

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"НОВАТЭК Научно-технический центр"

На правах рукописи

Поушев Андрей Викторович

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТОНКОЙ
НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКОЙ, ПОДСТИЛАЕМОЙ ВОДОЙ, В
РАМКАХ ИНТЕГРИРОВАННОГО ПОДХОДА С
ПРИМЕНЕНИЕМ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

Специальность 25.00.17 - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук
Язьков Алексей Викторович

Москва – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	15
1.1 Обзор современных подходов к проектированию разработки	15
1.1.1 Функциональный (последовательный) подход к проектированию разработки и обустройства месторождений	15
1.1.2 Недостатки функционального подхода.....	16
1.1.3 Предпосылки применения интегрированного подхода.....	16
1.2 Обзор современных способов разработки газоконденсатных залежей с тонкими нефтяными оторочками	19
1.2.1 Применение горизонтальных скважин.....	21
1.2.2 Ограничение депрессии и эксплуатация на предельных безводных и безгазовых дебитах	23
1.2.3 Повышение фильтрационного сопротивления призабойной зоны	24
1.2.4 Технология создания обратных конусов газа и воды	25
1.2.5 Барьерное заводнение	26
1.2.6 Обратная закачка прорывного газа в пласт (сайклинг-процесс)	27
1.2.7 Внутрискважинный бескомпрессорный газлифт	27
1.2.8 Применение многофункциональных скважин	29
1.3 Обзор современных методов моделирования разработки нефтегазоконденсатных залежей, подстилаемых водой.....	31
1.4 Выводы к главе 1	33
ГЛАВА 2. ПРИНЦИПЫ ИНТЕГРИРОВАННОГО ПОДХОДА К ПРОЕКТИРОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	34
2.1 Ограничения при проектировании разработки и обустройства месторождений.....	35
2.1.1 Ограничения пласта	35
2.1.2 Ограничения сети сбора продукции	37
2.1.3 Ограничения конструкции скважин	40
2.1.4 Ограничения системы подготовки продукции	41
2.2 Предпосылки применения и суть интегрированного подхода.....	42
2.3 Этапы создания комплексной интегрированной модели системы «пласт-скважины-сети сбора»	43
2.3.1 Этап создания модели системы сбора продукции	44
2.3.2 Этап создания цифровых моделей скважин	45
2.3.3 Этап создания гидродинамической модели месторождения	48
2.3.4 Этап интеграции модели сети сбора, цифровых моделей скважин и гидродинамической модели	48

2.4	Математические модели, описывающие движение флюидов в пласте, скважине и системе сбора продукции.....	49
2.4.1	Математические модели, описывающие движение флюидов в пласте (гидродинамическая модель)	50
2.4.2	Модель многофазного потока, описывающая движение флюидов в скважине (модель лифта)	60
2.4.3	Математические модели, описывающие движение флюидов в системе сбора продукции	68
2.4.4	Интеграция математических моделей, описывающих движение флюидов в пласте, скважине и системе сбора в рамках единой комплексной модели.....	75
2.5	Выводы к главе 2.....	77
ГЛАВА 3. ИНТЕГРИРОВАННЫЙ ПОДХОД К ПРОЕКТИРОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ТОНКОЙ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКОЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН		
		78
3.1	Многофункциональные скважины.....	78
3.2	Организация системы сбора продукции многофункциональных скважин	84
3.3	Пример создания комплексной интегрированной модели газоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой.....	88
3.3.1	Создание фильтрационной модели.....	91
3.3.2	Создание цифровых гидравлических моделей скважин	92
3.3.3	Создание модели сети сбора	92
3.4	Методические решения по управлению разработкой газоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой, осложненной наличием подошвенной воды.....	96
3.5	Реализация управляемого внутрискважинного бескомпрессорного газлифта в многофункциональных скважинах	102
3.5.1	Управляемый внутрискважинный бескомпрессорный газлифт в многофункциональных скважинах	102
3.5.2	Численная модель расчета оптимального расхода газлифтируемого газа с целью максимизации объемов поднимаемой с забоя жидкости	105
3.5.3	Изучение влияния отборов газа из газовой шапки на объем нефти, поднимаемой с забоя многофункциональных скважин на различных режимах эксплуатации	111
3.6	Результаты прогнозирования показателей разработки газоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой в рамках интегрированного подхода	114
3.6.1	Система разработки месторождения	114
3.6.2	Прогнозные технологические показатели разработки	115
3.7	Выводы к главе 3.....	121
ГЛАВА 4. ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ВНЕДРЕНИЯ		
		123

4.1	Практическая значимость применения численной модели для расчета оптимального расхода газлифтируемого газа и максимизации объемов поднимаемой с забоя жидкости.....	123
4.2	Практическая значимость применения многофункциональных скважин при разработке газоконденсатных залежей с тонкой нефтяной оторочкой.....	125
4.3	Выводы к главе 4.....	128
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		129
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....		131
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК		132

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы

В настоящее время практически все нефтегазовые компании не только в России, но и за рубежом, столкнулись с проблемой ухудшения качества ресурсно-сырьевой базы, в структуре которой снижается доля «легкой» нефти, добываемой из коллекторов с большими толщинами и высокими ФЕС, и неуклонно растет доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ).

С истощением активно разрабатываемых «простых» запасов нефтегазодобывающие компании вынуждены вовлекать в разработку ТРИЗ нефти, которые находятся в труднодоступных районах с экстремальными климатическими условиями и в условиях отсутствия развитой инфраструктуры, залегают на больших глубинах в виде тонких нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ), зачастую осложненных присутствием подстилающей воды.

Под тонкой нефтяной оторочкой в настоящей работе понимается нефтяная часть газонефтяной (газоконденсатнонефтяной) залежи, мощностью до 10 м, в которой объем геологических запасов нефти (т) составляет не более 25% от общего объема запасов двухфазной залежи.

Основной проблемой разработки таких ТРИЗ являются процессы образования водяных и газовых конусов с последующими, практически неизбежными, прорывами газа и/или воды к забою добывающих скважин, что в свою очередь приводит к ухудшению технико-экономических и технологических показателей разработки и не позволяет достичь высоких утвержденных значений коэффициента извлечения нефти (КИН).

В случае, когда тонкие нефтяные оторочки мощностью до десяти метров осложнены присутствием подошвенной воды, существующие традиционные подходы к разработке становятся экономически нерентабельными и фактически не позволяют достичь КИН более 0,05-0,1 д.ед., что заставляет нефтегазодобывающие компании принимать решение в пользу опережающей разработки газоконденсатной части пласта и пересматривать лицензионные обязательства в части добычи

нефти, либо откладывать разработку таких запасов в расчете на появление в будущем новых технологий и подходов.

Таким образом, экономически эффективная разработка тонких нефтяных оторочек НГКМ, осложненных наличием подстилающей воды, в настоящее время является серьезным технологическим вызовом для нефтегазодобывающей отрасли и обуславливает необходимость совершенствования технологий и существующих традиционных подходов к разработке таких ТРИЗ.

Целью диссертационной работы является повышение эффективности разработки газоконденсатных месторождений с тонкой нефтяной оторочкой, осложненной подстилающей водой, с помощью методических решений, разработанных в рамках интегрированного подхода и предусматривающих применение многофункциональных горизонтальных скважин, оборудованных клапаном контроля притока газа из газовой шапки и клапаном отсечения обводнившегося горизонтального ствола, расположенного в нефтяной части залежи.

Идея диссертационной работы

С применением интегрированного моделирования разработана методика решений по управлению разработкой газоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой, осложненной подстилающей водой, позволяющих повысить эффективность разработки за счет продолжения эксплуатации скважин, и соответственно добычи нефти, в условиях высоких значений газового фактора и обводненности после прорывов конусов газа и воды.

Задачи исследований

Для достижения поставленной цели были сформулированы и решены следующие задачи:

1. Разработка концептуальных технических решений по обустройству НГКМ с тонкой нефтяной оторочкой, осложнённой подстилающей водой, предусматривающих наличие трехтрубной системы сбора продукции (трубопроводы высокого и низкого давления) газоконденсатных и многофункциональных скважин и позволяющих производить переключение многофункциональных скважин из сети сбора низкого давления в сеть сбора высокого давления на различных этапах «жизни» в

зависимости от протекающих в пласте процессов, динамики обводнения и газового фактора, темпов снижения пластового давления, продуктивности, изменения конъюнктуры рынка и др.;

2. Разработка численной программы, позволяющей для любого режима работы многофункциональной скважины в зависимости от значений обводненности, продуктивности, газового фактора, устьевых, забойных и пластовых давлений, рассчитать оптимальный объем газа, который необходимо дополнительно отбирать из газовой шапки и подавать в насосно-компрессорные трубы (НКТ) с целью максимизации объемов поднимаемой с забоя нефти в случае реализации внутрискважинного бескомпрессорного газлифта с применением компоновок заканчивания, оборудованных клапаном контроля притока газа из газовой шапки.

3. Изучение влияния отборов и подачи в НКТ газа из газовой шапки на объем нефти, поднимаемой с забоя многофункциональных скважин на различных режимах эксплуатации в случае реализации внутрискважинного бескомпрессорного газлифта с применением компоновок заканчивания, оборудованных клапаном контроля притока газа из газовой шапки;

4. Разработка методических решений по управлению разработкой газоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой, осложненной подстилающей водой, в рамках интегрированного подхода, предусматривающих применение многофункциональных скважин, оборудованных клапаном контроля притока газа из газовой шапки и клапаном отсечения обводнившегося горизонтального ствола, расположенного в нефтяной части залежи, и позволяющих повысить эффективность разработки за счет продолжения эксплуатации скважин, и соответственно добычи нефти, в условиях высоких значений газового фактора и обводненности после прорывов конусов газа и воды.

Объект и предмет исследований

Объектом исследования является газоконденсатная залежь с тонкой нефтяной оторочкой, осложненной подстилающей водой.

Предметом исследования является – комплексная интегрированная модель «пласт - скважина – наземная инфраструктура» НГКМ и интегрированный подход

к проектированию разработки НГКМ, предусматривающий применение многофункциональных горизонтальных скважин, оборудованных клапаном контроля притока газа из газовой шапки и клапаном отсечения обводнившегося горизонтального ствола, расположенного в нефтяной части залежи.

Методы исследования

Для решения поставленных в работе задач использовались современные методы теоретических исследований, аналитического и численного моделирования, в том числе программные комплексы Eclipse, tNavigator, GAP, Resolve, Prosper и др.

Научная новизна

1. В рамках интегрированного подхода впервые разработаны методические решения по управлению разработкой газоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой, осложненной подстилающей водой, предусматривающие применение многофункциональных скважин, оборудованных клапаном контроля притока газа из газовой шапки и клапаном отсечения обводнившегося горизонтального ствола, расположенного в нефтяной части залежи, и позволяющие повысить эффективность разработки за счет продолжения эксплуатации скважин, и соответственно добычи нефти, в условиях высоких значений газового фактора и обводненности после прорывов конусов газа и воды;

2. Впервые разработана численная программа, позволяющая для любого режима работы многофункциональной скважины в зависимости от значений обводненности, продуктивности, газового фактора, устьевых, забойных и пластовых давлений рассчитать оптимальный объем газа, который необходимо дополнительно отбирать из газовой шапки через клапан контроля притока газа и подавать в НКТ с целью максимизации объемов поднимаемой с забоя нефти в случае реализации внутрискважинного бескомпрессорного газлифта с применением компоновок заканчивания, оборудованных клапаном контроля притока газа из газовой шапки;

3. Впервые в рамках интегрированного подхода разработаны концептуальные технические решения по обустройству газоконденсатного месторождения с тонкой нефтяной оторочкой, осложненной наличием подошвенной воды, преду-

сматривающие наличие трехтрубной системы сбора продукции (трубопроводы высокого и низкого давления) газоконденсатных и многофункциональных скважин и позволяющие производить переключение многофункциональных скважин из сети сбора низкого давления в сеть сбора высокого давления на различных этапах «жизни» в зависимости от протекающих в пласте процессов, динамики обводнения и газового фактора, темпов снижения пластового давления, продуктивности, изменения конъюнктуры рынка и др.

4. Впервые проведено исследование влияния отборов и подачи в НКТ газа из газовой шапки на объем нефти, поднимаемой с забоя многофункциональных скважин на различных режимах эксплуатации в случае реализации внутрискважинного бескомпрессорного газлифта с применением компоновок заканчивания, оборудованных клапаном контроля притока газа из газовой шапки и разработаны рекомендации по оптимальному отбору газа из газовой шапки в зависимости от динамики прорывов газа и воды к забою скважины.

Защищаемые положения

1. Методические решения по управлению разработкой газоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой, осложненной подстилающей водой, разработанные в рамках интегрированного подхода, позволяют повысить эффективность разработки за счет продолжения эксплуатации скважин, и соответственно добычи нефти, в условиях высоких значений газового фактора и обводненности после прорывов конусов газа и воды. Методические решения предусматривают:

- применение многофункциональных скважин, оборудованных клапаном контроля притока газа из газовой шапки и клапаном отсечения обводнившегося горизонтального ствола, расположенного в нефтяной части залежи;
- с прорывом газа из газовой шапки к забою многофункциональной скважины осуществление одновременной добычи нефти из нефтяной оторочки, а также прорывного газа и конденсата из газовой шапки;
- с ростом обводненности, а также при снижении дебита нефти многофункциональных скважин до экономически рентабельного предела - приобщение интервала газовой шапки и организацию управляемого внутрискважинного газлифта;

- при достижении долей воды в продукции критического значения, при котором фонтанирование многофункциональной скважины невозможно - отсечение обводнившейся нефтяной части, перевод скважины в разряд газодобывающих вертикальных с дальнейшей эксплуатацией только вышележащего газонасыщенного интервала газовой шапки.

- штуцирование многофункциональных скважин с ростом газового фактора и достижением линейным давлением предельного значения, при котором возможна безаварийная эксплуатация в сеть низкого давления;

- переключение многофункциональных скважин из сети сбора низкого давления в сеть высокого давления в случае роста газового фактора и устьевого давления из-за прорыва газа из газовой шапки и достижения линейным давлением после штуцера предельного допустимого значения, при котором возможна безаварийная эксплуатация в сеть низкого давления;

- сбор продукции газоконденсатных скважин по шлейфам высокого давления с направлением на установку комплексной подготовки газа (УКПГ);

- сбор продукции многофункциональных скважин с низким устьевым давлением с направлением на установку подготовки нефти (УПН) по низконапорным шлейфам;

- сбор продукции многофункциональных скважин с высоким устьевым давлением и направление ее по высоконапорным шлейфам на отдельный двухступенчатый сепаратор, а после на УПН и УКПГ;

2. Использование разработанной численной программы позволяет для любого режима работы скважины в зависимости от значений обводненности, продуктивности, газового фактора, устьевых, забойных и пластовых давлений рассчитать оптимальный объем газа, который необходимо дополнительно отбирать из газовой шапки через клапан контроля притока газа и подавать в НКТ с целью максимизации объемов нефти, поднимаемой с забоя многофункциональной скважины в случае реализации внутрискважинного бескомпрессорного газлифта с применением компоновок заканчивания, оборудованных клапаном контроля притока газа из газовой шапки.

3. При реализации внутрискважинного бескомпрессорного газлифта с применением компоновок заканчивания, оборудованных клапаном контроля притока газа из газовой шапки необходимо отбирать из газовой шапки и подавать в НКТ многофункциональной скважины газ в следующем количестве в зависимости от динамики газового фактора и обводненности:

- В случае прорыва газа из газовой шапки (газовый фактор $> 1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$) и низкой обводненности (менее 30%) – не требуется, так как любой дополнительный отбор газа из газовой шапки приводит к снижению объемов поднимаемой с забоя нефти;

- В случае интенсивного прорыва газа из газовой шапки (газовый фактор $> 1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$) и прорыва подошвенной воды (обводненность 30-98% – от 0 до 250 тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций

Достоверность выводов о влиянии отборов газа из газовой шапки на объем поднимаемой с забоя нефти в многофункциональной скважине, результатов расчетов оптимального объема газа, который необходимо дополнительно отбирать из газовой шапки в рамках реализации управляемого внутрискважинного бескомпрессорного газлифта, а также методических решений, разработанных в рамках интегрированного подхода, предусматривающих применение многофункциональных скважин и позволяющих повысить эффективность разработки газоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой, осложненной подстилающей водой, подтверждается использованием современных численных исследований в области интегрированного моделирования, применением теоретических законов подземной гидродинамики, движения жидкости и газа в скважине и системе сбора, положительной практической апробацией на месторождениях.

Практическое значение работы

1. Разработанные в рамках интегрированного подхода концептуальные технические решения по обустройству НГКМ и методические решения по управлению разработкой газоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой, осложненной

наличием подошвенной воды, предусматривающие применение многофункциональных скважин, позволили повысить эффективность разработки за счет:

- организации управляемого внутрискважинного газлифта и максимизации объемов нефти, поднимаемой с забоя, продолжения эксплуатации скважин и добычи нефти в условиях высокой обводненности продукции после прорыва воды;
- переключения многофункциональных скважин из сети сбора низкого давления в сеть сбора высокого давления и продолжения эксплуатации скважин и добычи нефти в условиях наличия высоких устьевых и линейных давлений после прорыва газа.

2. Использование разработанной численной программы позволяет, зная текущий режим работы многофункциональных скважин (обводненность, газовый фактор, устьевое давление, пластовое давление, продуктивность), рассчитать оптимальный объем газа, который необходимо дополнительно отбирать из газовой шапки и подавать в НКТ для максимизации объемов поднимаемой с забоя нефти в случае реализации управляемого внутрискважинного бескомпрессорного газлифта. То есть инженер/оператор на месторождении, не обладая дорогостоящими программными пакетами, может рассчитать оптимальный расход газлифтируемого газа и установить нужное положение забойного штуцера, обеспечивающее отбор необходимого количества газа для достижения оптимальных условий фонтанирования.

Апробация работы

Основные положения, результаты исследований, выводы и рекомендации работы докладывались на 13 научно-практических конференциях, в том числе: Всероссийской молодежной научной конференции «Актуальные проблемы современной механики сплошных сред» (16 - 19 октября 2010 г., Томск); V-ой Юбилейной Всероссийской научно-технической конференции «Современные технологии для ТЭК Западной Сибири» (27 апреля 2011 г., г. Тюмень); 16th European Symposium on Improved Oil Recovery (10-12 апреля 2011 г., г. Кембридж, Великобритания); Региональной научно-практической конференции молодых специалистов компании ООО «ТННЦ» (1 июня 2010 г., г. Тюмень); Корпоративной Межрегиональной

научно-практической конференции молодых специалистов компании ПАО НОВАТЭК (14-16 сентября 2013 г., г. Москва); Корпоративной Межрегиональной научно-практической конференции молодых специалистов компании ПАО НОВАТЭК (14-16 сентября 2014 г., г. Москва); Корпоративной Межрегиональной научно-практической конференции молодых специалистов компании ПАО НОВАТЭК (14-16 сентября 2016 г., г. Москва); VII-ом Тюменском инновационном нефтегазовом форуме (21 - 22 сентября 2016г., г. Тюмень); Российской нефтегазовой технической конференции и выставке SPE 2016 (24-26 октября 2016 г., г. Москва); Australian Petroleum Production and Exploration Association Conference and exhibition 2017 (14 – 17 мая 2017г., г. Перт, Австралия); Корпоративной Межрегиональной научно-практической конференции молодых специалистов компании ПАО НОВАТЭК (14-16 сентября 2017 г., г. Москва); Российской нефтегазовой технической конференции и выставке SPE 2017 (16-18 октября 2017 г., г. Москва); Российской нефтегазовой технической конференции и выставке SPE 2018 (15-17 октября 2018 г., г. Москва);

Личный вклад соискателя

Все этапы исследований и научно-технические результаты, составляющие основу диссертационной работы, получены лично или при непосредственном участии автора: сбор и анализ исходных данных и литературных источников; построение комплексной интегрированной модели «пласт – скважины – система сбора» газоконденсатного месторождения с тонкой нефтяной оторочкой, подстилаемой водой; моделирование работы многофункциональных скважин; изучение влияния отборов газа из газовой шапки на объем поднимаемой с забоя нефти в многофункциональной скважине на различных режимах эксплуатации; разработка численной программы, позволяющей для любого режима работы скважины рассчитать оптимальный объем газа, который необходимо дополнительно отбирать из газовой шапки и подавать в НКТ многофункциональной скважины для максимизации объемов поднимаемой с забоя нефти; разработка методических решений по управлению разработкой газоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой, ослож-

ненной наличием подошвенной воды; разработка концептуальных технических решений по обустройству НГКМ, предусматривающих наличие системы сбора продукции многофункциональных скважин.

Подготовка к публикации полученных результатов проводилась совместно с соавторами, причем вклад диссертанта был определяющим.

Публикации

По теме диссертационной работы опубликовано 10 научных работ, в том числе 5 статей в изданиях, входящих в перечень ВАК Минобрнауки России, 5 статей в рецензируемых научных изданиях, входящих в международные реферативные базы данных и системы цитирования Scopus.

Структура и объем диссертационной работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4-х глав, библиографического списка, включающего 132 наименования, и заключения. Материал диссертации изложен на 143 страницах машинописного текста, включает 4 таблицы, 43 рисунка.

ГЛАВА 1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Обзор современных подходов к проектированию разработки

1.1.1 Функциональный (последовательный) подход к проектированию разработки и обустройства месторождений

Концептуальное проектирование разработки и обустройства газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений представляет собой начальную стадию жизненного цикла проекта, на которой разрабатываются основные идеи и решения по реализации, оказывающие максимальное влияние на проект в целом и позволяющие своевременно оценить его эффективность и риски [11, 37, 39, 79].

Концептуальное проектирование разработки и обустройства месторождения - комплексный проект, предполагающий совместную работу и координацию специалистов разных дисциплин, в частности специалистов служб главного геолога и главного инженера. Основные технические решения при концептуальном проектировании сводятся к поиску общего решения между потенциалом пласта и ограничениями объектов наземного транспорта и подготовки с учетом экономических критериев проекта [62, 63, 93].

Существует традиционный, последовательный, или функциональный, подход к проектированию месторождения, который предполагает сначала решение прямой задачи проектирования разработки месторождения, а затем - последовательное решение прямой задачи проектирования обустройства [62, 63].

Классическая схема проектирования разработки месторождений в рамках традиционного, последовательного, или функционального, подхода подробно изложены в работах [3, 24, 32, 35, 41, 42, 43, 44, 47, 50, 54, 73, 76, 83] отечественных ученых, в том числе: Закирова С.Н., Грачева С.И., Телкова А.П., Желтова Ю.В., Шандрыгина А.Н., Колбикова С.В., Мартос В.М., Мирзаджанзаде А.Х., Лысенко В.Д., Тер-Саркисова Р.М., Алиева З.С., Мулявина С.Ф., Крылова А.И. и предполагает сначала расчет прогнозных показателей разработки месторождения с использованием фильтрационных моделей силами специалистов по гидродинамическому

моделированию, а затем передачу полученных результатов специалистам отдела проектирования обустройства для дальнейшего подбора оборудования наземной инфраструктуры [62, 63].

В зарубежных исследованиях вопросы теории и практики проектирования разработки и обустройства месторождений с применением функционального подхода наиболее подробно освещены в работах L.R. Dake, B.F. Towler, B.C. Craft, M.F. Hawkins, J.S. Archer, G.H. Chierichi и др. [20, 96, 102, 103, 104, 105].

1.1.2 Недостатки функционального подхода

Однако, такой классический последовательный подход к проектированию имеет ряд серьезных недостатков, подробно рассмотренных в работах [62, 63, 93], и к которым относятся: отсутствие учета взаимовлияния проектных решений по обустройству на проектные решения по разработке, детерминированность решения без учета риска, отсутствие гибкости проектных решений при изменении параметров системы либо смены оборудования, ограниченность либо вообще отсутствие итераций для поиска оптимального решения между пластовой системой и инфраструктурными объектами [62, 63].

Кроме того, результаты расчетов, полученные путем такой последовательной передачи информации от одного функционального отдела к другому, зачастую не учитывают широкий комплекс ограничений, накладываемых одной системой на другую, что в свою очередь приводит к завышению потенциала добычи месторождения и неправильному прогнозу сроков ввода наземного оборудования [62, 63].

1.1.3 Предпосылки применения интегрированного подхода

В настоящее время с истощением активно разрабатываемых «простых» запасов нефтегазодобывающие компании вынуждены переходить на более сложные проекты с точки зрения геологического строения и обустройства: месторождения с газоконденсатными пластами с тонкими нефтяными оторочками, которые находятся в труднодоступных районах с экстремальными климатическими условиями и в условиях отсутствия развитой инфраструктуры и т.д.

Типовые проектные решения, не предполагающие интеграции моделей пласта и наземной инфраструктуры, которые применялись на месторождениях до недавнего времени, в новых условиях оказываются недостаточно эффективны, либо вообще не применимы, так как не позволяют учитывать взаимосвязь отборов пластового газа, потерь давления по НКТ и по шлейфам наземных трубопроводов, динамики давления на входе в ДКС и др. [62, 63].

Таким образом, концептуальное проектирование освоения таких сложных активов производится в условиях недостаточной изученности залежей, высокой степени неопределенности в геологическом строении и характере распределения параметров продуктивности в объеме пласта, большой капиталоемкости объектов обустройства, что в свою очередь обуславливает ограниченность применения существующего традиционного функционального подхода и обуславливает необходимость применения отличного от традиционного интегрированного подхода к проектированию [62, 63].

Альтернативой классическому функциональному подходу к проектированию разработки месторождений является интегрированный подход, в основе которого лежит интегрированная модель, где решается сопряженная задача поиска оптимального общего решения системы пласт – скважины - система сбора – технология подготовки – экономика. Интегрированная модель представляет собой единую среду, в которой подключаются и взаимодействуют между собой в целях поиска единого общего решения цифровые модели скважин, модели объектов сбора, подготовки и внешнего транспорта углеводородов, гидродинамические модели пластов, экономические модели [62, 63, 93].

Интеграция всех вышеописанных компонентов системы «пласт-скважина-наземная инфраструктура» в единую среду позволяет выполнять совместное проектирование разработки и инфраструктуры и, в конечном счете, согласовать решение задач подземной гидродинамики и транспортировки продукции в скважине и системе сбора, учитывая сложное взаимовлияние всех объектов проектирования «от пласта до сбора и транспортировки углеводородов» [62, 63].

Большой вклад в развитие концепции интегрированного проектирования разработки и обустройства месторождений с газоконденсатными пластами с тонкими нефтяными оторочками в своих работах [15, 23, 30, 31, 38, 43, 66, 80, 93, 131] внесли многие отечественные ученые, в том числе: Еремин Н.А., Хасанов М.М., Колбиков С.В., Язьков А.В., Винокуров А.Н., Красовский А.В., Свентский С.Ю. и др.

В зарубежных исследованиях вопросы теории и практики интегрированного проектирования наиболее подробно освещены в работах Aziz K., Settari A., Richardson L., Blackwell R., Coats K., Dempsey S., Henderson S. и др.

Положительным фактором на развитие и распространение интегрированных подходов к проектированию разработки и обустройства месторождений стало появление и развитие высокопроизводительных серверных технологий и программных комплексов для интегрированного моделирования (GAP, Pipesim, PROSPER, VFPI, tNavigator, INTERSECT, Eclipse, Hysis и др.), позволяющих создавать комплексные интегрированные модели «пласт – скважины - система сбора» и прогнозировать технологические показатели разработки [107, 108, 109, 123, 124, 127].

Процедура создания интегрированных моделей месторождений подробно представлена в работах [8, 23, 38, 45, 47, 62, 63, 66, 84, 93, 94, 98, 121, 131].

В работах [11, 37, 39, 79, 93] показано, что применение комплексных интегрированных подходов наиболее значимо на ранних стадиях планирования: концептуального проектирования и оценки экономической эффективности освоения месторождений. Внесение изменений на ранних этапах реализации проекта максимально влияет на конечный результат при минимальных затратах ресурсов и времени, в то время как на поздних стадиях, любое изменение требует гораздо больших средств и не способно существенно повлиять на конечный результат.

Работы [8, 45, 47, 62, 63, 66] посвящены описанию применения интегрированного подхода к оптимизации размещения проектного фонда скважин и объектов обустройства газовых и газоконденсатных месторождений (Ямбургское, Уренгойское, Утреннее и др.), а также анализу текущего состояния и вариантов развития инфраструктуры месторождений, в частности, разработке подходов к оптимизации

эксплуатации газопромыслового оборудования, учитывающих резервы инфраструктуры.

Работы [23, 84, 94, 98, 121, 131] посвящены применению интегрированных подходов к решению задач оптимизации разработки зрелых газовых и газоконденсатных месторождений.

Публикаций, посвященных теоретическому и практическому применению интегрированных подходов к выбору концепций разработки и обустройства газоконденсатных месторождений с тонкими нефтяными оторочками, автором не обнаружено.

1.2 Обзор современных способов разработки газоконденсатных залежей с тонкими нефтяными оторочками

К настоящему времени как в нашей стране, так и за рубежом выполнено большое число исследований в области разработки нефтегазоконденсатных залежей и разработано значительное количество способов, методов и технологий, посвященных повышению эффективности выработки запасов нефти тонких нефтяных оторочек, осложненных присутствием подошвенной воды.

Большой вклад в развитие технологий в области разработки нефтегазоконденсатных залежей внесли многие отечественные ученые, в том числе: Закиров С.Н., Закиров Э. С., Грачев С.И., Телков А.П., Желтов Ю.В., Шандрыгин А.Н., Колбиков С.В., Мартос В.М., Мирзаджанзаде А.Х., Лысенко В.Д., Тер-Саркисов Р.М., Алиев З.С., Афанасьева А.В., Зиновьева Л.А., Мищенко И.Т., Максимов В.М., Жданов С.А., и др.

В зарубежных исследованиях вопросы теории и практики разработки нефтегазоконденсатных залежей наиболее подробно освещены в работах Dake L.R., Joshi S. D., Leverett M.C., Weldge H.J., Buckley S.E., Renard G.I. и Dupuy J.M., Goode P.A. и Kuchuk F.J. и др.

При проектировании разработки газоконденсатных залежей с тонкими нефтяными оторочками, осложненными наличием подошвенной воды, большинство ис-

следователей в своих работах рассматривают решения важных задач, среди которых: выбор очередности извлечения запасов нефти и газа, выбор оптимальной плотности сетки скважин, величина и местоположение оптимального интервала перфорации, обоснование оптимальной депрессии и предельно допустимого дебита добывающих скважин.

Обзор предшествующих отечественных и зарубежных исследований [3, 5, 6, 24, 25, 26, 30, 32, 34, 35, 36, 41, 42, 43, 44, 46, 47, 49, 50, 54, 57, 67, 73, 74, 76, 83], показывает, что наиболее часто реализуемые на практике современные способы разработки нефтяной залежи с газовой шапкой и подстилающей водой можно разделить на две основные группы, которые главным образом различаются способом воздействия на пласт и порядком ввода в эксплуатацию газовой и нефтяной зон (Рисунок 1.1):

- опережающая разработка нефтяной оторочки с консервацией запасов газовой шапки и применением методов «борьбы» с конусообразованием газа и воды;
- опережающая разработка нефтяной оторочки с организацией сайклинг-процесса обратной закачки добываемого прорывного газа в газовую шапку;
- совместная разработка нефтяной оторочки и газовой шапки с контролируемым отбором газа из газовой шапки и/или воды из подстилающего водоносного горизонта, обеспечивающим заданное положение газонефтяного и/или водонефтяного контактов;
- совместная разработка нефтяной оторочки и газовой шапки с организацией барьерного заводнения, предусматривающего разрезание нефтегазовой залежи на блоки самостоятельной разработки;

На месторождениях с отсутствием системы сбора, подготовки и транспорта газа, наиболее распространенным способом разработки нефтегазоконденсатных залежей является консервация запасов газовой шапки и опережающая разработка нефтяной оторочки с применением методов «борьбы» с конусообразованием газа и воды, повышение фильтрационного сопротивления призабойной зоны (пена, эмульсия, гели), ограничение депрессии, применение горизонтальных скважин и др.



Рисунок 1.1 – Схема современных способов разработки нефтяной залежи с газовой шапкой и подстилаемой водой

Применение подобных подходов, предусматривающих первоочередную разработку нефтяной оторочки и длительную консервацию значительных запасов газовой шапки в условиях отсутствия поверхностной инфраструктуры для сбора, подготовки и транспорта газа, позволяет достичь высокой нефтеотдачи, но не всегда является целесообразным с экономической точки зрения [2, 13, 16, 27, 60, 66, 70, 72, 85, 97, 100, 110, 111, 115, 125, 126, 130, 132].

1.2.1 Применение горизонтальных скважин

В современной практике нефтедобычи применение горизонтальных скважин стало наиболее распространенным способом разработки нефтяных оторочек, осложненных наличием подошвенной воды. Теоретическими исследованиями отечественных ученых (Шандрыгин А.Н., Колбиков С.В., Телков А.П., Закиров С.Н. и др.) установлено, что в результате применения горизонтальных скважин значительно увеличивается продолжительность эксплуатации до прорыва газа и/или воды к забою скважин, так как горизонтальные скважины имеют большую поверхность вскрытия пласта, что снижает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне пласта [13, 26, 43, 74, 83].

Исследованиями С.Н. Закирова и Э.С. Закирова в работах [30, 34] установлено, что дебиты горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными могут быть повышены в 2-5 раз, а нефтеотдача пластов - в 1,3-1,5 раза.

Многие современные научные труды, в том числе [2, 13, 27, 60, 97, 100, 110, 111, 115, 125, 126, 130] посвящены разработке рекомендаций по выбору оптимального расположения и длины горизонтальных стволов скважин эксплуатирующих нефтяную оторочку, ориентации стволов горизонтальных скважин относительно водонефтяного контакта (ВНК) и газонефтяного контакта (ГНК), выбору оптимальной плотности сетки скважин, разработке математического аппарата обоснования режимов работы горизонтальных скважин, в том числе предельных, определению характера продвижения ВНК и ГНК в зависимости от степени неоднородности и анизотропии пласта.

Известны также аналитические решения Телкова А.П. и Грачева С.И. для решения задач притока газа из газовой шапки и воды из подстилающего водоносного горизонта скважине, вскрывающей нефтяную оторочку при значении зенитного угла близкого к 90° [13, 72, 73, 74].

В работе [49] Крылова В.А. рассмотрены технологии разработки нефтяных оторочек при газонапорном режиме и с помощью заводнения и обосновано, что применение горизонтальных скважин существенно повышает эффективность разработки нефтяных оторочек, т.к. значительно снижает скорость прорыва воды и / или газа к забоям добывающих скважин за счет уменьшения депрессии.

Промысловый опыт применения горизонтальных скважин обобщен и проанализирован в работах [2, 24, 25, 54] Ю.В. Желтова, В.Н. Мартоса, А.Х. Мирзаджанзаде, З.С. Алиева и др.

Зарубежом задачи ограничения прорывов воды и газа с помощью применения горизонтальных скважин освещены в исследованиях Joshi S.D., Giger F.M., Goode P.A., Kuchuk F.J., Suprunowicz R., Peaceman D.W. и др. [97, 100, 110, 111, 115, 125, 126, 130].

1.2.2 Ограничение депрессии и эксплуатация на предельных безводных и безгазовых дебитах

Значительное число теоретических исследований в области проектировании разработки тонких нефтяных оторочек, осложненных присутствием подошвенной воды, посвящены определению предельных безводных и безгазовых дебитов, предельных депрессий, оптимального размещения горизонтальной скважины в разрезе нефтяной оторочки относительно ГНК и ВНК, безводного периода, безводной нефтотдачи скважин.

Теория стационарных конусов газа и воды применительно к тонким нефтяным оторочкам с подошвенной водой была впервые разработана М. Маскетом и И. А. Чарным [54, 81] и позволяет рассчитывать предельные дебиты и депрессии, исходя из допущения, что отклонение поверхности раздела двух фаз от первоначальной плоской формы не влияет на распределение потенциала скорости фильтрации в нефтяной (газовой) части пласта.

Дальнейшее развитие приближенной теории устойчивых конусов Маскета-Чарного и ее практическое использование нашли отражение в работах как отечественных, так и зарубежных исследователей (Б.Б. Лапук, Д.А. Эфрос, А.П. Телков, С.И. Грачев, Ю.И. Стклянин, З.С. Алиев, С.Н. Закиров и др.).

Задачи выбора оптимального значения рабочей депрессии с применением аналитических решений, которое обеспечит приемлемый уровень дебита и не приведет к слишком раннему прорыву газа/воды наиболее широко рассматривались в работах [54, 72, 73, 74, 75, 81] Телкова А.П., Стклянина Ю.И. и Грачева С.И., которые получили решения ряда задач статического конусообразования в однородно-анизотропных пластах методом теории потенциала, позволяющего учитывать анизотропию и изменение нефтенасыщенной толщины пласта и пришли к выводу, что горизонтальные скважины характеризуются более высоким значением предельного безводного и безгазового дебита при разработке залежей с активной подошвенной водой и газовой шапкой.

Анализируя исследования современных ученых, можно сделать вывод, что с одной стороны, при малых депрессиях, образуется устойчивый конус газа и/или

воды и скважина может работать в течение длительного периода времени без прорыва (гравитационный режим) и позволяет достичь высоких коэффициентов нефтеотдачи, но с другой стороны, эксплуатация на предельных депрессиях, с низкими критическими дебитами характеризуется низкой рентабельностью [4, 5, 6, 36, 46, 54, 57] и не находит широкого применения на практике.

1.2.3 Повышение фильтрационного сопротивления призабойной зоны

Одним из методов физико-химического воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи тонких нефтяных оторочек является использование гелеобразующих составов для регулирования потоков и фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне и в глубине пласта.

Технологии увеличения нефтеизвлечения, основанные на использовании силикатных гелей, нашли широкое распространение в исследованиях благодаря совокупности несомненных достоинств, таких как доступность на рынке химических реагентов исходных компонентов, их цена, экологическая чистота, а также стабильность силикатного геля в широких термобарических условиях.

Однако, как показал обзор существующих отечественных и зарубежных исследований [66, 85], существенным недостатком этих технологий являются:

- отсутствие возможности контроля и регулирования процесса образования силикатного геля в пластовых условиях или на забое скважины;
- взаимодействие агентов вне контакта «нефть – газ», что приводит к закупорке продуктивной части пласта и снижению его проницаемости;
- сложность создания экранов долговременного действия и значительной площади простираения приводит к частым и внезапным прорывам газа газовой шапки в скважины, что дестабилизирует технологические показатели добычи нефти. Технически трудно избирательно закачать агенты в пласт таким образом, чтобы они распространялись только вдоль контакта «нефть – газ». Направленная закачка агентов (полимерного раствора) на большие расстояния вглубь пласта практически невозможна.

Еще одним методом повышения фильтрационного сопротивления призабойной зоны является закачка пены, которая, как представлено в работах [70, 75], позволяет снизить фазовую проницаемость газа и/ или воды.

Таким образом, анализ существующих публикаций показывает, что ограничение явлений конусообразования путем закачки гелей, а также применения пенных систем с целью повышения фильтрационного сопротивления призабойной зоны, является малоэффективным и не находит широкого применения в практике нефтегазодобычи.

1.2.4 Технология создания обратных конусов газа и воды

Одним из способов повышения эффективности разработки водоплавающих нефтяных залежей может быть способ образования обратного конуса пластовой нефти в водонасыщенной толщине подошвенных вод, путем вскрытия и совместной эксплуатации водо- и нефтенасыщенной зон пласта. Так как отбор только одного из флюидов неизбежно приводит к конусообразованию, в работах [28, 65, 75, 114, 129] предложено перфорировать колонну против нефте- и водонасыщенного интервалов и отбирать одновременно и нефть, и воду.

Физически это означает, что, слив воды через перфорационные отверстия, расположенные в водонасыщенной зоне, изменяет поле потенциала потока вокруг скважины таким образом, что водяной конус «подавляется». Течение в перфорационные отверстия воды образует направленную кверху вязкостную силу, которая образуется при прохождении через верхние (для нефти) перфорационные отверстия. В результате баланса сил устойчивое равновесие конуса образуется и сохраняется внизу, вокруг и ниже перфорационных отверстий для нефти.

Данный способ разработки водонефтяных зон был опробован на ряде месторождений Республики Татарстан, Западной Сибири, месторождениях США [114, 129], где разработка водонефтяных зон осуществляется с помощью вертикальных скважин. Однако, как показывает обзор существующих публикаций, для реализации технологии обратного конуса пластовой нефти в горизонтальных скважинах и удержании ВНК в равновесии необходимо, чтобы отбор воды из перфорированного

водоносного интервала в 5-10 раз превышал отбор нефти из горизонтального ствола, что во многих случаях является экономически нецелесообразным.

1.2.5 Барьерное заводнение

В практике добычи нефти из тонких нефтяных оторочек достаточно широкое распространение получила технология барьерного заводнения [13, 16, 132].

По мнению многих специалистов, условием достижения высокого КИН является создание в пласте разделительного слабопроницаемого экрана между нефтяной оторочкой и вышерасположенной газонасыщенной частью коллектора. При создании экрана на уровне ГНК становится возможной разработка нефтяной оторочки как аналога отдельной нефтяной залежи.

Барьер воды, создаваемый над ГНК с использованием нагнетательных скважин, разобщает нефтяную оторочку и газовую шапку. Положительные результаты применения барьерного заводнения для изоляции газовой шапки от нефтяной части залежи получены на Самотлорском месторождении [13].

Применение барьерного заводнения обеспечивает возможность одновременного отбора нефти и газа из недр без консервации газовой шапки на длительное время наиболее эффективно его применение при относительно однородном строении и небольших углах падения пластов и применяется в основном в случае краевых нефтяных оторочек.

Однако, в случае с подошвенной оторочкой, создать надежный барьер между нефтью и газом крайне сложно, и закачиваемая вода достаточно быстро поступает в сторону наиболее сжимаемой фазы [16, 132].

Еще одним недостатком барьерного заводнения является возникновение потерь газа, заземленного при вытеснении его водяным валом [16, 132].

Сдерживающими факторами широкого применения также являются слабая эффективность, значительные капитальные вложения, необходимые для создания инфраструктуры для подготовки закачиваемой воды, а также затраты на бурение отдельного фонда нагнетательных скважин.

1.2.6 Обратная закачка прорывного газа в пласт (сайклинг-процесс)

Сайклинг-процесс – способ разработки газоконденсатных месторождений с тонкими нефтяными оторочками с поддержанием пластового давления за счет обратной закачки газа, прорвавшегося к забою нефтяных скважин, в продуктивный горизонт.

Сайклинг-процесс впервые был применен в первой половине двадцатого века и активно использовался на месторождениях США и Канады.

Опыт использования сайклинг-процесса в России берет свое начало на Вуктыльском месторождении газоконденсатного типа. Несмотря на видимые достоинства процесса в России он имел несколько огромных недостатков. Во-первых, специфические условия налогообложения, при которых газ дважды облагался налогом – при первичной добыче, а также при его добыче в составе пластового сырья. Во-вторых, спрос на газ был достаточно велик, что не позволяло использовать его для добычи конденсата. Именно эти недостатки в конце прошлого века и привели к закрытию проекта применения сайклинг-процесса на Вуктыльском газоконденсатном месторождении [68].

Бесспорно, сайклинг-процесс обладает весомыми достоинствами, подробно описанными в работе [77], однако, на практике главными сдерживающими факторами масштабного применения на газоконденсатных месторождениях с нефтяной оторочкой обратной закачки попутного и прорывного газа, добываемого нефтяными скважинами, в продуктивный горизонт, являются длительная консервация запасов газа и значительные капитальные вложения, на компрессорные мощности, необходимые для последующей закачки газа в пласт, а также затраты на бурение отдельного фонда нагнетательных скважин [81].

1.2.7 Внутрискважинный бескомпрессорный газлифт

Распространенным способом эксплуатации при разработке нефтяных оторочек НГКМ является внутрискважинный газлифт, в процессе которого подъем с забоя жидкости осуществляется за счет энергии газа, поступающего из газонасыщенного интервала пласта [58].

Как способ предотвращения образования конусов газа внутрискважинный бескомпрессорный газлифт предполагает:

- перфорацию пласта выше ГНК;
- разобщение межтрубного пространства пакером на уровне ГНК;
- отдельный отбор газа и нефти на забое и последующее смешение потоков пластовых флюидов в НКТ.

При реализации внутрискважинного газлифта с целью повышения нефтеотдачи и текущей добычи нефти за счет обеспечения работы скважины на режимах, предотвращающих образование газовых конусов и прорывы газа, в добывающих скважинах выполняют следующие мероприятия:

- газонасыщенную часть пласта выше пакера сообщают с полостью насосно-компрессорных труб с помощью регулирующего устройства;
- определяют перепад давления, при котором происходит прорыв газа в нефтяную часть пласта;
- устанавливают режимы эксплуатации скважины и регулирующего устройства, исключающие конусообразование и прорыв газа;
- при превышении перепада давления между газовой и нефтяной частями пласта в процессе эксплуатации скважины и прорыва газа осуществляют отдельный отбор нефти через насосно-компрессорные трубы и газа через регулирующее устройство из соответственно нефтяной и газовой частей одновременно.

Регулируемый отбор газа из газовой части способствует выравниванию перепада давлений между нефтяной и газовой частями пласта, и тем самым устранению условий для прорыва газа, что обуславливает более полное извлечение нефти и лучшие технико-экономические показатели процесса разработки [7, 26, 58].

В большинстве работ, посвященных реализации внутрискважинного газлифта, приводится методика выбора величины и положения интервала перфорации газовой части пласта, которые обеспечивают отбор газа, необходимый для увеличения заданного дебита жидкости при условии неподвижности ГНК в процессе ее эксплуатации вблизи скважины.

В тоже самое время обзор исследований показывает отсутствие каких либо публикаций, посвященных разработке методики расчета оптимального объема газа, который необходимо дополнительно отбирать из газовой шапки при определенных значениях обводненности, газового фактора, устьевых, забойных и пластовых давлений с целью максимизации объемов поднимаемой с забоя жидкости в случае реализации внутрискважинного бескомпрессорного газлифта с применением компоновок заканчивания горизонтальных скважин с клапаном контроля притока газа из газовой шапки.

1.2.8 Применение многофункциональных скважин

В настоящей диссертационной работе рассматривается применение многофункциональных горизонтальных скважин, оборудованных клапаном контроля притока газа из газовой шапки и клапаном отсечения обводнившегося горизонтального ствола, расположенного в нефтяной части залежи.

Многофункциональность таких скважин заключается в изменении ее целевого назначения на различных этапах «жизни» в зависимости от термодинамических процессов, протекающих в пласте, динамики обводнения и газового фактора после прорыва конусов газа и/или воды к забою, темпов снижения пластового давления, продуктивности, изменения конъюнктуры рынка и целесообразности смещения акцента с добычи нефти в сторону добычи газа и наоборот.

Однако, сам термин «многофункциональная скважина» не был придуман автором и был обнаружен при обзоре и анализе существующих публикаций, посвященных разработке нефтегазовых залежей.

Так, например, Пономарев А.В и др. в работе [61] предлагают для разработки залежей высоковязкой нефти использовать систему многофункциональных многозабойных скважин с двумя горизонтальными стволами. Многофункциональность таких скважин обеспечивается подачей пара в верхние стволы и отбором нагретой нефти из нижележащих стволов. В статье [61] показаны причины низкой нефтеотдачи при стимуляции гравитационного дренажа нефти горячим паром и доказано,

что смещение нижележащих стволов по отбору нефти относительно стволов по закачке пара на половину расстояния между горизонтальными стволами меняет форму паровой камеры и снижает долю остаточной нефти в пласте.

Денисламов И.И. и Ишбаев Р.Р. в работе [21] рассматривают применение многофункциональных скважин, конструкция которых предусматривает спуск НКТ с L-образным или Y-образным профилем для закачки вытесняющего агента (в частности воды) и спуска отдельных НКТ для добычи нефти из вертикальной части скважины. Многофункциональность таких скважин обеспечивается выполнением двух функций - нагнетательной и нефтедобывающей.

Закиров С.Н., Индрупский И.М. и др. в работе [26] при рассмотрении технологии вертикально-латерального сайклинг процесса на газоконденсатных месторождениях предлагают применение многофункциональных горизонтальных скважин. Под многофункциональной в работе [26] понимается горизонтальная скважина, первоначально пробуренная в нижней части пласта на расстоянии нескольких метров выше ГВК с целью закачки сухого газа и поддержания пластового давления в газоконденсатной залежи при реализации сайклинг-процесса. После завершения сайклинг-процесса предполагается сначала перевод многофункциональной скважины на добычу газа с отбором пластовой воды, а после ее обводнения – отсечение обводнившегося горизонтального ствола и перевод скважины в разряд вертикальных газодобывающих со вскрытием газонасыщенного вертикального интервала в кровле пласта.

Закиров С.Н. в работе [33] при рассмотрении технологии вертикально-латерального заводнения показал, что применение многофункциональных горизонтальных скважин позволяет повысить эффективность разработки водонефтяных зон и нефтяных оторочек. Под многофункциональной в работе [33] понимается горизонтальная скважина, первоначально пробуренная в нижней части пласта на расстоянии нескольких метров выше ВНК с целью закачки воды и поддержания пластового давления в водонефтяной зоне. После завершения функции нагнетания

воды предполагается отсечение горизонтального ствола, используемого для нагнетания воды и перевод многофункциональной скважины на добычу нефти со вскрытием нефтенасыщенного вертикального интервала в кровле пласта.

Таким образом, обзор публикаций показал, что в существующих исследованиях под многофункциональной понимается скважина, которая позволяет заменить две или несколько скважин на одну с двумя функциями – нагнетательной и нефте или газодобывающей.

Публикаций, в которых многофункциональность скважины заключается в изменении ее целевого назначения на различных этапах «жизни» в зависимости от динамики обводнения и газового фактора после прорыва конусов газа и/или воды к забою, темпов снижения пластового давления, продуктивности, изменения конъюнктуры рынка и целесообразности смещения акцента с добычи нефти в сторону добычи газа и наоборот автором не обнаружено, что в свою очередь говорит о новизне предлагаемых в данной диссертационной работе решений.

1.3 Обзор современных методов моделирования разработки нефтегазоконденсатных залежей, подстилаемых водой

Решение проблем повышения эффективности разработки ТРИЗ нефти тонких нефтяных оторочек, как и в целом проектирование разработки залежей УВ, в настоящее время тесно связано с применением современных методы компьютерного моделирования. Это позволяет, с одной стороны, учесть различные геолого-физические условия и факторы, а с другой стороны, удастся избежать постановки дорогостоящих и сложных, а нередко и невыполнимых лабораторных и промысловых экспериментов.

Теоретические основы геолого-технологического моделирования разработки нефтегазовых месторождений, раскрытые в трудах В.Н. Шелкачева, А.А. Боксермана, А.Т. Горбунова, М. Маскета, И.А. Чарного, Л.С. Лейбензона, Г.И. Баренблатга, А.Х. Мирзаджанзаде, А.П. Телкова, А.С. Алиева, А.С. Гацолаева, С.Н. Закирова, Р.Д. Каневской, А.В. Красовского, А.П. Крылова, А.Н. Лапердина, В.Н. Маслова, А.Х. Мирзаджанзаде, А.Ю. Юшкова, Butler R.M., Giger F.M., Raghavan

R., Joshi S.D., A. Settari, D.L. Katz, G.R. King, I.H. Kassam, I.V. Vogel, K. Aziz, M.C. Leverett, T. Ertekin основаны на применении численных методов решения уравнений математической физики, которые широко применяются при проектировании и моделировании разработки нефтяных и газовых месторождений [1, 13, 26, 54, 56, 81, 107, 108, 109, 120, 123, 128].

Развитие технологий моделирования процессов разработки НГКМ тесно связано с развитием вычислительных технологий.

В истории геологического и гидродинамического моделирования выделяется несколько основных этапов:

1. До 70-80-х годов прошлого столетия для расчёта прогнозных технологических показателей разработки применялись преимущественно аналитические методы, активно использовались одномерные модели. Двумерные численные модели начинали только появляться.

2. 1980-2010 гг. характеризуются активным использованием трехмерных численных моделей пластов.

3. Современный этап развития технологий моделирования характеризуется использованием комплексных интегрированных моделей, позволяющих выполнить вычисление обобщенного решения начально-краевой задачи для системы уравнений, описывающих реальные физические процессы в нефтеносных пластах, стволах (лифтах) скважин и наземных нефтегазосборных сетях трубопроводов.

На сегодняшний день прогноз показателей разработки выполняется с помощью математических моделей, которые в ряде случаев доведены до уровня программных продуктов (Eclipse, Tempest, tNavigator и др.).

Обзор современных научных исследований показывает, что построение и сопровождение трехмерных гидродинамических моделей прочно вошло в повседневный процесс работы научных организаций и является важным звеном при принятии управленческих решений. Современные вычислительные технологии и математический аппарат позволяют выполнить комплексное моделирование проектных решений по разработке и обустройству месторождений.

Современные гидродинамические симуляторы позволяют выполнить моделирование процесса разработки газовых месторождений в рамках всей системы «пласт – скважины – наземное оборудование», чувствительной к изменению параметров работы каждого отдельного элемента [107, 108, 109, 123, 124, 127].

Учет режимов работы наземной части модели важен для корректного прогноза разработки залежи, так как игнорирование ограничений системы сбора скважинной продукции и оборудования подготовки углеводородов приводит к рассогласованию системы, и, как следствие, принятию некорректных решений. Полностью комплексные геолого-технологические модели, т.е. модели всего спектра промышленного оборудования (газосборные сети, дожимные станции, установки подготовки, магистральные трубопроводы), на данный момент в публикациях встречаются все чаще и чаще [8, 15, 23, 38, 45, 47, 62, 63, 66, 80, 84, 93, 94, 98, 121, 131].

1.4 Выводы к главе 1

1. Обзор предшествующих отечественных и зарубежных исследований, показал, что несмотря на важность комплексного проектирования на ранних стадиях планирования освоения месторождений с учетом всех имеющихся неопределенностей и ограничений, проблемы повышения эффективности проектирования разработки и обустройства газоконденсатных месторождений с тонкими нефтяными оторочками с помощью интегрированных подходов публикациями освящены незначительно.

2. В случае, когда тонкие нефтяные оторочки мощностью до десяти метров подстилаются подошвенной водой, существующие традиционные подходы к разработке, такие как применение методов «борьбы» с конусообразованием газа и воды, повышение фильтрационного сопротивления призабойной зоны (пена, эмульсия, гели), ограничение депрессии в горизонтальных скважинах и др. становятся экономически нерентабельными и фактически не позволяют достичь КИН более 0,05-0,1 д.ед., что заставляет нефтегазодобывающие компании принимать решение в пользу опережающей разработки газоконденсатной части пласта и пересматривать лицензионные обязательства в части добычи нефти, либо откладывать

разработку таких запасов в расчете на появление в будущем новых технологий и подходов.

3. Таким образом, эффективная разработка нефтяных оторочек НГКМ, осложненных наличием подстилающей воды, в настоящее время является серьезным технологическим вызовом для нефтегазодобывающей отрасли и обуславливает необходимость совершенствования технологий и существующих традиционных подходов к разработке таких ТРИЗ.

4. Публикаций, посвященных теоретическому и практическому применению интегрированных подходов к проектированию разработки нефтяных оторочек с применением многофункциональных скважин, оборудованных клапаном контроля притока газа из газовой шапки и клапаном отсечения обводнившегося горизонтального ствола, расположенного в нефтяной части залежи, позволяющего достичь запланированных уровней добычи и КИН за счет изменения целевого назначения многофункциональной скважины на различных этапах «жизни» автором не обнаружено, что в свою очередь говорит об новизне предлагаемых в данной работе решений.

5. Обзор исследований показывает отсутствие каких либо публикаций, посвященных разработке способов расчета оптимального объема газа, который необходимо дополнительно отбирать из газовой шапки при определенных значениях обводненности, газового фактора, устьевых, забойных и пластовых давлений с целью максимизации объемов поднимаемой с забоя жидкости в случае реализации внутрискважинного бескомпрессорного газлифта с применением компоновок заканчивания скважин с клапаном контроля притока газа из газовой шапки.

ГЛАВА 2. ПРИНЦИПЫ ИНТЕГРИРОВАННОГО ПОДХОДА К ПРОЕКТИРОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В основе интегрированного подхода к проектированию разработки месторождений лежит интегрированная модель, где решается сопряженная задача поиска оптимального общего решения системы «пласт – скважины – наземная инфраструктура». Интегрированная модель представляет собой единую среду, в которой под-

ключаются и взаимодействуют между собой в целях поиска единого общего решения цифровые модели скважин, модели объектов сбора, подготовки и внешнего транспорта углеводородов, гидродинамические модели пластов, экономические модели [62, 63].

Интеграция всех вышеописанных компонентов системы «пласт-скважина-наземная инфраструктура» в единую среду позволяет выполнять совместное проектирование разработки и инфраструктуры и, в конечном счете, согласовать решение задач подземной гидродинамики и транспортировки продукции в скважине и системе сбора, учитывая сложное взаимовлияние всех объектов проектирования «от пласта до сбора и транспортировки углеводородов» [62, 63].

2.1 Ограничения при проектировании разработки и обустройства месторождений

Получение наиболее близких к реальности результатов расчетов прогнозных показателей разработки месторождения обуславливает необходимость учета при проектировании огромного количества ограничений проекта, к которым относятся: ограничения пласта, системы сбора и транспорта продукции, конструкции скважин, контракты по продаже УВ и др.

2.1.1 Ограничения пласта

Максимально допустимая депрессия на пласт

С одной стороны, чем выше принятая при проектировании депрессия на пласт, тем больше ожидается дебит нефти и тем экономически привлекательнее параметры прогнозных показателей разработки.

С другой стороны, увеличение депрессии в нефтяных скважинах, осуществляющих добычу из тонких нефтяных оторочек, осложненных присутствием подошвенной воды, неотвратимо приводит к ускорению процессов конусообразования и последующим практически неизбежным прорывам подошвенной воды и газа из вышележащей газовой шапки к забою эксплуатационных скважин.

Еще одним негативным последствием высоких значений депрессии являются проблемы, связанные с разрушением коллектора в призабойной зоне пласта и выносом песка, сопровождающиеся накоплением песка в поверхностном оборудовании (снижение эффективности сепарации, повышение давления в системе сбора, необходимость остановки и очистки оборудования); накоплением песка в скважине (пересыпание забоя, снижение продуктивности, частые остановки и очистки скважин); эрозией наземного и подземного оборудования (замена оборудования, ущерб экологии за счет порывов и утечек, потеря скважины); обвалом породы (снижение продуктивности, забивка перфорационных отверстий).

Таким образом, величина разницы пластового и забойного давлений в скважинах является одним из важнейших ограничений пласта, который необходимо учитывать при проектировании разработки месторождений.

Темп отбора от начальных геологических запасов УВ

При проектировании разработки любого объекта определяется такой показатель, как темп отбора от начальных геологических запасов $Z(t)$, который изменяется во времени t и равен отношению текущей добычи нефти $Q_n(t)$ к начальным геологическим запасам нефти месторождения:

$$Z(t) = \frac{Q_n(t)}{Q_{n \text{ НГЗ}}} * 100\% \quad (2.1)$$

Данный показатель изменяется во времени и отражает влияние на процесс разработки технологических операций, осуществляемых на месторождении, как в период его освоения, так и в процессе управления.

Из формулы (2.1) видно, что изменение во времени темпа разработки происходит аналогично изменению добычи нефти. Для характеристики системы разработки также часто используется понятие максимального темпа разработки $Z_{\text{макс}}$.

$$Z_{\text{макс}} = \frac{Q_{n \text{ макс}}}{Q_{n \text{ НГЗ}}} * 100\% \quad (2.2)$$

где $Q_{n \text{ макс}}$ – максимальная добыча нефти в год.

Аналогично определяется темп отбора жидкости и газа:

$$Z_{\text{жид}} = \frac{Q_{\text{жид}}}{Q_{\text{жид НГЗ}}} * 100\% \quad (2.3)$$

$$Z_{\text{газ}} = \frac{Q_{\text{газ}}}{Q_{\text{газ НГЗ}}} * 100\% \quad (2.4)$$

Таким образом, темп отбора от начальных геологических запасов УВ или годовой уровень добычи, который необходимо достичь, является не только мерой активности системы разработки, но и одним из важнейших ограничений пласта, который необходимо учитывать при проектировании разработки месторождений.

2.1.2 Ограничения сети сбора продукции

Помимо вышеописанных ограничений пласта существуют ограничения наземной системы сбора продукции нефтяных и газовых скважин, которые необходимо учитывать при проектировании.

Пропускная способность шлейфов системы сбора газовых скважин

Газопроводы от скважин до газосборного коллектора или УКПГ называются шлейфами, пропускную способность которых рассчитывают по формуле (2.5) [71]:

$$Q = 103,15E \frac{\sqrt{(p_1^2 - p_2^2)D^5}}{\Delta\lambda zTL} \quad (2.5)$$

где E - коэффициент уменьшения пропускной способности шлейфа из-за наличия жидкости и отложений твердой фазы в газопроводе; p_1, p_2 - абсолютные давления в начале и конце шлейфа соответственно; D - внутренний диаметр шлейфа (см); $\lambda = \lambda(Re)$ - коэффициент гидравлического сопротивления шероховатых труб; Δ - относительная плотность газа по воздуху; z, T - средние по длине L коэффициент сверхсжимаемости и абсолютная температура газа соответственно; L - длина шлейфа (км).

В качестве выражения для определения E можно воспользоваться эмпирическими формулами А.И. Ширковского [86].

Толщина стенки трубы шлейфа определяется из расчета на прочность при давлении, равном начальному статическому давлению на устье скважины до начала эксплуатации залежи, или на давление, равному 16 Мпа [19].

Внутренний диаметр шлейфа определяется из расчета на максимальный дебит скважины таким образом, чтобы потери давления были не более 0,05-0,1 МПа на 1 км длины шлейфа. Обычно внутренний диаметр шлейфа единичной скважины равен 102, 125 или 150 мм. При движении газа с куста скважин до УКПГ диаметр выкидной линии равен 200, 325 и даже 426 мм [19].

Промысловый газосборный коллектор рассчитывается как сложный газопровод с подключением по пути газовых линий. Внутренний диаметр промыслового газосборного коллектора определяется на конец компрессорного периода эксплуатации месторождения с постоянным суточным отбором газа. Обычно промысловый газосборный коллектор строится из труб с диаметрами от 500 до 1420 мм. Толщина стенки труб промыслового газосборного коллектора рассчитывается по давлению газа на УКПГ в первый год эксплуатации месторождения, несколько превышающему давление газа в начале магистрального газопровода (5,6 или 7,6 МПа) [19, 71].

Скорости флюидов в шлейфах системы сбора газовых скважин

При выполнении гидравлического расчета газопроводов следует учитывать ограничение на скорость движения газа в газопроводах: – низкого давления – не более 7 м/с; – среднего давления – не более 15 м/с; – высокого давления – не более 25 м/с. Максимальная скорость движения газа в u -ом участке газопровода v_u , м/с, определяется по формуле (2.6) [71]:

$$v_u = 0,1223 \frac{q_u T_{cp} z_{cp}}{\min(p_i, p_j) d_u^2} \approx 33,4 \frac{q_u}{\min(p_i, p_j) d_u^2} \quad (2.6)$$

где q_u – расход газа при стандартных условиях по u -му участку газопровода, м³/ч; T_{cp} – среднее значение температуры газа на участке газопровода, К; z_{cp} – средний коэффициент сжимаемости газа; p_i – абсолютное давление газа в начальной i точке u -го участка газопровода, МПа; p_j – абсолютное давление газа в конечной j точке u -го участка газопровода, МПа; $\min(p_i, p_j)$ – минимальное значение из двух величин p_i и p_j ; d_u – внутренний диаметр u -го участка газопровода, мм.

В шлейфах системы сбора газовых скважин высокого давления существуют следующие ограничения на скорость движения газа [71]:

Скорость до 2 м/с - нестабильный (пробковый) режим - завышенные потери давления в трубопроводе, риск гидратообразования и замерзания;

Скорость 2-6 м/с - переходной режим между стабильным и нестабильным режимом;

Скорость 6-20 м/с - стабильная работа;

Скорость более 20 м/с - эрозия, не рекомендуется нормативными документами.

Мощность дожимной компрессорной станции (ДКС)

ДКС является важнейшим элементом системы добычи и призвана решать следующие задачи:

- компримирование (сжатие) газа для последующей его транспортировки;
- поддержание заданного давления газа на входе УКПГ;

ДКС вводятся в эксплуатацию с целью продления периода стабильной добычи газа из газовых и газоконденсатных залежей, пластовое давление в которых понижено настолько, что давление в промысловом коллекторе, УКПГ и в магистральном газопроводе ограничивает дебиты скважины. Другими словами, ввод ДКС позволяет поддерживать производительность УКПГ на проектном уровне и увеличить коэффициенты газоотдачи, так как снижением давления на приеме ДКС можно снизить устьевые давления скважин и увеличить дебиты.

Мощность ДКС рассчитывается в специализированных программных пакетах, которые учитывают композиционный состав компримируемого газа, его свойства, расход газа, работу, совершаемую газоперекачиваемым агрегатом, количество ступеней сжатия, степень сжатия каждой ступени, температуру на входе ДКС, температуру на выходе каждой ступени сжатия, политропного и адиабатического КПД, КПД привода. Не имея специализированного программного обеспечения мощность ДКС с центробежными газоперекачивающими аппаратами (ГПА) можно рассчитать упрощенно по формулам [63]:

$$N = \frac{ML_{ад}}{\delta_{ад}\delta_M} \quad (2.7)$$

где N – Мощность компрессора, кВт; M - молярная масса (расход газа), кг/с; $L_{ад}$ – адиабатная работа совершаемая компрессором, кДж/кг; $\delta_{ад}$ – адиабатический КПД; δ_M – КПД привода;

$$L_{ад} = m' \frac{k}{k-1} RT_1 ((\varepsilon')^{\frac{k-1}{k}} - 1) \quad (2.8)$$

где k – показатель адиабаты; R – газовая постоянная, Дж/кг*К; T_1 – температура на входе в компрессор, К; m' - количество циклов охлаждения; ε' - степень сжатия одной ступени копримирования.

2.1.3 Ограничения конструкции скважин

Помимо вышеописанных ограничений пласта и наземной сети сбора продукции существуют ограничения конструкции нефтяных и газовых скважин, которые необходимо учитывать при проектировании и к которым относятся:

- внутрискважинное оборудование; (клапаны контроля притока, клапаны-отсекатели, муфты ГРП и др.)
- температура флюидов в НКТ;
- минимальный дебит газа и скорость движения флюидов в НКТ, необходимые для выноса продукции с забоя скважины;

Минимально необходимый дебит газовой скважины – это расход газа, ниже которого не обеспечивается вынос всей жидкости на устье, и она скапливается в стволе скважины. Значение минимально необходимого дебита газовой скважины может быть определено теоретически на основе расчета минимально необходимой скорости газа, учитывая множество факторов, влияющих на условия выноса жидкости: скорости и расходы жидкой и газообразной фаз, поверхностное натяжение на границе раздела газ-жидкость, угол наклона и диаметр трубы [53]. Таким образом, скважины с различным режимом эксплуатации, конструкцией, системой заканчивания и режимами течения, будут иметь различные условия для стабильного

потока с выносом жидкой фазы с забоя. Определить эти условия – сложнейшая задача, которая наиболее эффективно решается в настоящее время в динамических симуляторах нестационарных многофазных потоков на детально построенной модели скважины.

В настоящее время предложены различные подходы к определению критической скорости газа, в том числе Дж. Бриллем и Х. Мукерджи, Р. Дж. Тернером, А.А. Точигиным и др. [53, 119].

Во многих современных симуляторах стационарного многофазного потока используется критерий Тернера, вывод которого основан на описании состояния зависшей капли жидкости в потоке газа, когда сила увлекающая капельку вверх равна ее весу. Скорость газа, соответствующая данному состоянию, и есть критическая скорость, необходимая для того, чтобы капли выносились из скважины [53, 119]:

$$V_{min} = 3,71 \left[\frac{\sigma(p_1 - p_2)g}{p_2^2} \right]^{0,25} \quad (2.9)$$

Для различных диаметров НКТ в зависимости от забойного давления расчет критических дебитов возможно выполнить по формуле [53]:

$$Q_{min} = \frac{86,4V_{min} \pi D^2 P T_0}{4 T P_0 Z} \quad (2.10)$$

где V_{min} и Q_{min} – скорость и дебит газа, необходимые для выноса жидкости, м/с и тыс.м³/сут соответственно; p_1 и p_2 – плотность жидкости и газа соответственно, σ – коэффициент поверхностного натяжения для жидкости при P и T ; D – диаметр лифтовой колонны, м; P , T – рабочие давление и температура, МПа и К соответственно; P_0 , T_0 – давление и температура при стандартных условиях, Мпа и К соответственно; Z – коэффициент сверхсжимаемости при P и T ; g – ускорение свободного падения, м/с².

2.1.4 Ограничения системы подготовки продукции

К важнейшим ограничениям системы подготовки, которые необходимо учитывать при проектировании разработки месторождений относятся [19]:

- производительность УКПГ и УПН по нефти, газу и конденсату;

- давление и температура подачи флюидов на входе в магистральный газопровод / газоперерабатывающий завод.

2.2 Предпосылки применения и суть интегрированного подхода

В основе интегрированного подхода к проектированию разработки месторождений лежит интегрированная модель, представляющая собой единую среду, в которой подключаются и взаимодействуют между собой в целях поиска единого общего решения цифровые модели скважин, модели объектов сбора, подготовки и внешнего транспорта углеводородов, гидродинамические модели пластов, экономические модели (Рисунок 2.1).

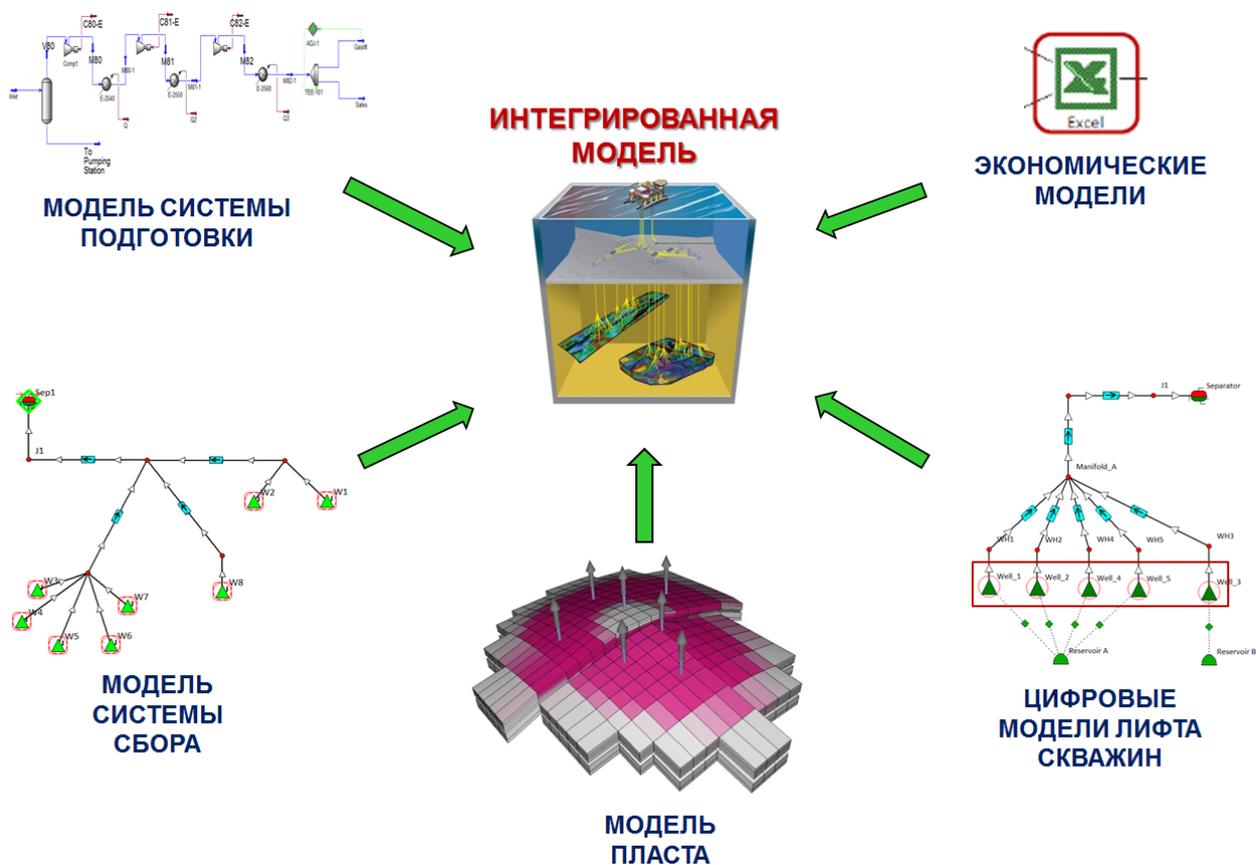


Рисунок 2.1 – Интегрированная модель месторождения

Применение интегрированного подхода предполагает координацию и совместную работу специалистов разных дисциплин (специалист по гидродинамическому моделированию, технолог, геолог, разработчик, экономист) в рамках мультидисциплинарной группы с применением интегрированного моделирования для

решения задач выбора оптимального заканчивания скважин, оптимальных профилей, оптимизации размещения кустовых площадок и объектов системы сбора и подготовки, расчета оптимальных диаметров и длин шлейфов и др. (Рисунок 2.2).



Рисунок 2.2 – Интегрированный и функциональный подходы к проектированию разработки

Использование интегрированной модели актива как инструмента предполагает с самого начала проекта взаимодействие специалистов всех дисциплин друг с другом и позволяет, как можно раньше увидеть несогласованность проектных решений по разработке и проектных решений в части поверхностного обустройства и предпринять своевременные меры по их устранению [93].

Таким образом, интегрированный подход предполагает уже на ранней стадии реализации проекта создание интегрированной модели и проведение совместных расчетов вариантов разработки и обустройства, по результатам которой формируется оптимальная концепция разработки и обустройства, с учетом всех имеющихся ограничений проекта, описанных в разделе 2.1.

2.3 Этапы создания комплексной интегрированной модели системы «пласт- скважины-сети сбора»

Процедура создания интегрированной модели разделена на несколько отдельных этапов, схематично представленных на рисунке 2.3.

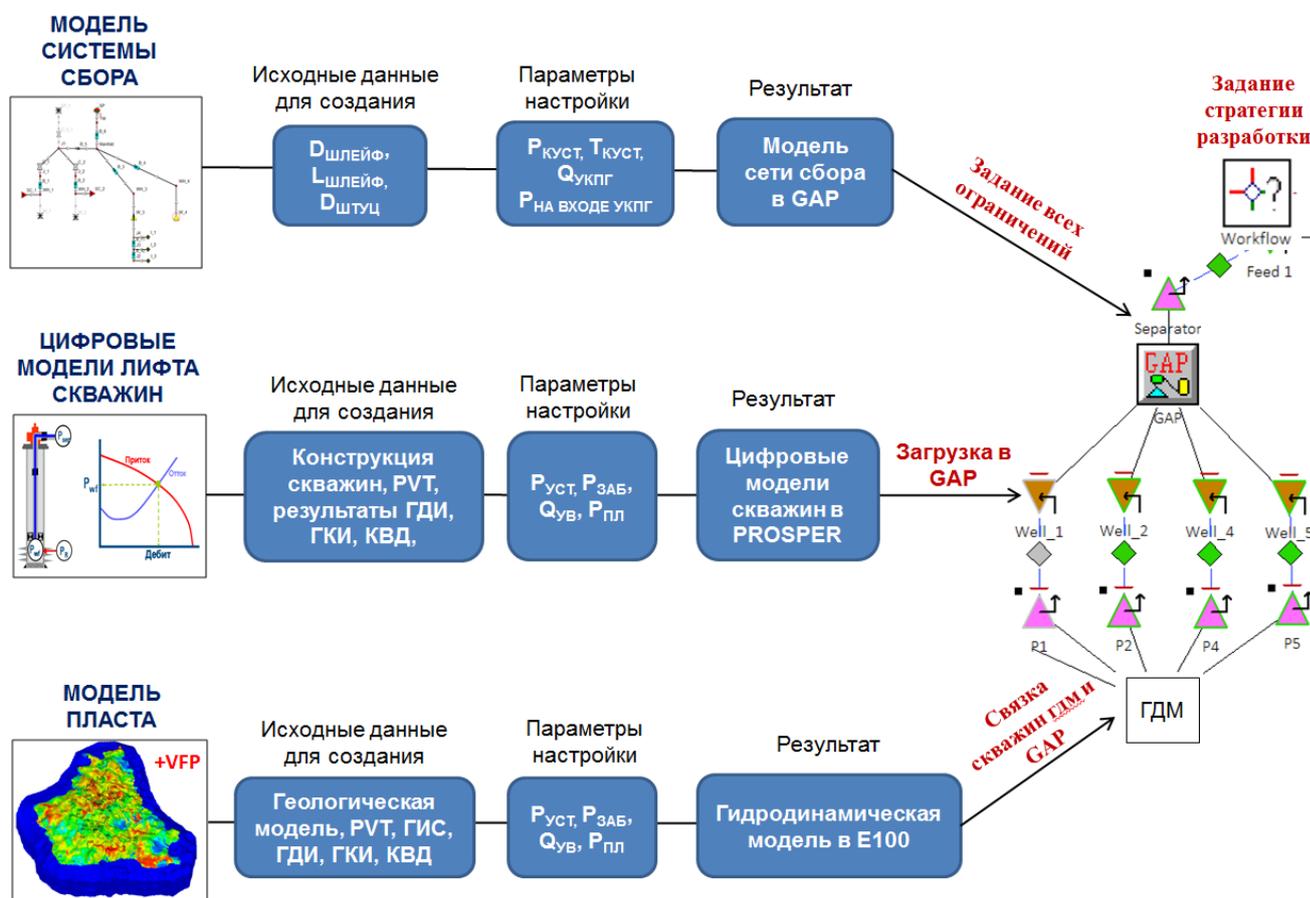


Рисунок 2.3 – Этапы создания интегрированной модели «пласт – скважина – наземная инфраструктура»

2.3.1 Этап создания модели системы сбора продукции

Модель системы сбора продукции НГКМ может быть построена с использованием современных программных комплексов (GAP, PIPESIM и др.) и должна учитывать фактические и проектные штуцера скважин, диаметры и длины трубопроводов, а также перепады высот и конфигурацию системы сбора.

Процедура создания цифровой модели сети сбора включает несколько этапов:

1. Задание диаметров и длин трубопроводов, диаметров штуцеров, а также перепадов высот и конфигурации системы сбора.
2. Задание флюидальной модели.

В случае систем сбора нефтяных и газоконденсатных скважин возможно задание параметров модели пластового флюида в формате *Black oil*: конденсатогазовый фактор, водогазовый фактор, плотность пластовой и сепарированной нефти, плотность газа; динамическая вязкость пластовой нефти, газосодержание, объемный ко-

ээффициент расширения нефти и газа, давление насыщения, сжимаемость и вязкость нефти и газа, коэффициент сверхсжимаемости, давление начала конденсации и др.

3. Задание модели многофазного потока для расчета гидравлических потерь в трубопроводе.

В современных программных комплексах реализовано множество корреляций, позволяющих рассчитать гидравлические потери давления по длине трубопровода.

Корреляции для описания многофазного потока в горизонтальном участке трубопровода можно разделить на две группы [14]: механистические (*OLGA-S, Даклер, Хиао*) и эмпирические (*Локхарт и Мартинелли, Беггз и Брилл, Мукерджи и Брилл, Даклер, Итон, Олиеманс*).

4. Настройка модели сети сбора на результаты замеров фактических давлений и расходов флюидов.

Адаптация модели сети сбора заключается в настройке корреляции многофазного течения флюида по трубопроводам на фактические данные таким образом, чтобы расчетный перепад давления и температуры по трубопроводам от устья скважин до УКПГ и УПН совпадал с фактическим перепадом, полученным при заданных фактических расходах флюидов.

2.3.2 Этап создания цифровых моделей скважин

Цифровые модели как проектных, так и фактических газовых и нефтяных скважин могут быть построены и настроены на фактические замеры с использованием современных программных комплексов (*PROSPER, VFPi* и др.).

Процедура создания цифровой модели скважины включает несколько этапов:

1. Задание инклинометрии и конструкции скважин.

Первым шагом создания модели скважины является задание инклинометрии ствола скважины истинной и абсолютной глубинами и конструкции скважины: диаметров и глубин спуска НКТ, обсадных колон и другого внутрискважинного оборудования.

1. Задание флюидальной модели.

В случае нефтяной скважины необходимо задание параметров модели пластового флюида, например, в формате *Black oil*: конденсатогазовый фактор, водогазовый фактор, плотность пластовой и сепарированной нефти, плотность газа; динамическая вязкость пластовой нефти, газосодержание, объемный коэффициент расширения нефти и газа, давление насыщения, сжимаемость и вязкость нефти и газа, коэффициент сверхсжимаемости, давление начала конденсации и др.

2. Задание уравнения притока в скважине.

Нефтяная скважина

В современных симуляторах для нефтяных горизонтальных скважин одной из самых распространенных формул притока к горизонтальному стволу скважины в зависимости от его длины считается формула Джоши [115]:

$$Q_{\text{ж}} = \frac{2\pi k h_0 \Delta P}{B \mu J} \quad (2.11)$$

$$J = \ln \frac{a + [a^2 - (0,5L^2)]^{0,5}}{0,5L} + \frac{\alpha^* h_0}{L} \ln \frac{\alpha^* h_0}{2\pi r_c} \quad (2.12)$$

$$a = \frac{1}{2} \left[0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2R_k}{L} \right)^4} \right]^{0,5} \quad (2.13)$$

где B – объемный коэффициент нефти; h_0 – эффективная толщина пласта, м; k – проницаемость пласта, мД; ΔP – депрессия, атм; μ – вязкость, сП; α^* – коэффициент анизотропии; L – эффективная длина горизонтального ствола, м; R_k – радиус дренирования (условный радиус контура питания); r_c – радиус скважины, м.

Газоконденсатная скважина

В современных симуляторах для создания моделей газоконденсатных скважин реализовано несколько уравнений притока флюида к скважине, наиболее распространенным из которых является уравнение притока Форхгеймера (модифицированное уравнение Дарси) [124]. В России используется формула Форхгеймера [118], но в усовершенствованном Е.М. Минским [87] виде (закон фильтрации газа Минского):

$$P_r^2 - P_{wf}^2 = aQ^2 + bQ \quad (2.14)$$

где P_r – пластовое давление, Мпа; P_{wf} – забойное давление, Мпа; Q – дебит газа или жидкости, м³/сут; a , b – обобщенные коэффициенты, атм/(тыс.м³/сут) и атм²/(тыс.м³/сут) соответственно, которые зависят от ряда параметров пласта, скважин, гидродинамического совершенства скважин.

$$a = \frac{116\mu z P_{am} T_{пл}}{\pi k h T_{cm}} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} \right) \quad (2.15)$$

$$b = \frac{1,34z\rho_{cm} P_{am} T_{пл}}{2\pi^2 h^2 l T_{cm}} \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} \right) \quad (2.16)$$

3. Задание корреляции многофазного потока.

Важным этапом при создании гидравлической модели лифта скважины является правильный подбор модели многофазного течения.

В современных программных пакетах существует достаточно много корреляций для описания многофазного потока в лифте, которые разделяются на *механистические и эмпирические* [106, 122].

Механистические корреляции:

Petroleum Experts, Petroleum Experts 2 и Petroleum Experts 3, Petroleum Experts, OLGA, Анзари, Хасана и Кабира, Гувер, Азиз и Фогараси

Эмпирические корреляции:

Поэттманн и Карпенгер, Баксендель и Томас, Фэнчер и Браун, Хагедорн и Браун, Грэй, Ашейм, Дане и Рос, Оркижевский, Азиз и др., Кьеричи и др., Беггз и Брилл, Мукерджи и Брилл.

4. Настройка модели скважины (лифта скважины) на результаты газоконденсатных (ГКИ), газодинамических (ГазДИ) и гидродинамических исследований (ГДИ).

Адаптация цифровых моделей скважин заключается в настройке корреляции течения флюида таким образом, чтобы расчетные перепады давления и температуры от забоя до устья скважин совпадали с фактическими, полученными по результатам ГКИ, ГазДИ и ГДИ.

2.3.3 Этап создания гидродинамической модели месторождения

Построение полномасштабных гидродинамических моделей НГКМ, содержащих несколько миллионов активных ячеек в современной практике выполняется с применением гидродинамических симуляторов пласта (Tempest More, Eclipse, CMG, tNavigator и др.).

При создании фильтрационной модели необходимо выполнить следующие действия [64]:

- Загрузить сетку модели и схему выделения слоёв;
- Определить свойства пласта;
- Определить свойства пластовых флюидов;
- Задать начальные условия (контакты флюидов и начальные давления);
- Расположить скважины и смоделировать перфорации;
- Задать дебиты по истории разработки и ограничения добычи для прогноза;
- Провести расчёты прогнозных показателей разработки.

2.3.4 Этап интеграции модели сети сбора, цифровых моделей скважин и гидродинамической модели

Для объединения цифровых моделей скважин, моделей объектов сбора углеводородов и гидродинамических моделей пластов в единую среду необходим интегратор, позволяющий связать различные инженерные пакеты, предназначенные для расчета тех или иных параметров месторождения.

На этапе интеграции скважины в гидродинамической модели связываются со скважинами модели сети сбора на забое или на устье скважин посредством цифровых моделей скважин.

Логика прогнозных расчетов показателей разработки месторождения на интегрированной модели задается с помощью специального инструмента Workflow, который представляет собой расчетно-аналитические блок-схемы. При создании стратегии при расчете прогнозных показателей с помощью Workflow возможно обращаться к любому значению параметров в любой момент времени в любом узле

системы пласт-скважина-инфраструктура. Все параметры интегрированной модели можно использовать в качестве переменных при создании стратегии, более того, эти переменные можно объединять в массивы, также использовать их в циклах, накладывать на них логические условия и др.

Всевозможные ограничения, такие как, максимальная производительность УКПГ и УПН, шлейфов низкого и высокого давления по жидкости и по газу, давление и температура на входе в УКПГ и УПН, максимальные линейные давления и скорости в шлейфах и другие задаются, как правило, в модели сети сбора.

2.4 Математические модели, описывающие движение флюидов в пласте, скважине и системе сбора продукции

Комплексная интегрированная геолого-технологическая модель включает в себя цифровые модели скважин, модели объектов сбора и подготовки углеводородов и гидродинамических моделей пластов, и на данный момент является самым современным средством для расчета прогнозных показателей разработки.

Моделирование процесса разработки с применением комплексных интегрированных моделей позволяет получить множество прогнозных параметров для проектирования разработки (данные по добыче нефти, жидкости, газа по скважинам, давления на забое и устье, давления и суточные отборы на входе в комплексы подготовки УВ и многие др.) с учетом гидравлических потерь в стволе скважин и в наземных коллекторах системы сбора.

В основе интегрированной модели лежит комплекс математических моделей фильтрации флюидов в пласте, течения газожидкостных смесей (нефть, газ, вода) в стволе скважин и в нефтегазосборных сетях трубопроводов, который представляет собой систему уравнений.

Решение данной системы уравнений возможно только численно и на данный момент реализуется на мощнейших вычислительных машинах и кластерах. В настоящее время для подобных сложных геолого-технологических расчетов применяются локальные рабочие станции и высокопроизводительные серверные технологии.

Другими словами, расчет прогнозных показателей разработки с применением интегрированной модели представляет собой процесс вычисления обобщенного решения начально-краевой задачи для системы уравнений, описывающих реальные физические процессы, протекающие в нефтегазоносных пластах, стволах (лифтах) скважин и наземных нефтегазосборных сетях трубопроводов.

2.4.1 Математические модели, описывающие движение флюидов в пласте (гидродинамическая модель)

Проектирование разработки залежей природных углеводородов в настоящее время тесно связано с использованием гидродинамических моделей пластов.

Гидродинамическая модель месторождения - это математическая модель, воспроизводящая физические процессы, протекающие в нефтегазовых залежах, которая представляет собой систему дифференциальных уравнений в частных производных сохранения массы, импульса и энергии, для решения которых применяют численные методы, основанные на конечно-разностном представлении производных.

На сегодняшний день прогноз показателей разработки выполняется с помощью математических моделей, которые в ряде случаев доведены до уровня программных продуктов в виде гидродинамических симуляторов (Tempest More, Eclipse, CMG, tNavigator).

Системы дифференциальных уравнений, реализованные в современных гидродинамических симуляторах, основаны на следующих законах:

- закон сохранения массы;
- закон переноса массы;
- уравнение состояния.

Закон сохранения массы

Закон сохранения масс для трёхмерной фильтрации однородного флюида в прямоугольной декартовой системе координат в трехмерном пространстве (x, y, z) может быть представлен в следующем виде [1]:

$$-\left[\partial\left(\frac{\rho u_x}{\partial x}\right)+\partial\left(\frac{\rho u_y}{\partial y}\right)+\partial\left(\frac{\rho u_z}{\partial z}\right)\right]=\frac{\partial}{\partial t}(\rho\varphi)+\tilde{q} \quad (2.17)$$

где ρ – плотность флюида;

u_i – скорость фильтрации флюида вдоль направления $i = x, y, z$;

\tilde{q} – массовая интенсивность внешнего источника флюида;

φ – пористость.

Используя дифференциальные операторы: $\vec{\nabla} \cdot$ – оператор дивергенции и $\vec{\nabla}$ – оператор градиента, уравнение (2.17) может быть представлено в виде:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\varphi) = -\vec{\nabla} \cdot (\rho\vec{u}) + \tilde{q} \quad (2.18)$$

где,

$$\vec{u} = -\frac{k}{\mu}\vec{\nabla} p - \gamma\vec{\nabla} D \quad (2.19)$$

$\vec{u}\{x, y, z\}$ -скорость фильтрации фазы; μ -вязкость флюида; p - давление в фазе; $\gamma = \rho g$ - вес фазы; g -ускорение свободного падения; D - глубина точки образца породы; k - абсолютная проницаемость, заданная с помощью тензора.

$$k = \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

Уравнение неразрывности (2.18) в случае многофазной многокомпонентной фильтрации может быть представлено в виде [26]:

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial t}\left(\varphi\frac{\rho_w^{STC}}{B_w}S_w\right) = -\vec{\nabla} \cdot \left(\frac{\rho_w^{STC}}{B_w}\vec{u}_w\right) + \frac{\rho_w^{STC}}{B_w}q_w^{STC} \\ \frac{\partial}{\partial t}\left(\varphi\frac{\rho_o^{STC}}{B_o}S_o\right) = -\vec{\nabla} \cdot \left(\frac{\rho_o^{STC}}{B_o}\vec{u}_o\right) + \frac{\rho_o^{STC}}{B_o}q_o^{STC} \\ \frac{\partial}{\partial t}\left(\varphi\frac{\rho_g^{STC}}{B_g}S_g\right) = -\vec{\nabla} \cdot \left(\frac{\rho_g^{STC}}{B_g}\vec{u}_g\right) + \frac{\rho_g^{STC}}{B_g}q_g^{STC} \end{cases} \quad (2.21)$$

где u_i – скорость фильтрации $i = o, g, w$: o – нефть, g – газ, w – вода;

B_i – объёмный коэффициент i -го компонента;

φ – пористость;

S_i – насыщенность порового пространства i -м компонентом;

q_i^{STC} – объём i -го компонента, отбираемый при стандартных условиях;

R – растворимость газа в нефти;

ρ_i^{STC} – плотность компонента i в стандартных условиях.

В связи с тем, что газовый компонент в системе присутствует как в нефтяной фазе, так и в свободном состоянии Q_{fg} , имеем [10]:

$$Q_g = Q_{fg} + RQ_o \quad (2.22)$$

При различных значениях давления пластовые флюиды занимают разные объёмы. Коэффициент B_i показывает во сколько раз изменяется объём флюида при переводе величины объёма флюида из пластовых условий при пластовых давлении и температуре в соответствующий объём при поверхностных условиях [12]:

$$B_f = \frac{V_f}{V_f^{STC}} \quad (2.23)$$

где V_f^{STC} - объём флюида в поверхностных условиях.

Объёмный коэффициент газа B_g записывается в виде [13]:

$$B_g = \frac{p_{STC}}{p_g} \quad (2.24)$$

где p_{STC} – атмосферное давление.

Коэффициент растворимости газа в нефти R характеризует количество газового компонента, растворённого в нефти в пластовых условиях [18]:

$$R_s = \frac{V_{dg}^{STC}}{V_o^{STC}} \quad (2.25)$$

где V_{dg}^{STC} - объём дегазированной нефти в нормальных условиях; V_o^{STC} - объём растворенного газа, выделяющегося из нефти в поверхностных условиях.

Закон Дарси

Скорость фильтрации однофазного флюида с плотностью ρ и объёмом Q через грань площадью A элементарного образца породы длины Δx , находящегося при постоянной температуре (Рисунок 2.4) может быть представлена в виде [12]: $u = Q/A$.

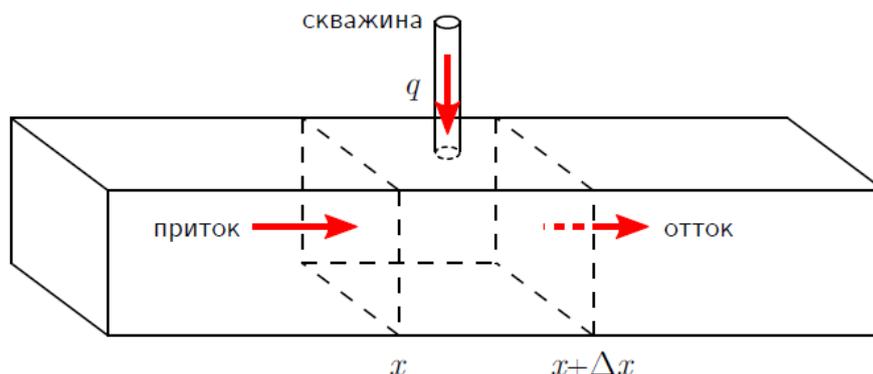


Рисунок 2.4 – Пример элементарного объёма коллектора [12]

Расход массы данного флюида вдоль оси x равен ρu . Приток массы через поверхность грани образца с координатой x за время Δt записывается в виде [12]:

$$(\rho u)|_x A \Delta t \quad (2.26)$$

Отток массы через поверхность с координатой $x + \Delta x$ за время Δt записывается в виде [10]:

$$(\rho u)|_{x+\Delta x} A \Delta t \quad (2.27)$$

За счёт сжимаемости порового объёма и флюида изменение массы флюида в образце за время Δt :

$$(\varphi V \rho)|_{t+\Delta t} - (\varphi V \rho)|_t \quad (2.28)$$

где $V = A \Delta x$ - геометрический объём образца породы; φ - пористость образца породы.

В случае, если имеется источник или сток с интенсивностью q ($q < 0$ для стока и $q > 0$ для источника), изменение массы в образце породы за счёт влияния источника или стока за время Δt составит [10]:

$$-qV \Delta t \quad (2.29)$$

Разница между поступающей и отбираемой массой флюида внутри образца составляет:

$$[\square(\rho u)|_x - (\rho u)|_{x+\Delta x}] A \Delta t = [\square(\varphi \rho)|_{t+\Delta t}] \square V - (\varphi \rho)|_t - qV \Delta t \quad (2.30)$$

Разделив обе части уравнения (2.30) на $V \Delta t$ и перейдя к пределу при $\Delta x \rightarrow 0$ и $\Delta t \rightarrow 0$, получаем закон сохранения массы компонента [12]:

$$-\partial \left(\frac{\rho u}{\partial x} \right) = \frac{\partial (\rho \varphi)}{\partial t} - q \quad (2.31)$$

А. Дарси в 1856 году эмпирически вывел линейный закон фильтрации [1]:

$$u = -\frac{k \Delta p}{\mu \Delta x} \quad (2.32)$$

где k - абсолютная проницаемость образца в направлении течения; μ -вязкость флюида; Δp -перепад давлений в флюиде на концах образца.

Закон движения тогда можно записать при переходе в уравнении (2.32) к пределу при $\Delta x \rightarrow 0$:

$$u = -\frac{k \partial p}{\mu \partial x} \quad (2.33)$$

После учёта силы тяжести в уравнении (2.33) получаем:

$$u = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial x} - \gamma \frac{\partial D}{\partial x} \right) \quad (2.34)$$

Подставив (2.34) в (2.31), получим уравнение одномерной фильтрации однофазного флюида [51]:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\rho}{\mu} k \left[\frac{\partial p}{\partial x} - \gamma \frac{\partial D}{\partial x} \right] \right) = \frac{\partial(\varphi \rho)}{\partial t} - q \quad (2.35)$$

В случае многофазного флюида закон движения для каждой фазы p можно записать по аналогии с законом Дарси (2.34) для однофазного флюида [12]:

$$u_p = -\frac{k_p}{\mu_p} \left(\frac{\partial p_p}{\partial x} - \gamma_p \frac{\partial D}{\partial x} \right) \quad (2.36)$$

где u_p - скорости фильтрации фазы; μ_p -вязкость фазы; k_p -эффективная проницаемость фазы; p_p -пластовое давление в фазе; ρ_p -плотность фазы; $\gamma_p = p_p g$ - вес фазы.

Закон Дарси в случае многофазной фильтрации может считаться справедливым в отдельности для каждой фазы [18]. При описании многофазных потоков вместо эффективных проницаемостей принято использовать относительные фазовые проницаемости (ОФП) k_{rp} , которые равны отношению фазовой проницаемости флюида к абсолютной проницаемости: $k_{rp} = k_p/k$.

Тогда уравнение (2.36) можно представить в виде:

$$u_p = -k \frac{k_{rp}}{\mu_p} \left(\frac{\partial p_p}{\partial x} - \gamma_p \frac{\partial D}{\partial x} \right) \quad (2.37)$$

Масса m_p фазы p в рассматриваемом на рисунке 2.4 объёме V равна [88]:

$$m_p = V_p \rho_p = \frac{V_p}{V_{fp}} V_{fp} \rho_p = S_p V_{pore} \rho_p = S_p \varphi V \rho_p \quad (2.38)$$

где V_{fp} - поровый объём; V_p - объём фазы p ; S_p - насыщенность породы фазой p .

Изменение массы каждой фазы p в объёме V за время Δt за счёт сжимаемости породы составляет [12]:

$$(\varphi V \rho_p S_p)_{t+\Delta t} - (\varphi V \rho_p S_p)_t \quad (2.39)$$

Используя уравнение (2.39), закон сохранения массы для каждого компонента p может быть записан в виде:

$$\frac{\partial(\varphi V \rho_p S_p)}{\partial t} = - \frac{\partial(\rho_p U_p)}{\partial x} + q_p \quad (2.40)$$

В современных гидродинамических симуляторах пласта закон Дарси (2.37) применим только для ньютоновских флюидов при ламинарном режиме течения. Для учёта турбулентных эффектов используется закон Форхгеймера [12]:

$$\vec{u}(\mu I + \beta |\vec{u}| k k_r) = -k k_r (\vec{\nabla} p - \gamma \vec{\nabla} D) \quad (2.41)$$

где \vec{u} - скорость фильтрации флюида ($|\vec{u}| = \sqrt{u_x^2 + u_y^2 + u_z^2}$); μ - вязкость флюида; I - единичная матрица; β - коэффициент турбулентности; k_r - ОФП флюида; ρ_p - плотность флюида; p - давление в флюиде.

Модель флюидов

В современных гидродинамических симуляторах для описания процессов трёхфазной фильтрации широко используются следующие модели:

- модель нелетучей нефти (black oil);
- модель летучей нефти (volatile oil);
- композиционная модель.

Модель нелетучей нефти

При проектировании разработки нефтяных залежей наиболее широкое распространение получила модель «black oil» (нелетучая нефть), суть которой заключается в численном решении системы уравнений, описывающих трехфазное течение флюидов в пористой среде.

Модель нелетучей нефти (модель Миреса-Маскета) была предложена в 1936 году М. Маскетом и М. Миресом и по настоящее время является наиболее популярной моделью трёхфазной фильтрации.

Модель нелетучей нефти имеет ряд допущений [12]:

- система состоит из трех фаз: нефтяная (o), газовая (g) водяная (w);
- водяная фаза нефтяная и газовая фазы не смешиваются и не обмениваются массами между собой;
- газовый компонент может быть, как растворённым в нефтяной фазе, так и находиться в свободном состоянии;
- водянкой и нефтяной компоненты не могут растворяться в газовой фазе;
- термодинамическое равновесие системы достигается мгновенно.

При извлечении из пласта на поверхность некоторой массы m_p фазы p она разделяется на массы $m_{c,p}$ компонентов C :

$$m_p = \rho_p V_p = \sum_C m_{c,p} = \sum_C \rho_C^{STC} V_{C,p}^{STC} \quad (2.42)$$

где V_p - объём, занимаемый фазой p в пластовых условиях; ρ_p - плотность фазы p в пластовых условиях; ρ_C^{STC} - плотность компонента C в поверхностных условиях; $V_{C,p}^{STC}$ - объём, занимаемый компонентом C фазы p в поверхностных условиях.

Плотность водяной и газовой фазы в пластовых условиях с учетом уравнения (2.23) объёмного коэффициента фазы определяются как [13]:

$$\rho_w = \frac{\rho_W^{STC} V_{W,w}^{STC}}{V_w} = \frac{\rho_W^{STC}}{B_w} \quad (2.43)$$

$$\rho_g = \frac{\rho_G^{STC} V_{G,g}^{STC}}{V_g} = \frac{\rho_G^{STC}}{B_g} \quad (2.44)$$

где B_g - объёмный коэффициент газа, где B_w - объёмный коэффициент воды.

Плотность в пластовых условиях нефтяной фазы, которая содержит два компонента, рассчитывается с учетом уравнений (2.23) объёмного коэффициента и (2.25) растворимости газа в нефти [13]:

$$\rho_o = \frac{\rho_o^{STC} V_{O,o}^{STC} + \rho_G^{STC} V_{G,o}^{STC}}{B_o V_{O,o}^{STC}} = \frac{\rho_o^{STC}}{B_o} + \frac{\rho_G^{STC} R_s}{B_o} \quad (2.45)$$

где R_s - коэффициент растворимости газа в нефти.

В. Льюис и М. Леверетт [101] в 1941 году путем экспериментов определили, что капиллярные давления P_{cow} (на границе нефть-вода) и P_{cgo} (на границе нефть-газ) зависят только от водонасыщенности S_w газонасыщенности S_g соответственно:

$$P_{cow} = P_{cow}(S_w) = p_o - p_w \quad (2.46)$$

$$P_{cgo} = P_{cgo}(S_g) = p_g - p_o \quad (2.47)$$

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (2.48)$$

где p_p - давление в фазе $p = \{o, w, g\}$, S_o, S_w, S_g - нефть, - вода и газонасыщенности соответственно .

Закон сохранения массы (2.40) для водяного, нефтяного и газового (переносится газовой и нефтяной фазами) компонентов представляется в виде [14]:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\varphi \frac{\rho_w^{STC}}{B_w} S_w \right) = - \vec{\nabla} \cdot \left(\frac{\rho_w^{STC}}{B_w} \vec{u}_w \right) + \frac{\rho_w^{STC}}{B_w} q_w^{STC}$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\varphi \frac{\rho_o^{STC}}{B_o} S_o \right) = - \vec{\nabla} \cdot \left(\frac{\rho_o^{STC}}{B_o} \vec{u}_o \right) + \frac{\rho_o^{STC}}{B_o} q_o^{STC}$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\varphi \frac{\rho_g^{STC}}{B_g} S_g + \varphi \frac{\rho_g^{STC} R_s}{B_o} S_o \right) = - \vec{\nabla} \cdot \left(\frac{\rho_g^{STC}}{B_g} \vec{u}_g + \frac{\rho_g^{STC} R_s}{B_o} \vec{u}_o \right) + \frac{\rho_g^{STC}}{B_g} q_g^{STC} + \frac{\rho_g^{STC} R_s}{B_o} q_o^{STC}$$

Дополнив данные уравнения сохранения массы уравнением для насыщенностей (2.48), уравнениями для капиллярных давлений (2.46), (2.47) и законом Дарси (2.37) для каждой фазы p , получаем систему уравнений для модели нелетучей нефти [12]:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{cow} = p_o - p_w \\ P_{cgo} = p_g - p_o \\ u_p = -k \frac{k_{rp}}{\mu_p} \left(\frac{\partial p_p}{\partial x} - \gamma_p \frac{\partial D}{\partial x} \right) \\ S_o + S_w + S_g = 1 \\ \frac{\partial}{\partial t} \left(\varphi \frac{\rho_w^{STC}}{B_w} S_w \right) = - \vec{\nabla} \cdot \left(\frac{\rho_w^{STC}}{B_w} \vec{u}_w \right) + \frac{\rho_w^{STC}}{B_w} q_w^{STC} \\ \frac{\partial}{\partial t} \left(\varphi \frac{\rho_o^{STC}}{B_o} S_o \right) = - \vec{\nabla} \cdot \left(\frac{\rho_o^{STC}}{B_o} \vec{u}_o \right) + \frac{\rho_o^{STC}}{B_o} q_o^{STC} \\ \frac{\partial}{\partial t} \left(\varphi \frac{\rho_g^{STC}}{B_g} S_g + \varphi \frac{\rho_g^{STC} R_s}{B_o} S_o \right) = - \vec{\nabla} \cdot \left(\frac{\rho_g^{STC}}{B_g} \vec{u}_g + \frac{\rho_g^{STC} R_s}{B_o} \vec{u}_o \right) + \frac{\rho_g^{STC}}{B_g} q_g^{STC} + \frac{\rho_g^{STC} R_s}{B_o} q_o^{STC} \end{array} \right.$$

В данной системе уравнений плотности, вязкости и объёмные коэффициенты - функции давления и являются известными величинами. Неизвестные величины данной модели - насыщенности S_w, S_o, S_g и давления p_w, p_o, p_g . Подставляя закон Дарси для каждой из фаз в соответствующий закон сохранения массы, получаем шесть уравнений с шестью неизвестными.

Модель летучей нефти

В модели летучей нефти в отличие от модели нелетучей нефти предполагается, что нефтяной компонент может присутствовать в газовой фазе.

Данная модель широко применяется для моделирования разработки газоконденсатных залежей, содержащих в газе значительное количество конденсата.

Нефтяной компонент в пласте, который находится в газовой фазе называется летучей нефтью.

Летучесть нефтяного компонента в газовой фазе характеризуется коэффициентом растворимости R_v нефти в газе [18]:

$$R_v = \frac{V_{do}^{STC}}{V_G^{STC}} \quad (2.49)$$

где V_G^{STC} - объём газового компонента в газовой фазе на поверхности; V_{do}^{STC} - объём нефтяного компонента, выделившийся из газовой фазы на поверхности.

Аналогично выводу системы уравнений для модели нелетучей нефти, учитывая уравнение (2.49) растворения нефти в газе определяется замкнутая система уравнений для модели летучей нефти:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial}{\partial t} \left(\varphi \frac{\rho_w^{STC}}{B_w} S_w \right) = - \vec{\nabla} \cdot \left(\frac{\rho_w^{STC}}{B_w} \vec{u}_w \right) + \frac{\rho_w^{STC}}{B_w} q_w^{STC} \\ \frac{\partial}{\partial t} \left(\varphi \frac{\rho_o^{STC}}{B_o} S_o + \varphi \frac{\rho_o^{STC} R_v}{B_g} S_g \right) = - \vec{\nabla} \cdot \left(\frac{\rho_o^{STC}}{B_o} \vec{u}_o + \frac{\rho_o^{STC} R_v}{B_g} \vec{u}_g \right) + \frac{\rho_o^{STC}}{B_o} q_o^{STC} + \frac{\rho_o^{STC} R_v}{B_o} q_o^{STC} \\ \frac{\partial}{\partial t} \left(\varphi \frac{\rho_g^{STC}}{B_g} S_g + \varphi \frac{\rho_g^{STC} R_s}{B_o} S_o \right) = - \vec{\nabla} \cdot \left(\frac{\rho_g^{STC}}{B_g} \vec{u}_g + \frac{\rho_g^{STC} R_s}{B_o} \vec{u}_o \right) + \frac{\rho_g^{STC}}{B_g} q_g^{STC} + \frac{\rho_g^{STC} R_s}{B_o} q_o^{STC} \\ u_p = -k \frac{k_{rp}}{\mu_p} \left(\frac{\partial p_p}{\partial x} - \gamma_p \frac{\partial D}{\partial x} \right) \\ P_{cow} = p_o - p_w \\ P_{cgo} = p_g - p_o \\ S_o + S_w + S_g = 1 \end{array} \right.$$

Начальные условия

В гидродинамических симуляторах начальным условием для пластовой системы принимается состояние статического равновесия (скорости всех фаз равны нулю, флюиды разделяются под действием капиллярных и гравитационных сил).

В переходных зонах насыщенности распределяются исходя из условия капиллярно-гравитационного равновесия [12]:

$$\begin{cases} \frac{\partial(p_o - p_w)}{\partial z} = (p_o - p_w)g, \text{ на границе вода - нефть} \\ \frac{\partial(p_g - p_o)}{\partial z} = (p_g - p_o)g, \text{ на границе нефть - газ} \end{cases} \quad (2.50)$$

Граничные условия

Взаимодействие пласта с окружающей средой определяется граничными условиями, которые задаются как на скважинах, так и на внешних границах моделируемой области. Граничные условия определяются в зависимости от геологического строения пласта [12]:

1. Условие непротекания пласта (отсутствие перетоков) - принимается на кровле и подошве пласта (расход каждой фазы равен нулю):

$$\frac{kk_{rp}}{\mu_p} (\nabla p_p - \rho g \nabla z) n \Big|_{\Gamma} = 0;$$

2. Давление: изменяющееся по заданному закону или постоянное:

$$p_p \Big|_{\Gamma} = p_i^0(\Gamma, t);$$

3. Моделирование пластовой водонапорной системы с заданными расходами флюида с использованием моделей водоносных пластов, в которых учитываются активность, объём и степень взаимодействия между законтурной областью и залежью.

Конечно-разностные уравнения и методы их решения

Процесс фильтрации флюидов в пористой среде описывается сложными нелинейными уравнениями в частных производных, которые связывают изменения во времени насыщенностей в пористой среде. За исключением самых простых случаев решить нелинейные уравнения в частных производных аналитическими методами

невозможно. Поэтому они решаются численными методами, в которых дифференциальные уравнения заменяются системой конечно-разностных уравнений представляющими собой алгебраические уравнения для определения приближённых решений искомых функций насыщенностей и давлений для конечного множества точек области определения [12].

Получение конечно-разностных уравнений, аппроксимирующих дифференциальное уравнение, называется дискретизацией, которая проводится как по времени, так и по пространству. В процессе дискретизации моделируемая область делится на ячейки внутри которых располагается узел сетки, где задаются свойства модели. Время также делится на временные шаги, на каждом из которых рассчитываются новые значения параметров [22].

Система конечно-разностных уравнений в многофазном случае содержит связанные нелинейные уравнения, для решения которых в гидродинамических симуляторах применяются следующие методы: неявного решения уравнений по давлению и явного по насыщенности, явного (совместного) решения. В случае явной схемы используется последовательное решение одного уравнения с одним неизвестным, когда новые значения функции для данного значения времени вычисляются индивидуально для каждой точки по координате x (процесс начинается при $x=0$ и заканчивается $x=L$). В случае неявной схемы все новые значения между $x=0$ и $x=L$ вычисляются одновременно для заданного уровня времени.

В настоящей работе использовался симулятор ECLIPSE 100 - полностью неявный трехфазный трехмерный универсальный симулятор с газоконденсатной опцией [108].

2.4.2 Модель многофазного потока, описывающая движение флюидов в скважине (модель лифта)

Расчет параметров многофазного потока в скважинах в программных пакетах для построения цифровых моделей скважин PROSPER, Pipesim и др. [123, 124] базируется на законах сохранения массы, импульса и энергии, позволяющих не

только рассчитать необходимые характеристики потока, но и определить распределение давления и температуры вдоль ствола скважины.

Закон сохранения массы

Закон сохранения массы для определенного объема участка между двумя сечениями трубы (Рисунок 2.5) представляет собой разность масс на входе и выходе равную изменению удельной массы вещества в заданном объеме со временем. Уравнение массы для трубы постоянного сечения записывается в виде [14]:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial \rho v}{\partial L} = 0 \quad (2.51)$$

В установившемся потоке изменения удельной массы вещества со временем не происходит и уравнение (2.51) записывается в виде:

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial L} = 0 \quad (2.52)$$

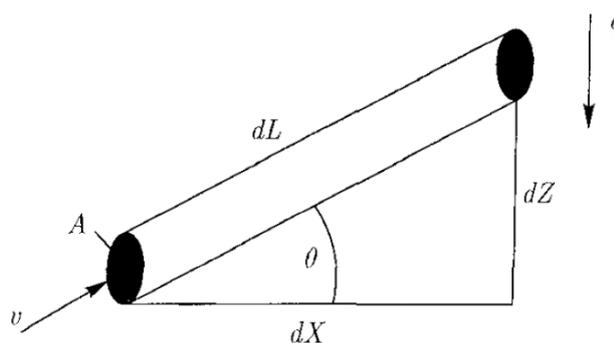


Рисунок 2.5 – Участок между двумя сечениями трубы

Закон сохранения импульса

Согласно первому закону Ньютона разность импульсов на входе и выходе определенного участка трубы равна сумме всех сил, действующих на частицы определенного объема, и импульса накопления [117]. Уравнение сохранения импульса можно выразить уравнением [14]:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} (\rho v) + \frac{\partial(\rho v^2)}{\partial L} = -\frac{\partial p}{\partial L} - \tau \frac{\pi d}{A} - \rho g \sin \theta \quad (2.53)$$

Градиент давления

Скорость накопления импульса в случае установившегося потока можно считать, объединив уравнения (2.59) и (2.60):

$$\rho v \frac{dv}{dL} = -\frac{dp}{dL} - \tau \frac{\pi d}{A} - \rho g \sin \theta \quad (2.54)$$

Решив уравнение (2.54) относительно градиента давления, получаем уравнение градиента давления:

$$\frac{dp}{dL} = -\tau \frac{\pi d}{A} - \rho g \sin \theta - \rho v \frac{dv}{dL} \quad (2.55)$$

Градиент давления для установившегося потока является суммой трех компонентов [14]:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{общие}} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{трения}} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{гравитации}} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{ускорения}} \quad (2.56)$$

Первый компонент уравнения (2.63) определяется трением (касательным напряжением) на стенке трубы и в симуляторах скважин задается соотношениями для выбранной реологической модели среды. Потери давления на трение в большинстве случаев составляют 5 - 20% от общих потерь давления в скважине.

Для расчета потерь давления на трение широко применяется используется уравнение Дарси-Уэйсбаха [94]:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{трения}} = \left(\frac{f \rho v^2}{8}\right) \left(\frac{\pi d}{\pi d^2/4}\right) = \frac{f \rho v^2}{2d} \quad (2.57)$$

Второй компонент уравнения (2.63) определяется градиент давления, вызванный перепадом высот (гидростатическая составляющая потерь давления).

Потери давления за счет в гидростатической составляющей в большинстве случаев составляют порядка 80-95 % от общих потерь давления в скважине.

Третий компонент уравнения (2.63) определяется изменением скорости (составляющая градиента по ускорению) и как правило, им можно пренебречь.

В симуляторах скважин флюиды представляются в виде однородной смеси, а уравнение градиента давления для многофазного потока используется в виде [14]:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{f \rho_f v_f^2}{2d} + \rho_f g \sin \theta + \rho_f v_f \frac{\partial v_f}{\partial L} \quad (2.58)$$

где ρ_f - плотность многофазного потока, f – шероховатость труб, v_f - скорость смеси, d – диаметр трубы, θ - угол потока.

В вертикальной скважине уравнение (2.56) записывается в виде [14]:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{\text{общие}} = \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{\text{трения}} + \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{\text{гравитации}} + \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{\text{ускорения}} \quad (2.59)$$

Для расчета составляющей градиента давления по трению вычисляется коэффициент трения для двухфазного потока. Гравитационная составляющая градиента давления зависит от плотности двухфазной смеси и вычисляется по уравнению [14]:

$$\rho_b = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (2.60)$$

где H_L - объемное содержание жидкости.

Режимы многофазного потока газа и жидкости

В вертикальных скважинах выделяются пузырьковый, пробковый, эмульсионный и кольцевой режимы восходящего многофазного потока газа и жидкости (Рисунок 2.6) [14]:

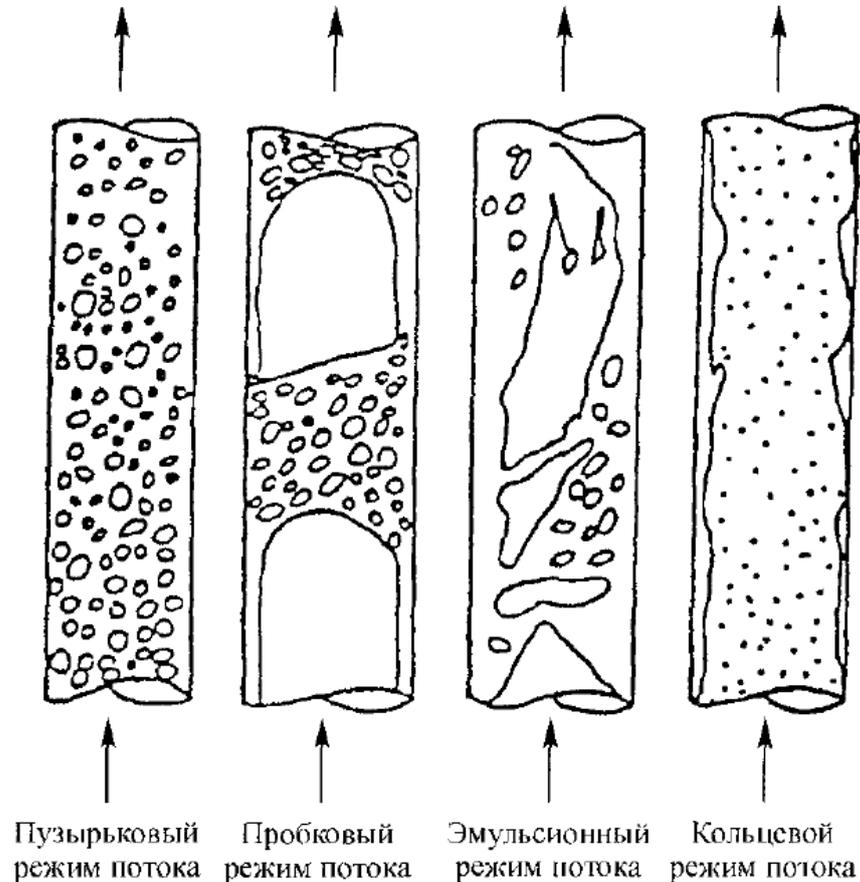


Рисунок 2.6 – Режимы восходящего вертикального потока [14]

При пузырьковом режиме потока наблюдается равномерное распределение газовой фазы в непрерывной жидкой фазе в виде отдельных пузырьков. Пузырьковый поток делится на аэрированный и рассеянный пузырьковый режимы течения в зависимости от присутствия или отсутствия эффекта проскальзывания. В аэрированном потоке присутствует эффект проскальзывания и крупных пузырьков незначительное количество и движутся они быстрее жидкой фазы. В рассеянном пузырьковом режиме потока отсутствует эффект проскальзывания, и жидкая фаза переносит многочисленные мелкие пузырьки без проскальзывания.

При пробковом режиме потока характеризуется присутствием нескольких пробок, каждая из которых состоит из пузыря газа (пузырь Тейлора), имеющего форму пули и пленки жидкости вокруг пузыря Тейлора, которая движется относительно него вниз. Пузырь Тейлора занимает практически всю площадь поперечного сечения трубы. Пробка жидкости с содержащимися в ней рассеянными пузырьками газа, закупоривает трубу и отделяет соседние пузыри Тейлора друг от друга [14].

При эмульсионном режиме потока наблюдается хаотичное движение жидкости и газа, при котором ни одна из фаз не является непрерывной. Высокая концентрация газа в жидкости в пробке нарушает ее непрерывность. Эмульсионный режим потока характеризуется колебательными движениями или движениями с переменным направлением.

При кольцевом режиме потока газовая фаза, содержащая рассеянные капельки жидкости является непрерывной, а фаза жидкости, представляющая собой тонкую пленку на стенках трубы, движется в восходящем направлении. В случае высокой скорости газового потока, в нем рассеивается значительное количество жидкости, в следствие чего на стенках трубы остается пленка незначительной толщины. Доля жидкости, захваченная газом и сила касательного напряжения между фазами, являются важнейшими параметрами кольцевого режима потока.

Для нефтяной скважины характерна следующая последовательность смены режимов потока [14]:

1. На забое скважины забойное давление выше давления насыщения и существует лишь жидкая фаза. Выше забоя при снижении давления ниже давления насыщения происходит выделение некоторого количества газа, растворенного в жидкой фазе. Выделившийся газ в виде мелких пузырьков, распределен в непрерывной жидкой фазе (пузырьковый режим потока).

2. При дальнейшем восходящем движении потока давление и температура продолжают снижаться, что ведет к расширению газа и его дополнительному выделению из нефтяной фазы. Крупные пузырьки газа начинают сталкиваться между собой и объединяться в пузыри Тейлора, разделенные непрерывной жидкой фазой между собой (пробковый режим потока).

3. Последующее восхождение потока и еще более значительное снижение давления приводит к выделению дополнительного газа из пробки жидкости и к расширению пузырей Тейлора. Поток становится хаотичным (эмульсионный режим)

4. Эмульсионный режим продолжает существовать до того момента, когда скорость газа станет достаточно высокой и начнет вытеснять жидкость к стенкам трубы (кольцевой режим течения).

Таким образом непрерывное изменение температуры и давления, приводит к тому, что поток, состоящий у забоя скважины из непрерывной жидкой фазы, у устья скважины может полностью преобразоваться в поток непрерывной газовой фазы.

Корреляции для расчета градиента давления многофазного потока

Создание комплексной интегрированной модели НГКМ предполагает создание цифровых гидравлических моделей скважин.

В настоящей работе создание цифровых гидравлических моделей газоконденсатных и многофункциональных скважин выполнено в программном обеспечении (ПО) «PROSPER».

Важным этапом при создании гидравлической модели лифта скважины является правильный подбор модели многофазного течения.

Корреляции, описывающие движение многофазного потока в скважине, делятся на эмпирические и механистические. При выводе механистических корреляций используются фундаментальные законы физики (законы сохранения энергии и импульса, закон непрерывности фаз), а эмпирическая зависимость используется только в качестве замыкания системы уравнений из законов сохранения. Механистические корреляции не зависят от представительности данных и считаются более предпочтительными и достоверными.

Эмпирические корреляции не обладают универсальностью, присущей механистическим моделям, однако уверенно работают на тех данных, на которых они были выведены.

В настоящей работе в качестве основы для создания цифровых моделей газоконденсатных и многофункциональных скважин использовалась корреляция *Petroleum Experts 2* [124], которая объединяют основные из существующих корреляций: при пузырьковом режиме течения многофазного потока применяется корреляция *Wallis and Griffith*, при пробковом - *Hagedorn Brown*, при переходном и дисперсном - *Duns and Ros*.

Корреляция *Petroleum Experts 2* является одной из самых надежных корреляций при расчете потока в скважине независимо от типа флюида, режима течения и технических особенностей труб [124]. Эта корреляция была протестирована на высокодебитных скважинах и дала хорошую оценку потерь давления. В качестве примеров были использованы нефтяные скважины, дебит которых превышал 40000 баррелей в сутки, и газовые скважины, способные добывать до 28 млн.м³ в день [124]. Корреляция *Petroleum Experts 2* позволяет рассчитывать кривые потока для низкодебитных скважин и стабильность работы скважин. Она обеспечивает более точный расчет минимального дебита для выноса жидкости с забоя скважины, чем другие корреляции, например, *Hagedorn Brown* [113]. Выбор корреляции *Petroleum Experts 2* был обоснован по результатам воспроизведения фактических замеров потерь давления в стволе скважины с использованием различных корреляций. В процессе настройки использовались устьевые давления и температуры, газонефтяной фактор и водогазовый фактор, дебит, пластовое и забойное давления, полученные

в ходе испытаний скважины на нескольких режимах. В случае, если значение забойного давления, посчитанного по определенной корреляции наиболее близко повторяло значение забойного давления, замеренного на определенной глубине в процессе испытания скважины, то такая корреляция определялась как “наилучшая”.

Общие потери давления в стволе можно представить, как сумму двух компонент:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{гидростат.}} + \Delta P_{\text{трение}} \quad (2.61)$$

где, $\Delta P_{\text{гидростат.}}$ - потери из-за гидростатического давления столба жидкости в скважине, $\Delta P_{\text{трение}}$ - потери давления в скважине на трение.

Потери из-за гидростатического давления столба жидкости в скважине определяются плотностью пластовой жидкости в стволе скважины. Симулятор PROSPER на каждом расчетном шаге разделяет пластовую жидкость в стволе на компоненты (газ, нефть, вода) и определяет пропорции каждой из компонент, а затем рассчитывает с помощью этих пропорций среднюю плотность флюида в стволе.

Потери давления в скважине на трение определяются вязкостью флюида в стволе, диаметром и шероховатостью НКТ.

Симулятор PROSPER разделяет общие потери давления на $\Delta P_{\text{гидростат.}}$ и $\Delta P_{\text{трение}}$ так, что $\Delta P = K_1 * \Delta P_{\text{гидростат.}} + K_2 * \Delta P_{\text{трение}}$, а затем с помощью метода нелинейной регрессии отдельно подбирает коэффициенты корреляции K_1 и K_2 , так чтобы значение забойного давления, посчитанного по “наилучшей” корреляции, наиболее близко повторяло значение забойного давления, замеренного на определенной глубине в процессе испытания скважины. Коэффициент корреляции « K_1 » отвечает за корректировку потерь гидростатического давления, коэффициент « K_2 » за корректировку потери давления на трение.

Модель лифта скважины считается настроенной, если расчетные перепады давления и температуры от забоя до устья скважин совпадали с фактическими, полученными по результатам газоконденсатных, газодинамических и гидродинамических исследований.

2.4.3 Математические модели, описывающие движение флюидов в системе сбора продукции

Метод Беггза и Брилла для расчета режима течения в горизонтальном участке трубопровода

Прогнозирование режима потока

Беггз и Брилл [98] для расчета объемного содержания жидкости без учета эффекта проскальзывания и определения границ переходных режимов потока в горизонтальных трубах (Рисунок 2.7) использовали число Фруда для смеси:

$$N_{Fr} = \frac{v_m^2}{gd} \quad (2.62)$$

Формулы для определения переходных границ режимов потока [124]:

$$L_1 = 316\lambda_L^{0.302} \quad (2.63)$$

$$L_2 = 0,000925\lambda_L^{-2.468} \quad (2.64)$$

$$L_3 = 0,10\lambda_L^{-1.452} \quad (2.65)$$

$$L_4 = 0,5\lambda_L^{-6.738} \quad (2.66)$$

Неравенства для определения режима потока в горизонтальной трубе (Рисунок 2.8):

Разделенный: $\lambda_L < 0,01$ и $N_{Fr} < L_1$ или $\lambda_L \geq 0,01$ и $N_{Fr} < L_2$

Переходной: $\lambda_L < 0,01$ и $L_2 \leq N_{Fr} < L_3$

Прерывистый: $0,01 \leq \lambda_L < 0,4$ и $L_3 < N_{Fr} \leq L_1$ или $\lambda_L > 0,4$ и $N_{Fr} > L_4$

Распределительный: $\lambda_L < 0,4$ и $N_{Fr} > L_1$ или $\lambda_L \geq 0,4$ и $N_{Fr} > L_4$

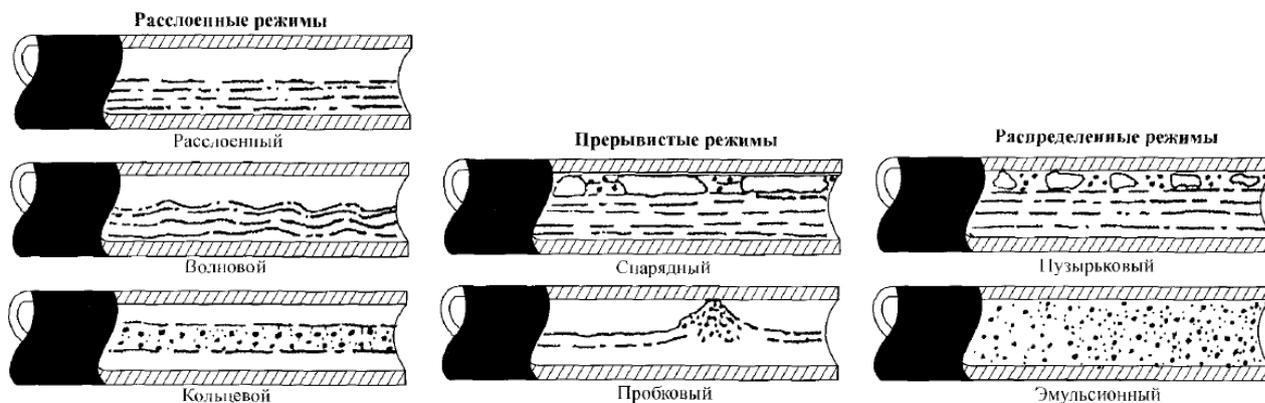


Рисунок 2.7 – Горизонтальные режимы потока (по Беггзу и Брилли) [14]

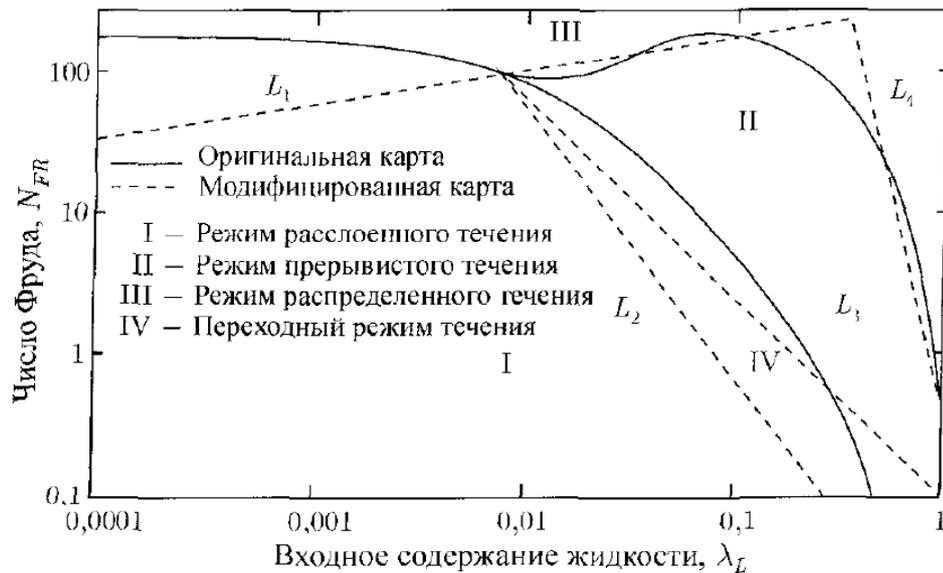


Рисунок 2.8 – Оригинальная и модифицированная карты горизонтальных режимов потока Беггза и Брилла [14]

Прогнозирование объемного содержания жидкости

Существуют различные зависимости для прогнозирования объемного содержания жидкости в потоке для режимов течения в горизонтальных трубах. На рисунке 2.9 показано изменение значения объемного содержания жидкости в зависимости от угла наклона трубы. Минимальное значение объемного содержания жидкости достигается при угле наклона -50° относительно горизонтально расположенной трубы, а максимальное - при угле наклона $+50^\circ$. В случае высоких дебитов (рассеянный пузырьковый поток) объемное содержание жидкости от угла наклона не зависит и для всех режимов потока рассчитывается по одним и тем же уравнениям. Для каждого режима потока при расчете объемного содержания жидкости необходимо использовать определенные эмпирические коэффициенты, представленные в таблице 2.1.

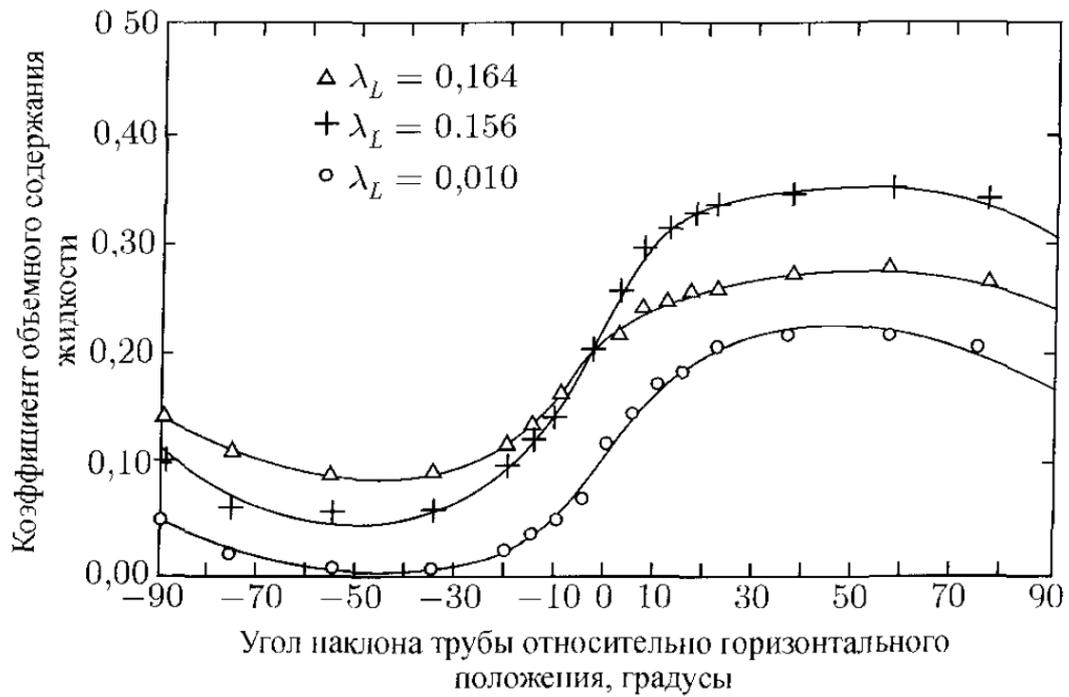


Рисунок 2.9 – Влияние разных углов наклона на значение объемного содержания жидкости [98]

Таблица 2.1 – Эмпирические коэффициенты для расчета объемного содержания жидкости в горизонтальных трубах по Беггзу и Брилли [14]

Режим потока	a	b	c
Расслоенный	0,980	0,4846	0,0868
Прерывистый	0,855	0,5351	0,0173
Распределенный	1,065	0,5824	0,0609

Объемное содержание жидкости в горизонтальной трубе рассчитывается по формуле [112]:

$$H_{L(0)} = \frac{a\lambda_L^b}{N_{Fr}^c} \quad (2.67)$$

В случае $H_{L(0)} \geq \lambda_L$ коэффициенты a , b и c определяют по таблице 2.1.

Объемное содержание жидкости с учетом угла наклона рассчитывается [112]:

$$H_{L(\theta)} = H_{L(0)}\psi \quad (2.68)$$

Поправочный коэффициент на угол наклона трубы равен [14]:

$$\psi = 1 + C[\sin(1,8\theta) - 0,333\sin^3(1,8\theta)] \quad (2.69)$$

где θ - фактический угол наклона трубы, а C определяется из соотношения [14]:

$$C = (1 - \lambda_L) \ln(e\lambda_L^f N_{Lv}^g N_{Fr}^h) \quad (2.70)$$

при $C \geq 0$. Коэффициенты e , f , g и h определяют по таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Эмпирические коэффициенты для расчета параметра C по Беггзу и Брилли [14]

Режим потока	e	f	g	h
Расслоенный в направлении снизу вверх	0,011	-3,7680	3,5390	-1,6140
Прерывистый в направлении снизу вверх	2,960	0,3050	-0,4473	0,0978
Распределенный в направлении снизу вверх	Нет поправки: $C=0$; $\psi = 1$			
Все режимы в направлении сверху вниз	4,700	-0,3692	0,1244	3,5390

Прогнозирование коэффициента трения

Для двухфазного потока коэффициент трения вычисляется по формуле [98]:

$$f = f_n(f/f_n) \quad (2.71)$$

Нормирующий коэффициент трения f_n определяется по уравнению [98]:

$$f_n = \frac{64}{N_{Re}} \quad (2.72)$$

Число Рейнольдса вычисляется следующим образом [98]:

$$N_{Re} = \frac{\rho_n v_n d}{\mu_n} \quad (2.73)$$

Значение μ_n рассчитывается по уравнению [98]:

$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L) \quad (2.74)$$

Течение сжимаемых сред через штуцер

В большинстве добывающих скважин для контроля дебита и/или давления вблизи устья устанавливаются штуцера. Контроль дебита позволяет предотвратить или ограничить нежелательные процессы, к которым относятся образование конуса подошвенной воды и/или газа газовой шапки, превышение предельно допустимой скорости эрозии, вынос песка. Штуцера также используются для ограничения добычи в пределах заданных ограничений.

В случае однофазного потока газа и многофазного потока в отверстии штуцера сжимаемый поток может достигать скорости звука (критическое течение), в следствие чего характеристики потока перестают определяться условиями, преобладающими в скважине до штуцера. В случае если скорость потока в штуцере меньше скорости звука, то течение называют докритическим.

Таким образом, для описания характеристик сжимаемого потока, проходящего через штуцер, требуется рассчитывать скорость звука для потока и положение раздела между докритическим и критическим течениями. Дебит сжимаемого флюида, протекающего через штуцер, зависит от соотношения давлений до и после преграды. С уменьшением разницы давлений дебит увеличивается, а когда разница давлений достигает предельного значения, расход потока через преграду становится постоянным (Рисунок 2.10).

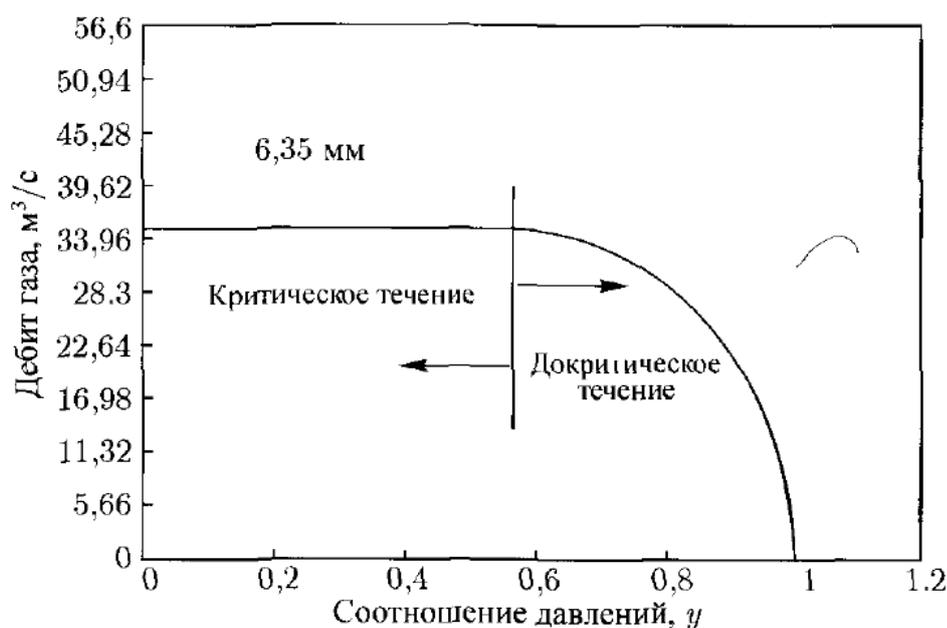


Рисунок 2.10 – Зависимость дебита потока, протекающего через штуцер, от соотношения давлений до и после преграды y [14]

Однофазный поток газа

Скорость идеального газа, течение которого через штуцер проходит без трения и адиабатически, можно рассчитать по уравнению [14]:

$$v_2 = \sqrt{2 \frac{\kappa p_1}{(\kappa - 1) \rho_1} \left[1 - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{(\kappa - 1) / \kappa} \right]} \quad (2.75)$$

Где индекс «1» относится к параметрам газа до штуцера, а индекс «2» - после штуцера.

При адиабатическом изменении состояния газа [14]:

$$\rho_1 = \rho_2 \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{1/\kappa} \quad (2.76)$$

Массовый расход газа [14]:

$$\rho_1 = \rho_2 \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{1/\kappa} \quad (2.77)$$

$$q_{г.м} = q_{г2} \rho_2 = \frac{d_{шт}^2 \pi}{4} v_2 \rho_2 \quad (2.78)$$

Расход газа в стандартных условиях [14]:

$$q_{г} = \frac{q_{г.м}}{\rho_{ст}} \quad (2.79)$$

По закону газового состояния [14]:

$$\rho_1 = \frac{p_1 M}{RT_1}; \quad \rho_{ст} = \frac{p_{ст} M}{RT_{ст}} \quad (2.80)$$

Расход газа через штуцер при стандартных условиях определяется по формуле:

$$q_{г} = \sqrt{2R} \frac{\pi}{4} d_{шт}^2 p_1 \frac{T_{ст}}{p_{ст}} \sqrt{\frac{1}{MT_1} \frac{\kappa}{(\kappa - 1)} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{2/\kappa} - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{(\kappa+1)\kappa} \right]} \quad (2.81)$$

Формулы (2.87) и (2.88) справедливы для критического отношения давлений $y_c = \left(\frac{p_2}{p_1} \right)_{кр}$, при котором скорость потока достигает скорости звука.

Для газа коэффициент критического давления y_c выражается через коэффициент удельной теплоемкости $\kappa = C_p / C_v$:

$$y_c = \left(\frac{p_2}{p_1} \right)_{кр} = \left(\frac{2}{\kappa + 1} \right)^{\kappa/(\kappa-1)} \quad (2.82)$$

Диаметр штуцера определяется по уравнению [98]:

$$d_{шт} = \sqrt{q_{г} \frac{p_{ст}}{T_{ст}} \frac{(MT_1)^{0.5}}{101,3 p_1 C}} \quad (2.83)$$

$$C = \sqrt{\frac{\kappa}{(\kappa - 1)} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{2/\kappa} - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{(\kappa+1)\kappa} \right]} \quad (2.84)$$

Однофазный поток жидкости

Практически всегда устьевое давление ниже давления насыщения и в зоне устьевого штуцера однофазный поток жидкости наблюдается редко. Дебит однофазного потока несжимаемой жидкости в зоне штуцера рассчитывается по формуле [119]:

$$q = 85,677 C A d_{шт} \sqrt{\frac{\Delta p}{\rho}} \quad (2.85)$$

где q в м³/сутки, а $d_{шт}$ - в мм.

Коэффициент C - поправка на необратимые потери (например, трение) определяется экспериментально и зависит от типа преграды (расходомер Вентури, отверстие или штуцер), соотношения диаметра трубы и к диаметру преграды и числа Рейнольдса.

Многофазный поток жидкости

В современных программных пакетах для расчета характеристик многофазного потока, протекающего через штуцер, широко применяются модели: Эшфорда и Пиерса, Гилберта.

Формула Эшфорда и Пиерса [14] для расчета общего дебита многофазной смеси в случае докритического течения:

$$q = 3,51 C d_{шт}^2 \alpha \beta \quad (2.86)$$

$$\alpha = \frac{1}{\sqrt{B_o + F_{wo}}} \quad (2.87)$$

$$\beta = \frac{\left[\frac{\aleph}{(\aleph - 1)} T_1 z_1 (R_p - R_s) \left(1 - y_c^{\frac{\aleph - 1}{\aleph}} \right) + 198,6 p_1 (1 - y_c) \right] \sqrt{\rho_o + 0,000271 \rho_g R_s + F_{wo} \rho_w}}{\left[198,6 \frac{T_1 z_1}{p_1} (R_p - R_s) y_c^{\frac{-1}{\aleph}} \right] \frac{\rho_o + 0,000271 \rho_g R_p + F_{wo} \rho_w}} \quad (2.88)$$

где B_o - объемный коэффициент нефти, z_1 , T_1 и p_1 - сверхсжимаемость, температура и давление до штуцера, F_{wo} - обводненность, R_s - газосодержание в нефти, R_p - газовый фактор, ρ_o, ρ_g, ρ_w - плотности нефти, газа и воды.

Для расчета коэффициента критического давления y_c Эшфорд и Пиерс использовали уравнение [98]:

$$y_c = \frac{1}{R_1} \left\{ \frac{2R_1}{\aleph(1 + R_1 y_c^{\frac{-1}{\aleph}})} \left[\frac{R_1}{b} (1 - y_c^b) - y_c + 1 \right] y_c^u - 1 \right\} \quad (2.89)$$

$$b = \frac{\aleph - 1}{\aleph}, u = \frac{\aleph + 1}{\aleph} \quad (2.90)$$

Давление и скорость многофазного потока после штуцера Эшфорд и Пиерс рассчитывали по формуле [98]:

$$v_2 = \sqrt{\frac{2\aleph}{(\aleph - 1)} g_c \left[\left(\frac{1}{\rho_{fl}} - \frac{1}{\rho_l} \right) p_1 \left(1 - y_c \frac{\aleph-1}{\aleph} \right) + 2g_c \frac{1}{\rho_l} p_1 (1 - y_c) \right]} \quad (2.91)$$

ρ_l и ρ_{fl} - плотность жидкости и общая плотность флюида до штуцера.

Метод Эшфорда и Пиерс имеет ряд допущений: поток через преграду в трубопроводе адиабатический, жидкость является несжимаемой и не испаряется в штуцере, смесь является однородной.

Гилберт [14] вывел уравнение для расчета характеристик многофазного потока перед штуцером (критическое течение):

$$p_1 = 3,59 \cdot 10^4 \frac{q_o R_p^{0,546}}{d_{шт}^{1,89}} \quad (2.92)$$

Метод Гилберта также имеет ряд допущений: при температуре и давлении перед штуцером значения q_o и R_p соответствует значениям их при стандартных условиях; штуцер имеет стандартную геометрию.

2.4.4 Интеграция математических моделей, описывающих движение флюидов в пласте, скважине и системе сбора в рамках единой комплексной модели

Схема расчета интегрированной модели в пределах одного временного шага может быть разбита на несколько шагов (Рисунок 2.11):

- *Шаг 1*

На первом шаге в модели пласта производится расчет и формирование индикаторных кривых притока по каждой скважине. Для формирования индикаторных кривых притока гидродинамический симулятор выполняет расчет значений дебитов газа, нефти и воды для нескольких режимов работы скважин с контролем по забойному давлению, а затем рассчитывает пластовое давление методом экстраполяции индикаторной кривой.

- *Шаг 2*

На втором шаге осуществляется передача построенных индикаторных кривых притока по каждой скважине из модели пласта в модель сети сбора.

- Шаг 3

На третьем шаге симулятор модели сети сбора, используя полученные кривых притока по каждой скважине, выполняет расчет рабочей точки всей системы «пласт-скважина-система сбора» с учетом всех заданных ограничений по добыче, давлениям и т.д., определяет целевой дебит по каждой скважине и передает его значение обратно в модель пласта.

- Шаг 4

Гидродинамический симулятор, получив из модели сети сбора значения целевых дебитов, выполняет расчет модели пласта с заданными целевыми дебитами по скважинам до следующего временного шага.

- Шаг 5

На следующем временном шаге операции повторяются-вновь происходит расчет и формирование индикаторных кривых по каждой скважине в модели пласта и передача их в модель сети сбора для последующего расчета рабочей точки всей системы «пласт-скважина-система сбора» с учетом всех заданных ограничений.

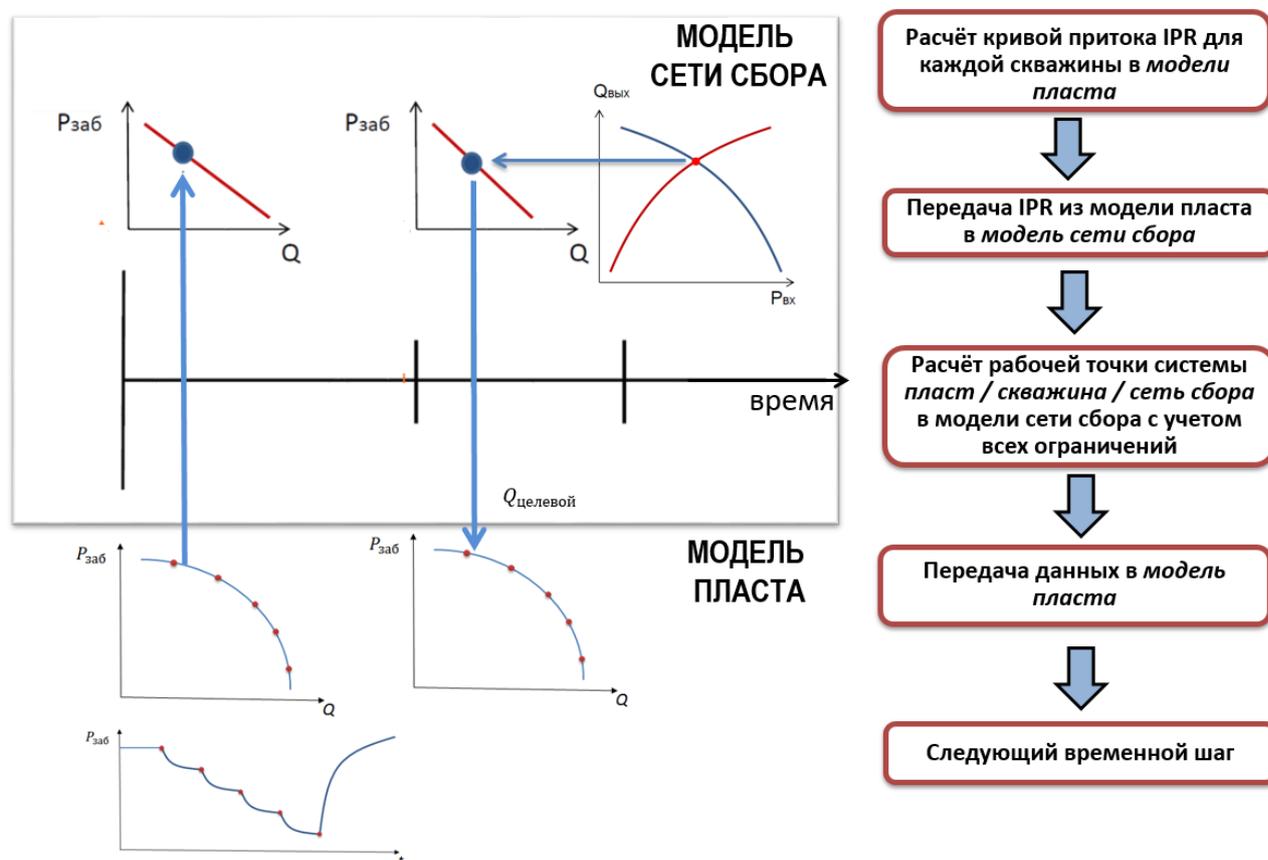


Рисунок 2.11 – Схема взаимодействия моделей пласта, скважин и сети сбора в рамках расчета каждого временного шага

2.5 Выводы к главе 2

1. В основе интегрированной модели лежит комплекс математических моделей фильтрации флюидов в пласте, течения газожидкостных смесей (нефть, газ, вода) в стволе скважин и в нефтегазосборных сетях трубопроводов, который представляет собой систему уравнений. Решение данной системы уравнений возможно только численно и на данный момент реализуется на мощнейших вычислительных машинах и кластерах. Расчет прогнозных показателей разработки с применением интегрированной модели представляет собой процесс вычисления обобщенного решения начально-краевой задачи для системы уравнений, описывающих реальные физические процессы, протекающие в нефтегазоносных пластах, стволах (лифтах) скважин и наземных нефтегазосборных сетях трубопроводов.

2. Математические модели, описывающие движение флюидов в пласте, представляют собой систему дифференциальных уравнений в частных производных сохранения массы, импульса и энергии, для решения которых применяют численные методы, основанные на конечно-разностном представлении производных. В настоящей работе интегрированное моделирование разработки ТРИЗ нефти тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей с применением многофункциональных скважин выполнена с помощью полностью неявного трехфазного трехмерного гидродинамического симулятора E100 с газоконденсатной опцией. Для описания процессов трёхфазной фильтрации использовалась модель летучей нефти. Начальным условием для пластовой системы принимается состояние статического равновесия (скорости всех фаз равны нулю, флюиды разделяются под действием капиллярных и гравитационных сил). Граничным условием принято условие непротекания пласта (отсутствие перетоков).

3. Математические модели многофазного потока, описывающие движение флюидов в скважине (модель лифта) базируются на законах сохранения массы, импульса и энергии, позволяющих рассчитать необходимые характеристики потока и определить распределение давления и температуры вдоль ствола скважины. В настоящей работе расчет параметров многофазного потока в скважинах выполнен

в программном пакете для построения цифровых моделей скважин PROSPER с использованием корреляции *Petroleum Experts 2*.

4. Описание движение флюидов и расчет режимов течения в горизонтальном участке трубопровода в настоящей работе выполнен с использованием модели Беггза и Брилла. Для расчета общего дебита многофазной смеси, протекающего через штуцер, применяется модель Эшфорда и Пиерса со следующими допущениями: поток через преграду в трубопроводе адиабатический, жидкость является несжимаемой и не испаряется в штуцере, смесь является однородной. Модель системы сбора продукции НГКМ и направлении их на установки комплексной подготовки газа и нефти построена с использованием программного комплекса (GAP) и учитывает фактические и проектные штуцера скважин, диаметры и длины трубопроводов.

5. Для объединения цифровых моделей скважин, моделей объектов сбора углеводородов и гидродинамических моделей пластов в единую среду в настоящей работе использован интегратор, позволяющий связать различные инженерные пакеты, предназначенные для расчета тех или иных параметров месторождения.

ГЛАВА 3. ИНТЕГРИРОВАННЫЙ ПОДХОД К ПРОЕКТИРОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ТОНКОЙ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКОЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН

3.1 Многофункциональные скважины

Под многофункциональной, понимается горизонтальная скважина, первоначально пробуренная под ГНК с целью добычи нефти из нефтяной оторочки, а также прорывного газа и конденсата из газовой шапки, с ростом обводненности переведенная в разряд газодобывающих вертикальных с отсечением обводнившегося горизонтального ствола и вскрытием верхней газонасыщенной части.

Компоновка заканчивания таких скважин предусматривает возможность как приобщения газонасыщенного интервала газовой шапки в процессе разработки для

организации внутрискважинного бескомпрессорного газлифта, так и отсечения обводнившейся горизонтальной секции скважины с достижением доли воды в продукции критического значения, при котором фонтанирование скважины невозможно. Принципиальная схема конструкции многофункциональной скважины представлена на рисунке 3.1.

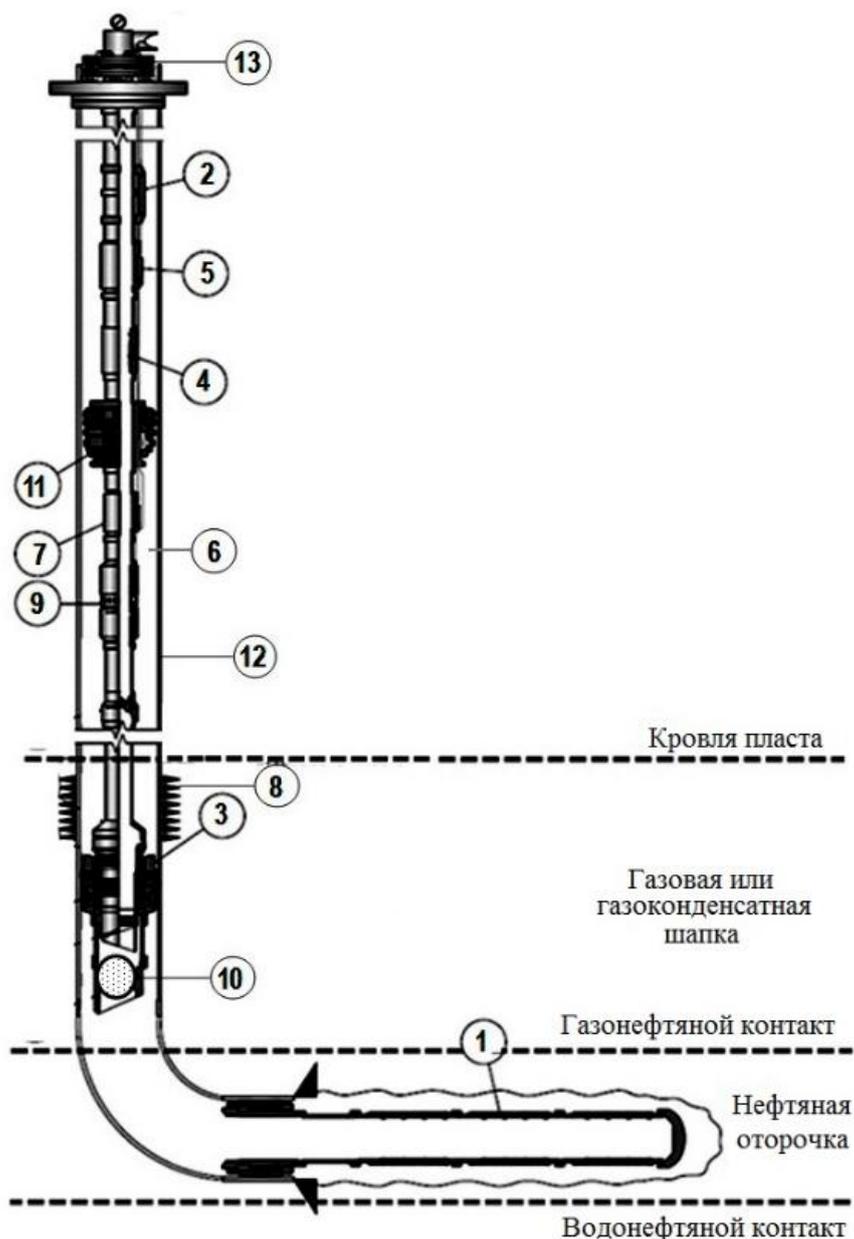


Рисунок 3.1 – Схема конструкции многофункциональной скважины

Многофункциональная скважина содержит эксплуатационную колонну 12 обсадных труб со смонтированной в ней для подъема пластового флюида колонной насосно-компрессорных труб (НКТ) 5 с затрубным пространством 6 и объединяющее их устье скважины с устьевым оборудованием 7.

Эксплуатационная колонна *12* служит для укрепления скважины, разобщения продуктивных горизонтов от остальных пород и извлечения из скважины нефти или газа.

Устьевое оборудование *7* включает колонную головку со смонтированной на ней трубной головкой, на которой подвешены снизу образующие колонну НКТ *5* с подземным эксплуатационным оборудованием. Колонная головка приваривается к обсадной колонне на поверхности и обеспечивает фланцевое соединение между обсадной колонной на поверхности и противовыбросовым оборудованием во время бурения; внутреннюю конфигурацию для установки клиновой подвески и изоляции, чтобы удерживать и изолировать техническую и эксплуатационную колонну, выходы для установки задвижек, контролирующего затрубное пространство *б*. Трубная головка представляет из себя катушку с двумя фланцами, которая устанавливается на колонную головку. Она обеспечивает внутреннюю конфигурацию для установки муфтовой подвески НКТ *5*, выходы для установки задвижек, контролирующего затрубное пространство *б* между эксплуатационной колонной *12* и НКТ *5*.

НКТ *5* используются для транспортировки газа или жидкого флюида из скважины на поверхность. Для обеспечения герметичности и надежности скрепление НКТ *5* производится резьбовым соединением. Колонна НКТ *5* содержит следующие основные элементы подземного эксплуатационного оборудования, включающие: гидравлический пакер *3*, клапан *9* контроля притока, глубинный датчик *б* давления и температуры, гидравлический пакер *11*, гидравлические или электрические линии клапана *2* контроля притока, циркуляционную муфту *4*, пробку или отсечной клапан *10* для отсечения обводнившегося горизонтального ствола, хвостовик *1* с фильтрами.

Гидравлический пакер *3* предназначен для изоляции заколонного пространства между головой хвостовика *1* и эксплуатационной колонной *12*. Пакер *3* имеет полнопроходной внутренний диаметр, позволяющий беспрепятственно проводить работы внутри хвостовика *1*. Спуск и установка пакера *3* осуществляется с помощью специального посадочного инструмента на бурильных трубах.

Гидравлический пакер 11 герметизирует затрубное пространство над газонасыщенным пластом и имеет порты (байпасные проходы) для проведения через них гидравлических или электрических линий клапана 9 контроля притока. Элементы пакера 11 – шлипсы, удерживающие пакер 11 в эксплуатационной колонне 12, и резиновый элемент, обеспечивающий изоляцию затрубного пространства 6. Гидравлический пакер 11 устанавливается в составе колонны НКТ 5, спускается на требуемую глубину и активируется при создании перепада давления между трубным и затрубным пространством.

Клапан 9 контроля притока служит для регулирования потока газа из газонасыщенной части пласта – газовой или газоконденсатной шапки. Клапан 9 контроля притока имеет несколько различных по величине штуцера позиций открытия и одну полностью закрытую позицию. Такая система позволяет гибко, с учетом меняющихся со временем параметров скважины, регулировать процесс газлифта и останавливать его в случае необходимости. Клапан 9 может управляться гидравлически или электрически с поверхности через гидравлические или электрические линии 2. Для регулирования процесса газлифта не требуется глушение скважины и привлечение бригад капитального ремонта скважин (КРС) и ГНКТ. В случае гидравлического управления гидравлические линии выходят на поверхность и переключаются при помощи создания перепада давления между линиями, для чего требуется оборудовать фонтанную арматуру скважины специальными выводами для подключения насоса. В случае электрического клапана 9 контроля притока поступление газа в колонну НКТ 5 регулируется с поверхности по электрическому кабелю, по которому также передаются показания забойных давлений и температур с глубинного датчика 6. Регулируемый электрический клапан 9 контроля притока работает не по принципу смены позиции штуцера, а по доле открытия проходного сечения – игольчатый клапан.

Циркуляционная муфта 4 является скважинным устройством, которое устанавливается в составе НКТ 5 и обеспечивает сообщение между НКТ 5 и затрубным пространством 6. Компоновка оборудуется циркуляционной муфтой 4 с целью по-

лучения возможности глушения скважины в случае проведения капитального ремонта, открытия и закрытия сообщения НКТ 5 с пластом, проведения кислотных обработок призабойной зоны (ОПЗ), перенаправления потока из НКТ 5 в затрубное пространство 6 или обратно. Для предотвращения гидратообразования над циркуляционной муфтой 4 может быть предусмотрен ингибиторный клапан для подачи метанольного раствора по затрубному пространству 6 через отдельную линию. Для установки ингибиторного клапана необходимо предусмотреть специальный вывод для трубки для подачи метанола в фонтанной арматуре.

Глубинный датчик 6 для замера давления и температуры, установленный над клапаном 9 контроля притока, измеряет давление и температуру как в колонне НКТ 5, так и в затрубном пространстве 6. Кабель постоянный забойный соединяет глубинный датчик 6 с устройством регистрации и обработки данных на поверхности, которое записывает и обрабатывает данные, и обеспечивает электропитанием глубинные манометры.

Спуск специальной пробки на ГНКТ либо установка отсечного клапана 10 в составе компоновки предусмотрены для полного перекрытия нефтяной оторочки в случае обводнения и перевода скважины на газовый характер работы с изоляцией обводнившейся нефтяной оторочки.

Компоновка многофункциональной скважины предусматривает спуск хвостовика 1 с фильтром. В отличие от эксплуатационной колонны 12, проходящей с поверхности до заданной глубины и перекрывающейся с предыдущей обсадной трубой, хвостовик 1 с фильтром проходит только от конца предыдущей колонны до дна открытой скважины. Колонна-хвостовик 1 подвешивается с предыдущей колонны на подвеске без цементирования.

Гидравлические / электрические линии 2 клапана 9 контроля притока необходимы для регулировки поступления газа из газовой или газоконденсатной шапки в колонну НКТ 5, а также для передачи показаний забойных давлений и температур с датчика 6.

Компоновка заканчивания многофункциональной скважины предусматривает возможность как приобщения газонасыщенного интервала газовой или газоконденсатной шапки с помощью клапана 9 контроля притока, установленного напротив интервала газовой или газоконденсатной шапки в процессе разработки для организации внутрискважинного бескомпрессорного газлифта, так и отсечения обводнившейся горизонтальной секции скважины либо путем спуска пробки с помощью гибкой непрерывной насосно-компрессорной трубы (ГНКТ), либо путем установки дополнительного отсечного клапана 10 с достижением доли воды в продукции критического значения, при котором фонтанирование скважины невозможно.

Таким образом, многофункциональность скважины заключается в изменении ее целевого назначения на различных этапах «жизни» в зависимости от термодинамических процессов, протекающих в пласте, динамики обводнения и газового фактора после прорыва конусов газа и/или воды к забою, темпов снижения пластового давления, продуктивности; при снижении дебита нефти до экономически рентабельного предела, ниже которого скважина перестает окупать операционные затраты; с прекращением фонтанирования из-за прорыва воды; с ростом газового фактора и устьевого давления из-за прорыва газа из газовой шапки и достижением линейным давлением предельного значения, при котором возможна безаварийная эксплуатация в сеть низкого давления; изменения конъюнктуры рынка и целесообразности смещения акцента с добычи нефти в сторону добычи газа и наоборот и др.

Способ добычи нефти, газа и газового конденсата с помощью многофункциональной скважины предусматривает 3 основных этапа.

Этап 1: На первом этапе эксплуатации многофункциональная скважина по своей сути является нефтяной, горизонтальный ствол которой размещается на расстоянии 1-2 метров ниже ГНК и основной ее функцией на этом этапе жизни является добыча нефти из нефтяной оторочки.

Этап 2. С дальнейшим ростом обводненности и достижением доли воды в продукции критического значения, при котором фонтанирование невозможно, а также при снижении дебита нефти до экономически рентабельного предела сква-

жина переводится в разряд газодобывающих вертикальных с отсечением обводнившегося горизонтального ствола и дальнейшей эксплуатацией только вышележащего газонасыщенного интервала газовой или газоконденсатной шапки.

Промежуточный этап. С прорывом газа из газовой или газоконденсатной шапки к стволу скважины в ходе её эксплуатации на этапе 1, сопровождающимся ростом газового фактора и устьевого давления, скважина переводится в разряд нефтяных с высоким газовым фактором. Ее основная функция на этом этапе – добыча нефти из нефтяной оторочки, а также прорывного газа и конденсата из газовой или газоконденсатной шапки.

3.2 Организация системы сбора продукции многофункциональных скважин

Сбор всего добываемого сырья, как газовых, так и многофункциональных скважин месторождения реализован посредством трехтрубной системы сбора. Первая система сбора (высокого давления) предназначена для сбора углеводородов с газоконденсатных скважин и транспорта их на установку комплексной подготовки газа (УКПГ). После подготовки товарные газ и конденсат поступают в систему внешнего транспорта.

Две других – это низконапорная (НН) и высоконапорная (ВН) системы - предназначены для сбора углеводородов, поступающих с многофункциональных скважин.

Продукция многофункциональных скважин с низким устьевым давлением будет подаваться на установку подготовки нефти (УПН) по низконапорным шлейфам. Продукцией УПН после сепарации и подготовки сырья является товарная нефть, которая в дальнейшем подается в систему внешнего транспорта. В составе УПН запроектирована компрессорная станция, предназначенная для компримирования попутного нефтяного газа до давления, необходимого для процесса подготовки на УКПГ. После компримирования попутный нефтяной газ с УПН направляется на УКПГ для совместной подготовки с пластовым газом.

Продукция скважин с высоким устьевым давлением по высоконапорным шлейфам будет подаваться на отдельный двухступенчатый сепаратор высокого

давления. После первой ступени сепарации ($P=10$ МПа, $T=30^{\circ}\text{C}$) высоконапорный газ под собственным давлением подается на УКПГ для совместной подготовки с пластовым газом, а отсепарированные нефть и конденсат поступают на вторую ступень сепарации ($P=2$ МПа, $T=25^{\circ}\text{C}$), после которой поставляются на УПН для дальнейшей подготовки нефти и сдачи ее в систему внешнего транспорта.

На рисунке 3.2 представлена принципиальная схема объектов системы сбора, транспорта и подготовки продукции месторождения, которая включает соединенные с устьевым оборудованием 13 через клапаны 27, 26 и 29 шлейф 17 низкого давления, первый шлейф 14 высокого давления и второй шлейф 22 высокого давления. Шлейф 17 низкого давления соединен с установкой 18 подготовки нефти (УПН). Первый шлейф 22 высокого давления соединен через дожимную компрессорную станцию (ДКС) 20 с установкой 21 комплексной подготовки газа (УКПГ). Вторым шлейфом 14 высокого давления соединен с двухступенчатым сепаратором с первой ступенью 23 сепарации и второй ступенью 25 сепарации.

Третий шлейф 19 высокого давления соединяет выход первой ступени 23 сепарации по газу с первым шлейфом 22 высокого давления. Выход первой ступени 23 сепарации по жидкости соединен шлейфом 28 высокого давления с входом второй ступени 25 сепарации, которая своим выходом соединена шлейфом 16 низкого давления с УПН 18.

Выход УПН 18 по газу соединен с УКПГ 21 через компрессорную установку 24 для компримирования попутного нефтяного газа.

Переключение многофункциональной скважины из шлейфа 17 низкого давления в шлейфы 14 и 22 высокого давления осуществляется путем открытия и закрытия клапанов 26, 27 и 29. Скважина эксплуатируется в шлейф 17 низкого давления в случае, когда клапаны 26 и 29 закрыты, а клапан 27 находится в открытом положении. Скважина эксплуатируется в шлейф 14 высокого давления в случае, когда клапан 26 открыт, а клапаны 27 и 29 находятся в закрытом положении. Скважина эксплуатируется в шлейф 22 высокого давления в случае, когда клапан 29 открыт, а клапаны 26 и 27 находятся в закрытом положении.

Установка подготовки нефти (УПН) 18 - комплекс оборудования, включающий насосы, резервуары-отстойники, сепараторы, электродегидраторы, конденсаторы, теплообменники и другие элементы, предназначенные для обезвоживания, обессоливания и стабилизации нефти до ее подачи в магистральный нефтепровод.

Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) 21 представляет собой комплекс технологического оборудования и вспомогательных систем, обеспечивающих отделение от газа капельной влаги, жидких углеводородов и механических примесей. Товарной продукцией УКПГ 21 являются: сухой газ газовых месторождений, сухой отбензиненный газ газоконденсатных месторождений, газовый конденсат. Промысловая обработка газа на УКПГ 21 состоит из следующих этапов: абсорбционная или адсорбционная сушка; низкотемпературная сепарация или абсорбция; масляная абсорбция. На газовых месторождениях подготовка газа заключается в его осушке, поэтому там используются процессы абсорбции или адсорбции. На газоконденсатных месторождениях осушка и выделение легкоконденсирующихся углеводородов осуществляются путём низкотемпературной сепарации, низкотемпературной абсорбции или низкотемпературной масляной абсорбции.

Штуцер 15 – это цилиндрический диск или стержень со сквозным относительно небольшим отверстием. Диаметр отверстия зависит от заданного режима эксплуатации скважины и подбирается опытным путем. Для увеличения срока службы штуцер 15 изготавливается из износостойкой стали. Чем меньше отверстие в штуцере 15, тем больше сопротивление создается на пути движения жидкости, тем выше буферное давление скважины и тем меньше, соответственно, ее дебит.

Шлейфы 16, 17 низкого давления и шлейфы 14, 19 высокого давления – трубопроводы с рабочим давлением свыше 10 и до 4 МПа соответственно, предназначенные для транспортирования пластовой смеси от многофункциональной скважины до УПН 18 и УКПГ 21. Шлейф высокого давления 22 предназначен для сбора и транспортировки продукции многофункциональной скважины на этапе ее эксплуатации в качестве газодобывающей скважины.

Двухступенчатый сепаратор с первой ступенью 23 сепарации (давление – 10 МПа, температура – 30 °С) и второй ступенью 25 сепарации (давление – 2 МПа,

температура – 25 °С) необходим для разделения скважинной продукции и дальнейшего ее направления на УПН 18 и УКПГ 21.

ДКС 20 предназначена для повышения давления добываемого газа до значений, требуемых как на входе в УКПГ 21 (для обеспечения рабочих параметров технологического процесса подготовки газа). На начальной стадии эксплуатации месторождений ДКС не входит в состав системы. ДКС как правило подключают позже, когда падает пластовое давление, а вслед за ним устьевое давление и давление в системе сбора.

Компрессорная установка 24 предназначена для компримирования (сжатия) попутного нефтяного газа и его последующей транспортировки с УПН 18 до УКПГ 21.

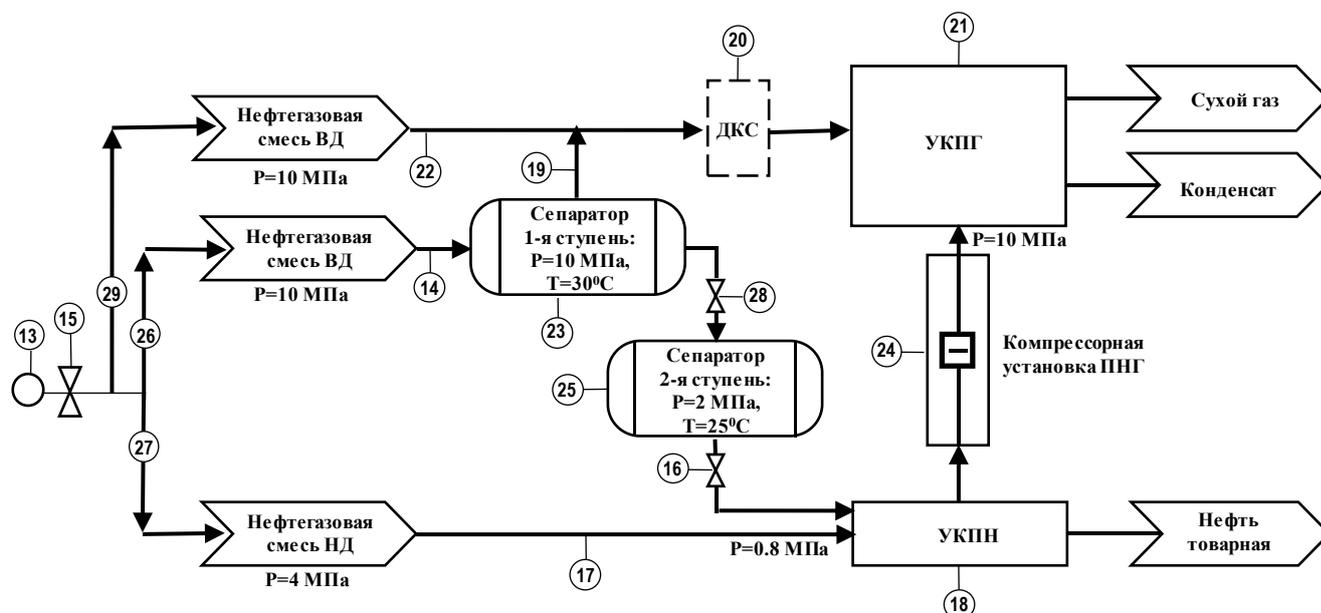


Рисунок 3.2 – Принципиальная схема объектов системы сбора, транспорта и подготовки продукции газовых и multifunctional скважин

Такая нетривиальная система сбора имеет ряд важных ограничений, среди которых максимальная производительность УКПГ и УПН по газу, максимальная пропускная способность шлейфов низкого и высокого давления по жидкости, давление и температура на входе в УКПГ, УПН и на входе в системах внешнего транспорта, максимальное линейное давление в коллекторах низкого давления, мощность до-

жимной компрессорной станции (ДКС) и многие др., которые необходимо принимать во внимание при проектировании разработки нефтяной залежи с газовой шапкой с применением многофункциональных скважин.

3.3 Пример создания комплексной интегрированной модели газоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой

Такой интегрированный подход с применением многофункциональных скважин в настоящее время реализуется на одном из НГКМ, которое расположено в Ямало-Ненецком АО на севере Тюменской области и содержит три нефтегазоконденсатные пластово-сводовые залежи, подстилаемые водой. Разрез пластов месторождения представлен на рисунке 3.3.

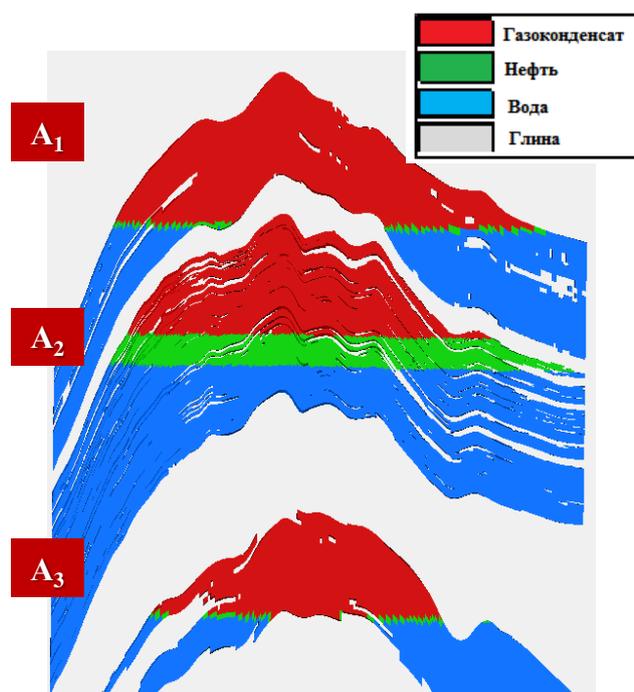


Рисунок 3.3 – Геологический разрез месторождения

В пределах месторождения промышленные скопления углеводородов выявлены в верхней части мегийонской свиты (пласт A₃) и нижней части заполярной свиты (пласты A₁ и A₂) валанжинского яруса нижнемеловых отложений.

Коллекторы пластов A₁, A₂ и A₃ представлены неравномерным чередованием песчано-алевролитовых отложений с глинистыми и включает в себя несколько пачек, имеющих как регрессивный, так и трансгрессивный характер осадконакопления.

Основные запасы газа и конденсата месторождения приурочены к газоконденсатным шапкам пластов A_1 , A_2 и A_3 , эффективные газонасыщенные толщины которых в среднем по площади составляют 15 метров.

Основные запасы нефти приурочены к нефтяной оторочке пласта A_2 , эффективная нефтенасыщенная толщина которой в среднем не превышает 8 метров. Эффективная газонасыщенная толщина газовой шапки пласта A_2 в среднем составляет 12 метров. Абсолютная проницаемость пластов A_1 , A_2 и A_3 варьируется от 0.2 до 600 мД и в среднем составляет порядка 15 мД.

Пласты A_1 , A_2 и A_3 залегают на глубине от 3065 до 3250 метров при начальном пластовом давлении от 30.5 до 32 МПа и пластовой температуре от 81 до 88°C. Содержание метана в пластовом газе в среднем составляет 85%. Потенциальное содержание C_{5+} в пластовом газе варьируется от 205 до 225 г/м³.

Плотность пластовой нефти нефтяной оторочки пласта A_2 равна 664 кг/м³, сепарированной - 823 кг/м³, динамическая вязкость пластовой нефти составляет 0.55 МПа/с, газосодержание - 212 м³/т, объемный коэффициент расширения нефти - 1.55 м³/м³.

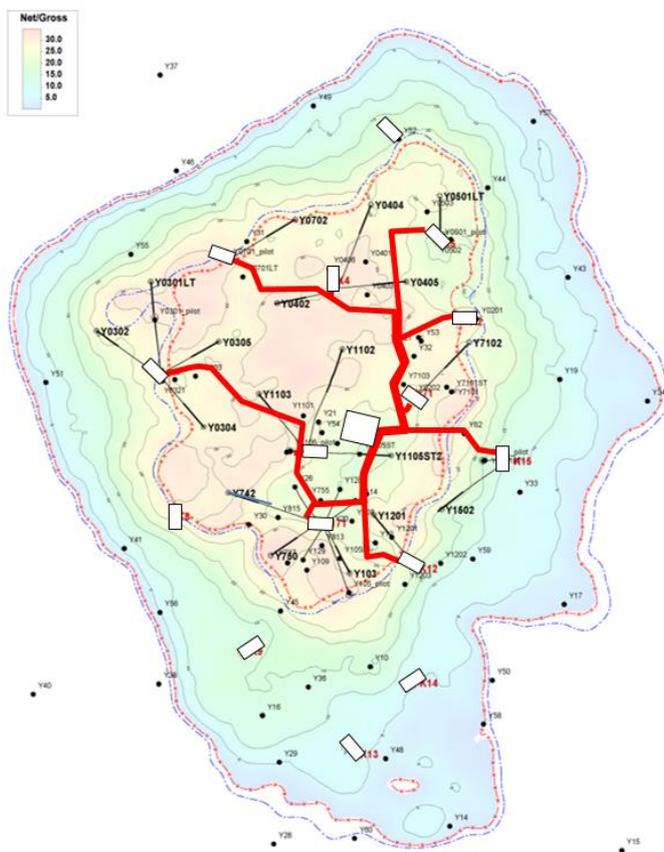
Месторождение введено в промышленную эксплуатацию. Разработка запасов газа верхнего и нижнего газоконденсатных пластов A_1 и A_3 осуществляется на истощение с помощью собственного фонда горизонтальных скважин с длиной ствола 800-1000 м. На пласт A_1 пробурено 19 горизонтальных газовых скважин, на пласт A_3 пробурено 20 горизонтальных газовых скважин.

Ввод в эксплуатацию запасов газа газовой шапки пласта A_2 планируется одновременно с вводом в разработку запасов нефти нефтяной оторочки.

Ранее вовлечение в разработку запасов газа газовой шапки пласта A_2 необходимо как для поддержания полки стабильной добычи газа по мере истощения пластов A_1 и A_3 так и повышения экономической эффективности разработки месторождения в целом.

Для выработки запасов газа газовой шапки пласта A_2 планируется отдельный фонд газовых скважин (10 ед.), размещенных в зонах максимальных газонасыщенных толщин.

Карта эффективных газонасыщенных толщин



Карта эффективных газонасыщенных толщин

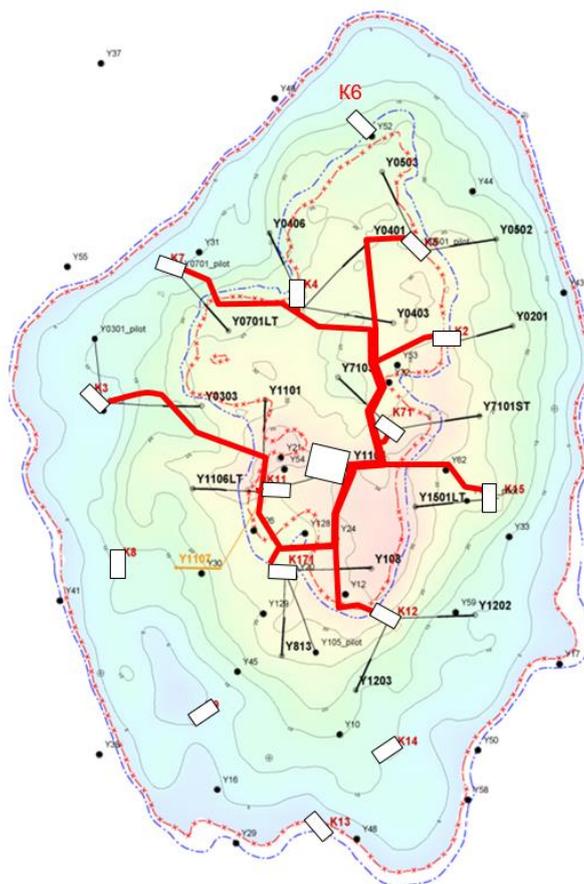


Рисунок 3.4 – Размещение горизонтальных газовых скважин на картах эффективных газонасыщенных толщин пласта A_1 (слева) и A_3 (справа)

В краевых зонах газовой шапки пласта A_2 , где с одной стороны газонасыщенные толщины малы и составляют всего порядка нескольких метров, а с другой стороны наблюдаются максимальные толщины нефтяной оторочки планируется размещать многофункциональные горизонтальные скважины (47 ед.) со сложной конструкцией, компоновка которых предусматривает возможность как приобщения газового интервала пласта в процессе разработки для обеспечения внутрискважинного газлифта, так и отсечения обводившейся горизонтальной секции скважины с ростом доли воды в продукции до критического значения.

Пример размещения многофункциональных скважин в границах нефтяного пласта с газовой шапкой представлен на рисунках 3.5 и 3.4, где синим цветом показаны газовые скважины, коричневым цветом выделены многофункциональные скважины, красным и зеленым цветом схематично

представлены наземные коллектора системы сбора и транспорта продукции газовых и многофункциональных скважин.

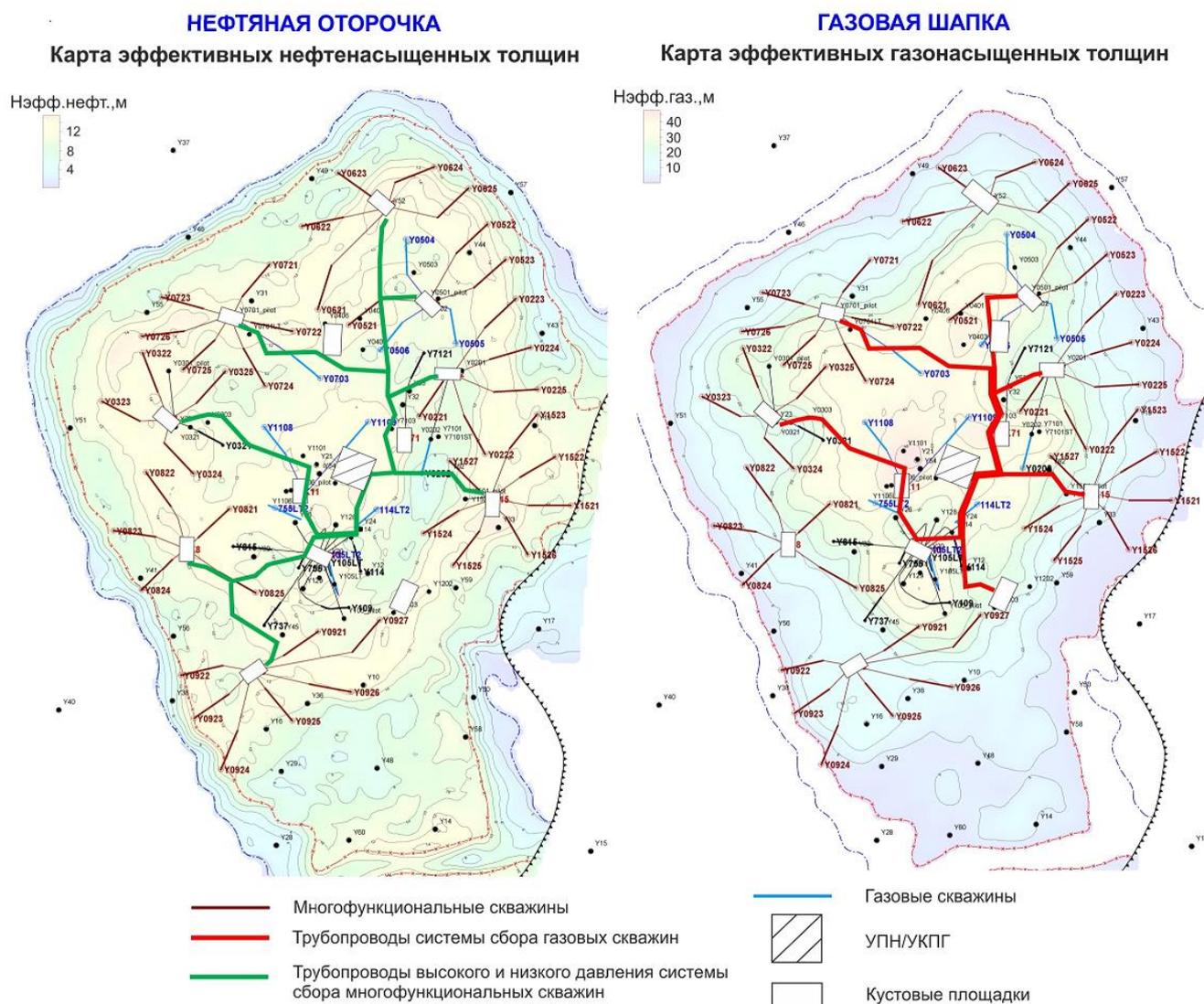


Рисунок 3.5 – Размещение горизонтальных газовых и многофункциональных скважин на картах эффективных газонасыщенных (справа) и нефтенасыщенных (слева) толщин пласта A_2

3.3.1 Создание фильтрационной модели

Полномасштабная гидродинамическая модель пластов A_1 , A_2 и A_3 НГКМ, содержащая более четырех миллионов активных ячеек была построена в формате симулятора *Eclipse 100* и настроена на результаты газодинамических и гидродинамических исследований, а также фактическую историю работы с использованием флюидальной модели в формате *Blackoil* со специальными опциями *Vapoil* и

Disgas, позволяющими учесть объем растворенного конденсата в газовой фазе и объем сухого газа в жидкой углеводородной фазе [107].

3.3.2 Создание цифровых гидравлических моделей скважин

Цифровые модели как проектных, так и фактических газовых и многофункциональных скважин месторождения были построены и настроены на фактические замеры с использованием ПО PROSPER [124]. Исходными данными для создания цифровых моделей являлись фактические и проектные траектории и конструкции скважин, диаметры и глубины спуска НКТ, модели пластовых флюидов. Для прогнозирования характеристик многофазного потока и расчета потерь давления от забоя до устья эксплуатационных газовых и газоконденсатных скважин использовалась корреляция *Petroleum Experts 2*.

3.3.3 Создание модели сети сбора

Модель трехтрубной системы сбора месторождения, включающая трубопроводы низкого и высокого давления, необходимые для сбора продукции газоконденсатных и многофункциональных скважин и транспорта их на установки комплексной подготовки газа и нефти была построена с использованием ПО GAP [109] и учитывает фактические и проектные штуцера скважин, диаметры и длины трубопроводов, а также перепады высот и конфигурацию системы сбора.

Система сбора газа месторождения организована по коллекторно-лучевой схеме, протяженностью порядка 46 км, проектная схема которой приведена на рисунке 3.6. Расчетное давление системы сбора газа 160 атмосфер. На рисунках 3.7 и 3.8 представлены схема системы сбора газа месторождения и схема обвязки газовых скважин одного из кустов месторождения в ПО «GAP».

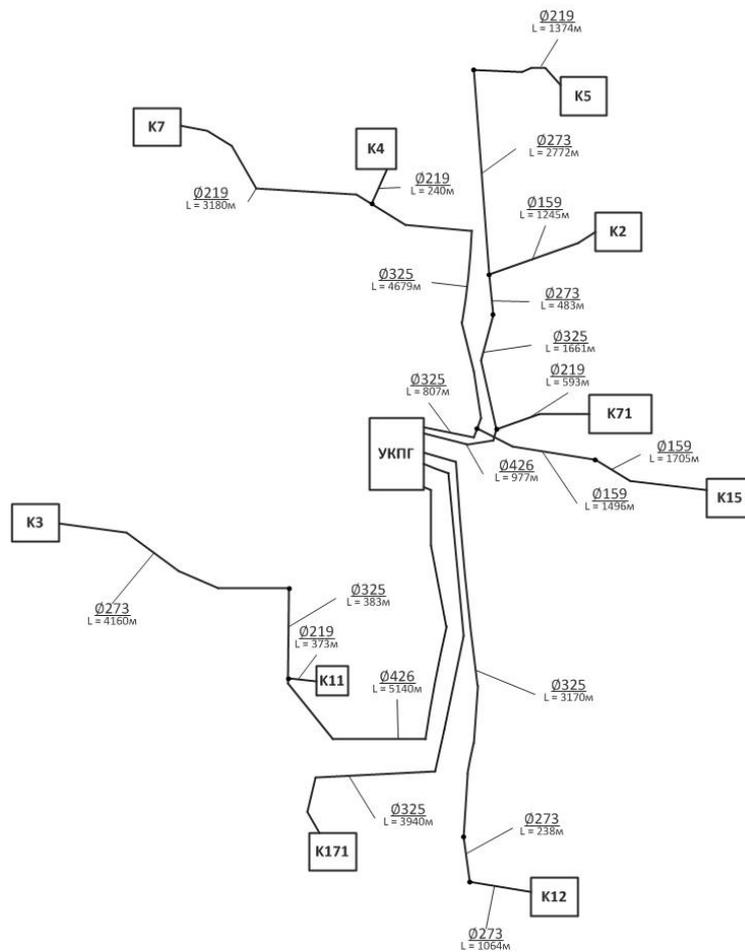


Рисунок 3.6 – Схема системы сбора газосборных сетей

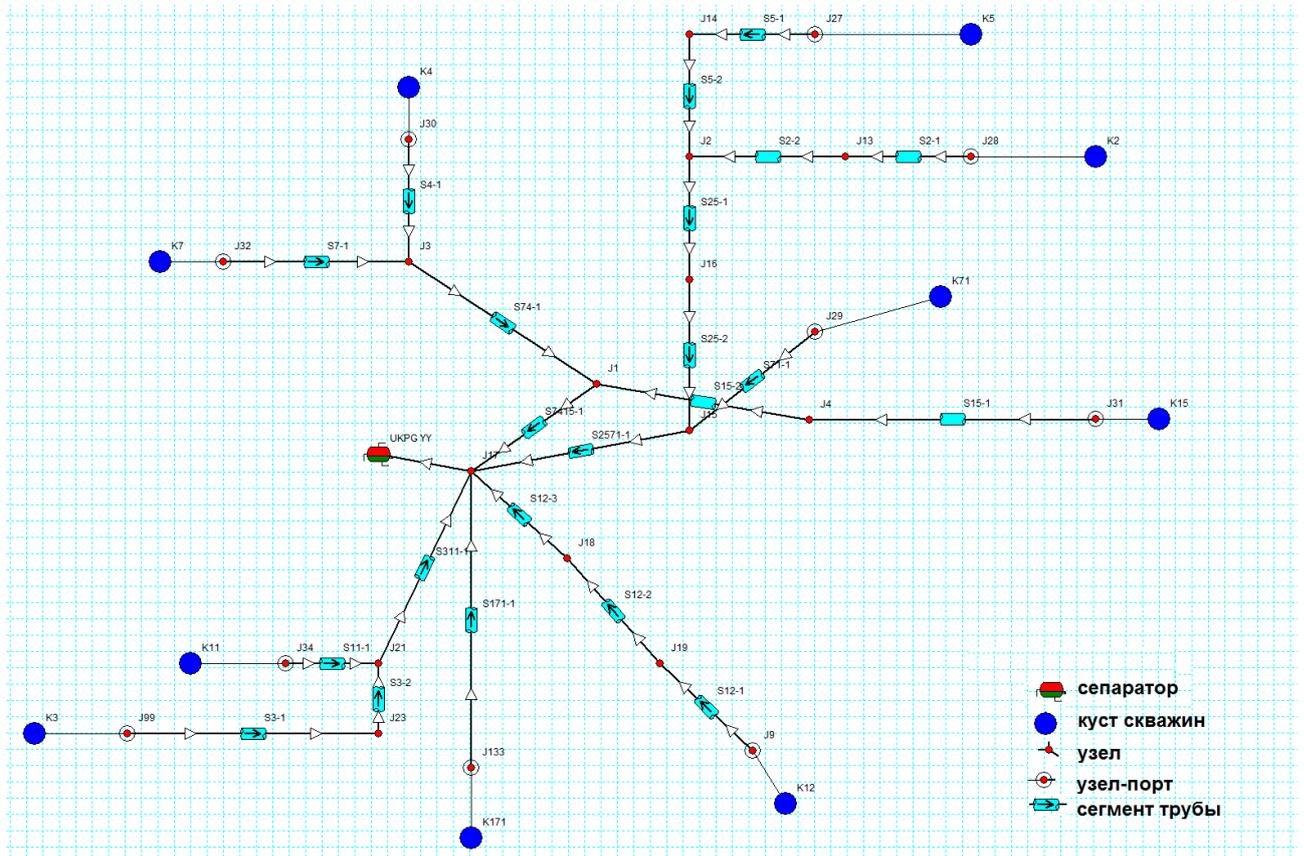


Рисунок 3.7 – Схема системы сбора газа месторождения в ПО «GAR»

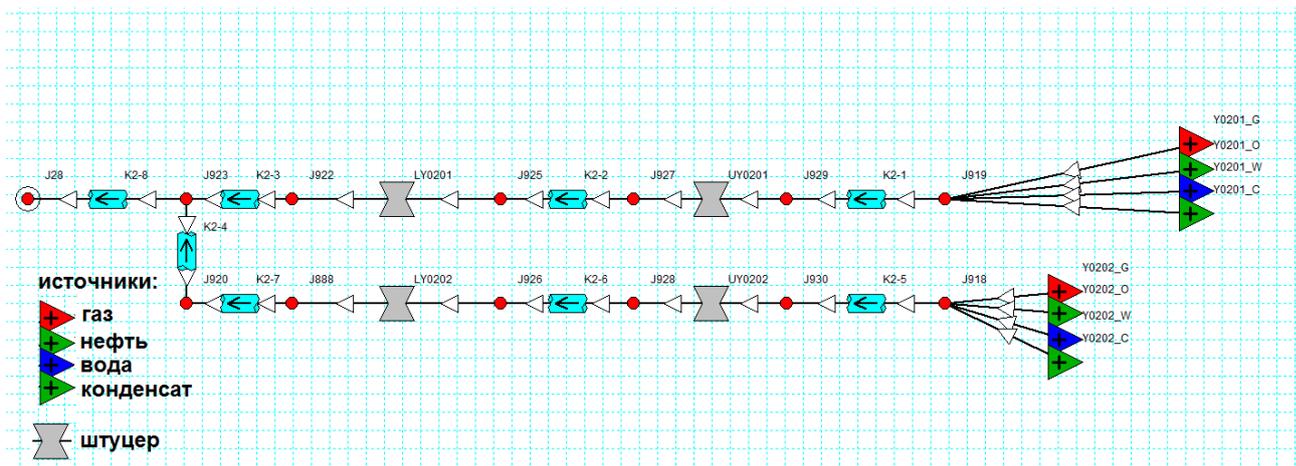


Рисунок 3.8 – Схема обвязки куста газовых скважин месторождения в ПО «GAP»

Для сбора углеводородов, поступающих с multifunctional скважин на месторождении предусмотрены две отдельные системы сбора – низконапорная и высоконапорная, представленные на рисунке 3.9.

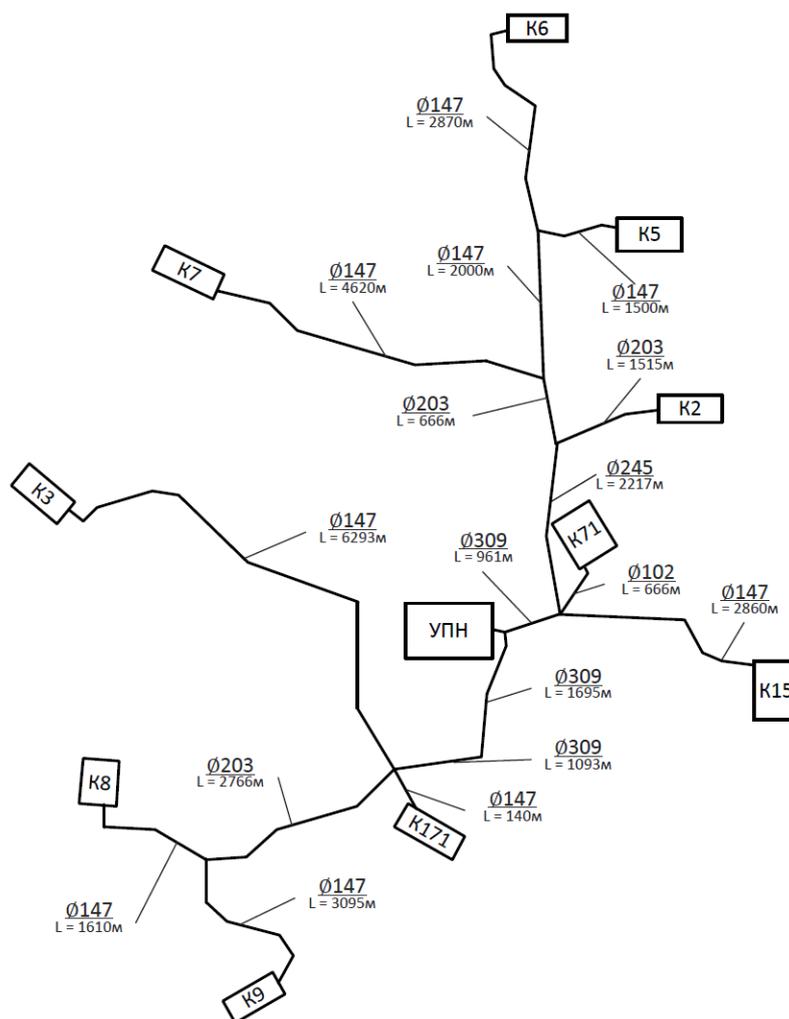


Рисунок 3.9 – Схема системы сбора нефти высокого и низкого давления месторождения

На рисунках 3.10 и 3.11 представлены схема системы сбора продукции многофункциональных скважин и схема обвязки многофункциональных скважин одного из кустов месторождения в программном комплексе «GAP».

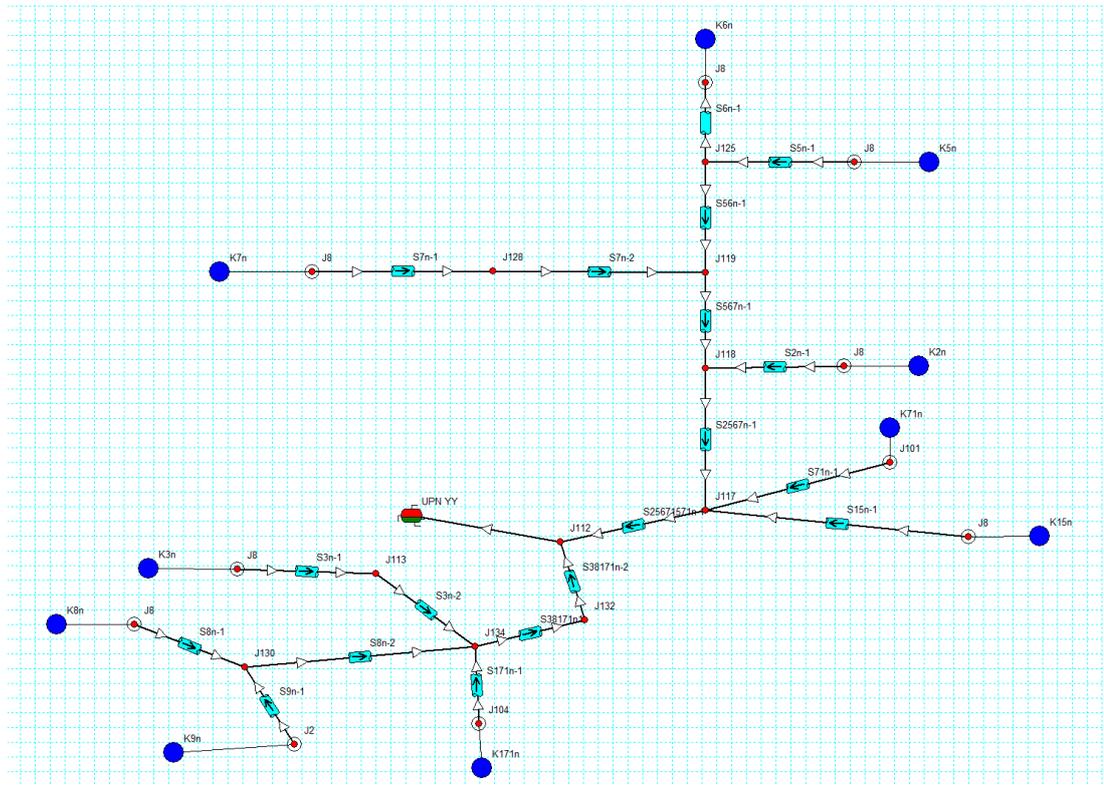


Рисунок 3.10 – Схема системы сбора нефти месторождения в программном комплексе «GAP»

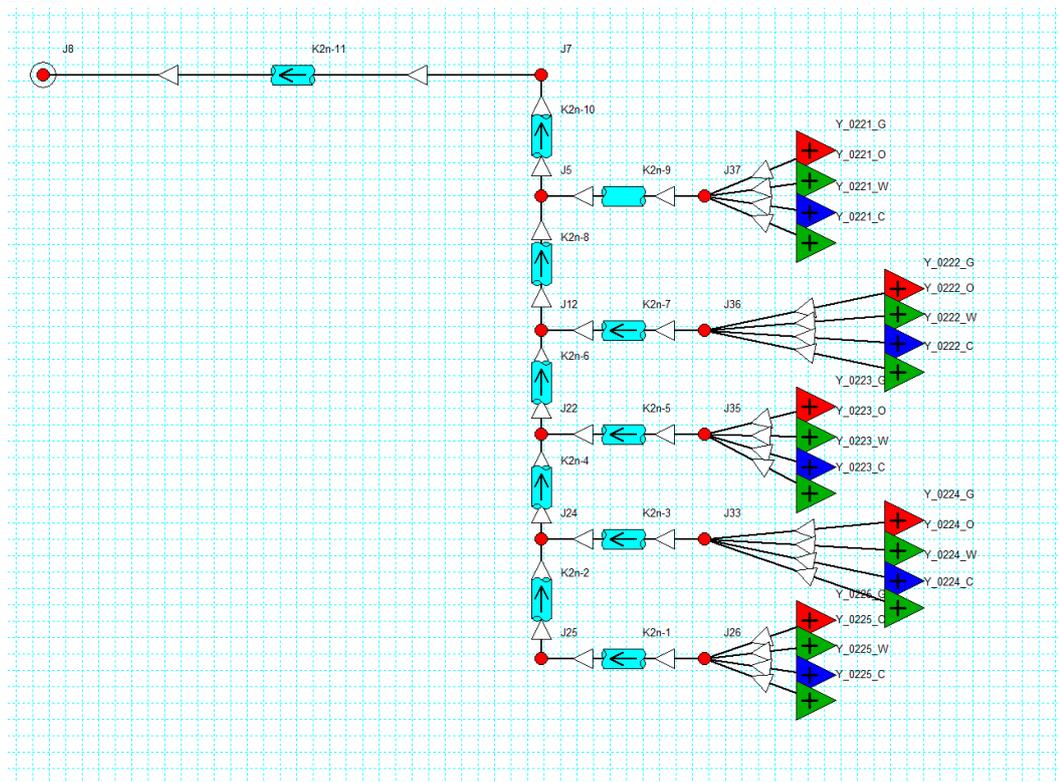


Рисунок 3.11 – Схема нефтяного куста скважин месторождения в программном комплексе «GAP»

3.4 Методические решения по управлению разработкой газоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой, осложненной наличием подошвенной воды

Методические решения по управлению разработкой, предусматривают эксплуатацию запасов газа газовой шапки пласта A_2 одновременно с вводом в разработку запасов нефти нефтяной оторочки. Вовлечение в разработку запасов газа газовой шапки пласта A_2 планируется следующими способами:

- бурение отдельного фонда газовых скважин (10 ед.), размещенных в зонах максимальных газонасыщенных толщин пласта A_2 ;
- за счет прорывов газа из газовой шапки к забою многофункциональных скважин (47 ед.), расположенных в краевых зонах пласта, где газонасыщенные толщины уменьшаются;
- за счет приобщения вышележащего газонасыщенного интервала газовой шапки в многофункциональных скважинах.

При этом, выработка запасов нефти нефтяной оторочки будет осуществляться за счет собственного фонда многофункциональных скважин (47 ед.). Эксплуатация многофункциональной скважины условно может быть разделена на три основных этапа, представленных на рисунке 3.12, где $P_{лин}$ – линейное давление в сети сбора низкого давления, $D_{шт}$ – диаметр штуцера на скважине, $Q_{макс}$ – максимальная производительность УПН по газу.

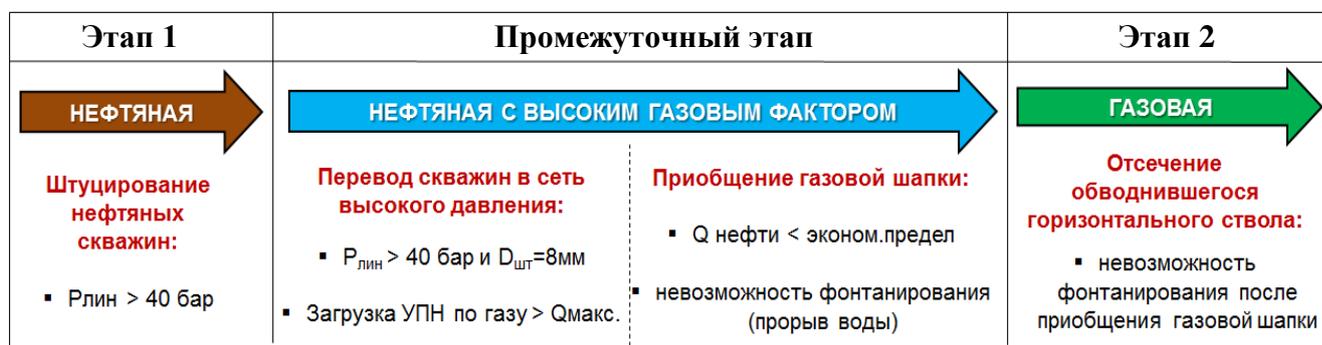


Рисунок 3.12 – Этапы эксплуатации многофункциональной скважины

<p>ПРОРЫВ ГАЗА</p> <p>ПРОРЫВ ВОДЫ</p> <p>ПРОРЫВ ГАЗА И ВОДЫ</p> <p>БЕЗ ПРОРЫВА ГАЗА И ВОДЫ</p>	<p>→</p> <p>→</p> <p>→</p> <p>→</p>	<p>Эксплуатация в сеть низкого давления</p>	<p>Штуцирование нефтяных скважин:</p> <ul style="list-style-type: none"> Р_{лин} > 40 бар 	<p>Перевод скважин в сеть высокого давления:</p> <ul style="list-style-type: none"> Р_{лин} > 40 бар и D_{шт}=8мм Загрузка УПН по газу > Q_{макс.} 	<p>Приобщение газовой шапки:</p> <ul style="list-style-type: none"> Q нефти < эконом. предел Q нефти < Q_{оптим.} (ВСГ) 	<p>Отсечение нефтяного ствола:</p> <ul style="list-style-type: none"> невозможность фонтанирования после приобщения газовой шапки
			<p>Приобщение газовой шапки:</p> <ul style="list-style-type: none"> Q нефти < эконом. предел Q нефти < Q_{оптим.} (ВСГ) невозможность фонтанирования 	<p>Штуцирование нефтяных скважин:</p> <ul style="list-style-type: none"> Р_{лин} > 40 бар 	<p>Перевод скважин в сеть высокого давления:</p> <ul style="list-style-type: none"> Р_{лин} > 40 бар и D_{шт}= 8мм Загрузка УПН по газу > Q_{макс.} 	<p>Отсечение обводнившегося нефтяного ствола:</p> <ul style="list-style-type: none"> невозможность фонтанирования после приобщения газовой шапки
			<p>Штуцирование нефтяных скважин:</p> <ul style="list-style-type: none"> Р_{лин} > 40 бар 	<p>Перевод скважин в сеть высокого давления:</p> <ul style="list-style-type: none"> Р_{лин} > 40 бар и D_{шт}= 8мм Загрузка УПН по газу > Q_{макс.} 	<p>Приобщение газовой шапки:</p> <ul style="list-style-type: none"> Q нефти < эконом. предел Q нефти < Q_{оптим.} (ВСГ) невозможность фонтанирования 	<p>Отсечение обводнившегося нефтяного ствола:</p> <ul style="list-style-type: none"> невозможность фонтанирования после приобщения газовой шапки
			<p>Приобщение газовой шапки:</p> <ul style="list-style-type: none"> Q нефти < эконом. предел Q нефти < Q_{оптим.} (ВСГ) невозможность фонтанирования 	<p>Штуцирование нефтяных скважин:</p> <ul style="list-style-type: none"> Р_{лин} > 40 бар 	<p>Перевод скважин в сеть высокого давления:</p> <ul style="list-style-type: none"> Р_{лин} > 40 бар и D_{шт}= 8мм Загрузка УПН по газу > Q_{макс.} 	<p>Отсечение нефтяного ствола:</p> <ul style="list-style-type: none"> невозможность фонтанирования после приобщения газовой шапки

Рисунок 3.13 – Методические решения по управлению разработкой газоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой, осложненной подошвенной водой

Схема заканчивания многофункциональной скважины, представленная на рисунке 3.1 и схема объектов сбора, транспорта и подготовки продукции, представленная на рисунке 3.2, предусматривают изменение целевого назначения многофункциональной скважины от нефтяной до газовой на различных этапах эксплуатации.

Процесс эксплуатации многофункциональной скважины предусматривает 3 основных этапа.

Этап 1. Добыча нефти из нефтяной оторочки нефтегазоконденсатной залежи

На первом этапе эксплуатации многофункциональная скважина по своей сути является нефтяной, горизонтальный ствол которой размещен ниже ГНК на расстоянии 1/3 нефтенасыщенной толщины. В скважину спускают фонтанный лифт НКТ 5 до глубины головы хвостовика 1 и выполняют перфорацию 8 газонасыщенного интервала газовой или газоконденсатной шапки.

Клапан 9 контроля притока газа из газонасыщенного интервала газовой или газоконденсатной шапки закрыт, и скважина эксплуатируется на нефтяную часть фонтанным способом с регулировкой дебита и давления на устье при помощи штуцера 15.

Сбор добываемого сырья многофункциональной скважины реализован посредством трехтрубной системы сбора, включающую одну низконапорную и две высоконапорных системы.

Продукция скважины поставляется на УПН 18 по шлейфу 17 низкого давления. Продукцией УПН 18 после сепарации и подготовки является товарная нефть, которая в дальнейшем подается в систему внешнего транспорта. В составе УПН 18 предусмотрена компрессорная установка 24, предназначенная для компримирования попутного нефтяного газа до давления, необходимого для процесса подготовки на УКПГ 21. После компримирования попутный нефтяной газ с УПН 18 направляется на УКПГ 21 для дальнейшей подготовки и подачи в систему внешнего транспорта.

Этап 2. Добыча газа и конденсата из газовой / газоконденсатной шапки нефтегазоконденсатной залежи

С ростом обводненности, сопровождающимся увеличением потерь давления по стволу скважины, а также в случае снижения дебита нефти до экономически рентабельного предела, ниже которого скважина перестает окупать операционные затраты на данном этапе эксплуатации в многофункциональной скважине предусмотрено приобщение вышележащего газонасыщенного интервала газовой шапки и организация внутрискважинного бескомпрессорного газлифта. В таком случае смещение акцента в сторону добычи газа позволит осуществлять дальнейшую рентабельную эксплуатацию многофункциональной скважины. Концептуально организация внутрискважинного бескомпрессорного газлифта в многофункциональной скважине заключается в следующем: газ поступает через интервал перфорации 8 в межпакерное затрубное пространство 6 компоновки, откуда его поток в колонну НКТ 5 и смешивание с нефтяным флюидом регулируется специальным клапаном контроля 9 притока газа гидравлически или электрически с поверхности через гидравлические или электрические линии 2 либо с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ). Таким образом, газ, поступая в НКТ 5, снижает забойное давление и увеличивает депрессию, создаваемую на нефтяную оторочку пласта, образуя естественных газлифт. Для предотвращения опережающего движения газа по

НКТ 8 и полной блокировки добычи из нефтяного горизонтального ствола в конструкции компоновок предусмотрена возможность регулирования поступления газа забойными штуцерами клапана 9 контроля притока из газовой или газоконденсатной шапки. Смена забойных штуцеров осуществляется гидравлически с поверхности, либо с помощью ГНКТ, либо по электрическому кабелю.

Как уже указывалось выше, с ростом обводненности, а также в случае снижения дебита скважины скважина переводится в разряд газодобывающих вертикальных с отсечением обводнившегося горизонтального ствола и дальнейшей эксплуатацией только вышележащего газонасыщенного интервала газовой или газоконденсатной шапки.

Отсечение обводнившегося горизонтального ствола производится либо путем спуска пробки с помощью ГНКТ, либо путем установки дополнительного отсечного клапана 10.

После отсечения обводнившегося горизонтального ствола производится полное открытие забойных штуцеров клапана 9 контроля притока газа из газовой или газоконденсатной шапки гидравлически с поверхности, либо с помощью ГНКТ, либо по электрическому кабелю.

После отсечения обводнившегося горизонтального ствола скважина переключается в шлейф 22 высокого давления, и продукция многофункциональной скважины с высоким устьевым давлением по шлейфу 22 подается на УКПГ 21 для отделения от газа капельной влаги, жидких углеводородов и механических примесей, и подготовки товарных сухого газа и газового конденсата.

Промежуточный этап. Добыча нефти из нефтяной оторочки и прорывного газа и конденсата из газовой или газоконденсатной шапки нефтегазоконденсатной залежи

В случае прорыва газа из газовой или газоконденсатной шапки к забою скважины, сопровождающегося ростом газового фактора, устьевого и линейных давлений предусмотрено штуцирование многофункциональных скважин. Штуцирова-

ние предполагает изменение размеров штуцера 15 от максимального (41 мм) до минимального (8 мм) в случае, если линейное давление после штуцера 15 становится выше значения 4 МПа, при котором возможна безаварийная эксплуатация.

На первом этапе эксплуатации основной функцией многофункциональной скважины является добыча нефти из нефтяной оторочки. В случае присутствия непроницаемого глинистого барьера между стволом скважины и ГНК прорывов конусов газа к забою не происходит, и скважина практически на всем протяжении эксплуатации работает в сеть низкого давления через шлейф 17.

С прорывом газа из газовой или газоконденсатной шапки к стволу скважины, сопровождающимся ростом газового фактора и устьевого давления скважина переводится в разряд «нефтяных с высоким газовым фактором». Ее основная функция на этом этапе эксплуатации - добыча нефти из нефтяной оторочки, а также прорывного газа и конденсата из газовой или газоконденсатной шапки.

В процессе эксплуатации может возникнуть ситуация, когда скважина будет зажата (штуцер 15 имеет минимальный размер 8 мм), но из-за прорыва газа к забою линейное давление после штуцера 15 превысит допустимое по технике безопасности значение 4 МПа, и дальнейшая эксплуатация скважины в шлейф низкого давления 17 станет невозможной. В таком случае, изобретение предусматривает переключение многофункциональной скважины из шлейфа 17 низкого давления в шлейф 14 высокого давления с целью продолжения ее дальнейшей эксплуатации. В случае, если объем попутного и прорывного газа, поступающего на УПН 18 вместе с нефтью и конденсатом по шлейфу 14 низкого давления, превысит максимально допустимый объем газа, который УПН 18 может подготовить, изобретение предполагает переключение многофункциональной скважины из шлейфа 17 низкого давления в шлейф 14 высокого давления.

При переключении многофункциональной скважины из шлейфа 17 низкого давления в шлейф 14 высокого давления скважина переходит на последующий этап эксплуатации, где ее основной функцией помимо добычи нефти и попутного газа из нефтяной оторочки, также является еще и добыча значительных объемов про-

рывного газа и конденсата из газовой / газоконденсатной шапки. После переключения многофункциональной скважины из шлейфа 17 низкого давления в шлейф 14 высокого давления продукция скважин с высоким устьевым давлением по шлейфу 14 высокого давления поступает на отдельный двухступенчатый сепаратор высокого давления. После первой ступени 23 сепарации (давление – 10 МПа, температура – 30 °С) высоконапорный газ под собственным давлением подается по шлейфу 19 на ДКС 20, а затем на УКПГ 21, а отсепарированные нефть и конденсат поступают по шлейфу 28 на вторую ступень 25 сепарации (давление – 2 МПа, температура – 25 °С). После второй ступени 25 сепарации отсепарированные газ, нефть и конденсат по шлейфу 16 совместно поставляются на УПН 18 для дальнейшей подготовки нефти и сдачи ее в систему внешнего транспорта.

На рисунке 3.14 представлен пример задания куста из трех многофункциональных скважин в интегрированной модели. Притоки флюидов из горизонтального ствола, расположенного под ГНК и из вышележащего газонасыщенного приобщаемого интервала моделируется с помощью двух отдельных скважин, имеющих собственные перфорации в гидродинамической модели, соединенных между собой на забое.

Схема куста включает клапан, установленный на перфорациях в газовой шапке, открытием которого моделируется приобщение вышележащего газонасыщенного интервала газовой шапки в многофункциональной скважине.

Также схема куста включает задание штуцеров скважин, изменяя диаметры которых, при расчете прогнозных вариантов, с одной стороны моделируется зажатие/расжатие скважин для выполнения ограничений по добыче, а с другой стороны моделируется процесс штуцирования скважин, у которых линейное давление после штуцера становится выше значения 4 МПа, при котором возможна безаварийная эксплуатация в сеть низкого давления.

Перевод скважины из сети низкого давления в сеть высокого давления моделируется с помощью переключки, показанной серым цветом в нижней левой части схемы. В определенный момент при срабатывании заданных условий, переключка

открывается, и продукция скважины начинает доставляться на УКПГ и УПН по трубопроводам высокого давления.

Схема куста в интегрированной модели также включает клапан, установленный на перфорациях в нефтяной оторочке, закрытием которого моделируется отсечение обводнившегося горизонтального ствола многофункциональной скважины с достижением доли воды в продукции предельного значения, при котором фонтанирование скважины невозможно.

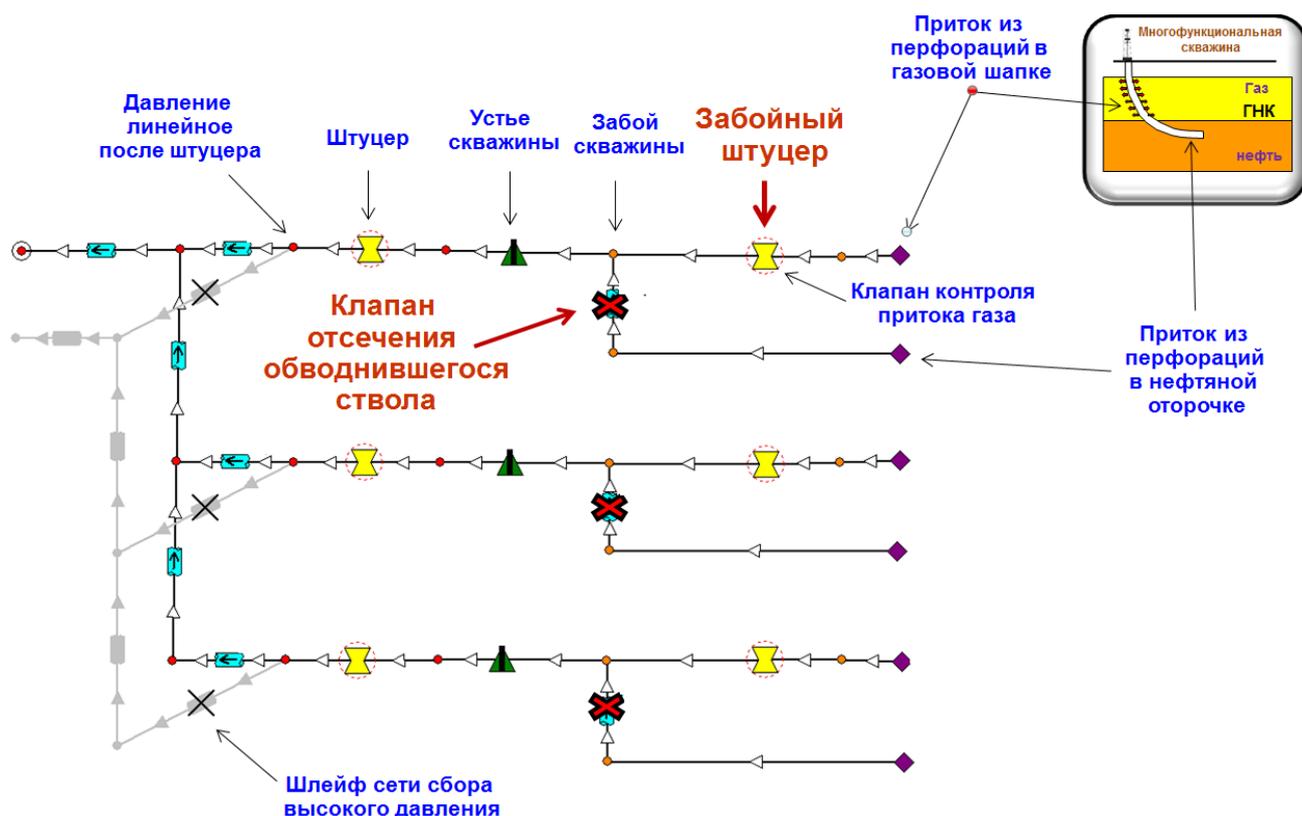


Рисунок 3.14 – Схема задания куста многофункциональных скважин в интегрированной модели

3.5 Реализация управляемого внутрискважинного бескомпрессорного газлифта в многофункциональных скважинах

3.5.1 Управляемый внутрискважинный бескомпрессорный газлифт в многофункциональных скважинах

Стратегия применения многофункциональных скважин подразумевает приобщение в них вышележащего газонасыщенного интервала газовой шапки в случае снижения дебита нефти до экономически рентабельного предела, ниже которого

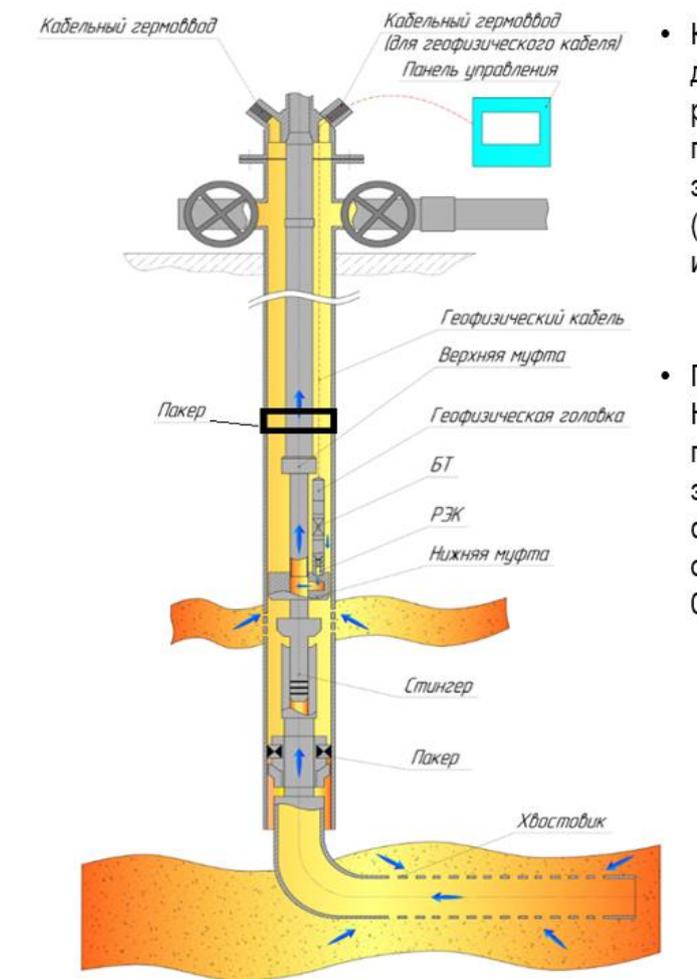
скважина перестает окупать операционные затраты, либо при невозможности фонтанирования скважины из-за прорыва воды.

Такое приобщение вышележащего газонасыщенного интервала газовой шапки по своей сути является организацией неуправляемого внутрискважинного газлифта с неконтролируемым отбором газа из газовой шапки, который ведет к движению ГНК вверх и расформированию запасов нефти нефтяной оторочки.

Для увеличения эффективности извлечения нефти из нефтяной оторочки в настоящей диссертационной работе разработанные методические решения по управлению разработкой газоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой, осложненной наличием подошвенной воды, предусматривают организацию управляемого газлифта в скважинах с контролируемым отбором газа, в количестве необходимом для максимизации добычи нефти и удержания ГНК в равновесии.

Решить задачу организации управляемого внутрискважинного бескомпрессорного газлифта в многофункциональных скважинах возможно с помощью сложных компоновок заканчивания с клапаном контроля притока газа из газовой шапки.

Концептуально принцип действия компоновки заключается в следующем: газ поступает через интервал перфорации в затрубное межпакерное пространство компоновки, откуда его поток в колонну НКТ и смешивание с нефтяным флюидом регулируется специальным портом гидравлически с поверхности или механически на канатных работах/ГНКТ. Таким образом, газ, поступая в НКТ, снижает забойное давление и увеличивает депрессию, создаваемую на нефтяную часть пласта, образуя естественных газлифт. Для предотвращения опережающего движения газа по НКТ и полной блокировки добычи из нефтяного горизонтального ствола в конструкции компоновок предусмотрена возможность регулирования поступления газа забойными штуцерами. Смена забойных штуцеров осуществляется гидравлически с поверхности, либо с помощью гибких насосно-компрессорных труб, либо по электрическому кабелю (Рисунок 3.15).



- Компоновка с дистанционно-регулируемым с поверхности регулируемым электрическим клапаном (РЭК) с датчиком давления и температуры.
- Поступление газа в колонну НКТ регулируется с поверхности по электрическому кабелю ф14мм. Клапан открывается в интервале от 0 % до 100 % (0 мм-18 мм).

Рисунок 3.15 – Пример компоновки с регулировкой по электрическому кабелю [88]

Такие сложные компоновки заканчивания с клапаном контроля притока газа также имеют возможность отсечения обводившегося горизонтального ствола многофункциональной скважины либо путем спуска пробки с помощью ГНКТ, либо путем установки дополнительного отсекающего клапана.

Отличаются компоновки различных компаний между собой количеством забойных штуцеров и стоимостью оборудования скважины. В таблице 3.1 представлены основные характеристики компоновок заканчивания с клапаном контроля притока газа из газовой шапки.

На рисунке 3.14 схема куста скважин в интегрированной также включает задание забойных штуцеров на перфорациях в газовой шапке, изменяя диаметры которых, при расчете прогнозных вариантов, моделируется контроль притока газа из приобшаемого интервала.

Таблица 3.1 – Описание функциональных возможностей компоновок заканчивания с клапаном контроля притока газа из газовой шапки

Компоновка заканчивания	Регулирование	Позиция/ Типовые диаметры забойных штуцеров		Возможность отсечения обводнившегося ствола
		№ позиции	диаметр, мм	
с клапаном контроля притока газа из газовой шапки	гидравлически с поверхности	1	закрыт	спуск пробки на ГНКТ
		2	6	
		3	12	
	ГНКТ	4	18	установка дополнительного клапана
		5	24	
		6	30	
	с поверхности по электрическому кабелю	7	35	
		8	полностью открыт (45 мм)	

3.5.2 Численная модель расчета оптимального расхода газлифтируемого газа с целью максимизации объемов поднимаемой с забоя жидкости

Основной вопрос при планировании газлифта, в том числе внутрискважинного: сколько нужно отбирать газа из газовой шапки и подавать в колонну НКТ?

Приведенный на рисунке 3.16 график, где $Q_{ж}$ – объем поднимаемой с забоя жидкости, $Q_{ог}$ – объем газа, отбираемого из газовой шапки через клапан контроля притока газа, показывает, что с увеличением расхода газлифтируемого газа наблюдается увеличение объема поднимаемой жидкости до максимального значения в точке 2. Правее точки 2 с последующим увеличением расхода газлифтируемого газа наблюдается падение объемов жидкости, так как подаваемого газа становится значительно больше, и он начинает запирает жидкость. По сути, оптимальный расход газа, необходимый для газлифтирования зависит от текущих значений газового фактора, обводненности, устьевого, пластового и забойного давлений.

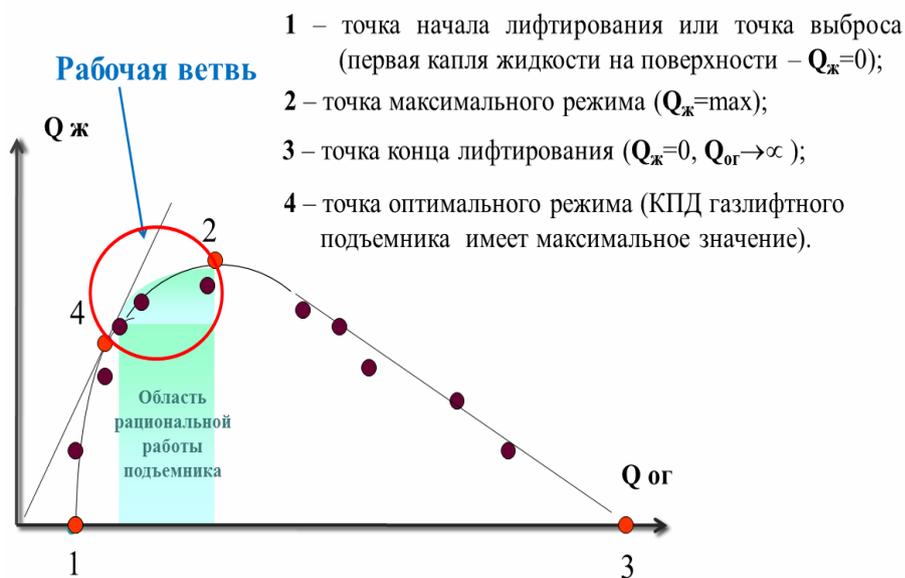


Рисунок 3.16 – График зависимости объема поднимаемой с забоя жидкости от расхода газлифтируемого газа [58]

Для рассматриваемого в данной работе месторождения была создана цифровая гидравлическая модель типовой многофункциональной проектной скважины, на которой с применением программного комплекса PROSPER был выполнен расчет оптимального дебита газа, который необходимо дополнительно отбирать из газовой шапки для газлифтирования при различных значениях обводненности 10, 50 и 90% для ее текущего режима работы: устьевое давление - 15 МПа, газовый фактор - $1500 \text{ м}^3/\text{м}^3$, депрессия - 3 МПа, обводненность - 10% (Рисунок 3.17).

Результаты расчетов цифровой модели с использованием программного комплекса PROSPER показали, что при обводненности скважины менее 10% любой дополнительный отбор газа из газовой шапки приводит к уменьшению дебита жидкости. Это означает, что скважина работает на режимах близких к оптимальному и прорывному газу, поступающего к забою скважины достаточно для максимизации объемов поднимаемой с забоя жидкости и дополнительного отбора газа из газовой шапки не требуется. В то же время с увеличением доли воды в продукции до значений 50 и 90% необходимый дополнительный расход газлифтируемого газа для максимизации добычи жидкости вырастает до 50 и 160 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ соответственно.

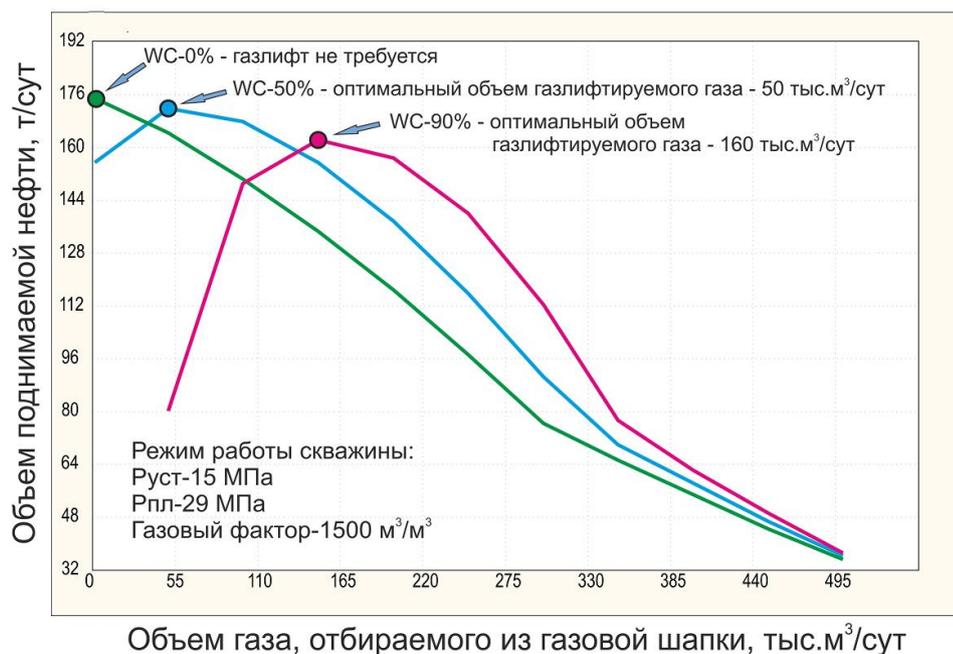


Рисунок 3.17 – Пример расчета оптимального расхода газлифтируемого газа для текущего режима работы скважины при различных значениях обводненности

С использованием цифровой гидравлической модели типовой многофункциональной проектной скважины, варьируя значения обводненности (от 0 до 98%), газового фактора (от 200 до 10000 м³/м³), устьевого давления (от 10 до 200 атм.), пластового давления (от 60 до 300 атм.), продуктивности (от 0,5 до 50 м³/атм.) был выполнен расчет оптимальных объемов газлифтируемого газа для всех возможных режимов работы скважин, и по результатам расчета была сформирована матрица оптимальных значений дебитов газлифтируемого газа для максимизации объемов поднимаемой с забоя жидкости (Рисунок 3.18).

Необходимый отбор газа из газовой шапки	Обводненность	Газовый фактор	Устьевое давление	Пластовое давление	Продуктивность
тыс.м ³ /сут	%	м ³ /м ³	бар	бар	м ³ /атм
0	0	200	10	60	0.5
30	10	500	20	80	1
50	20	800	30	100	2
75	30	1000	40	125	5
100	40	1500	70	150	10
125	50	2000	100	175	15
150	60	3000	150	200	20
180	70	4000	175	250	25
...
250	98	10000	200	300	50

Матрица оптимальных объемов газлифтируемого газа
 для различных режимов работы скважины

Рисунок 3.18 – Матрица оптимальных значений объемов газлифтируемого газа для различных режимов работы скважин

Далее на основе полученной матрицы была создана численная программа на языке C# под Windows .NET Framework для оценки оптимальных объемов газлифтируемого газа, которая позволяет, для текущего режим работы скважины (обводненность, газовый фактор, устьевое давление, пластовое давление, продуктивность) определить нужно ли отбирать дополнительно газ из газонасыщенного интервала и подавать в НКТ многофункциональной скважины, и если нужно, то, в каком количестве.

В основе численной программы лежит математическая модель для оценки оптимальных объемов газлифтируемого газа, который необходимо дополнительно отбирать из интервала газовой шапки и подавать в НКТ для максимизации объемов поднимаемой с забоя нефти для всех возможных режимов работы скважин, представляющая собой зависимость:

$$V_{\text{газлифт оптим.}} = f (P_{\text{уст}}, \Gamma\Phi, PI, P_{\text{пл}}, WC) \quad (3.1)$$

где $V_{\text{газлифт оптим.}}$ - оптимальный расход газлифтируемого газа, $P_{\text{уст}}$ – устьевое давление, $\Gamma\Phi$ – газовый фактор, PI – продуктивность, $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, WC – обводненность.

При начале работы программы, происходит считывание результатов экспериментов из текстового файла (Рисунок 3.19).

Таблица 3.2 – Диапазоны изменения переменных

Water Cut, %	0	10	20	35	50	70	98		
Total GOR, м3/м3	200	500	1500	2000	3000	4000	5000	7500	10000
Top node pressure, бар	10	20	40	70	100	150	175	200	
Reservoir pressure, бар	60	100	150	200	250	300			
Productivity, м3/ атм	0.5	2	5	15	50				

где *Top node pressure* – устьевое давление, *Total GOR* – газовый фактор, *Productivity* – продуктивность, *Reservoir pressure* – пластовое давление, *Water Cut* – обводненность.

	Gaslift Injection Rate	Water Cut	Total GOR	Top Node Pressure	Reservoir Pressure	Productivity Oil
▶	10	0	200	10	60	0.5
	10	0	200	10	100	0.5
	10	0	200	10	150	0.5
	10	0	200	10	200	0.5
	50	0	200	10	250	0.5
	50	0	200	10	300	0.5
	50	0	200	20	60	0.5
	50	0	200	20	100	0.5
	50	0	200	20	150	0.5
	50	0	200	20	200	0.5
	50	0	200	20	250	0.5
	50	0	200	20	300	0.5
	0	0	200	40	60	0.5

Рисунок 3.19 – Считывание исходных данных

Всего проведено 15120 экспериментов по определению оптимального расхода газлифтируемого газа.

Задача поиска оптимального расхода газлифтируемого газа, сводится к поиску ближайших расчётных случаев для дискретных пяти переменных.

В работе реализован алгоритм, позволяющий быстро определить требуемый оптимальный режим работы газлифта исходя из произвольных текущих параметров системы «скважина-пласт». Рассмотрим порядок работы программы.

По заданным пяти произвольным переменным, определяются минимальные и максимальные близкие дискретные значения расчётных экспериментов. Таким образом из всего множества входных вариантов, отбирается 32 возможных комбинаций случаев.

Далее производится постепенный пересчет с сокращением количества экспериментов.

По первой переменной «обводненность», отбирается 16 случаев, в которых обводненность ниже заданной и 16 случаев, где обводненность превышает искомое значение. Проводится пересчет значения оптимального расхода газа Qg в линейной пропорции, соответствующей положению обводненности в своем диапазоне:

$$Qg = Qg.min + (Qg.max - Qg.min) * \frac{WCUT - WCUT.min}{WCUT.max - WCUT.min}$$

где $Qg.min$ – минимальное значение расхода газа, $Qg.max$ – максимальное значение расхода газа, $WCUT.min$ – минимальное значение обводненности, $WCUT.max$ – максимальное значение обводненности, $WCUT$ – искомое значение расхода газа.

В итоге получаем 16 случаев уже для искомой величины обводненности.

Далее переходим к значению газового фактора и аналогично обводненности определяем 8 случаев, где газовый фактор ниже и 8 случаев превышения газового фактора над искомым. Пересчет происходит аналогично первой переменной:

$$Qg = Qg.min + (Qg.max - Qg.min) * \frac{GOR - GOR.min}{GOR.max - GOR.min}$$

где $GOR.min$ – минимальное значение газового фактора, $GOR.max$ – максимальное значение газового фактора, GOR – искомое значение газового фактора.

Повторяя процедуру для остальных переменных, конечное значение получим линейной интерполяцией финальных двух случаев:

$$Qg = Qg.min + (Qg.max - Qg.min) * \frac{PI - PI.min}{PI.max - PI.min}$$

где $PI.min$ – минимальное значение продуктивности, $PI.max$ – максимальное значение продуктивности, PI – искомое значение продуктивности.

В программе реализована проверка попадания заданных значений переменных в допустимый интервал экспериментальных случаев.

Внешний вид программы представлен на рисунке 3.20 с примером расчета оптимального расхода газа для значений обводненности 40%, газового фактора 4280 м³/м³, устьевого давления 32 бар, пластового давления 80 бар и продуктивности скважины 12 м³/сут/атм. Оптимальный расхода газа для данных условий составит 58 тыс. м³/сут.

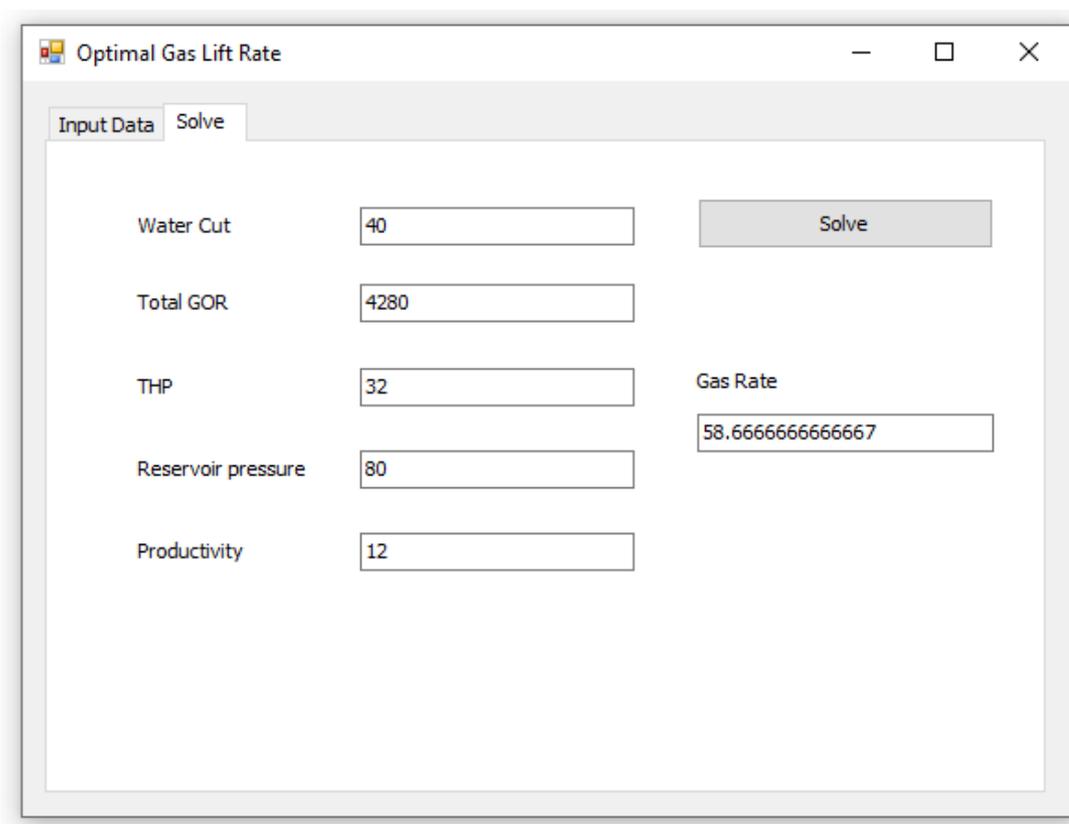


Рисунок 3.20 – Интерфейс разработанной численной программы для нахождения оптимальных значений объемов газлифтируемого газа для различных режимов работы скважин

3.5.3 Изучение влияния отборов газа из газовой шапки на объем нефти, поднимаемой с забоя многофункциональных скважин на различных режимах эксплуатации

С использованием численной программы были выполнены расчеты оптимальных объемов газлифтируемого газа для всех возможных режимов работы многофункциональных скважин, варьируя значения обводненности (от 0 до 98%), газового фактора (от 200 до 10000 м³/м³), устьевого давления (от 10 до 200 атм.), пластового давления (от 60 до 300 атм.), продуктивности (от 0,5 до 50 м³/сут/атм.).

По результатам расчетов были построены зависимости $V_{\text{газлифт опт.}} = f(\text{ГФ}, \text{WC})$, представленные на рисунках 3.21 и 3.22 и выполнен анализ влияния отборов газа из газовой шапки через клапан контроля притока газа из газовой шапки на объем нефти, поднимаемой с забоя многофункциональных скважин на различных режимах эксплуатации.

По результатам анализа было обнаружено, что для максимизации объемов поднимаемой нефти в зависимости от динамики газового фактора и обводненности необходимо отбирать из газовой шапки через клапан контроля притока газа и подавать в НКТ многофункциональной скважины газ в следующем количестве (Рисунки 3.21 и 3.22):

1. В случае отсутствия прорыва газа из газовой шапки (газовый фактор ~ начальное газосодержание) и прорыва подошвенной воды (увеличение обводненности от 0 до 98%) - от 150 до 300 тыс. м³/сут.

2. В случае раннего прорыва газа из газовой шапки (газовый фактор ~ 500 - 1000 м³/м³) и прорыва подошвенной воды (увеличение обводненности от 0 до 98%) - от 30 до 240 тыс. м³/сут.

3. В случае интенсивного прорыва газа из газовой шапки (газовый фактор > 1500 м³/м³) и низкой обводненности (менее 30%) – не требуется, т.к любой дополнительный отбор газа из газовой шапки приводит к снижению объемов поднимаемой с забоя нефти.

4. В случае интенсивного прорыва газа из газовой шапки (газовый фактор > 1500 м³/м³) и высокой обводненности (30-98%) из-за прорыва подошвенной воды – от 10 до 200 тыс. м³/сут.

Стоит отметить, что значение оптимального расхода газлифтируемого газа, который необходимо отбирать из газовой шапки через клапан контроля притока газа и подавать в НКТ многофункциональной скважины увеличивается с ростом обводненности (Рисунки 3.21 и 3.22).

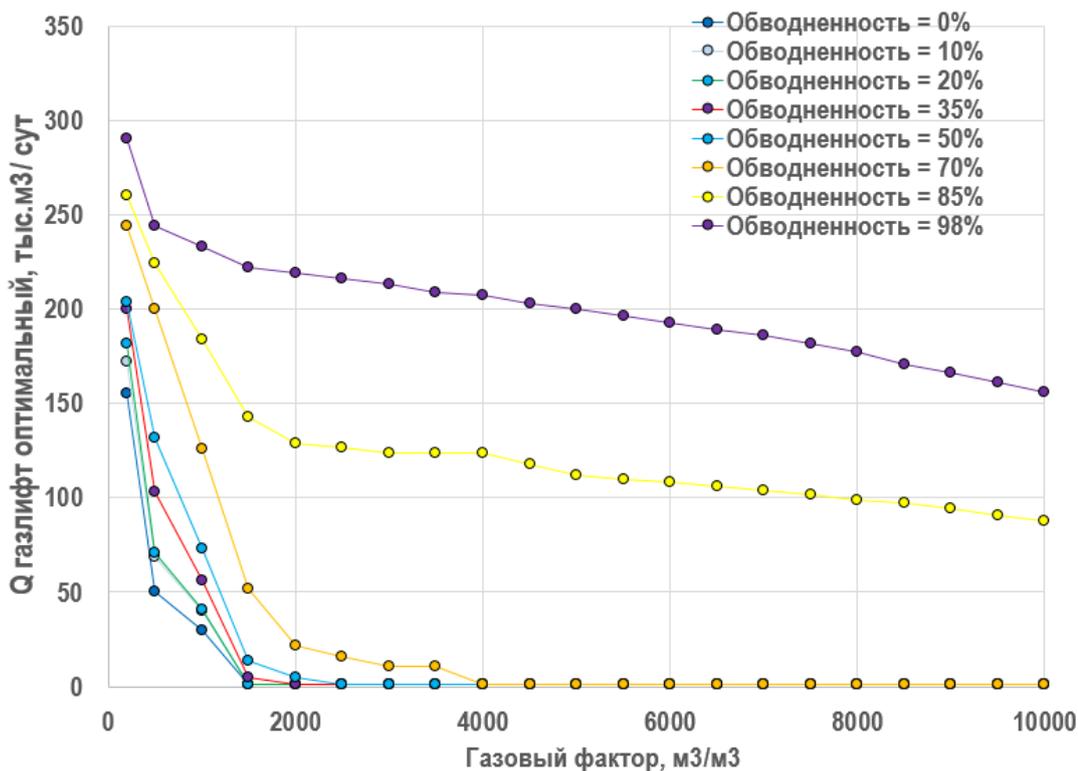


Рисунок 3.21 – Зависимости оптимальных объемов газлифтируемого газа от газового фактора для значений обводненности = 0, 10, 20, 35, 50, 70, 85, 98%

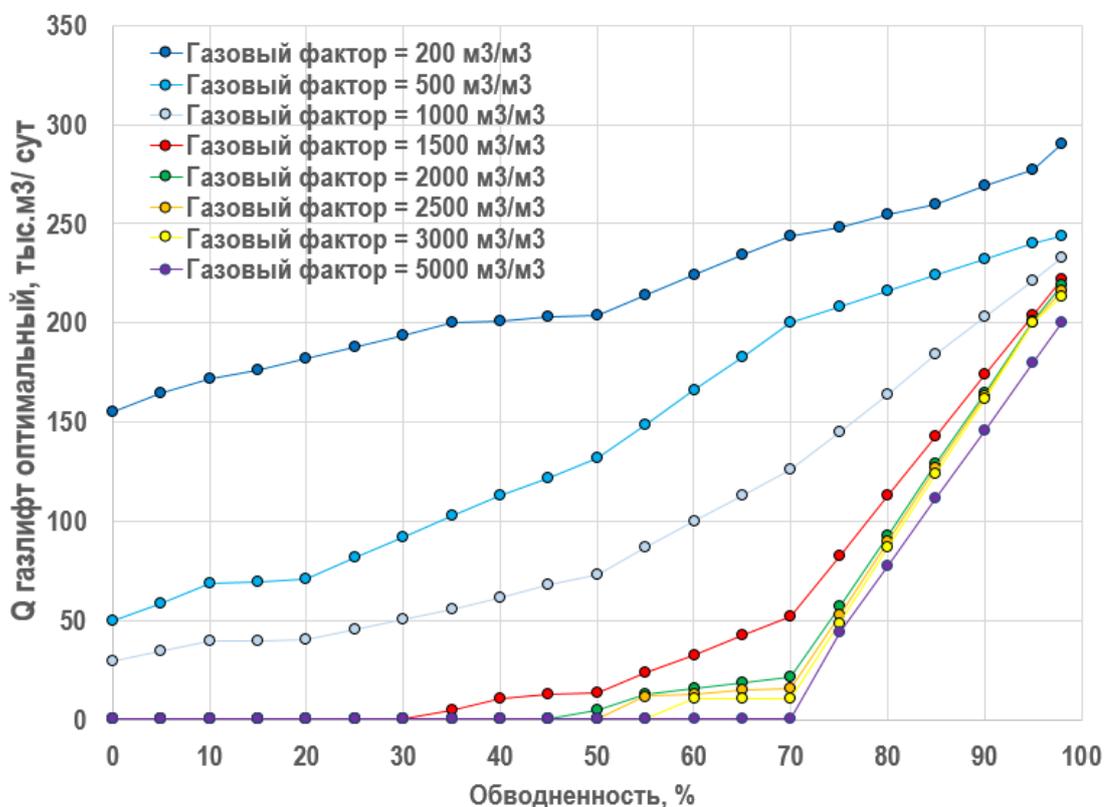


Рисунок 3.22 – Зависимости оптимальных объемов газлифтируемого газа от обводненности для значений газового фактора = 200, 500, 1000, 1500, 2000, 2500, 3000, 5000 м³/м³

3.6 Результаты прогнозирования показателей разработки газоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой в рамках интегрированного подхода

3.6.1 Система разработки месторождения

Объект А₁

Промышленная разработка объекта началась с ввода в эксплуатацию газовой части согласно проектным решениям [78]. В настоящий момент пробурены все запланированные 19 горизонтальных газовых скважин с длиной ствола 800 - 1000 м. Схема размещения скважин – избирательная.

Объект А₃

Промышленная разработка объекта началась с ввода в эксплуатацию газовой части согласно проектным решениям [78]. В настоящий момент пробурено все запланированные 19 горизонтальных газовых скважин с длиной ствола 800-1000 м. Схема размещения скважин – избирательная.

Объект А₂

Промышленная разработка объекта началась с ввода в эксплуатацию нефтяной и газовой части согласно проектным решениям [78].

Нефтяная часть

Схема размещения скважин – избирательная.

Общий фонд многофункциональных скважин – 47, в том числе горизонтальные добывающие – 47. Длина горизонтальных участков – 1200 м.

Фонд скважин для бурения – 42, в том числе горизонтальные добывающие – 42. Перевод скважин из добывающего нефтяного фонда в газовый – 3.

По нефтяной части пробурено 8 горизонтальных добывающих скважин с длиной ствола до 1200 м, планируется пробурить еще 42.

Газоконденсатная часть

Схема размещения скважин – избирательная.

Общий фонд скважин – 10, из них горизонтальных добывающих – 7.

Фонд для бурения – 6 горизонтальных скважин. Перевод скважин из добывающего нефтяного фонда в газовый – 3. Длина горизонтальных участков – 1200 м.

По газовой части запланирован ввод еще шести горизонтальных скважин, а также бурение трех боковых горизонтальных стволов из скважин, которые планируется перевести из нефтяного фонда. Дальнейшая эксплуатация газовой шапки подразумевалась за счет перевода многофункциональных скважин в газовый шлейф по мере роста газового фактора.

3.6.2 Прогнозные технологические показатели разработки

Использование интегрированной модели позволило выработать и оптимизировать проектные решения по разработке и обустройству месторождения, а также корректно с учетом всех возможных ограничений оценить прогнозируемые объемы добычи жидкости, нефти и газа, поступающие на УПН и УКПГ по трехтрубной системе сбора в течение расчетного периода (40 лет с начала разработки) и на конец разработки (105 лет с начала разработки), представленные ниже.

Объект А₁

Максимальный уровень добычи «сухого» газа - 2,717 млрд. м³.

Накопленная добыча «сухого» газа за расчетный период (40 лет с начала разработки) – 45,919 млрд. м³, конденсата – 4974 тыс. т. За расчетный период (40 лет с начала разработки) отбор от начальных запасов газа – 54,6%, КИК – 0,26.

Накопленная добыча «сухого» газа к концу разработки – 65,844 млрд. м³, конденсата – 6410 тыс. т. Отбор от начальных запасов газа к концу разработки – 88,6%, КИК – 0,411. Пластовое давление к концу расчетного периода (2119 г.) составит 4,6 МПа, устьевое снизится до 1,4 МПа.

Объект А₂

Накопленная добыча «сухого» газа за расчетный период (40 лет с начала разработки) – 50,243 млрд. м³, конденсата – 5087 тыс. т. За расчетный период (40 лет с начала разработки) отбор от начальных запасов газа – 71,3%, КИК – 0,367.

Накопленная добыча «сухого» газа к концу разработки – 64,259 млрд. м³, конденсата – 6341 тыс.т. Отбор от начальных запасов газа к концу разработки – 91,2%, КИК – 0,458. Пластовое давление к концу расчетного периода (2119 г.)

Накопленная добыча нефти за весь период разработки – 10687 тыс. т при отборе жидкости 19,883 млн. т. Коэффициент нефтеизвлечения – 0,105.

Максимальный уровень добычи нефти за расчетный период (40 лет с начала разработки) составляет 1085,5 тыс. т. Проектный срок разработки по варианту составит 105 лет, накопленная добыча нефти за весь период разработки – 14166 тыс. т при отборе жидкости 50,4 млн. т. Коэффициент нефтеизвлечения – 0,139.

Объект Аз

Максимальный уровень добычи «сухого» газа - 4,423 млрд. м³.

Накопленная добыча «сухого» газа за расчетный период (40 лет с начала разработки) – 59,820 млрд. м³, конденсата – 6718 тыс. т. За расчетный период (40 лет с начала разработки) отбор от начальных запасов газа – 84,3%, КИК – 0,42.

Накопленная добыча «сухого» газа к концу разработки – 66,228 млрд. м³, конденсата – 7327 тыс. т. Отбор от начальных запасов газа к концу разработки – 93,3%, КИК – 0,458. Пластовое давление к концу расчетного периода (2119 г.) составит 4,6 МПа, устьевое снизится до 1,4 МПа.

Объемы добычи УВ, поступающие на УПН и УКПГ по трехтрубной системе сбора представлены на рисунках 3.25 и 3.24.

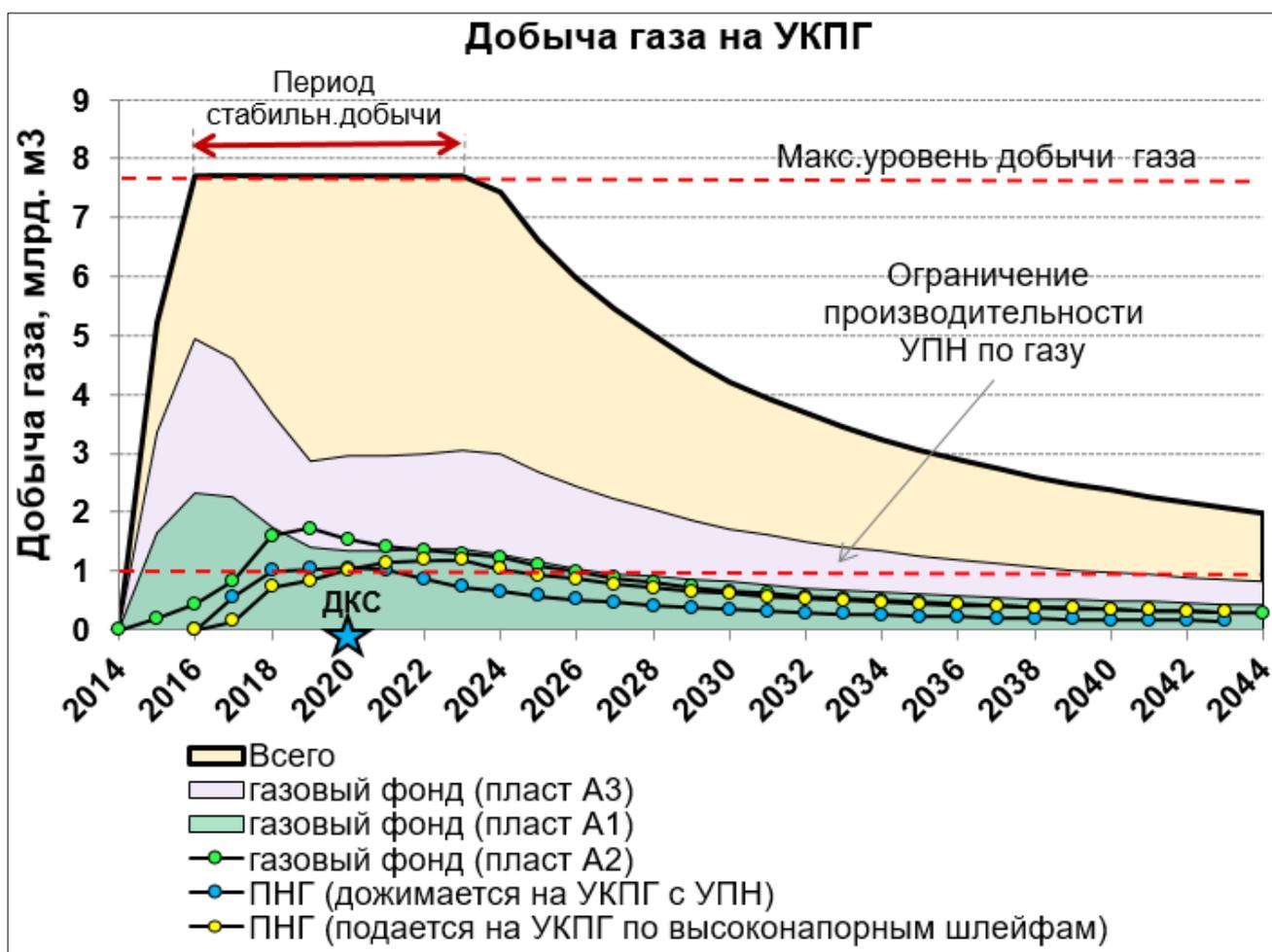


Рисунок 3.23 – Объемы добычи УВ, поступающие на УКПГ по трехтрубной системе сбора

Разработанные в рамках интегрированного подхода методические решения по управлению разработкой газоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой, осложненной наличием подошвенной воды, предусматривающие применение многофункциональных скважин позволяют:

1. Добыть в начальный период эксплуатации 38% извлекаемых запасов нефти, обеспечивая тем самым достижение наилучшего экономического эффекта.
2. За 40 лет с начала разработки достичь КИН – 0,105 при достижении КИГ – 71,3% и КИК – 0,367.
3. На конец расчетного периода (105 лет с начала разработки) достичь КИН – 0,139 при достижении КИГ – 91,2% и КИК – 0,458 [78].

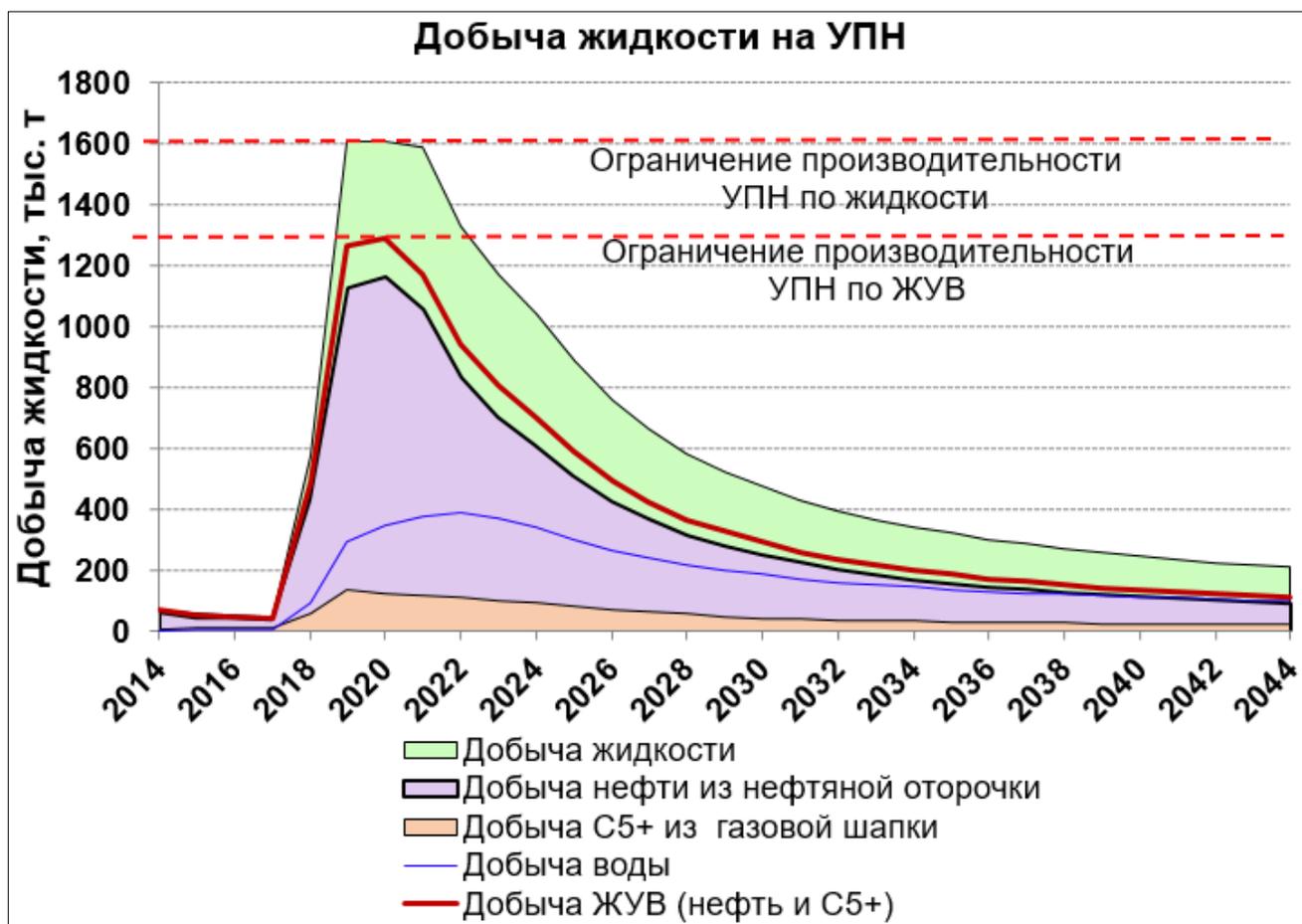


Рисунок 3.24 – Объемы добычи УВ, поступающие на УПН по трехтрубной системе сбора

При этом достижение таких высоких значений КИН стало возможным за счет:

- переключения многофункциональных скважин после прорыва газа из сети сбора низкого давления в сеть сбора высокого давления и продолжения эксплуатации скважин и добычи нефти в условиях наличия высоких устьевых и линейных давлений после прорыва газа;

- организации управляемого внутрискважинного газлифта с целью максимизации объемов нефти, поднимаемой с забоя, и продолжения эксплуатации скважин и добычи нефти в условиях высокой обводненности продукции после прорыва воды.

Разработанные в рамках интегрированного подхода методические решения по управлению разработкой газоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой, осложненной наличием подошвенной воды, позволяют не только окупить капитальные затраты, связанные со строительством дополнительных высоконапорных

шлейфов сбора продукции многофункциональных скважин, но и получить значительное увеличение чистого дисконтированного дохода (NPV) (Рисунок 3.25).

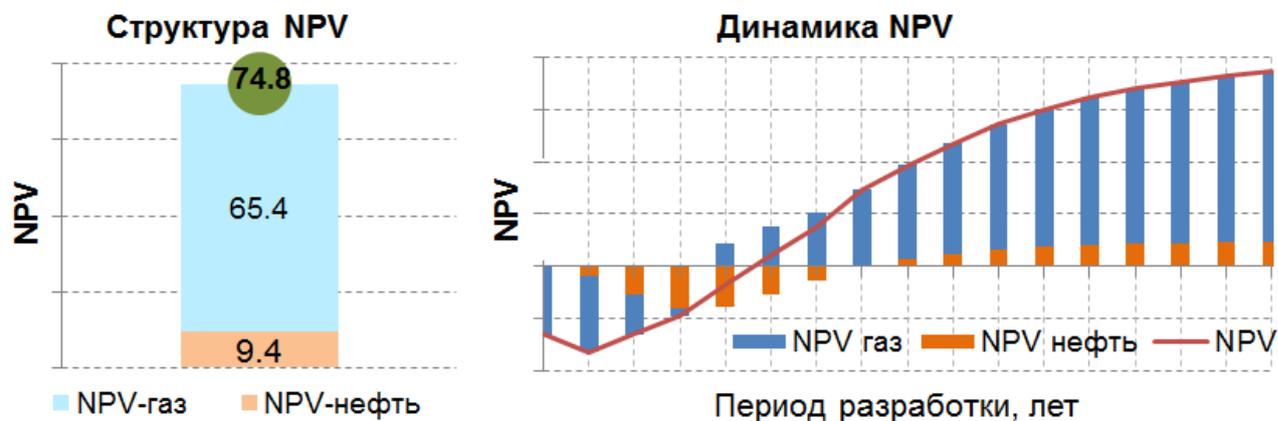


Рисунок 3.25 – Динамика и структура NPV (млн.руб.) при реализации интегрированного подхода с применением многофункциональных скважин

На рисунках 3.26 и 3.27 представлено сопоставление объемов добычи жидкости, нефти и газа, поступающих на УПН и УКПГ по трехтрубной системе сбора, рассчитанных с применением комплексной интегрированной модели, учитывающей все возможные ограничения сети сбора.

С одной стороны, применение сложных компоновок заканчивания, оборудованных клапаном контроля притока газа из газовой шапки предусматривает увеличение итоговой стоимости скважины и более ранний ввод (~ 6 мес.) дожимной компрессорной станции, а также приводит к снижению накопленной добычи газа на 5.7% через 40 лет с начала добычи за счет контролируемого отбора газа в количестве, необходимом для максимизации добычи нефти. С другой стороны, контролируемый отбор газа из газовой шапки позволяет увеличить КИН с 10.5 до 11.5% через 40 лет с начала добычи [78].

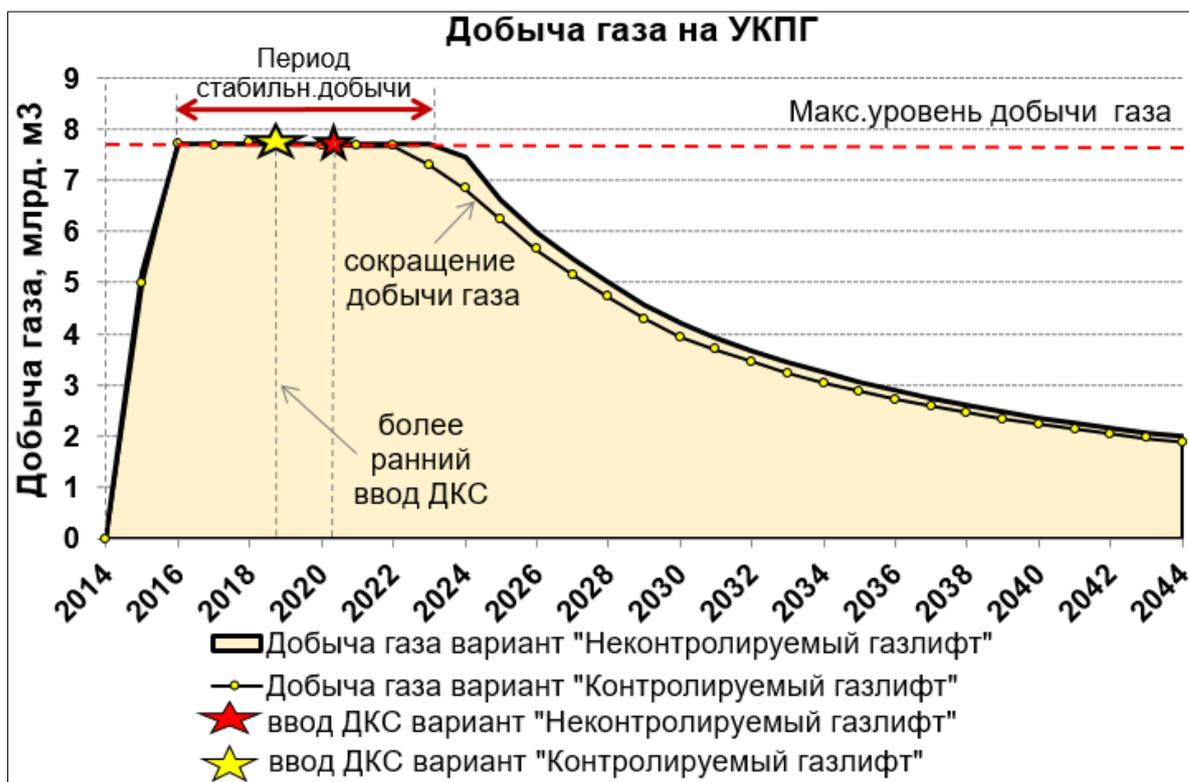


Рисунок 3.26 – Сопоставление профилей добычи УВ на УКПГ в случае контролируемого и неконтролируемого отборов газа из газовой шапки в многофункциональных скважинах

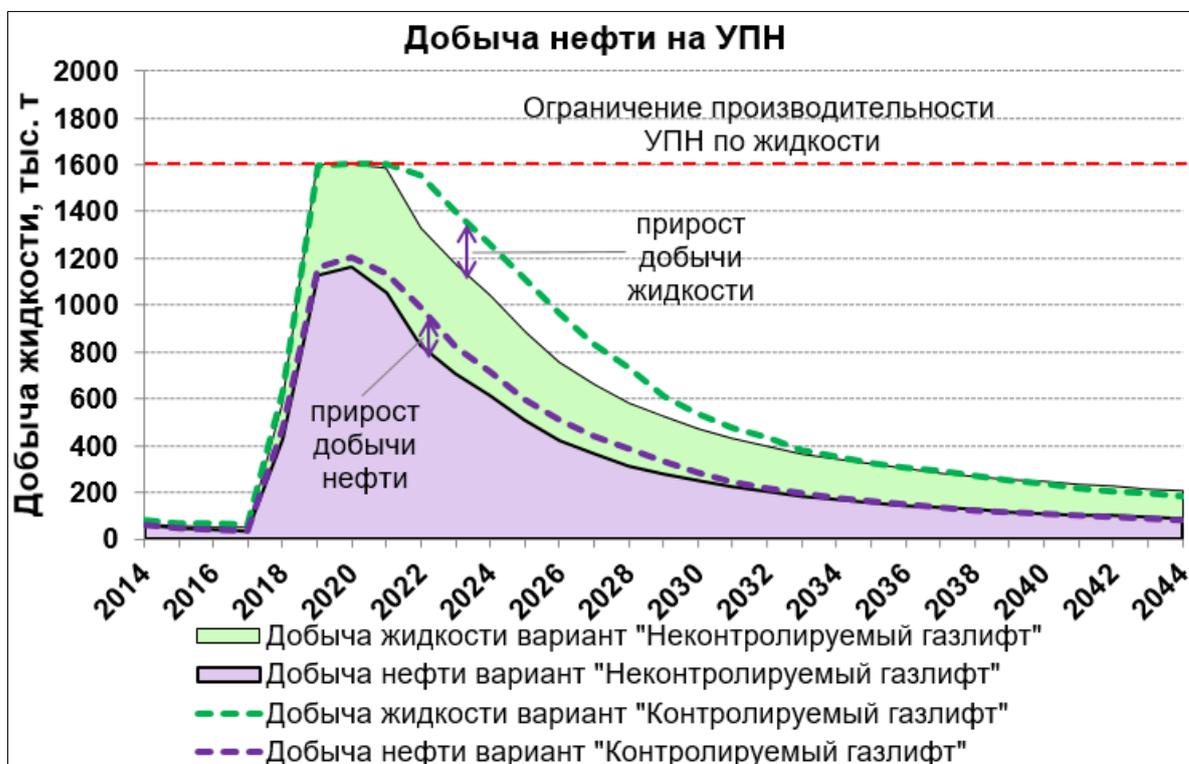


Рисунок 3.27 – Сопоставление профилей добычи УВ на УПН в случае контролируемого и неконтролируемого отбора газа из газовой шапки в многофункциональных скважинах

3.7 Выводы к главе 3

1. В данной главе представлены разработанные в рамках интегрированного подхода методические решения по управлению разработкой газоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой, осложнённой наличием подошвенной воды, позволяющие повысить эффективность разработки за счет продолжения эксплуатации скважин, и соответственно добычи нефти, в условиях высоких значений газового фактора и обводненности после прорывов конусов газа и воды;

2. В данной главе представлена разработанная численная программа, использование которой позволяет для любого режима работы скважины в зависимости от значений обводненности, продуктивности, газового фактора, устьевых, забойных и пластовых давлений рассчитать оптимальный объем газа, который необходимо дополнительно отбирать из газовой шапки через клапан контроля притока газа и подавать в НКТ с целью максимизации объемов нефти, поднимаемой с забоя многофункциональной скважины в случае реализации внутрискважинного бескомпрессорного газлифта с применением компоновок заканчивания, оборудованных клапаном контроля притока газа из газовой шапки.

3. Установлено, что при реализации внутрискважинного бескомпрессорного газлифта с применением компоновок заканчивания, оборудованных клапаном контроля притока газа из газовой шапки необходимо отбирать из газовой шапки и подавать в НКТ многофункциональной скважины газ в следующем количестве в зависимости от динамики газового фактора и обводненности:

- В случае интенсивного прорыва газа из газовой шапки (газовый фактор $> 1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$) и низкой обводненности (менее 30%) – не требуется, так как любой дополнительный отбор газа из газовой шапки приводит к снижению объемов поднимаемой с забоя нефти;

- В случае интенсивного прорыва газа из газовой шапки (газовый фактор $> 1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$) и прорыва подошвенной воды (обводненность 30-98% – от 0 до 250 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$).

4. Разработаны концептуальные технические решения по обустройству НГКМ с тонкой нефтяной оторочкой, осложненной наличием подошвенной воды,

предусматривающие наличие трехтрубной системы сбора продукции (трубопровода высокого и низкого давления) газоконденсатных и многофункциональных скважин, позволяющие производить переключение многофункциональных скважин из сети сбора низкого давления в сеть сбора высокого давления на различных этапах «жизни» в зависимости от термодинамических процессов, протекающих в пласте, динамики обводнения и газового фактора после прорыва конусов газа и/или воды к забюю, темпов снижения пластового давления, продуктивности; при снижении дебита нефти до экономически рентабельного предела, ниже которого скважина перестает окупать операционные затраты; с прекращением фонтанирования из-за прорыва воды; с ростом газового фактора и устьевого давления из-за прорыва газа из газовой шапки и достижением линейным давлением предельного значения, при котором возможна безаварийная эксплуатация в сеть низкого давления.

5. Использование интегрированной модели позволило корректно с учетом всех возможных ограничений оценить объемы добычи жидкости, нефти и газа, поступающие на УПН и УКПГ по трехтрубной системе сбора, выработать и оптимизировать проектные решения по разработке и обустройству НГКМ с тонкой нефтяной оторочкой, осложненной наличием подошвенной воды, такие как оптимальное количество газовых и многофункциональных скважин, необходимая производительность УКПГ и УПН по газу, пропускная способность шлейфов низкого и высокого давления по жидкости, дата ввода и мощность дожимной компрессорной станции, продолжительность периода стабильной добычи газа и многие др.

6. Разработанные в рамках интегрированного подхода методические решения по управлению разработкой газоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой, осложненной наличием подошвенной воды, предусматривающие применение многофункциональных скважин позволяют за 40 лет с начала разработки достичь КИН – 0,105 при достижении КИГ – 71,3% и КИК – 0,367.

7. На конец расчетного периода (105 лет с начала разработки) достичь КИН – 0,139 при достижении КИГ – 91,2% и КИК – 0,458 [78].

8. Применение сложных компоновок заканчивания, оборудованных клапаном контроля притока газа из газовой шапки предусматривает более ранний ввод

(~ 6 мес.) дожимной компрессорной станции, а также приводит к снижению накопленной добычи газа на 5.7% через 40 лет с начала добычи за счет контролируемого отбора газа в количестве, необходимом для максимизации добычи нефти.

9. Контролируемый отбор газа из газовой шапки в рамках реализации внутрискважинного бескомпрессорного газлифта позволяет увеличить КИН с 10.5 до 11.5% через 40 лет с начала добычи.

ГЛАВА 4. ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ВНЕДРЕНИЯ

4.1 Практическая значимость применения численной модели для расчета оптимального расхода газлифтируемого газа и максимизации объемов поднимаемой с забоя жидкости

Разработанная в главе 3 численная программа для оценки оптимальных объемов газлифтируемого газа имеет два основных практических применения:

1. Используя разработанную численную программу и зная текущий режим работы скважины (обводненность, газовый фактор, устьевое давление, пластовое давление, продуктивность), становится возможным определить нужно ли отбирать дополнительно газ из газонасыщенного интервала в НКТ многофункциональной скважины и если нужно, то, в каком количестве. То есть инженер/оператор на месторождении, не обладая дорогостоящими программными пакетами, может рассчитать оптимальный расход газлифтируемого газа и установить нужное положение забойного штуцера, обеспечивающее отбор необходимого количества газа для достижения оптимальных условий фонтанирования.

2. При расчете прогнозных показателей добычи разработанная численная программа была подключена в интегрированную модель с помощью макроса *Excel*, и был реализован алгоритм, согласно которому на каждом шаге расчета интегрированной модели считывались и записывались в *Excel* текущие значения показателей работы всех скважин (пластовые, устьевые и забойные давления, газовый фактор, обводненность, продуктивность). Далее записанные значения показателей работы по каждой скважине использовались в качестве исходных данных для нахождения значений оптимальных объемов газлифтируемого газа который необходимо

4.2 Практическая значимость применения многофункциональных скважин при разработке газоконденсатных залежей с тонкой нефтяной оторочкой

Разработанные в рамках интегрированного подхода методические решения по управлению разработкой газоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой, осложненной наличием подошвенной воды, предусматривающие применение многофункциональных скважин были реализованы в рамках проектирования одного из НГКМ, расположенного в Ямало-Ненецком АО на севере Тюменской области, содержащего три нефтегазоконденсатные пластово-сводовые залежи, подстилаемые водой [78].

Первоначально на месторождении в рамках пробной эксплуатации на нефтяную оторочку было пробурено две горизонтальных скважины №№1 и 2 (Рисунок 4.2), размещенные ближе к водонефтяному контакту на расстоянии более 5 метров ниже ГНК с целью ограничения прорыва газа из газовой шапки к забою. Данные скважины вскрыли переходную зону и характеризуются высокой начальной обводненностью порядка 20-25% и низкими дебитами нефти порядка 30-40 т/сут при газовом факторе – 200 м³/м³. Спустя шесть месяцев длительной отработки обводненность данных двух скважин выросла до 60-70%, а дебит нефти упал до 15-20 т/сут, что стало причиной прекращения их дальнейшей эксплуатации.

Затем было пробурено пять многофункциональных скважин (№№ 3, 4, 5, 6, 7) в верхней части разреза нефтяной оторочки на расстоянии 0.5-2 метра ниже ГНК (Рисунок 4.2). Все пять скважин начали эксплуатацию с низкой начальной обводненностью 0-5% и высокими дебитами нефти от 150 до 300 т/сут.

Нефтяные скважины до внедрения интегрированного подхода

Многофункциональные скважины

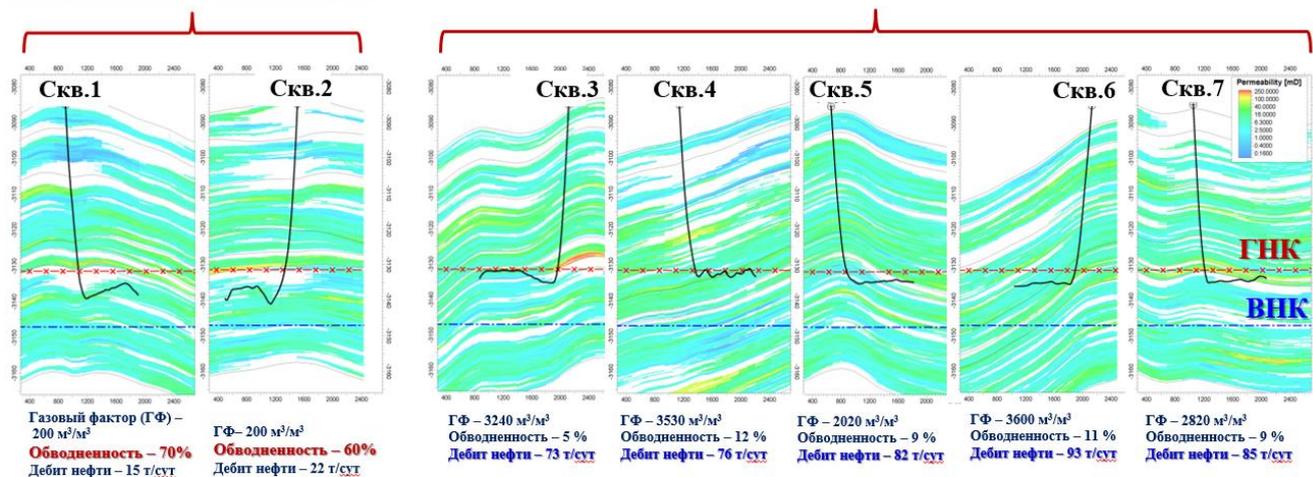


Рисунок 4.2 – Результаты бурения многофункциональных скважин на нефтяную оторочку пласта месторождения

Показатели работы одной скважины №3 в качестве примера приведены на рисунке 4.3. По всем многофункциональным скважинам наблюдались процессы конусообразования и быстрые прорывы газа из газовой шапки (от 1 до 2 недель) к забою скважин, в результате которых скважины работали с высокими устьевыми давлениями порядка 12-16 МПа и высокими значениями газового фактора порядка $1500 - 3000 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Спустя 3 года опытной эксплуатации по всем пяти многофункциональным скважинам дебит нефти снизился до уровня 73-93 т/сут, обводненность в результате поступления в скважину подошвенной воды выросла до 5-12%, накопленная добыча нефти составила от 90 до 150 тыс. тонн.

В течение последующих двух лет обводненность скважин достигла предельных значений порядка 30-40% и для продолжения дальнейшего фонтанирования в условиях высокой обводненности потребовалось приобщение вышележащего газонасыщенного интервала газовой шапки и организация управляемого внутрискважинного газлифта.

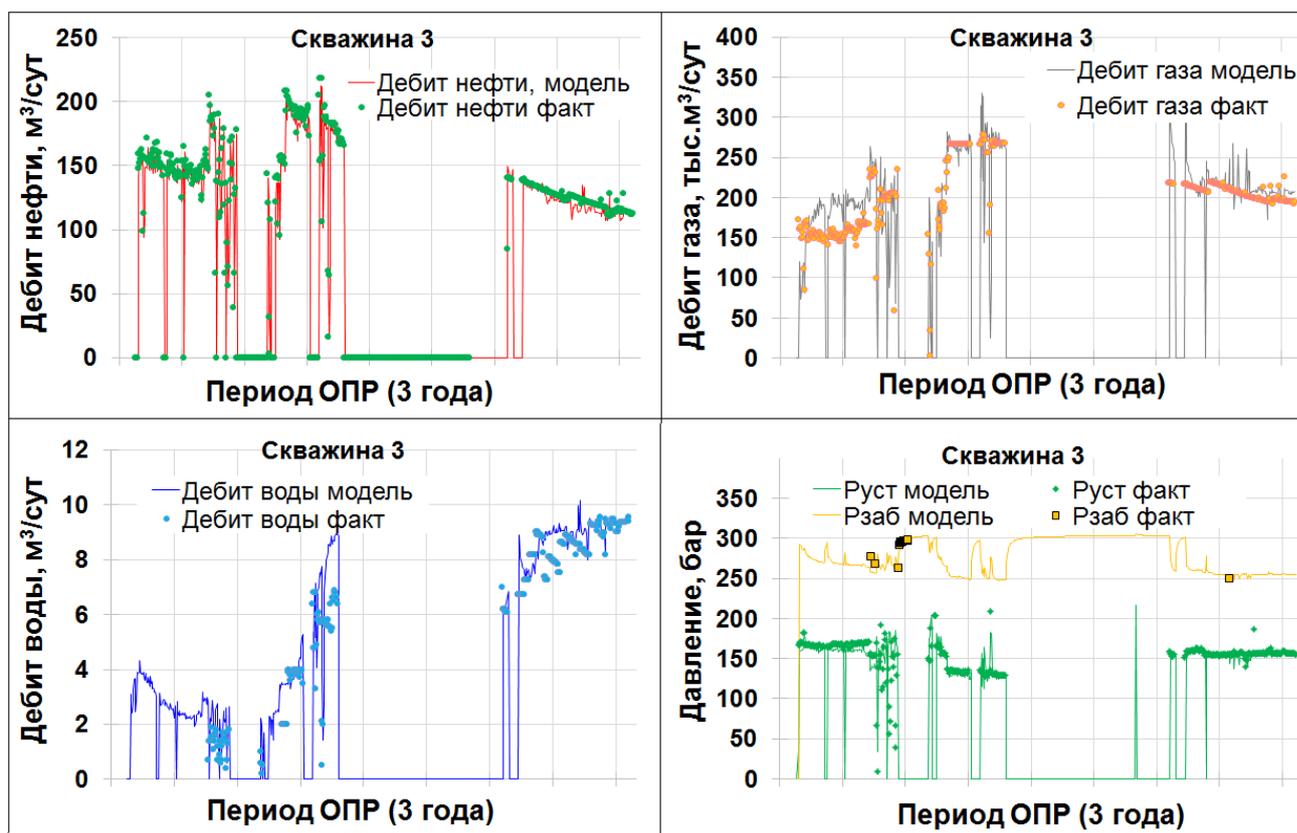


Рисунок 4.3 – Результаты эксплуатации фактической эксплуатационной многофункциональной скважины в рамках опытно-промышленной эксплуатации

На данном месторождении в рамках пробной эксплуатации на нефтяную оторочку в нескольких эксплуатационных многофункциональных скважинах планируется осуществить спуск компоновки с клапаном контроля притока газа из газовой шапки. По результатам опытной эксплуатации планируется подтвердить эффективность и определить практическую значимость применения внутрискважинного бескомпрессорного газлифта в многофункциональных скважинах. Схема компоновки с клапаном контроля притока газа из газовой шапки эксплуатационной многофункциональной скважины представлена на рисунке 4.4.

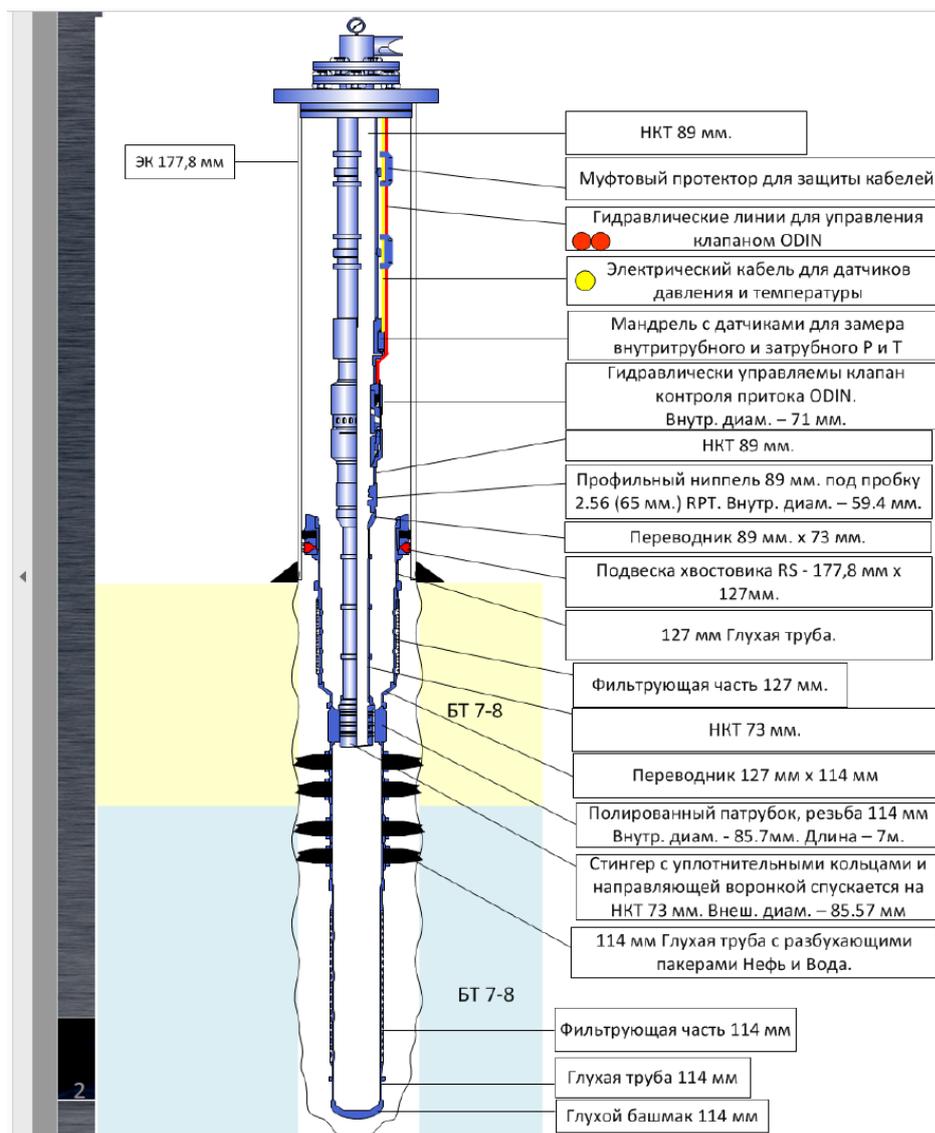


Рисунок 4.4 – Схема компоновки с клапаном контроля притока газа из газовой шапки фактической эксплуатационной многофункциональной скважины

4.3 Выводы к главе 4

1. Используя разработанную численную программу и зная текущий режим работы скважины (обводненность, газовый фактор, устьевое давление, пластовое давление, продуктивность), становится возможным рассчитать нужно ли отбирать дополнительно газ из газонасыщенного интервала в НКТ многофункциональной скважины и если нужно, то, в каком количестве.

2. При расчете прогнозных вариантов разработки месторождения разработанная численная программа для оценки оптимальных объемов газлифтируемого газа может быть подключена в интегрированную модель с помощью макроса Excel

и использоваться для нахождения значений оптимальных объемов газлифтируемого газа который необходимо дополнительно отбирать из газовой шапки.

3. В рамках апробации многофункциональных скважин на одном из НГКМ месторождений Тюменской области было пробурено пять многофункциональных скважин в верхней части разреза нефтяной оторочки на расстоянии 0.5-3 метра ниже ГНК, которые начали эксплуатацию с низкой начальной обводненностью 0-5% и высокими дебитами нефти от 150 до 300 т/сут. По всем многофункциональным скважинам наблюдались процессы конусообразования и быстрые прорывы газа из газовой шапки (от 1 до 2 недель) к забою скважин, в результате которых скважины работали с высокими устьевыми давлениями порядка 12-16 МПа и высокими значениями газового фактора порядка 1500 - 3000 м³/м³. Спустя три года опытной эксплуатации по всем пяти многофункциональным скважинам дебит нефти снизился до уровня 73-93 т/сут, обводненность в результате поступления в скважину подошвенной воды выросла до 5-12%, накопленная добыча нефти составила от 90 до 150 тыс. тонн.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработаны методические решения по управлению разработкой газоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой, осложненной подстилающей водой, в рамках интегрированного подхода, позволяющие повысить эффективность разработки за счет продолжения эксплуатации скважин, и соответственно добычи нефти, в условиях высоких значений газового фактора и обводненности после прорывов конусов газа и воды. Методические решения предусматривают:

- применение многофункциональных скважин, оборудованных клапаном контроля притока газа из газовой шапки и клапаном отсечения обводнившегося горизонтального ствола, расположенного в нефтяной части залежи;
- с прорывом газа из газовой шапки к забою многофункциональной скважины осуществление одновременной добычи нефти из нефтяной оторочки, а также прорывного газа и конденсата из газовой шапки;

- с ростом обводненности, а также при снижении дебита нефти многофункциональных скважин до экономически рентабельного предела - приобщение интервала газовой шапки и организацию управляемого внутрискважинного газлифта;

- при достижении долей воды в продукции критического значения, при котором фонтанирование многофункциональной скважины невозможно - отсечение обводнившейся нефтяной части, перевод скважины в разряд газодобывающих вертикальных с дальнейшей эксплуатацией только вышележащего газонасыщенного интервала газовой шапки.

- штуцирование многофункциональных скважин с ростом газового фактора и достижением линейным давлением предельного значения, при котором возможна безаварийная эксплуатация в сеть низкого давления;

- переключение многофункциональных скважин из сети сбора низкого давления в сеть высокого давления в случае роста газового фактора и устьевого давления из-за прорыва газа из газовой шапки и достижения линейным давлением после штуцера предельного допустимого значения, при котором возможна безаварийная эксплуатация в сеть низкого давления;

- сбор продукции газоконденсатных скважин по шлейфам высокого давления с направлением на УКПГ;

- сбор продукции многофункциональных скважин с низким устьевым давлением и направлением на УПН по низконапорным шлейфам.

- сбор продукции многофункциональных скважин с высоким устьевым давлением и направление ее по высоконапорным шлейфам на отдельный двухступенчатый сепаратор, а после на УПН и УКПГ;

2. Разработана численная программа, позволяющая для любого режима работы скважины в зависимости от значений обводненности, продуктивности, газового фактора, устьевых, забойных и пластовых давлений рассчитать оптимальный объем газа, который необходимо дополнительно отбирать из газовой шапки через клапан контроля притока газа и подавать в НКТ с целью максимизации объемов нефти, поднимаемой с забоя многофункциональной скважины в случае реализации

внутрискважинного бескомпрессорного газлифта с применением компоновок заканчивания, оборудованных клапаном контроля притока газа из газовой шапки.

3. Разработаны концептуальные технические решения по обустройству газоконденсатного месторождения с тонкой нефтяной оторочкой, осложнённой подстилающей водой, предусматривающие наличие трехтрубной системы сбора продукции (трубопроводы высокого и низкого давления) газоконденсатных и многофункциональных скважин и позволяющие производить переключение многофункциональных скважин из сети сбора низкого давления в сеть сбора высокого давления на различных этапах «жизни» в зависимости от протекающих в пласте процессов, динамики обводнения и газового фактора, темпов снижения пластового давления, продуктивности, изменения конъюнктуры рынка и др.

4. Проведено исследование влияния отборов и подачи в НКТ газа из газовой шапки на объем нефти, поднимаемой с забоя многофункциональных скважин на различных режимах эксплуатации в случае реализации внутрискважинного бескомпрессорного газлифта с применением компоновок заканчивания, оборудованных клапаном контроля притока газа из газовой шапки и разработаны рекомендации по оптимальному отбору газа из газовой шапки в зависимости от динамики прорывов газа и воды к забою скважины.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВН - высоконапорная система сбора углеводородов

ГазДИ - газодинамические исследования

ГДИ - гидродинамические исследования

ГКИ - газоконденсатные исследования

ГНКТ - гибкие насосно-компрессорные трубы

ГПА – газоперекачивающий аппарат

ДКС - дожимная компрессорная станция

КИГ - коэффициент извлечения газа

КИК – коэффициент извлечения конденсата

КИН - коэффициент извлечения нефти

КРС - капитальный ремонт скважин
НГКМ - нефтегазоконденсатное месторождение
НКТ - насосно-компрессорные трубы
НН - низконапорная система сбора углеводородов
ОПЗ - обработка призабойной зоны
ТРИЗ - трудноизвлекаемые запасы
УВ - углеводороды
УКПГ - установка комплексной подготовки газа
УПН - установка подготовки нефти
NPV - чистый дисконтированный доход

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Азис Х. Математическое моделирование пластовых систем / Азис Х., Сеттари Э. – Пер. с англ. М.: Недра, 1982. – 407 с.
2. Алиев З.С. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты / Алиев З.С., Шеремет В.В. – М.: Недра, 1995. – 131 с.
3. Алиев З.С. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений / Алиев З.С., Бондаренко В.В. – Печора: Печорское время, 2002. – 895 с.
4. Афанасьева А.В. Анализ разработки нефтегазовых залежей / Афанасьева А.В., Зиновьева Л.А. – М.: Недра, 1980. – 155 с.
5. Афанасьева А.В. Влияние очередности выработки запасов нефти и газа на эффективность разработки нефтегазовых залежей / Афанасьева А.В., Боксерман А.А., Розенберг М.Д. – М.: Недра, 1964. – С. 219–239.
6. Афанасьева А.В. Опыт разработки нефтегазовых залежей за рубежом. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – 55 с.
7. Афанасьева А.В. Разработка нефтяных месторождений при одновременном отборе газа из газовой шапки / Афанасьева А.В., Зиновьева Л.А. // Нефтяное хозяйство. – 1957. – №10. – С. 44-50.

8. Ахмедсафин С.К. Создание и адаптация комплексной геолого-технологической модели сеноманской газовой залежи Ямбургского месторождения // Газовая промышленность – 2014. – №12. – С. 14–17.
9. Баренблатт Г.И. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа / Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. – М.: Недра, 1972. – 222 с.
10. Басниев К. С. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов / Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
11. Батрашкин В.П. Интегрированное концептуальное проектирование как инструмент системного инжиниринга / Батрашкин В.П., Исмагилов Р.Р., Панов Р.А., Можчиль А.Ф., Гильмутдинова Н.З., Дмитриев Д.Е. // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №12. – С. 80-83.
12. Бахтий Н.С. Гидродинамическое моделирование с использованием программного обеспечения. Техсхема. (Уч. пособие) / Бахтий Н.С., Абдулина М.В. Тюменское отделение. СургутНИПИнефть., ОАО Сургутнефтегаз, 2016. – 273 с.
13. Брехунцов А.М. Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин / Брехунцов А.М., Телков А.П., Федорцов В.К. – Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 2004. – 290 с.
14. Брилл Дж. П. Многофазный поток в скважинах / Брилл Дж. П., Мукерджи Х. – М. –Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.
15. Винокуров А.Н. Разработка методов интегрированного проектирования систем развития и обустройства месторождений нефти и газа: диссертация кандидата технических наук: – Уфа, 2015. – 155 с.
16. Габриелян А.Г. Применение барьерного заводнения при разработке нефтегазовых залежей / Габриелян А.Г., Якунин И.А., Булаткин И.К. – М.: ВНИИОЭНГ, 1974. – 44 с.
17. Гутников А.И. Совместный приток газа и жидкости к скважине. Геология, бурение и разработка газовых месторождений / Гутников А.И., Закиров И.С. // ВНИИЭгазпром. – 1981. – № 1. – С. 18–21.

18. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учеб. пособие, Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 99 с.
19. ГОСТ Р 55990–2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. – М.: Стандартиформ, 2015.
20. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: ООО "Премиум Инжиниринг". – 2009. – 570 с.
21. Денисламов И.З. Многофункциональные нефтедобывающие скважины / Денисламов И.З., Ишбаев Р.Р. // Технологии. – 2016. – № 4. – С. 44–50.
22. Дуркин С.М. Моделирование процесса разработки нефтяных месторождений (теория и практика): учеб. пособие. – Ухта: УГТУ, 2014. – 104 с.
23. Еремин Н. А. Интегрированный подход к проектированию разработки месторождений углеводородов / Еремин Н. А., Сурина В. В., Басниева И. К., Елисеевко. Е. Д. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 3. – С. 48–50.
24. Желтов Ю.В. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений / Желтов Ю.В., Мартос В.М., Мирзаджанзаде А.Х. – М.: Недра, 1979. – 254 с.
25. Желтов Ю.В. Возможные способы разработки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений: фильтрация, теплоперенос и нефтеотдача в сложных пластовых системах. / ИГиРГИ. – М.: Наука, 1979. – С. 108-111.
26. Закиров С.Н. Моделирование процессов эксплуатации скважин при наличии подошвенной воды / Закиров С.Н., Колесникова С.П., Коршунова Л.Г. – М.: ВНИИЭгазпром, 1979. – 41 с.
27. Закиров Э.С. Горизонтальные скважины в слоисто-неоднородных коллекторах // Газовая промышленность. – 1996. – № 5. – С. 30–40.
28. Закиров И.С. Индикаторные линии при совместном притоке флюидов к скважине. Разработка и эксплуатация газовых и морских нефтяных месторождений // ВНИИЭгазпром. – 1982. – № 1. – С. 6–9.

29. Закиров Э.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа – М.: Изд. «Грааль». 2001. – 303с.
30. Закиров Э. С. Прогнозирование, анализ и регулирование разработки месторождений нефти и газа в трехмерной многофазной постановке: диссертация доктора технических наук: 25.00.17. – М., 2001. – 298с.
31. Закиров С.Н. Новая технология вертикально-латерального сайклинг-процесса с использованием горизонтальных скважин / Закиров С.Н., Индрупский И.М., Рощина И.В., Закиров Э.С., Анিকেев Д.П. // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 8. – С. 20–24.
32. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1989. – 402 с.
33. Закиров С.Н. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. – М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. Ч. 2 – 484 с.
34. Закиров С.Н. Новое в технологии добычи нефти из оторочек месторождений природного газа / Закиров С.Н., Коротаев Ю.П., Перепеличенко В.Ф., Козлов Н.Ф. / ЕНИИОЭНГ, 1982 – (О.И. "Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений", № 2).
35. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Струна, 1998. – 628 с.
36. Зиновьева Л.А. Особенности разработки нефтегазовых залежей с активной подошвенной водой. Добыча нефти (теория и практика). – М.: Недра, 1964, – С. 239–255.
37. Исмагилов Р.Р. Стадийность концептуального проектирования при разработке месторождений / Исмагилов Р.Р., Кудрявцев И.А., Максимов Ю.В. // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 7. – С. 71-73.
38. Исмагилов Р.Р. Интегрированная модель для комплексного управления разработкой и обустройством месторождений / Исмагилов Р.Р., Максимов Ю.В., Урмаев О.С. // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 71–73.

39. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. - Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.
40. Карсаков В.А. Оптимизация капитальных вложений в строительство скважин при концептуальном проектировании разработки месторождений / Карсаков В.А., Третьяков С.В., Девятьяров С.С., Пасынков А.Г. // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 33–35.
41. Колбиков С.В. Правила разработки месторождений углеводородного сырья. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. – М.: ЕСОЭН, 2016, – 320 с.
42. Колбиков С.В. Методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. – М.: ЕСОЭН, 2016, – 320 с.
43. Колбиков С.В. Особенности разработки нефтяных оторочек с небольшой толщиной // Нефтесервис. – 2012. – № 3. – С. 55–58.
44. Коротаев Ю.П. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений / Коротаев Ю.П., Закиров С.Н. – М.: Недра, 1981. – 294 с.
45. Коротаев Ю.П. Комплексное проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений // Газовая промышленность. – 1997. – № 4. С. 36– 40.
46. Косачук Г.П. Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяными залежами и оторочками / Косачук Г.П., Сагитова Д.З., Титова Т.Н. // Газовая промышленность. – 2005. – №3. – С. 27–30.
47. Красовский А. В., Комплексное геолого-технологическое моделирование крупного газового месторождения на примере Заполярного НГКМ // Вестник ЦКР Недра. – 2010. – №1. – С. 27–31.
48. Крылов А.И. Проектирование разработки нефтяных месторождений: Принципы и методы / Крылов А.И., Белаш П.М., Борисов Ю.И. – Москва: Гостоптехиздат, 1962. – 430 с.

49. Крылов В.А. Особенности конусообразования при разработке месторождений нефти и методы борьбы с ними: диссертация кандидата технических наук: 25.00.17. – М., 2003. – 178с.
50. Ланина О.В. Реализация барьерного заводнения на Самотлорском месторождении / Ланина О.В., Чусовитин А.А., Радыгин С.А., Яровенко И.В. // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 22–25.
51. Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. – М.: Гостоптехиздат, 1947. – 244 с.
52. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1987. – 247 с.
53. Ли Джеймс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Ли Джеймс, Никенс Г., Уэллс М. – М: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с.
54. Мартос В.Н. Анализ разработки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений. ТНТО. «Нефтепромысловое дело». М, ВНИИОЭНГ, 1976 г.
55. Маскет Н. Течение однородных жидкостей в пористой среде. – М.: Гостоптехиздат, 1949. – 628 с.
56. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 2. Фильтрационные модели). – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2003. – 228 с.
57. Мищенко И.Т. Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / Мищенко И.Т., Кондратюк А.Т. – М.: Нефть и газ, 1996. –190 с.
58. Мордвинов А. А. Газлифтная эксплуатация нефтяных и газовых скважин / Мордвинов А. А., Миклина О. А. / Минобрнауки России / Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Ухтинский государственный технический университет» (УГТУ) УХТА, УГТУ, 2013, – 39 с.
59. Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 215 с.

60. Нестеренко А. Н. Повышение эффективности разработки нефтяных оторочек неокомских нефтегазоконденсатных залежей: диссертация кандидата технических наук: 25.00.17 – Тюмень, 2013. – 173 с.
61. Пономарев А.И. Многофункциональные скважины для разработки залежей высоковязкой нефти / Пономарев А.И., Денисламов И.З., Владимиров И.В., Минидияров Ф.Ф., Шаяхметов А.И. // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 8. – С. 20–24.
62. Поушев А.В. Интегрированный подход к разработке нефтегазоконденсатных залежей с тонкой нефтяной оторочкой в условиях присутствия подошвенной воды с применением многофункциональных скважин / Поушев А.В., Кудрин П.А., Язьков А.В., Нероденко Д.Г., Язьков А.В. // Газовая промышленность. – 2017. – №12. – С. 27–30.
63. Поушев А.В. Интегрированный подход к определению оптимальной мощности и конфигурации дожимной компрессорной станции на разных этапах освоения газовых и газоконденсатных месторождений / Поушев А.В., Нероденко Д.Г., Кудрин П.А., Язьков А.В. // Газовая промышленность. – 2017. – №8. – С. 76–84.
64. РД 153–39.0–047–00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений // Минтопэнерго РФ. – М.: 2000.
65. Сафронов С.В. Экспериментальные исследования совместного притока нефти и воды к несовершенным скважинам / Сафронов С.В., Аллахвердиева Р.А. Тр. / ВНИИ, 1957. вып. №10, – С. 131–140.
66. Свентский С.Ю. Комплексное проектирование геолого-технологических систем добычи газа крупных месторождений: диссертация кандидата технических наук: 25.00.17 – Тюмень, 2016. – 135 с.
67. Северов Я. А. Повышение эффективности разработки месторождений углеводородов при наличии явления конусообразования: диссертация кандидата технических наук: 25.00.17: – М., 2006. – 157с.

68. Спирина Е.В. Некоторые аспекты применения сакйклинг-процесса в условиях Восточно-уренгойского месторождения / Спирина Е.В., Инякин В.В., Зотова О.П., Инякина Е.И. // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 1. – С. 89-93
69. Старковский А.В. и др. Эффективность применения силикатного геля для повышения нефтеотдачи пластов // Газовая промышленность. – 2004. – №4. – С. 42–44.
70. Султанов Р. А. Моделирование процессов вытеснения нефти водой и растворами химреагентов из неоднородных пластов: диссертация кандидата технических наук: 01.02.05: – Казань, 1994. – 111 с.
71. СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 12.2.2–1–2013. Процесс работы с данными. Определение пропускной способности, расчет свободных мощностей газопроводов - Санкт-Петербург.: – 2013.
72. Телков А.П. Гидромеханика пласта применительно к прикладным задачам разработки нефтяных и газовых месторождений / Телков А.П., Грачев С.И. // ч. 2. 2009. – 353 с.
73. Телков А.П. Особенности разработки нефтегазовых месторождений / Телков А.П., Грачев С.И., Сохошко И.Б. // Тюмень: ООО «НИПИКБС-Т», ч. 2. 2001. – 482 с.
74. Телков А.П. Образование конусов вода при добыче нефти и газа / Телков А.П., Стклянин Ю.И. – М.: Недра, 1965. – 163 с.
75. Телков В.П. Разработка технологии водогазового воздействия на пласт путем насосно-эжекторной- и насосно-компрессорной закачки водогазовых смесей с пенообразующими ПАВ: Автореферат дис. канд. тех. наук. – Москва, 2009. – 20 с.
76. Тер-Саркисов Р.М. Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов, – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2005. – 407 с.
77. Тер-Саркисов Р.М. Конденсатоотдача пласта при разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородов / Тер-Саркисов Р.М., Захаров А.А. // Газовая промышленность. – 2002. – №5. – С. 49–51.

78. Технологическая схема разработки Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения: отчет о НИР. – Тюмень: АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», 2016. – 434 с.
79. Хасанов М.М. Повышение точности оценки капитальных вложений на ранних стадиях реализации проектов / Хасанов М.М., Сугаипов Д.А., Жагрин А.В. // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 22–27.
80. Хасанов М.М. Иерархия интегрированных моделей / Хасанов М.М., Афанасьев И.С., Латыпов А.Р. // SPE. – 2008. – № 117412. – С. 1–7.
81. Чарный И.А. Подземная гидродинамика. М.: Гостоптехиздат, 1963. – 396 с.
82. Чернинов Ц.Ц. Обратная закачка газа: состояние и перспективы / Чернинов Ц.Ц., Назаренко А.Д., Легеза С.Л., Соколов Б.И., Макарова Л.И. // Газовая промышленность. – 2003. – №8. – С. 44–46.
83. Шандрыгин, А. Н. Повышение эффективности разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазовых залежей с трещиновато-пористыми и неоднородными пористыми коллекторами: диссертация доктора технических наук: - Москва, 1993. – 460 с.
84. Шарипов Р.И. Комплексное моделирование совместной разработки сеноманских газовых залежей // Экспозиция Нефть и Газ. – 2014. – №7. – С. 30–32.
85. Шелягин Е.В. О зарубежном и отечественном опыте применения полимерного заводнения // Интервал. Науч.-техн. журнал. – 2003. – №7. – С. 24–30.
86. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: – 1987. – 309 с.
87. Щелкачев В.Н. Подземная гидравлика / Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. – М.: Гостоптехиздат, 1949. – 523 с.
88. Электронный ресурс <http://geonik.com/technologies/>
89. Электронный ресурс <https://www.slb.com/completions/well-completions/intelligent-completions/downhole-interval-control-valves>
90. Электронный ресурс <https://www.halliburton.com>
91. Электронный ресурс <https://www.slb.com>

92. Эфос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем. – Л.: Гостоптехиздат, 1963. – 351 с.
93. Язьков А.В. Интегрированный подход к освоению месторождений Группы компаний ПАО «НОВАТЭК» на разных стадиях реализации / Язьков А.В., Кудрин П.А. // Газовая промышленность. – 2016. – №12. – С. 15–25.
94. Allen, T. Jr. Fluid Mechanics / Allen, T. Jr. and Ditsworth, R. L. –McGraw-Hill Book Co. Inc. – New York City, 1975.
95. Antonenko D.A. Integrated Modeling of the Priobskoe Oilfield / Antonenko D.A., Pavlov V.A., Sevastyanova K.K., Usmanov T.S., Zhdanov R.M. // SPE. – 2008. – № 117413.
96. Archer J.S. Petroleum engineering principles and practice / Archer J.S., Wall C. SPE, 1986.
97. Aziz K. Transient flow behavior of horizontal wells pressure drawdown and buildup / Azis K, Odeh A., Babu D. // SPE Formation Evaluation, – 1990. – С.7-15.
98. Beggs, H. D. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes / Beggs, H. D. and Brill, J. P., – JPT, 1973. – 255 с.
99. Bikbulatov S.M. Improvement of the well performance optimization methodology based on integrated modeling / Bikbulatov S.M., Vorobyev D.S., Smirnov A.Y., Mukminiov I.R., Romashkin S.V. // SPE. – 2015. – № 176581.
100. Boyun Guo. A general solution of gas/water coning problem for horizontal wells / Boyun Guo, Molinard J.E., Lee R.E. // SPE. – 1992. – № 25050.
101. Buckley S.E., Leverett M.C. Mechanism of Fluid Displacement in Sands // Trans. AIME, 1942. – С.107–116.
102. Brian F. Towler. Fundamental principles of reservoir engineering. SPE, 2002.
103. Chierichi G.H. Principles of petroleum reservoir engineering / Springer-Verlag, 1994.
104. Craft B.C. Applied reservoir engineering / Craft B.C., Hawkins M.F., 1959.
105. Dake L.P. The practise of reservoir engineering / Elsevier, 1994.
106. Duns, H. Jr. Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells / Duns, H. Jr. and Ros, N. C J. – Proc, Sixth World Pet. Cong., Tokyo, 1963. – 451 с.

107. Eclipse reference manual / Shlumberger. – 2013. – 2857 c
108. Eclipse technical description / Shlumberger. – 2013. – 1406 c.
109. GAP User Guide / Petroleum Experts. – 2007. – 679 c.
110. Giger F.M. The reservoir engineering aspects of horizontal wells // SPE. – 1984. – № 13024.
111. Goode P.A. Inflow performance for horizontal wells / Goode P.A., Kuchuk F.J. // SPE Reservoir Engineering. – 1991. – C. 319-323.
112. Griffith, P. and Wallis, G.B. Two-Phase Slug Flow / Griffith, P. and Wallis, G.B. – 1961. – 307 c.
113. Hagedorn, A. R. Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits / Hagedorn, A. R. and Brown, K. E. – JPT, 1965. – 234 c.
114. Hang B.T. Horizontal wells in the water zone: the most effective way of tapping oil from thin oil zones? / Hang B.T., Ferguson W.I., Kudland T. // SPE. – 1991. – № 22929.
115. Joshi S. D. Augmentation of well productivity slant and horizontal wells // SPE. – 1986. – № 15375.
116. King Hubbert M. Darcy's Law and the Field Equations of the Flow of Underground Fluids // Trans, AIME, 1956.
117. Knudsen, J. G. Fluid Dynamics and Heat Transfer / Knudsen, J. G. and Katz, D. L. – McGraw-Hill Book Co. Inc. – New York City. – 1958.
118. Martin J. C. Simplified Equations of Flow in Gas Drive Reservoirs and Theoretical Foundation of Multiphase Pressure Buildup Analysis, 1959.
119. Mukherjee, H. Pressure Drop Correlations for Inclined Two-Phase Flow / Mukherjee, H. and Brill. – J. P., J. Energy Res. Tech. – 1985. – 549 c.
120. Muskat M. Physical principals of oil production / New York, 1949.
121. Nancy Shu-hui Huang. Integrated Modeling to Optimize Field Development of a Giant Oil Field / Nancy Shu-hui Huang, David Stanley Frankel, Adil M.A. Noman. // SPE 161987-MS. -2012. // SPE. – 2012. – № 161987.

122. Orkiszewski, J. Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes. –JPT, 1967. – 240 c.
123. Pipesim User guide / Shlumberger. – 2010. – 628 c.
124. PROSPER User Guide / Petroleum Experts. – 2007. – 839 c.
125. Peaceman D.W. Representation of a horizontal well in numerical reservoir simulator // SPE. – 1991. – № 21217.
126. Renard G.I. Influence of formation damage on the flow efficiency of horizontal wells technology / Renard G.I., Dupuy J.M. // SPE. – 1990. – № 19414.
127. Resolve User Guide / Petroleum Experts. – 2007. – 509 c.
128. Richardson L.D. Use of simple mathematical models for predicting reservoir behaviours / Richardson L.D., Blackwell R.J. – J.Petroleum Technology, 1971. – № 9, – C. 1128-1135.
129. Shirman E.I. More Oil with Less Water Using Downhole Water Sink Technology / Shirman E.I., Wojtanowicz A.K. // New Orleans, Louisiana, 1998. – C. 215-225.
130. Suprunovich P. Vertical confined water drive to horizontal well. Water and oil of equal densities / Suprunovich P., Battler R.M. // – J. of Canadian Petrol. Technol. – 1992, – № 1. – C. 32-38.
131. Ushmaev, O. S. Integrated Modelling Approach as Estimation Tool for Well Regimes and Gathering Network Impact on Oil Rim Development / Ushmaev, O. S., Apasov, R. T., Chameev, I. L., Mozhchil, A. F., Tkachuk, A. V, Kurochkin, M. S. // SPE. – 2016. – № 182007.
132. Weldge H.J. A Simplified method for computing Oil recovery by Gas or water drive. Trans. AIME, 1970.