

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
Кафедра механики многофазных систем

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ
ЗАИМСТВОВАНИЯ
И.о. заведующего кафедрой

к.ф.-м.н.

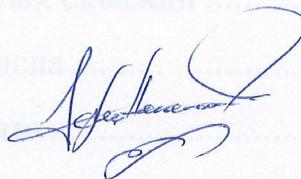

П.Ю. Михайлов
15.06. 2017 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ ФЛЮИДОВ
И ПЛАСТА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

03.04.02 Физика

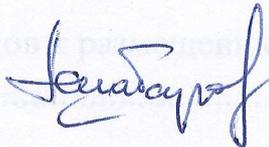
Магистерская программа «Техническая физика в нефтегазовых технологиях»

Выполнил работу
студент 2 курса
очной формы обучения



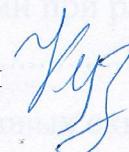
Непотасов
Герман
Вячеславович

Научный руководитель
д.т.н., профессор



Шабаров
Александр
Борисович

Рецензент
к.ф.-м.н., руководитель направления в отделе
научно-методологического сопровождения разработки
ООО «Газпромнефть НТЦ»



Кузнецов
Сергей
Викторович

г. Тюмень, 2017

СОДЕРЖАНИЕ

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ СОКРАЩЕНИЯ.....	4
АННОТАЦИЯ.....	5
ВВЕДЕНИЕ.....	6
ГЛАВА I. ВЛИЯНИЕ СВОЙСТВ ФЛЮИДОВ И ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ОБЗОР ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ)	8
1.1 Теория фильтрации реального газа.....	8
1.1.1 Методы аналитического решения уравнений радиальной фильтрации реального газа и газоконденсата	9
1.1.2 Отклонение потока от закона Дарси (уравнение Форхгеймера) для однофазной и двухфазной фильтрации	10
1.1.3 Методы моделирования фильтрации газоконденсатной смеси в плоскорадиальном потоке.....	12
1.2 Особенности разработки нефтегазоконденсатных месторождений	12
1.2.1 Фазовые состояния углеводородов	13
1.3 Контроль и управление разработкой газоконденсатного месторождения .	16
1.4 Особенности режимов работы газоконденсатного месторождения	18
1.4.1 Эксплуатация газоконденсатных скважин	19
1.4.2 Обустройство газового промысла	19
1.4.3 Процесс подготовки конденсата.....	20
1.5 Размещение скважин на газовой или газоконденсатной залежи.....	21
1.5.1 Обзор существующих подходов к размещению скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях.....	21
1.5.2. Методы поиска варианта рационального размещения скважин	26
1.6 Технологические режимы эксплуатации скважин при разработке газовых и газоконденсатных месторождений.....	31
1.6.1 Условия выбора режимов эксплуатации газовых скважин	31
1.6.2 Геологические условия	32
1.6.3 Технические условия	33
1.7 Виды режимов эксплуатации газовых скважин	33

1.7.1	Режим постоянной депрессии на пласт.....	33
1.7.2	Режим постоянного забойного давления.....	34
1.7.3	Режим постоянного дебита скважин.....	35
1.7.4	Режим постоянной скорости фильтрации на забое скважины.....	35
ГЛАВА II. РАСЧЁТ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТА.....		36
2.1	Гидродинамическая модель пласта газоконденсатного месторождения ...	36
2.2	Технико-экономическая модель оценки эффективности вариантов разработки газоконденсатного месторождения.....	39
2.2.1	Входные данные, влияющие на экономику проекта разработки газоконденсатного месторождения.....	40
2.2.2	Расчёт уровней добычи.....	41
2.2.3	Расчёт дохода.....	43
2.2.4	Аналитическая оценка рентабельности газоконденсатного месторождения.....	46
2.3	Расчёт оптимальных параметров систем разработки газоконденсатного месторождения.....	48
2.4	Апробация методики на модели пласта реального месторождения.....	53
2.4.1	Построение гидродинамической модели пласта «А».....	55
2.4.2	Построение технико-экономической модели пласта «А».....	56
ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ.....		59
разработки газоконденсатного месторождения.....		59
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....		60
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....		63

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

ВНК – водонефтяной контакт

ГКМ – газоконденсатное месторождение

ГКС – газоконденсатная залежь

ГС – головные сооружения

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых

НТС – низкотемпературная сепарация

ОФП – относительные фазовые проницаемости

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

УСК – установка стабилизации конденсата

УРД – установка регенерации диэтиленгликоля

УРМ – установка регенерации метанола

NPV – NetPresentValue (Чистый дисконтированный доход)

VBA – Visual Basicfor Application

АННОТАЦИЯ

Данная магистерская диссертация представляет собой исследование газоконденсатных месторождений, влияния различных параметров флюидов и пласта на эффективность разработки таких месторождений, а также способов повышения этой эффективности.

Целью работы являлось исследование влияния параметров флюидов и пласта на эффективность разработки газоконденсатного месторождения для получения максимального экономически выгодного уровня добычи флюидов.

Задачами исследования являлись обзор соответствующей литературы, оценка влияния конденсатообразования на эффективность разработки газоконденсатного месторождения, создание комплексной гидродинамической и технико-экономической модели разработки ГКМ и апробация модели на примере залежи реального месторождения.

В рамках данной диссертации объектом исследования является газоконденсатное месторождение, а предметом исследования – влияние параметров флюидов и пласта на эффективность разработки газоконденсатного месторождения.

Данная магистерская диссертация состоит из введения, 2-х глав, заключения и приложений. В главе I описываются теоретические основы разработки газоконденсатных месторождений от теории фильтрации газа до эксплуатации скважин и инфраструктуры газоконденсатного месторождения.

Глава II посвящена практической части по созданию нового варианта комплексной гидродинамической и технико-экономической модели разработки газоконденсатной залежи на основе методов подземной гидрогазодинамики, механики многофазных систем, корреляционного анализа и численного моделирования.

ВВЕДЕНИЕ

За последние годы мировой уровень добычи природного газа и газоконденсата увеличился в несколько раз. Для России, имеющей более 30% разведанных запасов газа на планете, данный тип углеводородов является не только эффективным энергоресурсом, но и важнейшим средством решения экономических проблем. В ведущих российских нефтегазодобывающих компаниях всё чаще актуализируются вопросы о разработке газоконденсатных месторождений, в том числе газовых шапок нефтегазоконденсатных месторождений. В связи с этим актуально исследование, позволяющее оценить влияние параметров флюидов и пласта на эффективность разработки газоконденсатных месторождений на основе методов подземной гидрогазодинамики, численного моделирования и механики многофазных систем.

В настоящее время отсутствуют комплексные гидродинамическая и технико-экономическая модели разработки ГКМ, позволяющие определить оптимальные параметры системы и оценить рентабельность разработки газовых и газоконденсатных месторождений, не прибегая к численному моделированию. В данной магистерской диссертации предлагается один из этапов исследования по созданию таких моделей.

Основой используемой физико-математической (гидродинамической) модели является система исходных уравнений (закон Дарси, уравнение неразрывности, единое уравнение состояния); граничные условия; обоснованные геометрические представления и параметры сетки; координаты и режимы работы скважин.

При технико-экономическом моделировании выполнены следующие этапы: определена рентабельность разработки пласта ГКМ, рассчитаны показатели от продажи флюидов, рассчитаны затраты на обустройство ГКМ, рассчитаны дополнительные экономические показатели и рассчитан чистый дисконтированный доход.

Выбор оптимальных параметров систем разработки по критерию чистого дисконтированного дохода является одним из наиболее важных решений при проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений. От выбора того или иного режима работы скважин зависит их число, а соответственно и мощность и другие особенности наземной инфраструктуры. Последнее, в свою очередь оказывает существенное влияние на капитальные вложения в разработку месторождения. В большинстве случаев на практике отсутствуют какие-либо данные или критерии для обоснованного принятия решения о технологическом режиме работы скважин.

ГЛАВА I. ВЛИЯНИЕ СВОЙСТВ ФЛЮИДОВ И ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ОБЗОР ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ)

1.1 Теория фильтрации реального газа

Эмпирический закон *Дарси* был первым приложением принципов классической гидродинамики к движению флюидов в пористой среде [1].

В 1856 году *Генри Филибер Гаспар Дарси* опубликовал результаты серии экспериментов по прокачке воды через колонну, заполненную песком, при различных перепадах давления. Из наблюдений он пришел к выводу, что скорость потока прямо пропорционально зависит от высоты водяного столба и обратно пропорционально от высоты песчаной колонны. Эта зависимость позже была выражена в законе *Дарси*.

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\mu}{k} u \quad (1)$$

Основное уравнение радиальной фильтрации однофазного флюида в однородной пористой среде выводится с использованием закона сохранения массы, закона *Дарси* и определения сжимаемости флюидов и вмещающих пород [1].

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k\rho}{\mu} r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \varphi c \rho \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2)$$

При этом, для расчёта фильтрации жидкости, принимаются следующие допущения [1]:

- Вязкость практически не зависит от давления и может считаться постоянной величиной;
- Градиент давления dp/dr пренебрежимо мал;

- Сжимаемость жидкости мала и постоянна.

Данные допущения не применимы к случаю фильтрации реального газа, так как его сжимаемость и вязкость сильно зависят от давления.

1.1.1 Методы аналитического решения уравнений радиальной фильтрации реального газа и газоконденсата

На сегодняшний день широкое применение получили два основных метода решения данной задачи [1].

Метод *Рассела-Гудрича*, использующий P^2 , представляет собой уравнение квазиустановившегося притока в скважину, где депрессия выражена через разность квадратов.

$$\bar{P}^2 - P_{wf}^2 = \frac{\alpha Q \mu Z T}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right) \quad (3)$$

Таким же образом модифицируется и уравнение для неустановившегося притока, при условии что произведение вязкости и сжимаемости определяется при начальном давлении P_i

$$P_i^2 - P_{wf}^2 = \frac{\alpha Q \mu Z T}{kh} \left(\ln \frac{4}{\gamma} - \frac{3600kt}{\varphi(\mu c)_i r_w^2} + 2S \right) \quad (4)$$

Метод *Аль-Хусейни, Рейми и Кроуфорда*, использующий псевдодавление. Данный метод основан на интегрировании в диапазоне \bar{P} , P_{wf} зависимых от давления параметров μ и z . Результат интегрирования записывается как псевдодавление $m(p)$ и подставляется в уравнение фильтрации [1].

$$m(\bar{p}) - m(p_{wf}) = 2 \int_{p_{wf}}^{\bar{p}} \frac{p dp}{\mu z} \quad (5)$$

$$m(\bar{p}) - m(p_{wf}) = \frac{\alpha Q \mu Z T}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right) \quad (6)$$

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \frac{\alpha Q \mu Z T}{kh} \left(\ln \frac{4}{\gamma} - \frac{3600kt}{\varphi(\mu c)_i r_w^2} + 2S \right) \quad (7)$$

В случае двухфазной фильтрации распределение давления по радиусу (r) определяется из уравнений неразрывности и обобщенного уравнения Дарси для газа и конденсата [3, 6]:

$$P(r) = P_c + C_1 \int_{r_c}^r \frac{dr}{rhf(r)} \quad (8)$$

где

$$f(r) = \frac{\rho_l^{(o)} k \bar{f}_l}{\mu_l} + \frac{\rho_g^{(o)} k \bar{f}_g}{\mu_g}$$

$$C_1 = \frac{P_k(t) - P_c(t)}{\int_{r_c}^R \frac{dr}{rhf(r)}}$$

$P_k(t)$ — давление на контуре питания, определяется из уравнения материального баланса в пласте; $P_c(t)$ — давление на забое скважины, определяется с учетом характеристики системы «пласт — скважина — сеть трубопроводов — узел комплексной подготовки газа и конденсата»; R_k , r_c — радиусы контура питания и скважины.

1.1.2 Отклонение потока от закона Дарси (уравнение Форхгеймера) для однофазной и двухфазной фильтрации

В горизонтальном потоке флюида через пористую среду при малых и средних расходах снижение давления в направлении потока пропорционально скорости движения флюида [1].

При более высоких расходах помимо учитываемых законом *Дарси* потерь давления, обусловленных вязкостью флюида, заметно проявляются также потери давления из-за диссипации энергии на местных сопротивлениях движению. В таком случае однофазная фильтрация описывается двучленным законом *Форхгеймера*[1]:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} u + \beta_{мс} \rho u^2 \quad (9)$$

Уравнение *Форхгеймера* предполагает, что закон *Дарси* по-прежнему в силе, но в него должно быть включено дополнительное падение давления. Коэффициент $\beta_{мс}$ характеризует составляющую местных сопротивлений движению флюида. При низкой скорости движения флюида коэффициент $\beta_{мс}$ пренебрежимо мал и обычно исключается из уравнения для жидкости. Однако скорость движения газа при одинаковых перепадах давления по меньшей мере на порядок больше скорости движения нефти, вследствие чего, влияние инерционной составляющей кратно возрастает [1].

Для случая двухфазной фильтрации дополнительным слагаемым учитывается межфазное сопротивление, которое зависит от насыщенности газа и газоконденсата [3]:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} u + \beta_{мс} \rho u^2 + \beta_{мф} \rho u^2 \quad (10)$$

На практике удобнее всего включать дополнительную составляющую в уравнение фильтрации в виде так называемого D фактора, который интерпретируется как скин-фактор, зависящий от расхода [1].

$$D = \frac{Fkh}{\alpha T} = \frac{21,8 \cdot \beta T \gamma_g kh}{\mu_{wf} h_p^2 r_w \alpha T} \quad (11)$$

α – переводной коэффициент из метрической системы в промышленную.

γ_g – плотность газа по воздуху

μ_{wf} – вязкость газа при забойном давлении

h_p – величина интервала перфорации

В итоговой форме уравнение, учитывающее отклонение от закона Дарси, выраженное через псевдо давления, приобретает следующий вид [4]:

$$m(\bar{p}) - m(p_{wf}) = \frac{\alpha Q \mu Z T}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S + DQ \right) \quad (12)$$

1.1.3 Методы моделирования фильтрации газоконденсатной смеси в плоскорадиальном потоке

Зависимости и методики, полученные в данной работе, проверялись путем численного гидродинамического моделирования в программном комплексе Schlumberger ECLIPSE.

Данный композиционный симулятор использует в своей основе метод IMPES (IMplicitPressuresExplicitSaturations или Неявное Давление Явная Насыщенность), в котором:

1. В результате линейной комбинации уравнений фильтрации выводится одно уравнение для расчета давления, которое решается неявно;
2. С учетом найденных значений давления явно рассчитывается распределение насыщенностей.

Данный метод позволяет сократить количество уравнений, решаемых неявно для каждого сеточного блока, до одного, что приводит к значительной экономии вычислительных ресурсов. Однако явное вычисление насыщенностей требует ограничения шага по времени для обеспечения устойчивости решения.

1.2 Особенности разработки нефтегазоконденсатных месторождений

Разрабатываемое нефтяное или газовое (газоконденсатное) месторождение относится к сложной системе с большим количеством неопределённостей, связанных с неполнотой информации о пласте и происходящих в нем процессах.

Разработка нефтяного или газового месторождения предполагает одновременное достижение следующих целей [8]:

- Обеспечение запланированных объемов добычи газа или нефти по годам.
- Минимизация капиталовложений и операционных затрат в процессе разработки месторождения.

- Минимизация потерь невозпроизводимых ресурсов (запасы газа, конденсата, нефти, пластовой энергии).
- Максимизация текущих и конечных коэффициентов нефтеотдачи, газоотдачи и конденсатоотдачи.
- Нанесение минимального ущерба окружающей среде.

Наличие нескольких целей, некоторые из которых часто могут противоречить друг другу, осложняет процесс разработки и требует применения системного подхода с жёстким обоснованием тех или иных управленческих решений, необходимых для достижения оптимального эффекта, выражаемого чаще всего в виде чистого дисконтированного дохода.

1.2.1 Фазовые состояния углеводородов

Фазовые превращения систем природных углеводородов в значительной степени определяют физические явления, присущие процессам разработки и эксплуатации месторождений газа и конденсата. Знание закономерностей фазовых превращений и умение их прогнозировать позволяют развивать методы повышения конденсатоотдачи пластов, проектировать эффективные технологические схемы промысловой обработки, заводской переработки и транспортировки добываемого сырья[3].

Разработка газоконденсатных месторождений сопровождается постоянным изменением состава и свойств добываемой продукции. Это связано с особенностями фазового поведения пластовой газоконденсатной системы при снижении давления как в залежи, так и в призабойной зоне скважин. Так, при снижении давления ниже давления начала конденсации происходит образование жидкой фазы и накопление ее в пласте при дальнейшей разработке месторождения на режиме истощения. Контроль за компонентным составом и свойствами добываемой продукции осуществляется прежде всего для учета и предоставления отчетных форм в контролирующие государственные органы.

При достижении определенного давления (равного упругости насыщенного пара) и температуры однокомпонентный газ конденсируется и переходит в

жидкое состояние. Линия, определяющая давления, при которых происходит переход газа в жидкость, называется кривой давления насыщенного пара (Рисунок 1.1). Она заканчивается в критической точке (К), где различия между жидкостью и газом исчезают, поскольку свойства обеих фаз становятся идентичными [23].

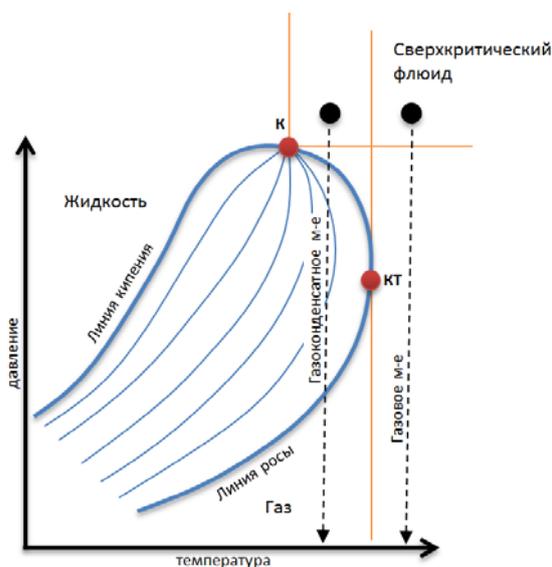


Рисунок 1.1 – Фазовая диаграмма многокомпонентной смеси

В области выше кривой давления насыщенного пара может существовать только жидкости, а ниже этой кривой – только газ [23].

Для многокомпонентных смесей диаграммы фазовых состояний имеют область совместного существования жидкости и газа, так называемую двухфазную область. Форма кривой, ограничивающей двухфазную область, зависит от компонентного состава смеси.

Для газового месторождения пластовая температура должна превышать максимальную температуру, при которой возможно совместное существование двух фаз одной смеси углеводородов (так называемая крикодентерма).

Если пластовая температура изначально газового пласта ниже величины крикодентермы, то в процессе разработки, при уменьшении давления ниже точки росы, в пласте начнётся конденсация и выпадение жидкой фазы. Такое месторождение называется газоконденсатным. Максимальное количество выпадающей жидкости часто не создаёт критической насыщенности, которая должна быть достигнута, чтобы жидкость могла двигаться, в таком случае жидкие

углеводороды, выпавшие в пласте вследствие ретроградной конденсации, не могут быть добыты. Поскольку первыми конденсируются тяжёлые компоненты, в результате теряется наиболее ценная часть смеси углеводородов.

Из-за различных термобарических условий в целом по всему пласту и в непосредственной близости от скважины, можно выделить две области накопления ретроградного конденсата в пористой среде пласта: область статической конденсации, расположенную вдали от скважин, и область динамической конденсации в призабойной зоне пласта [7].

Первоначально при вскрытии газоконденсатной залежи скважиной вне зависимости от ее геометрии происходит накопление жидкости в призабойной зоне пласта при условии работы скважины с забойным давлением ниже давления начала конденсации. Даже если на начальном этапе степень недонасыщенности пластовой УВ системы позволяет эксплуатировать скважины при давлениях выше давления начала конденсации, то в процессе ее эксплуатации пластовое давление снижается и достигаются условия, когда газоконденсатная система распадется на газовую и жидкую составляющие вследствие ее конденсации при снижении давления. Таким образом, процессы накопления жидкой фазы в пласте будут происходить в любом случае при разработке залежи на режиме истощения. Однако накопление жидкости в пласте может происходить до момента достижения критической насыщенности, когда жидкая фаза становится подвижной. Это зависит от фазовых проницаемостей пластовой системы, которые оцениваются для каждой залежи и пластового флюида индивидуально [7].

Процесс динамического накопления конденсата зависит как от фазового состояния углеводородной системы, так и от массопереноса углеводородов и развивается следующим образом: после прохождения газом точки пласта с давлением ниже давления начала конденсации в пористую среду начинает выпадать конденсат, который остаётся неподвижным до тех пор, пока насыщенность конденсатом не превысит значение критической насыщенности.

Применение периодической обратной закачки сухого газа (сайклинг-процесс) позволяет повысить эффективность разработки газоконденсатного месторождения [9].

Корректное прогнозирование компонентного состава позволяет планировать на долгосрочную перспективу добычу жидких и газовых углеводородов, проектировать и проводить мероприятия по повышению углеводородоотдачи. В настоящее время прогнозирование состава и свойств добываемых флюидов осуществляется с использованием пакетов гидродинамического моделирования, в основе которых лежат решения систем уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов в пласте, трубопроводах, а также в системе сбора и подготовки продукции. Для более корректного описания процессов, происходящих при движении газоконденсатных систем, разработаны методы композиционного моделирования, когда изменение фазового состояния углеводородных систем описывается с помощью многопараметрических уравнений состояния [1-3]. Для адаптации подобных уравнений необходимо знание реперных характеристик фазового состояния газоконденсатной смеси, полученных при проведении экспериментов, основанных на физическом моделировании процесса разработки месторождения на режиме истощения [4].

Методы прогноза газоконденсатных характеристик пластовой УВ системы при разработке месторождений на режиме истощения с использованием методов моделирования и решения оптимизационных задач раскрываются в работе [5]. В работе [6] предложена физико-математическая модель и последовательность расчета параметров многокомпонентной газоконденсатной смеси (ГКС) в пласте.

1.3 Контроль и управление разработкой газоконденсатного месторождения

Одной из ключевых особенностей эксплуатации газоконденсатного месторождения является то, что технологические объекты газового промысла, такие как: пласт – скважина – промысловое оборудование – являются единой

неразрывной системой [15]. Поэтому основная задача эксплуатации газового месторождения заключается в планомерном и целенаправленном управлении объектами добычи, сбора и подготовки газа наряду с управлением объектами разработки – газовыми пластами.

Успешная разработка газоконденсатного месторождения определяется эффективностью выбранной стратегии [14]. В процессе эксплуатации объекты добычи газа постоянно меняют своё состояние, отсюда возникает необходимость контроля с учетом всей доступной промысловой информации со следующей постановкой задач:

- Контроль над состоянием системы пласт – скважина. Данное состояние характеризуется проводимостью пласта, коэффициентами фильтрационных и гидравлических сопротивлений скважин.
- Контроль над материальным балансом по газу и конденсату (как в пласте, так и в системе подготовки).
- Контроль над качеством подготовки газа.

Определение резервов добычи и подготовки газа и конденсата – сводится к выдаче информации «горячего» и «холодного» резервов, суммарной мощности скважин, шлейфов, технологических линий УКПГ, а также установок стабилизации конденсата (УСК), регенерации диэтиленгликоля (УРД) и регенерации метанола (УРМ). Под «горячим» резервом понимается резерв производительности объекта, находящегося в рабочем состоянии, определяемый как разность между его номинальной и текущей производительностями. Под «холодным» резервом понимается состояние исправного, но неработающего объекта, производительность которого принимается равной номинальной производительности этого объекта.

1.4 Особенности режимов работы газоконденсатного месторождения

Основными режимами работы газоконденсатных месторождений являются газовый (режим расширяющегося газа) и водонапорный. Преобладание того или иного режима работы зависит от геологического строения залежи, гидрогеологических условий, размеров залежи и протяженности водонапорной системы [13].

В режим расширяющегося газа основным источником энергии является упругое расширение газа и породы. Расширение породы обычно незначительное по сравнению с газом, влияние на работы залежи может оказать на глубокозалегающих месторождениях. Этот режим разработки является основным в случае малого порового объема подстилающей воды по сравнению с поровым объемом газовой части залежи [13].

При водонапорном режиме основным источником пластовой энергии является напор краевых или подошвенных вод. Водонапорный режим бывает упругий и жесткий. Упругий режим связан с упругими силами воды и породы, жесткий режим связан с наличием активных пластовых вод и характеризуется тем, что при эксплуатации в газовую залежь поступают подошвенные или краевые воды. Обычно в чистом виде водонапорный режим на газовых месторождениях не встречается, так как сжимаемость воды на 2-3 порядка, в зависимости от начального пластового давления, меньше сжимаемости газа. Сжимаемость газа порядка $1/p$, где p – пластовое давление. Сжимаемость воды порядка $5 \cdot 10^{-5}$ 1/бар. Следовательно, для того чтобы запасы упругой энергии в водоносной части и газовой были одного порядка, необходимо отношение порового объема водоносной части к поровому объему газовой части порядка $20000/p$, для глубины 2000м это отношение равно 100 [13].

На практике месторождения, как правило, разрабатываются при газоводонапорном (упруговодонапорном) режиме. В этом случае газ в пласте продвигается в результате его расширения и действия напора воды. Продвижение воды может привести к обводнению скважин. Это следует учитывать при

расположении скважин по площади и при проектировании глубины забоя новых добывающих скважин [16].

При упруговодонапорном режиме вода внедряется в разрабатываемую газовую залежь за счет падения давления в системе и связанного с этим расширения пород пласта, а также самой воды.

В большинстве своем газовые месторождения в начальный период разрабатываются по газовому режиму. Проявление водонапорного режима обычно замечается не сразу, а после отбора из залежи 20-50% запасов газа. На практике встречаются также исключения из этого правила, например для мелких газовых месторождений водонапорный режим может проявляться практически сразу после начала эксплуатации [16].

При эксплуатации газоконденсатных месторождений с целью получения наибольшего количества конденсата иногда создают искусственный газонапорный или водонапорный режим путем закачки в пласт сухого газа или воды.

1.4.1 Эксплуатация газоконденсатных скважин

Под технологическим режимом работы скважин понимаются условия, при которых газ выводится из скважин, а также набор операций, необходимых для нормальной эксплуатации скважины и скважинного оборудования. Технологический режим эксплуатации газовой скважины должен удовлетворять следующим требованиям – получение возможно большего дебита газа при минимальной затрате пластовой энергии [15].

Для нормальной эксплуатации скважины и прискважинного оборудования необходимо производить замер давлений, температуры, количества выносимой воды и конденсата, подсчет дебита газа, продувку сепараторов, ремонтные работы и мероприятия по увеличению дебитов газовых скважин. Кроме того, важная часть этого комплекса – мероприятия по испытанию и исследованию скважин.

1.4.2 Обустройство газового промысла

Газовый промысел есть единая динамическая система, охватывающая ряд газоносных пластов, сеть газовых скважин, дренирующих эти пласты, а так же установки подготовки газа и систему газосборных сетей. Отдельные элементы этой системы рассредоточены на площади в несколько десятков и даже сотен квадратных километров, но они взаимосвязаны и участвуют в едином технологическом процессе добычи газа. Газовые скважины, установки комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГ), головные сооружения (ГС), оснащенные сложным технологическим оборудованием, а также сеть внутрипромысловых коллекторов взаимосвязаны между собой и подчинены единой цели – бесперебойной подаче газа соответствующего качества в заявленных объёмах, а также максимальному отбору углеводородного конденсата из пласта [15].

1.4.3 Процесс подготовки конденсата

Одним из основных технологических процессов, широко используемых на газодобывающих предприятиях, является процесс низкотемпературного разделения (НТС), предназначенный для извлечения углеводородного конденсата и влаги из потока природного газа в полевых условиях при низких температурах, полученных дросселированием на основе Эффекта Томпсона [18].

Дросселирование - снижение давления газа или жидкостей при прохождении через ограниченное отверстие представляет собой необратимый процесс адиабатически характеризуется постоянным теплосодержанием газа. В реальном газе во время удушения в связи с выполнением работ, его температура падает.

Получение температуры разделения менее необходимо в растениях NTS зависит от дросселя. Когда накопленная энергия недостаточна для достижения требуемой температуры разделения, охлаждение и другие источники, которые будут использоваться, например, холодильники. Способ предусматривает НГС точку росы, необходимую для влаги и конденсата, достаточной для транспортировки газа без проблем.

Модификация температурного режима в присутствии жидкой и твердой фаз в газе может привести к образованию гидратов в системе технологических линий блока НТС. Предотвращение образования гидрата осуществляется путем введения гликоля в газовом потоке. Гликоли частично поглощают водяной пар и передачи свободной воды в растворе, который не образует гидраты или форму при более низких температурах [4].

Газ, выходящий должен быть таким, чтобы потери воды и конденсата углеводородов полностью устранены по пути газа из зоны производства к потребителю.

1.5 Размещение скважин на газовой или газоконденсатной залежи

Поиски рационального размещения скважин над продуктивной зоной является одной из главных задач для решения на стадии проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. Решение этой задачи, в конечном счете, является обеспечением максимальной добычи углеводородных ресурсов, что требует учета большого числа природных факторов[12].

Местоположение скважины на структуру и несовершенстве в степени и характере апертуры определяется в зависимости от формы резервуара, геологической структуры резервуара характеристик пласта, а также возможность продвижения в контур и подошвенная вода процесс проектирования, так что можно обеспечить заданный выбор продуктов с числом скважин, необходимых при реализации оптимального восстановления фактора газа и с меньшими затратами развитие рыболовства для данной степени от надежности.

1.5.1 Обзор существующих подходов к размещению скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях

При разработке газовых месторождений и газоконденсатных скважин в зоне осаждения, как правило, расположены либо в строках (батареи) или равномерно (регулярным геометрическим рисунком) или систематически (с геометрической

точки зрения), то есть ось или смешанное расположение скважин используются [8].

На сегодняшний день, преимущество и недостатки различных схем размещения также были определены, актуальность этих схем для различных геолого-физических характеристик. Наиболее широко применяют схемы батарейного расположения скважин. Может быть, в виде кольцевых (рисунок 1.4а) или линейных (рисунок 1.4б) батарей (в виде цепочки).

Системы размещения в области содержания газа в виде кольцевых или линейных батарей широко используются в разработке газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления путем выполнения процесса езды на велосипед, когда газ или вода впрыскивается в пласт. В области природного газа с высоким содержанием газа, размещение производства батареи скважин может быть связано с желанием обеспечить наиболее благоприятные тепловые условия работы сети системы учебно, коммерческие сети сбор газа, например, в связи с возможным образованием кристаллических гидратов в газе или обеспечение оптимальных условий обработки газа. В случае размещения батареи скважины, локальная воронка депрессии формируются, что снижает сжатие без операционного срока вклада и продолжительности использования естественной энергии пласта для разделения газа низкой температуры. С другой стороны, в этом случае сокращается протяженность газосборных сетей и промысловых коммуникаций [9].

Линейное расположение скважин по площади газоносности обуславливается, как правило, геометрией залежи [16].

Наиболее распространенные модели расположения скважин кластеров батарей. Например, депозиты в северной части Тюменской области, эта компоновка также выбираются в соответствии с минимумом затрат дорожного строительства в условиях тундры и свободной работе путь потока газа от устья до точки сбора группы.

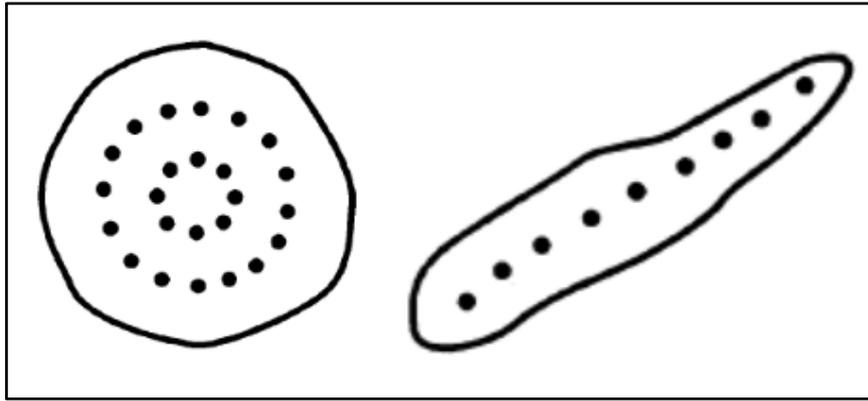


Рисунок 1.4 – Схема размещения скважин в виде: а – кольцевых батарей; б – линейных батарей

Основными геометрическими характеристиками батарейных (кольцевых или рядных) систем расположения скважин являются расстояния между скважинами в рядах -2σ (σ - половина расстояния между двумя соседними скважинами) и расстояния между рядами L .

Равномерное расположение скважин, как правило, используется для различной гетерогенности трещиноватых и пористых и трещиноватых коллекторов в формациях с низкой проницаемостью. В неоднородных коллекторов в геолого-физических параметров, необходимо соблюдать единообразие размещения хорошо с точки зрения конкретных ставок, то есть с постоянным отношением эксплуатационных скважин с запасами газа в определенном объеме дренажа(12), где q_i – дебит i -й скважины; $\alpha\Omega_i$ – газонасыщенный объем дренирования i -й скважины.

$$\frac{q_1}{\alpha\Omega_1} = \frac{q_2}{\alpha\Omega_2} = \dots = \frac{q_i}{\alpha\Omega_i} = \dots = \frac{q_n}{\alpha\Omega_n} = const \quad (12)$$

Равномерные системы размещения скважин приводят к лучшей геологической изученности месторождения, меньшей интерференции скважин при их совместной работе. Как правило, скважины бурят по квадратной (рисунок 1.3а) или треугольной сетке (рисунок 1.3б).

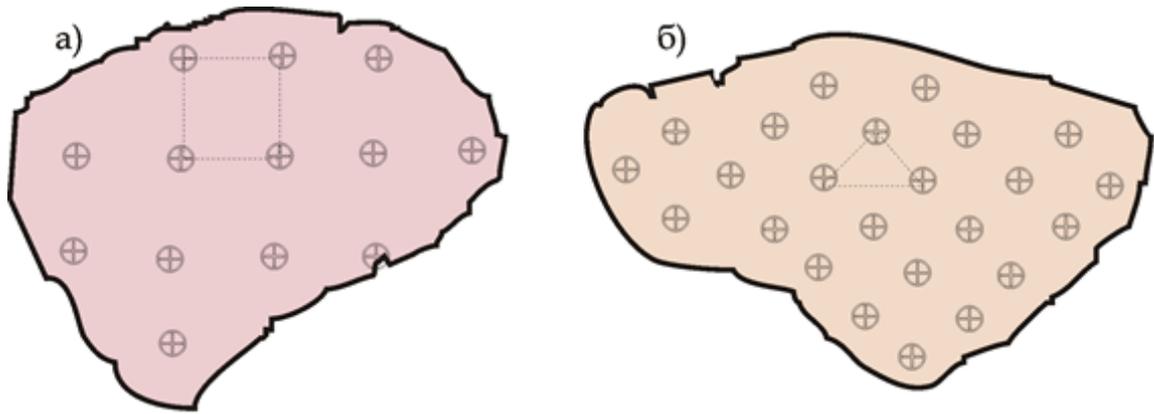


Рисунок 1.5 –Равномерное размещение скважин. Сетки: а) квадратная; б) треугольная.

Этот подход к размещению скважин обеспечивает высокое извлечение газа и конденсата в условиях событий упругого режима давления на хранение, но требует увеличение числа скважин в районах с низким уровнем проницаемости [25].

Ворота однородных скважин обеспечивают равномерное падение давления в резервуаре. Лунки скорости потока в данном случае определяется средним давлением резервуара в течение всего резервуара [25].

Недостатком единой системы размещения также является увеличение длины полевых систем связи и сбора газа.

Примером, равномерного размещения скважин является горизонт IX газового месторождения Газли (рисунок 1.6), Шебелинское и Оренбургское месторождения.

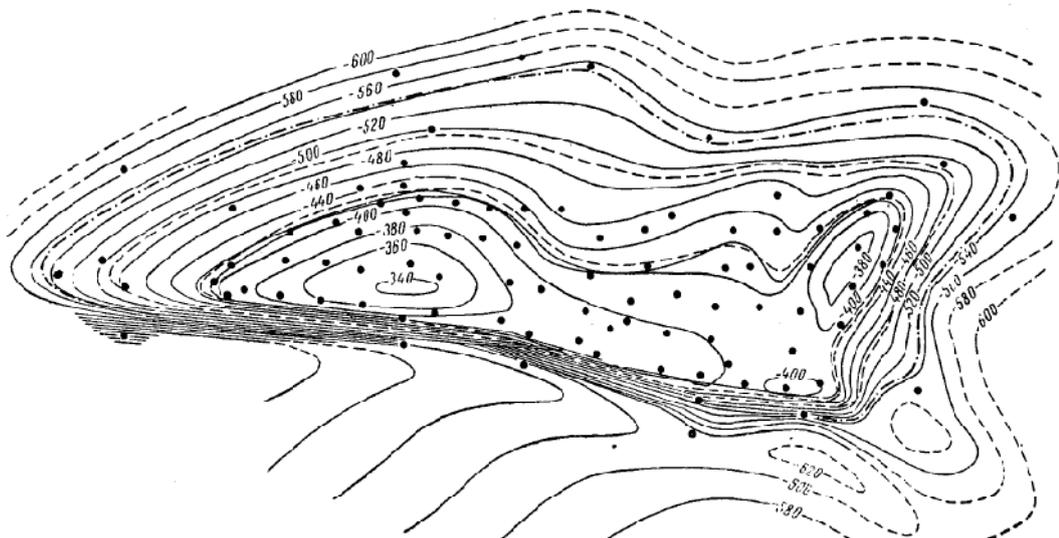


Рисунок 1.6 Карта размещения проектных скважин на IX горизонт месторождения Газли

Осевое положение скважин, как правило, используется в удлиненных структурах. Для достижения максимальной производительности скважин, расположенных на участках структуры, в которой контейнер имеет лучшее качество коллектора и лучше все минеральные отложения и увеличить газ и конденсат, как правило, необходимо ввести дополнительные скважины периферии (рисунок 1.7).

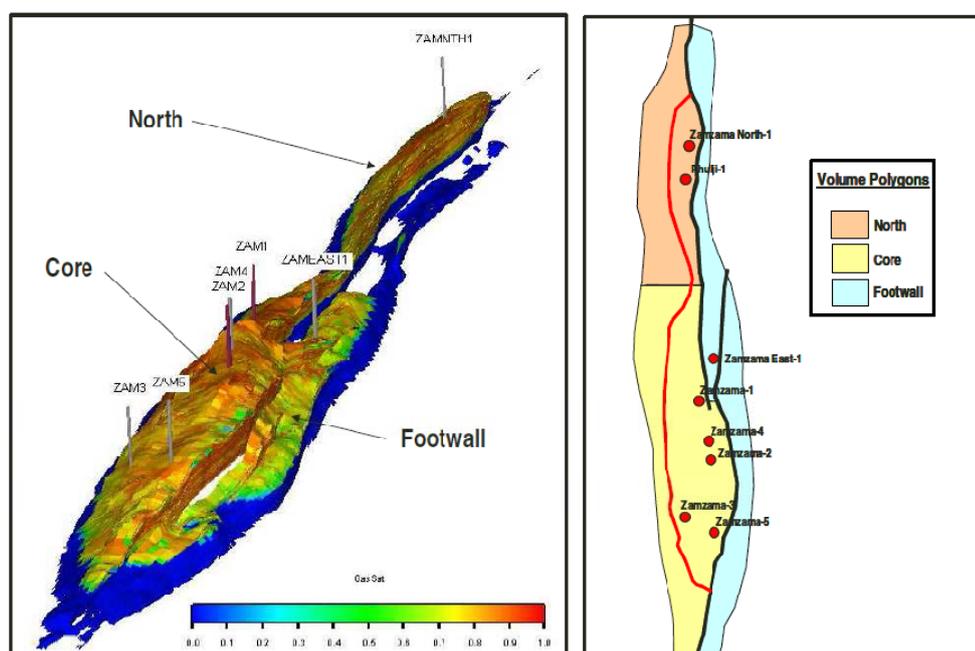


Рисунок 1.7 Пример удлиненной структуры на газовом месторождении Замзама. Провинция Sindh, Пакистан

Размещение скважин в сводовой части залежи может быть рекомендовано в случае, если газовая залежь приурочена к однородному по коллекторским свойствам пласту [24].

На практике газ и конденсат полей разработаны, как правило, нерегулярное расположение скважин в регионе газового подшипника. Это связано с рядом организационных и технических и финансовых причин. Преимущество нерегулярного размещения скважин в регионе газового подшипника, по сравнению со стандартом, чтобы уменьшить капитальные вложения в строительстве скважин, сроки строительства скважин, общей протяженности

дорог в области модульный газ - и конденсат, водопроводные трубы, связь и линии электропередач.

В краевых частях месторождения в присутствии воды активного обучения в целом, а не добывающие скважины не являются, потому что они могут быстро перегружены. Это находит свое отражение в строительстве скважин, не улучшились в степени открытости, расширяя текущую операцию и профилированные стопы безводной воду [26].

1.5.2. Методы поиска варианта рационального размещения скважин

В настоящее время имеется огромное количество теоретических работ посвященных проблеме рационального размещения вертикальных и горизонтальных скважин.

В работе [11] на основе полученных точных решений одномерной задачи о вытеснении нефти водой из зонально-неоднородного пласта, эксплуатируемого галереей скважин, показано, что критерий выбора варианта размещения нагнетательного и добывающего рядов, при котором достигается наибольший КИН, зависит от разности обратных значений произведения «проницаемость-пористость-квадрат поперечного сечения» для каждой зоны. В случае схемы вытеснения Лейбензона-Маскета отмеченный критерий зависит также от отношения вязкостей, а в случае схемы Баклея-Леверетта еще и от отношения длин зон. Для схемы Лейбензона-Маскета разность времен полного вытеснения нефти достигает максимального значения при равенстве поровых объемов зон. При изменении варианта выбора расстановки нагнетательного и добывающего рядов галереи скважин в зонально-неоднородном пласте различие значений коэффициентов нефтеотдачи может достигать 75%.

Выражение для зависимости коэффициента извлечения нефти (КИН) от времени с использованием обозначений можно представить в следующем виде [11]:

$$E(t) = \int_0^{\bar{L}} (s(\bar{x}, t) - s(\bar{x}, 0)) d\bar{x} \Big/ \int_0^{\bar{L}} (1 - s(\bar{x}, 0)) d\bar{x} \quad (13)$$

Поскольку за бесконечное время вытеснения значения КИН не зависят от размещения скважин, то можно принять, что наилучший вариант расстановки скважин реализуется в том случае, для которого конечный КИН, определяемый по значению предельной обводненности, будет достигнут за наименьшее время.

Поэтому задача выбора наилучшего варианта размещения скважин сводится к сравнению времен вытеснения нефти и ее добываемого количества при различных вариантах расстановки скважин. Разность времен полного вытеснения нефти из пласта для случаев, когда нагнетательный ряд размещен в зоне 1, а добывающий — в зоне 2 и когда имеет место обратный порядок размещения рядов скважин можно определить для этих времен. Искомая разность равна [11]:

$$\Delta t = t_1 - t_2 = \frac{1}{\Delta p} \left(\frac{1}{k_1} - \frac{1}{k_2} \right) (\mu_w - \mu_o) \bar{L}_1 \bar{L}_2 \quad (14)$$

Выражение для разности КИН при изменении назначения рядов скважин для схемы Лейбензона-Маскета может быть получено в явном виде. Если выполнено условие $t_1 < t_2$ [11]:

$$t_1 = \Delta t_{11} + \Delta t_{12} = \frac{1}{\Delta p} \left(\frac{\mu_w}{k_1} \frac{\bar{L}_1^2}{2} + \frac{\mu_o}{k_1} \frac{\bar{L}_1^2}{2} + \frac{\mu_o}{k_2} \bar{L}_1 \bar{L}_2 \right) + \frac{1}{\Delta p} \left(\frac{\mu_w}{k_1} \bar{L}_1 \bar{L}_2 + \frac{\mu_w}{k_2} \frac{\bar{L}_2^2}{2} + \frac{\mu_o}{k_2} \frac{\bar{L}_2^2}{2} \right)$$

$$t_2 = \Delta t_{21} + \Delta t_{22} = \frac{1}{\Delta p} \left(\frac{\mu_w}{k_2} \frac{\bar{L}_2^2}{2} + \frac{\mu_o}{k_2} \frac{\bar{L}_2^2}{2} + \frac{\mu_o}{k_1} \bar{L}_1 \bar{L}_2 \right) + \frac{1}{\Delta p} \left(\frac{\mu_w}{k_2} \bar{L}_2 \bar{L}_1 + \frac{\mu_w}{k_1} \frac{\bar{L}_1^2}{2} + \frac{\mu_o}{k_1} \frac{\bar{L}_1^2}{2} \right)$$

Разность времен вытеснения нефти, за которые достигается конечный КИН, равна сумме разностей времен дои послепрорыва воды [11]:

$$\Delta t = t_1 - t_2 = \frac{1}{\Delta p} \left(\frac{1}{k_1} - \frac{1}{k_2} \right) \delta_3, \quad \delta_3 = \left[\bar{L}_1 \bar{L}_2 [\mu_w \delta - \mu_o] \frac{1}{F_c} - \mu_w \bar{L}^2 \delta_1 \right] \quad (16)$$

В соответствии с обычными критериями проектирования гетерогенных резервуаров, скважин, расположенных в областях, хорошей проницаемостью и максимальной мощности продуктивного пласта, так называемый принцип более к менее толщины, а также от известного к неизвестному [24].

Как правило, принято применять на основе критериев, которые хорошо известны в литературе, конечно же, опыт дизайнера и результаты численных гидродинамических расчетов по модели пласта. В течение ограниченного времени, вам нужен специалист, чтобы проанализировать множество вариантов разработки месторождений с размещением различных скважин.

Задача выбора расстояния между скважинами рациональными может быть решена путем подсчета метода достигнута лучшие варианты среди различных вариантов регулярного расположения скважин. Как правило, выбор, сделанный по таким параметрам, как динамика добычи газа и извлечения газа, рассчитанная для данного продукта. Такой подход часто используется в интерьерах нефтяных и газовых месторождений. Его основным недостатком является то, что, по сути, реализация выбранного варианта ранее предлагаемого набора. Таким образом, эффективность этого подхода зависит от эффективности вариантов, включенных в первой серии.

В работе [8] способ нахождения оптимального расположения коллектора зоны добывающих скважин, которая должна назначить в каждую лунку в тех же объемах или удельных объемов, дренажных резервуаров, колодцев соразмерные ставки.

Известный алгоритм, который автоматизирует процесс ввода и размещения также оптимизации с элементами для формирования реальных моделей [12]. Этот алгоритм основан на скважинную систему и способе их приоритеты

упорядоченных перечислений. Внедрение системы имеет службы определяется заранее определенными приоритетами. Например, при введении приоритетных скважин в зависимости от производственной мощности. Таким образом, основной вход выполнен в зоне развития с более высокой производительностью. Таким образом, оптимизация не подвергается как место и их записи.

Большинство зарубежных исследователей в своих работах [12,13,14] в формировании оптимальной системы размещения скважин используются вариации метода случайного поиска на основе генетического алгоритма. Последние работы улучшила алгоритмы поиска также сайты с дополнительными алгоритмами и оптимизации методов, которые работают вместе с генетическим алгоритмом (ГА). Например, GuuyagulerХорн и оптимизировано многих местах точки зрения максимизации текущей стоимости. Авторы использовали гибридную ГА с алгоритмом многоугольника. Для того, чтобы уменьшить количество домов гидродинамической модели пласта конструкции применяются Кригинга и нейронных сетей. Bittencourt и Хорн использовали подобную технику, которая сочетает в себе ГА с другим методом для оптимизации поисковых систем.

Авторы работы [15], используемый в качестве обмена кригинга программы (модели Proху) для решения многомерного рационального распределения данных исследований и определения положения скважин при разработке дизайна нефти и газа. В качестве целевой функции представляет собой текущую стоимость (ЧПС).кригинг Применения произвел значительное снижение гидродинамических запусков программы для расчета пластовых показателей развития. Тем не менее, не будет считаться использование значительно упрощены модели пласта (ProхуModel) приводят к факторам, необходимым как для сайта.

Введено в [16] Термин «качество резервуара карты» представлены двумерный массив, элементы, которые включают пластовые свойства пласта неоднородных фрагментов. Использование меню качества готовых баков для оценки характеристик извлечения месторождений без движения тренажера в процессе оптимизации. Принцип создания качества карты является следующей

идеей. В начале обучения модель разделена на блоки. Гидродинамические параметры и геологические блоки отличаются друг от друга, в зависимости от параметров ячеек в модели коллектора, расположенных в блоках. Затем вам нужно положить отверстие в одном из модельных блоков коллекторов и запустить симулятор для расчета гидродинамических параметров развития. Перестановка одного блока скважин, и после каждой стрельбы тренажерных перестановок, образует множество выходных показателей, которые будут качеством двухмерного отображения.

Этот метод заменяет большие гидродинамические расчеты, определяющие фильтрацию жидкости в пласт, статическое двухмерное качество карты. Таким образом, поиск расположения скважин в резервуаре не требует затрат на вычисление для многократного Копья кольца моделирования для расчета значений целевой функции, и сводится к работе с новой доской. Тем не менее, несколько запусков тренажера требуется в момент карты качества пласта [23].

Таким образом, основными достоинствами существующих методик по рациональному размещению скважин являются:

- использование симуляторов (пакетов по гидродинамическому моделированию пластовых систем) и экспертных знаний, что позволяет учесть неоднородность пласта и другие важные характеристики, участвующие в формировании допустимых вариантов размещения скважин;
- использование алгоритмов оптимизации для выбора наилучших вариантов размещения скважин.

Основные недостатки методик рационального размещения скважин:

- выбор наилучшей схемы размещения часто сводится к перебору заранее заданных схем, среди которых не гарантируется наличие варианта размещения, обладающего самыми высокими технико-экономическими показателями эффективности;
- используемые алгоритмы оптимизации, в большинстве случаев, требуют многократного запуска симулятора для проведения гидродинамических расчетов и последующего вычисления значения целевой функции (число таких

запусков пропорционально числу итераций, необходимых алгоритму оптимизации для поиска окончательного решения);

- генетические алгоритмы, широко применяемые в известных методиках для рационального размещения скважин, не гарантируют получение глобального экстремума функции цели, не позволяют оценить степень приближения к точному решению и обладают медленной сходимостью к оптимальному решению.

1.6 Технологические режимы эксплуатации скважин при разработке газовых и газоконденсатных месторождений

Под технологическим режимом эксплуатации скважин понимается поддержание на устье скважин условий, необходимых для поддержания заданных дебитов, давлений, температур, обеспечивающих безаварийную эксплуатацию скважин и наземного оборудования [7].

1.6.1 Условия выбора режимов эксплуатации газовых скважин

Чтобы правильно установить режим работы скважины, анализируют данные ее предыдущей эксплуатации, исследуют скважину при различных режимах работ и проводят необходимые расчеты. На основании полученных материалов выбирают рациональный для данной скважины режим. Расход газа зависит от характера и степени открытия резервуара, характеристики резервуара и его смачивающей способности труб и подземного оборудования. При высоких темпах разрушения образования газа может происходить прорыв одного лечения или край, неэффективное использование энергии резервуара, а также ряд других побочных эффектов.

Для того, чтобы определить оптимальные условия для колодца необходимо исследовать природу удаления камней и жидких частиц, а также влияние технологических и технико-экономических факторов в выборе различных количеств источников газа. Условия, влияющие на ограничение дебита газовых

скважин, можно подразделить на группы: геологические, технологические, технические и экономические [17].

1.6.2 Геологические условия

Если продуктивный пласт сложен рыхлыми породами, при эксплуатации газовых скважин с высоким дебитом может происходить разрушение призабойной зоны. Твердые частицы породы, содержащиеся в струе газа, способствуют разъеданию подземного и наземного оборудования, образованию пробок и т.д.

Так, в работе [18] авторы приводят результаты исследований скважин, которые эксплуатируются с высокими скоростями потока газа. Присутствие в потоке твердых частиц и капель жидкости приводит к кавитации и вибрации оборудования, прогрессивного износа и стойкого к истиранию поверхности и подземного оборудования. Авторы пришли к выводу, что скорость эрозии является функцией потока через порог скорости.

Поток газа, который еще не воспроизводится опасных количеств частиц породы, определенных по результатам исследований на различных условиях бурения, типа и количества загрязняющих веществ, собранных в сепараторах, и их влияние на состояние оборудования во время работы. Если скорость добычи газа ограничена из-за разрушения призабойной зоны скважины во время работы скважины находится на нижней части депрессии, не превышающего максимально допустимое значение, полученное в результате исследования скважин [18].

Образование языка и воды конусообразования В районах, где контакт газа-вода находится вблизи нижнего уровня перфораций, предел скорости потока газа из-за риск воды конусности, которая в основном зависит от перепада давления и статуса зоны в скважине.

Работа газовых скважин, с подошвенной водой, что приводит к снижению скорости производства газа и увеличить количество воды способствует коррозии оборудования и увеличению образования гидратов. Таким образом, в процессе

эксплуатации таких скважин обычно должно установить максимальную скорость потока и, следовательно, максимальную депрессию, в которой нет ни одного наводнения скважин. Дебит газа и максимальную депрессию, при которых не происходит прорыв подошвенных вод, определяют расчетом и проверяют опытным путем, эксплуатируя скважину на различных режимах.

1.6.3 Технические условия

Состояние забоя скважины и подземного оборудования может оказывать влияние на дебит газа. Аналогичное влияние оказывает негерметичность обсадной колонны и некачественный цементаж колонн. Вибрация устьевого оборудования, наблюдаемая при значительных расходах газа приводит к необходимости снижения дебита газа [20].

1.7 Виды режимов эксплуатации газовых скважин

1.7.1 Режим постоянной депрессии на пласт

Такой режим характерен для условий эксплуатации залежи, приуроченной к относительно неплотным породам, способным разрушаться при достаточно больших отборах газа из скважины. Во избежание этого скважину следует эксплуатировать при депрессии на пласт менее допустимой. В качестве примера можно привести Заполярное НГКМ пласт ПК₁, который преимущественно сложен слабоконсолированными средне- и крупнозернистыми песчаниками [20]. При использовании вакуумного а слой газа предпочтительно не превышает 0,2 МПа. В дополнение к стандартным полевым исследованиям, проведенных конкретными исследованиями с целью комплексного динамического газа, чтобы определить количество и концентрацию, возвращается в поток газа с твердыми частицами (песок). Он использует разделение типа отечественной установку Надым Надым-1 и-2. Другим примером ограничения просадки является газовое месторождение Танггух в Индонезии. [22] Четырнадцать нижние газовые скважины давления постоянно контролируют датчики забойного давления автономных скважины. В

дополнение к неинтрузивного устье скважины установлен акустического датчика песка и мокрого газового счетчика. Все это отличная стратегия для контроля и регулирования расположения скважин. Одним из пунктов этой стратегии является ограничение депрессии на пласт, которая не должна превышать 20% от пластового давления.

1.7.2 Режим постоянного забойного давления

Этот режим применяют в тех случаях, когда не желательно дальнейшее снижение давления ниже некоторой заданной величины (например, при выпадении конденсата или по другим причинам) [20].

Режим газовых скважин, работающих на постоянном забойное давление характеризуется уменьшением времени высокого потребления газа, которая постепенно увеличивает требуемое число скважин, чтобы поддерживать заранее определенное выделение газа из области. Режим, в котором постоянное давление поддерживается во рту, является своего рода моды с постоянным давлением в скважине является более практичным для реализации на практике. непрерывный режим работы устьевого давления требуется, например, для разделения при низкой температуре (NTS). Мода с постоянным давлением в полости рта используется на практике во время работы без ниппельных отверстий, когда давление в коллекторе поддерживается на постоянном уровне.

В этом режиме можно использовать традиционные методы анализа кривых для снижения скорости, а также. В настоящее время, очень мало опубликованных статей, в которых лунки анализируют данные при постоянном забойного давления. Например, авторы [23] уменьшающееся использование анализ и в том же время предлагает применять для краткосрочного прогнозирования динамики скважинных скоростей потока газа и гиперболической экспоненциальной функции времени.

1.7.3 Режим постоянного дебита скважин

Режим постоянного дебита применяется чаще других, так как он удобен с точки зрения условий осуществления на практике и применим как временный для крепких коллекторов до тех пор, пока депрессия на пласт не достигнет опасной величины. Технологический режим с постоянной скоростью производства, как правило, фиксируется в начальный период испытаний или опытной эксплуатации для твердых пород. Скорость потока выбирает таким образом, чтобы оборудование было не более опасная вибрация на устье скважины. В то же время, повышение давления в сосуде и в течение долгого времени, она достигает значительной величины. В случае осложнений во время эксплуатации скважины, то при достижении максимально допустимое значение депрессии должно быть установлено для хорошего нового технологического режима, таких как сокращение рабочей силы постоянного давления, которое не возникает осложнения. В работе [24] рассматриваются подходы и решения по нестационарному течению газа в радиальной системе для определения динамики просадки давления, времени стабилизации давления для различных граничных условий.

1.7.4 Режим постоянной скорости фильтрации на забое скважины

Режим постоянной скорости фильтрации на забое применяют в том случае, если имеется опасность разрушения несцементированного коллектора, а также в случае значительного выноса с забоя и призабойной зоны глинистого раствора и твердых частиц, если прискважинное оборудование не в состоянии эффективно очистить поток газа. Этот режим наилучшим образом соответствует оптимальным условиям работы первой ступени сепарации.

ГЛАВА II. РАСЧЁТ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТА

2.1 Гидродинамическая модель пласта газоконденсатного месторождения

Рассматривается квазистационарный плоскорадиальный приток газоконденсатной смеси в объёме пласта с известной геометрией (Рисунок 2.1)[3].

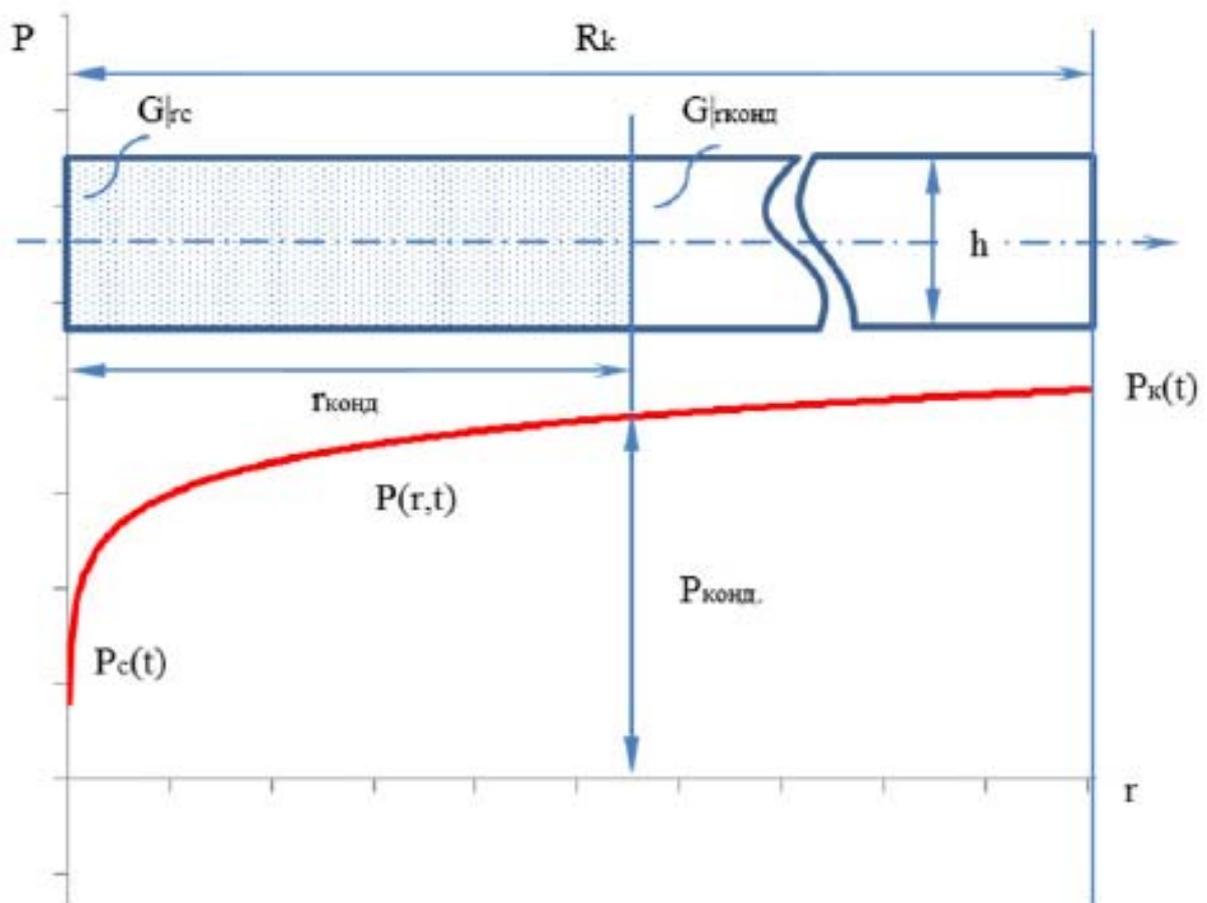


Рисунок 2.1 – Изменение давления в пласте при работе газоконденсатной скважины

Система уравнений, начальные и граничные условия фильтрационного изотермического движения двухфазной многокомпонентной смеси включают в себя[3,6]:

– уравнение неразрывности:

$$\frac{\partial(mS_{l,g}\rho_{l,g}^{(0)})}{\partial t} + \frac{1}{rh} \frac{d}{dr} (rh\rho_{l,g}^{(0)} \cdot w_{l,g}) = \pm J_{g,l}(k); \quad (17)$$

– обобщённое уравнение Дарси:

$$w_{l,g} = -\frac{k\bar{f}_{l,g}}{\mu_{l,g}} \frac{dP}{dr}, \quad (18)$$

Где $\frac{dP}{dr} = \frac{C_1}{rhf(r)}$; k – абсолютная проницаемость; $\mu_{l,g}$ – динамические вязкости;

$$\bar{f}_l = f_l^*(1 - \bar{x})^{n_l}, \bar{f}_g = f_{g^*} \bar{x}^{n_g}, x = \frac{S_g - S}{S^* - S}$$

– единое уравнение состояния – модифицированное уравнение Пенга-Робинсона [4]:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{aa}{(v+c)(v+d)}, \quad (19)$$

где P – распределение давления по радиусу; T – пластовая температура; a, b, c, d – константы;

– уравнения равенства логарифмов парциальных летучестей компонентов в жидкой и газовой фазах

$$\ln l_{k,l} = \ln l_{k,g} \quad (k = \overline{1 \dots N}). \quad (20)$$

Начальное распределение давления по радиусу определяется уравнением (8), начальное распределение плотностей и газонасыщенности по радиусу находится из соотношений (8) и (9).

Граничные условия задаются в следующем виде [3,6]:

– на контуре питания $r = R_k$, $P_k = P_k(t)$;

– на забое скважины $r = r_c$, $P_c = P_c(t)$.

Уравнения неразрывности (17) в виде баланса массы в контрольном объеме записываются в виде [3, 6]:

– для жидкой фазы:

$$m_l^{(n+1)} = m_l^{(n)} + (G_l|_{r_{\text{конд}}} - G_l|_{r_c} + J_{gl}V_{\Pi})\Delta t; \quad (21)$$

– для газовой фазы:

$$m_g^{(n+1)} = m_g^{(n)} + (G_g|_{r_{\text{конд}}} - G_g|_{r_c} - J_{gl}V_{\Pi})\Delta t, \quad (22)$$

где $m_l = mS_l\rho_l^{(o)}V_{\Pi}$; $m_g = mS_g\rho_g^{(o)}V_{\Pi}$; $m_l = \sum m_{l(k)}$; $m_g = \sum m_{g(k)}$

Массовые расходы фаз вычисляются в сечениях начала конденсации и на забое скважины [3, 6]:

$$G_l = w_l\rho_l^{(o)} \cdot 2\pi r h; \quad G_g = w_g\rho_g^{(o)} \cdot 2\pi r h, \quad (23)$$

где скорости фильтрации фаз определяются соотношением (18).

Интенсивность фазового перехода при фильтрации ГКС к скважине определяется соотношением трех величин: Δm_{ge} — массы, конденсированной из газовой фазы, контрольного объема V_{Π} и времени Δt_V образования жидкой фазы Δm_{ge} из газа в объеме V_{Π} [3, 6]:

$$J_{gl} = K_1 \frac{\Delta m_{ge}}{V_{\Pi} \Delta t_V}, \quad (24)$$

где $V_{\Pi} = V * m = \pi(r_{\text{конд}}^2 - r_c^2)hm$; $r_{\text{конд}}$; — радиус, на котором давление равно давлению начала конденсации $P_k(r_{\text{конд}}) = P_{\text{конд}}$; K_1 — идентификационный коэффициент, учитывающий неопределенности из-за сделанных допущений ($K_1 = 1$ при отсутствии специальных экспериментальных данных). В частности, этот коэффициент может быть использован для учета неравновесных процессов, происходящих при конденсации жидкой фазы из газоконденсатной смеси при снижении давления при приближении смеси к забою скважины.

Характерное время Δt_V , за которое происходит конденсация из массы газа, поступившей через сечение r_{i+1} в контрольный объем $V_{\Pi} = \pi(r_{i+1}^2 - r_i^2)hm$; и дошедшей до r_i [3, 6]:

$$\Delta t_V = m \int_{r_i}^{r_{i+1}} \frac{dr}{|w_g|} = \frac{m \mu_g \ln(r_{i+1}/r_i) (r_{i+1}^2 + r_i^2) \bar{P}}{k \bar{f}_g (P_{i+1}^2 + P_i^2)}, \quad (25)$$

$$\text{где } \bar{P} = P_{i+1} - \frac{P_{i+1}^2 - P_i^2}{4P_{i+1} \ln(r_{i+1}/r_i)}. \quad (26)$$

Запасы газа и газоконденсата, абсолютная проницаемость пласта, эффективная газонасыщенная толщина, глубина пласта, относительные фазовые проницаемости, физико-химические свойства флюидов и другие параметры пластовой системы в совокупности являются входными параметрами данного пласта.

Для расчёта оптимальных параметров систем разработки данного пласта газоконденсатного месторождения необходимо создать технико-экономическую модель оценки эффективности вариантов его разработки.

2.2 Техничко-экономическая модель оценки эффективности вариантов разработки газоконденсатного месторождения

2.2.1 Входные данные, влияющие на экономику проекта разработки газоконденсатного месторождения

Существует несколько типов входных данных, влияющих на экономику проекта разработки ГКМ[9]. Они делятся на неизменные:

Свойства пластовой системы

- Пористость – доля объема пор в общем объеме пористого тела
- Проницаемость – способность горных пород фильтровать сквозь себя флюиды при наличии перепада давления
- ОФП – отношение эффективной проницаемости среды для данной фазы к абсолютной
- PVT – физико-химические свойства флюидов

Запасы(в пластовых условиях)

- Газ и газоконденсат

Режим работы залежи

Слабо поддающиеся изменениям:

Цены на нефть

Налоги

- НДС – налог на добычу полезных ископаемых

Стоимость объектов капитального строительства

- Стоимость строительства скважины
- Стоимость строительства инфраструктуры внешнего транспорта

И изменяемые в широких пределах:

Система разработки

- Конструкция скважин (наклонно-направленная, горизонтальная)
- Количество скважин
- Воздействие на пласт (добыча, нагнетание)

□ Поверхностное обустройство

К примеру, цены на нефть (конденсат) зависят от объёмов добычи стран-экспортёров нефти ОПЕК; политической стабильности богатых нефтью регионах; факторах, препятствующих свободной торговле, такие как природные катаклизмы и крупные аварии на трубопроводах; изменение в росте мировой экономики и т.д.

2.2.2 Расчёт уровней добычи

Для простоты, будем считать, что все скважины пласта характеризуются одинаковыми значениями дебита и удельных извлекаемых запасов (запасов, приходящихся на одну скважину). Предположим также, что дебит скважины по жидкости постоянен (существует поддержка пластового давления), а дебит скважины по газу падает вследствие обводнения продукции по экспоненциальному закону [10]:

$$q_o(t) = q_{oi} e^{-Dt} \quad (27)$$

где D - коэффициент непрерывного экспоненциального падения дебита газа. Предельные запасы газа на одну добывающую скважину определяются как

$$N_{pw} = \frac{N_p}{n_{wd}} \quad (28)$$

где N_p – предельные извлекаемые запасы месторождения (запасы, которые могут быть извлечены при бесконечно долгой эксплуатации скважин), n_{wd} - общее число добывающих скважин, пробуренных на месторождении. Поскольку накопленная за бесконечное время добыча скважины равна извлекаемым запасам [10]:

$$N_{pw} = \int_0^{\infty} q_{oi} e^{-Dt} T_y dt = \frac{q_{oi} T_y}{D} \quad (29)$$

то коэффициент падения дебита обратно пропорционален числу добывающих скважин:

$$D = \frac{q_{oi} T_y}{N_{pw}} = \frac{q_{oi} T_y n_{wd}}{N_p} \quad (30)$$

Множитель T_y , равный среднему числу дней работы скважины в году, введен в выражение (4) для того, чтобы привести суточную добычу газа к годовой (поскольку дебит скважины принято измерять в т/сут., а время t - в годах).

Время рентабельной эксплуатации скважины T_{wt} определяется из следующего условия:

$$q_o(T_{wt}) = q_{oi} e^{-DT_{wt}} = q_{ot} \quad (31)$$

Для простоты, будем считать значение q_{ot} фиксированной величиной, одинаковой для всех скважин. На практике можно получить из соотношения эксплуатационных затрат на скважину и цены газа. Решая (27) относительно T_{wt} , получим

$$T_{wt} = \frac{1}{D} \ln \frac{q_{oi}}{q_{ot}} = T_w \ln \frac{q_{oi}}{q_{ot}} \quad (32)$$

Величину T_w можно определить как кратность запасов. Из (28) следует, что кратность запасов связана с коэффициентом падения. В последующем мы будем использовать значение T_w в качестве меры плотности сетки скважины, поскольку величины T_w и N_{pw} прямо пропорциональны.

Пусть момент времени $t=0$ соответствует началу эксплуатации месторождения (началу добычи). Предположим что к этому времени полностью построены все инфраструктурные объекты и, может быть, пробурена часть скважин. Оставшаяся

часть фонда скважин разбурируется уже после начала добычи газа. С учетом отключения нерентабельных скважин, годовая добыча газа месторождения определяется выражением:

$$Q_o(t) = n_{wi} q_{oi} T_y \varphi(t) + \int_0^t W(s) q_{oi} T_y \varphi(t-s) ds \quad (33)$$

где n_{wi} – число скважин, пробуренных до момента $t=0$, $W(s)$ – число скважин, введенных в эксплуатацию в момент времени s ,

$$\varphi(t) = \begin{cases} e^{-Dt}, & t \leq T_{wt} \\ 0, & t > T_{wt} \end{cases} \quad (34)$$

В дальнейшем считаем, что разбуривание месторождения при $t > 0$ ведется с постоянным темпом:

$$W(t) = \begin{cases} W_c, & 0 < t \leq T_d \\ 0, & t > T_d \end{cases} \quad (35)$$

где T_d – время разбуривания месторождения.

2.2.3 Расчёт дохода

Чистый дисконтированный доход (NPV) проекта определяется выражением

$$NPV = \int_0^{T_i} FCF(t) e^{-rt} dt - c_w n_{wi} - c_I \quad (36)$$

Где c_w – удельные капитальные затраты на бурение и строительство локальных объектов (в расчете на одну добывающую скважину), c_i – капитальные затраты на строительство объектов инфраструктуры, $FCF(t)$ – чистый денежный поток (FreeCashFlow) в момент времени t :

$$FCF(t) = (1 - \theta)[Re v(t) - Opex(t) - DA(t)] - Capex(t) + DA(t) \quad (37)$$

θ – ставка налога на прибыль (в долях единицы), $Rev(t)$ – годовая выручка от продаж газа:

$$Rev(t) = p_o Q_o(t) \quad (38)$$

P_o – net-backцена газа на скважине за вычетом НДС, $Opex(t)$ – эксплуатационные затраты в момент времени t , $DA(t)$ – амортизационные отчисления, $Capex(t)$ – капитальные затраты на бурение скважин и строительство локальных объектов в момент времени t :

$$Capex(t) = c_w W_c, \quad 0 < t < T_d \quad (39)$$

r – номинальный (непрерывный) коэффициент дисконтирования.

Величина затрат на строительство объектов инфраструктуры зависит от максимальной производительности Q_{op} , на которую они рассчитаны. Для простоты зависимость принимается линейной:

$$c_I = c_{I0} + c_{I1} Q_{op} = c_{I0} + c_{I1} N_p R_p \quad (40)$$

Операционные затраты складываются из затрат на обслуживание инфраструктурных и локальных объектов, затрат на подъем, подготовку и транспорт нефти, газа и воды, а также затрат на закачку воды в системе ППД. В упрощенной постановке выражение для операционных затрат, агрегирующее все эти составляющие, можно записать в виде

$$OPEX(t) = a_I + (a_w + a_l q_l T_y) n_w(t) + a_Q Q_o(t) \quad (41)$$

a_w – удельные годовые затраты на обслуживание локальных объектов (в расчете на одну добывающую скважину), a_l – удельные затраты на подъем и обработку тонны жидкости, а также на закачку воды, компенсирующей отбор жидкости, a_Q – удельные эксплуатационные затраты, включающие подготовку, транспорт и НДС, a_I – годовые затраты на обслуживание объектов инфраструктуры:

$$a_I = a_{I0} + a_{I1}Q_{op} = a_{I0} + a_{I1}N_p R_p \quad (42)$$

$n(t)$ - число действующих добывающих скважин.

Необходимо отметить, что величины c_w и a_w включают в себя капитальные и операционные затраты, связанные со строительством и обслуживанием не только добывающих, но и нагнетательных скважин. В рамках нашей модели предполагается, что отношение числа добывающих к числу нагнетательных скважин фиксировано (не зависит от плотности сетки скважин).

В предположении, что амортизация начисляется равномерно, получим

$$DA(t) = DA_I(t) + DA_{wi}(t) + DA_w(t) \quad (43)$$

где $DA_I(t)$ – начисления на амортизацию объектов инфраструктуры:

$$DA_I(t) = \frac{c_I}{T_{DAI}}, \quad 0 < t < T_{DAI} \quad (44)$$

где $DA_{wi}(t)$ – начисления на амортизацию первоначально построенных локальных объектов:

$$DA_{wi}(t) = \frac{c_w n_{wi}}{T_{DAW}}, \quad 0 < t < T_{DAW} \quad (45)$$

где $DA_w(t)$ – начисления на амортизацию на скважины и локальные объекты, построенные в процессе эксплуатации месторождения:

$$DA_w(t) = \int_0^{T_d} \lambda_{DAW}(s, t) ds \quad (46)$$

$\lambda_{DAW}(s, t)$ – амортизационные начисления в t -ый год на объекты, построенные в s -ом году:

$$\lambda_{DAW}(s, t) = \begin{cases} \frac{W(s)c_w}{T_{DAW}}, & s < t \leq s + T_{DAW} \\ 0, & t > s + T_{DAW} \end{cases} \quad (47)$$

T_{DAI} – срок амортизации объектов инфраструктуры, T_{DAW} – срок амортизации локальных объектов.

2.2.4 Аналитическая оценка рентабельности газоконденсатного месторождения

Прежде чем разрабатывать газоконденсатное месторождение, необходимо выяснить, рентабельна ли его разработка? Обычно для этого применяется комплексное численное моделирование на гидродинамических симуляторах, однако, это ресурсозатратный процесс. В данной диссертации предлагается методика аналитической оценки рентабельности, которая позволит провести экспресс-оценку рентабельности ГКМ без применения численного моделирования.

Экспресс-оценка рентабельности разработки ГКМ осуществляется при помощи критерия – минимальной (пороговой) абсолютной проницаемости, при которой NPV (чистый дисконтированный доход) = 0:

$$k^{\text{мин}*} = \frac{1}{h_{\text{ГН}}} \frac{Ac_w}{1 - Bc_i} \quad (48)$$

где $k^{\text{мин}}$ – минимальная абсолютная проницаемость, Д; $h_{\text{ГН}}$ – эффективная газонасыщенная толщина, м; c_w – стоимость строительства скважины, руб; c_i – стоимость строительства инфраструктуры, руб; A – параметр стоимости газа и конденсата, м³/руб; B – параметр изменения стоимости, 1/руб.

При выводе данной формулы была проведен корреляционный анализ по нескольким независимым параметрам, таким как c_w – стоимость строительства скважины (10 вариантов от 100 до 1000 млн.руб.), c_{i1} – стоимость увеличения

производительности инфраструктуры (4 варианта от 0 до 3,6 млрд.руб.), p_{nbg} – net-backцена газа (2000 руб./тыс.м³), p_{nbc} – net-backцена газоконденсата (6 вариантов от 0 до 20000 руб./т), абсолютная проницаемость и поправочные коэффициенты А и В. При этом варьировалась и эффективная газонасыщенная толщина: 4 значения (100м, 50м, 30м и 10м). Для каждой толщины методом градиентного спуска была подобрана корреляция для абсолютной проницаемости при различных значениях поправочных коэффициентов (Рисунок 2.2). К примеру, графики корреляции для эффективной газонасыщенной толщины 100м:

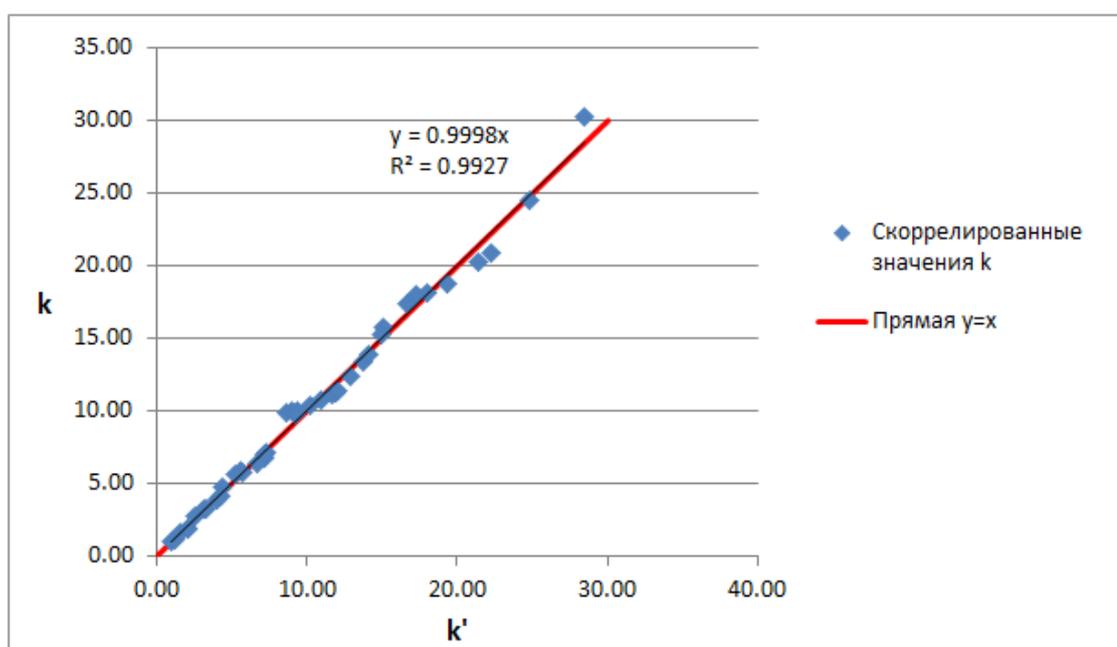


Рисунок 2.2 – Корреляция между значениями абсолютной проницаемости k и полученными k' на основе формулы (48)

При этом коэффициент детерминации близок к единице.

Из анализа графиков зависимости пороговой проницаемости $k_{\text{порог}}$ от стоимости строительства скважины c_w очевидно, что при росте стоимости увеличения производительности инфраструктуры c_{il} значение пороговой проницаемости также растёт. К примеру, график зависимости для эффективной газонасыщенной толщины $h=50\text{м}$ и net-backстоимости газоконденсата $p_{nb}=5000$ руб./т. (Рисунок 2.2). В данном случае максимальное значение k при максимальной стоимости строительства скважины 1000 млн.руб. и при

максимальной $c_{i1} = 3.6$ млрд.руб. равно 35 мД. Это значит, что если средняя абсолютная проницаемость по месторождению при этих условиях ниже 35 мД, то разработка месторождения нерентабельна.

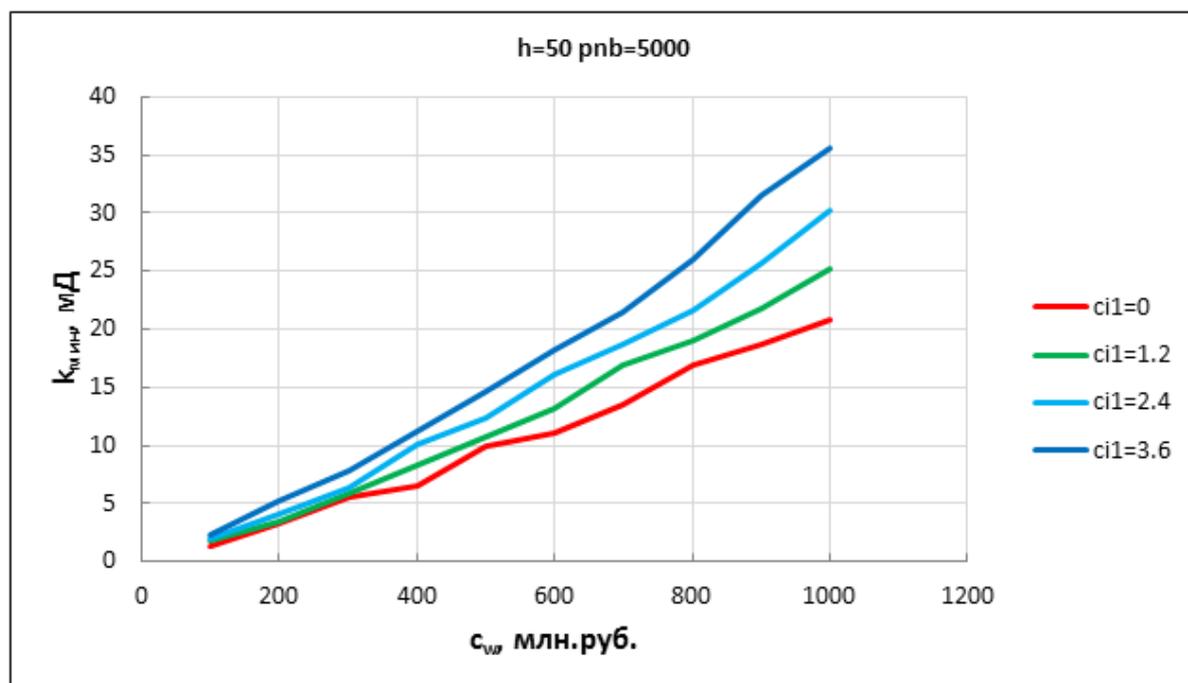


Рисунок 2.3 – Зависимость пороговой проницаемости $k_{мин}$ от стоимости строительства скважины c_w при различных значениях стоимости увеличения производительности инфраструктуры c_{i1}

2.3 Расчёт оптимальных параметров систем разработки газоконденсатного месторождения

На рисунке 2.4 представлена блок-схема комплексной гидродинамической и технико-экономической модели разработки пласта газоконденсатного месторождения.

Одна из подзадач данной диссертации – для определённой комбинации входных параметров (параметры пласта и флюидов, экономические параметры) определить комбинацию оптимизационных (управляемых) параметров (площадь добычи газа на одну скважину и темп отбора газа от начальных геологических запасов) такую, чтобы получить экономически эффективный уровень добычи флюидов.

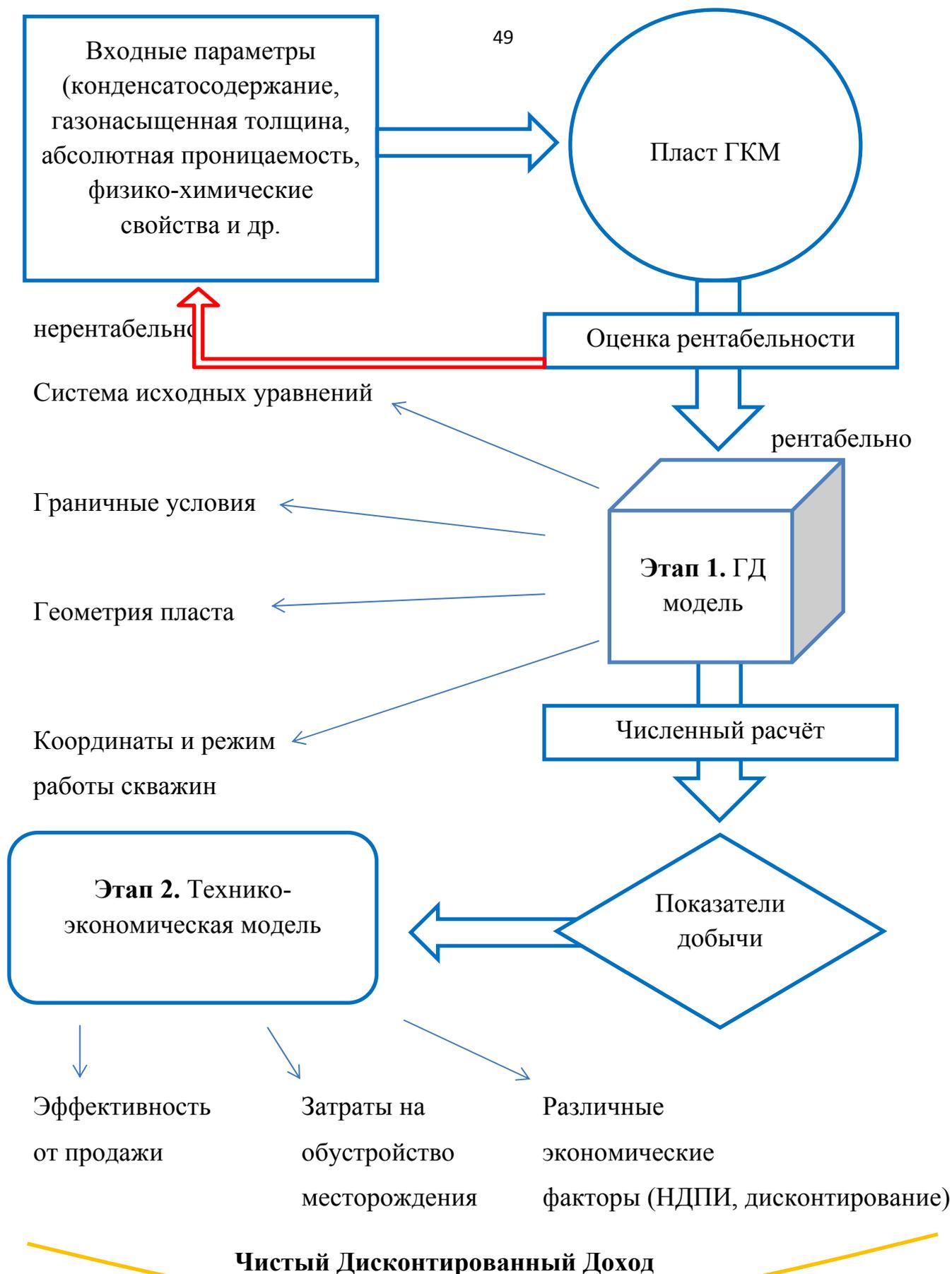


Рисунок 2.4 – Блок-схема комплексной гидродинамической и технико-экономической модели разработки пласта ГКМ

На основе гидродинамических расчётов была создана база данных, состоящая из многочисленных входных, управляемых и экономических параметров. Для создания такой базы данных требовалось провести численные расчёты на гидродинамических симуляторах, комбинируя между собой эти параметры.

Входные параметры в расчётах добычи:

- Проницаемость – 15 значений от 0.10 до 316.23 мД
- Эффективная газонасыщенная толщина – 4 значения, в зависимости от типа отложений
- Тип отложений (ОФП, VFP, PVT, глубина) – 2 значения (глубин 1200м сухой газ, глубина 3200м жирный газ $R_v=237\text{см}^3/\text{м}^3$)

Так как входных параметров достаточно много, некоторые из них сгруппированы в один, соответствующий типу отложений. Например, для нижнемеловых отложений используется одна VFP-таблица, ОФП, конденсатосодержание, физико-химические свойства флюидов. Это сделано для обеспечения возможности провести численные расчеты с достаточной степенью вариации входных параметров.

Входные параметры в расчётах экономики:

- Стоимость строительства скважины
- Стоимость увеличения производительности инфраструктуры внешнего транспорта (ДКС, УКПГ, ГП)

Оптимизационные параметры:

- Площадь на скважину – 69 значений от 1 до 1225 Га
- Темп отбора газа от начальных геологических запасов – 29 значений от 0.2 до 25 %/год

Минимальное устьевое давление для Неокомских отложений (глубина 3200м) принято равным 100 бар, для Сеноманских (глубина 1200м) – 10 бар.

Для проведения расчётов создан генератор моделей на языке VBA в EXCEL (Приложение А). В качестве гидродинамического симулятора выбран программный пакет ECLIPSE.

Трёхмерный визуализированный пласт газоконденсатного месторождения имеет радиальную сетку, размер ячеек которой увеличивается логарифмически от центра к краям (Рисунок 2.5). В центре модели расположена добывающая вертикальная скважина с радиусом 0.057 м.

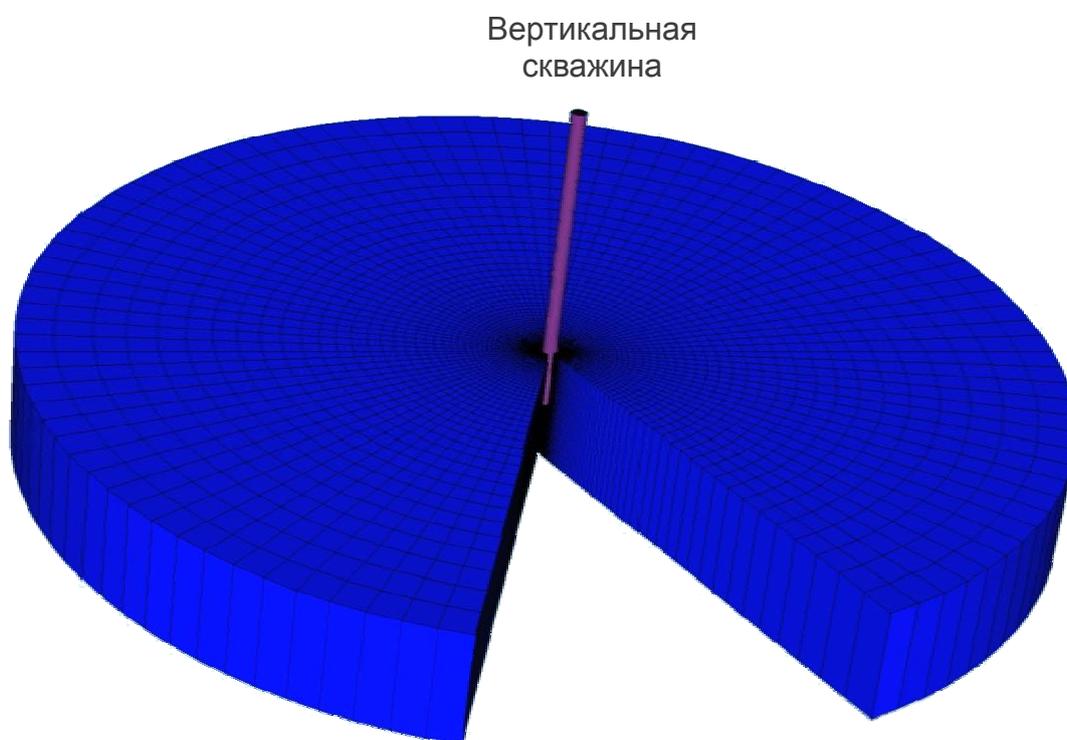


Рисунок 2.5 – Трёхмерная визуализированная сетка пласта ГKM в разрезе

В итоге смоделировано более 240000 тысяч комбинаций между входными и оптимизационными параметрами с сохранением результатов расчётов непосредственно в EXCEL при помощи программного обеспечения PYTHON (Приложение В). На основе данных по добыче газа и газоконденсата из этих

моделей рассчитана экономика по каждой комбинации параметров, и определены наиболее экономически эффективные. Критерием экономической эффективности выбран NPV. Так как использование горизонтальных скважин в расчётах привело бы к ещё большему числу расчётов (вследствие варьирования таких параметров, как длина горизонтальной скважины и межскважинное расстояние), принято проводить расчёты на вертикальных (наклонно-направленных) скважинах и сделать переход к горизонтальным при помощи изменения коэффициента проницаемости.

С учётом вязкости и ОФП переход от наклонно-направленной (вертикальной) к горизонтальной скважине осуществляется по следующей формуле:

$$k_{\text{методика}} = k_{\text{пласт}} \frac{\mu_{\text{пласт}}}{\mu_{\text{методика}}} \frac{KRG_{\text{методика}}}{KRG_{\text{пласт}}} \frac{FR_{\text{ННС}}}{FR_{\text{ГС}}} \quad (47)$$

$$FR_{\text{ННС}} = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{\sqrt{A/\pi}}{r_c} \quad (48)$$

$$FR_{\text{ГС}} = \frac{1}{12} \ln \left(1 + \frac{A}{L^2} \right) + \frac{1}{2\pi L} \sqrt{\frac{k_r}{k_z}} \ln \left(\frac{h}{2\pi r_c (0.5 + 0.5 \sqrt{k_r/k_z})} \sqrt{\frac{k_r}{k_z}} \right) \quad (49)$$

$k_{\text{методика}}$ – эквивалентная проницаемость для использования в созданных инструментах;

$k_{\text{пласт}}$ – абсолютная проницаемость рассматриваемого пласта;

$\mu_{\text{пласт}}$ – вязкость газа рассматриваемого пласта;

$\mu_{\text{методика}}$ – вязкость газа в моделях, рассчитываемых в данной работе;

$KRG_{\text{методика}}$ – концевая точка ОФП газа в моделях, рассчитываемых в данной работе;

$KRG_{\text{пласт}}$ – концевая точка ОФП газа рассматриваемого пласта (среднее значение);

$FR_{\text{ННС}}$ – геометрическая часть фильтрационного сопротивления для ННС в рассматриваемых условиях;

$FR_{\text{ГС}}$ – геометрическая часть фильтрационного сопротивления для ГС в рассматриваемых условиях;

Рабочий модуль в EXCEL позволяет задать входные данные и за доли секунды определить оптимальное межрядное расстояние и темп отбора скважин.

2.4 Апробация методики на модели пласта реального месторождения

Для апробации данной методики был выбран пласт «А» с газоконденсатного месторождения «Б» (Рисунок 2.6).

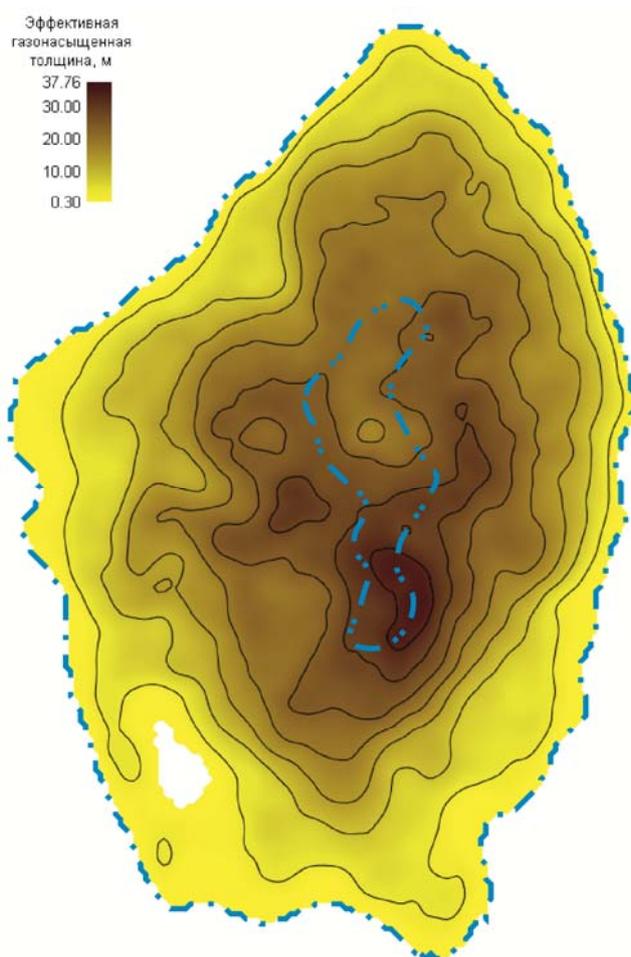


Рисунок 2.6 – карта эффективных газонасыщенных толщин пласта «А»

Геолого-физические характеристики этого пласта представлены в таблице 1:

ГФХ месторождения «Б»	
ГНК, м	3250
ВНК, м	3254
Средняя пористость	0.168
Средняя абсолютная проницаемость, мД	31
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	14.8
Площадь газоносности, м ²	15813
Запасы газа, млрд.м ³	64
Экономические условия	
Net-back цена газа	1000 руб./тыс.м ³
Net-backцена конденсата	8000 руб./т
Стоимость строительства скважины с обустройством	480 млн.руб.
Стоимость инфраструктуры внешнего транспорта	0.8 руб./м ³ /год
Коэффициент дисконтирования	0.10 1/год

Таблица 1 – геолого-физические характеристики месторождения «Б»

По проектным решениям от 2013 г. утверждена следующая система разработки этого пласта:

- Минимальная абсолютная проницаемость – 28 мД
- Площадь добычи на одну скважину – 500 Га (межрядное расстояние – 2200м)
- Темп добычи газа – 6.5...8.6% в год от начальных запасов газа

По методике, описанной в данной диссертации, получена следующая система разработки:

- Минимальная абсолютная проницаемость - 23мД
- Площадь добычи на одну скважину – 560 Га (межрядное расстояние – 2300м)
- Темп добычи газа - 8% в год от начальных запасов газа

Для проверки результатов требовалось построить комплексную гидродинамической и технико-экономической модель пласта.

2.4.1 Построение гидродинамической модели пласта «А»

Первым этапом построения комплексной гидродинамической и технико-экономической модели пласта «А» являлась оценка рентабельности его разработки. Используя данные из таблицы 1 по формуле (48) была рассчитана минимальная абсолютная проницаемость данного пласта, при которой его разработка была бы рентабельна. Итоговый показатель $k_{\text{мин}} = 23\text{мД}$.

При построении сетки гидродинамической модели использовался программный пакет RMS. Размер сетки – 115x150x90 ячеек (рисунок 2.7).

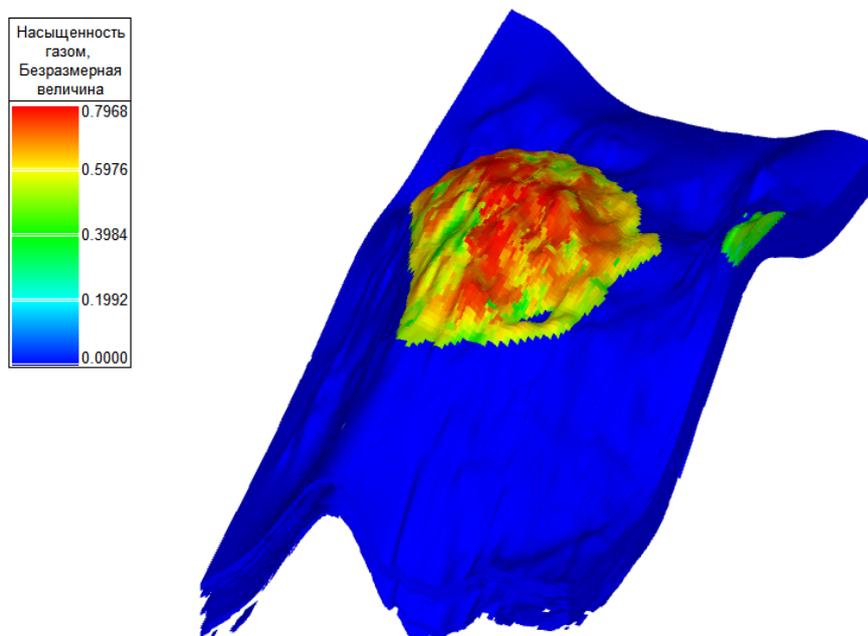


Рисунок 2.7 – Трёхмерная визуализированная модель пласта «А»

Такие параметры пласта и флюидов как песчанность, пористость, абсолютная проницаемость были заданы в виде гидродинамических кубов в соответствующих секциях. Физико-химические свойства жирного газа (давление в газовой фазе, растворимость нефти в газе для насыщенного газа, объемный коэффициент насыщенного газа, вязкость насыщенного газа) и относительные

фазовые проницаемости заданы в виде таблиц. Далее была задана глубина кровли пласта, пластовое давление, сжимаемость породы, глубина водогазового контакта.

Необходимым условием также было задание таблиц зависимости растворимости газа в нефти и растворимости нефти в газе от глубины.

Для исключения неактивных ячеек сетка была разделена на 2 региона. Для этого задавался куб равновесия регионов ECLNUM.

Для расстановки скважин с предполагаемой оптимальной площадью добычи на одну скважину использовался программный код VBA. В итоге 25 добывающих скважин с межрядным расстоянием 1800м вводились в эксплуатацию одновременно (рисунок 2.8).

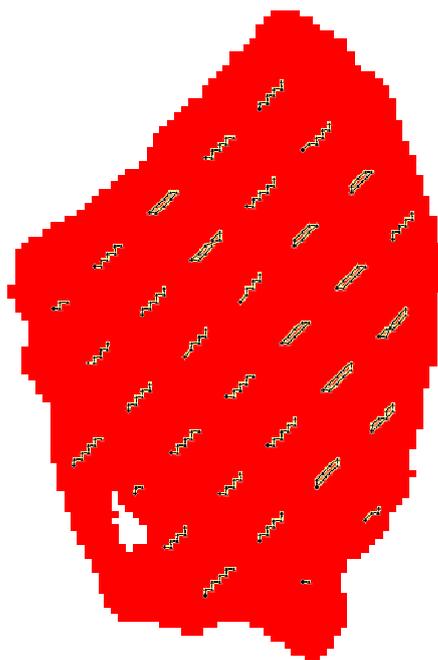


Рисунок 2.8 – Схема расположения добывающих скважин на пласте «А»

2.4.2 Построение технико-экономической модели пласта «А»

Для расчёта экономических показателей из пункта 2.2.2 использовались показатели добычи газа и газоконденсата с пласта «А», рассчитанные на

гидродинамическом симуляторе. К примеру, добыча по скважине №24 (рисунки 2.9, 2.10).

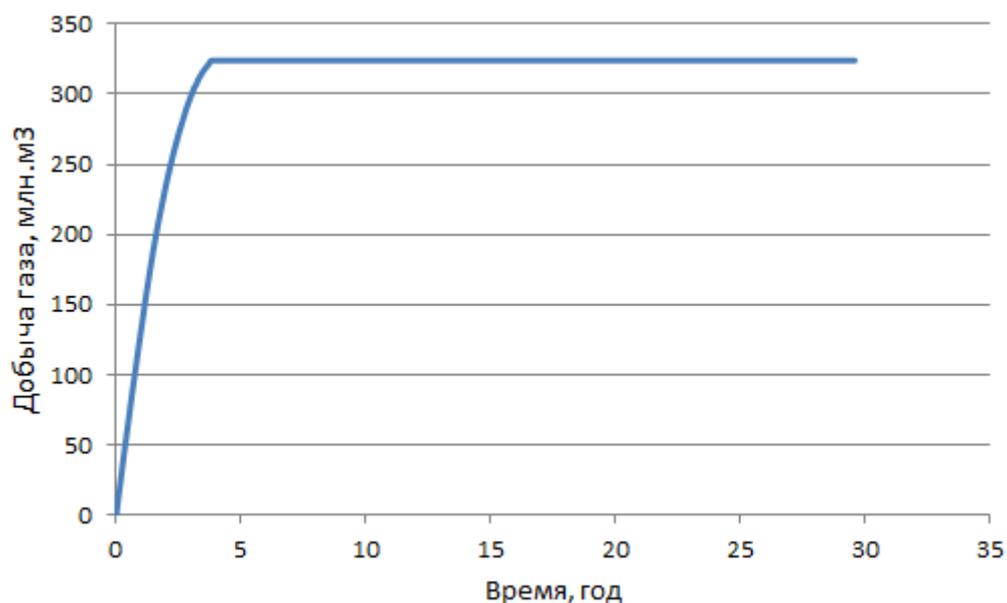


Рисунок 2.9 – Накопленная добыча газа скважины №24

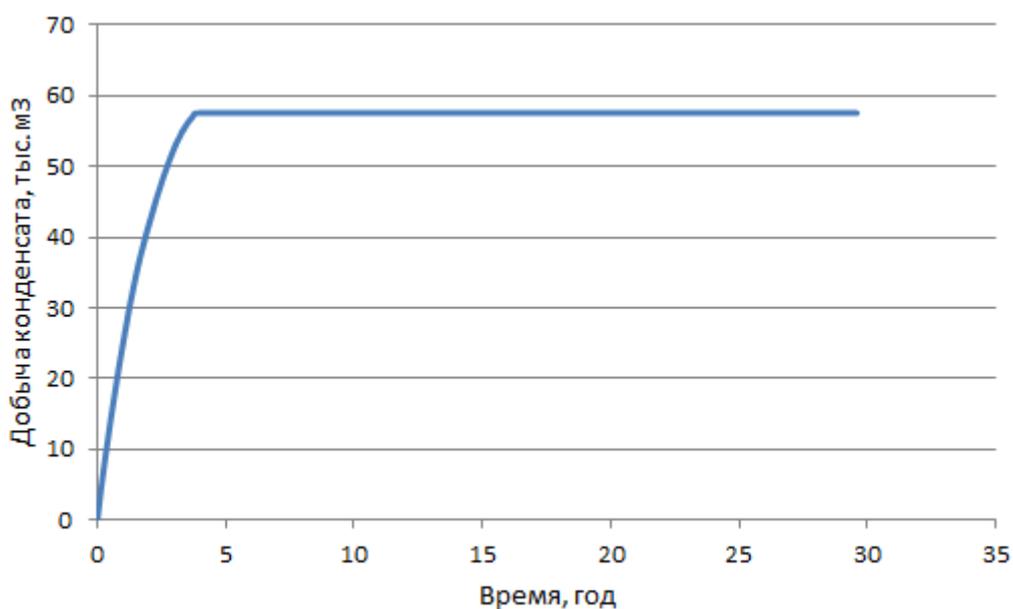


Рисунок 2.10 – Накопленная добыча конденсата скважины №24

Из анализа графиков видно, что конденсатообразование происходит с момента начала разработки, и газоконденсат добывается сразу. Пластовое давление падает ниже давления начала конденсации. Скважина выходит на полку

добычи, т.е. выключается после 4 лет работы. Это может быть обусловлено падением пластового давления либо превышения максимального уровня обводнённости в 98%.

Для расчёта затрат стоимость скважины и стоимость инфраструктуры месторождения были взяты из проектных документов.

Расчёт чистого дисконтированного дохода показал высокую эффективность разработки с прибылью в несколько миллиардов рублей. Таким образом, результаты расчётов эффективности разработки пласта «А» газоконденсатного месторождения «Б» по комплексной гидродинамической и технико-экономической модели удовлетворяют численным расчётам на гидродинамическом симуляторе.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Решение задачи эффективной разработки газовой или газоконденсатной залежи должно быть основано на тесном взаимодействии моделей фильтрации и оптимизации. Учет влияния параметров флюидов и пласта на эффективность разработки позволяет, в конечном итоге, сформировать оптимальный план разработки месторождения, обеспечить максимальные объемы добычи углеводородных ресурсов.

2. По проведённому исследованию влияния параметров флюидов и пласта на эффективность разработки газоконденсатного месторождения предложен новый вариант комплексной гидродинамической и технико-экономической модели разработки газоконденсатного месторождения.

3. В рамках данной магистерской диссертации решение гидродинамической задачи осуществлялось на базе программного комплекса ECLIPSE, с разработкой зависимостей, которые дают возможность количественно оценить влияние основных параметров флюидов и пласта на газо- и конденсатоотдачу при помощи разработанного расчётного модуля по определению рентабельности и оптимальных параметров систем разработки газоконденсатного месторождения.

4. Установлено, что рост основных параметров флюидов и пласта, таких как эффективная газонасыщенная толщина, проницаемость, содержание конденсата в газе существенно влияют на добычу газоконденсата. В связи с выпадением газоконденсата в призабойной зоне скважины дебит газа снижается, так как фазовая проницаемость по газу падает, а насыщенность газоконденсата возрастает.

5. На основе проведённых численных расчётов предложен и обоснован критерий рентабельности разработки газоконденсатных месторождений – минимальная абсолютная проницаемость пласта.

6. Полученная комплексная модель была апробирована на реальном месторождении компании «Газпром нефть», а её эффективность подтверждена показателями чистого дисконтированного дохода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Закиров С.Н. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений. С.Н. Закиров, В.И. Васильев, А.И. Гутников и др. – Москва «Недра», 1984. - 295 с.
2. Баталин О.Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. Баталин О.Ю., Брусиловский А.И., Захаров М.Ю. – Москва «Недра», 1992. – 272 с.
3. Шабаров А.Б. Метод расчета изменения компонентного и фазового состава газоконденсатной смеси в призабойной зоне пласта. Шабаров А.Б., Заночуев С.А. – Вестник Тюменского государственного университета, 2015. – 21 с.
4. Брусиловский А.И., Нугаева А.Н. Теория и практика обоснования свойств природных углеводородных систем: обз. инф. // Серия «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». М.: ИРЦ Газпром, 2008. 112 с.
5. Заночуев С.А. Прогнозирование пластовых потерь и содержания УВ С5+ в пластовом газе при снижении давления на основе оптимизационной задачи // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. статей: в 2 ч. / под ред. Б.А. Григорьева. Ч. 1. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. С. 34-42.
6. Шабаров А.Б. Физико-математическая модель и метод расчета течения газоконденсатной смеси в пласте // Вестник Тюменского государственного университета. Серия «Физико-математические науки. Информатика». 2014. № 7. С. 7-18.
7. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П. «Теория и опыт разработки месторождения природных газов». М., «Недра», 1999, - 416 с.
8. Колбиков С.В., Губанова Е.Б. «О приближенном подходе к решению задачи размещения эксплуатационных скважин по площади залежи». Сб. тез. докл. Научно-практической конференции «Проблемы разработки газовых и газоконденсатных месторождений». Москва, 12-15 ноября, 1998. – С.72.
9. Бузина Т.С., Леонтьев И.А., Непомнящий Л.Я., Шеберстов Е.В., Чельцов В.Н. «Программный комплекс для проектирования разработки Астраханского газоконденсатного месторождения» Газовая промышленность, 1998, - №1. - С.34-36.

10. Хасанов М.М., О.С. Ушмаев, С.А. Нехаев, Д.М. Карамутдинова
Оптимальные параметры разработки нефтяного месторождения
(SPE162089)
11. Косяков В.П. Определение наилучшего варианта расстановки галереи скважин в зонально-неоднородном пласте с учётом теплофизических свойств флюидов на основе аналитического решения. Косяков В.П., Родионов С.П. – Вестник Тюменского государственного университета, 2012. – 7 с.
12. Косяков В.П. Вычислительная технология назначения нагнетательных и добывающих скважин. – Диссертация на соискание ученой степени к.ф.-м.н. – Тюмень, 2013.
13. R. Masoudi, H. Karkooti, M. Othman, N. B. Darman, "Reliable Characterization and Modelling of the Capillary Transition Zone and Flow Dynamics in Oil Rim Reservoirs", SPE 143983, SPE Enhanced Oil Recovery Conference, 19-21 July 2011, Malaysia.
14. Guyaguler B. Optimization of well placement and assessment of uncertainty. A dissertation for the degree of doctor of philosophy. Stanford University. 2002. – P.137.
15. Guyaguler, B., Home, R. N., Rogers, L, and Rosenzweig, J. J. (2002), "Optimization of Well Placement in a Gulf of Mexico Water flooding Project", SPEREE (June 2002). - P.229.
16. Bittencourt A. C, Home R.N. Reservoir development and design optimization. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October 1997. SPE 38895. - P.14.
17. Pan Y., Home R.N. Improved methods for multivariate optimization of field development scheduling and well placement design. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 27-30, September 1998. SPE 49055. - P.16.
18. Da Cruz, P. S., Home, R.N., and Deutsch, C.V. The Quality Map: A Tool for Reservoir Uncertainty Quantification and Decision Making // paper SPE 56578, Houston, U.S.A., 3-6 October, 1999. - P.11.
19. Venkatesh E.S. Erosion Damage in Oil and Gas Wells // paper SPE 15183, Alaska, 19-21 May, 1986. – P. 489-497.
20. P. Sutton Robert, A. Cox Stuart. Gas Well Performance at Subcritical Rates // paper SPE 80887, Oklahoma, U.S.A., 22-25 March, 2003.

- 21.D.N. Yashaswini. Prediction of Liquid Loading in Gas wells // paper SPE 155356, Texas, U.S.A, 8-10 October, 2012.
- 22.W Schiferli, S P C Belfoid, S Svenko. Simulating liquid loading in gas wells // BHR-2010-J2, paper, BHR Group, 2010, P. 409-422.
- 23.Dean Warnken, FitriaNilaAsri. Sand Management in Tangguh Big Gas Wells // paper SPE 165883, Indonesia, 22-24 October, 2013.
- 24.R. Stewart Paul. Low-Permeability Gas Well Performance At Constant Pressure // paper SPE 2604, Journal of Petroleum Technology, September, 1970, P.1149-1156.
- 25.D.L. Flock, K.Aziz. Unsteady State Gas Flow – Use of Drawdown Data in the Prediction of Gas Well Behaviour // paper PETSOC-63-01-03 (JCPT63-01-03), SPE 775, Technology, Spring, 1963, Calgary, P. 9-15.
- 26.Stochastic optimization of gas cycling in gas condensate reservoirs, Mohammed A.Q. Siddiqui, Dr. Sami Al-Nuaim, Rizwan Ahmed Khan (SPE-172107-MS)
- 27.Model-based integration and optimization – gas cycling benchmark, AleksanderJuell, Curtis H. Whitson, Mohammad FaizulHoda (SPE 121252).
- 28.Nitrogen injection vs. gas cycling in rich retrograde condensate-gas reservoirs, S. Siregar, J. Hagoort, H. Ronde (SPE 22360).


```

Else
src.Cells(calc_count + 3, 2) = input_folder + "Rp_" +
Format(Rp, "0.00") + "_DWM_" + Format(DWM, "0.00") +
"_K_" + Format(permx, "0.00") + "_H_" + CStr(h) + ".unsmry"

output_file = input_folder + "Rp_" + Format(Rp, "0.00") +
"_DWM_" + Format(DWM, "0.00") + "_K_" + Format(permx,
"0.00") + "_H_" + CStr(h) + ".data"

End If

src.Cells(calc_count + 3, 3) = Format(Rp, "0.00")
src.Cells(calc_count + 3, 4) = Format(DWM, "0.00")
src.Cells(calc_count + 3, 5) = Format(permx, "0.00")
src.Cells(calc_count + 3, 6) = h

End If

Open input_file For Input As #1

Open output_file For Output As #2

gas_reserves = DWM * 10000 * h * poro * sgu / bg

Pi = Application.WorksheetFunction.Pi
r = Sqr(DWM * 10000 / Pi)

While Not EOF(1)

Line Input #1, s

Print #2, s

If InStr(1, s, "--PERMR_here") > 0 Then

Print #2, "PERMR " + Format(permx,
"0.00") + " /"

End If

If InStr(1, s, "--PERMTHT_here") > 0 Then

Print #2, "PERMTHT " + Format(permx,
"0.00") + " /"

End If

If InStr(1, s, "--PERMZ_here") > 0 Then

Print #2, "PERMZ " + Format(permx,
"0.00") + " /"

End If

If InStr(1, s, "--DZ_here") > 0 Then

Print #2, "DZ " + Format(h, "0.0") + " /"

End If

If InStr(1, s, "--EQUIL_here") > 0 Then

Print #2, "EQUIL"
Print #2, CStr(z_top + h + 1) + " " +
CStr(p_initial) + " " + CStr(z_top + h + 2) + " 0 " + CStr(z_top
+ h + 1) + " /"

End If

End If

End If

If InStr(1, s, "--WCONPROD_here") > 0

Print #2, "WCONPROD"
Print #2, "P1 OPEN GRAT 2* " +
Format(Rp * gas_reserves / 365, "0.00") + " 2* " + CStr(BHP)
+ " " + CStr(THP) + " 1 /"
Print #2, "/"

End If

If InStr(1, s, "--DRV_here") > 0 Then

Print #2, "DRV"

q = calc_q(r, drv_initial, ni, 0.0001)

k_1 = 0

col_count = Int(Sqr(ni))

row_count = ni \ col_count

For i_1 = 1 To row_count

s = ""

For j_1 = 1 To col_count

k_1 = k_1 + 1

drv = drv_initial * pow(q, k_1 - 1)

If (j_1 = 1) Then

s = s + Format(drv, "0.0000")

Else

s = s + " " + Format(drv, "0.0000")

End If

Next j_1

If (i_1 = row_count) Then

s = s + " /"

End If

Print #2, s

Next i_1

End If

Wend

Close (1)

Close (2)

calc_count = calc_count + 1

run_number = 3 + calc_count Mod parallel

```

```

        Print #run_number, "eclrun.exe eclipse " +
output_file
        Print #run_number, "del *.dbg *.msg *.eclend
*.log *.prt *.deletefile *.unrst *.rsspec *.rsm" '
wmic_output_eclrun_*"
        Next k
        Next j
        Next i
        Next l
        For i = 1 To parallel
run_number = 2 + i
        Print #run_number, "del *.dbg *.msg *.eclend *.log *.prt
*.deletefile *.unrst *.rsspec *.rsm" ' wmic_output_eclrun_*"
        Close (run_number)
        Next i
End Sub
Function calc_q(summ, b1, n, threshold As Variant) As Variant
q_left = 0.9
q_right = 2
delta_q = threshold + 1
    While (delta_q >= threshold)
q_center = (q_left + q_right) / 2
summ_left = summ_geom(b1, q_left, n)
summ_right = summ_geom(b1, q_right, n)
summ_center = summ_geom(b1, q_center, n)
q_prev = q_center
        If ((summ_left - summ) * (summ_center - summ) > 0)
Then
q_left = q_center
        End If
        If ((summ_right - summ) * (summ_center - summ) > 0)
Then
q_right = q_center
        End If
q_act = (q_left + q_right) / 2
delta_q = Abs((q_act - q_prev) / q_prev)
    Wend
calc_q = q_center

```

```

End Function
Function summ_geom(b1, q, n As Variant) As Variant
summ_geom = b1 * (pow(q, n) - 1) / (q - 1)
End Function
Function pow(x, n As Variant) As Variant
pow = Application.WorksheetFunction.Power(x, n)
End Function
Function is_exist(s As String) As Variant
    If (Dir(s) = "") Then
is_exist = 0
    Else
is_exist = 1
    End If
End Function

```