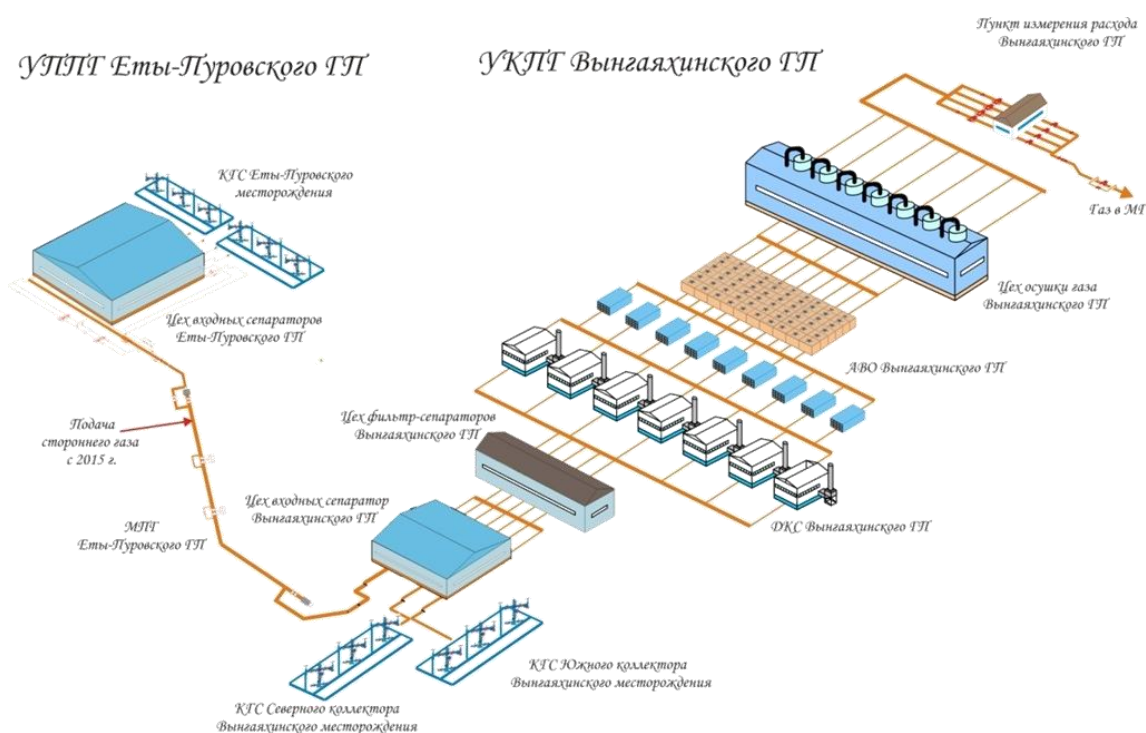


Рисунок 4.14 – Схема подготовки газа Вынгаяхинского ГП

Комплексная геолого-технологическая модель выполнена в рамках программного обеспечения компании Schlumberger на гидродинамическом симуляторе Eclipse. Функциональные возможности данного симулятора позволяют проводить заданные действия при выполнении определенных условий, а также создавать дополнительные пользовательские величины, которые могут быть константами, математическими функциями и многомерными функциями в виде таблиц. Предложенные решения направлены на повышение контроля и управление технологическими режимами работы газовых скважин [14, 24, 37], повышение эффективности работы дожимного комплекса, а также на управление

отборами газовых промыслов с учетом сезонной неравномерности потребительского спроса на газ.

Для создания гидродинамической модели сеноманских отложений Вынгаяхинского и Еты-Пуровского месторождений в программном комплексе Irap RMS компании ROXAR было произведено ремасштабирование в вертикальном направлении трёхмерных каркасов геологических моделей, с целью уменьшения количества используемых ячеек.

На рисунке 4.15 показано распределение областей насыщения в трёхмерной модели.

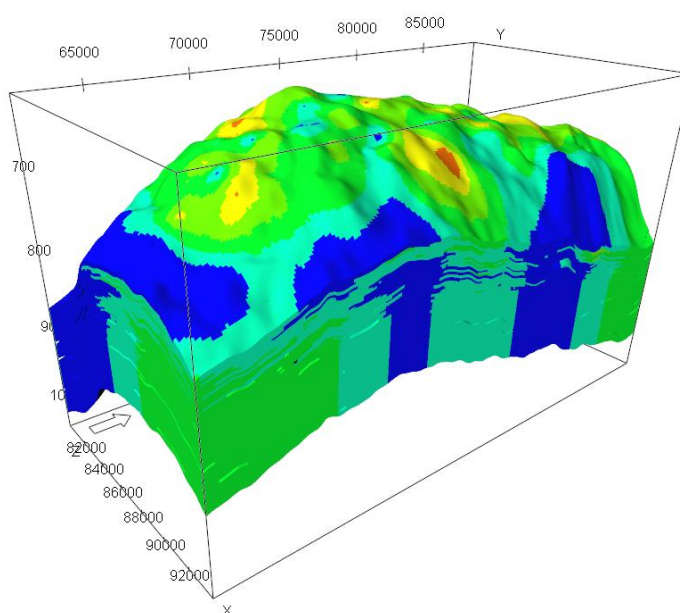


Рисунок 4.15 - Регионы по классам пористости Вынгаяхинского месторождения

Свойства газа, такие как объёмный коэффициент, вязкость, относительная плотность, были рассчитаны в программном продукте PVTi фирмы Schlumberger. Для выполнения расчётов использовался компонентный состав, полученный анализом проб свободного и растворённого газа сеноманской залежи Вынгаяхинского месторождения.

Для воспроизведения истории разработки в трёхмерную модель залежи были добавлены модели скважин, для создания которых использовались фактические данные инклинометрии, диаметр НКТ, отметки глубин интервалов перфорации при вводе скважин в разработку и их изменение в динамике.

Для настройки продуктивности скважин на трёхмерной модели были воспроизведены ГДИ. При настройке сопоставлялись фактическая и модельная зависимости депрессии от дебита, в результате по большей части фонда была достигнута высокая степень сходимости.

Для учёта потерь давления по стволу скважин в программном продукте PIPESIM фирмы Schlumberger были построены таблицы VFP. Полученные в результате расчётов таблицы потерь давления учитывают индивидуальную инклинометрию скважин, фильтрационные коэффициенты, компонентный состав флюида.

Одним из основных критериев оценки качества фильтрационной модели является соответствие уровня подъёма модельного ГВК фактическим замерам. Моделирование внедрения в залежи пластовой воды произведено путём подключения модели водоносного пласта Картера-Трэйси [85] к нижним граням ячеек подошвы трёхмерной гидродинамической модели. На рисунке 4.16 представлены карты фактического по результатам ГИС и модельного подъёма ГВК по состоянию на 01.01.2014.

Итогом всего цикла адаптации стала трёхмерная гидродинамическая модель сеноманской газовой залежи Вынгайхинского месторождения, с достаточной точностью воспроизводящая историю разработки. На рисунке 4.17 показано сопоставление модельных и фактических значений пластового давления и дебита по одной из скважин.

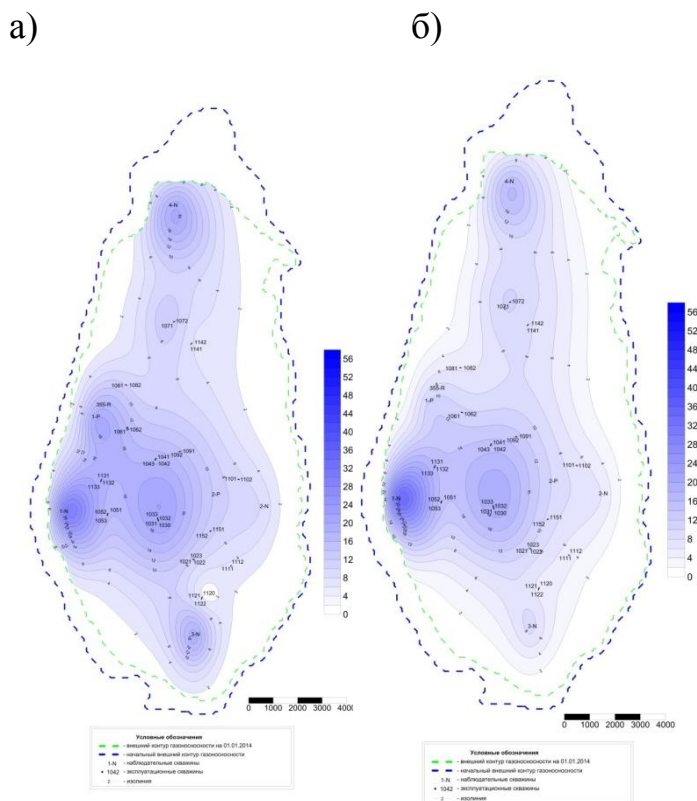


Рисунок 4.16 - Карта подъёма ГВК а) по результатам ГИС по состоянию на 01.01.2014, б) по модели по состоянию на 01.01.2014

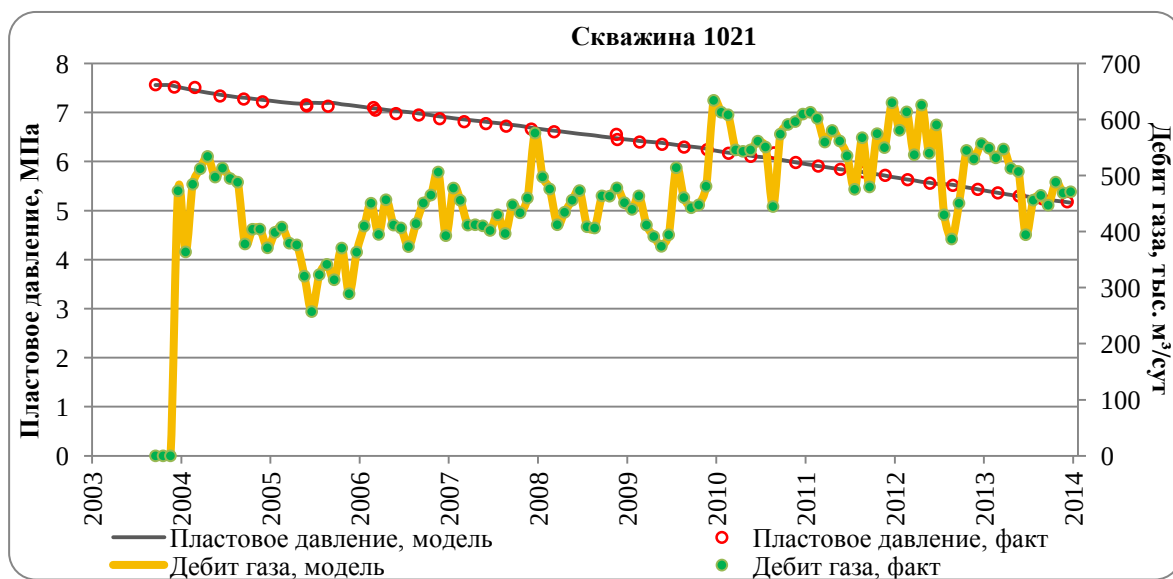


Рисунок 4.17 - Сопоставление модельных и фактических показателей пластового давления и дебита газа скважины № 1021

Адаптация трёхмерной гидродинамической модели сеноманской газовой залежи Еты-Пуровского месторождения произведена по двадцати регионам, полученным по результатам анализа модельного и фактического темпов падения

пластового давления. На рисунке 4.18 представлена карта распределения регионов по площади модели.

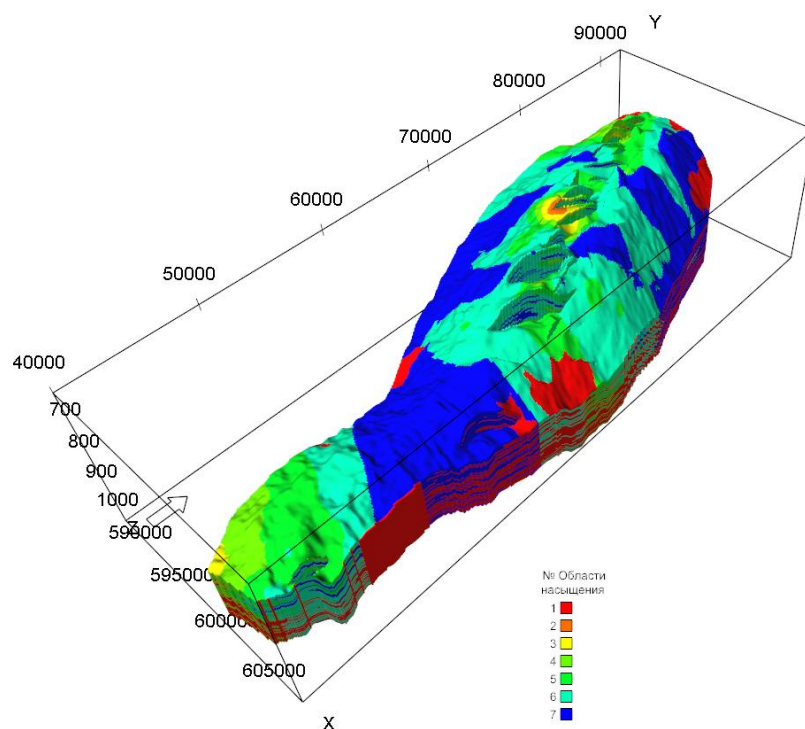


Рисунок 4.18 - Регионы ОФП по классам пористости Еты-Пуровского месторождения

Трёхмерная гидродинамическая модель сеноманской газовой залежи Еты-Пуровского месторождения с допустимой погрешностью воспроизводит историю разработки (рисунок 4.19). По большей части фонда эксплуатационных скважин расхождение показателя модельного пластового давления с фактическим значением на последнюю дату моделирования исторического периода (01.01.2014) не превышает 3 %. Как видно из рисунка 4.20, 76 % фонда скважин имеют расхождение менее 2 %.

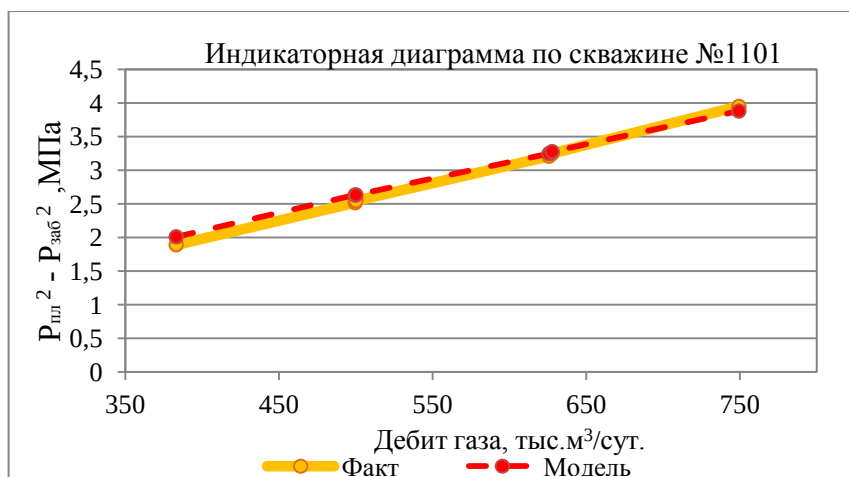


Рисунок 4.19 - Пример результатов настройки продуктивности скважин

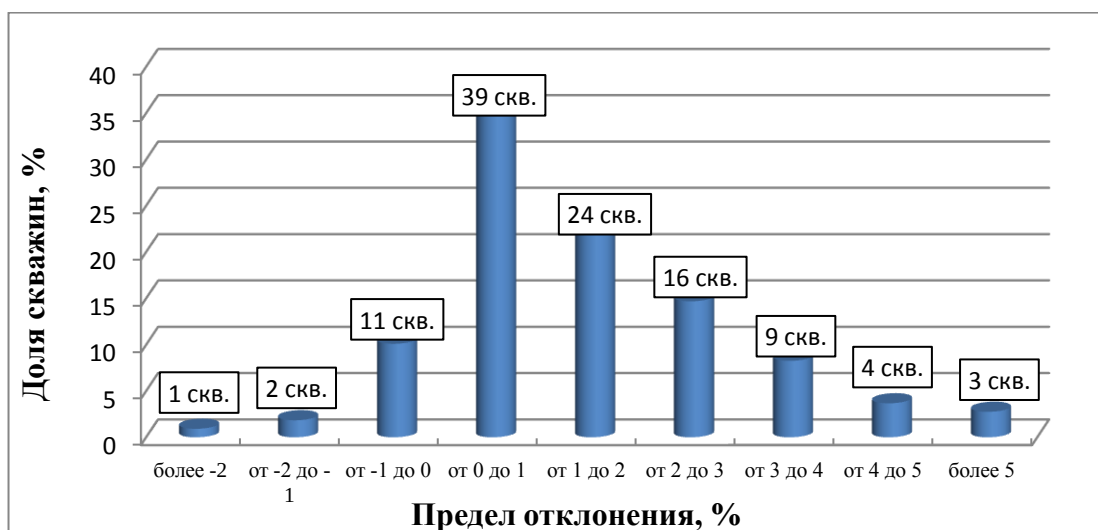


Рисунок 4.20 - Распределение фонда скважин по отклонению значения модельного пластового давления от фактического на 01.01.2014

4.4 Создание единой комплексной модели Вынгаяхинского и Еты-Пуровского месторождений

Моделирование процесса разработки сеноманской залежи Вынгаяхинского месторождения напрямую зависит от моделирования процесса разработки сеноманской залежи Еты-Пуровского месторождения, так как сеноманский газ, добываемый на Еты-Пуровском месторождении, подается для окончательной подготовки и компримирования на Вынгаяхинское месторождение по

межпромысловому газопроводу. Таким образом, моделирование процесса разработки сеноманских залежей Вынгаяхинского и Еты-Пуровского месторождений осложнено структурой составных частей комплексной модели ("пласт-скважина-ГСС"). С одной стороны, на пластовом уровне модели независимы, в каждой из них собственные термобарические условия залегания УВ, с другой стороны, на уровне "скважина-ГСС" модели составляют единую систему. В этой связи возникает необходимость объединения моделей двух залежей в единый гидродинамический каркас, так как это позволит производить расчеты в рамках единой системы сбора и компримирования.

Объединение моделей двух месторождений в единый гидродинамический каркас

Процесс объединения состоит из 4 этапов:

- 1) анализ пространственного положения и подготовка моделей пластов к объединению;
- 2) объединение каркасов моделей с помощью ряда связующих ячеек;
- 3) перенос свойств и областей принадлежности ячеек;
- 4) перенос моделей скважин.

Анализ пространственного положения и подготовка моделей пластов к объединению

Согласно относительным географическим координатам расположения трёхмерных каркасов моделей залежей (таблица 4.2), было определено результирующее пространственное положение моделей в единой сетке. Так как модель залежи Вынгаяхинского месторождения находится ближе к центру декартовой системы координат, именно к ней будет подсоединена модель залежи Еты-Пуровского месторождения.

Таблица 4.2 - Минимальные относительные географические координаты моделей залежей

Модель	X min	Y min	Z min
Вынгаяхинское	80191,4	62000,4	615,6
Еты-Пуровское	588577,4	39996,8	634,9
Единая	80191,4	39995,8	615,6

Основные параметры гидродинамических каркасов моделей залежей представлены в таблице 4.3.

Одним из главных условий для объединения является совпадение размерностей моделей в направлениях J, K, поэтому, исходя из размеров гидродинамических моделей, было принято решение уравнивать количество ячеек моделей. В направлении J к сетке Вынгаяхинского месторождения было добавлено 254 сеточных блока (рисунок 4.21).

Таблица 4.3 - Размерность моделей в направлениях I, J, K

Модель	Количество ячеек по I	Количество ячеек по J	Количество ячеек по K	Общее количество активных ячеек
Вынгаяхинское	136	273	55	1380085
Еты-Пуровское	195	527	62	1138270
Единая	332	527	62	2518355

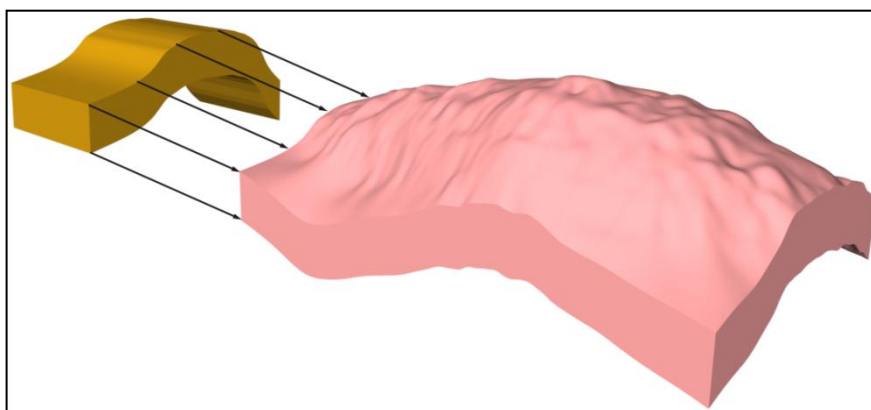


Рисунок 4.21 - Каркас гидродинамической модели Вынгаяхинского месторождения ($136 \times 273 \times 55$) – справа; каркас из сеточных блоков для уравнивания моделей в направлении J ($136 \times 254 \times 55$) – слева

В результате был получен каркас модели Вынгаяхинского месторождения с размерностью $136 \times 527 \times 55$, равный по величине с моделью Еты-Пуровского месторождения в направлении J (рисунок 4.22).

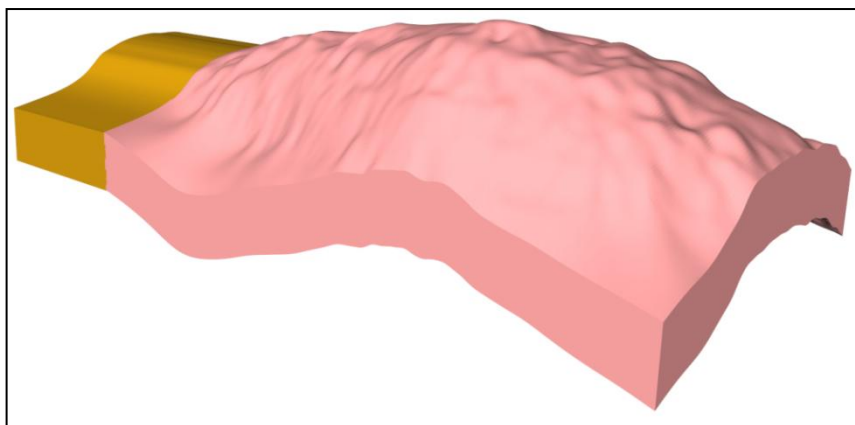


Рисунок 4.22 - Каркас гидродинамической модели Вынгаяхинского месторождения ($136 \times 527 \times 55$)

В направлении К к полученной сетке Вынгаяхинского месторождения было добавлено семь сеточных блоков (рисунок 4.23).

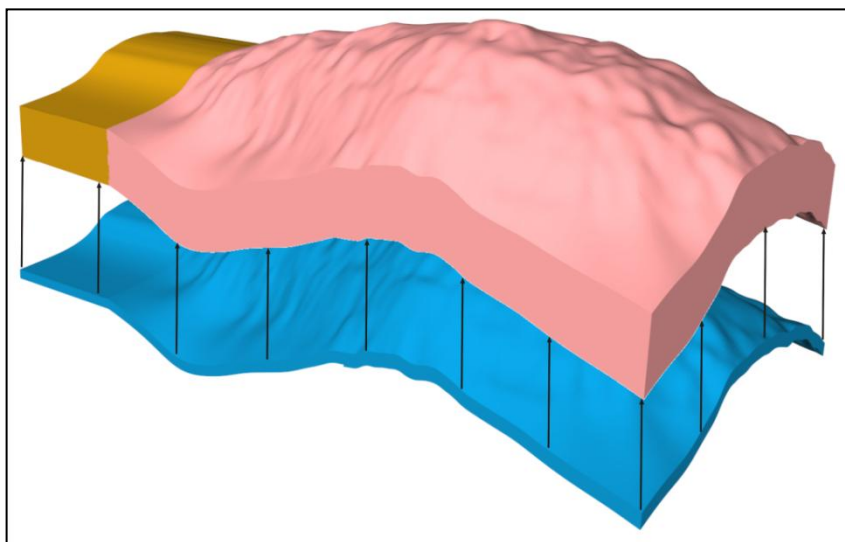


Рисунок 4.23 - Каркас гидродинамической модели Вынгаяхинского месторождения ($136 \times 527 \times 55$) – сверху; каркас из сеточных блоков для уравнивания моделей в направлении К ($136 \times 527 \times 7$) – снизу

В результате был получен каркас модели Вынгаяхинского месторождения с размерностью $136 \times 527 \times 62$, равный по величине с моделью Еты-Пуровского месторождения в направлении J и К (рисунок 4.24).

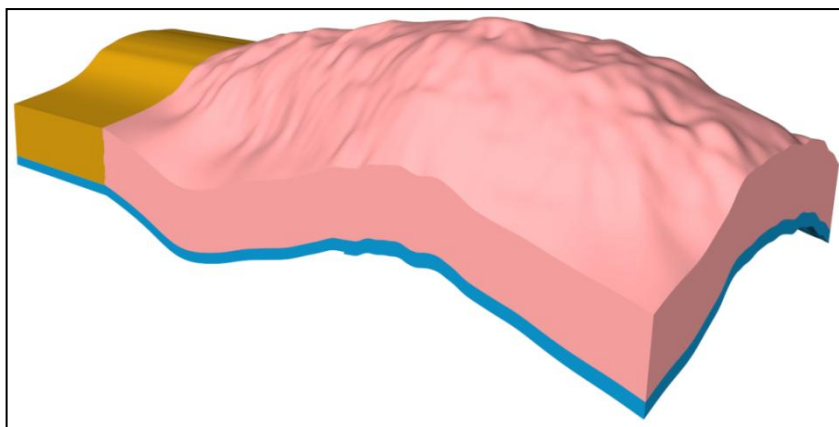


Рисунок 4.24 - Каркас гидродинамической модели Вынгаяхинского месторождения ($136 \times 527 \times 62$)

Таким образом, был получен каркас модели залежи Вынгаяхинского месторождения с размерностью равной модели залежи Еты-Пуровского месторождения, что позволяет объединить их в единый гидродинамический каркас. Так как залежи являются отдельными гидродинамическими системами, и отсутствует всякое влияние между ними, то каркасы моделей залежей были объединены рядом неактивных ячеек в направлении I.

Объединение каркасов моделей с помощью ряда связующих ячеек

Описание сеточного блока модели (I_n ; J_n ; K_n) можно представить в следующем виде (рисунок 4.25):

GRID BLOCK: $I=I_n$, $J=J_n$, $K=K_n$

$X1 \ Y1 \ Z1$, $X2 \ Y2 \ Z2$

$X3 \ Y3 \ Z3$, $X4 \ Y4 \ Z4$

$X5 \ Y5 \ Z5$, $X6 \ Y6 \ Z6$

$X7 \ Y7 \ Z7$, $X8 \ Y8 \ Z8$

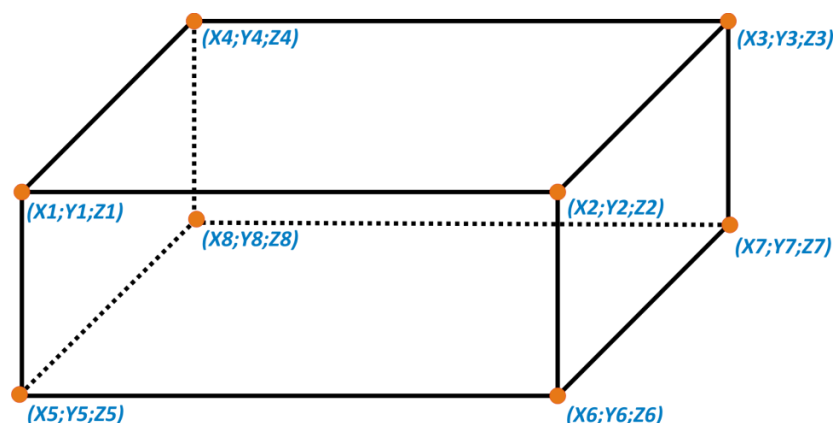


Рисунок 4.25 - Схематичное представление формата описания сеточного блока

Зная порядковый номер последней ячейки каркаса модели Вынгаяхинского месторождения по $I = 136$, а так же количество ячеек каркаса Еты-Пуровского месторождения в том же направлении, определяется результирующая размерность единого каркаса. Тогда объединяющий сеточный блок $(137 \times J_n \times K_n)$ будет иметь следующие координаты (рисунок 4.26):

GRID BLOCK: $I=137, J=J_n, K=K_n$

$X2 \ Y2 \ Z2 \ (136; J_n; K_n)$ -Вынгаяхинское $X1 \ Y1 \ Z1 \ (1; J_n; K_n)$ -Еты-Пуровское
 $X4 \ Y4 \ Z4 \ (1; J_n; K_n)$ -Еты-Пуровское $X3 \ Y3 \ Z3 \ (136; J_n; K_n)$ -Вынгаяхинское
 $X6 \ Y6 \ Z6 \ (136; J_n; K_n)$ -Вынгаяхинское $X5 \ Y5 \ Z5 \ (1; J_n; K_n)$ -Еты-Пуровское
 $X8 \ Y8 \ Z8 \ (1; J_n; K_n)$ -Еты-Пуровское $X7 \ Y7 \ Z7 \ (136; J_n; K_n)$ -Вынгаяхинское.

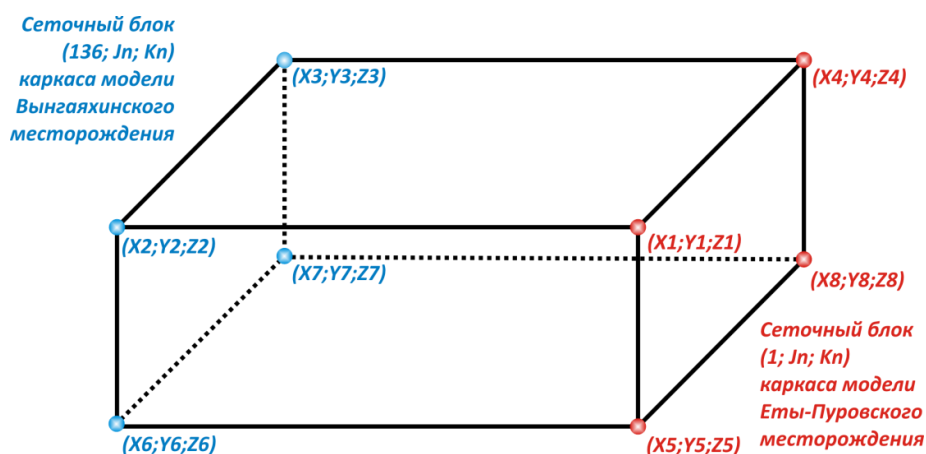


Рисунок 4.26 - Схематичное представление объединяющего сеточного блока $(137 \times J_n \times K_n)$

На рисунке 4.27 представлены три составные части общего каркаса, слева - каркас гидродинамической модели Вынгаяхинского месторождения, справа - каркас гидродинамической модели Еты-Пуровского месторождения, в центре - каркас из сеточных блоков для объединения моделей. В результате процедуры объединения был получен единый трёхмерный каркас моделей залежей Вынгаяхинского и Еты-Пуровского месторождений с размерностью $332 \times 527 \times 62$ ячеек (рисунок 4.28).

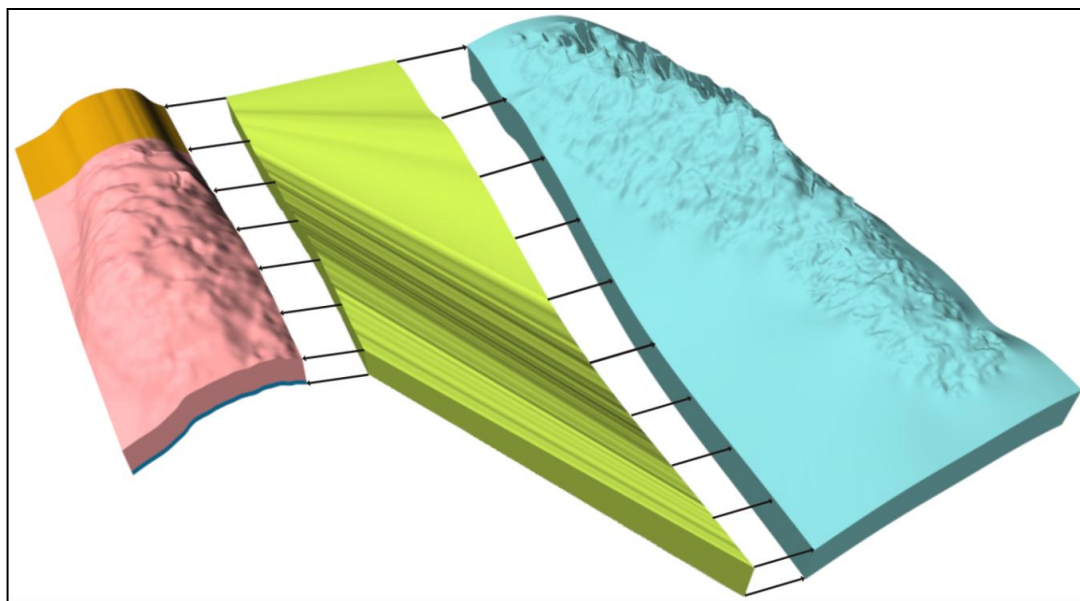


Рисунок 4.27 - Принцип объединения трёхмерных каркасов гидродинамических моделей

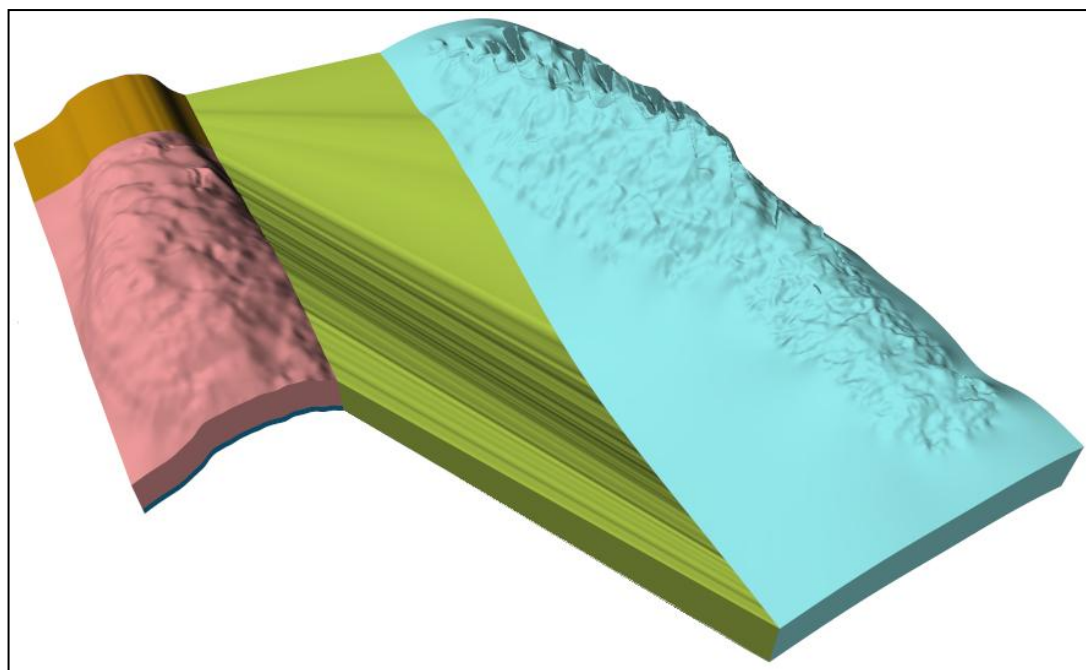


Рисунок 4.28 - Единый каркас моделей залежей Вынгаяхинского и Еты-Пуровского месторождений

Перенос свойств ячеек осуществлялся последовательно для обеих моделей месторождений с помощью процедуры Resample Parameters (рисунок 4.29) программного продукта Igar RMS в следующей последовательности:

- 1) выбор исходной, настроенной на историю разработки, модели Вынгаяхинского или Еты-Пуровского месторождения;
- 2) выбор свойства для переноса;
- 3) выбор интервалов переноса в направлениях I, J, K;
- 4) перенос свойств в единую гидродинамическую сетку.

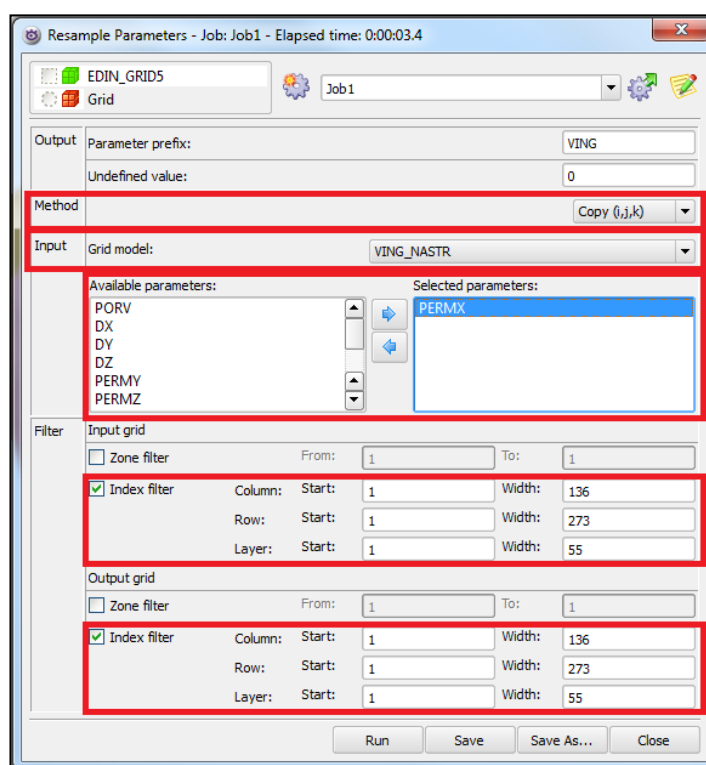


Рисунок 4.29 - Пример переноса параметров модели Вынгаяхинского месторождения

Таким образом были перенесены песчанистость, пористость, абсолютная проницаемость в трех направлениях, поровый объем, начальная водонасыщенность, критическая водонасыщенность, критическая газонасыщенность, остаточная водонасыщенность, области для функций от насыщенности, области подсчета запасов, области для таблиц уплотнения породы, области активных сеточных блоков, PVT-области, области равновесия. Для каждой залежи были заданы собственные PVT-свойства, таблицы ОФП, физические свойства фаз и породы.

Последним этапом объединения стал перенос скважин [97] отдельных моделей на модель с единым гидродинамическим каркасом. Для этого переназначены индексы вскрываемых ячеек эксплуатационных скважин Еты-Пуровского месторождения, так как после объединения каркасов модель залежи Еты-Пуровского месторождения сдвинулась на 137 ячеек в направлении I.

Моделирование наземных сетей произведено с помощью опции Network программного продукта Eclipse. Для этого в трёхмерной модели была описана структура ГСС, учитывающая порядок подключения шлейфов, наличие дроссельных задвижек на эксплуатационных кустах, дожимной комплекс. Для каждого участка наземной сети рассчитаны индивидуальные таблицы потерь давления, учитывающие длину и диаметр трубопровода, а так же охватывающие большой интервал входных давлений и объема транспортируемого газа.

Адекватность распределения расчетных величин давлений и расходов газа в модели наземной сети по сравнению с фактическими обуславливает корректность расчёта системы не только на пластовом, но и на уровне «ГСС-магистральный газопровод».

Для проверки соответствия показателей комплексной модели фактическим данным, по принципу расчёта прогнозных показателей разработки был проведён расчёт периода с 01.06.2012 по 01.06.2013. При расчёте использовались четыре ограничения, выступающие управляющими факторами:

- величина входного давления в магистраль;
- верхний предел суммарного суточного отбора газа двух месторождений в целом;
- верхний предел суточного отбора газа Еты-Пуровского месторождения в целом;
- верхний предел суточного отбора газа Вынгаихинского месторождения в целом.

В ходе расчёта, исходя из продуктивных характеристик скважин, их взаимного расположения в кусте (баланс давления на выходе с куста), отдаленности кустов от УКПГ, УППГ (соответственно разных величин потерь

давления от выхода с куста до точки сбора), происходит распределение устьевых давлений, а, следовательно, и дебитов по всем скважинам.

Расчет, проведенный по этой схеме, показал, что скважины, работая под управлением устьевого давления, соблюдают исторические дебиты, месторождение выполняет свой исторический отбор и при этом давление на участках в модели наземной сети соответствует историческим (зарегистрированным диспетчерской службой) значениям. На рисунке 4.30 представлен пример распределения давлений и расхода на участке ЦВС ЕГП – ЦВС ВяГП.

Соответствие модельных показателей фактическим при такой схеме расчета свидетельствует о достаточной степени точности результатов комплексной модели и надежности ее использования при расчете прогнозной стратегии разработки.

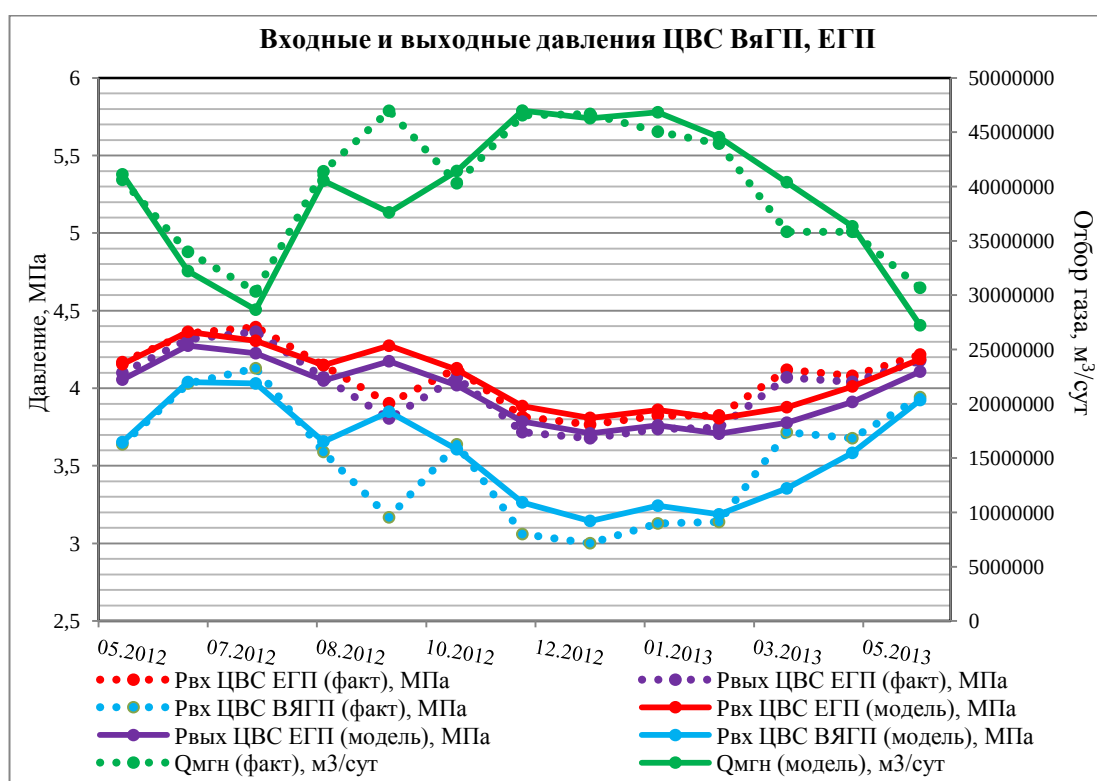


Рисунок 4.30 - Сопоставление модельной и фактической динамики распределения давлений и расхода на участке ЦВС ЕГП – ЦВС ВяГП

Некоторая рассогласованность модельных и фактических величин объясняется тем, что фактические показатели, представленные на рисунке 4.30,

отражают мгновенный временной срез по всем узлам системы ГСС и могут нести с собой определенную погрешность по сравнению со среднемесячной величиной.

В 2006 г. на ВяГП была пущена в эксплуатацию первая очередь ДКС, состоящая из четырех газоперекачивающих агрегатов (ГПА), которая расположена после ЦВС перед системой осушки газа. В настоящее время ДКС ВяГП осуществляет работу в одну ступень сжатия со следующим оснащением 7 ГПА-ЦЗ-16С/76-2,2. Тип нагнетателя - 16ГЦ2-395/53-76М1.

Для создания модели ДКС Вынгаяхинского ГП были использованы газодинамические характеристики установленных на газоперекачивающих агрегатах сменных проточных частей (СПЧ) со степенью сжатия $\varepsilon = 2,2$, а также рассчитаны режимы работы ДКС после перехода на двух и трех ступенчатое сжатие и замены СПЧ 2,2 на СПЧ 3,0 на завершающем этапе разработки при значительном падении входного давления. При расчетах учитывалось, что в работу введены все ГПА общим количеством 11 единиц. Для каждой компоновки ДКС находились минимальные и максимальные давления и расход газа, при которых режим работы ГПА был оптимальным. Результаты расчета представлены на рисунке 4.31.

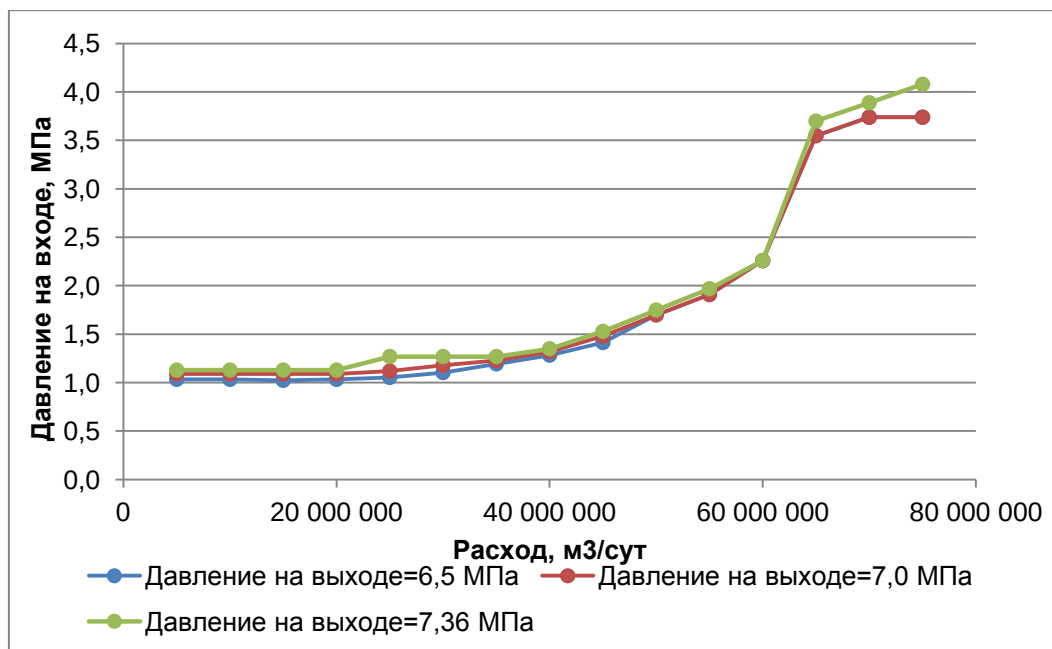


Рисунок 4.31 – График режимов компримирования модели ДКС ВяГП

Модели ДКС Еты-Пуровского ГП состоят из двух и трех агрегатов типа ГПА-ЦЗ-16 в соответствии с вариантом разработки. Предполагается, что ДКС ЕГП будет осуществлять работу в одну ступень сжатия. Для построения модели ДКС были использованы газодинамические характеристики следующих сменных проточных частей:

- НЦ-16-56-1,45;
- НЦ-16-56-1,7;
- НЦ-16-56-2,2;
- НЦ-16-45-1,7;
- НЦ-16-21-2,2;
- НЦ-16-30-3,0;
- НЦ-16-41-1,45;
- НЦ-16-41-2,2.

Для каждой компоновки ДКС находились минимальные и максимальные давление и расход газа, при которых режим работы ГПА - оптимален. Результаты расчета представлены на рисунке 4.32.

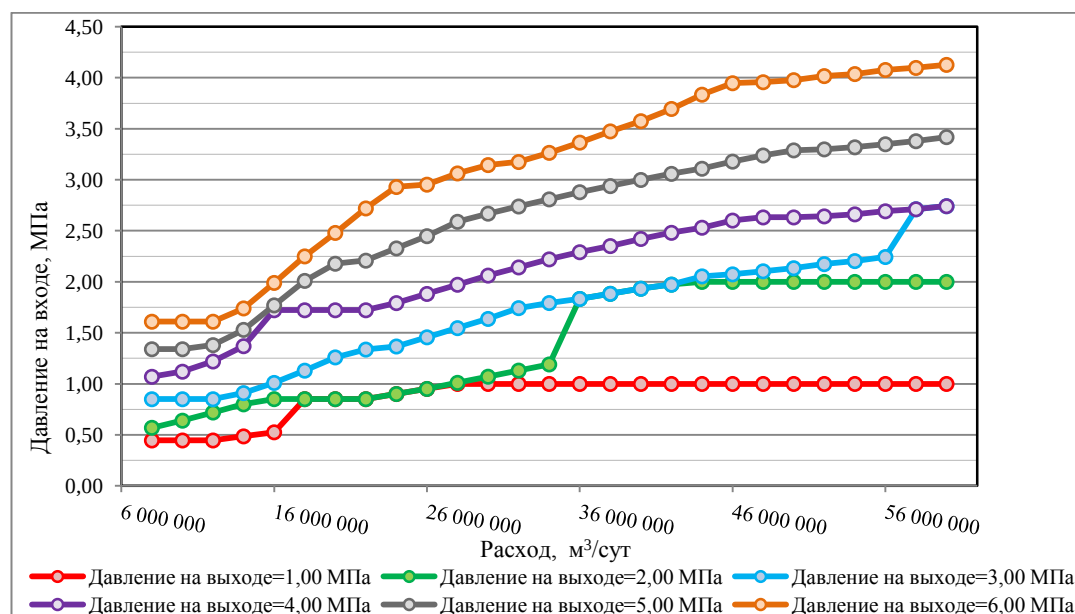


Рисунок 4.32 – График режимов компримирования модели ДКС ЕГП на 2 ГПА

Так как основной дожимной комплекс находится на ВяГП, необходимости компримирования газа ДКС ЕГП до давления 7,36 МПа нет, поэтому модель ДКС

включает в себя режимы компримирования с выходными давлениями от 1,00 до 6,00 МПа.

Единый гидродинамический каркас залежей, включающий в себя две независимые пластовые системы, а так же единая модель наземной сети позволяют успешно решать задачу по расчету гидродинамических моделей сеноманских залежей Вынгаяхинского и Еты-Пуровского месторождений как единого газодобывающего комплекса.

Учитывая, что комплексная модель содержит в себе две пластовые системы, объединенные единой системой ГСС, расчет прогнозной стратегии разработки учитывает взаимовлияние моделей на поверхностном уровне. Схематично комплексная модель рассматриваемых залежей представлена на рисунке 4.33.

Стоит отметить, что разновременность ввода залежей в промышленную разработку, а также неточности в оценке начальных запасов газа стали причиной дисбаланса пластовых и, как следствие, входных давлений в ДКС Вынгаяхинского промысла, что является одной из наиболее значимых проблем совместной разработки залежей [21].

Предложены варианты разработки, направленные на повышение эффективности разработки, как на ближайшую перспективу, так и на доизвлечение запасов газа на завершающей стадии разработки. В частности предложено оснащение Еты-Пуровского газового промысла ДКС, бурение горизонтальных скважин на Вынгаяхинском газовом промысле, реализация технологии распределенного компримирования.

4.5 Расчеты технологических показателей совместной разработки сеноманских залежей Вынгаяхинского и Еты-Пуровского месторождений

Расчёты технологических показателей разработки выполнены на комплексной модели залежей для множества вариантов, различающихся уровнями добычи газа месторождений, а также вводом новых эксплуатационных скважин на Вынгаяхинском месторождении, реализацией технологии

распределенного компримирования и технологическим оснащением УППГ Еты-Пуровского месторождения вводом ДКС.

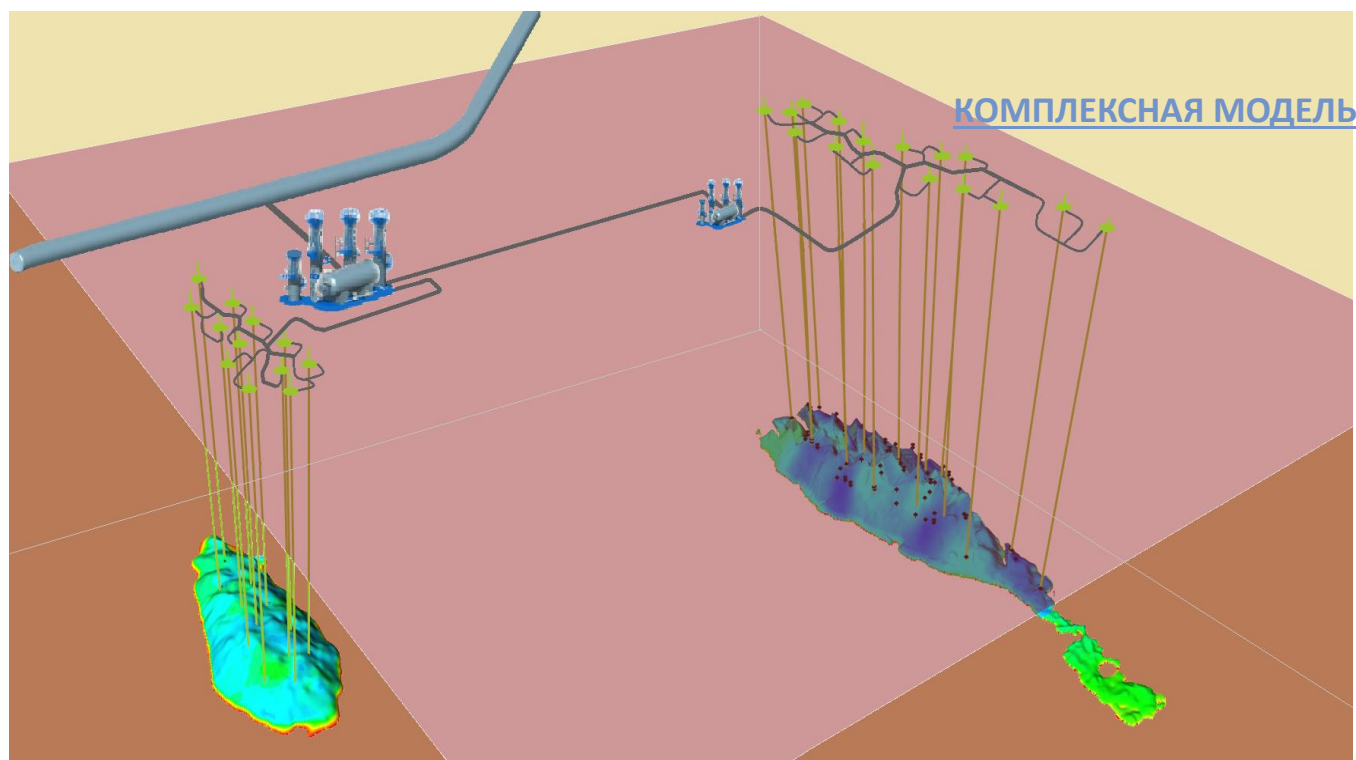


Рисунок 4.33 – Схематичное представление комплексной модели сеноманских залежей Вынгаяхинского и Еты-Пуровского месторождений

Целевые значения годовых отборов меняются в зависимости от технологических решений, предлагаемых в соответствующих вариантах, и соответствуют максимально возможному отбору при реализуемой схеме подготовки газа в рамках единой системы ГСС.

Использование комплексной модели позволяет определять максимально возможный среднесуточный отбор обоих промыслов в зимний период в автоматическом режиме и использовать его при расчете целевой величины отбора в летний период, таким образом, учитывая неравномерность сезонного спроса на газ. Такое решение стало возможным благодаря реализации в модели пользовательских векторов (UDQs) и событий (ACTIONS). Так, для варианта с отсутствием новых технологических решений для повышения эффективности

разработки рассчитанное моделью целевое значение отбора будет ниже, чем для варианта с вводом новых эксплуатационных скважин.

Предложенные алгоритмы позволили оценить эффект от строительства ДКС на Еты-Пуровском промысле в 2017 году. На рисунке 4.34 изображены графики суточного отбора и коэффициента газоотдачи по базовому варианту разработки и по варианту, рассчитанному с введенной моделью ДКС. В период с 2017 по 2023 год ожидается увеличение суточного отбора газа до 24%. При этом после 2027 года ожидается сокращение добычи газа за счет более интенсивного отбора в предыдущий период.

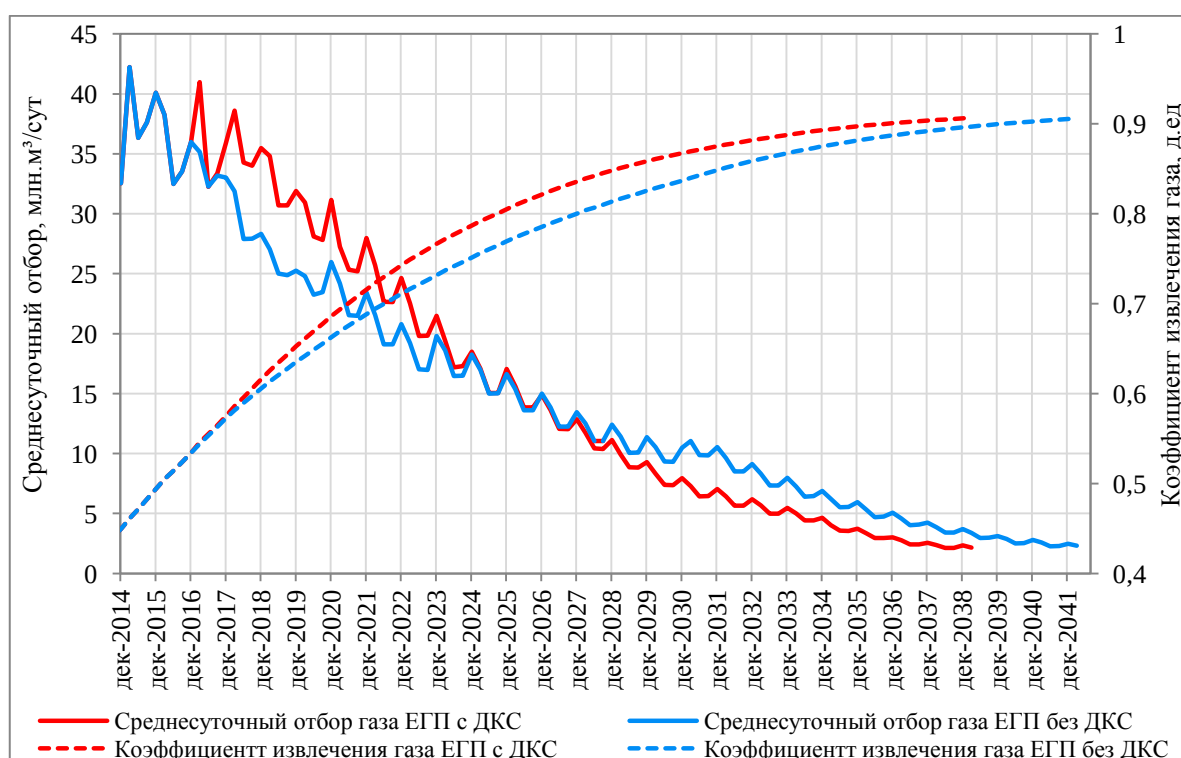


Рисунок 4.34 – Рассчитанный эффект от строительства ДКС

Строительство ДКС на УППГ Еты-Пуровского газового промысла в начале 2017 г., работающую в первую ступень ДКС Вынгаяхинского газового промысла, позволит уменьшить дисбаланс пластовых давлений, что, как следствие, приведет к более эффективной с технологической точки зрения разработке залежи. Технико-экономические расчеты подтвердили необходимость строительства ДКС.

Комплексная модель позволила оценить потери в добыче с Вынгаяхинского промысла за счет ввода ДКС на Еты-Пуровском промысле. Так как оба промысла работают в единую систему подготовки, то увеличение отборов с одного из них приводит к потере в добыче с другого. Так, за счет ввода ДКС на Еты-Пуровском промысле отборы с сеноманской залежи Вынгаяхинского ГНМ уменьшатся на 2% в 2017 году (рисунок 4.35).

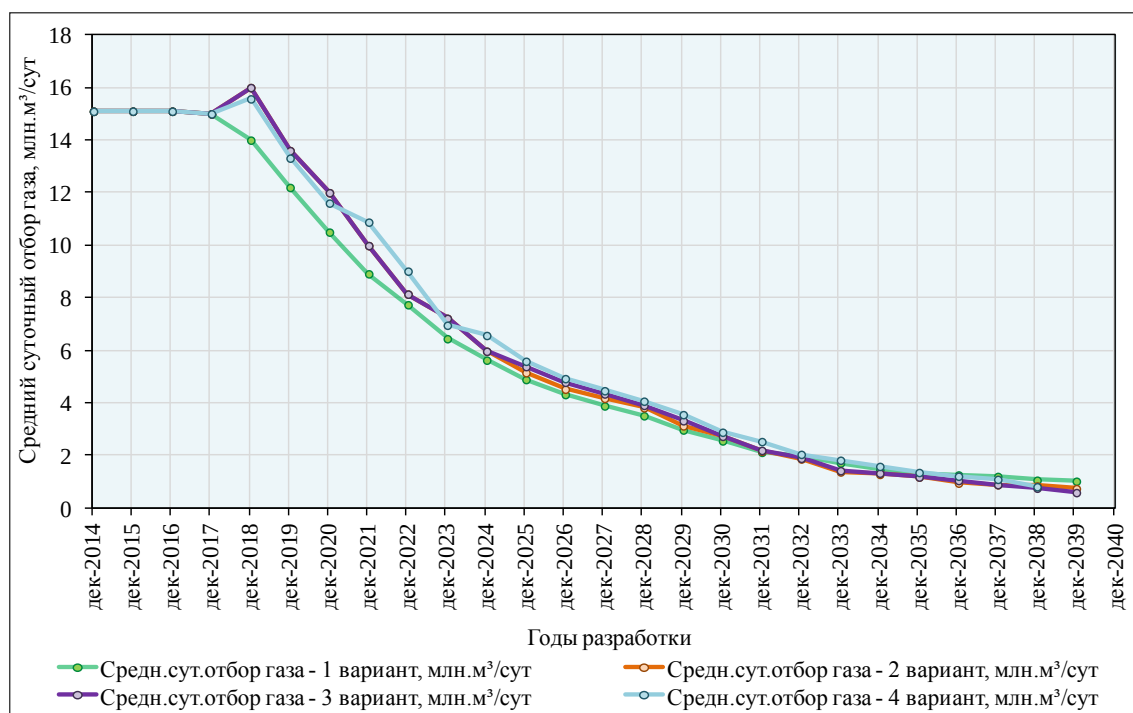


Рисунок 4.35 – Снижение добычи газа Вынгаяхинского промысла за счет строительства ДКС на соседнем газовом промысле

Создание расширенной модели ДКС позволило оценить эффект от подачи газа Еты-Пуровского НГКМ на различные ступени компримирования Вынгаяхинской ДКС (рисунок 4.36).

Сравнительный анализ по критерию накопленного отбора газа показал меньшую эффективность варианта 3А (подача газа на вторую ступень) по сравнению с вариантом 3 (подача газа на первую ступень). Таким образом, к реализации рекомендован вариант, предусматривающий строительство ДКС на Еты-Пуровском промысле с подачей газа на первую ступень Вынгаяхинского промысла.

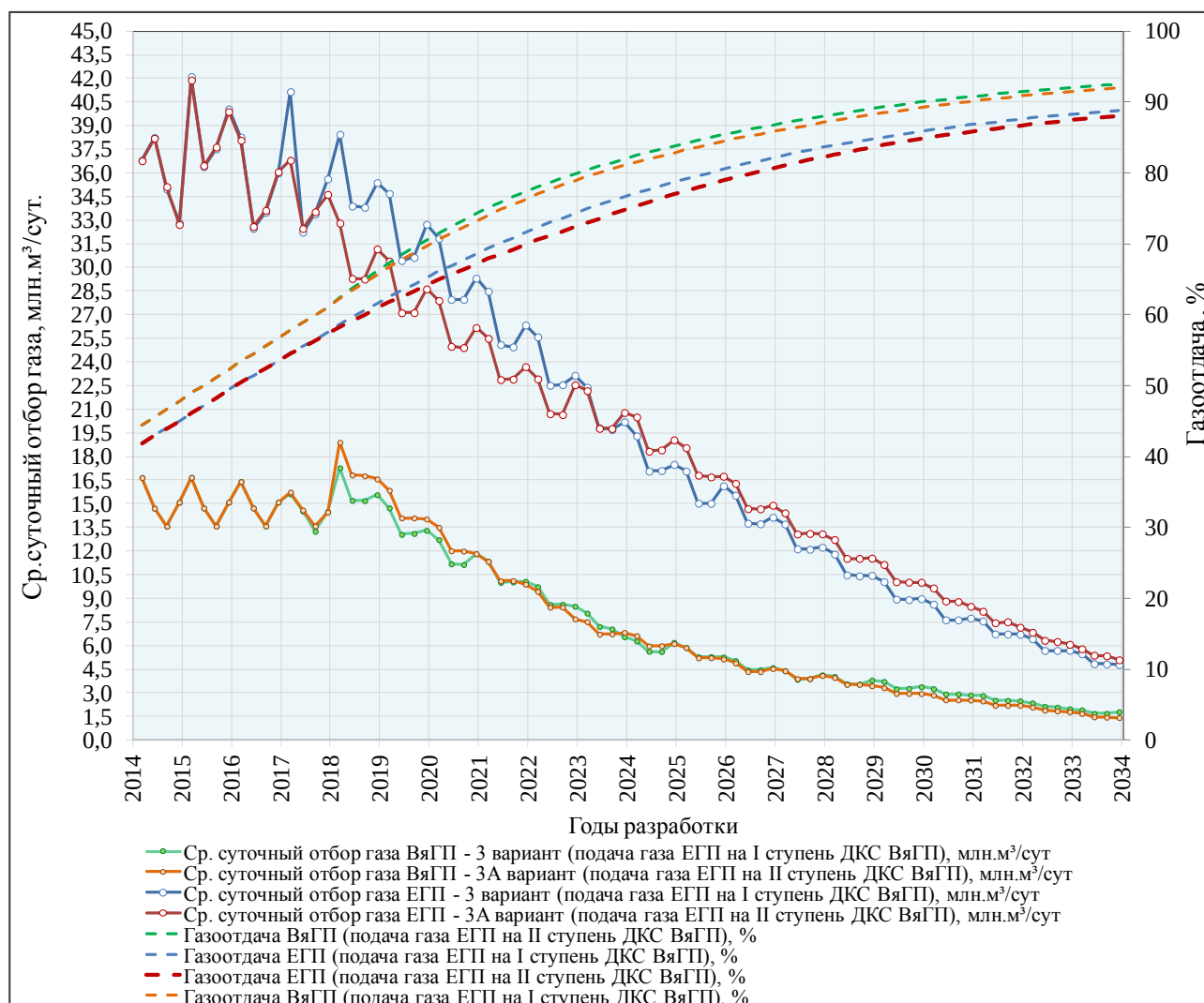


Рисунок 4.36 – Снижение добычи газа Вынгаяхинского промысла за счет строительства ДКС на соседнем газовом промысле

Пропускная способность ДКС зависит от давлений на входе и выходе со станции. Наличие дополнительного объема газа (операторские услуги по перекачке попутного нефтяного газа) влияет на возможность увеличения собственных отборов. За счет созданных моделей ДКС удалось установить объемы потерь в добыче за счет подачи дополнительных объемов газа между двумя промыслами (рисунок 4.37).

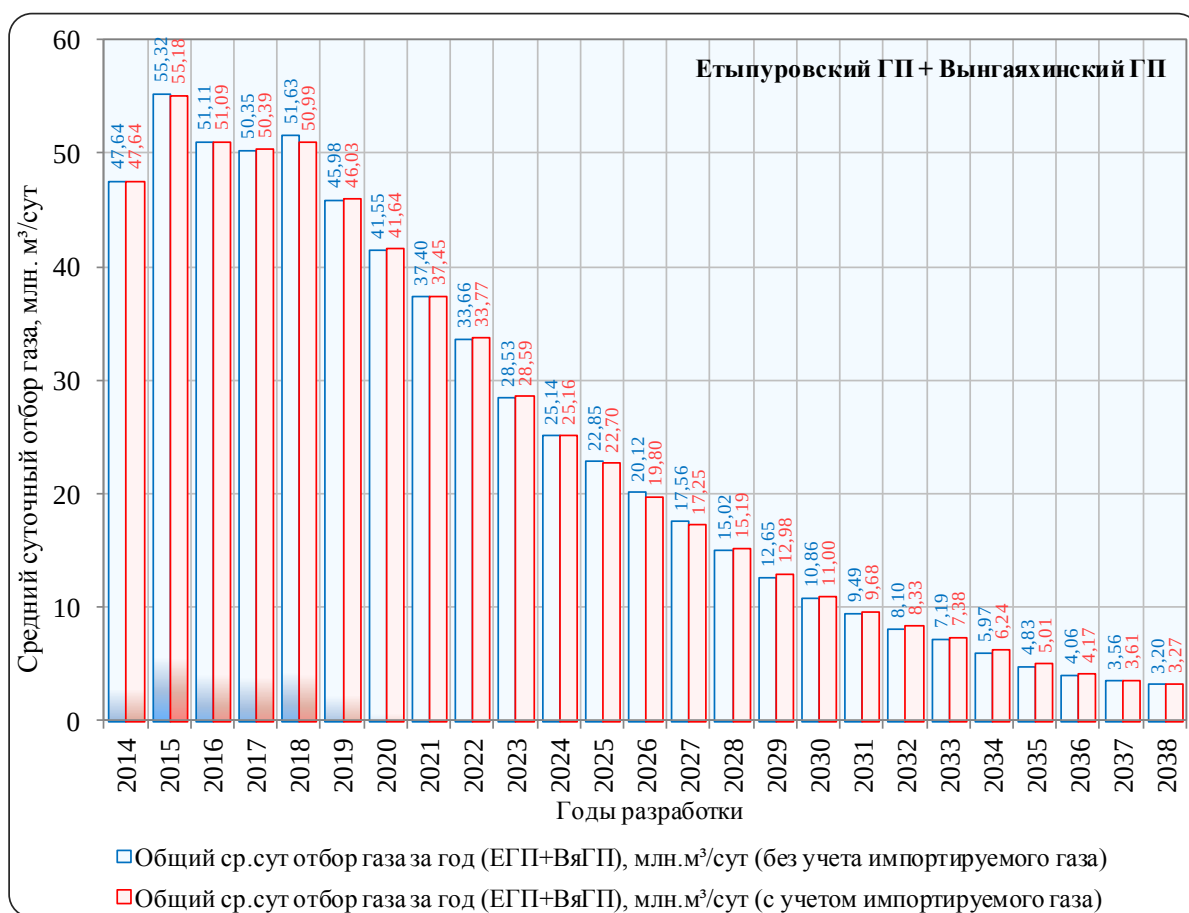


Рисунок 4.37 – Динамика изменения суммарного отбора газа по Етыпуровскому ГП и Вынгаяхинскому ГП по вариантам с учетом и без учета импортируемого газа по межпромысловому коллектору

В основе дополнительно рассчитанного варианта лежат идентичные технологические решения для повышения эффективности разработки залежей, как и в варианте 3, однако, для количественной оценки снижения объемов добычи газа ввиду предоставления операторских услуг, вариант исключает дополнительные объемы газа, подаваемого в межпромысловый коллектор. Результаты технологических расчетов показали изменение в добыче газа суммарно по обоим промыслам на 1,3 %.

4.6 Геолого-технологическая модель сеноманской залежи Ямбургского НГКМ

Ямбургское месторождение – это одно из основных и крупнейших месторождений ОАО «Газпром», расположенное в пределах Тазовского полуострова на территории Надымского и Тазовского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Сеноманская залежь Ямбургского месторождения условно включает в себя собственно Ямбургскую площадь, которая находится в разработке с 1986 г., Харвутинскую площадь – в разработке с 1996 г. и Анерьяхинскую, введенную в разработку в 1 квартале 2004 г. [73].

Наиболее сложным этапом создания модели являлась ее адаптация на историю разработки [61]. Для адаптации гидродинамической модели на историю разработки, исходя из данных о местоположении и инклинометрии, определены все скважины эксплуатационного и наблюдательного фонда, общее число которых составило 1189. Моделируемая газовая залежь является водоплавающей, поэтому мощность водонасыщенной части в исходной модели не определена и является условной. Для моделирования водонапорного бассейна использовался аналитический аквифер Фетковича, подключаемый с отступом от начального уровня газоводяного контакта (ГВК) 25-30 м. Схема подключения аквифера представлена на рисунке 4.38. В связи с разновременным введением участков залежи в разработку и, как следствие, различными темпами и объемами продвижения ГВК водоносный пласт был разделен на 4 участка, каждый из которых описан отдельным аквифером.

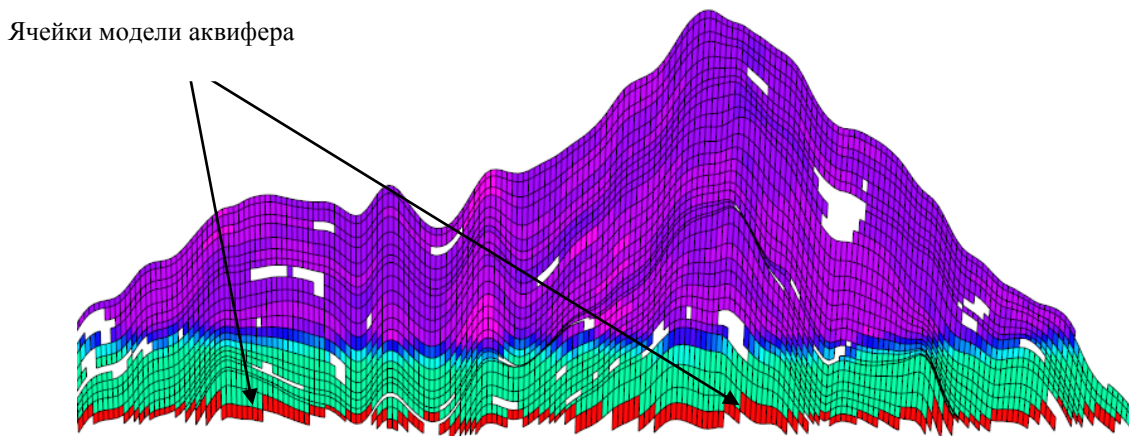


Рисунок 4.38 – Подключение модели водоносного пласта

Настройка пластового давления производилась в два этапа (рисунок 4.39). На первом этапе модель была разбита на регионы по площадям газовых промыслов, в пределах которых производилось уточнение порового объема и проницаемости на основании данных истории разработки. Таким образом производилась настройка глобальных перетоков в модели. Второй этап заключался в локальной корректировке в пределах площади каждого газового промысла проницаемости и порового объема. При адаптации поровый объем и проницаемость изменялись с учетом погрешности определения эффективных толщин в краевых зонах и погрешности определения пористости в ходе интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) [19].



Рисунок 4.39 - Результаты настройки пластового давления по скважинам

Для настройки продуктивности скважин, и, как следствие, адаптации забойного давления по скважинам в управляющий файл модели включены результаты газодинамических исследований (ГДИ). Построение моделей всех действующих скважин в программном комплексе PipeSIM позволило построить таблицы потерь давления (VFP таблицы) для каждой скважины с учетом индивидуальных технических характеристик и особенностей. В дальнейшем загрузка полученных таблиц потерь давления в гидродинамическую модель формата Eclipse позволила воспроизвести процесс истории разработки с расчетом устьевых характеристик скважин эксплуатационного фонда, а так же адаптацию данных параметров непосредственно в гидродинамической модели.

Учитывая важность газосборной сети на месторождении не только как системы сбора и транспортировки продукции, но и как системы контроля технологических режимов работы скважин, ее определение и адаптация является важным этапом создания комплексной гидродинамической модели. Для создания газосборной сети в формате, необходимом для определения ее в модели по стандартам опции расширенной сети Eclipse, за основу взята модель газосборной сети PipeSim. Для корректного моделирования сети газосбора сеноманских газовых промыслов Ямбургского НГКМ определены 11 моделей, каждая из которых включает в себя систему сбора одного газового промысла (ГП) или двух ГП. На рисунке 4.40 представлена одна из моделей газосборной сети.

При расчете технологических показателей разработки Ямбургской площади актуальность вычислений зависит от параметров входа в дожимную компрессорную станцию (ДКС), т.к. на завершающей стадии разработки установленные мощности газоперекачивающих агрегатов (ГПА) являются одним из определяющих факторов. Для введенной позднее части Харвутинской площади потребовался расчет ДКС-9 и коллектора до входа в магистральный газопровод. Созданные модели мобильных компрессорных установок (МКУ) и ДКС внедрены в комплексную гидродинамическую модель. Расчетные режимы работы компрессоров представлены на рисунке 4.41.

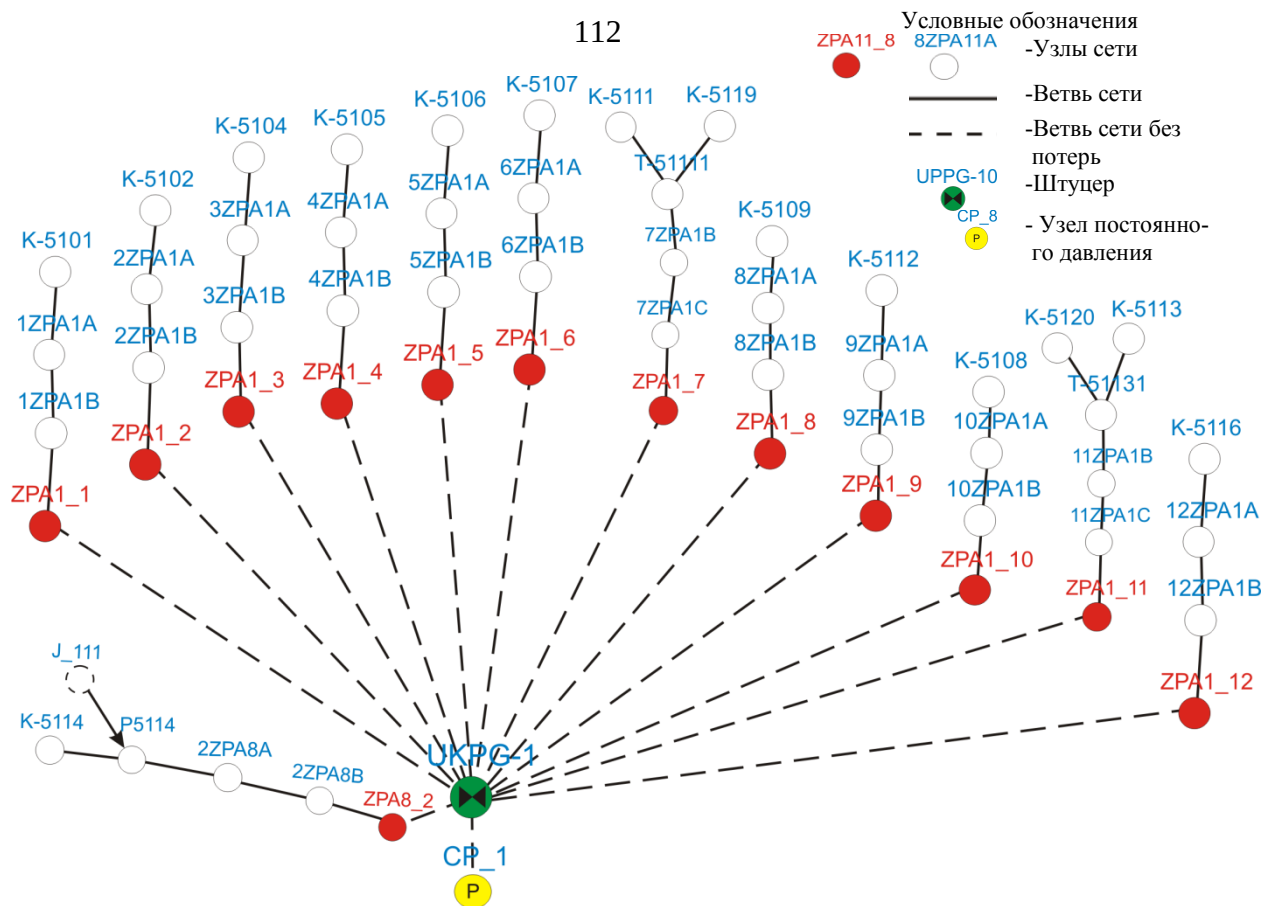


Рисунок 4.40 - Модель газосборной сети УКПГ-1 в формате Eclipse

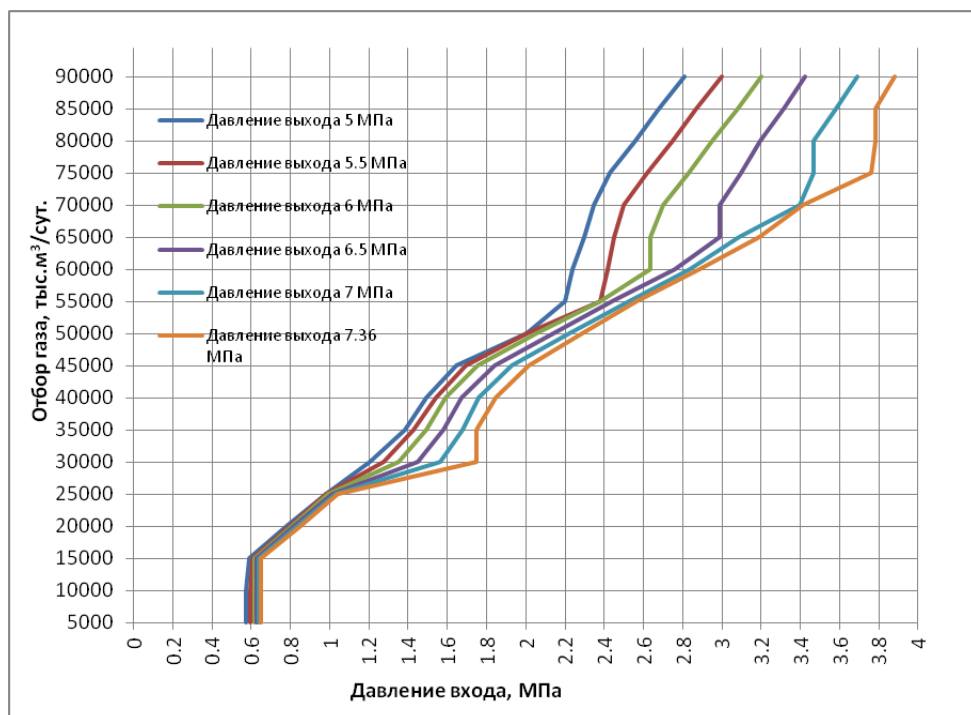


Рисунок 4.41 – Модель ДКС в формате Eclipse

Комплексный подход к моделированию залежи (рисунок 4.42) позволил оценить эффективность предлагаемых мероприятий, таких как:

- летние остановки промыслов;
- проведение капитальных ремонтов скважин;
- реконструкция скважин зарезкой боковых стволов;
- реконструкция газосборной сети;
- строительство газопроводов-лупингов;
- эффективность строительства и реконструкции ДКС;
- объединение промыслов по межпромысловым коллекторам;
- установка МКУ на кустовых площадках и в местах объединения шлейфов в коллектор.

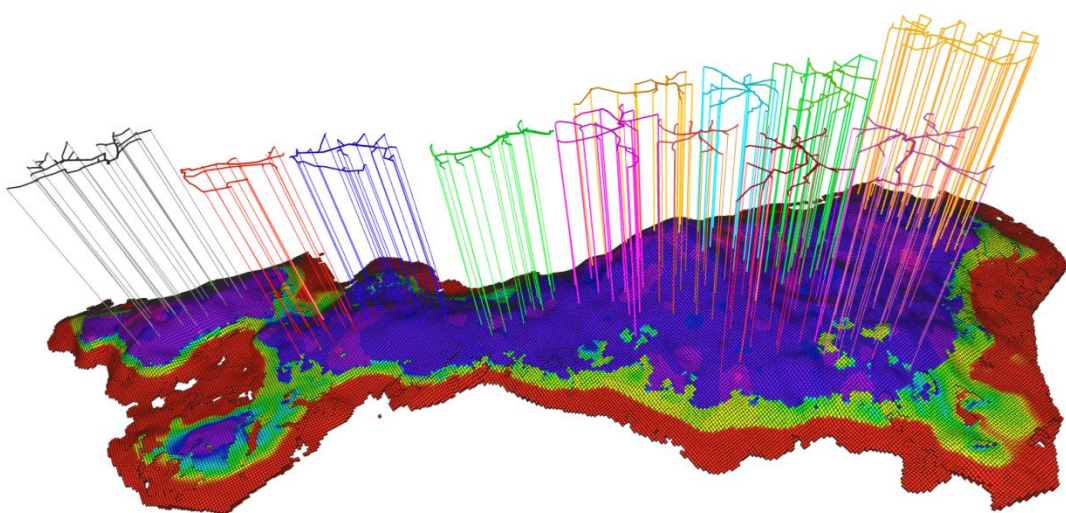


Рисунок 4.42 – Комплексная геолого-технологическая модель сеноманской залежи Ямбургского НГКМ

Комплексная геолого-технологическая модель сеноманской залежи Ямбургского НГКМ, отражающая параметры цепи «пласт-скважина-ГСС-ДКС-УКПГ-магистральный газопровод», с достаточной степенью точности позволяет рассчитывать технологические показатели и чувствительна к любому изменению конфигурации системы [2].

4.7 Расчеты технологических показателей разработки сеноманской залежи Ямбургского НГКМ с учетом скоростного ограничения работы коллекторов системы сбора продукции

Комплексная геолого-технологическая модель дает возможность рассчитать различные варианты разработки газовых залежей с учетом комплекса ограничений, связанных с эксплуатацией пласта, а также работой скважин, систем сбора, подготовки и транспорта газа.

Важным технологическим элементом в комплексной модели является газосборная сеть. Моделирование ее работы позволяет прогнозировать технологические показатели с учетом пределов оптимально-допустимого скоростного режима течения газа в шлейфах и коллекторах. Минимальный предел скорости обусловлен необходимостью обеспечения режима работы, препятствующего накоплению жидкости в полости труб и образованию ледово-жидкостных и гидратных пробок. Ограничение по максимальному значению скорости необходимо для предотвращения существенного абразивного износа газопровода частицами механических примесей, уносимых потоком газа с забоев скважин [33]. Ограничение по скорости в модели устанавливается до тех пор, пока энергетическое состояние залежи позволяет отбирать большие объемы газа. В условиях падающей добычи ограничением будет являться минимальное давление входа в ЗПА промысла.

Комплексная модель сеноманской газовой залежи Ямбургского месторождения выполнена с учетом работы газосборной сети, что позволило провести расчеты с учетом оптимального скоростного режима эксплуатации коллекторов системы сбора продукции газового промысла согласно алгоритма, предложенного автором. Такая постановка задачи связана с критическими режимами работы газосборных сетей.

Первая серия расчетов выполнена без ограничения по скорости течения газожидкостной смеси для коллектора кустов 114, 810-819. Численный эксперимент показал, что продуктивные возможности пласта позволяют добывать

большие объемы газа, однако скорости по газосборному коллектору при этом возрастают до 100 м/с, что не допускается нормативными документами [68] и может стать причиной аварии в результате абразивного износа трубопроводов (рисунок 4.43).



Рисунок 4.43 – Разрушение трубопроводов вследствие высокой скорости течения

На рисунке 4.44 представлен график сравнения фактического и прогнозного режимов работы коллектора, соединяющего «старый» фонд скважин УППГ-8 и УКПГ-1 Ямбургского НГКМ. Коллектор является протяженным (около 11 км), и, согласно фактическим данным, при существующих отборах газа скорость газожидкостной смеси достигает 50 м/с, что существенно превышает регламентную норму (20 м/с). Прогноз на конец 2015 года в целом согласуется с фактическими данными, что свидетельствует о корректной настройке сети в комплексной модели на данном участке.

На рисунке 4.45 представлены графики прогнозных суточных расходов газа по «старому фонду» УППГ-8 в зависимости от скорости течения газа по коллектору. Всего были выполнены расчеты семи вариантов дальнейшей разработки участка с различными ограничениями скорости (15 м/с, 20 м/с, 25 м/с, 30 м/с, 35 м/с, 40 м/с, без ограничения). Из графика видно, что в условиях отсутствия ограничений скорость в трубе при запланированных темпах отборов газа в долгосрочной перспективе будет существенно превышать норму скоростного режима, что может привести к преждевременному выходу

газопровода из строя. В связи с этим, для сохранения текущих темпов разработки на УППГ-8 необходимо предусмотреть строительство газопровода-лупинга.

Представленный подход позволяет в полной мере и наиболее достоверно оценить технологический эффект любых требуемых ограничений. При помощи представленных графиков можно оценить прирост суточного отбора в динамике, либо на конкретную дату. По результатам технико-экономической оценки рассчитанных вариантов также установлена высокая эффективность строительства лупинга.

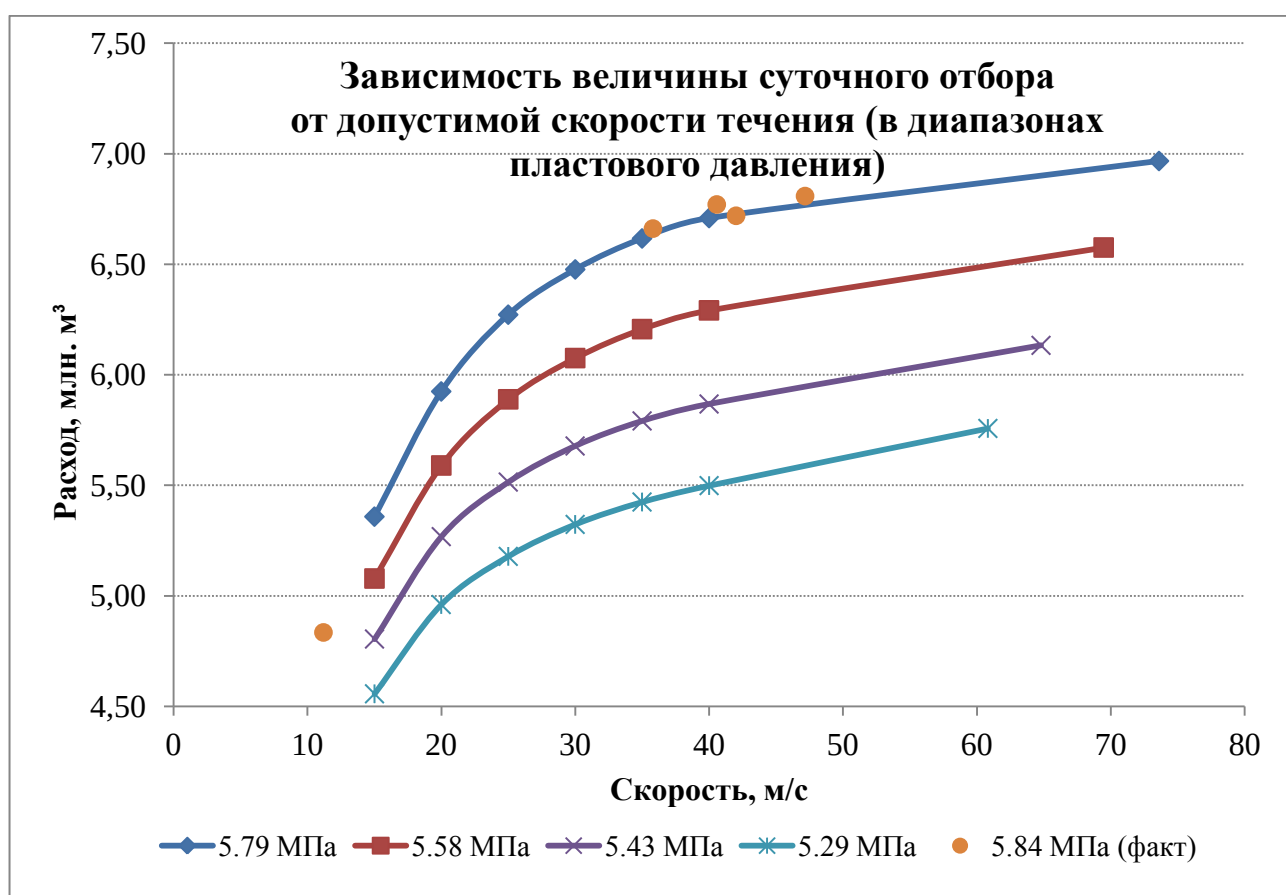


Рисунок 4.44 – Зависимость увеличения суточного отбора от допустимой скорости течения для коллектора «старого фонда» УППГ-8

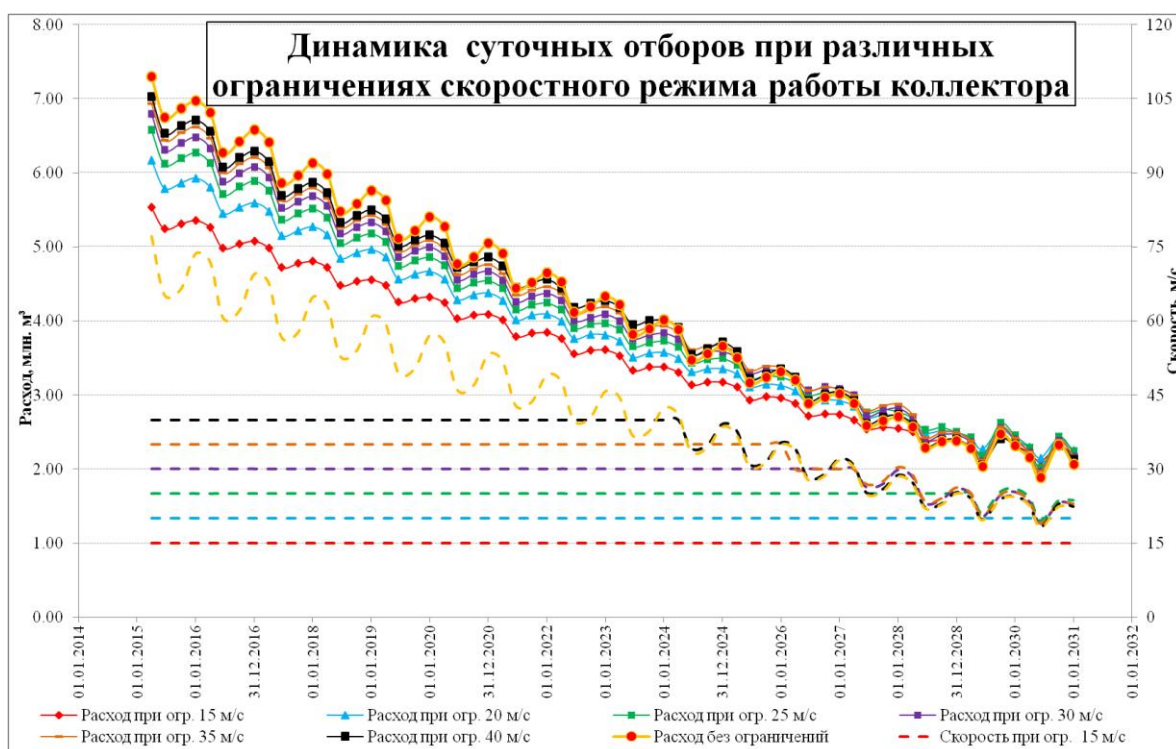


Рисунок 4.45 – Динамика суточных отборов при различных ограничениях скоростного режима коллектора

4.8 Геолого-технологическая модель сеноманской залежи Северо-Каменномысского НГКМ

Северо-Каменномысское газоконденсатное месторождение расположено в акватории Обской губы Карского моря.

Построение фильтрационной модели выполнено на основе вариантов геологической модели, выбранных в ходе вероятностного анализа распределений основных геологических свойств [25, 26]. Для проведения математических расчетов использован программный пакет ECLIPSE 2009.3 компании Schlumberger. В ходе адаптации фильтрационной модели уточнены основные геологические свойства по результатам исследований разведочного фонда скважин, а так же истории разработки месторождений-аналогов. Варианты системы сбора, подготовки и транспорта газа рассмотрены по вариантам разработки.

Для моделирования пласта ПК₁ Северо-Каменномысского месторождения по латерали был выбран одинаковый шаг сетки, равный 200 м как по оси X, так и по

оси Y (таблица 4.4). Такая величина обусловлена расстоянием между скважинами, использованными при построении модели, и общими размерами области построения.

Таблица 4.4 - Характеристики трехмерной сетки геологической модели пласта ПК₁ (по латерали и объему)

Пласт (сетка)	Пачка (подсетка)	Геометрические размеры, м		Количество определенных ячеек
		X	Y	
ПК ₁	ПК ₁ ¹	23 000	30 000	408 450
	ПК ₁ ²			1 021 125
	ПК ₁ ³			1 279 810
	ПК ₁ ⁴			953 050
	ПК ₁ ⁵			946 987
	Пласт в целом			609 422

На начальном этапе построения газогидродинамической модели газовой залежи Северо-Каменномысского месторождения проведена инициализация модели, т.е. определение в фильтрационной модели свойств пластовых флюидов (газа и воды), начальных условий в залежи (давление, температура), оценки областей начального равновесия (положение ГВК) [8]. В модели выделено шесть регионов, характеризующиеся различными коэффициентами пористости.

На этапе инициализации модели заданы свойства пластовых флюидов (газа и воды), установлено начальное равновесие в залежи (давление, положение ГВК).

Моделирование сеноманского водоносного бассейна выполнено с использованием подошвенного аквифера «Картера-Трейси», подключаемого к нижним граням активных ячеек на глубине 1075 м (а.о.) (рисунок 4.46).

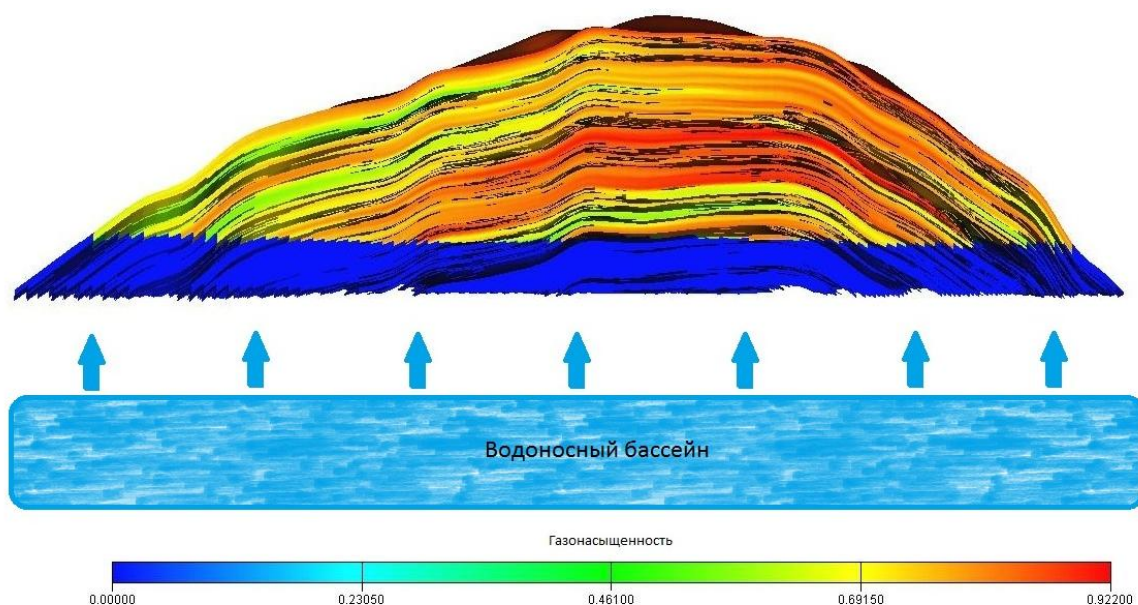


Рисунок 4.46 – Моделирование сеноманского водоносного бассейна

4.9 Обоснование конструкции проектных скважин на основе комплексного моделирования

Основные трудности при разработке сеноманского комплекса морских месторождений связаны с тем, что производственные площади для подготовки поступающего из скважин газа на морских платформах ограничены. Технико-экономическими исследованиями установлено, что эффективность освоения отдельного даже наиболее крупного и высокопродуктивного месторождения Обско-Тазовской губы традиционными методами в рассматриваемом районе является низкой - внутренняя норма доходности составляет величину значительно ниже корпоративного уровня ОАО «Газпром».

Очевидно, что для повышения рентабельности разработки таких месторождений необходимо предложить такие технические и технологические решения в области строительства скважин и разработки залежей, которые позволили установить более высокие уровни добычи газа на начальном этапе эксплуатации месторождений [62].

Обеспечить стабильную динамику добычи газа с высокими уровнями отборов с начального этапа эксплуатации можно при применении следующих технических решений:

1) конструкция скважины должна позволять осуществлять добычу с высокими дебитами, более 2 млн. м³/сут. Учитывая геологическое строение сеноманских залежей и риски подтягивания конуса пластовой воды, в этом случае должна быть применена многоствольная архитектура при строительстве эксплуатационных скважин. В данном случае целесообразно использование скважин с двумя или тремя забоями с применением забойных фильтров, препятствующих разрушению призабойной зоны и пескопроявлению при повышенных депрессиях на пласт;

2) годовой отбор газа из залежи должен быть форсированным, т.е. составлять не менее 5 % от начальных запасов газа.

Эффективность использования конструкций многозабойных скважин определяется следующими факторами:

- должна обеспечиваться максимальная продуктивность скважины до 3 млн. м³/сут (или до 1 млн. м³/сут на забой);
- необходимо обеспечить равномерное дренирование залежи по площади и разрезу;
- снижение рисков преждевременного обводнения скважины;
- необходимо обеспечить экономию капитальных затрат на строительство платформы за счет снижения числа скважин и соответственно необходимого оборудования.

Выбор вариантов конструкций наклонно-направленных скважин с различным отходом от устья (от 1 до 4 км) обусловлен необходимостью максимального охвата дренированием запасов газа залежи Северо-Каменномысского месторождения и расположением скважин в зоне 40 м изопакиты. Опыт разработки сеноманских газовых залежей показывает, что забой должен быть выше ГВК минимум на 15 м, что значительно снижает риск быстрого подтягивания конуса пластовой воды к забою скважины и,

соответственно, её преждевременного обводнения [4]. По карте эффективных газонасыщенных толщин (рисунок 4.47) необходимое расстояние от условного месторасположения куста скважин (платформы) до границы изопахиты 40 м равно 5300 м. Таким образом, учитывая длину забоя (250 м) и предполагаемый радиус дренирования скважин (500 м), газ из наиболее удаленных участков залежи предполагается добывать скважинами с отходом от устья 4 км, для отбора менее удаленных запасов рекомендуются скважины с отходом от устья 2 км и 1 км по горизонтали. Число забоев скважин будет определено в процессе расчетов вариантов разработки с учетом оптимальных условий для дренирования запасов газа, учитывающих радиус притока скважин и минимизацию эффектов интерференции работы стволов скважины, а так же рисков преждевременного обводнения в случае высоких отборов газа.

Для рассмотрения вариантов разработки сеноманской залежи Северо-Каменномысского месторождения предполагается применение скважин со следующими типовыми конструкциями:

1) однозабойные наклонно-направленные с пологим окончанием, с отходом от устья до точки В = 1 км, 2 км, 4 км (рисунок 4.48);

2) двухзабойные наклонно-направленные с пологим окончанием, с отходом от устья до точек С, D = 1 км, 2 км, 4 км (рисунок 4.49);

3) трехзабойные наклонно-направленные с пологим окончанием, с отходом от устья до точек D, E, F = 1 км, 2 км, 4 км (рисунок 4.50).

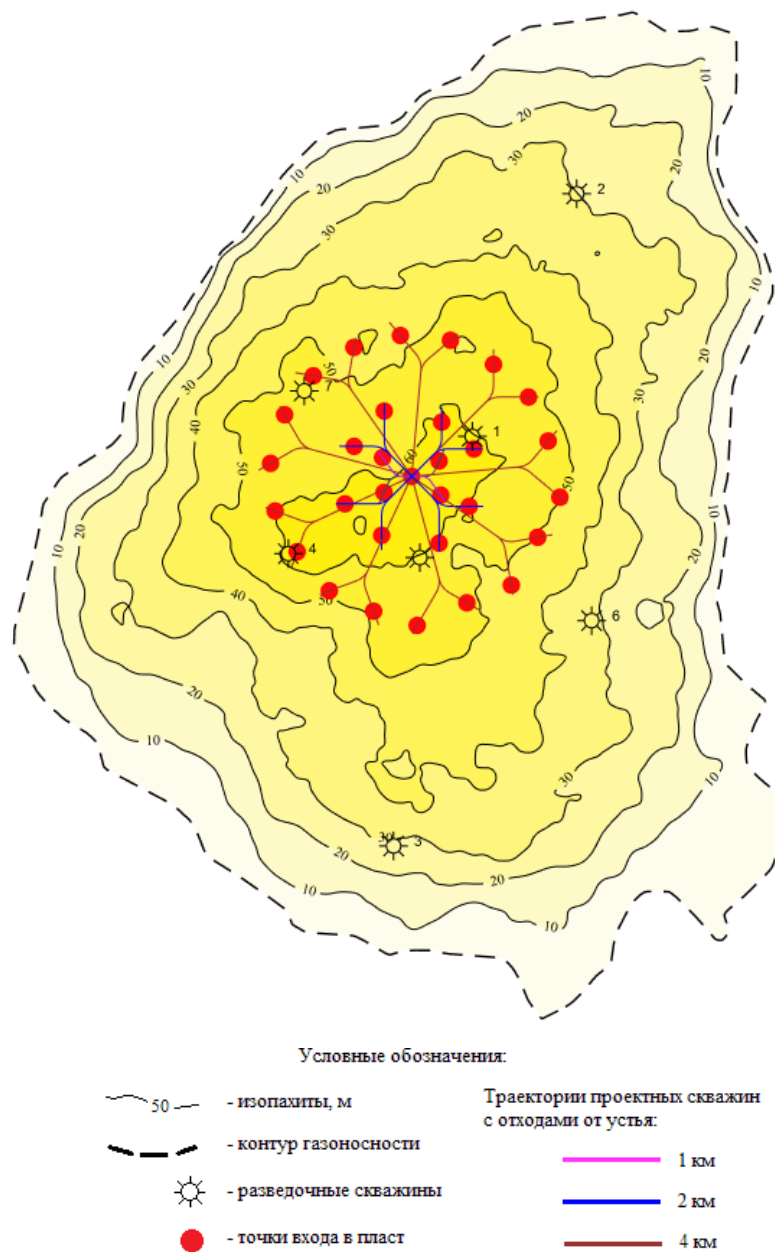


Рисунок 4.47 - Схема размещения проектного фонда скважин по варианту 2А

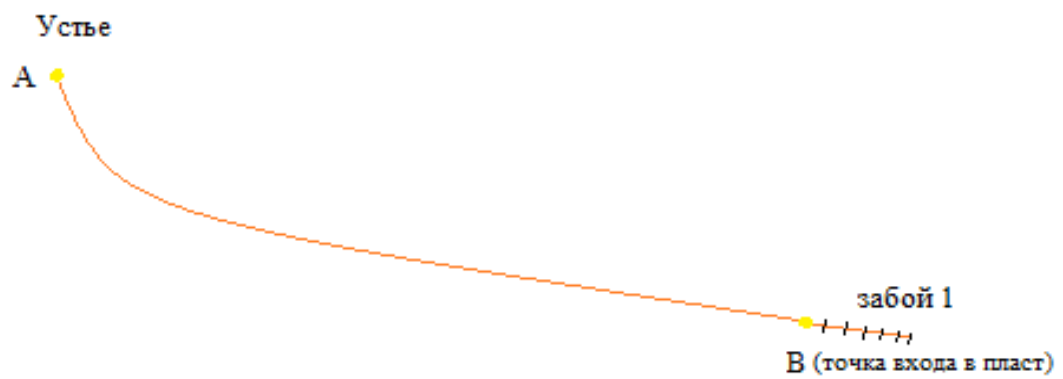


Рисунок 4.48 - Однозабойная наклонно-направленная скважина с пологим окончанием

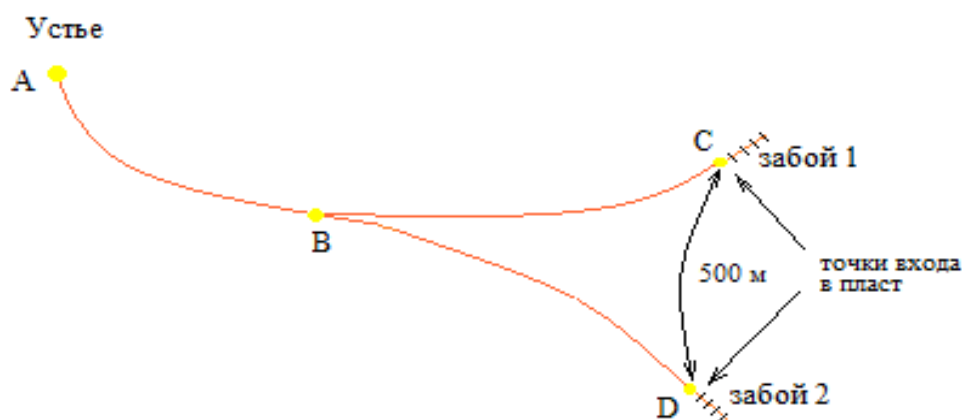


Рисунок 4.49 - Двухзабойная наклонно-направленная скважина пологим окончанием

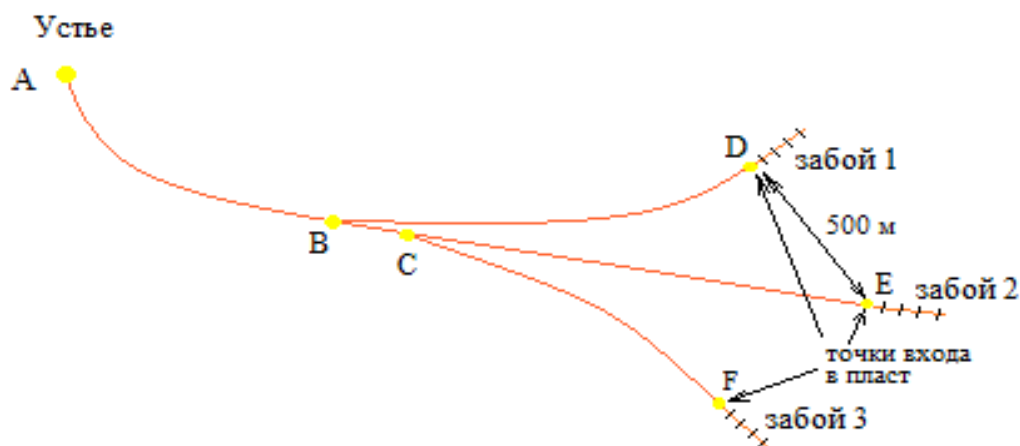


Рисунок 4.50 - Трехзабойная наклонно-направленная скважина пологим окончанием

Проведенные многовариантные расчеты (таблица 4.5) позволили установить требования к конструкции многозабойных скважин на сеноманскую газовую залежь Северо-Каменномысского месторождения:

1) длины участков скважины от точки "В" до начала интервала вскрытия пласта каждого ствола должны быть одинаковыми, т.к. в противном случае за счет большой разницы в потерях давления забои будут работать с существенно различными дебитами. Наибольшее расхождение возможно в начальный период эксплуатации скважины или при существенном увеличении добычи газа (например, в зимний период). В таком случае возможно преждевременное

обводнение наиболее продуктивного забоя и формирования неравномерной депрессионной воронки. Согласно рисунку 4.49 данное требование можно выразить как $BC=BD$. Аналогично по рисунку 4.50 как $BD=BC+CE=BC+CF$;

2) для обеспечения эффективного дренирования залежи и минимизации рисков подтягивания конуса пластовой воды расстояние между точками входа в пласт стволами многозабойной скважины должно быть более 500 м. Согласно рисунку 4.49 данное требование можно выразить $CD \geq 500$. По рисунку 4.50 как $DE \geq 500$ и $EF \geq 500$.

Таблица 4.5 – Расчет технологического режима для многозабойной скважины

Забой 1		Забой 2		Забой 3	
Дебит,	Депрессия,	Дебит,	Депрессия,	Дебит,	Депрессия,
тыс. м ³ /сут	МПа	тыс. м ³ /сут	МПа	тыс. м ³ /сут	МПа
365	0,036	283	0,041	344	0,039
519	0,072	450	0,077	520	0,080
678	0,115	612	0,119	695	0,126
840	0,166	773	0,169	872	0,178

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

1. По результатам анализа существующих методов моделирования определены основные пути дальнейшего совершенствования геолого-технологических моделей газовых залежей, предложены концептуальные подходы создания комплексных геолого-технологических моделей сеноманских залежей севера Западной Сибири, включающие природную и технологическую составляющие.

2. Для уточнения технологических показателей разработки газовых залежей разработан метод моделирования многоступенчатых дожимных компрессорных станций на основе фактических газодинамических характеристик нагнетателей.

3. В рамках создания комплексных моделей разработан метод расчета параметров работы дожимных компрессорных станций, который позволяет оценить оптимальное количество и компоновки газоперекачивающих агрегатов, обеспечивающих рациональную разработку газовых залежей. По результатам численных экспериментов установлено, что при увеличении количества ГПА на 2 единицы на каждом газовом промысле Заполярного НГКМ увеличение добычи составит 7,5%.

4. Разработан метод расчета технологических показателей разработки газовых месторождений, оптимизирующий скоростной режим эксплуатации газосборных коллекторов. Установлено, что по отдельным коллекторам газосборной сети Ямбургского НГКМ при снижении отбора газа на 20% произойдет снижение скорости потока с 63 до 15 м/с.

5. Разработан метод моделирования работы многозабойных скважин, позволяющий учесть продуктивность каждого ствола и обеспечить оптимальный технологический режим работы скважин. Для сеноманской газовой залежи Северо-Каменномысского НГКМ определено, что наиболее эффективный вариант строительства скважин подразумевает равные длины НКТ от каждого забоя до места объединения.

6. Предложенные подходы к комплексному геолого-технологическому моделированию газовых месторождений реализованы в виде программных комплексов и внедрены в практику проектирования разработки в ООО «ТюменНИИгипрогаз». Результаты проектирования переданы недропользователям и вошли в проектную документацию на разработку крупных и уникальных месторождений газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абабков, К.В. Основы трехмерного цифрового геологического моделирования / К.В. Абабков, Д.Д. Сулейманов, Ш.Х. Султанов, Ю.А. Котенев, Д.И. Варламов. - Уфа: Нефтегазовое дело, 2010. – 199 с.
2. Адамсон, Г. Применение гидродинамического моделирования на протяжении всего периода разработки коллектора / Г. Адамсон. - М.: Ижевск, 1997. - 51 с.
3. Азиз, Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. - 416 с.
4. Алиев, З.С. Обоснование и выбор оптимальной конструкции горизонтальных газовых скважин / З.С. Алиев, Б.Е. Сомов, С.А. Рогачев.- М: издательство «Техника», 2001. - 95 с.
5. Алиев, З.С. Руководство по проектированию разработки газовых и газоконденсатных месторождений / З.С. Алиев, В.В. Бондаренко. - Печера: «Печерское время», 2002. – 894 с.
6. Альбом характеристик центробежных нагнетателей природного газа. - М.: Оргэнергогаз, ВНИИгаз, 1977. - 98 с.
7. Баранов, В.Е. Прикладное моделирование пласта / В.Е. Баранов, С.Х. Куреленков, Л.В. Шевелева. - Томск: Petroleum Learning Centre, 2009. - 103 с.
8. Батурин, А. Ю. Геолого-технологическое моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений / А. Ю. Батурин. - М.: ВНИИОЭНГ, 2008. - 113 с.
9. Борисов, Ю.П. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности / Ю.П. Борисов, З.К. Рябинина, В.В. Войнов. - М.: Недра, 1976. - 158 с.
10. Бёрд, Г. Молекулярная газовая динамика / Г. Бёрд. - М.: Мир. – 1981. - 318 с.

11. Брилл, Дж. Многофазный поток в скважинах / Дж. Брилл, Х. Мукерджи. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006.- 384 с.
12. Бэггс, Х. Операции при добыче газа / Х. Бэггс. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006.
13. Гладков, Е. А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа : учеб. пособие / Е. А. Гладков. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 99 с.
14. Гриценко, А.И. Промыслово-геологическое обеспечение систем добычи газа / А.И. Гриценко, А.Н. Дмитриевский, О.М. Ермилов, А.Н. Кирсанов, Г.А. Зотов, Е.М. Нанивский, Р.С. Сулейманов. - М.: Недра, 1992. - 368с.
15. Гук, В. Методы моделирования работы скважин при разработке низкопроницаемых коллекторов: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М., 2010. – 25 с.
16. Гуревич Г.Р. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей / Г.Р. Гуревич, А.И. Брусиловский – М.:Недра, 1984. – 264 с.
17. Дейк, Л.П. Практический инжиниринг резервуаров / Л.П. Дейк. - М.: Ижевск, 2008. - 668 с.
18. Дементьев, Л.Ф. Применение математической статистики в нефтегазопромысловой геологии / Л.Ф. Дементьев, Ш.А. Жданов, А.Н. Кирсанов. - М.: Недра, 1977. - 281 с.
19. Драцов, В.Г. Пересчёт запасов газа сеноманской залежи Ямбургского месторождения (по состоянию изученности на 01.01.2008) / В.Г. Драцов, В.Ю. Трухин, Л.А. Кондратьева, И.А. Закуражнова и др. – М.: ООО «ЦНИП ГИС», 2008.
20. Ермаков, В.И. Методы изучения геологической неоднородности сеноманских продуктивных отложений месторождений севера Западной Сибири / В.И. Ермаков, А.Н. Кирсанов, А.А. Шаля // Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. - Вып. №7. - М.: ВНИИЭГАЗПРОМ, 1980. – 27 с.

21. Ермилов, О.М. Применение математического моделирования при разработке крупных газовых месторождений Западной Сибири / О.М. Ермилов, В.Н. Гордеев, А.С. Гацולהв. - Новосибирск: СО РАН, 2003.- 78 с.
22. Ермилов, О.М. Системный анализ геолого-промысловой и технологической информации при разработке месторождений углеводородного сырья / О.М. Ермилов, А.Н. Лапердин // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1013-1026.
23. Закиров, С.Н. Решение задач с подвижной границей раздела газоведа на аналоговых вычислительных машинах / С.Н. Закиров, А.Н. Тимашев // Известия АН УзССР, серия технических наук. - № 5. - 1966. - С. 15-20.
24. Закиров, С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений / С.Н. Закиров. - М.: Недра, 1989. - 402 с.
25. Закревский, К.Е. Геологическое 3D моделирование / К.Е. Закревский. - М.: ООО ИПЦ «Маска», 2009. - 376 с.
26. Закревский, К.Е. Оценка качества 3D моделей / К.Е. Закревский, Д.М. Майсюк, В.Р. Сыртланов. -М.: ООО ИПЦ «Маска», 2008. - 272 с.
27. Зотов, Г.А. Газогидродинамические методы исследований газовых скважин / Г.А. Зотов, С.М. Тверковкин. - М.: Недра, 1970. - 192 с.
28. Каневская, Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р.Д. Каневская. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. - 140 с.
29. Кашик, А.С. О моделировании крупных давно эксплуатирующихся месторождений / А.С. Кашик, Г.Н. Гогоненков // Нефтяное хозяйство. - № 7. – 2002. - С. 35-38.
30. Кирсанов, А. Н. Автоматизированный комплекс информационно-математического обеспечения для решения задач промысловой геологии и разработки газовых месторождений Западной Сибири / А. Н. Кирсанов, Е. М. Нанивский, Н. А. Туренков и др. // Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. - Вып. № 3. - М.: ВНИИЭГАЗПРОМ, 1982. – 42 с.

31. Кирсанов, А.Н. Методология оперативной обработки геолого-геофизической информации при проектировании и разработке газовых месторождений / А.Н. Кирсанов, А.Н. Лапердин, Л.Е. Нелепченко // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - Вып. № 4. - М.: ВНИИЭГАЗПРОМ, 1989.
32. Колбиков, С.В. Оптимизация распределения отбора газа из месторождения по скважинам / С.В. Колбиков // Обз. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ВНИИЭГазпром, 1981. - Вып.3. – 33 с.
33. Колибаба, О.Б. Основы проектирования и эксплуатации систем газораспределения и газопотребления / О.Б. Колибаба, В.Ф. Никишов, М.Ю. Ометова. - Санкт-Петербург: Лань, 2013. - 208 с.
34. Коллинз, Р. Течение жидкостей через пористые материалы / Р. Коллинз. - М.: Мир, 1964. - 350 с.
35. Конторович, А.Э. Геотехнология разработки месторождений нефти и газа / А.Э. Конторович, О.М. Ермилов, А.Н. Лапердин // Вестник РАН. – 2013. – Т. 83. – № 9. – С. 788-798.
36. Константинова, И.М. Математическое моделирование технологических объектов магистрального транспорта газа / И.М. Константинова, А.В. Дубинский, В.В. Дубровский. – М.: Недра, 1988. - 192 с.
37. Коротаев, Ю.П. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений / Ю.П. Коротаев, С.Н. Закиров. - М.: Недра, 1981. - 346 с.
38. Коротаев, Ю.П. Эксплуатация газовых скважин / Ю.П. Коротаев, А.П. Полянский. - М.: Гостоптехиздат, 1961.
39. Красовский, А.В. Интегрированный подход к моделированию разработки газовых месторождений / А.В. Красовский, А.Н. Лапердин // Вестник ЦКР Роснедра. – 2010. - № 1. – С. 27-31.

40. Красовский, А.В. Моделирование сеноманских газовых залежей Вынгаяхинского и Еты-Пуровского месторождений как единого газодобывающего комплекса / А.В. Красовский, В.А. Варламов, Р.И. Шарипов // Проблемы развития газовой промышленности Сибири: сборник тезисов докладов XVIII науч.-практич. конф. молодых ученых и специалистов ООО «ТюменНИИгипрогаз» [Текст]. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2014. – С. 99-100.

41. Красовский, А.В. Систематизация и обработка результатов исследований газовых скважин для моделирования их продуктивности: автореферат дис. ...канд. техн. наук: 05.13.01/ Красовский Александр Викторович. – Тюмень, 2008. – 16 с.

42. Критерии экономичности центробежных и осевых компрессоров// Энергомашиностроение. - 1981. - №10. - С. 6-10.

43. Крылов, Г.В. Совершенствование методов геологического изучения, анализа и проектирования разработки газовых месторождений севера Западной Сибири / Г.В. Крылов, А.Н. Лапердин, В.Н. Маслов. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2005. - 388 с.

44. Кудряшов, И.Ю. Моделирование задач многофазной многокомпонентной фильтрации на многопроцессорных вычислительных комплексах / И.Ю. Кудряшов, Д.Ю. Максимов // Препринты ИПМ им. М.В. Келдыша. - 2009. - № 68. - 25 с.

45. Майер, В.П. Гидродинамическая модель фильтрации нефти, газа и воды в пористой среде / В.П. Майер. - Екатеринбург: «Путиведь», 2000. - 207 с.

46. Мангазеев, П.В. Гидродинамические исследования скважин / П.В. Мангазеев, М.В. Панков, Т.Е. Кулагина, М.Р. Камартдинов, Т.А. Деева. - Томск: ТПУ, 2004. - 340 с.

47. Маскет, М. Течение однородной жидкости в пористой среде / М. Маскет. - М.: Гостоптехиздат, 1949. - 628 с.

48. Маскет, М. Физические основы технологии добычи нефти / М. Маскет. - М.: Гостоптехиздат, 1953. - 606 с.

49. Маслов, В.Н. Моделирование межпластовых перетоков жидкости на Комсомольском месторождении / В.Н. Маслов, А.Н. Лапердин, А.В. Красовский // Газовая промышленность. - №4. - М.: 2006. - с.39-41.
50. Минский, Е.М. О притоке газа к забою нескважинной скважины при нелинейном законе сопротивления / Е.М. Минский // Тр. ВНИПИ. - № 5. - М.: Гостоптехиздат, 1954. – С. 3-16.
51. Минский, Е.М. О работе газовой скважины с жидкостью в стволе и на забое / Е.М. Минский, Ю.П. Коротаев // Газовая промышленность. - август, 1957. – с. 1-4.
52. Мирзаджанзаде, А.Х. Основы технологии добычи газа / А.Х. Мирзаджанзаде, О.Л. Кузнецов, К.С. Басниев, З.С. Алиев. - М.:Недра, 2003. – 880 с.
53. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти / И.Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 2003. - 816 с.
54. Мордвинов, В.А. Управление продуктивностью скважин / В.А. Мордвинов, В.В. Поплыгин. – Пермь: Издательство Перм. нац. иссл. политехн. университета, 2011. - 137 с.
55. Облеков, Г.И. Прогнозирование разработки газовых залежей / Г.И. Облеков, Б.М. Палатник, И.С. Закиров // Газовая промышленность. – 1989. - № 3. - С. 37-40.
56. Обработка информации о надежности нефтепромысловых машин при малой выборке / И. Е. Ишемгузин и др. – Уфа: Изд-во УНИ, 2007. – 41 с.
57. Орлов, В. С. Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой/ В.С. Орлов. – М.: Недра, 1973. – 321 с.
58. Полубаринова-Кочина, П.Я. Теория движения грунтовых вод / П.Я. Полубаринова-Кочина. - М.: Наука. – 1977. - 664 с.
59. Поляков, Ю.А. Анализ изменчивости коэффициента продуктивности газовых скважин / Ю.А. Поляков // Реф. сб. Сер. Разработка и

эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭГазпром. – 1976. – Вып.2. – С. 17-22.

60. Предложения по уровням годовой добычи газа из сеноманской залежи ЗНГКМ на 2014-2016 гг., уточненные с учетом фактического состояния обустройства: отчет об оказании услуг / Красовский А.В., отв. исполн. Свентский С.Ю. – Тюмень: ООО «ТюменьНИИгипрогаз», 2013. - 135 с.

61. Предложения по уровням годовой добычи газа из сеноманской залежи ЯНГКМ на 2014-2016 гг., уточненные с учетом фактического состояния обустройства: отчет об оказании услуг / Красовский А.В., отв. исполн. Свентский С.Ю. – Тюмень: ООО «ТюменьНИИгипрогаз», 2013, - 128 с.

62. Проект разработки Северо-Каменномысского газоконденсатного месторождения /разраб. ДООАО ЦКБН ОАО «Газпром». – Подольск, 2012. - 1233 с.

63. Ремизов, В.В. Направления научно-технического прогресса в газовой промышленности / В.В. Ремизов, А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов // Юбилейный сборник трудов "50 лет газопроводу Саратов-Москва". -Т.1. - М.: ООО "ИРЦ Газпром", 1996. - С.111-120.

64. Ремизов, В.В. Продуктивность эксплуатационных скважин сеноманской залежи Ямбургского месторождения / В.В. Ремизов, В.Н. Маслов, Г.П. Ставкин, О.М. Ермилов // Газовая промышленность. - № 9. - М.: 1994. - с.23-24.

65. Роулинс, Е.Л. Испытание газовых скважин / Е.Л. Роулинс, М.А. Шелхардт. - М.: Гостоптехиздат, 1947.

66. Самарский, А.А. Введение в теорию разностных схем / А.А. Самарский. - М.: Наука. – 1971.- 552 с.

67. Саттаров, М.М. Метод расчетов темпов обводнения залежи в условиях водонапорного режима / М.М. Саттаров. - вып. 7. - Уфа, 1960. - С. 21-32.

68. СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа. - М.: ОАО «Газпром», 2004. - 169 с.

69. Тер-Саркисов, Р.М. Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов / Р.М. Тер-Саркисов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – 407 с.
70. Технологический проект разработки Заполярного НГКМ: отчет о НИР / Свентский С.Ю. – Тюмень: ООО «ТюменьНИИгипрогаз», 2013.- 726 с.
71. Технологический проект разработки сеноманских газовых залежей Вынгаяхинского месторождения: отчет о НИР/Свентский С.Ю. – Тюмень: ООО «ТюменьНИИгипрогаз», 2014.-543 с.
72. Технологический проект разработки сеноманской газовой залежи Еты-Пуровского месторождения: отчет о НИР/Свентский С.Ю. – Тюмень: ООО «ТюменьНИИгипрогаз», 2014.- 447 с.
73. Технологический проект разработки сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения: отчет о НИР / Свентский С.Ю. – Тюмень: ООО «ТюменьНИИгипрогаз», 2013.- 1190 с.
74. Хасанов, М.М. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновестность, неопределенность / М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин, А.Х. Мирзаджанзаде, – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 368 с.
75. Холодовский, Г.Е. Новый метод для соотношения экспериментальных данных при движении пароводяной смеси в вертикальных трубах / Г.Е. Холодовский // Теплоэнергетика. - 1957. - № 2. – С. 20-26.
76. Шаммазов, А.М. Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций / А.М. Шаммазов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. - 404 с.
77. Шандрыголов, З.Н. Система программно-информационного обеспечения процесса адаптации геолого-технологических моделей газовых залежей севера Западной Сибири: автореферат дис. ...канд. техн. наук: 05.13.01/ Шандрыголов Захар Николаевич. – Тюмень, 2013. – 19 с.
78. Шейдеггер, А.Э. Физика течения жидкостей через пористые среды / А.Э. Шейдеггер. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. - 254 с.

79. Шлихтинг, Г. Теория пограничного слоя / Г. Шлихтинг. - М.: Наука. – 1974. - 289 с.
80. Щелкачев, В. Н. Подземная гидравлика / В.Н. Щелкачев, Б.Б. Лапук. – М.-Л.: Гостоптехиздат, 1949. – 525 с.
81. Юрчук, А.М. Расчеты в добыче нефти / А.М. Юрчук, А.З. Истомин. – М.: Недра, 1979. - 271 с.
82. Юшков, А.Ю. Обработка результатов исследования газовых скважин с использованием функции псевдодавления / А.Ю. Юшков // Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири: Сборник тезисов докладов науч.-практич. конф. молодых ученых и специалистов. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2002. – С. 74-75.
83. Botset, H. G. The Electrolytic Model and Its Application to the Study of Recovery Problems / H. G. Botset. - Trans. AIME, 1946. - p. 165.
84. Bruce, G. H. Calculations of Unsteady—state Gas Flow through Porous Media / G. H. Bruce, D. W. Peaceman, H. H. Rachford and J. D. Rice. - Trans. AIME, 1953. – p.198.
85. Carter, R. D. An Improved Method for Calculating Water Influx / R. D. Carter and G. W. Tracy. - Trans., AIME, 1960.
86. Chierici, G. L. Two-Phase Vertical Flow in Oil Wells— Prediction of Pressure Drop / G.L. Chierici, G.M. Ciucci, G.Sclocchi. – Trans., AIME, 1974. – 257 p.
87. Colebrook, C.F. Turbulent Flow in Pipes With Particular Reference to the Transition Region Between the Smooth and Rough Pipe Laws / C.F. Colebrook. - J. Inst. Civil Eng., 1939. - 133 p.
88. Cornel, D. Flow of Gases through Consolidated Porous Media/ D. Cornel, D.L. Katz. - Industrial and Engineering Chemistry, 1953. - № 45 (10) – P. 2145-2152.
89. Darcy, H. Les Fontaines publiques de la Ville de Dijon / H. Darcy. - Dalmount, Paris, 1856. - 647 p.

90. Douglas, J. Jr. A survey of numerical methods for parabolic differential equations, in: *Advances in Computers*, 2. - F. L. Alt, Academic Press, New York, 1961. - P. 1-54.
91. Duns, H. Jr. and Ros, N. C J. Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells, *Proc, Sixth World Pet. Cong.* – Tokyo, 1963. - 451 p.
92. Eclipse reference manual / Schlumberger. – 2013. - 2857 p.
93. Eclipse technical description / Schlumberger. – 2013. - 1406 p.
94. Engelund, F. On the laminar and turbulent flows of ground water through homogeneous sand / F. Engelund // *Trans. Danish Academy Tech. Sci.*, 1953. - №3 – P. 3-105.
95. Fetkovich, M.J. A Simplified Approach to Water Influx Calculations – Finite Aquifer Systems / M.J. Fetkovich // *J. Pet. Tech.* – July 1971.
96. Hagedorn, A. R. Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits / A. R. Hagedorn and K. E. Brown. - *JPT* (April 1965) 475; *Trans., AIME.* - 234 p.
97. Holmes J. A. Enhancements to the Strongly Coupled, Fully Implicit Well Model: Wellbore Crossflow Modeling and Collective Well Control / J. A. Holmes // *SPE*, issue 12259. 7th SPE Symposium on Reservoir Simulation. - San Francisco, 1983.
98. Orkiszewski, J. Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes / J. Orkiszewski. - *JPT* (June 1967) 829; *Trans., AIME.* - 240 p.
99. Peaceman, D.W. Fundamentals of numerical reservoir simulation / D.W. Peaceman. – Amsterdam, Oxford, New York: Elsevier Scientific Publishing Company, 1977. - 176 p.
100. Pipesim User Guide / Schlumberger. – 2010. - 628 p.
101. Poettmann, F. H. The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water Through Vertical Flow Strings with Application to the Design and Gas-Lift Installations / F. H. Poettmann and P. G. Carpenter. - *Drill. & Prod. Prac.*, 1952. - 257 p.