

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
ООП: Petroleum Engineering / Нефтегазовый инжиниринг
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

| Тема работы |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| «Обоснование оптимального варианта разработки сателлитов нефтегазоконденсатного месторождения путем создания интегрированной модели (на примере вендских отложений Непско-Ботубинской антеклизы)» |

УДК 004.9:622.323

Обучающийся

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|----------|
| 2ТМ11 | Эккерт Алексей Юрьевич | | 19.08.23 |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|------------------------|---------|----------|
| Профессор | Чернова О.С. | д.г.-м.н. | | 19.08.23 |

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------------|------------------------|---------|----------|
| Доцент | Рукавишников В.С. | PhD | | 19.08.23 |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------|------------------------|---------|----------|
| Доцент | Сечин А.А. | к.т.н. | | 19.08.23 |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП, должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------------|--------------|------------------------|---------|----------|
| Профессор | Чернова О.С. | д.г.-м.н. | | 19.08.23 |

Результаты освоения основной образовательной программы
Petroleum Engineering /Нефтегазовый инжиниринг

| Категория компетенций | Код и наименование компетенции | Индикаторы достижения компетенции |
|----------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Системное и критическое мышление | УК-1. Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного анализа, выработать стратегию действий | И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними |
| | | И.УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению |
| | | И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания |
| | | И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области |
| Разработка и реализация проектов | УК(У)-2. Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла | И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления |
| | | И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения |
| | | И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта |
| Командная работа и лидерство | УК(У)-3. Способен организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели | И.УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует |
| | | И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды |

| Категория компетенций | Код и наименование компетенции | Индикаторы достижения компетенции |
|-----------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Коммуникация | УК(У)-4. Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия | И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды |
| | | И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег |
| | | И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.) |
| | | И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные |
| | | И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках |
| Межкультурное взаимодействие | УК(У)-5. Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия | И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий |
| | | И.УК(У)-5.2. Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учётом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп |
| | | И.УК(У)-5.3. Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач |
| Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение) | УК(У)-6. Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки | И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов |

| Категория компетенций | Код и наименование компетенции | Индикаторы достижения компетенции |
|-----------------------|--------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | | <p>И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами</p> <p>И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда</p> |



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (ООП/ОПОП) 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(Подпись) *10.05.23* *Чернова О.С.*

(Дата)

(ФИО)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

| Группа | ФИО |
|--------|-----------------------|
| 2ТМ11 | Экерт Алексей Юрьевич |

Тема работы:

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|
| «Обоснование оптимального варианта разработки сателлитов нефтегазоконденсатного месторождения путем построения интегрированной модели (на примере вендских отложений Непско-Ботуобинской антеклизы)» | |
| <i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i> | от 09.06.2023 г. №160-39/с |

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

19.08.2023

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка, режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</p> | <p><i>Описание геологического строения месторождения-сателлита, описание газосборной инфраструктуры, конструкций скважин, проведенных ГДИ и ГКИ на скважинах.</i></p> <p><i>Отечественная и зарубежная литература, посвященная геологии и нефтегазоносности Восточной Сибири.</i></p> <p><i>Методические рекомендации и руководства пользователя прикладных программных продуктов для построения интегрированной модели.</i></p> |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке (аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области, постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</p> | <p>Общие сведения о Ярактинском газовом хабе Общие сведения о Марковском НГКМ Описание системы разработки и инфраструктуры Марковского НГКМ Подход интегрированного моделирования в разработке месторождения Процесс построения интегрированной модели Марковского месторождения Выбор оптимального варианта разработки</p> |
| <p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p> | <p>Технологическая схема газопроводов МНГКМ Карта месторождения Схемы конструкций скважин и лифтов Результаты интерпретации ГДИ и ГКИ Карта ГНТ МНГКМ</p> |
| <p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p> | |
| <p>Раздел</p> | <p>Консультант</p> |
| <p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p> | <p>Рукавишников В.С., доцент, PhD</p> |
| <p>«Социальная ответственность»</p> | <p>Сечин А.А., доцент, к.т.н.</p> |
| <p>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</p> | |
| <p>Подход интегрированного моделирования в разработке месторождения / Integrated asset modeling approach in oil and gas field development</p> | |

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| <p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p> | <p>10.05.2023</p> |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Профессор | Чернова О.С. | д.г.-м.н. |  | 10.05.2023 |

Задание принял к исполнению обучающийся:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 2ТМ11 | Эккерт Алексей Юрьевич |  | 10.05.2023 |



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (ООП) 21.04.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования магистратура

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

| Группа | ФИО |
|--------|------------------------|
| 2ТМ11 | Эккерт Алексей Юрьевич |

Тема работы:

«Обоснование оптимального варианта разработки сателлитов нефтегазоконденсатного месторождения путем построения интегрированной модели (на примере вендских отложений Непско-Ботубинской антеклизы)»

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

19.08.2023

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---------------------------------------------------------------------|------------------------------------|
| 01.06.2023 | Общие сведения о Ярактинском газовом хабе | 10 |
| 15.06.2023 | Общие сведения о Марковском НГКМ | 10 |
| 22.06.2023 | Описание системы разработки и инфраструктуры Марковского НГКМ | 10 |
| 29.06.2023 | Подход интегрированного моделирования в разработке месторождения | 20 |
| 06.07.2023 | Процесс построения интегрированной модели Марковского месторождения | 20 |
| 27.07.2023 | Выбор оптимального варианта разработки | 10 |
| 03.08.2023 | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 10 |
| 10.08.2023 | Социальная ответственность | 10 |

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|------------------------|---------|------------|
| Профессор | Чернова О.С. | д.г.-м.н. | | 10.05.2023 |

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|------------------------|---------|------------|
| Профессор | Чернова О.С. | д.г.-м.н. | | 10.05.2023 |

Обучающийся

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------------|
| 2ТМ11 | Эккерт Алексей Юрьевич | | 10.05.2023 |

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

| | |
|--------|------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2ТМ11 | Эккерт Алексей Юрьевич |

| | | | |
|---------------------|-------------------------------------|-----------------------|------------------------------|
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение школы (НОЦ) | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | магистратура | Направление/ООП/ОПОП | 21.04.01 Нефтегазовое дело |

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Операционные и капитальные затраты, планируемые в ходе проектирования разработки месторождения. |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов | Операционные и капитальные затраты. |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | НДПИ на газ и газовый конденсат, ставка дисконтирования 15%. |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Расчет основных экономических показателей разработки месторождения; | Расчет экономических показателей по рассчитанным на интегрированной модели профилям добычи газа, компонент, закачки СОГ и известному ценообразованию, системе налогообложения, вводу основных средств. |
| 2. Выбор по полученным показателям оптимального варианта | Сравнение экономических показателей по разным вариантам и выбор оптимального по величине NPV. |

Перечень графического материала:

| |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Рассчитанные профили добычи углеводородного газа и компонент на интегрированной модели; |
| 2. Стоимость добычи и продажи каждого компонента; |
| 3. Основные показатели системы налогообложения, стоимости ввода основных средств. |

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------|------------|
| Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком | 15.05.2023 |
|-----------------------------------------------------------------------------|------------|

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

| | | | | |
|-----------|-------------------|------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| доцент | Рукавишников В.С. | PhD |  | 15.05.2023 |

Задание принял к исполнению обучающийся:

| | | | |
|--------|------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 2ТМ11 | Эккерт Алексей Юрьевич |  | 15.05.2023 |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | | | |
|------------------------|----------------------------------------|-------------------------------|------------------------------|
| Группа 2ТМ11 | | ФИО Эккерт Алексей Юрьевич | |
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение (НОЦ) | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | магистратура | Направление/ специальность | 21.04.01 Нефтегазовое дело |

Тема ВКР:

Обоснование оптимального варианта разработки сателлитов нефтегазоконденсатного месторождения путем создания интегрированной модели (на примере вендских отложений Непско-Ботубинской антеклизы)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.
- Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации

Объект исследования: Стол, оборудованный персональным компьютером;
Область применения: нефтегазовая промышленность, нефтегазоконденсатные месторождения, интегрированное моделирование месторождений нефти и газа;
Рабочая зона: офис;
Размеры помещения: 7*7 м;
Количество и наименование оборудования рабочей зоны: 5 столов, оснащенных стационарными компьютерами, мониторами, стульями;
Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: решение вопросов геологии и разработки месторождений нефти и газа, построение геологических, гидродинамических и интегрированных моделей.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение;
 ГОСТ 12.2.032-78 Рабочее место при выполнении работ сидя;
 СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания;
 Трудовой кодекс РФ.

2. Производственная безопасность при эксплуатации:

- Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов
- Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора

Вредные факторы:

- Недостаточная естественная и искусственная освещенность рабочей зоны;
- Повышенный уровень шума в помещении;
- Отклонение показателей микроклимата от нормы;

Опасные факторы:

- Воздействие переменного электрического тока;

Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: использование исправного

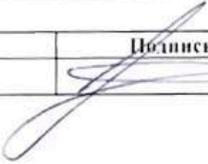
| | |
|------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | сертифицированного оборудования, соблюдение режимов труда и отдыха, комфортные условия труда; Фактор, по которому будет производиться расчет: воздухообмен в помещении |
| 3. Экологическая безопасность при эксплуатации | Воздействие на селитебную зону: отсутствует Воздействие на литосферу: неправильное вторичное использование отработанного оборудования; Воздействие на гидросферу: неправильное вторичное использование отработанного оборудования; Воздействие на атмосферу: тепловое воздействие от работы систем охлаждения компьютерной техники. |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации | Возможные ЧС: Техногенные факторы – неисправное оборудование, способное вызвать замыкание электропроводки; Наиболее типичная ЧС: пожар в офисном помещении. |

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| доцент | Сечин Андрей Александрович | к.т.н. |  | 10.05.23 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| 2ТМ11 | Эккерт Алексей Юрьевич |  | 10.05.23 |

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 126 страниц, в том числе 27 рисунков, 3 таблицы. Список литературы включает 61 источник. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: интегрированное моделирование, оценка потенциала, сайклинг-процесс, проектирование разработки, гидродинамические исследования скважин, конструкция скважин, моделирование поверхностной сети, транспорт газа, гидродинамическое моделирование, композиционная модель, расчет состава газа, коэффициенты отбора, выход продукции.

Объектом исследования является объект разработки месторождения-сателлита крупного нефтегазоконденсатного месторождения Восточной Сибири, сформированный в вендское время, его фонд скважин, поверхностная инфраструктура и планируемые к реализации технологии.

Цель исследования – построение интегрированной модели месторождения-сателлита нефтегазоконденсатного месторождения Восточной Сибири и определение оптимального варианта его разработки путем расчета нескольких вариантов.

Для достижения поставленной цели определены следующие **задачи**:

1. Проанализировать структуру ярактинского газового хаба, выделить в нем главные сателлиты;
2. Изучить геологическое строение крупнейшего сателлита Ярактинского НГКМ Марковского месторождения, его геологический разрез, стратиграфию, тектонику, нефтегазоносность, выделяемые объекты разработки;
3. Собрать и проанализировать данные о газосборной и газонагнетательной сети Марковского НГКМ, газодобывающем и

газонагнетательном фонде скважин, их конструкции и проведенных исследованиях;

4. Построить в программном продукте «ТНавигатор» моделей сетей, скважин и настроить их на имеющуюся историю разработки;
5. Провести оценку технологического потенциала месторождения;
6. Провести интеграцию моделей сети, скважин и пласта и провести на полученной интегрированной модели серию расчетов для определения оптимального варианта, провести их экономическую оценку.

Область применения: проектирование разработки и моделирование газовых активов ООО «Иркутская нефтяная компания».

Экономическая эффективность связана со снижением издержек из-за недоучета поверхностной сети в расчетах, а также создании независимой системы, позволяющей выполнять проектирование самостоятельно.

В результате исследования рассмотрена структура газового бизнеса ООО «Иркутская нефтяная компания» с выделением самого крупного месторождения-сателлита. Представлено его географическое положение, строение геологического разреза, литолого-стратиграфическая характеристика, нефтегазоносность по объектам разработки. Изучена и приведена история развития интегрированного моделирования, его основные методы и опыт компаний в построении интегрированных моделей и их использование. Приведены исходные данные и алгоритм, использованный при построении интегрированной модели. На построенной интегрированной модели проведена серия расчетов с целью обоснования оптимального варианта разработки.

В будущем планируется сопровождение инструмента и настройка интегрированной модели на историю разработки, внедрение ее в краткосрочное и долгосрочное планирование добычи природного газа.

Благодарности: выражаю искреннюю благодарность профессору отделения нефтегазового дела НИ ТПУ Черновой О.С., сотрудникам департаментов проектирования разработки ярактинской группы

месторождений Петрову А.В., Ломпику В.А., Хохрякову В.К., интенсификации добычи ярактинской группы месторождений Сумину П.А., технологического центра ООО «Иркутская нефтяная компания» Фану С.Д., а также специалистам технической поддержки компании «Рок Флоу Динамикс» за помощь в написании данной работы.

Перечень использованных сокращений

- ИМ – интегрированное моделирование;
- ГДМ – гидродинамическая модель;
- УКПГ – установка комплексной подготовки газа;
- УПППНГ – установка комплексной подготовки природного и попутного нефтяного газа;
- ДКС – дожимная компрессорная станция;
- ППД – поддержание пластового давления;
- УВ – углеводороды;
- ИЗП – «Иркутский завод полимеров»;
- СОГ – сухой отбензиненый газ;
- ЯНГКМ – Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение;
- МНГКМ – Марковское нефтегазоконденсатное месторождение;
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;
- ПГ – природный газ;
- ПНГ – попутный нефтяной газ;
- ЛУ – лицензионный участок;
- ГДИ – гидродинамические исследования;
- ГКИ – газоконденсатные исследования;
- ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов;
- СГК – стабильный газовый конденсат.

Содержание

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 17 |
| 1. Общие сведения о Ярактинском газовом хабе | 22 |
| 2. Общие сведения об объекте исследования | 24 |
| 2.1 Географическое и административное положение | 24 |
| 2.2 Тектоническое строение Марковского НГКМ | 25 |
| 2.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза | 28 |
| 2.3.1 Архей+Протерозойская группа (AR-PR) | 30 |
| 2.3.2 Палеозойская группа (PZ)..... | 31 |
| 2.3.3 Палеозой (PZ)..... | 33 |
| 2.3.4 Кайнозой (KZ)..... | 37 |
| 2.4 Нефтегазоносность | 38 |
| 3. Описание системы разработки и инфраструктуры Марковского НГКМ | 40 |
| 4. Подход интегрированного моделирования в разработке месторождения.. | 43 |
| 4.1 Понятие интегрированного моделирования. Задачи и возможности для компаний | 43 |
| 4.2 История исследований в области интегрированного моделирования | 44 |
| 4.3 Сильные и слабые стороны интегрированного подхода | 47 |
| 4.3.1 Преимущества интегрированного моделирования | 47 |
| 4.3.2 Недостатки интегрированного моделирования..... | 48 |
| 4.4 Описание элементов интегрированной модели..... | 49 |
| 4.4.1 Способы моделирования процессов фильтрации в пласте | 49 |
| 4.4.2 Способы моделирования течения флюида в скважинах..... | 53 |
| 4.4.3 Способы моделирования течения флюида в сети сбора и ППД..... | 56 |
| 4.4.4 Моделирование процессов подготовки нефти и газа..... | 57 |
| 4.5 Связки программ для интегрированного моделирования | 58 |
| 4.6 Опыт нефтегазовых компаний в построении и использовании интегрированных моделей..... | 61 |

| | | |
|-------|----------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.6.1 | Опыт интегрированного моделирования ПАО «ЛУКОЙЛ» | 61 |
| 4.6.2 | Опыт интегрированного моделирования ПАО «Газпром нефть» .. | 63 |
| 5. | Процесс построения интегрированной модели Марковского месторождения | 65 |
| 5.1 | Построение модели «Standalone» газосбора и газонагнетания | 66 |
| 5.2 | Построение моделей скважин | 68 |
| 5.3 | Формирование связки «скважины – сеть». Оценка технологического потенциала | 70 |
| 5.4 | Описание гидродинамической модели и процесса интеграции связки «сеть – скважины» с ней | 72 |
| 5.5 | Связка добывающей и нагнетательной сети. Создание упрощенной модели УКПГ и КС..... | 74 |
| 5.6 | Управление интегрированной моделью | 76 |
| 6. | Выбор оптимального варианта разработки..... | 78 |
| 7. | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.. | 82 |
| 8 | Социальная ответственность | 86 |
| 8.1 | Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 86 |
| 8.1.1 | Правовые нормы трудового законодательства..... | 86 |
| 8.1.2 | Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны..... | 90 |
| 8.2 | Производственная безопасность | 91 |
| 8.3 | Экологическая безопасность | 95 |
| 8.4 | Безопасность в чрезвычайных ситуациях | 95 |
| | Выводы по результатам исследования | 97 |
| | Заключение..... | 100 |
| | Список использованной литературы | 101 |
| | Приложения..... | 107 |

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. В настоящее время интегрированное моделирование нефтегазовых активов компаний получило достаточное развитие для постоянного их использования в операционной деятельности, а также при краткосрочном и долгосрочном планировании разработки нефтяных, газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.

Под интегрированной моделью следует понимать объединенные модели всех участков процесса добычи – модели объектов разработки, модели скважин как каналов связи между пластами и объектами наземной инфраструктуры, обеспечивающей транспорт продукции от устьев скважин к объектам замера, сбора и подготовки, а также моделей самих объектов подготовки.

Построенная и правильно настроенная интегрированная модель позволяет применить ее на разных этапах жизни месторождения и избежать крупных финансовых, трудовых и временных издержек для выбора технологически и экономически обоснованных вариантов разработки.

Выполнение работ по созданию интегрированной модели требует полного понимания процессов фильтрации флюида в пласте, течения в скважинах, трубах и технологии подготовки продукции. Помимо этого, создание интегрированной модели требует сбора и анализа максимально полной информации о месторождении, включающей геологическое строение разрабатываемых объектов, состояние изученности объектов, состояние фонда скважин, их конструкций и заканчивания в разное время, перечень, даты и характер проводимых испытаний, исследований скважин. Вся эта информация используется в качестве исходных данных и целей адаптации моделей участков процесса.

Нередко при разработке крупного актива для достижения требуемых технологических показателей разработки, определяемых ограничениями инфраструктуры и показателями конечного потребления, прибегают к введению в разработку месторождений-сателлитов, что позволяет объединить несколько параллельно разрабатываемых активов в единый и таким образом повысить глобальную эффективность операционной деятельности.

Примером такого глобального актива является Ярактинский газовый хаб, являющийся ключевым перспективным направлением деятельности «Иркутской нефтяной компании». Глобальной задачей хаба является обеспечение сырьем (этаном C_2) и топливом (сухим отбензиненным газом – СОГ) реализуемого масштабного проекта «Иркутский завод полимеров (ИЗП)», а также обеспечение непрерывной работы установки «Гелий» – уникального актива компании, обеспечивающего производство сжиженного гелия из СОГ.

Центральным активом Ярактинского газового хаба является Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение (ЯНГКМ), обеспечивающее основной объем сырья. Остальные активы хаба условно относятся к сателлитам ЯНГКМ, в том числе и актив, на построение интегрированной модели которого направлена данная работа – Марковское нефтегазоконденсатное месторождение (МНГКМ).

Объектом подготовки продукции скважин МНГКМ является установка комплексной подготовки газа (УКПГ МНГКМ). В рамках проектирования разработки МНГКМ рассматриваются варианты с обеспечением транспорта природного газа (ПГ) и попутного нефтяного газа (ПНГ) с соседних ЛУ на УКПГ МНГКМ, что позволяет увеличить длительность разработки Марковского месторождения путем ограничения добычи в пользу большего объема выработки полезных компонент на УКПГ.

Актуальность исследования состоит в том, что в настоящее время большинство расчетов при проектировании разработки нефтегазоконденсатных месторождений проводятся на гидродинамических

моделях разных видов, а учет влияния поверхностной сети газосбора и газонагнетания происходит впоследствии профильными специалистами, что приводит к неэффективному использованию ресурсов и применению разных независимых подходов к проектированию разработки. Необходимо объединение разных областей проектирования в единую с созданием совместных инструментов. Таким инструментом признается интегрированное моделирование. Особенно интегрированное моделирование важно при проектировании разработки газовых активов, т.к. процессы истечения газа в трубопроводах сильно отличается от нефти ввиду различных реологических свойств. Таким образом, появляется потребность создания обособленного инструмента.

Цель исследования – построение интегрированной модели месторождения-сателлита нефтегазоконденсатного месторождения Восточной Сибири и определение оптимального варианта его разработки путем расчета нескольких вариантов.

Для достижения поставленной цели определены следующие **задачи**:

1. Проанализировать структуру ярактинского газового хаба, выделить в нем главные сателлиты;
2. Изучить геологическое строение крупнейшего сателлита Ярактинского НГКМ Марковского месторождения, его геологический разрез, стратиграфию, тектонику, нефтегазоносность, выделяемые объекты разработки;
3. Собрать и проанализировать данные о газосборной и газонагнетательной сети Марковского НГКМ, газодобывающем и газонагнетательном фонде скважин, их конструкции и проведенных исследованиях;
4. Построить в программном продукте «тНавигатор» моделей сетей, скважин и настроить их на имеющуюся историю разработки;
5. Провести оценку технологического потенциала месторождения;

6. Провести интеграцию моделей сети, скважин и пласта и провести на полученной интегрированной модели серию расчетов для определения оптимального варианта, провести их экономическую оценку.

Научные положения, выносимые на защиту:

1. При проектировании разработки газовых активов необходим инструмент, учитывающий процессы, происходящие в пласте, скважинах и поверхностной сети месторождения, позволяющий составлять корректный прогноз и осуществлять оперативный мониторинг.

2. Разработанная архитектура интегрированной модели позволяет строить модели газовых активов, эксплуатируемых по технологии сайклинг-процесса, и считать выработку компонент и динамические составы закачиваемого газа.

Личный вклад автора состоит в сборе и подготовке к моделированию исходной информации о технологическом устройстве объектов, назначению и конструкциям скважин и проведенным на них исследованиям. В разработке методики по сборке и настройке интегрированной модели и всех ее составных частей.

Практическая значимость работы связана с возможностью использования интегрированной модели в операционной и проектной деятельности компании.

Исходная информация для выполнения работы: технологическая схема газопроводов МНГКМ, координаты и конструкции газодобывающих и газонагнетательных скважин, результаты интерпретации гидродинамических исследований скважин, постоянно-действующая гидродинамическая модель, данные по истории разработки.

Благодарности: выражаю искреннюю благодарность профессору отделения нефтегазового дела НИ ТПУ Черновой О.С., сотрудникам департаментов проектирования разработки ярактинской группы месторождений Петрову А.В., Ломпику В.А., Хохрякову В.К., интенсификации добычи ярактинской группы месторождений Сумину П.А.,

технологического центра ООО «Иркутская нефтяная компания» Фану С.Д., а также специалистам технической поддержки компании Рок Флоу Динамикс за помощь в написании данной работы.

1. Общие сведения о Ярактинском газовом хабе

Ярактинский газовый хаб – это масштабный проект ООО «Иркутская компания», направленный на объединение потоков природного (ПГ) и попутного нефтяного (ПНГ) газов вокруг самого крупного актива компании – Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНГКМ). Основной целью хаба является обеспечение сырьем и топливом уникального проекта Иркутского завода полимеров (ИЗП) – комплекса установок, строящихся в Восточной Сибири около города Усть-Кут, предназначенного для производства полимерных материалов (полиэтилен и прочее) из этана.



Рисунок 1.1 – Общий вид строящегося Иркутского завода полимеров [33]

Сырье на ИЗП планируется выделять из следующих позиций:

1. ПГ и ПНГ Ярактинского НГКМ;
2. ПГ с Марковского НГКМ;
3. ПНГ с Большетирского НМ;
4. ПГ с Бариктинского НГКМ.

Подготовку и выделение полезных компонент из газа планируется осуществлять на уже построенных установках подготовки:

- УПППНГ 3,6 Ярактинского НГКМ. Производительность установки – 3 600 000 ст.м³/сут;
- УПППНГ 6/1-2 Ярактинского НГКМ. Производительность установки – 12 000 000 ст.м³/сут;
- УПППНГ 6 Марковского НГКМ. Производительность установки – 6 000 000 ст.м³/сут.

Центральным активом хаба является Ярактинское НГКМ, обеспечивающее более 70% суточной добычи газа, остальные активны хаба принимаются за сателлиты ЯНГКМ.

Самым крупным сателлитом Ярактинского НГКМ является Марковское НГКМ, функция которого в хабе – обеспечение топливным СОГ ИЗП, а также внесение вклада в общую добычу этана.

2. Общие сведения об объекте исследования

2.1 Географическое и административное положение

Марковское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено в Усть-Кутском районе Иркутской области в 150 километрах к северу от города Усть-Кут и крупнейшего речного порта Осетрово, связанных с транссибирской магистралью железнодорожной веткой Тайшет – Лена (Рисунок 1.1). В данном районе редки населенные пункты и таким образом транспортное сообщение с месторождением осуществляется преимущественно авиа и тракторно-вездеходным транспортом [8].

Месторождение расположено в границах двух лицензионных участков, принадлежащих ООО «Иркутская нефтяная компания». Лицензия ИРК № 02896 НЭ на участок недр от 17.09.2012 г. на участок недр «Марковское месторождение» выдана на срок до 31.12.2033 г. с целью разведки и добычи полезных ископаемых. Лицензия ИРК № 02730 НР на участок недр «Потаповская площадь» выдана на срок до 01.04.2031 г. с целью геологического изучения, включающего поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведки и добычи полезных ископаемых [8].

Месторождение расположено в районе с развитой нефтегазовой инфраструктурой. Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются Ярактинское НГКМ (60 километров к северу), Большетирское нефтяное (30 километров к северо-западу), Ичединское нефтяное (40 километров к северо-западу) [8].

Район Марковского НГКМ расположен в северной части Лено-Ангарской плоской возвышенности, являющейся частью Средне-Сибирского плоскогорья, представляющего собой слабовсхолмленную равнину, образованную широкими плоскими водоразделами, расчлененными глубокими долинами рек Лены, Большой и Малой Тиры. Максимальные

абсолютные отметки на водоразделах достигают 720 – 760 м, минимальные в долинах рек – 250 – 270 м [8].

Основной водной артерией района является река Лена с многочисленными притоками, которая делит площадь рассматриваемого месторождения на две части, северную и южную, отрезая район кустовой площадки № 16 от общей системы газосбора.

Климат района резко континентальный со значительными колебаниями суточных и сезонных температур с продолжительной холодной зимой и коротким жарким летом.

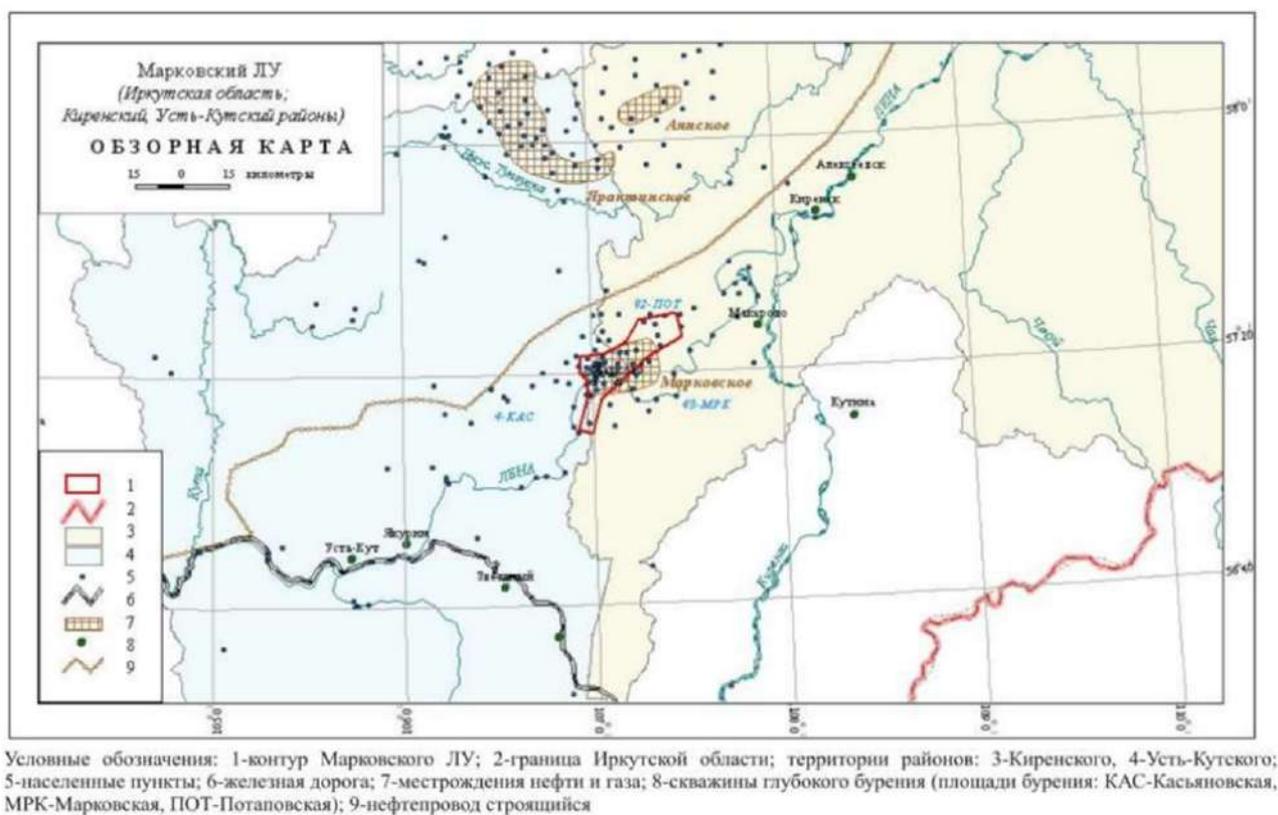


Рисунок 2.1 – Обзорная схема района Марковского НГКМ [8]

2.2 Тектоническое строение Марковского НГКМ

Марковское НГКМ расположено на юго-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Площадь антеклизы в пределах изогипсы -2100 м составляет 300 000 км².

Антеклиза имеет северно-восточное простирание, с юга ограничена Ангаро-Ленской ступенью, с востока – глубоким Предпатомским региональным прогибом. На западе и северо-западе граничит с Присяяно-Енисейской синеклизой, Катангской и Сюгджерской седловинами (Рисунок 2.2) [6].

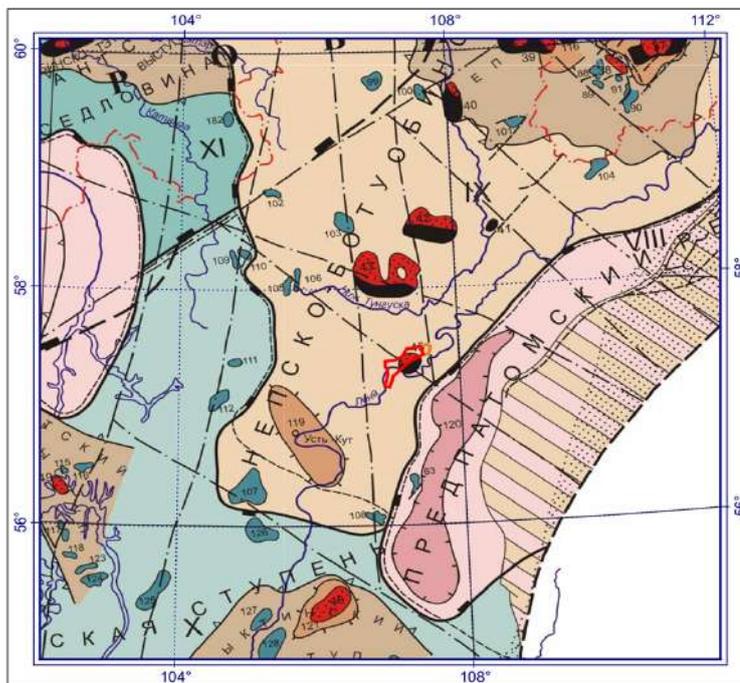


Рисунок. 2.2 Фрагмент схемы тектонического районирования Восточной Сибири [6]

В центральной части антеклизы выделяется крупный погребенный Непский свод, площадь которого достигает 50 000 км². Непский свод осложнен серией положительных и отрицательных структур более низкого ранга (выступов, структурных носов и прогибов) [6].

По поверхности кристаллического фундамента отмечается пологое погружение в юго-восточном направлении в сторону Предпатомского прогиба (градиент погружения 3-5 м/км). В пределах Марковского НГКМ поверхность фундамента практически горизонтальная [6].

По данным геолого-съёмочных и структурно-поисковых работ Марковская площадь расположена в центральной части линейно-вытянутых структур Марковско-Ичерской зоны Марковского вала. Линейные структуры северо-восточного простирания по своей морфологии объединяются в зоны:

Приленскую (протягивается вдоль западной окраины Байкало-Патомского нагорья до предгорий Восточного Саяна. Отложения нижнего палеозоя смяты в крутые линейно-вытянутые складки северо-восточного простирания с углами падения западных крыльев до 35-90° и восточных – 20-50°), Марковско-Ичерская (располагается параллельно Приленской и охватывает территорию среднего течения р. Лены и верхнего течения р. Нижней Тунгуски. В пределах зоны обнаженные на поверхности верхнекембрийские и ордовикские отложения смяты в пологие слегка асимметричные складки с широкими сводами с углами падения крыльев от 2 до 5°. Высота антиклиналей по замкнутым изогипсам порядка 200-400 м. На поверхности структуры, как правило, не осложнены разрывными нарушениями.) [6].

В пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, как и в ряде других районов Иркутского амфитеатра в осадочной толще выделяется три структурно-тектонических этажа: подсолевой, солевой и надсолевой [6].

Подсолевой структурный этаж включает комплекс отложений от поверхности кристаллического фундамента до кровли осинского горизонта усольской свиты. Строение подсолевых отложений наиболее полно изучено глубоким бурением в пределах южного и юго-восточного склонов Непско-Ботуобинской антеклизы и представляет собой пологую моноклираль, испытывающую погружение в юго-восточной направлении. Отмечается некоторое выполаживание моноклиального склона от поверхности фундамента к кровле мотской свиты. В среднем, по южному склону Непско-Ботуобинской антеклизы, градиент падения поверхности фундамента составляет 3,5 м/км, а кровли усольской свиты около 2,7 м на 1 км. В пределах Марковского месторождения подсолевой комплекс имеет моноклиральное строение. Более четко моноклиальный склон фиксируется к юго-востоку от скважины 20–54, где наблюдается равномерное погружение структуры [6].

В северо-западной части моноклираль осложняет эрозионный выступ фундамента с амплитудой более 20 м [6].

К востоку от выступа фундамента в районе скважин 9, 28, 41, 24 наблюдается террасовидный участок, в пределах которого расположена основная часть газоконденсатной залежи парфеновского горизонта [6].

На северо-западе площади в районе скважин 47, 56, 31, 16 также отмечается выположенный участок в практически одинаковыми абсолютными отметками поверхности фундамента [6].

Солевой структурный этаж включает в себя карбонатно-галогенные отложения от кровли осинского горизонта до подошвы литвинцевской свиты и имеет сложное геологическое строение, обусловленное проявлением пластических деформаций в пластах каменной соли. Слои верхней части солевого структурного этажа изогнуты в ярко выраженную антиклиналь. Нижние слои приобретают черты моноклинали вплоть до субпараллельного залегания [6].

Надсолевой структурный этаж включает в себя карбонатно-терригенные отложения литвинцевской, верхоленской и илгинской свит среднего и верхнего кембрия, а также вышележащие отложения ордовика. В отличие от солевого структурного этажа имеет более простое геологическое строение с отсутствием тектонических нарушений, неосложненное пластичностью галогенных пород [6].

Таким образом, на площади отмечается несоответствие структурных планов подсолевого, солевого и надсолевого комплексов, обусловленное воздействием соляной тектоники, вызвавшей формирование высокоамплитудных, крутых антиклиналей, осложненных дизъюнктивами типа сбросов, взбросов, надвигов [6].

2.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Стратиграфический разрез Марковского лицензионного участка (ЛУ) изучался по данным геолого-съёмочных работ, а также по материалам колонкового и глубокого бурения в комплексе с промыслово-геофизическими

исследованиями. Сводный геолого-геофизический разрез осадочного чехла от архея, протерозоя и палеозоя до кайнозоя, общая толщина которого достигает 2 900 м приведен Рисунке 2.3 [6].

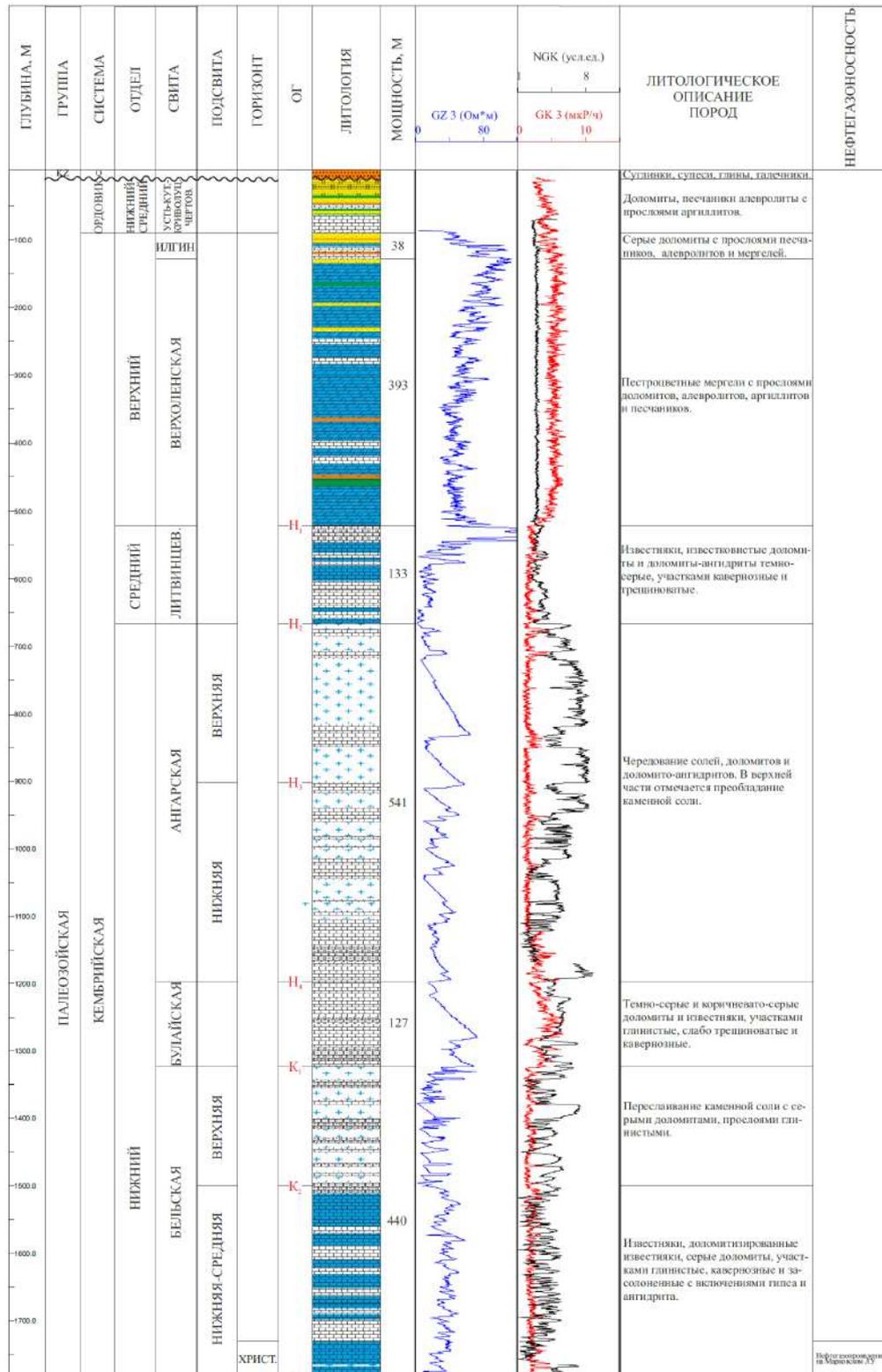


Рисунок 2.3 (а) – Сводный геолого-геофизический разрез Марковского ЛУ (изображение 1) [7]

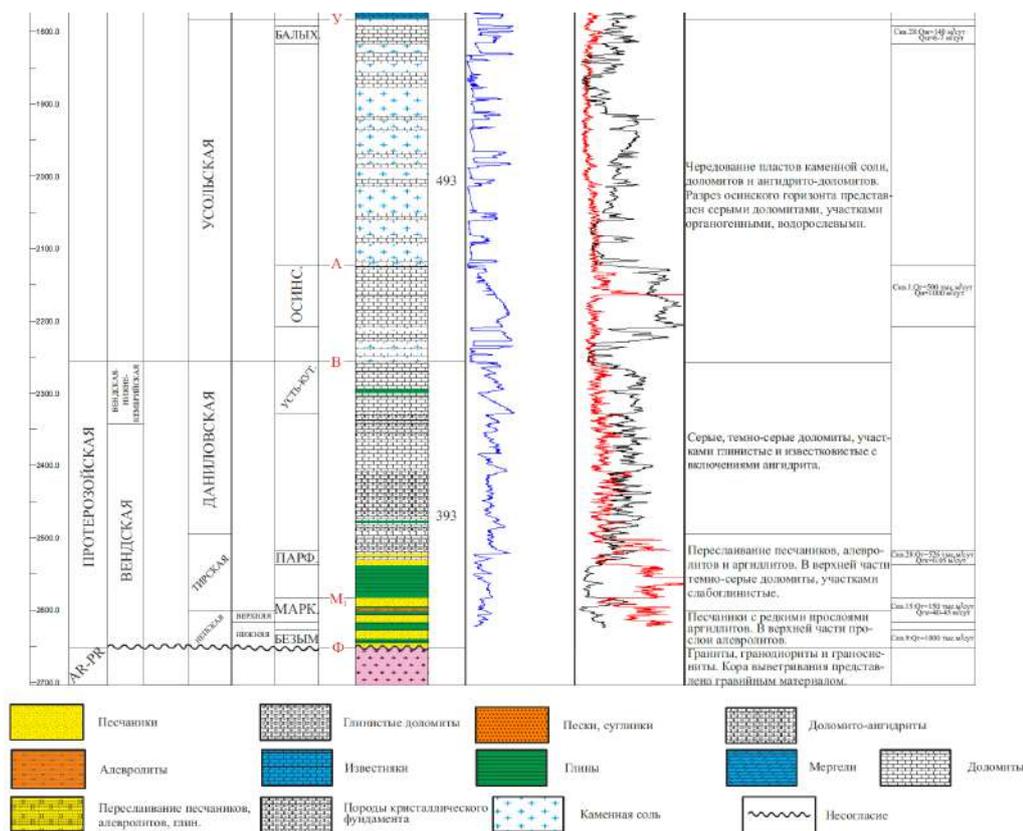


Рисунок 2.3 (б) – Сводный геолого-геофизический разрез Марковского ЛУ (изображение 2) [7]

2.3.1 Архей+Протерозойская группа (AR-PR)

Самыми древними образованиями в пределах Марковского НГКМ являются кристаллические породы фундамента, вскрытые тридцатью глубокими разведочными скважинами [6].

Породы кристаллического фундамента представлены гранитами темно-серыми, розовато-зеленовато-серыми, катаклизированными, средне- и крупнокристаллическими, в меньшей степени сланцами серицито-хлоритовыми, эпидот-актинолитобиотитовыми и кварцево-хлоритовыми. Гранодиориты и граносиениты встречаются редко. Толщина вскрытой части фундамента не превышает 40 м [6].

В ряде скважин породам фундамента предшествует кора выветривания, представленная гравийным материалом разрушенных гранитов и сланцев. Толщина коры выветривания не превышает 2,5 м [6].

2.3.2 Палеозойская группа (PZ)

2.3.2.1 Венд-кембрийская система (V – Є)

Венд-кембрийская система в изучаемом районе представлена нижним и верхним отделами, составляющими мотскую серию. Нижний отдел представлен непской свитой, разделенной на две подсвиты – **нижненепскую** и **верхненепскую**. Толщина непской свиты изменяется от 0 м до 150 м. Увеличение мощности отмечается на юго-восток к Предпатомскому региональному прогибу. К подошве непской свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт Ф – кровля кристаллического фундамента [6].

а. В основании **нижненепской подсвиты** залегают терригенные отложения *безымянного горизонта*, представленные песчаниками с редкими прослоями аргиллитов, реже алевролитов. Толщина безымянного горизонта колеблется от 3-5 м до 30 м, находясь в прямой зависимости от рельефа фундамента, неровности которого он заполняет. На песчаниках безымянного горизонта залегает пачка, сложенная преимущественно аргиллитами с редкими маломощными прослоями алевролитов и песчаников. Мощность алевролитов-аргиллитовой пачки колеблется от 1,2 до 20-23 м. Нижненепская подсвита полностью выклинивается на северо-западе Непско-Ботубинской антеклизы. Её толщина изменяется от 0 до 70 м [6].

б. В основании **верхненепской подсвиты** в районе Марковской площади залегает *марковский горизонт*, прослеживающийся по всей площади месторождения и характеризующийся фациальной невыдержанностью, как по разрезу, так и по площади. Отложения горизонта представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Данный горизонт перекрывается аргиллитами с прослоями алевролитов и песчаников толщиной до 10 – 50 м. Выше по разрезу отложения марковского горизонта перекрываются пачкой переслаивающихся алевролитов, аргиллитов и маломощных песчаников. Мощность пачки переслаивания в пределах площади колеблется от 40 до 51 м. Верхненепская подсвита распространена

практически на всей рассматриваемой территории, полностью выклиниваясь в наиболее приподнятых частях Непско-Ботуобинской антеклизы. Ее толщина изменяется от 0 м до 80 м [6].

Мощность отложений нижнемотской подсвиты в среднем составляет 138 м. К кровле нижнемотской подсвиты приурочен отражающий горизонт M_2 [6].

В пределах Марковской и Потаповской площадей разрез **среднемотской** подсвиты начинается терригенно-карбонатносульфатными отложениями, постепенно переходящими в карбонатные. Общая мощность подсвиты выдержана в пределах площади отчетных работ и составляет 75 - 80 м. К кровле среднемотской подсвиты приурочен отражающий горизонт M_1 [6].

Отложения **верхнемотской** подсвиты представлены массивными доломитами серого, темно-серого цвета, мелкозернистыми и афанитовыми, глинистыми и известковистыми, участками окремнелыми, с включениями ангидрита, с редкими трещинами и стиллолитами, заполненными черным глинисто-органическим веществом, реже ангидритом. В подошве залегает пласт массивных высокоомных доломитов. Мощность верхнемотской подсвиты колеблется от 148 до 160 м. Общая мощность мотской свиты в пределах Марковской площади составляет 315 – 390 м. К кровле свиты приурочен отражающий горизонт В [6].

Верхний отдел венда представлен **тирской** и **даниловской** свитами.

а. Отложения **тирской** свиты залегают на породах непской свиты со стратиграфическим несогласием и характеризуются значительным литологическим разнообразием. К кровле тирской свиты приурочен отражающий горизонт M_2 . Толщина свиты изменяется от первых метров на северо-западе исследуемой территории и увеличивается до 75 м на юго-востоке. На юге Непско-Ботуобинской антеклизы на территории Марковского участка в основании свиты залегает **парфеновский** горизонт (**пласт В5**), представленный в нижней части терригенными, а в верхней – карбонатными породами. Терригенная часть разреза представлена светло- и темно-серыми,

кварцевыми, мелко-, среднезернистыми песчаниками, прослоями глинистыми и карбонатизированными от сильно- до слабосцементированных. В подошве песчаников в некоторых скважинах наблюдаются прослой алевролитов, реже аргиллитов. Мощность терригенной части горизонта меняется от 2,5 до 17 м. Карбонатная часть горизонта представлена темно-серыми, микрозернистыми массивными, иногда слабоглинистыми доломитами, участками песчанистыми, толщиной от 3,6 до 26 м. Общая мощность парфеновского горизонта колеблется от 16 до 31 м [6].

б. **Даниловская** свита – переходная от верхнего венда к нижнему кембрию. В пределах Марковской и Потаповской площадей разрез свиты начинается терригенно-карбонатно-сульфатными отложениями, постепенно замещаемыми чисто карбонатными. В подошве залегает пласт массивных высокоомных доломитов (региональный геофизический репер М₃). Общая толщина даниловской свиты достигает 230-234 м [6].

2.3.3 Палеозой (PZ)

2.3.3.1 Кембрий (Є)

Кембрийская система в изучаемом районе представлена нижним, средним и верхним отделами [6].

Нижний кембрий (Є₁)

Ленский ярус (Є₁ I)

Отложения нижнего кембрия составляют основную часть разреза Марковского месторождения и представлены **усольской, бельской, булайской и ангарской свитами** ленского яруса (Є₁I) суммарной мощностью до 2000 м [6].

а. Разрез **усольской свиты (Є₁us)** сложен толщей галогенно-карбонатных пород, согласно залегающих на отложениях венда. Общая

толщина усольской свиты колеблется от 160 до 1100 м. Такие резкие изменения мощности свиты связаны с проявлениями соляной тектоники. *Подосинская* часть разреза представлена относительно равномерным чередованием пластов каменной соли и прослоев глинистых доломитов, участками засоленных мощностью 45 – 50 м. **Осинский горизонт (пласт Б1)** сложен карбонатами с единичными тонкими прослоями каменной соли. Горизонт является геофизическим репером А. Из него получены промышленные притоки нефти. Мощность осинского горизонта колеблется от 67 до 86 м. *Надосинская* часть разреза усольской свиты представлена, в основном, пластами каменной соли толщиной 5 – 150 м с редкими, маломощными прослоями карбонатных пород. Суммарная мощность пластов каменной соли составляет до 60 – 70% от мощности всей свиты [6].

б. Разрез **бельской свиты (Є₁ bs)** представляет собой чередование карбонатных пород и каменной соли, согласно залегающих на отложениях усольской свиты. В нижней части он сложен преимущественно мощной толщей карбонатных пород, выше по разрезу происходит увеличение содержания в свите мощных пластов каменной соли, чередующихся с прослоями доломитов, известняков. Содержание солей в разрезе колеблется от 50% до 80%. В пределах отложений бельской свиты отмечаются трапповые интрузии. Толщина бельской свиты изменяется от 432 м до 570 м [6].

с. Разрез **булайской свиты (Є₁ bl)** представлен массивными темно-серыми и коричневато-серыми доломитами тонко-, мелкозернистыми, прослоями глинистыми, слабо трещиноватыми и кавернозными. Отложения свиты согласно залегают на карбонатно-галогенных породах бельской свиты (геофизический репер Н₄ – кровля булайской свиты). Толщина свиты меняется в пределах от 80 до 147 м [6].

д. Отложения **ангарской свиты (Є₁ an)** разделяются на две подсвиты: нижнюю (геофизический репер Н₃ – кровля нижеангарской подсвиты) – преимущественно доломитовую (45 – 85 м) и верхнюю – галогенно-карбонатную, с преобладанием каменной соли. В сводовой части

Марковской структуры верхняя большая часть свиты отсутствует и разрез представлен только нижней ее частью. Исчезновение верхней части разреза происходит, по-видимому, за счет «отжимания» солей на крылья структуры. Соответственно, мощности ангарской свиты по площади распределяются неравномерно. В сводовой части структуры мощность ангарской свиты равна 80-120 м, на крыльях увеличивается до 570 м [6].

Средний кембрий (Є₂)

Амгинский ярус (Є₂ am)

В разрезе среднего кембрия выделены отложения **литвинцевской свиты**, которые без видимого перерыва залегают на породах ангарской свиты. Разрез литвинцевской свиты представлен известняками, известковистыми доломитами и доломитами (геофизический репер Н₁ – кровля литвинцевской свиты). Толщина литвинцевской свиты изменяется в пределах от 70 до 200 м [6].

Верхний кембрий (Є₃)

Верхоленская свита (Є₃ vl)

Разрез **верхоленской свиты** начинается пестроцветными мергелями, без видимого несогласия залегающими на доломитах литвинцевской свиты. Мергели чередуются с прослоями доломитов, алевролитов, аргиллитов, реже гипсов в нижней части разреза и песчаников – в верхней. Толщина отложений верхоленской свиты составляет 435 – 480 м [6].

Илгинская свита (Є₃ il)

Разрез **илгинской свиты** в нижней части сложен доломитами, слаботрещиноватыми с тонкими прослоями алевролитов и песчаников. Верхняя часть разреза представлена песчаниками с единичными прослоями алевролитов и мергелей. Для нее характерно наличие медистого оруденения, широко известного в бассейне верхнего течения реки Лены. Толщина свиты составляет 38-45 м. Отложениями илгинской свиты заканчивается разрез кембрийской системы [6].

2.3.3.2 Ордовикская система (О)

На Марковском НГКМ отложения ордовика представлены нижним, средним и, частично, верхним отделами. Породы ордовика слагают водораздельные участки и их склоны, поэтому они вскрыты незначительным количеством глубоких скважин и не на полную мощность. Скважинами вскрыт разрез нижнего и, частично (самые низы), среднего ордовика. В основном отложения среднего и верхнего ордовика изучались в естественных обнажениях и по горным выработкам [6].

Нижний ордовик (О₁)

Нижний ордовик представлен только **устькутской свитой (О₁ uk)** (подразделяется на две подсвиты - верхнюю и нижнюю). Нижняя подсвита сложена, в основном, доломитами массивными, крепкими, мелкозернистыми, участками кавернозными, редко встречаются прослой песчаников глауконитовых и окремнелых. Верхнеустькутская подсвита представлена песчаниками и доломитами с прослоями алевролитов и аргиллитов. Отложения свиты согласно залегают на красноцветных породах илгинской свиты. Толщина устькутской свиты изменяется от 96 до 300 м [6].

Средний ордовик (О₂)

Средний ордовик включает в себя отложения **криволуцкой** и **чертовской** свит [6].

1. Отложения **криволуцкой свиты (O₂ kr)** со стратиграфическим несогласием залегают на породах устькутской свиты. В нижней части криволуцкая свита сложена песчаниками и алевролитами. Верхняя часть свиты представляет собой однородную песчаниковую толщу желтовато-серого, светло-серого и серого цвета. Общая толщина криволуцкой свиты 68 – 100 м [6].

2. Отложения **чертовской свиты (O₂ cht)** согласно залегают на породах криволуцкой свиты. Разрез чертовской свиты сложен глинистыми алевролитами, аргиллитами зеленого и грязно-зеленого цвета с редкими тонкими прослоями серых песчаников, приуроченных большей частью к кровле свиты. Толщина чертовской свиты колеблется от 30 до 50 м [6].

Верхний ордовик (O₃)

Отложения **макаровской свиты (O₃ mk)** представлены, в основном, красновато-коричневыми алевролитами, в меньшей степени песчаниками кварцевыми, крепкими, известковистыми, с характерными голубоватыми и ярко-зелеными пятнами округлой формы. Подчиненное место в разрезе занимают аргиллиты. Толщина видимой части макаровской свиты – 42 м [6].

Перерыв в осадконакоплении

2.3.4 Кайнозой (KZ)

2.3.4.1 Четвертичная система (Q)

Четвертичные отложения имеют повсеместное распространение и подразделяются по своему генезису на элювиальные (2 м), делювиальные (2 – 4 м) и аллювиальные (10 – 15 м). Отложения представлены суглинками,

супесями, глинами с обломками различных пород, а также песками и галечниками [6].

4. Подход интегрированного моделирования в разработке месторождения

4.1 Понятие интегрированного моделирования. Задачи и возможности для компаний

В настоящее время наиболее распространенным подходом к моделированию разработки месторождений является построение моделей каждого элемента системы в отдельности и лицами, в чью зону ответственности данный объект входит. Так, за моделирование и мониторинг систем транспорта УВ отвечают инженеры по проектированию и эксплуатации трубопроводов, оценка потенциалов скважин и мониторинг их работы – в зоне ответственности инженеров по добыче, а моделирование процессов в пласте при добыче нефти и газа – задача инженеров по разработке. Однако, в последние два десятилетия заметна тенденция к объединению этих юрисдикций в единую систему моделирования, мониторинга и прогнозирования разработки – интегрированный подход.

Интегрированный подход к моделированию разработки месторождений подразумевает построение моделей систем добычи углеводородов, включающих совместный системный учет процессов и сопровождающих их условий для всех элементов в совокупности – пласта (или пластов), скважин, систем нефте- и газосбора, систем поддержания пластового давления и подготовки.

К числу задач интегрированного моделирования разработки можно отнести:

- Описание состояний системы добычи, ППД, транспорта и подготовки углеводородов на всех ее участках в любой момент времени;
- Прогнозирование потенциалов добычи углеводородов;
- Формирование кратко- и долгосрочных прогнозов добычи.

Применение интегрированного подхода в деятельности добывающих компаний открывает следующие возможности:

- Снижение финансовых издержек при оптимизации добычи углеводородов;
- Создание комплексного, физически и экономически обоснованного инструмента планирования бизнес-процессов, учитывающего текущее состояние систем и их потенциал;
- Внедрение инструмента для опробования экспериментов и новых технологий.

4.2 История исследований в области интегрированного моделирования

Одним из первых решений в области интегрированного моделирования была разработка компанией Amoco однофазного двухмерного пластового симулятора и симулятора поверхностной сети в 1960-х годах для мониторинга добычи объединенных газовых месторождений на юге Северного моря Великобритании (Tingas et al., 1998) [55]. Расширение модели до двух фаз (газ и вода) представлено Dempsey в 1971 году.

С работами компании «Chevron» (Startzman et al., 1977; Emanuel et al., 1981; Breaux et al., 1985) [37] интегрированное моделирование начали применять к трехмерным «Black Oil» моделям пластов. R.A. Startzman объединил модель «Black Oil» модель с собственной моделью поверхностной сети. Для сокращения времени расчета A.S. Emanuel переместил пересечение между моделями на устье скважин и использовал справочные таблицы для учета потерь давления в стволе скважин. В это время E.J. Breaux представил два подхода, сочетающих рентабельное бурение со сбалансированной разработкой пласта. В последнее время «Chevron» тесно связал собственные 3D-модели пластов «CHEARS» с коммерческим симулятором поверхностной

сети «PIPESOFT2» и представил дополнение к плану разработки месторождения Gorgon на юго-западе Австралии.

Компания «Arco» разработала собственный интегрированный симулятор и представила проект по оптимизации газлифта для месторождения реки Kuparuk на Северном склоне Аляски (Stoisits et al., 1992) [53].

В конце 1980-х годов компания «Shell» начала разработку инструмента «GFPT» (Gas Field Planning Tool) для объединения собственного симулятора и моделей материального баланса с коммерческой моделью поверхностной сети. «GFPT» играет роль «движущей» программы для явного объединения и связки поверхностными моделями и моделями пластов. В дополнение к этому «GFPT» занимается управлением скважинами, ограничениями поверхностных сетей и разработкой. Проекты «GFPT» были применены для управления месторождением Limestone (Альберта, Канада) (Hooi et al., 1993) [41] и для разработки Greater Sole Pit Basin на юге Северного моря, где пять отдельных пласта объединялись в единый объект разработки (Deutman et al., 1997).

Инструмент для планирования разработки месторождений углеводородов (Hydrocarbon Field Planning Tool – HFPT) – эволюция «GFPT» – примененный для «Black Oil» и композиционных моделей, описанный в работах A.J. Weisenborn и другие и N. Beliakova и другие (2000), применим для различных газовых, газоконденсатных моделей и моделей «Black Oil».

В 1995 году компания «Norsk Hydro» (Haugen, 1995) [40] разработала алгоритм объединения пластов в собственном «Black Oil» симуляторе и продемонстрировала подход, где три изолированных коллектора подчинялись общим ограничениям по добыче и закачке.

Первое ПО для интегрированного моделирования был реализован симулятор компанией «British Petroleum» (BP) (Litvak et al., 1995) [46] в собственный композиционный пластовый и поверхностный симулятор с названием «VIP» в 1995 году. Данный симулятор широко применялся для принятия решений по оптимизации добычи на месторождении Prudhoe Bay на северном склоне Аляски. В 1998 году для данного симулятора представлена

процедура интерполяции для упрощенного расчета фазового равновесия и снижения времени расчета модели (Litvak et al., 1998) [48]. Данное решение помогает при настройке модели на историю разработки, а также при принятии бизнес-решений. Так, симулятор использовался для экономической оценки строительства лупинга на трубопроводах для шести месторождений газа на шельфе Trinidad. Также инструмент использовался для оценки возможности бурения скважины на месторождении на шельфе Северной Явы (Luciawaty et al., 2004) [50], а также для выбора способа механизированной добычи на месторождении Rompano в Мексиканском заливе (Liao et al., 2007) [43]. Еще один симулятор ВР «MAXIMUS» был применен при выборе варианта разработки и учете осложнений при добыче с Западного блока 18 Анголы (Watson et al., 2006) [56].

В конце 1990-х годов с появлением библиотек «PVM» (пакет, позволяющий объединять вычислительные мощности разных компьютеров в единую сеть и настроить механизм обмена сообщениями между ними) появился механизм упрощения объединения симуляторов пласта и поверхностной сети через третий продукт, имеющий свой интерфейс. Так, в случае ПО компании «Schlumberger» «ECLIPSE» появилась возможность интеграции «ECLIPSE», «NETOPT» и «FORGAS».

Имея такие механизмы, сервисные компании начали разрабатывать собственные решения для интегрированного моделирования. Компания «Schlumberger» внедрила контролер общего назначения «R2SL» для обмена данными с несколькими симуляторами пластов («ECLIPSE») и сетей («PIPESIM»). Компания «Petroleum Experts» разработала «RESOLVE», сопрягающий симуляторы пластов от разных разработчиков, модуль «MBAL» и симулятор сетей «GAP».

Похожие технологии разрабатываются и применяются в российском сегменте. Так компания «Рок Флоу Динамикс» в середине 2010-х годов добавила в свой пакет «tNavigator», который является инструментом для моделирования процессов добычи нефти и газа в российских компаниях,

«Дизайнер сетей», позволяющий рассчитывать изменение физических параметров на всех участках трубопроводов в любой момент времени. В интерфейсе «tNavigator» появилась возможность неявного решения единой системы уравнений для сетей, скважин и пласта.

4.3 Сильные и слабые стороны интегрированного подхода

4.3.1 Преимущества интегрированного моделирования

К преимуществам интегрированного подхода к моделированию разработки можно отнести:

- учет ограничений производительности и сезонности показателей объектов добычи и подготовки нефти и газа. Например, добыча природного газа на газовом или нефтегазоконденсатном месторождении упирается в ограничения производительности и давления на приеме установок комплексной подготовки газа (УКПГ) или установок комплексной подготовки природного и попутного нефтяного газа (УПППНГ), что необходимо учитывать при планировании добычи. Также при планировании системы ППД необходимо учитывать производительность ДКС и коэффициенты сезонности их работы. Эти ограничения способны при расчете трубопроводов повлиять на значения устьевых давлений, а значит и на потенциал каждой скважины. Это должно быть заложено в интегрированном подходе;

- возможность быстрой оптимизации разработки с минимальными рисками, основываясь на многовариантных расчетах. Данное преимущество позволяет снизить к минимуму необходимость реального эксперимента, а следовательно, и издержки (как временные, так и финансовые). Также данное преимущество позволяет путем расчетов и факторного анализа выявить слабые места в системах и спроектировать меры по их исключению;

- учет влияния объектов добычи и подготовки друг на друга. Например, в случае газовых скважин забойное давление зависит от устьевого и потерь при подъеме флюида с забоя к устью, что также влияет на дебит

скважины. А устьевое давление, в свою очередь, определяется суммой давления на установке подготовки и потерь при транспортировке от скважины. Таким образом, потенциал каждой скважины будет зависеть, в числе прочих факторов, и от ограничений по установкам. Все эти факторы должны быть учтены в единой системе;

– в процессе добычи и транспортировки углеводородов имеют место фазовые переходы и выходит, что при разных термобарических условиях компонентный состав добываемого флюида отличается от скважины к скважине и претерпевает изменения в процессе транспортировки. Интегрированное моделирование позволяет максимально точно описать смешение углеводородных компонент с каждого элемента системы, а значит и финальный выход компонент со всего месторождения. В случае с добычей газа это является определяющим, поскольку добыча газа направлена на максимально эффективное извлечение полезных компонент.

4.3.2 Недостатки интегрированного моделирования

Среди недостатков интегрированного моделирования можно выделить следующие:

– хотя и вычислительные мощности современных компьютеров сильно выросли в последнее время, все еще имеют место расчеты, занимающие значительное время в производственном процессе. В первую очередь это касается гидродинамических моделей (ГДМ). При добавлении к ГДМ моделей скважин и сети сбора, ППД и подготовки, время расчета сильно увеличивается, что может оказаться неприемлемым. Для решения таких проблем прибегают, в числе прочих методов, к укрупнению сетки (апскейлингу) моделей, что снижает детальность и ведет к корректировке адаптации имеющейся ГДМ, а за ней и моделей скважин и сети;

– построение интегрированной модели подразумевает сбор, обработку и загрузку в интерфейс программ большого объема данных. Хотя и

к ГДМ это также относится, но при появлении новых элементов системы, объем данных кратно возрастает. Поэтому возникает потребность в дополнительных навыках работы с данными и программирования для инженеров, занимающихся построением интегрированных моделей, что может создать дополнительные проблемы, ввиду небольшого числа таких специалистов.

4.4 Описание элементов интегрированной модели

Элементы интегрированной модели должны повторять планируемые и имеющиеся объекты добычи, транспорта, подготовки флюидов и систему ПЖД. Эти объекты можно соответственно объединить в группы: пласт, скважины, транспорт, подготовка (Рисунок 4.1). Каждая из этих групп моделируется внутри системы своим способом.

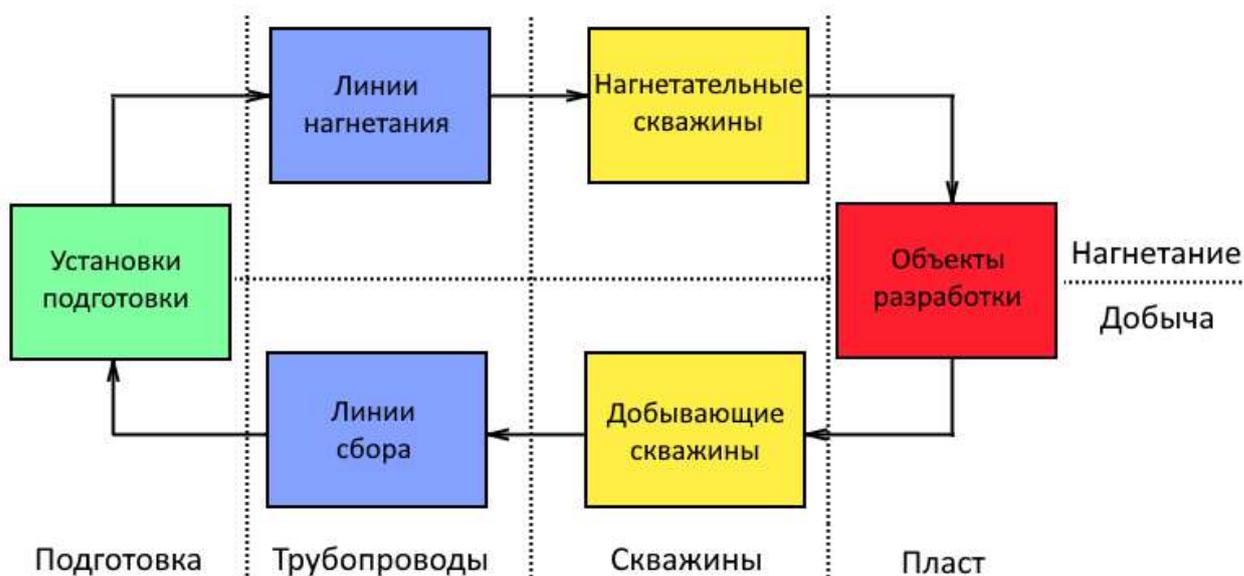


Рисунок 4.1 – Элементы интегрированной модели
(составил Эккерт А.Ю., 2023)

4.4.1 Способы моделирования процессов фильтрации в пласте

В настоящее время моделирование процессов фильтрации флюида в пласте осуществляется как численными симуляторами, так и аналитическими

расчетами. Среди основных используемых методов можно выделить следующие.

Модель материального баланса (Рисунок 4.2). Данный подход подразумевает построение модели объекта разработки, основываясь на главном принципе материального баланса. Баланс объема в залежи сохраняется на любой стадии её разработки. Отборы флюида компенсируются расширением породы, газовой шапки, приходом в залежь воды из законтурной области, закачкой флюида в пласт. Модель материального баланса позволяет оценивать текущие запасы углеводородов по начальным запасам и отборам и наоборот, оценить начальные запасы в пласте по профилям добычи и изменению ее энергетических характеристик.

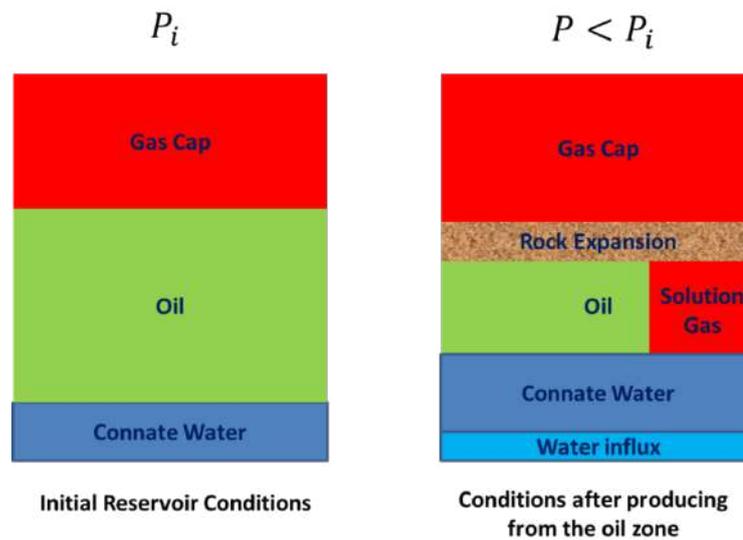


Рисунок 4.2 – Графическая иллюстрация модели материального баланса [51]

Уравнение материального баланса в общем виде:

$$\begin{aligned} & (G_p - G_I) \left(\frac{B_g - B_o R_v}{1 - R_v R_s} \right) + N_p \left(\frac{B_o - B_g R_s}{1 - R_s R_v} \right) + (W_p - W_i) B_w \\ & = G_i (B_{tg} - B_{tgi}) + N_i (B_{to} - B_{toi}) + W_i (B_w - B_{wi}) + V_f c_f (P_i - P) + W_e, \quad (4.1) \end{aligned}$$

где P_i – начальное пластовое давление, Па; P – текущее пластовое давление, Па; G_p – накопленная добыча газа, ст.м³; G_I – накопленная закачка газа, ст.м³; G_i – начальные запасы газа, ст.м³; N_p – накопленная добыча нефти, ст.м³; N_i – начальные запасы нефти, ст.м³; W_p – накопленная добыча воды, ст.м³; W_i – накопленная закачка воды, ст.м³; W_e – суммарный приток воды из законтурной

области, ст.м³; B_g – объемный коэффициент сухого газа, пл.м³/м³; B_{tg} – текущий двухфазный объемный коэффициент газа, пл.м³/м³; B_{tgi} – начальный двухфазный объемный коэффициент газа, пл.м³/м³; B_o – объемный коэффициент нефти, пл.м³/м³; B_{to} – текущий двухфазный объемный коэффициент нефти, пл.м³/м³; B_{toi} – начальный двухфазный объемный коэффициент нефти, пл.м³/м³; B_w – текущий объемный коэффициент пластовой воды, пл.м³/м³; B_{wi} – начальный объемный коэффициент пластовой воды, пл.м³/м³; R_v – газовый фактор, ст.м³/ст.м³; R_s – газосодержание пластовой нефти, ст.м³/ст.м³; V_f – общий поровый объем, м³; c_f – сжимаемость горной породы, Па⁻¹.

Среди современных программных продуктов для построения модели материального баланса можно выделить: «MBAL» («Petroleum Experts»), «MatБаланс» («Рок Флоу Динамикс»).

2D-прокси-модели (Рисунок 4.3). Данный подход подразумевает упрощенный расчет пласта, скважин и объектов внутрипромыслового транспорта и компримирования газа на основе относительно упрощенных – приближенных по полноте описания физических процессов, низкомерных и огрубленных по степени агрегирования – аналитических моделей.

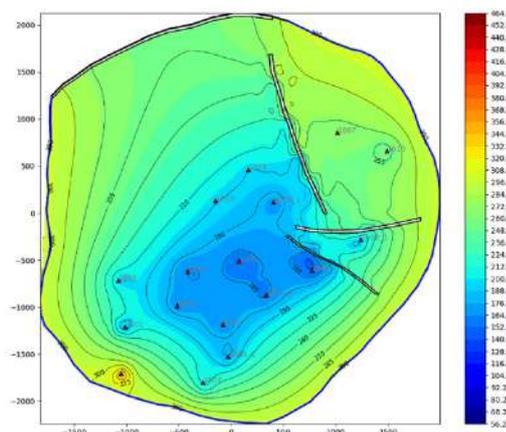


Рисунок 4.3 – Пример 2D-прокси-модели [25]

Среди решений для 2D-прокси-моделей можно выделить «ВОСР» (Выбор Оптимальной Системы Разработки) (внутренний продукт Газпром

нефти), работы А.А. Михайловского [23] по проектированию разработки и ПХГ (Газпром ВНИИГАЗ);

3D-гидродинамическая модель (Рисунок 4.4). Такой подход является наиболее популярным и распространенным инструментом описания и прогнозирования поведения залежи. Он подразумевает численное решение системы дифференциальных уравнений течения, состояния и материального баланса между блоками залежи (ячейками). Способ построения модели выбирается исходя из известных характеристик залежи. Существует множество способов описания флюида («Black Oil», композиционная модель, модель летучей нефти и прочие), породы (модель одинарной пористости, модель двойной пористости, модель двойной проницаемости), системы разработки (индивидуальный контроль, групповой контроль). Все эти особенности выбираются исходя из условий задачи, геологического строения моделируемого объекта, свойств флюида. На гидродинамических моделях можно рассчитывать как краткосрочные профили добычи, так и прогнозировать добычу на десятилетия разработки;

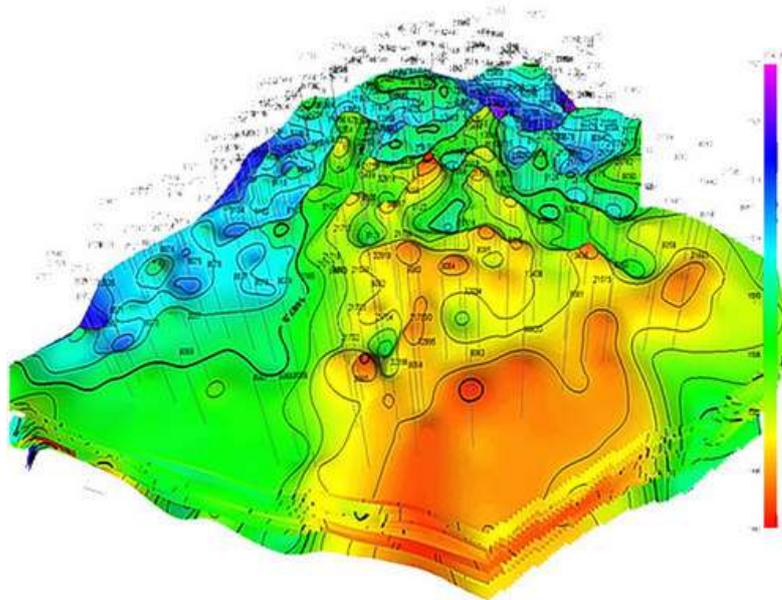


Рисунок 4.4 – Пример 3D-гидродинамической модели [9]

Наиболее известными и используемыми симуляторами для гидродинамического моделирования являются «tНавигатор» («Рок Флоу Динамикс»), «ECLIPSE» («Schlumberger»), «Tempest» («ROXAR»).

Модель по кривым падения добычи (Рисунок 4.5). Кривые падения добычи – математическая аппроксимация профиля добычи углеводородов (добыча флюида, обводненность), параметров пласта (пластового давления), параметров скважин (коэффициент продуктивности, забойное давление), продолжив которые можно спрогнозировать как начальные геологические запасы, так и показатели разработки (коэффициенты извлечения, накопленные показатели).

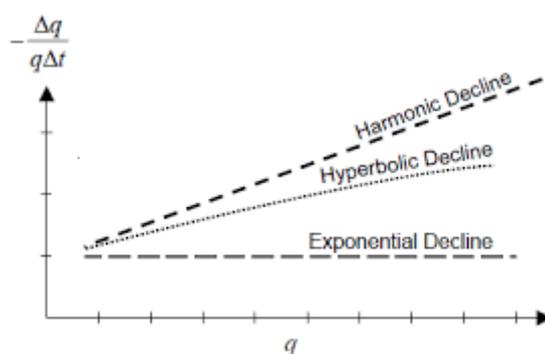


Рисунок 4.5 – Различные типы кривых падения добычи [38]

Среди программных продуктов выделяется «Toraze» («КАРРА»).

4.4.2 Способы моделирования течения флюида в скважинах

Скважины являются каналом связи между пластом и сетью сбора продукции. Изменение параметров течения в стволе сильно влияет на движение флюида внутри объектов поверхностной сети. Для корректного прогнозирования и описания системы пласт-поверхностная сеть, необходимо эти изменения учитывать. При описании течения в скважинах используются те же зависимости, что и для течений в трубах. Поэтому некоторое ПО («PIPESIM») позволяет выполнять расчеты и там, и там. Изменения характеристик течения (фазовое состояние, давление, скорость течения)

связаны с потерями давления и температуры. Существует несколько способов оценить эти потери.

TPR-кривые (Tubing Performance Relation) – они же «VLP» (Vertical Lift Performance), «LC» (Lift Curves)) строящиеся в системе координат дебит-забойное давление позволяет оценить, какое давление на забое требуется, чтобы скважина смогла доставить флюид при заданном значении устьевого давления. Расчет данных кривых учитывает гидростатические потери давления в колонне НКТ, потери на трение и инерционные потери. В общем виде уравнение для расчета изменения давления в НКТ от устья к забою выглядит следующим образом:

$$\frac{dp}{dh} = \left(\frac{dp}{dh}\right)_{hydr} + \left(\frac{dp}{dh}\right)_{fric} + \left(\frac{dp}{dh}\right)_{kinetic} \quad (2)$$

где *hydr* – гидростатические потери, *fric* – потери на трение, *kinetic* – инерционные потери. Основное применение TPR кривых приходится на решение задачи узлового анализа (Nodal Analysis) (Рисунок 4.6), где по пересечению кривой притока из пласта и оттока в скважину определяется режим работы скважины.

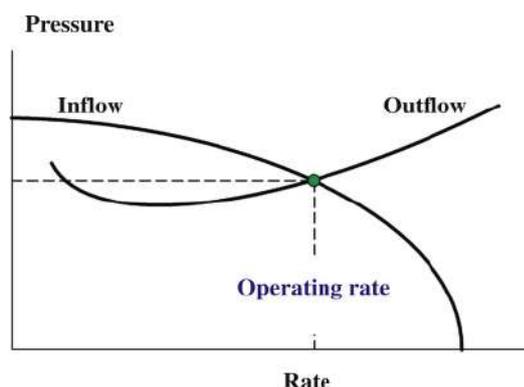


Рисунок 4.6 – Схема решения задачи узлового анализа

VFP-таблицы (Vertical Flow Performance) (Рисунок 4.7). Данный вид моделирования скважин широко применяется в расчетах на численных симуляторах (в том числе и гидродинамических) позволяет с помощью

математических корреляций (например Gray, Beggs and Brill и т.д.) рассчитать зависимости между устьевым и забойным давлением, забойным давлением и дебитом (приемистостью), закачкой газа для газлифта и забойным давлением и т.д. при различных значениях дебита (FLO – Production Rate), газового фактора (GFR – Gas Liquid Rate), частоты работы электроцентробежного насоса ЭЦН (ALQ – Level of Artificial Lift), молярной массы добываемого флюида (MMW – Mean Molecular Weight), закачки газа на газлифт, основываясь на свойствах флюида и конструкции скважины. Полученные результаты объединяются в единую таблицу, которую получает на вход симулятор. Так, для расчета устьевого давления в гидродинамической модели рассчитываются дебит или забойное давление (зависит от контроля), далее в VFP-таблице находится значение, максимально подходящее для рассчитанных, и снимается устьевое давление. Возможна и установка симулятора на контроль по устьевому давлению, тогда симулятор численно рассчитывает значения забойного давления и дебита, удовлетворяющие системе уравнений симулятора. Эти решения и будут режимом работы скважины. VFP-таблицы являются некоей дискретизацией множества рассчитанных VLP-кривых.

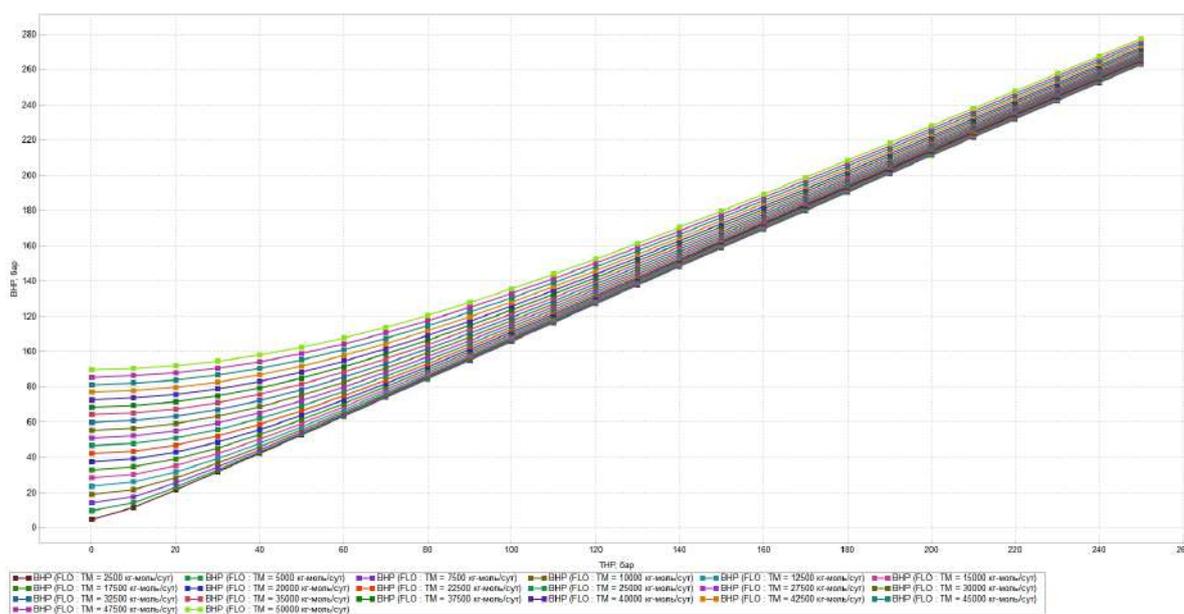


Рисунок 4.7 – Пример графического представления VFP-таблицы (ВНР(ТНР)) [34]

4.4.3 Способы моделирования течения флюида в сети сбора и ППД

Сеть сбора продукции включает в себя все объекты (трубы, компрессоры, штуцеры и прочие), по которым флюид течет от скважин к месту сбора и хранения. А система поддержания пластового давления (ППД) – наоборот – все объекты, через которые закачиваемый флюид течет от места подготовки к нагнетательным скважинам.

Для описания поведения флюида в трубопроводе используются стационарные и нестационарные модели. Стационарные подразумевают независимость параметров течения от времени, т.е. расчет считается статическим, а в нестационарных моделях течение флюида зависит от изменений граничных условий, что может быть решающим при моделировании течений с большими временными шагами.

При моделировании поверхностной сети используются уравнения баланса потоков и давлений, которые следуют из законов сохранения массы и момента импульса. Также в моделировании сетей учитывается, что поток в трубопроводах, как правило, многофазный и имеет разнообразные режимы течения на разных участках, что влияет на расчет перепадов давлений.

При расчете трубопроводов особую роль играют потери давления на трение, гидростатические потери и теплообмен с окружающей средой, что также подразделяет модели на изотермические и неизотермические.

В настоящее время все расчеты трубопроводов сбора и ППД проводятся в симуляторах, включающих систему из вышеперечисленных уравнений, решаемую стандартными численными методами.

Современные симуляторы трубопроводов учитывают все вышеперечисленное, а также фазовые переходы и изменение параметров флюида (вязкость, выделение газа).

Среди популярного программного обеспечения для моделирования трубопроводов выделяются: «PIPESIM», «OLGA» («Schlumberger»),

«PROSPER» («Petroleum Experts»), «LedaFlow» («LedaFlow Technologies»), «ANSYS Fluent».

4.4.4 Моделирование процессов подготовки нефти и газа

Моделирование процессов подготовки нефти и газа предназначено для расчета выхода полезных компонент из добываемого флюида.

Как и при моделировании трубопроводов, моделирование процессов подготовки можно разделить на нестационарные и стационарные.

Также среди моделей подготовки нефти и газа выделяется явное задание коэффициентов извлечения компонент, что актуально при долгосрочных расчетах.

Среди программных продуктов особое место занимает продукт компании «AspenTech Hysys/UNISIM» (Рисунок 4.8). Он позволяет выполнять основные расчёты химического машиностроения, в том числе связанные с массовым балансом, энергетическим балансом, парожидкостным равновесием, теплопередачей, массопереносом, химической кинетикой, фракционированием и перепадом давления.

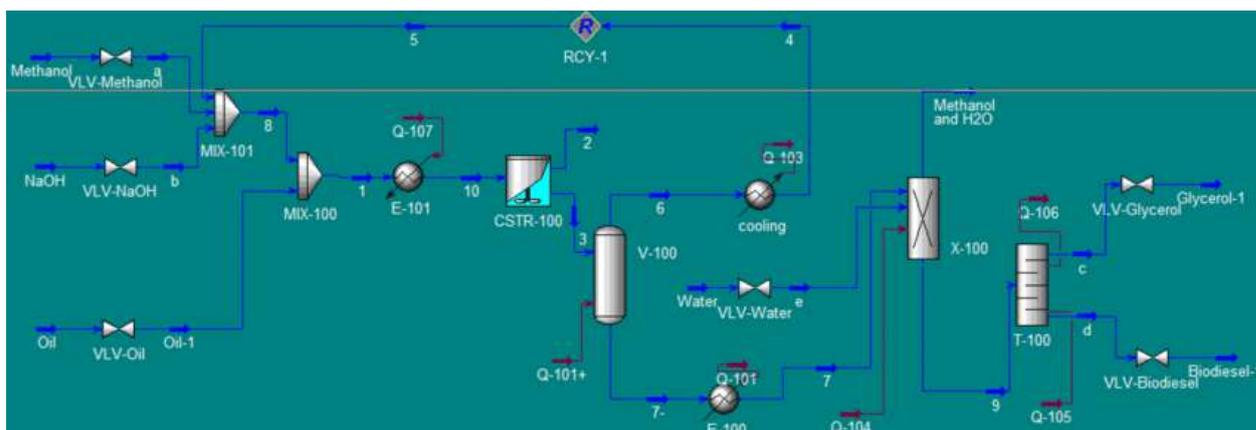


Рисунок 4.8 – Пример построения модели подготовки в «Hysys/UNISIM» [57]

Также, при построении интегрированной модели можно в явном виде задать коэффициенты извлечения полезных компонент с помощью таблиц «GP Table».

4.5 Связки программ для интегрированного моделирования

В основе интегрированного моделирования лежит установка связи между отдельными модулями, предназначенными для моделирования каждого из участков системы добычи и ППД. На этом принципе базируется классификация связок интегрированных решений.

– Использование каждого продукта в отдельности подразумевает расчет каждого компонента (сеть, скважина, пласт, подготовка) в каждом специализированном продукте и обмен результатами для расчета следующего. Данный подход позволяет быстро производить расчет необходимого участка и пересчитывать все остальное для получившихся результатов. Однако среди недостатков стоит отметить возможную несогласованность процессов, учитываемых в модели каждого компонента интегрированной модели, а также разность PVT-свойств.

– Интеграция отдельных модулей через программу-контроллер, где сеть, скважины и пласт решаются на разных итерациях. Программа-интегратор извлекает данные из одного автономного продукта и подает в другие для обеспечения согласованности расчетов. Среди программных продуктов можно выделить продукты компании «Petroleum Experts» («RESOLVE-GAP» (сеть) – «PROSPER» (скважины) – «PVTp» (настройка PVT-модели) – «MBAL/REVEAL» (пласт через материальный баланс или численный симулятор)), где интегратором является «RESOLVE» (Рисунок 4.9). У таких связок программ сохраняется консервативный способ решения – модель каждого из элементов рассчитывается отдельно, передавая данные в контроллер.

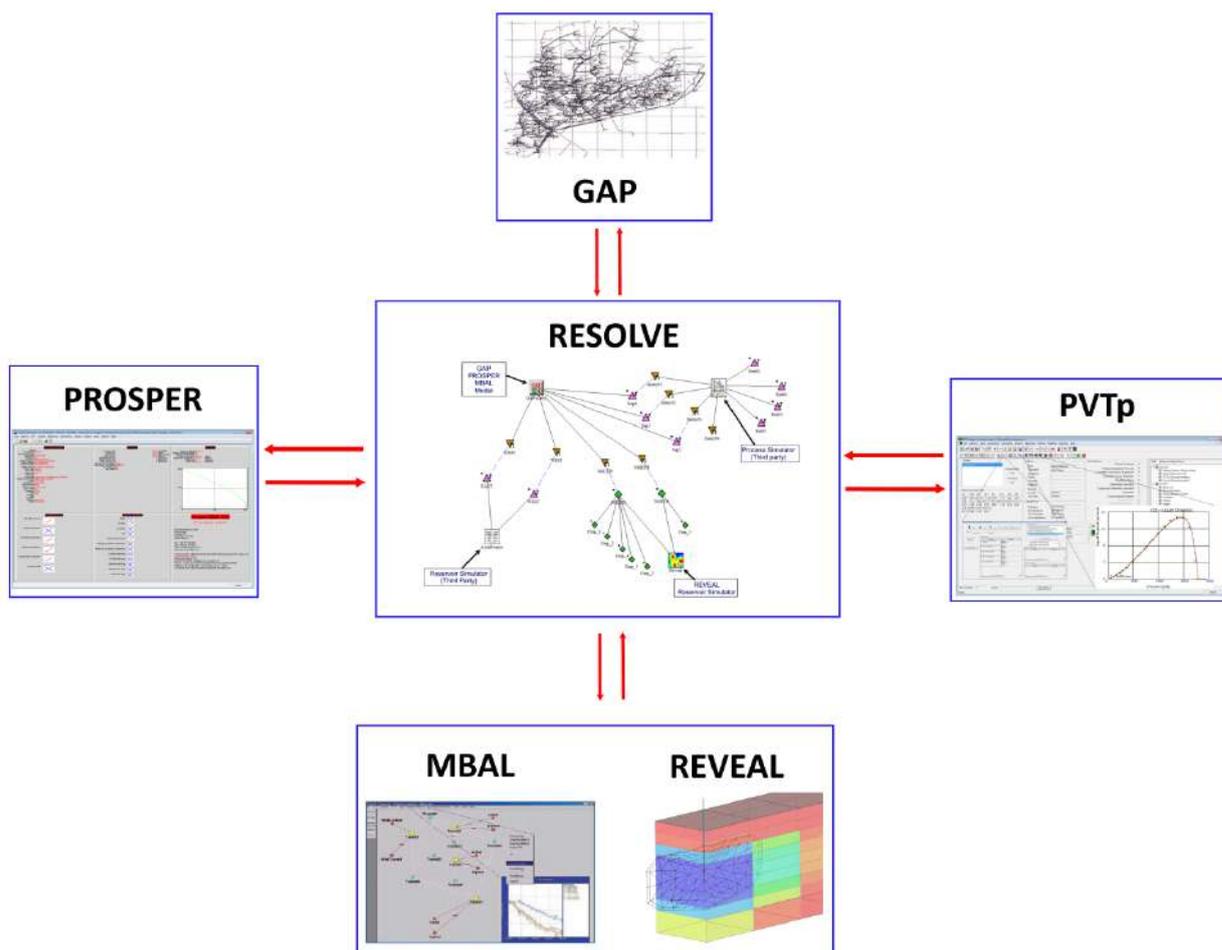


Рисунок 4.9 – Связка программ компании Petroleum Experts для интегрированного моделирования [42]

– Решение единой системы уравнений. Компания «Рок Флоу Динамикс» внедрила в свой инструмент «тНавигатор» подход, позволяющий строить интегрированные модели путем добавления в общую систему уравнений каждого элемента системы «пласт-скважина-система сбора» и решать её совместно в неявном виде на каждом временном шаге. То есть нет необходимости по истечении временного шага передавать данные в другой модуль для расчета – расчет производится для всей системы совместно. В данную систему также внедряется единая PVT-модель. В интеграции принимают участие следующие модули:

а. «Дизайнер Моделей» – служит для объединения всех модулей в единый расчетный файл в виде ключевых слов, который в дальнейшем можно

рассчитать в самом интерфейсе программы или на кластере. Уже содержит в себе необходимые элементы модели пласта;

б. «Дизайнер Сетей» – является основным элементом для связки интегрированной модели. В данном модуле задается расположение объектов сети, выбор свойств флюида, осуществляется присвоение VFP-таблиц каждой скважине из проекта Дизайнера скважин;

с. «Дизайнер Скважин» – позволяет задать траектории, конструкции скважин, интервалы и характеристики перфораций, рассчитать VFP-кривые для каждой скважины в различных диапазонах значений дебита, давлений и величин искусственного лифта и подготовить скважины к интеграции;

д. «PVT дизайнер» – позволяет рассчитать и проверить PVT-свойства модели в разных условиях эксперимента и распространить готовую модель на все модули;

е. «МатБаланс» – используется в случае, если модель пласта заменяется с численной на модель материального баланса.



Рисунок 4.10 – Схема интеграции и движения данных в tНавигатор [26]

Имея в виду все преимущества и распространенность инструмента, а также полную зависимость объектов системы друг от друга, принято решение выбрать его основным в рамках построения модели в данной работе.

4.6 Опыт нефтегазовых компаний в построении и использовании интегрированных моделей

4.6.1 Опыт интегрированного моделирования ПАО «ЛУКОЙЛ»

Начиная с 2016 года команда специалистов ТПП «Ямалнефтегаз – Лукойл-Западная Сибирь» в рамках проекта «Интеллектуальное месторождения» разрабатывает интегрированные модели газовых и газоконденсатных месторождений в Западной Сибири. В качестве пилотного проекта сперва построена и передана в промышленную эксплуатацию интегрированная модель Находкинского газового месторождения, где продукция транспортируется до узла подключения к газотранспортной системе ООО «Газпром трансгаз Югорск» [12].

Целями построения ИМ объявлены оценка потенциала месторождений и прогноз технологических показателей разработки с учетом всех ограничений системы добычи, а также оптимизация производственных процессов [12].

Для построения моделей использовалась линейка программных продуктов компании «Schlumberger» («PIPESIM–ECLIPSE–IAM»). Построена и использована на всех этапах единая «PVT-модель» флюида [12].

На момент построения моделей на месторождении пробурено 6 поисково-разведочных, 3 наблюдательных и 60 добывающих скважин. Основным объектом разработки является сеноманская залежь ПК₁. Продукция со скважин поступает по шести подземным газопроводам к УКПГ и ДКС. Подготовленный газ транспортируется до точки сдачи в газотранспортную систему ООО «Газпром трансгаз Югорск» [12].

В процессе построения модели выполнена настройка ГДМ на замеры пластового давления, содержание воды в продукции скважин, настройка PVT-модели, задание дополнительных технологических компонент,

Скважины моделировались с использованием программного продукта «PIPESIM», где было построено 60 моделей добывающих скважин. Модели включают данные о конструкции скважин, инклинометрии, температурном

градиенте скважин, а также результаты гидродинамических исследований скважин, данные о продуктивности скважин [12].

Система сбора продукции моделировалась с использованием ПО «PIPESIM», где учтены профили трубопроводов, диаметры и способы прокладки. Также смоделированы выкидные линии скважин, расположенные на 22 кустовых площадках. Модель сети позволяет рассчитывать систему как со скважинами, так и без, заменяя их на источники. Данный метод позволяет делать расчеты используя только модель сети, что существенно сокращает время расчета [12].

Объединение моделей сети, скважин и пласта осуществлялась с использованием модуля «IAM». Интеграция с пластом производилась через забой скважины [12].

Построенная интегрированная модель требует постоянного поддержания и имеет высокие требования к качеству настройки на историю разработки. В частности, при выполнении трехмесячного прогноза по дебиту газа сепарации, пластовому давлению и давлению входа на установку модель не должна превышать отклонение в 5%, что было учтено при настройке модели [12].

В рамках опытно-промышленной эксплуатации интегрированной модели разработан и опробован алгоритм расчета оптимального объема закачки метанола. Алгоритм заключается в остановке подачи метанола в модели и расчете сети, выявлении участков образования гидратных пробок, итерационных расчетах при различных дозировках и выбор наиболее оптимальной. Такой подход привел к сокращению расхода метанола по промыслу на 15% [12].

Интегрированная модель Находкинского месторождения позволила специалистам также решать задачи по выбору оптимального режима работы скважин, что позволяет нивелировать риски превышения допустимой депрессии на пласт, а также поддерживать минимально допустимое давление на УКПГ Находкинского промысла [12].

В 2017 году осуществлен перевод интегрированной модели в промышленную эксплуатацию. С 2018 года на интегрированной осуществляется расчет технологических показателей разработки для формирования технологического режима работы добывающих скважин на краткосрочную и долгосрочную перспективу [12].

4.6.2 Опыт интегрированного моделирования ПАО «Газпром нефть»

В 2019 году специалисты компаний ООО «Газпромнефть НТЦ», ООО «Газпромнефть-Ямал», ООО «Газпромнефть-Развитие» разработали полномасштабную интегрированную модель (пласт – скважина – инфраструктура) газовых пластов и газовых шапок крупного нефтегазоконденсатного месторождения Ямала для поиска решений по оптимизации разработки нефтяных оторочек, газовых шапок продуктивных пластов и пластов сухого газа, особенностью которых является сложность структуры запасов нефти, которые находятся в узких оторочках. Разработка таких месторождений осложнена прорывом газа из газовой шапки. В 2017 году газовые проекты объединены со строительством УКПГ и газопровода с полуострова Ямал.

В процессе построения ИМ созданы семь полномасштабных моделей основных объектов. Адаптация производилась с предварительной подготовкой VFP кривых в «PROSPER» с воспроизведением потерь давления и температуры при движении флюида по стволу скважины.

Система сбора газа создана в ПО «IPM GAP» со включением в нее моделей скважин, кустов, трубопроводов. Протяженность трубопроводов – 45 км. В качестве граничных условий заданы минимальные давления на УКПГ до установки компрессора и после. Объединение моделей производилось в «IPM Resolve».

В настоящий момент на созданной интегрированной модели производится расчет показателей разработки месторождения по компонентам. Однако, предварительно осуществлен переход к «Black Oil» модели с адаптацией PVT-модели с сохранением точности пересчета компонентного состава. Использование интегрированной модели позволило специалистам с помощью факторного выявить факторы, связанные со снижением добычи по геологическим и риски остановки УКПГ по технологическим.

Интегрированное моделирование представляет собой объединение нескольких подходов к моделированию нефтегазовых систем, где ранее модель каждого объекта строилась в отрыве от остальных. В процессе построения интегрированной модели все составляющие рассматриваются как один комплексный объект, что позволяет выявлять слабые места в описании пластовых систем, скважин и поверхностных систем, корректировать их и формировать обоснованные и адекватные прогнозы. Настроенная и выверенная интегрированная модель может быть эффективным инструментом, позволяющим быстро и многовариантно прорабатывать решения технологических, операционных и проектных задач. Моделирование любого участка основано на решении систем уравнений для жидкой и газовой среды. Инструменты для решения данных задач подразделяются на две большие группы: пакеты с программой-контроллером и пакеты для решения единой системы уравнений. В периметрах добывающих компаний уже существуют примеры успешного построения и применения интегрированных моделей для решения производственных задач.

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Экономическая оценка инвестиционного проекта является неотъемлемой частью планирования разработки месторождений углеводородного сырья. Разработка месторождений направлена на извлечение максимально возможной прибыли от реализации продукции при минимальных затратах на строительство, содержание объектов и выполнение планов в максимально короткие сроки.

Перед запуском процессов по реализации того или иного варианта разработки необходимо провести детальный экономический расчет каждого варианта и произвести сравнение с альтернативными для корректировки решения под современные условия экономики и рынка.

Для определенных трех вариантов разработки рассчитаны технологические показатели. Данная часть посвящена экономической оценке каждого проекта и определению экономически наиболее привлекательного.

Для расчета экономических показателей приняты следующие исходные данные:

Таблица 1 – Исходные данные для расчета экономических показателей

| Параметр | Единица измерения | Значение |
|---------------------------------|-------------------|----------|
| Базовый год | | 2023 |
| Величина ставки дисконтирования | % | 15 |
| Курс доллара | руб./долл. | 85 |
| Цена Не | \$/л | 8 |
| Цена С2 | руб./тн | 25000 |
| Цена С3 | руб./тн | 20000 |
| Цена С4 | руб./тн | 20000 |
| Цена С5+ | руб./тн | 30000 |
| Срок амортизации ОС | лет | 10 |
| НДПИ | | |
| НДПИ газ | руб./тыс.м3 | 458 |
| НДПИ ГК | руб./тн | 7400 |
| Вычет ПБТ | руб./тн | 5280 |
| Вычеты за этан | руб./тн | 9000 |

| | | |
|---------------------------------------------------|-------------------------|-------|
| Вычеты за пропан | руб./тн | 11500 |
| Операционные затраты по содержанию скважин | | |
| Стоимость содержания скважин | тыс.руб/скв. | 5000 |
| Переменные затраты по добыче | руб./тыс.м ³ | 48 |
| Капитальные затраты | | |
| Строительство трубопровода с БНМ | млн.руб | 3000 |
| Строительство трубопровода с КП-16 | млн.руб | 1000 |

Расчет экономических показателей проводился по следующему алгоритму:

1. Выручка от добычи компонент:

$$S_{comp} = \sum_{i=He}^{C_{5+}} Q_{comp_i} * P_{comp_i} \quad (7.1)$$

где Q_{comp_i} – добыча компонента тыс.т/год, P_{comp_i} – цена компонента на рынке, руб/тн.

2. НДС от добычи газа:

$$\text{НДС}_{\text{газ}} = (Q_{prod} - Q_{inj}) * \text{НДС}_{\text{уд}} \quad (7.2)$$

где Q_{prod} – годовая добыча природного газа, ст.м³/год, Q_{inj} – годовая закачка СОГ, ст.м³/год, $\text{НДС}_{\text{уд}}$ – ставка НДС руб/ст.м³/год.

3. НДС от добычи газового конденсата:

$$\text{НДС}_{\text{ГК}} = Q_{C_{5+}} * \text{НДС}_{\text{ГК}_{\text{уд}}} \quad (7.3)$$

где $Q_{C_{5+}}$ – добыча газового конденсата, тыс.т/год; $\text{НДС}_{\text{ГК}_{\text{уд}}}$ – ставка НДС, руб.тыс.т/год.

4. Вычет за пропан-бутан технический:

$$S_{\text{ПБТ}} = -V_{\text{ПБТ}}(Q_{C_2} + Q_{C_3} + Q_{C_4}) * 0,35 \quad (7.4)$$

где $V_{\text{ПБТ}}$ – вычет за ПБТ, руб/т; $Q_{C_{2-4}}$ – добыча компонент ПБТ.

5. Общий НДС:

$$\text{НДС} = \text{НДС}_{\text{газ}} + \text{НДС}_{\text{ГК}} + S_{\text{ПБТ}} \quad (7.5)$$

6. Операционные затраты. Стоимость содержания скважин:

$$S_{op} = (N_{prod} + N_{inj}) * S_{well} \quad (7.6)$$

где N_{prod} – средний действующий фонд газодобывающих скважин, шт; N_{inj} – средний действующий фонд газодобывающих скважин, шт; S_{well} – операционные затраты по содержанию каждой скважины.

7. Переменные затраты по добыче, зависящие от добычи:

$$S_{opq} = Q_{prod} * S_{opq_{уд}} \quad (7.7)$$

где Q_{comp} – добыча компонента тыс.т/год; $S_{opq_{уд}}$ – переменные затраты по содержанию скважин, руб/тыс.ст.м³.

8. Общие операционные затраты:

$$OPEX = S_{opq} + S_{op} \quad (7.8)$$

9. Расчет амортизации по объектам капитальных затрат. Поскольку рассматриваемые варианты не требуют разбуривания, то капитальные затраты состоят из строительства трубопроводов от Большетирского НМ к УКПГ МНГКМ и от КП-16 через реку Лену к УКПГ МНГКМ. Основная стоимость скважин как ОС не представляется возможной быть рассчитанной, поэтому в расчетах она не учитывалась, т.к. фонд скважин постоянен. Амортизация (A) рассчитывалась по равномерной схеме сроком на 10 лет.

10. Остаточная стоимость основных средств:

$$P = P_i + CAPEX - A \quad (7.9)$$

где P_i – остаточная стоимость средств в предыдущем отчетном периоде, $CAPEX$ – капитальные затраты за текущий отчетный период, A – амортизация основных средств.

11. Налог на имущество:

$$T = (P + CAPEX) * 2,2\% \quad (7.10)$$

12. Налог на прибыль:

$$TAX = (S_{comp} - НДС - OPEX - A) * 0,2 \quad (7.11)$$

13. Денежный поток:

$$FCF = S_{comp} - OPEX - CAPEX - TAX - T \quad (7.12)$$

14. Дисконтированный денежный поток:

$$DCF = \frac{FCF}{(1 + r)^n} \quad (7.13)$$

где r – ставка дисконтирования, %; n – номер отчетного периода.

15. Чистый дисконтированный доход NPV :

$$NPV = \sum_{i=1}^{18} DCF_i \quad (7.14)$$

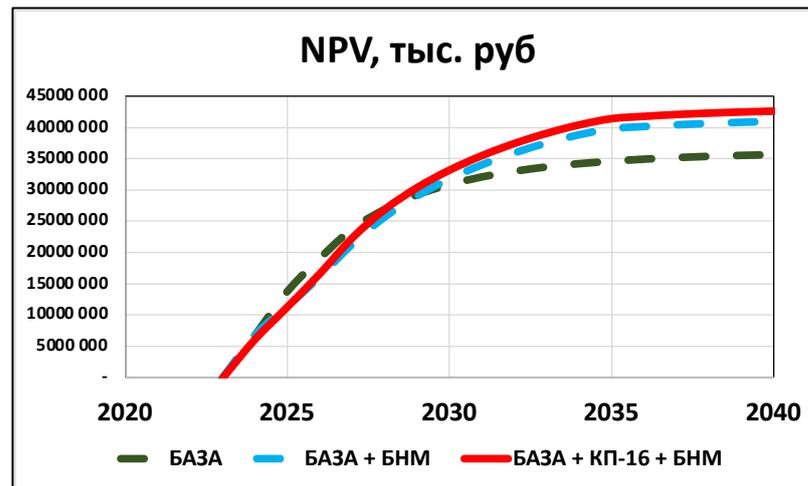


Рисунок 7.1 – График изменения NPV по годам и сравнение по вариантам
(составил Эккерт А.Ю., 2023)

Поскольку капитальные затраты не удастся точно оценить, то эффективность проекта определялась только сравнением NPV по проектам. Таким образом выявлено, что для реализации наиболее перспективен Вариант номер 3.

8 Социальная ответственность

Для создания интегрированных моделей месторождений нефти и газа используются компьютеры с предустановленным специализированным программным обеспечением. Места, где осуществляется такая деятельность, расположены в офисных бизнес-центрах, научно-исследовательских институтах и офисах нефтяных компаний. Для выполнения такого рода работ необходимо соблюдение условий: наличие пригодного для моделирования оборудования, обеспечиваемого стабильным питанием и интернетом. Интерес к интегрированному моделированию у нефтегазовых компаний растет с каждым годом, что ведет к увеличению числа занятых в данной среде специалистов, которые попадают в условия офиса для дальнейшей работы.

Актуальность работы заключается в необходимости выявления вредных и опасных факторов, способных повлиять на здоровье и функции специалистов, для фокусирования внимания на этих факторах и снижения вреда от них. Также необходимо акцентировать внимание на правовых нормах труда офисных сотрудников.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Правовые нормы трудового законодательства регулируются Трудовым кодексом Российской Федерации и должны предусматривать: режим рабочего времени, защиту персональных данных работника, оплату и нормирование труда, компенсации при работе во вредных условиях труда. В условиях офисной работы данные нормы имеют свои особенности.

Режим рабочего времени. Согласно статье № 91 Трудового кодекса Российской Федерации, Рабочее время - время, в течение которого работник в

соответствии с правилами внутреннего трудового распорядка и условиями трудового договора должен исполнять трудовые обязанности, а также иные периоды времени, которые в соответствии с настоящим Кодексом, другими федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации относятся к рабочему времени. Нормальная продолжительность рабочего времени не может превышать 40 часов в неделю [21].

Чаще всего специалисты по интегрированному моделированию определяются в офис на пятидневную рабочую неделю. При устройстве на работу специалист должен учитывать, что согласно статье № 100 Трудового кодекса Российской Федерации, режим рабочего времени должен предусматривать продолжительность рабочей недели (в нашем случае – пятидневная с двумя выходными днями), продолжительность ежедневной работы, в том числе неполного рабочего дня, время начала и окончания работы, время перерывов в работе, чередование рабочих и нерабочих дней, которые устанавливаются правилами внутреннего трудового распорядка в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права, коллективным договором, соглашениями. Все эти особенности должны быть отражены в трудовом договоре, заключенном работником и представителем организации-работодателя [21].

Защита персональных данных работника. В настоящее время, когда технологии обработки и передачи данных вышли на новый уровень, стала важна защита персональных данных сотрудника. На данный момент в России уже существуют механизмы регулирования оборота данных. В случае отношений работодателя и сотрудника защита персональных данных регулируется Трудовым кодексом Российской Федерации. Так, в статье № 86 Трудового кодекса Российской Федерации говорится, что в целях обеспечения прав и свобод человека и гражданина работодатель и его представители при

обработке персональных данных работника обязаны соблюдать следующие общие требования:

1) обработка персональных данных работника может осуществляться исключительно в целях обеспечения соблюдения законов и иных нормативных правовых актов, содействия работникам в трудоустройстве, получении образования и продвижении по службе, обеспечения личной безопасности работников, контроля количества и качества выполняемой работы и обеспечения сохранности имущества;

2) при определении объема и содержания обрабатываемых персональных данных работника работодатель должен руководствоваться Конституцией Российской Федерации, настоящим Кодексом и иными федеральными законами;

3) все персональные данные работника следует получать у него самого. Если персональные данные работника возможно получить только у третьей стороны, то работник должен быть уведомлен об этом заранее и от него должно быть получено письменное согласие. Работодатель должен сообщить работнику о целях, предполагаемых источниках и способах получения персональных данных, а также о характере подлежащих получению персональных данных и последствиях отказа работника дать письменное согласие на их получение;

4) работодатель не имеет права получать и обрабатывать сведения о работнике, относящиеся в соответствии с законодательством Российской Федерации в области персональных данных к специальным категориям персональных данных, за исключением случаев, предусмотренных настоящим Кодексом и другими федеральными законами;

5) работодатель не имеет права получать и обрабатывать персональные данные работника о его членстве в общественных объединениях или его профсоюзной деятельности, за исключением случаев, предусмотренных настоящим Кодексом или иными федеральными законами;

6) при принятии решений, затрагивающих интересы работника, работодатель не имеет права основываться на персональных данных работника, полученных исключительно в результате их автоматизированной обработки или электронного получения;

7) защита персональных данных работника от неправомерного их использования или утраты должна быть обеспечена работодателем за счет его средств в порядке, установленном настоящим Кодексом и иными федеральными законами;

8) работники и их представители должны быть ознакомлены под роспись с документами работодателя, устанавливающими порядок обработки персональных данных работников, а также об их правах и обязанностях в этой области;

9) работники не должны отказываться от своих прав на сохранение и защиту тайны;

10) работодатели, работники и их представители должны совместно вырабатывать меры защиты персональных данных работников [21].

Данные положения должны быть отражены в согласии на обработку персональных данных и трудовом договоре, подписываемых при устройстве на работу специалистов.

Стоит иметь в виду, что согласно статье № 81 трудовой договор может быть расторгнут работодателем в случае разглашения охраняемой законом тайны (государственной, коммерческой, служебной и иной), ставшей известной работнику в связи с исполнением им трудовых обязанностей, в том числе разглашения персональных данных другого работника [21].

Оплата и нормирование труда. Одна из важных целей деятельности специалистов по интегрированному моделированию – получение своевременной и достойной, документально зафиксированной заработной платы. Трудовой кодекс регулирует и эти отношения с работодателем. Так согласно статье № 135 заработная плата работнику устанавливается трудовым

договором в соответствии с действующими у данного работодателя системами оплаты труда. Системы оплаты труда, включая размеры тарифных ставок, окладов (должностных окладов), доплат и надбавок компенсационного характера, в том числе за работу в условиях, отклоняющихся от нормальных, системы доплат и надбавок стимулирующего характера и системы премирования, устанавливаются коллективными договорами, соглашениями, локальными нормативными актами в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права [21].

Виды компенсаций при работе во вредных условиях труда. В соответствии со статьей № 146 ТК РФ оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере [21].

8.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны

Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны призваны обеспечить организацию рабочего места для комфортной работы и исключения нагрузок на тело человека, пагубно влияющих на его здоровье.

Для правильного проектирования рабочего места необходимо учитывать следующие положения:

- при сидении позвоночник расположен вертикально;
- скручивание верхней части туловища отсутствует;
- плечо расположено вертикально, предплечье – горизонтально;
- угол между ступнями по отношению к подколенной части ноги;
- бедра расположены горизонтально.

Перед проектированием рабочего места, согласно ГОСТ Р ИСО 9241-5-2009, необходимо провести анализ пространства, подлежащего проектированию, и выдать рекомендации по организации, исходя из анализа [5].

8.2 Производственная безопасность

Для специалистов по интегрированному моделированию могут иметь место следующие вредные и опасные производственные факторы (Таблица 8.1):

Таблица 8.1 – Возможные опасные и вредные факторы

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) | Эксплуатация | Нормативные документы |
|----------------------------------------------------------------------|--------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Недостаточная естественная и искусственная освещенность рабочей зоны | + | СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение |
| Повышенный уровень шума в помещении | + | ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности |
| Отклонение показателей микроклимата от нормы | + | СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания |

Недостаточная естественная и искусственная освещенность рабочей зоны. Недостаточная освещенность возникает в результате низкой производительности осветительных приборов, недостаточного количества проемов для проникновения света на рабочем месте. Такие ограничения вызывают проблемы со зрением у человека, быструю усталость, снижение производительности труда. По СП 52.13330.2016 освещенность помещения

должна находиться в пределах 200-500 лк. Также, объединенный показатель дискомфорта UGR должен быть не более 25, коэффициент пульсации освещенности K_p не более 15 % [3]. Для нивелирования отклонений по данным показателям необходимо поддерживать освещенность в заданном диапазоне равномерно по всей площади помещения. Для этого используются стационарные осветительные приборы, переносные светильники и настольные лампы.

Повышенный уровень шума в помещении. В результате действий движущихся или стационарных, непрерывных или кратковременных источников на рабочем месте офисного сотрудника может создаваться дополнительный шум. Наиболее распространенные шумы при работе в офисе связаны с шумом работающего компьютера.

Кратковременные и внезапные шумы вызывают эффекты, которые могут быть опасными для слуха. Это может выражаться симптомами головокружения, снижением слуха, звоном в ушах. Нередко это приводит к физическим повреждениям слухового канала – разрыву барабанной перепонки, поражению улитки.

Постоянный шум оказывает постепенное влияние на человека. Это выражается в снижении внимания, утомляемости.

Допустимые уровни шума регламентированы ГОСТ. Так, согласно ГОСТ 12.1.003-2014 в офисном помещении, где осуществляется умственная деятельность, требующая постоянной концентрации, уровень шума не должен превышать 65 дБ [2].

Для защиты от шума в офисном помещении может проводиться регулярная проверка исправности оборудования, изоляция помещений.

Отклонение показателей микроклимата от нормы. В случае офисного помещения отклонение показателей микроклимата может быть вызвано источниками локального тепловыделения, охлаждения или влаговыведения (окна, двери, тепловыделение компьютеров).

Высокая температура приводит к быстрой утомляемости, снижению работоспособности и внимательности, что важно при офисной работе. В то время как низкая температура в помещении может привести к снижению иммунитета, возникновению простудных и респираторных заболеваний.

Согласно требованиям СанПиН 1.2.3685-21, температура воздуха в помещении должна находиться в пределах 22 – 24 °С, температура поверхностей 21 – 25 °С, относительная влажность воздуха 40 – 60 %, скорость движения воздуха не должна превышать 0,1 м/с [2].

Для поддержания микроклимата в нормативных значениях следует использовать системы увлажнения, отопления и кондиционирования воздуха.

Расчет воздухообмена в офисном помещении. В офисном помещении основным источником вредных выделений является выделяемый людьми углекислый газ (CO₂). Необходимый воздухообмен в помещении равен количеству выделяемого человеком CO₂, умноженному на количество людей, работающих в пространстве.

Количество выделяемого человеком углекислого газа зависит от его возраста и характера выполняемой им работы. Данные о количестве углекислого газа, выделяемого человеком, использованные для расчета воздухообмена, приведены в Таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Количество CO₂, выделяемого человеком по характеру работы

| Возраст человека и характер работы | Количество CO ₂ | |
|---------------------------------------------|----------------------------|-----|
| | <i>g_{CO2}</i> | |
| | л/ч | г/ч |
| Взрослые: при физической работе | 45 | 68 |
| Взрослые: при легкой работе (в учреждениях) | 23 | 35 |
| Взрослые: в состоянии покоя | 23 | 35 |
| Дети до 12 лет | 12 | 18 |

Расчет производится со следующими исходными данными:

– Количество людей, работающих в офисном помещении – 5 взрослых человек (количество CO_2 , выделяемое одним человеком равно 35 г/ч);

– Размеры офисного помещения – 8х8х2.5 м (объем помещения равен 160 м³).

Решение:

1. По исходным данным, количество CO_2 , выделяемое всеми работниками:

$$G = N * g_{\text{CO}_2} = 5 * 35 = 175 \frac{\text{г}}{\text{ч}} \quad (8.1)$$

где G – количество CO_2 , выделяемое всеми людьми в помещении в час (г/ч); N – количество людей в помещении.

2. Расчет потребного воздухообмена. Он рассчитывается исходя из предельно допустимых концентраций вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88:

$$L = \frac{1000 * G}{x_{\text{в}} - x_{\text{н}}} = \frac{1000 * 175}{9000 - 1000} = 21.875 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \quad (8.2)$$

где L – потребный воздухообмен м³/ч; $x_{\text{в}}$ – ПДК вредности в воздухе рабочей зоны помещения по ГОСТ 12.1.005-88; $x_{\text{н}}$ – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21.

3. Кратность воздухообмена рассчитывается как потребный воздухообмен на единицу объема помещения:

$$n = \frac{L}{V} = \frac{21.875}{160} = 0,1367 \text{ ч}^{-1} \quad (8.3)$$

Полученное значение кратности воздухообмена попадает в рамки допустимого по СП 2.2.3670-20 [6].

Воздействие переменного электрического тока. В офисном помещении источником действия данного опасного фактора является электрооборудование и оргтехника, неисправность которого может вызвать

поражение током работника, способное вызвать термическое, электролитическое и биологическое воздействия. При длительном воздействии высокого тока возможно получение травм и поражений внутренних органов человека.

По ГОСТ 32144-2013 предельное отклонение в России не должно превышать отметку в 10% от номинального. Для сети 230 В – от 207 до 253 Вольта, для сети 400 В от 360 до 440 В [7].

Для стабилизации напряжения используются стабилизаторы, выравнивающие напряжение до номинального значения. В случае значительного отличия входного напряжения от номинального значения происходит отключение питания от сети.

8.3 Экологическая безопасность

В офисном помещении источником загрязнения окружающей среды являются вышедшая из строя техника, аккумуляторы и лампы. По ГОСТ Р 53692-2009 сломанная оргтехника относится к IV классу опасности и подлежит специальной утилизации [8].

Аккумуляторы, в свою очередь, относятся к II классу и характеризуются высоким вредным воздействием на природу и также подлежат специальной утилизации.

Для утилизации ламп, относящихся ко II классу опасности, содержащих ртуть необходимо иметь лицензию и соблюдать специальное Законодательство РФ.

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ возможных ЧС. К техногенным ЧС в офисном помещении относятся пожары, вызванные замыканием электропроводки из-за неисправного оборудования, а также нарушение мер пожарной безопасности.

Наиболее типичная ЧС. Наиболее типичной ЧС в офисном здании являются пожары, вызванные как техникой, так и самими сотрудниками. Техногенные – неисправность электрооборудования, а социальные, например, это неправильное обращение с легковоспламеняющимися жидкостями.

В случае возникновения пожара в офисном помещении следует оценить возможности по тушению пожара. Если возможно – использовать имеющиеся средства тушения, если невозможно – как можно скорее покинуть помещение.

Таким образом, в ходе выполнения раздела «Социальная ответственность» изучены и проанализированы организационные и правовые вопросы организации труда, производственная безопасность с анализом вредных и опасных производственных факторов, произведен расчет воздухообмена в офисном помещении, проанализирована экологическая безопасность и возможность чрезвычайных ситуаций при работе в офисном помещении.

Выводы по результатам исследования

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы (магистерской диссертации), решая поставленные задачи, получены следующие заключения.

1. Ярактинский газовый хаб является ключевым направлением газового бизнеса ООО «Иркутская нефтяная компания». Центральным активом хаба является Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение, остальные условно относятся к месторождениям-сателлитам, крупнейшим из которых является Марковское НГКМ.

2. Марковское НГКМ расположено в Усть-Кутском районе Иркутской области на двух лицензионных участках – «Марковское месторождение» и «Потаповская площадь». Тектонически месторождение находится на юго-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы. Целевым объектом разработки на природный газ является парфеновский горизонт, представленный светло- и темно-серыми, кварцевыми, мелко-, среднезернистыми песчаниками, прослоями глинистыми и карбонатизированными от сильно- до слабосцементированных пористостью от 0,04 до 18,17 % и проницаемостью от 0 до 777 мД.

3. Месторождение разбурено нерегулярной сеткой газодобывающих и газонагнетательных скважин с проектированием технологии сайклинг-процесса для поддержания пластового давления, вытеснения жирного газа к забоям газонагнетательных скважин и утилизации сухого отбензиненного газа (СОГ). Продукция газодобывающих скважин по газосборной сети попадает на установку комплексной подготовки газа (УКПГ), производительностью 6 000 000 ст.м³/сут с планируемым увеличением до 8 000 000 ст.м³/сут, где происходит отбор полезных компонент (этана, пропана, бутана, фракции C₅₊, гелия) и подготовка газа. Выделенный СОГ частично отбирается потребителям, часть поставляется на «Иркутский завод полимеров» и

газофракционирующую установку (ГФУ) в качестве топлива, а остаток закачивается в пласт по технологии сайклинг-процесса. На фонде газодобывающих скважин проведены гидродинамические и газоконденсатные исследования, позволяющие построить модели скважин и настроить их на проведенные замеры.

4. В программном продукте «тНавигатор» произведена сборка модели сети с условным разделением ее на газодобывающую сеть и газонагнетательную и моделей всех скважин газодобывающего и газонагнетательного фонда, а также проведена настройка полученных моделей на имеющуюся небольшую историю разработки и проведенные замеры при ГДИ и ГКИ. Для сообщения и обмена данными между газодобывающей и газонагнетательной сетями построена промежуточная сеть – упрощенная модель УКПГ, предусматривающая динамический расчет выхода компонент по результатам расчета добывающей сети, проверку ограничений производительности компрессорной станции и передачу входных данных об объеме и давлении СОГ на газонагнетательную сеть. Полученная связка «сеть-скважины» позволила провести оценку потенциала добычи месторождения на границы регламентного давления на приеме УКПГ. Таким образом определена величина потенциала как запаса добывающей способности месторождения, скважин и сети.

5. Произведена интеграция связки «сеть-скважины» с постоянно-действующей композиционной (9 компонент) гидродинамической моделью парфеновского объекта разработки Марковского месторождения с инициализацией газодобывающей и газонагнетательной сети и передачей группового контроля от «SCHEDULE-секции» ГДМ «Дизайнеру Сетей», позволяющего обновлять величину контроля на действующие ограничения производительности установок. Полученный результат данного этапа позволяет проводить краткосрочные и долгосрочные расчеты на модели и проводить планирование добычи на месторождении в соответствии с

рассчитанными показателями, а также действующими ограничениями по производительности установок подготовки и компримирования газа.

6. На построенной интегрированной модели произведен расчет трех вариантов разработки Марковского НГКМ, предусматривающих эксплуатацию месторождения как базовым фондом скважин, так и ввод новых скважин и привлечение транспортируемого попутного нефтяного газа с соседнего месторождения. В ходе проведения расчета оценен выход компонент, учитывая изменение жирности газа в процессе эксплуатации месторождения, а также повышенную жирность транспортируемого ПНГ. Среди рассчитанных вариантов разработки, по результатам оценки экономических показателей, осложненных отсутствием капитальных вложений, выбран наилучший в текущих условиях и рекомендуемый к внедрению.

Таким образом можно заключить, что задачи, поставленные для выполнения выпускной квалификационной работы, выполнены в полном объеме.

Заключение

В настоящее время существует потребность в комплексировании инструментов моделирования разработки месторождений на разных участках движения флюидов – в пласте, скважинах, поверхностной сети, объектах подготовки. С развитием вычислительных мощностей, которыми располагают нефтегазодобывающие компании, появление современных комплексных инструментов становится все более реальным. Однако, существует дефицит в методическом обеспечении, позволяющем создавать интегрированные модели.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы (магистерской диссертации) поставлены и решены задачи, направленные на создание инструмента – интегрированной модели, позволяющего решать задачи по краткосрочному и долгосрочному и краткосрочному планированию разработки активов газового бизнеса ООО «Иркутская нефтяная компания». Инструмент позволяет учитывать процессы фильтрации жирного газа в пласте, течения в скважинах, сети сбора и нагнетания, а также оценивать выработку продукции скважин на установке комплексной подготовки газа.

На основании полученных результатов составлен алгоритм, позволяющий построить интегрированную модель нефтегазоконденсатного месторождения и проводить расчеты на краткосрочную и долгосрочную перспективу. Полученная модель и алгоритм ее построения дают возможность тиражировать опыт моделирования на другие активы и в дальнейшем привести процесс планирования в цифровую интегрированную форму.

В перспективе модель подлежит комплексному опробованию и сопровождению в рамках деятельности газового бизнеса ООО «Иркутская нефтяная компания» и в процессе разработки месторождения с дальнейшим развитием методик и процессов по ее улучшению.

Список использованной литературы

1. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. 16 с.;
2. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. 24 с.;
3. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. 16 с.;
4. ГОСТ Р 53692-2009 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов. 16 с.;
5. ГОСТ Р ИСО 9241-5-2009 Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 5. Требования к расположению рабочей станции и осанке оператора. 24 с.;
6. Дополнение к подсчету запасов Марковского НГКМ;
7. Дополнение к подсчету запасов Марковского НГКМ (графические приложения). Приложение №1;
8. Дополнение к технологической схеме разработки Марковского нефтегазоконденсатного месторождения Иркутской области;
9. Искусственный разум умных месторождений [Электронный ресурс]. – URL: https://uppro.ru/library/information_systems/automation_production/ii-tatneft/
10. Исследование природных газоконденсатных систем Н.В. Долгушин, Ю.М. Корчажкин, В.Г. Подюк, Д.З. Сагитова. Ухта-1997 г., -178 с.;
11. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Часть1, часть 2 Р Газпром 086-2010 М, 2011 г Разработаны ООО «Газпром ВНИИГАЗ» утверждены распоряжением ОАО «Газпром» от 5 августа 2010 г. №229;

12. О результатах построения и опытно-промышленной эксплуатации интегрированной модели Находкинского месторождения / А.Е. Бортников [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 9. – С. 95–99.;
13. СП 51.13330.2011. Защита от шума;
14. СП 9.13130.2009. Техника пожарная огнетушители требования к эксплуатации;
15. СП 52.13330.2016 Свод правил. "Естественное и искусственное освещение". 121 с.;
16. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания". 987 с.;
17. СП 2.2.3670-20 Свод правил "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда". 48 с.;
18. Спутниковая карта Марковского НГКМ;
19. Технологическая схема газопроводов МНГКМ – ООО «ИНК»;
20. Техническое руководство пользователя ПО «тНавигатор»;
21. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022). 345 с.;
22. После нефти – ИНК [Электронный ресурс]. – URL: <https://irkutskoil.ru/upload/iblock/7e7/cwiiugm3qwe1344q5p16r0k6fl48o3ec.pdf>;
23. Михайловский, А.А. Гидродинамическое прокси-моделирование водоносных пластов газовых месторождений и ПХГ: обз. инф. / А.А. Михайловский, Я.С. Чудин // Газпром ВНИИГАЗ. - 2021. - 118 с.
24. Карта накопленных отборов Марковского НГКМ;
25. Проекты | Научно-образовательный центр «Газпромнефть – Политех [Электронный ресурс]. – URL: <https://gpn.spbstu.ru/projects/>;
26. Учебный модуль ND0.1. Integrated Modeling (Общий обзор Интегрированного моделирования) тНавигатор;

27. Учебный модуль ND0.2. Network Designer Overview (Общий обзор Дизайнера Сетей) tНавигатор;
28. Учебный модуль ND1.1. How To Use Network Designer (Использование Дизайнера Сетей) tНавигатор;
29. Учебный модуль ND1.2. How To Do Integrated Model (Построение интегрированной модели) tНавигатор;
30. Учебный модуль ND1.3. How To Create Network Theory And Project (Основы проектирования сетей сбора в проекте tNavigator) tНавигатор;
31. Учебный модуль ND1.4. How To Create Injection Network (Создание нагнетательной сети) tНавигатор;
32. Учебный модуль ND1.5. Использование Python в Дизайнере Сетей. tНавигатор;
33. Учебный модуль WD0.1. Well Designer Overview (Общий обзор Дизайнера Скважин) tНавигатор;
34. Учебный модуль WD1.1. How To Use Well Designer (Использование Дизайнера Скважин) tНавигатор;
35. Фото, видео, презентации – ИНК [Электронный ресурс]. – URL: <https://irkutskoil.ru/ipp/media/stroitel'naya-ploshchadka-izp-september-2022/>;
36. Beliakova N., Van Berkel J.T., Kulanwski G.J., Shulte A.M., Weisenborn A.J.: «Hydrocarbon Field Planning Tool for Medium to Long Term Production Forecasting from Oil and Gas Fields Using Integrated Subsurface – Surface Models» SPE 65160, SPE European Petroleum Conference, Paris, France, 24-25 Oct. 2000;
37. Breaux, E.J., Monroe S.A., Blank L.S., Yarberrry D.W., Al-Umran S.A.: «Application of a Reservoir Simulator Interfaced With a Surface Facility Network: A Case History» SPE 11479, SPEJ, June 1985;
38. Decline Curve Analysis [Электронный ресурс]. – URL: <http://oildroplet.blogspot.com/2015/03/decline-curve-analysis.html>;

39. Deutman R., Van Rijen M.: «A Case Study of Integrated Gas Field System Modeling in The North Sea Environment», SPE 38556, SPE Offshore European Conference, Aberdeen, Scotland, 9-12 Sept. 1997.;
40. Haugen E.D., Holmes J.A., Selvig A.: «Simulation of Independent Reservoirs Coupled by Global Production and Injection Constraints», SPE 29106, SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, TX, USA, 12-15 Feb. 1995.;
41. Hooi H.R., Goobie L., Cook R., Choi J.: «The Integrated Team Approach to the Optimization of a Mature Gas Field», SPE 26144, SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 28-30 June 1993.;
42. Integrated Production Modeling Software for Oil and Gas Fields [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.petex.com/products/ipm-suite/>;
43. Lea Jr. J, Rowlan L. Gas Well Deliquification (Third Edition). Boston, 2019, 605 p.;
44. Liao T.T., Lazaro G.E., Vergari A.M., Schmohr D.R., Waligura N.J., Stein M.H.: «Development and Applications of the Sustaining Integrated Asset Modeling Tool», SPE Production & Operation J., Feb. 2007.;
45. Liao T.T., Stein M.H.: «Evaluating Operation Strategies via Integrated Asset Modeling», SPE 75525, SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 30 Apr. – 2 May 2002.;
46. Litvak M.L., Darlow B.L.: «Surface Network and Well Tubinghead Pressure Constraints in Compositional Simulation», SPE 29125, SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, TX, USA, 12-15 Feb. 1995.
47. Litvak M.L., Clark A.J., Fairchild J.W. Fossum M.P., Macdonald C.J., Wood A.R.O.: «Integration of Prudhoe Bay Surface Pipeline Network and Full Field Reservoir Models», SPE 38885, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, USA, 5-8 Oct. 1997
48. Litvak M.L., Wang C.H.: «Integrated Reservoir and Surface Pipeline Network Compositional Simulations», SPE 48859, SPE International Conference and Exhibition, Beijing, China, 2-6 Nov. 1998.

49. Litvak M.L., Macdonald C.J., Darlow B.L.: «Validation and Automatic Tuning of Integrated Reservoir and Surface Pipeline Network Models», SPE 56621, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, USA, 3-6 Oct. 1999. Luciwaty M., Susaya M.I.: «Integrated Asset Modeling, A Quick Solution for Identifying an Infill Well Opportunity», SPE 88600, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Perth, Australia, 18-20 Oct. 2004.

50. Luciwaty M., Susaya M.I.: «Integrated Asset Modelin, A Quick Solution for Identifying an Infill Well Opportunity», SPE 88600, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Perth, Australia, 18-20 Oct. 2004.

51. Material Balance Drive Indices [Electronic resource]. – URL: <https://topdogengineer.com/material-balance-drive-indices/> (date of treatment: 28.06.2023);

52. Mohamed D.A., Steffensen R.D.: «An Efficient Reservoir Coupled Gas Gathering System Simulator», SPE 8333, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, USA, 23-26 Sept. 1979.

53. Stoitsits R.F., Batesole E.C., Champion J.H., Park D.H.: «Application of Nonlinear Adaptive Modeling for Rigorous Representation of Production Facilities in Reservoir Simulation», SPE 24898, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, DC, USA, 4-7 Oct. 1992.;

54. The Benefits of Integrated Asset Modeling: Lesson Learned from Field Cases M. Rotondi, A. Cominelli, C. Di Giorgio, R. Rossi, E. Vignati, and B. Carati, Eni E&P;

55. Tingas J., Frimpong R., Lieu J.: «Integrated Reservoir and Reservoir Management of Surface Network Simulation in Southern North Sea Gas Reservoirs», SPE 50635, SPE European Petroleum Conference, The Hague, The Netherlands, 20-22 Oct. 1998;

56. Watson M.J., Hawkes N.J., Pickering P.F., Elliott J., Studd L.W.: «Integrated Flow Assurance Modeling of Angola Block 18 Western Area Development», SPE 101826, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, USA, 24-27 Sept. 2006.

57. What is UniSim? [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.chemicalengineeringguy.com/the-blog/process-simulation/what-is-unisim/>

58. Whitson, C. H. and Kuntadi, A. Khuff Gas Condensate Development. Paper IPTC 10692, International Petroleum Technology Conference, Doha – Qatar. 2005.

59. Whitson, C. H., Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions, SPEJ 683, Trans., AIME, p. 275, 1983.

60. Whitson, C. H., Effect of C7+ Properties on Equation-of-State Predictions, SPE- 11200, 1983.

61. Whitson, C. H., Effect of C7+ Properties on Equation-of-State Predictions, SPEJ (December 1984) 685, 1984

Приложения

Приложение А

(справочное)

INTEGRATED ASSET MODELING APPROACH IN OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT

Обучающийся:

| Группа | ФПО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| 2ТМ11 | Эккерт Алексей Юрьевич |  | 26.05.23 |

Руководитель ВКР:

| Должность | ФПО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------|--------------------------|---------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| Профессор ОНД | Чернова Оксана Сергеевна | д.г.-м.н. |  | 26.05.23 |

Консультант – лингвист отделения ШБИП:

| Должность | ФПО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|------------------------------------|---------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| Доцент ОИЯ | Болеуновская Людмила Михайловна | к.ф.н. |  | 26.05.23 |

4. Integrated asset modeling approach in oil and gas field development

4.1 Integrated asset modeling description. Challenges and opportunities for oil and gas companies

Nowadays the common oil and gas field development modeling approach is a designing models of each element separately and designing models by specialists who is responsible by object. Then oil and gas gathering system modeling is a task for pipeline engineers, well potential estimation is a responsibility of production engineers and reservoir processes modeling covered by reservoir engineers. But in the last two decades, there has been noticeable trend of combining these directions into a global modeling system – integrated modeling approach.

An integrated approach to modeling involves the development of models of hydrocarbon production systems that have systematic processes and conditions accounting for each element in combination includes reservoir (or reservoir coupling), production and injection wells, gathering system, reservoir pressure maintenance system and oil and gas processing system.

Modeling tasks and challenges include:

- The description of production, reservoir maintenance, gathering and processing systems state on each their side at each point in time;
- Hydrocarbon production potential forecasting;
- Formation of short- and long-time production forecasts.

The integrated asset modeling introduction opens the following opportunities for oil and gas companies:

- Declining of costs during hydrocarbon production optimization;
- It is a complex physically and economically justified tool means current system condition and their potential.
- Development and implementation of instrument for experiments and new technologies test.

4.2 History of researches in integrated modeling

Developed by Amoco single-phase two-dimensional reservoir simulator and gathering system simulator in 1960's pioneered integrated modeling sphere solutions. It was the instrument for gas production monitoring on coupled fields in southern part of the North Sea of Great Britain (Tingas et al., 1998). Dempsey introduced the two-phase extension of this model in 1971.

Integrated asset modeling began to be applied to Black Oil model thanks to the contribution of Chevron (Emanuel et al., 1981; Breaux et al., 1985; Startzman et al., 1977 for his coupled Black Oil model with surface facilities model). In order to reduce the calculation time Emanuel placed the intersection of models to wellhead and used reference tables for the accounting of pressure losses in wellbore. This time Breaux presented two approaches combines profitable drilling with balanced reservoir development. Last time Chevron closely connected their own 3D-models of reservoir CHEARS with facilities simulator PIPESOFT2 and presented an addendum to the development plan for the Gorgon field in Australia.

Arco developed their own integrated simulator and presented the gas lift optimization project for Kuparuk river field in Alaska (Stoisits et al., 1992).

In the end of 1980's Shell started developing the tool GFPT (Gas Field Planning tool) to combine their own material balance simulator with the commercial surface facilities model. GFPT plays the role of «driving» software for combining surface facilities models with reservoir models. In addition, GFPT is able to manage wells, surface facilities restrictions and field development. GFPT projects used for Limestone field (Alberta, Canada) management (Hooi et al., 1993) and development solutions for Greater Sole Pit Basin in the southern part of the North Sea, where five separated reservoirs coupled into global development object (Deutman et al., 1997).

Hydrocarbon Field Planning Tool – HFPT – is the evolution of GFPT introduced for Black Oil and compositional models, described in works of Weisenborn et. al. and Beliakova et. al. (2000), applicable for different gas, gas condensate models and Black Oil models.

In 1995 Norsk Hydro (Haugen, 1995) developed the algorithm of reservoir coupling in the own Black Oil simulator and demonstrated the approach, where three isolated reservoirs obey the common production and injection restrictions.

The first integrated modeling software was realized by BP (British Petroleum) (Litvak et al., 1995) in own compositional reservoir and surface facilities simulator VIP in 1995. This simulator has been widely used for solutions in production optimizing in Prudhoe Bay field (Alaska). In 1998 for this simulator the procedure of interpolation for simplified calculations of phase condition and calculation time reducing was introduced (Litvak et al., 1998). This solution is useful while history matching and for business solutions. So, simulator used for economical estimation of looping construction on pipelines for six oil and gas fields on Trinidad slope. Moreover, this instrument used for well drilling possibility estimation on slope of North Java (Luciawaty et al., 2004), as well as for choosing artificial lift method in Pompano field in Gulf of Mexico (Liao et al., 2007). One more simulator BP MAXIMUS was implemented during choosing development way and accounting production complications from 18th West block Angola (Watson et al., 2006).

In the end of 1990's the mechanism of combination of simulators appeared due to PVM (the package that allow to combine calculation capacities of different computers in global network and to set the mechanism of message exchange between them). These global solutions had their own interface. So, for software of Schlumberger appeared the integration availability of ECLIPSE, NETOPT and FORGAS.

With these mechanisms in place, service companies have begun to develop their own integrated modeling software. Schlumberger implemented the controller R2SL for data exchange with several reservoir simulators (ECLIPSE) and surface facilities (PIPESIM). Petroleum Experts had developed RESOLVE that able to combine reservoir simulators from different developers, MBAL module and network simulator GAP.

Similar technologies are being developed and implemented in the Russian segment. Company Rock Flow Dynamics in the middle of 2010's integrated to their

software tNavigator, which is the most popular simulation instrument in Russian segment, the module Network Designer, which allows to calculate variations of physical parameters in all segments of pipelines in different time moments.

4.3 Advantages and disadvantages of integrated approach

4.3.1 Advantages of integrated modeling

The advantages of an integrated approach include:

- Accounting for restrictions and seasonality of indicators of oil and gas production and treatment facilities. For example, the production of natural gas at a gas or oil and gas condensate field is limited by capacity and pressure limitations at the intake of integrated gas treatment units (UKPG) or integrated natural and associated petroleum gas treatment units (UPPPNG), which must be taken into account during production planning. Also, when planning the reservoir pressure maintenance system, it is necessary to take into account the performance of the boosting compressor station (BCS) and the seasonality coefficients of their work. These limitations are capable of affecting the values of wellhead pressures, and hence the potential of each well, when calculating pipelines;
- Use of integrated approach is an ability to quickly optimize development with minimal risk due to variative calculations. This advantage makes it possible to minimize the need for a real experiment and the costs. Also, this advantage allows, through calculations and factor analysis, to identify weaknesses in systems and design measures to remove them;
- Accounting for the influence of production and processing facilities on each other. For example, in the case of gas wells, the bottomhole pressure depends on the wellhead and losses during the moving of fluid from the bottomhole to the wellhead. It affects the well flow rate. The wellhead pressure is determined as the sum of the pressure at the process modules and the losses during transportation from the wellhead. The potential of each well will depend, among other factors, on processing facilities restrictions. All these factors must be taken into account in a global system;

- During production and transportation of hydrocarbons, phase transitions take place. Thus, under different thermobaric conditions, the component composition of the produced fluid has a difference from well to well and has changes during transportation. Integrated modeling allows to describe the mixing of hydrocarbon components from each element of the system and the final output of each component. In the case of gas production it is essential because a gas production is aimed at the most efficient extraction of useful components.

4.3.2 Disadvantages of integrated modeling

The disadvantages of an integrated approach include:

- Processing power of computers has been modernized recently, but there are calculations that take a significant amount of time in the production process. First of all, it is about reservoir simulation models. When well models and a gathering system models, pressure maintenance and processing models are added to the simulation model, the calculation time increases greatly, which may be too much. To solve these problems, the upscaling takes place, which reduces the detailing and leads to corrections to the adaptation of the existing reservoir model, and after it the well models and the surface facilities models are corrected too;

- Designing an integrated model involves the collection, processing and loading into the modeling software interface of a large amount of data. Although this also applies to the reservoir simulation models, with the appearance of new elements of the system the amount of data increases. Therefore, there is a need for additional data analysis and programming skills for engineers involved in designing integrated models, which can create additional problems due to the small number of such specialists.

4.4 Integrated asset model elements description

The elements of the integrated model should be an analogue of the planned and existing facilities for production, transport, fluid processing and the reservoir pressure maintenance system. These objects can be grouped next way: reservoir, wells, transport, process (Figure 4.1). Each of these groups is modeled within the system in its own way.

4.4.1 Methods for modeling filtration processes in a reservoir

Nowadays fluid filtration processes in a reservoir is modeled both by numerical simulators and by analytical calculations. Among the main methods used are:

- Material Balance model. This approach implies building a model of the development object, based on the main principle of the material balance: the volume balance in the reservoir is maintained at any stage of its development. Fluid withdrawals are compensated by the expansion of the rock, gas cap, the water influx from the aquifer, and the injection of fluid into the reservoir. The material balance model allows estimating current hydrocarbon reserves by initial reserves and withdrawals and estimating initial reserves in the reservoir by production profiles and changes in its energy characteristics.

Among modern software products for designing a Material Balance model MBAL (Petroleum Experts), MatBalance (Rock Flow Dynamics).

- Two-dimensional proxy models. This approach implies a simplified calculation of the reservoir based on relatively simplified – approximate in terms of the description of physical processes, low-dimensional and coarsened in terms of the degree of aggregation - analytical models.

Among the solutions for 2D proxy models the Choice of the Optimal Development System (an internal product of Gazprom Neft), works by A.A. Mikhailovsky for the design of development and UGS facilities (Gazprom VNIIGAZ).

- 3D reservoir simulation model. This approach is the most popular and widely used tool for describing and predicting reservoir behavior. It implies numerical solution of the flow differential equations system, state and material balance between reservoir blocks (cells). The method of designing a model is selected based on the known characteristics of the reservoir. There are many ways to describe the fluid (Black Oil, compositional, volatile oil models, etc.), rock (single porosity model, dual porosity model, dual permeability model), development systems (individual control, group control). All these features are selected based on

the conditions of the task, the geological structure of the object being modeled, and the properties of the fluid. On hydrodynamic models, it is possible to calculate both short-term production profiles and forecast production for decades of development;

The most famous and used simulators for reservoir simulation are tNavigator (Rock Flow Dynamics), ECLIPSE (Schlumberger), Tempest (ROXAR).

- Decline curves. Decline curves are a mathematical approximation of the hydrocarbon production profile (fluid production, water cut), reservoir parameters (reservoir pressure), well parameters (productivity factor, bottomhole pressure), by continuing which it is possible to predict both initial geological reserves and development indicators (recovery factors, accumulated scores).

Topaze (KAPPA) stands out among software products.

4.4.2 Methods for modeling fluid flow in production and injection wells

Wells are a channel between the reservoir and the gathering system. A change of the flow parameters in the wellbore strongly affects the flow of the fluid inside the objects of the surface gathering system. For correct forecasts and description of the reservoir-surface system, these changes must be accounted. Describing the flow in wells is the same as for in pipelines. Therefore, some software (PIPESIM) are able to perform calculations both in wells and pipes. Changes in flow characteristics (compositional state, pressure, flow velocity) are associated with pressure and temperature losses. There are several ways to estimate these wastes:

- TPR-curves (Tubing Performance Relation) (they are also VLP (Vertical Lift Performance), LC (Lift Curves)) plotted in the flow-bottomhole pressure coordinate system allows to estimate what bottomhole pressure is required so that the well can deliver fluid at a given value of wellhead pressure. The calculation of these curves involves hydrostatic pressure losses in the tubing string, friction losses and inertial losses. In general, the equation for calculating the pressure change in the tubing from the wellhead to the bottom is as follows:

$$\frac{dp}{dh} = \left(\frac{dp}{dh}\right)_{hydr} + \left(\frac{dp}{dh}\right)_{fric} + \left(\frac{dp}{dh}\right)_{kinetic} \quad (2)$$

where *hydr* is hydrostatic pressure losses; *fric* is friction losses; *kinetic* is insertional losses.

The main application of TPR curves is the solution of Nodal Analysis (Figure 4.6), where the well operation mode is determined by the intersection of the inflow from the reservoir and outflow into the well.

– VFP tables (Vertical Flow Performance). This type of well modeling is widely used in calculations on reservoir simulation models and using mathematical correlations (for example, Gray, Beggs and Brill, etc.) in order to calculate the relationship between wellhead and bottomhole pressures, bottomhole pressure and production rate (injection rate), injection of gas for gas lift and bottomhole pressure, etc. at different values of flow rate (FLO), gas-oil ratio (GFR), ESP operation frequency (ALQ), produced fluid molar weight (MMW), gas lift injection, based on fluid properties and well design. The results obtained are combined into a single table, which forms the input data for simulator. So, to calculate the wellhead pressure in the hydrodynamic model, the flow rate or bottomhole pressure is calculated (depending on the control), then in the VFP table the value that is most suitable for the calculated ones is found and the wellhead pressure is taken. It is also possible to set the simulator to control by wellhead pressure, then the simulator will numerically calculate and select the bottomhole pressure and flow rate values that satisfy the system of equations of the simulator. These decisions will be the operating mode of the well. VFP tables are a kind of discretization of the set of calculated VLP curves.

4.4.3 Methods for modeling fluid flow in gathering and pressure maintenance systems

Gathering network includes all objects (pipes, compressors, fittings, etc.) through which the fluid flows from wells to the place of collection and storage. And the reservoir pressure maintenance system, on the contrary, represents the objects through which the injected fluid flows from the place of processing to injection wells.

Stationary and non-stationary models are used to describe the behavior of fluid in a pipeline. Stationary ones imply the independence of the flow parameters

from time and the calculation is considered static, and in non-stationary models, the fluid flow depends on changes in the boundary conditions, which can be decisive when modeling flows with large time steps.

When modeling a surface network, the equations of flow balance and pressures are used, which follow from the laws of mass conservation and angular momentum. Also, network modeling accounting that the flow in pipelines, as a rule, is multi-phase and has various flow regimes in different sections, which affects the calculation of pressure drops.

In pipelines calculation, pressure losses play a special role due to friction, hydrostatic losses and heat exchange with the environment, which also subdivides the models into isothermal and non-isothermal.

Nowadays, all calculations of gathering pipelines and reservoir pressure maintenance are carried out in simulators, including a system of the above equations, solved by standard numerical methods.

Modern pipeline simulators take into account all of the above, as well as phase transitions and changes in fluid parameters (viscosity, gas vaporization).

Among the popular pipeline simulation software are: PIPESIM, OLGA (Schlumberger), PROSPER (Petroleum Experts), LedaFlow (LedaFlow Technologies), ANSYS Fluent.

4.4.4 Methods for modeling of oil and gas processing

Modeling of oil and gas treatment processes is designed to calculate the yield of useful components from the produced fluid.

As pipeline modeling, the simulation of preparation processes can be divided into non-stationary and stationary.

Also, among the models of oil and gas treatment, an explicit setting of the component recovery factors is distinguished, which is relevant for long-term calculations.

Among the software products, the AspenTech Hysys/UNISIM product occupies a special place. It allows to perform basic chemical engineering calculations, including those related to mass balance, energy balance, vapor-liquid

equilibrium, heat transfer, mass transfer, chemical kinetics, fractionation, and pressure drop.

Also, when building an integrated model, GP Tables can be explicitly set by the recovery factors.

4.5 Complex integrated modeling software

Integrated simulation modeling is based on the establishment of a connection between separate modules designed to model each of the sections of the production system and reservoir pressure maintenance. This principle is the basis for the classification of complex of integrated solutions:

- Use of each product separately. This Involves calculating each component (network, well, reservoir, treatment) in each custom product and sharing the results to calculate the next module. This approach allows to quickly calculate the required area and recalculate everything else for the results. However, among the disadvantages, it is worth noting the possible inconsistency of the processes taken into account in the model of each component of the integrated model, as well as the difference in PVT properties;

- Integration of individual modules through a controller program, where the network, wells and reservoir are solved at different iterations. The integrator program extracts data from one standalone product and exports it to others to ensure consistency of calculations. Among the software products the products of the Petroleum Experts company (RESOLVE – GAP (network) – PROSPER (wells) – PVTp (PVT-model tuning) – MBAL/REVEAL (reservoir through material balance or numerical simulator), where the integrator is RESOLVE. Such complexes of programs retain a conservative way of solving – the model of each element is calculated separately, passing data to the controller.

- Solution of a complicated system of equations. Rock Flow Dynamics implemented an approach in their own simulator tNavigator that allows designing integrated models by adding each element of the «reservoir – well-gathering system» system to the general system of equations and solving it jointly implicitly at each time step. So to say there is no need to transfer data to another module for calculation

after the time step has elapsed – the calculation is performed for the entire system together. A unified PVT model is also being introduced into this system. The following modules are involved in the integration:

- a) «Model Designer» serves to combine all modules into a single data-file in the keywords, which can later be calculated in the program interface itself or on a calculation cluster. It already contains the necessary elements of the reservoir model;
- b) «Network designer» is the main element for linking the integrated model. This module specifies the location of gathering objects, fluid properties, assignment of VFP tables to each well from the «Well Designer» project;
- c) «Well designer» allows to set trajectories, well designs, intervals and characteristics of perforations, calculate and match VFP curves for each well in various ranges of flow rates, pressures and artificial lift values and prepare wells for integration;
- d) «PVT designer» allows to calculate and check the PVT-properties of the model in different experimental conditions and distribute the finished model to all modules;
- e) «MatBalance» is used when the reservoir model is changed from numerical to material balance model.

Taking into account all the advantages and prevalence of the tool, as well as the complete dependence of the system objects on each other, it was decided to choose tNavigator as the instrument of designing the model in this work.

4.6 Experience of companies in designing and using integrated asset models

4.6.1 «LUKOIL» integrated modeling experience

Starting from 2016, the team of specialists from TPP «Yamalneftegaz - Lukoil-Western Siberia» has been developing integrated models of gas and gas condensate fields in Western Siberia as part of the Smart Field project. As a pilot project, the integrated model of the Nakhodka gas field was first designed and put into commercial operation, where the products are transported to the connection point to the gas transport system of «Gazprom transgaz Yugorsk».

The objectives of designing IAM are the assessment of the potential of field and the forecast of technological indicators of development, accounting all the restrictions of the production system, as well as the optimization of production processes.

The Schlumberger software product line (PIPESIM–ECLIPSE–IAM) was used to design the models. A unified PVT-model of the fluid was created and used at all stages.

At the time of modeling, 6 exploration, 3 observation and 60 production wells were drilled in the field. The main development target is the Cenomanian deposit PK₁. Production from the wells is delivered via six underground gas pipelines to the UKPG and BCS. The prepared gas is transported to the point of distribution to the gas transmission system of «Gazprom transgaz Yugorsk».

In the process of building the model, the reservoir simulation model was matched to reservoir pressure, water content in well production, tune the PVT model, set additional technological components,

The wells were modeled using the PIPESIM software, where 60 production well models were designed. The models include data on well design, directional surveys, temperature gradient of wells, as well as the results of well tests, data of well productivity.

The product gathering system was modeled using the PIPESIM software, which accounts pipeline profiles, diameters and laying methods. Flow lines of wells located at 22 well pads were also modeled. The network model allows to calculate the system with or without wells, replacing them with «sources». This method allows to make calculations using only the network model, which significantly reduces the calculation time.

The models of network, well and reservoir models was complicated using the IAM module. Integration with the formation was carried out through the bottomholes.

The designed integrated model requires constant maintenance and under high requirements for the quality of matching for the development history. In

particular, when performing a three-month forecast for the separation gas flow rate, reservoir pressure and UKPG input pressure, the model should not exceed a deviation of 5%, which was taken into account when adjusting the model.

As part of the pilot operation of the integrated model, an algorithm for calculating the optimal volume of methanol injection was developed and tested. The algorithm consists in stopping the supply of methanol in the model and calculating the network, identifying areas for the formation of hydrate plugs, iterative calculations at various dosages, and choosing the most optimal one. This approach led to a 15% reduction in methanol consumption in the field.

The integrated model of the Nakhodka field also allowed specialists to solve the problem of choosing the optimal well operation mode, which makes it possible to decrease the risks of exceeding the allowable bottomhole drawdown, as well as to maintain the minimum allowable pressure at the gas treatment plant of the Nakhodka field.

In 2017, the integrated model was transferred to commercial operation. Since 2018, the integrated system has been calculating the technological development indicators to form the technological regime of production wells for the short and long term.

4.6.2 «Gazprom neft» integrated modeling experience

In 2019, specialists from «Gazpromneft NTC», «Gazpromneft-Yamal», «Gazpromneft-Razvitie» developed a full-scale integrated model (reservoir – well – gas gathering system) of gas reservoirs and gas caps of the Yamal large oil and gas condensate field to find solutions for optimizing development oil rims, gas caps of productive reservoirs and dry gas reservoirs, a feature of which is complex of the structure of oil reserves, which are located in narrow rims. The development of such fields is complicated by the breakthrough of gas from the gas cap. In 2017, gas projects were merged with the construction of a gas processing unit and a gas pipeline from the Yamal Peninsula.

In the process of designing the IM, seven full-scale reservoir simulation models of the main objects were created. The history matching was made with the

preparation of VFP curves in PROSPER with the reproduction of pressure and temperature losses during the movement of the fluid along the wellbore.

The gas gathering system was modeled using the IPM GAP software, including models of wells, clusters, and pipelines. The length of the pipelines is 45 kilometers. As for boundary conditions, the minimum pressures at the UKPG before and after the installation of the compressor are set. The models were merged in IPM Resolve.

At the moment, on the basis of the created integrated model, the field development indicators are calculated by components. However, a transition to the Black Oil model was made with the matching of the PVT model while maintaining the accuracy of recalculation of the component composition. The use of an integrated model allowed specialists to identify factors associated with a decrease in production in terms of geological and the risks of shutting down the gas treatment plant in terms of technological ones using a factorial one.

Приложение Б – Технологическая схема газопроводов МНГКМ ООО

«ИНК»

