

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



Насырова Александра Ивановна

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА В УСЛОВИЯХ
ФОРМИРОВАНИЯ ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ НА ЗАБОЕ НЕСОВЕРШЕННОЙ
СКВАЖИНЫ**

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат физико-математических наук
Хайруллин Амир Атауллович

Тюмень 2021

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЕРТИКАЛЬНОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ В УСЛОВИЯХ ОБРАЗОВАНИЯ ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ НА ЗАБОЕ	9
1.1 Анализ причин образования песчаной пробки на забоях скважин.....	9
1.2 Способы предотвращения образования песчаных пробок на забоях скважин.....	12
1.3 Влияние процесса образование песчаной пробки на работу скважины	14
1.4 Методы борьбы с песчаными пробками.....	19
1.5 Гидравлическое сопротивление в стволе вертикальной газовой скважины.....	23
1.6 Распределение давления в стволе скважины в условиях перекрытия интервала перфорации.....	31
2 РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАБОТЫ ВЕРТИКАЛЬНОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ	36
2.1 Расчет профиля притока газа к скважине в интервале перфорации.....	38
2.2 Расчет стабильного режима работы газовой скважины в условиях риска самоглушения.....	43
2.3 Математическая модель оценки величины песчаной пробки на основе расчета перепада давления.....	44
3 ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИНЫ, ОСЛОЖНЕННОГО ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕМ	54
3.1 Принцип работы программного продукта.....	54
3.2 Расчет свойств газа.....	57
3.3 Расчет целевого дебита газовой скважины при отсутствии песчаного перекрытия.....	63
3.4 Численное решение задачи расчета высоты песчаной пробки на забое газовой скважины.....	66
3.5 Оценка режима работы скважины.....	71

4 АПРОБАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ.....	73
4.1 Анализ объекта исследования.....	73
4.2 Работа газовых скважин в условиях интенсивного выноса механических примесей.....	77
4.3 Анализ определения величины песчаной пробки.....	80
4.4 Оценка режима работы скважины на основе проведенных расчетов.....	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	101
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	103
Приложение А (справочное) Акт о внедрении.....	111
Приложение Б (справочное) Свидетельства о регистрации ПЭВМ.....	112

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы

Независимо от применяемых технологий освоения и эксплуатации, гидродинамическое несовершенство скважины по степени вскрытия обуславливает зону дополнительного сопротивления движению газа от продуктивного пласта к системе его сбора на поверхности. В большей степени этому способствует образование в интервале перфорации песчаной пробки. Количественно степень влияния на производительность скважины зависит, в основном, от свойств и размеров песчаного перекрытия, вызываемое при этом изменение технологического режима ее работы влияет на основные показатели разработки месторождения.

Практика эксплуатации газовых промыслов показывает, что при частичном перекрытии интервала перфорации песчаной пробкой значительного уменьшения дебита скважины не наблюдается. Экспериментальными исследованиями и математическим моделированием А. Х. Мирзаджанзаде и других исследователей установлено, что это обусловлено отсортированностью частиц, образующих пробки, их взвешенным состоянием в процессе добычи газа, соотношением размеров песчаного перекрытия и интервала перфорации, проницаемостью призабойной зоны пласта и пробки, радиуса контура питания и скважины, а также неоднородностью пласта в целом.

Таким образом, весьма актуально изучение процесса формирования зоны гидродинамических сопротивлений в интервале вскрытия продуктивного пласта и ее влияния на технологические показатели эксплуатации скважины.

Степень ее разработанности

Проблематика притока к газовым скважинам в условиях наличия песчаной пробки на забое рассмотрена в трудах З.С. Алиева, В.В. Шеремета, С.К. Сохошко, А.Х. Мирзаджанзаде, Р.И. Вяхирева. В своих работах они исследовали распределения притока пластового флюида по стволу скважины.

Методы борьбы с песчаными пробками подробно рассмотрены в работах Р.А. Гасумова, А.Д. Башкатова, Л.А. Никишеной, где исследователи предлагают не

только пути решения данной проблемы, но и способы предотвращения накопления песка на забое скважины.

Недостаточно изученным остается вопрос прогнозирования образования песчаной пробки на забое скважины, а также регулирования режима работы скважины в условиях выноса песка.

Цель работы

Регулирование технологического режима работы газовой скважины в условиях изменения гидродинамических сопротивлений, вызванных образованием песчаной пробки в интервале перфорации.

Задачи исследования

1. Анализ результатов отечественных и зарубежных исследований режима фильтрации газа в скважине при образовании песчаной пробки на забое.

2. Создание математической модели движения газа в системы «пласт-скважина» в условиях накопления механических примесей на забое скважины.

3. Исследование зависимости величины песчаной пробки от характера изменения давления в интервале перфорации. Решение многопараметрического уравнения, описывающего процесс формирования зоны повышенных гидродинамических сопротивлений.

4. Разработка программного продукта для расчета высоты песчаной пробки и соответствующих ей величин дебита газа и депрессии при условии стационарного режима работы скважины.

5. Практическая апробация достоверности разработанной математической модели притока газа в условиях песконакопления на забое вертикальной газовой скважины с применением фактических результатов по проведенным на ней промысловым газодинамическим исследованиям.

Объектом исследования является процесс фильтрации газа в интервале перфорации скважины в условиях формирования песчаной пробки на забое.

Предметом исследования является оценка влияния гидродинамических сопротивлений на движение газа в интервале перфорации, частично заполненном песком.

Научная новизна выполненной работы

1. Предложена модель газового потока в вертикальной скважине для оценки высоты песчаной пробки в зависимости от распределения давления и точечного притока газа в интервале перфорации с учетом изменения свойств газа, неоднородности пласта и гидродинамических сопротивлений в стволе скважины.

2. Получено решение многопараметрического уравнения фильтрации газа с учетом изменения гидродинамических сопротивлений, что позволяет корректировать технологический режим эксплуатации газовой скважины в зависимости от изменения песчаной пробки, фильтрационно-емкостных свойств пласта и газа.

Теоретическая и практическая значимость полученных результатов

– Созданные математическая модель и комплекс программ позволяют анализировать фактический режим работы вертикальных газовых скважин с наличием песчаной пробки на забое и определять оптимальный режим работы скважины при текущих условиях.

– Программный комплекс позволяет рассчитать высоту песчаной пробки и прогнозировать приток газа в зависимости от величины депрессии, а также выработать рекомендации для регулирования технологического режима эксплуатации скважины.

– Разработанный программно-вычислительный комплекс дает возможность определения скважин-кандидатов для очистки забоя от песка без их остановки, а также может быть применен в рамках выполнения проектных документов по анализу разработки газовых месторождений (анализ пескопроявления, анализ эксплуатации газовых скважин, рекомендации по интенсификации добычи газа и капитальному ремонту скважин и т. д.).

Методология и методы исследования

Для решения поставленных задач были использованы методы пассивного эксперимента и математического моделирования с целью создания оригинальной математической модели движения газа в стволе скважины с песчаным перекрытием на забое. При реализации комплекса программ применялись численные методы,

методы системного анализа, функционального и объектно-ориентированного программирования.

Достоверность результатов следует из корректности физической и математической постановки задач, применения при разработке математической модели уравнений и методов механики сплошных сред. Компьютерная реализация построенной математической модели производилась с использованием широко апробированных численных методов, полученные численные результаты в частных случаях сопоставлены с промысловыми данными и практическими измерениями. Разработанные автором программные продукты внедрены в производство, получены свидетельства на программы для ЭВМ.

Положения, выносимые на защиту

1. Математическая модель движения газа в системе «пласт-скважина», учитывающая режим течения газа и состояние забоя скважины в процессе образования песчаной пробки в зависимости от задаваемых значений рабочих режимов эксплуатации скважин.

2. Описание движения газа в интервале перфорации вертикальной газовой скважины с учетом изменения давления.

3. Решение задачи по контролю эксплуатации газовых скважин в условиях формирования гидродинамических сопротивлений, вызванных образованием песчаного перекрытия в интервале перфорации.

Апробация результатов исследований

Результаты работы были изложены на всероссийской научно-технической конференции «Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образовании» (Тюмень, 2012 г.); на международной научно-практической конференции «Нефть и газ Западной Сибири» (Тюмень, 2013 г.); на международной научно-практической конференции «Моделирование процессов разработки месторождений, транспортировки нефти и газа» (Тюмень, 2014 г.); на всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – Нефтегазовому региону» (Тюмень, 2015 г., 2019 г.); на научно-практической конференции с

международным участием «Исследование и моделирование естественнонаучных и математических задач в военно-инженерном образовании» (Тюмень, 2016 г.); на международной академической конференции «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала западной Сибири» (Тюмень, 2017 г.).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 17 работ, в том числе одна статья в базе цитирования SCOPUS и пять статей в журналах, рекомендованных ВАК РФ. Получено три авторских свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ (№ 2013660500, № 2014619364, № 2014619331).

Соответствие диссертации паспорту научной специальности 25.00.17 (2.8.4.) - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, а именно п. 2 «Геолого-физические и физико-химические процессы, протекающие в пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр нефти и газа известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для создания научных основ эффективных систем разработки месторождений углеводородов и функционирования подземных хранилищ газа» и п. 5 «Научные основы компьютерных технологий проектирования, исследования, эксплуатации, контроля и управления природно-техногенными системами, формируемыми для извлечения углеводородов из недр или их хранения в недрах с целью эффективного использования методов и средств информационных технологий, включая имитационное моделирование геологических объектов, систем выработки запасов углеводородов и геолого-технологических процессов».

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения и четырех разделов. Текст изложен на 114 страницах, иллюстрирован 42 рисунками, включает 5 таблиц, 124 формулы. Список использованной литературы состоит из 83 наименований.

1 СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЕРТИКАЛЬНОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ В УСЛОВИЯХ ОБРАЗОВАНИЯ ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ НА ЗАБОЕ

Одной из актуальных проблем эксплуатации газовых скважин, приводящей к снижению продуктивности, является образование на забое песчаной пробки. Данное явление наиболее характерно для газовых месторождений, находящихся на заключительной стадии разработки, когда снижение пластового давления приводит к таким последствиям как снижение дебита, падение скорости потока и возникновению эффекта «самозадавливания» скважины.

Для освещения и обобщения исследований основных положений по особенностям образования песчаных пробок в газовых скважинах необходимо провести критический анализ имеющихся трудов, посвященных методам борьбы с их влиянием на производительность с учетом промысловых данных.

1.1 Анализ причин образования песчаной пробки на забоях скважин

Песчаная пробка представляет собой отложение в стволе скважины породы, выносимой из рыхлых пластов при добыче газа. Наличие песчаной пробки в стволе скважин, длина которой может достигать десятков и сотен метров, мешает притоку флюида в скважину.

Достаточно полно вопросы образования и методов борьбы с песчаными пробками раскрываются в справочном пособии [10]. В нём обобщены теоретические исследования и практический опыт борьбы с песком при эксплуатации скважин на месторождениях со слабосцементированными коллекторами.

Большинство зарубежных авторов [10] вынос песка в скважину объясняют действием сил трения и образующимся при этом градиентом давления при фильтрации жидкости в скважину. При высоких градиентах давления и недостаточной прочности цементного материала зёрна песчаника отделяются от основного массива и выносятся в скважину.

В газовых скважинах вынос песка из пласта в ствол скважины интенсифицируется при обводнении скважин на поздней стадии разработки месторождения, когда вода сначала вымывает связующие глинистые частицы, а затем выносит песок. Даже долгое время не пескующие газовые скважины при обводнении, не смотря на снижение депрессии, начинают накапливать песок на забое. Таким образом, обводненность газовых скважин является причиной образования песчаных пробок.

Также причиной разрушения призабойной зоны, по мнению Р.А. Гасумова [12], может быть, как снижение давления при освоении и эксплуатации скважины, так и его повышение при вскрытии пласта. Степень разрушения коллекторов зависит от их упругих свойств и величины депрессии. Этот процесс происходит практически во всех газовых скважинах, и его интенсивность определяется механическими свойствами продуктивного пласта и технологией эксплуатации. Это надо иметь в виду и принимать меры для предотвращения или снижения интенсивности выноса песка в ствол скважины.

В процессе эксплуатации скважин деформация слабоустойчивых пород приводит к разрушению призабойной зоны. При скоростях потока газа, не обеспечивающих вынос частиц породы на поверхность, образуется песчаная пробка, существенно влияющая на установленный технологический режим эксплуатации. Песчаные пробки могут образовываться и при эксплуатации устойчивых коллекторов, где не происходит разрушения призабойной зоны при установленных депрессиях. Наличие пробки в этих случаях связано с проникновением бурового раствора в продуктивный пласт при бурении, конструкцией скважин, содержанием жидких компонентов в продукции скважин, подачей ингибиторов и т.д.

При разработке продуктивных пластов, сложенных рыхлыми песчаниками, в призабойной зоне пласта может образовываться зона подвижного песка. В этом случае в первые месяцы эксплуатации скважины наблюдается интенсивное неконтролируемое пескопроявление, связанное с вымыванием песка и образованием каверны у кровли пласта.

Пластовый песок может проникать в скважину и при наличии фильтрации, и без неё. Обычно пескопроявление обусловлено воздействием фильтрационного потока на продуктивный пласт, в процессе которого происходит изменение его структуры за счёт удаления отдельных частиц или их агрегатов из прискважинной зоны. При низких скоростях фильтрации силы сцепления между частицами превосходят силы гидродинамического давления, и суффозии (пескоотделения) не наблюдается. С увеличением скоростей силы гидродинамического давления разрушают структурные связи между частицами или агрегатами последних.

Скорость фильтрации, по сути своей, является не основным, а подчинённым фактором. Некоторые исследователи [13] отмечают, что абсолютная скорость после установившегося режима, особенно для малых скоростей фильтрации, слабо влияет на вынос песка. К резкой интенсификации пескования приводят резкие изменения скорости фильтрации, как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения.

В статье [14] анализируются пескопроявления, возникающие после некоторого периода добычи нефти и газа, связанные со слабой сцементированностью пластов и их обводнением. Было сделано множество попыток точно объяснить взаимосвязь между прорывом воды и разрушением пласта. Одно из объяснений заключается в том, что прорыв воды вызывает падение капиллярного давления из-за повышенного насыщения смачивающей фазой. Поскольку капиллярное давление удерживает зёрна вместе, прорыв воды способствует выносу песка. Другая теория говорит о том, что при прорыве воды через пласт происходит снижение относительной газопроницаемости. Решение пескопроявления заключается в увеличении депрессии на пласт для поддержания уровня добычи углеводородов, что инициирует перемещение мелких частиц в пласте. Однако специалисты сходятся во мнении, что взаимосвязь между прорывом воды и выносом песка изучена недостаточно и, вероятно, обуславливается целым рядом факторов.

Таким образом, неоднозначность влияния на образование песчаных пробок в газовых скважинах факторов, таких как обводненность, сцементированность

пластов, скорость фильтрации, фильтров буровых растворов, изменение пластовых давлений и т.д., приводит к тому, что в каждой скважине необходимо выявлять свои особенности.

1.2 Способы предотвращения образования песчаных пробок на забоях скважин

Необходимость борьбы с выносом песка возникает из-за того, что в ходе эксплуатации скважин могут преждевременно выйти из строя промысловые трубопроводы, фонтанные штуцеры, задвижки, насосно-компрессорные трубы, насосы и другое промысловое оборудование. Кроме того, выносимый из пласта песок может осаждаться на забое скважины и образовывать песчаные пробки. К такому заключению пришла Л.А. Никишина в своей работе, в которой проведен анализ различных методов борьбы с выносом песка при эксплуатации скважин на зарубежных месторождениях.

Чаще всего добывающие компании ведут борьбу с уже образовавшимися песчаными пробками различными методами: промывка химическими составами, пенами, буровыми растворами с активными веществами, удаление пробок при помощи механических желобков, песчаных насосов и других средств. Однако, в тех случаях, когда пробки образуются очень часто, более выгодным для поддержания постоянной добычи может оказаться установка на забое средства задержания песка.

Весьма эффективно для предотвращения пескопроявлений применение на забое скважины различных гравийных фильтров [10].

Укрепление призабойной зоны и её перфорация также предотвращает образование песчаных пробок.

Применяемые за рубежом методы, направленные на предотвращение выноса песка в скважину, условно разделяются на три группы:

– механические методы, предполагающие создание искусственных перемычек, предотвращающих доступ песка в скважину;

– химические методы, основанные на закачке в пласт веществ, впоследствии твердеющих и цементирующих песок;

– комбинированные методы, предполагающие использование механических фильтров и химически закреплённых зёрен песка.

Вопрос выбора необходимого метода в зависимости от конструкции забоя скважин, пластового давления и температуры раскрыт в [11].

Ещё одним существенным шагом к контролю за пескопроявлениями является строительство интеллектуальных скважин [17]. Интеллектуальной называется всякая скважина, оборудованная глубинными датчиками, клапанами, позволяющими осуществлять замер динамических показателей работы скважины и пласта, а также, регулировать объём притока при разработке в условиях заканчивания в нескольких коллекторах в онлайн-режиме.

Доказана эффективность использования глубинных датчиков при всех методах борьбы с пескопроявлениями для контроля за работами по его предотвращению. Слежение за работой песчаных фильтров тоже представляется автору необходимым. Это предполагает установку ультразвуковых сенсоров для определения песка на поверхности после штуцерной задвижки, которые осуществляют непрерывное наблюдение за количеством выносимого песка. Такое наблюдение позволяет своевременно принять соответствующие меры и предотвратить образование проблем с целостностью системы в случае увеличения дебита выносимого песка.

Для повышения продуктивности и снижения затрат и риска горизонтальные скважины часто заканчивают без обсадной колонны в продуктивных интервалах. В скважинах с открытым стволом используют изолированные скважинные фильтры. Но в процессе разработки всё чаще прибегают к технологии создания гравийных фильтров на больших интервалах пласта для стабилизации стволов скважин, получения более надёжной конструкции низа ствола скважины и решения ряда проблем, связанных с пескопроявлением, таких как эрозия, отделение песка из продукции и его утилизация [18].

Создание гравийного фильтра в обсаженной скважине позволяет предотвращать вынос песка в слоистых пластах, низкосортных песках или малорентабельных вертикальных скважинах. Это сохраняет продуктивность или приемистость скважин в течение более длительного времени, чем изолированные скважинные фильтры в «грязных» пластах с плохо отсортированными коллекторами, в высокопродуктивных скважинах с большей гидропроводностью и большими извлекаемыми запасами.

Помимо гравийных фильтров в промысловой практике находят своё применение сетчатые фильтры. Их принцип действия и характеристики описаны в работе [22] на примере фильтров, выпускаемых ООО «Росфин».

Существенным отличием и удобством таких фильтров является отсутствие необходимости намывки гравия в призабойной зоне скважины, что сопровождается более лёгкой установкой и последующим обслуживанием.

1.3 Влияние процесса образование песчаной пробки на работу скважины

Образование песчано-жидких пробок или напротив их очищение при увеличении депрессии может происходить в процессе эксплуатации скважин.

В простаивающих скважинах с полностью восстановленным пластовым давлением исследования проводятся методом установившихся отборов. Алгоритм проведения исследования имеет следующий порядок:

- начиная с минимальной депрессии, вести отработку на режиме «прямого» хода;
- следует увеличивать значение депрессии до планового значения.

При изменении режимов работы будет происходить увеличение скорости потока, что приведет к разрушению песчаной пробки при ее наличии и постепенному выносу. Такой метод исследования неявно содержит следующую информацию:

- размер песчаной пробки;
- изменение размера песчаной пробки.

Указанные данные представляется возможным оценить сравнением с исследованиями скважины в период отсутствия песчаной пробки.

Разрушение и вынос песчаной пробки существенно влияют на коэффициенты фильтрационных сопротивлений a и b двучленного уравнения притока газа Q , учитывающего влияния трения и инерционных сил:

$$P_{nl}^2 - P_{заб}^2 = aQ + bQ^2. \quad (1.1)$$

где P_{nl} – пластовое давление, МПа; $P_{заб}$ – забойное давление, МПа; Q – дебит газа, тыс.м³/сут; a и b – коэффициенты фильтрационного сопротивления.

Образование песчаной пробки провоцирует рост коэффициентов a и b , а ее разрушение и вынос – уменьшение. Наличие песчаной пробки говорит о несовершенстве скважины по степени вскрытия. Таким образом, производительность скважин, эксплуатирующих пласт, полностью перекрытый песчаной пробкой, характеризуется в основном проницаемостью пробки k_{np} и площадью сечения пробки F .

Если проницаемость пробки равна проницаемости пласта, то при полном перекрытии продуктивного интервала дебит скважины определяется площадью поверхности притока газа в ее ствол, что равноценно вскрытию только кровли:

$$F = \pi r_c^2. \quad (1.2)$$

При отсутствии пробки:

$$F_{б.пр} = 2\pi r_c h, \quad (1.3)$$

где h - толщина интервала притока газа, м.

Наличие пробки и ее влияние на коэффициенты a и b можно принять эквивалентными влиянию несовершенства скважины на ее производительность. Для несовершенной скважины связь коэффициентов фильтрационного сопротивления с коэффициентами несовершенства по степени вскрытия имеет вид:

$$a = \frac{\mu z p_{ам} T_{nl}}{\pi k h T_{cm}} \left(\ln \frac{r_k}{r_c} + c_1 \right), \quad (1.4)$$

$$b = \frac{\rho_{cm} p_{ам} T_{nl} Z}{2\pi^2 l h^2 T_{cm}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_k} + c_2 \right). \quad (1.5)$$

где μ – коэффициент вязкости, мПа·с; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа, б/р; k – проницаемость пласта, мкм²; h – толщина пласта, м; l – коэффициент макрошероховатости пласта, мкм; r_k , r_c – радиус контура питания и скважины соответственно, м; T_{nl} – пластовая температура, К; T_{cm} – стандартная температура, К; p_{cm} – стандартное давление, МПа; c_1 , c_2 – коэффициенты несовершенства по степени вскрытия, которые определяют по методике, изложенной в [53].

При больших скоростях фильтрации нарушается радиальность притока и, следовательно, линейная зависимость между скоростью фильтрации и градиентом давления. Так как рассматривается приток к вертикальным совершенным газовым скважинам, то отсутствует фильтрация в вертикальном направлении.

При соблюдении квадратичного закона фильтрации следует применить закон Форхеймера, который устанавливает квадратичную связь между скоростью фильтрации и градиентом давления.

На основе исследований, выполненных в период разведки залежей углеводородного сырья, происходит определение потенциального и максимального допустимого дебита газовых скважин. При продолжительной эксплуатации газовых скважин возникает проблема учета величины песчаной пробки, которая занижает потенциальный дебит скважины. В нефтегазопромысловой практике обычно пользуются двучленной формулой притока, которая позволяет учитывать коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b (формулы 1.4, 1.5) и прогнозировать потенциальный дебит газовой скважины.

Проблематика притока к газовым скважинам рассмотрена в трудах З.С. Алиева, В.В. Шеремета, С.К. Сохошко, А.Х. Мирзаджанзаде. В своих работах они исследовали распределения притока пластового флюида по стволу скважины.

Степень образования песчаной пробки связана с параметрами конструкции заканчивания скважин и регулированием режима их работы, такими как: диаметр и глубина спуска фонтанных труб, характер изменения рабочего интервала перфорации, депрессия на пласт и другими факторами [53]. Вынос твердых частиц с забоя скважин зависит от градиента давления, выталкивающих эти частицы,

приводящие пластовые флюиды в движение, и силы гравитации, которая должна быть меньше подъемной. В своих работах А.Х. Мирзаджанзаде опытным путем установил, что скорость восходящего потока должна превышать 2 м/с для выноса частиц песка. Рекомендуемая скорость выноса песка зависит от плотности и формы выносимых частиц горной породы. На практике для обеспечения выноса частиц скорость газового потока должна превышать 4 м/с [38].

На рисунке 1.1 приведена зависимость относительного вскрытия от скорости фильтрации, которая показывает, что $v = 5$ м/с обеспечит вынос частицы любых размеров и форм. Таким образом, высока вероятность, что при скорости 4 м/с в эксплуатационной колонне имеются частицы песка, форма и размеры которых не позволяют очищать от них забой скважины.

В процессе эксплуатации газовой скважины возникает проблема занижения притока в виду наличия песчаной пробки на забое. Путем создания математических моделей, корректно описывающих работу газовых скважин в условиях образования песчаной пробки на забое, удастся повысить эффективность эксплуатации скважин. Как показано на рисунке 1.1 [38], доля закупаривания призабойной зоны пласта (ПЗП) существенно влияет на производительность газовой скважины.

В случае, когда происходит сортировка частиц, иначе говоря, наложение их по размерам, влияние пробки не существенно, поскольку очищение забоя скважины до уровня относительной высоты пробки $\bar{h} = h_{np} / h_{nl} = 0,4$. Зависимость относительного дебита газовой скважины $\bar{Q} = Q_{np} / Q_{б.нр}$ от относительной высоты пробки \bar{h} (рисунок 1.2, кривая 1) построена экспериментально при проницаемости пробки k_{np} , примерно в 50 раз превышающей проницаемость пласта k_{nl} . В реальных условиях не всегда $k_{nl} \approx k_{np}$, как правило, они либо равны, либо $k_{nl} > k_{np}$. Если проницаемость пробки равна проницаемости пласта или меньше нее, то кривая $Q(h_{np})$ будет проходить ниже кривой 2 на рисунке 1.2. Кривая 2 соответствует $k_{nl} = k_{np}$.

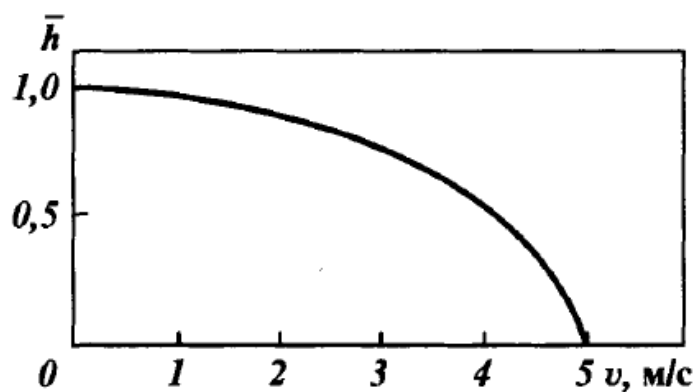


Рисунок 1.1 – Зависимость изменения высоты песчаной пробки от скорости газового потока в интервале перфорации

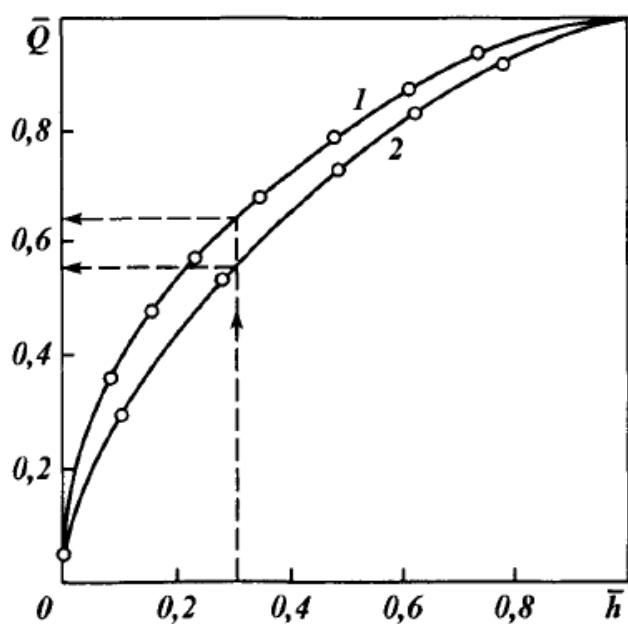


Рисунок 1.2 – Зависимость относительного дебита вертикальной скважины от относительной высоты пробки

При испытании скважин на больших депрессиях газовый поток встречает дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное наличием песчано-жидкостной пробки на забое. Соответственно, было бы необходимым учесть фильтрацию по стволу скважины, как течение через пористую среду. Так как в настоящее время отсутствуют численно-аналитические модели, описывающие приток к газовой скважине в осложненных условиях, вызванных наличием песчаной пробки, то поставленные задачи являются весьма актуальными.

1.4 Методы борьбы с песчаными пробками

Независимо от причин появления песка на забое для обеспечения стабильной эксплуатации скважины его следует удалять [12]. При этом отрицательное воздействие на пласт должно быть минимальным, что не всегда возможно. При моделировании процесса ликвидации песчаных пробок требуется оценить их физические свойства и возможности сервисных компаний по ремонту скважин.

Исследования показали, что песчаные пробки, образующиеся в скважинах, практически непроницаемы для промывания водой. В таких случаях промывка забоя осуществляется водным раствором с ПАВ, что не всегда приводит к желаемому результату. Большинство скважин, работающих в условиях пескопроявления, характеризуются низкими пластовыми давлениями, что не позволяет удалить из ствола скважины всю песчаную пробку. Часть песка вместе с водой проникает в пласт из-за сильного поглощения, обусловленного низким пластовым давлением, что вызывает частичное разрушение призабойной зоны, а иногда приводит и к деформации эксплуатационной колонны.

В связи с этим, разработана двухфазная пена, которая не проникает в пласт и не разрушает стенки скважины [25]. По сравнению с промывкой водой, применение двухфазных пен значительно увеличило межремонтный период, это объясняется тем, что пена, содержащая поверхностно-активные вещества (ПАВ), обеспечивает вынос всей песчаной пробки на поверхность.

Полученные данные нашли подтверждение в промышленной практике. При соблюдении режима промывки пеной межремонтный период работы скважин на Бузинском месторождении увеличился в 10 раз. Таким образом, можно утверждать, что двухфазная пена является весьма эффективным способом по удалению песчаных пробок в любых скважинах, в которых пластовое давление ниже гидростатического.

В работе [26] описано влияние образовавшейся песчаной пробки на работу газовой скважины на примере Северо-Ставропольского месторождения, а также возникшие осложнения. К особенностям месторождения стоит отнести следующее:

- месторождение в 1969 г. перешло в стадию падающей добычи;
- высокие темпы отбора газа осуществляли без помощи насосно-компрессорных труб, а посредством 146 и 168 эксплуатационным колоннам.

Анализ разработки Северо-Ставропольского месторождения в работе [26] показал, что пробка, перекрывающая интервал перфорации на 75 %, начала оказывать негативное влияние на основные показатели разработки и изменение технологического режима работы.

На некотором месторождении Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, которое находится на четвёртой стадии разработки, была установлена подобная аналогия в работе нескольких скважин [54].

Проведенные геофизические исследования показали, что низкая продуктивность скважин обусловлена наличием песчаной пробки на забое. В случае образования песчаной пробки занижается боковая поверхность площади фильтрации, что препятствует поступлению пластового флюида в скважину.

На графике, приведенном на рисунке 1.3, показано влияние величины песчаной пробки на дебит газовой скважины.

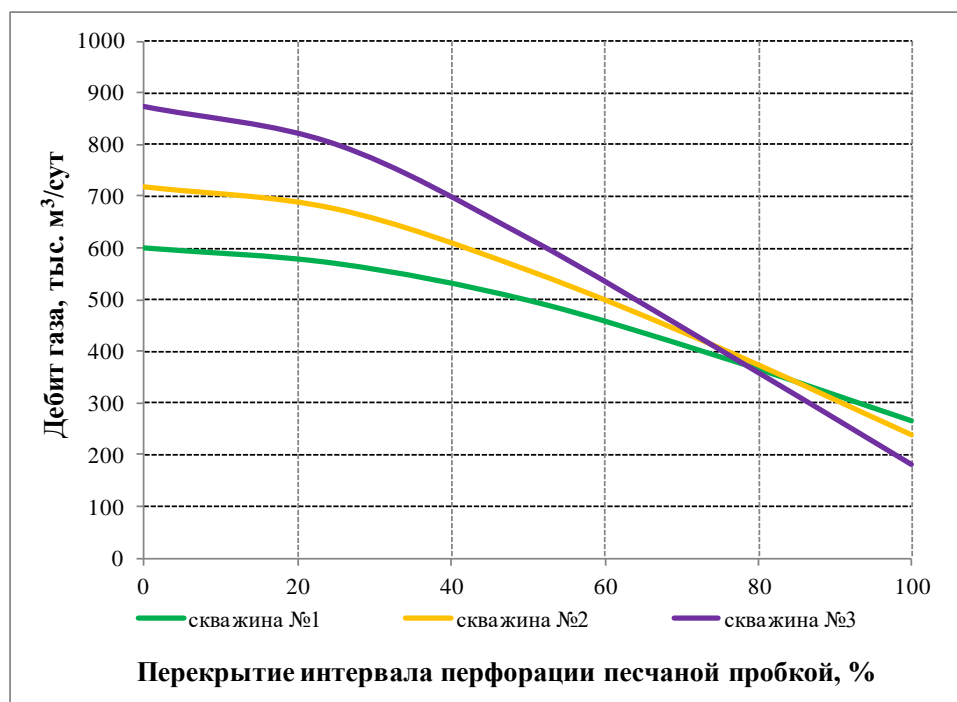


Рисунок 1.3 – Зависимость дебита газа от различной высоты песчаной пробки

Из рисунка 1.3 следует, что чем выше входной дебит скважины, тем будет более выпуклой форма зависимости притока от величины песчаные пробки. Заполнение ствола скважины на $\frac{3}{4}$ песчаной пробкой вызывает значительное снижение дебита газовой скважины.

Таким образом, для данного объекта оптимальными условиями эксплуатации скважин является дебит выше 370 тыс. м³/сут.

Большинство из основных инженерных решений для промывки пробок, существующие на данный момент, не устраняют причины образования песчаных пробок [28], что приводит к их повторному появлению. Высокая обводненность продукции на газоконденсатных скважинах не позволяет применять такие решения на естественных режимах эксплуатации. Промывка и удаление песка с забоя скважины вызывает кольматацию призабойной зоны различными агентами.

В современных реалиях отечественной газовой промышленности это существенные минусы, затрудняющие выбор таких методов различными компаниями.

В случае обводняющихся скважин удаление песчаной пробки возможно в условиях низких пластовых давлений, когда происходит подтягивание конуса воды к забою скважин. Но в данных условиях промывка песчаного перекрытия возможна только до нижних перфорационных отверстий.

Технология прошла апробацию на Вынгапуровском газовом месторождении с положительными результатами. Удалось предотвратить дальнейшее образование песчаной пробки и увеличить дебит скважины в 1,3 раза. Однако сокращения продолжительности и стоимости ремонтных работ, к сожалению, достичь не удалось.

При удалении песчаных пробок такими способами, как прямая и обратная промывка, промывка струйными аппаратами, удаление с помощью гидробура, сжатым воздухом, аэрированной жидкостью, пенами и желонками необходимо иметь полное представление, как о самой проблеме, так и об оборудовании, используемой для её решения [29].

Удаление песчаных пробок желонками заключается в последовательном спуске на забой и подъёме. Этот метод представляется достаточно простым, но имеет ряд значительных недостатков:

- длительность процесса;
- возможность протирания эксплуатационных колон;
- возможность обрыва тартального каната;
- загрязнение рабочего места;
- невозможность чистки колонн, имеющих смятия или сломы.

После глушения скважины и монтажа оборудования, если установлено, что песчаная пробка на забое не плотная, рыхлая, то можно попытаться промыть забой скважины прямой промывкой [31]. Под прямой промывкой подразумевается нагнетание жидкости через вертлюг и спущенные в скважину насосно-компрессорные трубы.

Выделяют три вида песчаных пробок: сплошные, иначе говоря, забойные, патронные и ползучие [32]. Формирование сплошной пробки происходит в процессе оседания частиц песка на забое. Данный вид пробок наиболее распространён на промыслах. Патронные пробки образуются в стволе скважина ближе к устью. Наиболее сложный для очистки вид пробок – ползучие. Это связано в первую очередь с тем, что, даже не смотря на удаление песка из ствола скважины, высота песчаного перекрытия не уменьшается.

На данный момент существует несколько способов промывки песчаной пробки, наиболее распространённые - прямая и обратная промывки. В процессе проведения обратной промывки жидкость необходимо закачать в скважину между обсадной колонной и промывочными трубами, затем при разрушении столба пробки песок поднимается вместе с промывочной жидкостью на поверхность.

Преимущества обратной промывки:

- как было отмечено выше, нагнетание промывочной жидкости происходит в затрубном пространстве, а вынос мехпримесей по промывочным трубам, что приводит к минимизации прихвата труб;

– сравнительный анализ прямой и обратной промывок показал, что при одинаковой мощности промывочного насоса наблюдается значительное увеличение скорости восходящего потока;

– для обратной промывки не требуется больших давлений на выкиде насоса. Это объясняется тем, что скорость движения промывочной жидкости может быть достигнута при сравнительно меньшем объеме расходуемой жидкости.

Недостатки:

– из-за низкой скорости потока промывочной жидкости разрушение структуры песчаной пробки происходит менее интенсивно, нежели в случае прямой промывки;

– так как движение промывочной жидкости происходит в кольцевом пространстве между обсадной колонной и промывочными трубами, требуется установка специального оборудования, которое предотвратит прорыв воды на устье скважины.

С учетом вышеизложенного можно сделать вывод, что в случае очистки ствола скважины от более плотного песчаного перекрытия применение обратной промывки невозможно. Ввиду чего на промыслах применяется комбинированная промывки, в процессе выполнения которой можно увеличить силу промывочной жидкости за счёт изменения направления ее движения.

При промывке скважин с низким пластовым давлением не всегда удаётся вымыть песок, вследствие ухода промывочной жидкости через фильтр в пласт. Тогда применяют методы, исключающие поглощение пластом промывочной жидкости, такие как очистка скважины сжатым воздухом, беструбным гидробуром и струйным насосом.

1.5 Гидравлическое сопротивление в стволе вертикальной скважины

При движении реальной жидкости или газа по стволу скважины возникают гидравлические сопротивления. Данный процесс сопровождается переходом механической энергии в теплоту, а значит под гидравлическими потерями можно

назвать величину потери полной энергии при движении жидкости (газа) на данном участке трубы. Потеря полной энергии, иначе говоря, полного давления является положительной величиной. Однако в некоторых случаях разность полных энергий на рассматриваемом интервале может иметь отрицательное значение. Это объясняется проявлением дополнительных сил, являющихся внешними относительно рассматриваемого потока.

Потери давления по длине прямого участка трубы постоянного поперечного сечения, другими словами, потери на трение, рассчитываются с помощью формулы Дарси-Вейсбаха [1]:

$$\Delta H = \frac{\lambda}{4} \cdot \frac{S_0}{F_0} \cdot \frac{\rho w_0^2}{2}, \quad (1.6)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления; F_0 – площадь поперечного сечения, м²; S_0 – площадь поверхности трения, м²; ρ – плотность жидкости, кг/м³; w_0 – средняя скорость течения, м/с.

Уравнение (1.6) примет вид:

$$\Delta H = \lambda \frac{l}{D_r} \cdot \frac{\rho w_0^2}{2}, \quad (1.7)$$

где l – длина ствола, м; D_r – гидравлический диаметр, который определяется как $D_r = 4F_0/u_0$.

Использование гидравлического радиуса для круглого сечения $R_r = D_0/4$ (D_0 – диаметр сечения) в качестве характерного размера в формулах сопротивления (1.6) и (1.7) допустимо только в тех случаях, когда практически по всему периметру сечения толщина пристеночного слоя δ_0 очень мала по сравнению с размером поперечного сечения канала.

Величина сопротивления λ в большей степени зависит от числа Рейнольдса:

$$Re = \frac{D_0 w_0}{\nu}, \quad (1.8)$$

где ν – кинематическая вязкость, м²/с.

В случае турбулентного течения при больших числах Re скорость в основном изменяется в пределах тонкого пристеночного слоя. Следовательно, если

использовать гидравлический диаметр D_r как характерный размер, то для труб различного поперечного сечения закон сопротивления будет приблизительно одинаковым. Но необходимо учитывать тот факт, что для отдельных геометрических форм сечения при турбулентном течении коэффициент сопротивления трения имеет различные значения.

При небольших значениях числа Рейнольдса (ламинарное течение) в расчете гидравлического сопротивления использовать гидравлический диаметр (D_r) нецелесообразно, ввиду того, что его применение допустимо только в тех случаях, когда толщина начального участка трубы минимальна. В связи с этим в формулах расчета сопротивления (1.7) и (1.8) необходимо ввести соответствующие поправки, которые позволят оценить влияние формы поперечного сечения труб.

Как известно, при ламинарном режиме течения газа сопротивление движению жидкости (газа) вызвано силами внутреннего трения, иначе говоря, вязкостью, которые обусловлены перемещением слоев жидкости относительно друг друга.

Так как при ламинарном режиме течения флюида силы вязкости преобладают, то шероховатость поверхности стенок не влияет на величину сопротивления, а значит, коэффициент сопротивления трения зависит только от числа Рейнольдса Re [2].

С ростом числа Re под действием сил инерции ламинарный режим переходит в турбулентный, что провоцирует возникновение беспорядочного движения масс жидкости. В результате можно наблюдать значительное и весьма резкое возрастание сопротивления движению. И уже в этом случае коэффициент сопротивления зависит не только от числа Re , но и от относительной шероховатости.

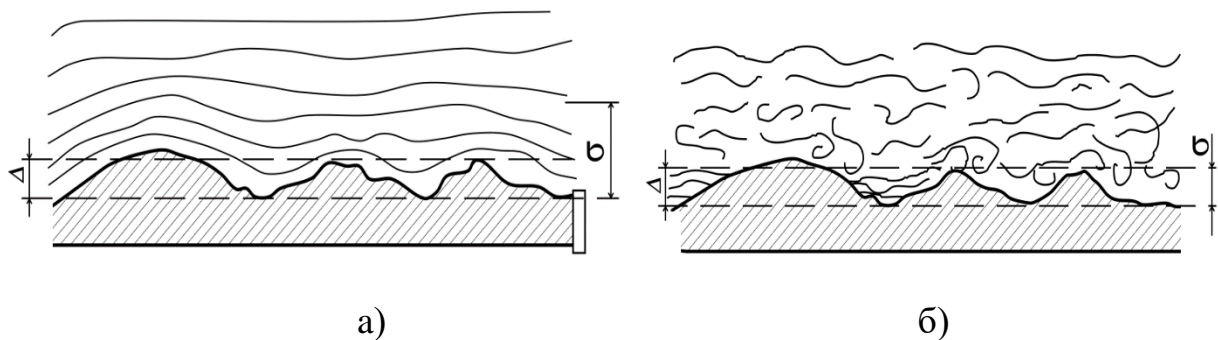
В зависимости от формы и размера выступов, а также промежутками между ними, выделяют два вида шероховатости – равномерная и неравномерная. На практике большинство труб характеризуются именно неравномерной шероховатостью.

Помимо вышеуказанных видов выделяют абсолютную, иначе говоря, среднюю высоту выступов шероховатости ξ и относительную шероховатость. Относительная шероховатость – это отношение абсолютной шероховатости к гидравлическому диаметру трубы, т.е. $\varepsilon = \xi / D_r$. Так как характеристики, описывающие абсолютную шероховатость, не определяют в полном объеме сопротивление труб, введено понятие «гидравлическая шероховатость» ξ_r .

Установлено, что рост числа Re в гладких трубах сопровождается снижением коэффициент сопротивления. В шероховатых трубах увеличение числа Рейнольдса приводит к увеличению коэффициента сопротивления λ , что объясняется влиянием вязкого слоя. Если толщина вязкого слоя больше выступов ($\delta > \xi$, рисунок 1.4 а), то они полностью покрыты этим слоем.

С ростом числа Рейнольдса Re толщина вязкого слоя постепенно уменьшается, до высоты выступов ($\delta \leq \xi$, рисунок 1.4 б). В этом случае выступы усиливают вихреобразование, и, следовательно, это приводит к росту потерь давления, что выражается в увеличении λ с увеличением числа Re .

Таким образом, трубы можно считать гладкими, пока высота шероховатых выступов меньше толщины вязкого слоя.



а) $\delta > \xi$, б) $\delta \leq \xi$

Рисунок 1.4 – Схема обтекания шероховатых выступов при различных режимах течения

Из формул сопротивления Никурадзе для шероховатых труб и формулы сопротивления Филоненко-Альтшуля для гладких труб следует, что трубы с

равномерно-зернистой $\varepsilon \leq \bar{\varepsilon}_{pr}$ шероховатостью могут считаться гидравлически гладкими, если, где $\bar{\varepsilon}_{pr} = \left(\frac{\varepsilon}{D_U} \right)_{pr} = \frac{18 \lg Re - 16,4}{Re}$.

Для значения Re до 10^5 , используя формулу Блазиуса, получим:

$$\bar{\varepsilon}_{pr} \approx 17,85 Re^{0,875}. \quad (1.9)$$

Отсюда граничные (предельные) числа Рейнольдса, при которых начинается влияние шероховатости, определяется по формуле:

$$Re_{pr} = \frac{26,9}{\varepsilon^{1,143}}. \quad (1.10)$$

В шероховатых трубах, согласно зависимости $\lambda = f(Re, \varepsilon)$, представленной на рисунке 1.5, можно выделить три области, характеризующие различные по условиям потоки жидкости (газа).

Первая область, охватывающая малые значения параметра Рейнольдса (до 2000), описывает ламинарный режим течения жидкости или газа в трубе. При данных условиях влияние шероховатости труб минимально и характер изменения коэффициента сопротивления (λ) будет идентичным условиям течения жидкости (газа) в гладких трубах:

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (1.11)$$

Таким образом, при ламинарном течении коэффициент сопротивления λ , как отмечено по формуле (1.11), зависит только от числа Рейнольдса (Re).

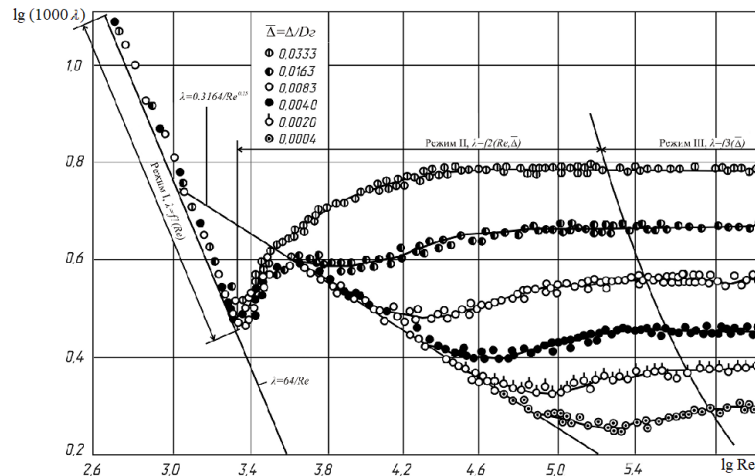


Рисунок 1.5 – Зависимость логарифма коэффициента сопротивления λ от десятичного логарифма Re

Вторая область, которая условно выделяется по рассматриваемой зависимости $\lambda = f(Re, \varepsilon)$, представлена тремя участками и описывает переходный режим, который характеризует возникновение сопротивлений в трубах с равномерно-зернистой шероховатостью (рисунок 1.6). Величина коэффициента сопротивления (λ) в данном случае по-прежнему зависит только от изменения числа Рейнольдса (Re), но остается выдержанным при различных значениях относительной шероховатости. Данная переходная (критическая) область определена значениями Рейнольдса (Re) в диапазоне 2000-4000, т.е. промежуточными значениями между условиями ламинарного и турбулентного течений потока жидкости (газа).

Участок, для которого кривые сопротивления труб с различной шероховатостью совпадают с кривой Блазиуса для гладких труб:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}. \quad (1.12)$$

Установлено, что участок не является универсальным, если кривые сопротивления с разной шероховатостью отходят от прямой, получаемой по формуле (1.12). В этом случае, коэффициенты сопротивления в определенных интервалах чисел Re возрастают с увеличением относительной шероховатости.

При втором режиме шероховатость не оказывает существенного влияния на величину сопротивления, поскольку высота выступов шероховатости и толщина ламинарного слоя одного порядка. Вследствие чего вероятно возникновение условий гладкой трубы.

Третья область – это режим вполне шероховатых стенок (квадратичный режим). На данном режиме коэффициенты сопротивления характеризуются постоянной величиной и зависят от числа Re .

При этом режиме выступы шероховатости значительно выделяются из ламинарного слоя, следовательно, сопротивление происходит за счет частей выступов, обтекаемых со срывом и вихреобразованием [2].

Квадратичный закон сопротивления наблюдается, когда значение числа Рейнольдса достигает предела, которое определяется по следующей формуле:

$$Re_{np} = \frac{217 - 382 \lg \varepsilon}{\varepsilon}. \quad (1.13)$$

Это следует из формулы Никурадзе для стабилизированного течения в переходной и квадратичной областях.

Деление условий на три основных режима течения (ламинарный, переходный и квадратичный) подтверждается и при рассмотрении функции изменения сопротивления $\lambda = f(Re, \varepsilon)$ в случае стабилизированного течения в трубах с неравномерной шероховатостью (рисунок 1.6).

При этом в отличие от ранее рассмотренного случая во внимание принимаются следующие особенности:

- в условиях течений переходного участка (между ламинарным и турбулентным течениями) на изменение коэффициента сопротивления трения оказывают влияние как число Рейнольдса, так и относительная шероховатость. Объем потерь по давлению в данном случае соразмерен скорости в степени выше двух;

- на переходном участке турбулентного режима с ростом значений числа Рейнольдса (Re) распределение значений коэффициента сопротивления (λ) постепенно уменьшается (наименьшие значения будут характерны при квадратичном режиме).

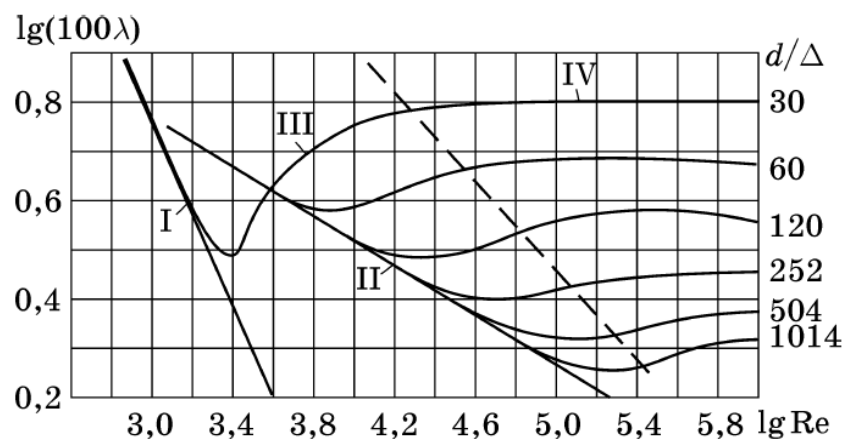


Рисунок 1.6 – Зависимость коэффициента сопротивления λ от числа Рейнольдса и относительной шероховатости ε при неравномерной шероховатости

В первой области (*прямая I*) при $Re < 2300$ режим течения ламинарный и коэффициент сопротивления λ зависит от Re , но не зависит от относительной шероховатости ε .

Во второй области имеет место переходный режим от ламинарного к турбулентному. Коэффициент λ возрастает и зависит только от Re .

Третья область (*прямая II*) – так называемая область гидравлически гладких труб. Трубы с различной шероховатостью ведут себя как гладкие, т.е. λ зависит только от Re . При этом границы области зависят от ε . Чем больше ε , тем больше вероятность наступления этой области. При достаточно больших ε третья область исчезает.

Четвертая область – область смешанного трения. Коэффициент λ зависит как от Re , так и от ε .

Пятая область – область квадратичного трения. Коэффициент λ зависит только от ε .

Коэффициент гидравлического сопротивления λ в турбулентной области с ростом числа Рейнольдса монотонно убывает (рисунок 1.7).

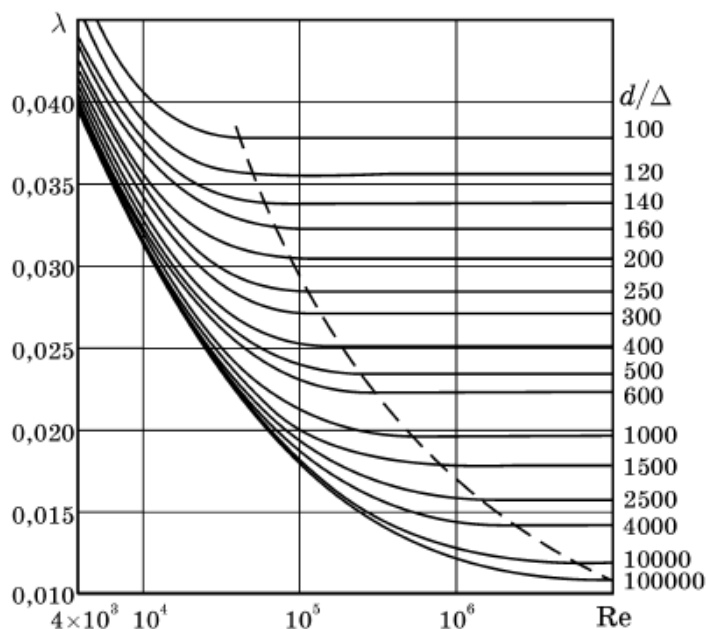


Рисунок 1.7 – Коэффициент гидравлического сопротивления λ в турбулентной области

1.6 Распределение давления в стволе скважины в условиях перекрытия интервала перфорации

Рассмотрев особенности фильтрации газосодержащего потока в скважине и около скважинном пространстве, перейдем к случаю, при котором на забое скважины формируется некий интервал песчаной пробки.

Для того чтобы рассмотреть приток к стволу газовой скважины, у которой забой заполнен песком, моделируем песчаную пробку в виде гравийного пространства, ограниченного стенками скважины (рисунок 1.8).

Допустим, что ствол скважины имеет n перфорационных отверстий, при этом каждому i -е отверстию соответствует дебит m_i . Необходимо учесть, что на уровне j -го отверстия определена величина песчаной пробки.

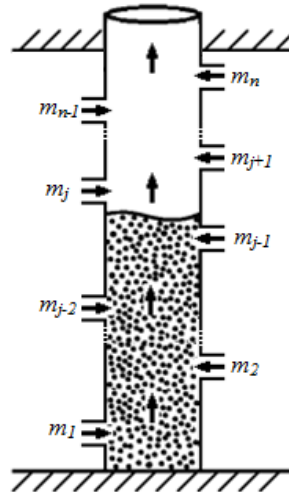


Рисунок 1.8 – Схема движения флюида в стволе частично заполненного песком

На основе вышеизложенного ствол скважины следует разделить на два участка:

- первая часть заполнена песком и включает в себя $(1...j-1)$ -отверстия;
- вторая часть свободна от песка и включает в себя $(j...n)$ -перфорационное отверстие.

Рассмотрим первый случай, когда ствол скважины не заполнен песком (рисунок 1.9). Для этого разобьем ствол на участки с перфорационными отверстиями и участки без перфорации, которые характеризуются гидравлическими сопротивлениями λ_1 и λ_2 соответственно.

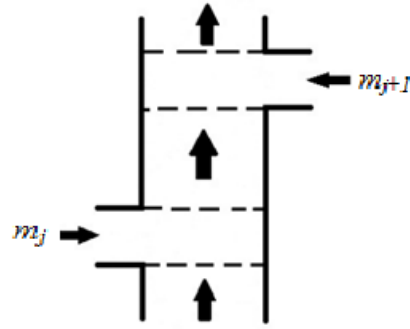


Рисунок 1.9 – Схема движения флюида в участке ствола свободном от песка

Примем, что начальное давление P_H равно давлению на уровне j -го отверстия, т.е. $P_H = P_j$, давление на конце участка ствола скважины $P_k = P_N$, тогда разность квадратов давления будет определена в результате сложения падения давления на соответствующих участках ствола скважины.

Согласно представленным в [49] расчетам, формулы распределение давления по барометрической зависимости можно рассмотреть следующим образом:

- для j -го отверстия:

$$P_H^2 e^{-bc} - P_{j+1}^2 = \frac{\lambda_1 m_j^2 ZRTL_1}{F^2 D} \frac{1 - e^{-bc}}{b}, \quad (1.14)$$

- на уровне второго ($j+1$)-го отверстия:

$$P_j^2 e^{-bc} - P_{j+2}^2 = \frac{\lambda_2 m_j^2 ZRTL_1}{F^2 D} \frac{1 - e^{-bc}}{b}, \quad (1.15)$$

- после второго отверстия:

$$P_{j+2}^2 e^{-bc} - P_{j+3}^2 = \frac{\lambda_1 (m_j + m_{j+1})^2 ZRTL_1}{F^2 D} \frac{1 - e^{-bc}}{b}, \quad (1.16)$$

- на уровне третьего отверстия:

$$P_{j+3}^2 e^{-bc} - P_{j+4}^2 = \frac{\lambda_2 (m_j + m_{j+1})^2 ZRTL_1}{F^2 D} \frac{1 - e^{-bc}}{b}, \quad (1.17)$$

- на уровне k -го отверстия:

$$P_{2k-2}^2 e^{-bc} - P_{2k-1}^2 = \frac{\lambda_2 \left(\sum_{i=j}^{k-1} m_i \right)^2 ZRTL_2}{F^2 D} \frac{1 - e^{-bc}}{b}, \quad (1.18)$$

- после k -го отверстия:

$$P_{2k-1}^2 e^{-bc} - P_{2k}^2 = \frac{\lambda_l \left(\sum_{i=j}^{k-1} m_i \right)^2 ZRTL_1}{F^2 D} \frac{1 - e^{-bc}}{b}, \quad (1.19)$$

где L_1 – расстояние между отверстиями, м; L_2 – длина участка с отверстиями, м; b, c – коэффициенты фильтрационных сопротивлений; R – удельная газовая постоянная, Дж/кг·К; T – температура потока, К; F – площадь поперечного сечения трубы, м²; D – внутренний диаметр трубы, м; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа, б/р.

Как известно, при течении газа в трубе скорость потока увеличивается, следовательно, при расчете давлений в стволе скважины необходимо учесть режим течения флюида. Таким образом, при расчете гидравлических сопротивлений между перфорационными отверстиями и на участках между интервалами перфорации режим течения определяется с учетом:

$$\lambda_l = \frac{A}{Re^m}, \quad (1.20)$$

где Re – число Рейнольдса.

Значения параметров A и m при различных режимах работы определяются следующим образом:

- при ламинарном режиме – $A = 64, m = 1$;
- при критическом режиме – $A = 0,025, m = -1/3$;
- при турбулентном режиме – $A = 0,316, m = 0,25$;
- квадратичная зона сопротивления – $A = 0,111 \left(\frac{k}{D} \right)^{0,25}, m = 0$.

По формуле (1.21) для перфорационных отверстий рассчитывается депрессия.

$$\Delta P_l = \sum_{i=1}^N \frac{m_i \mu}{8\pi^{3/2} k \sqrt{\chi_z}} \int_0^t \frac{1}{t^{2/3}} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\exp \left[\frac{(x_k - x_i)^2}{4\chi t} - \frac{(z_k - z_i + 2nh)^2}{4\chi_z t} \right] + \exp \left[\frac{(x_k - x_i)^2}{4\chi t} - \frac{(z_k + z_i + 2nh)^2}{4\chi_z t} \right] \right) dt, \quad (1.21)$$

где $l=(j...n)$, $\Delta P_k = (P_{nl} - P_s)_l$ – депрессия для функции Лейбензона для l -го отверстия, Па, m_i – массовый дебит i -го отверстия, кг/с; χ и χ_z – пьезопроводность по

направлениям x и z , определяемые по уравнению (1.21), m^2/c ; h – мощность пласта, м; n – число перфорационных отверстий; t – время, с; μ – коэффициент вязкости, Па·с; k – коэффициент проницаемости, m^2 .

Рассмотрим случай, когда ствол заполнен песком (рисунок 1.10).

Для описания движения газа между перфорационными отверстиями в стволе, необходимо воспользоваться уравнением одномерного движения газа в пористой среде.

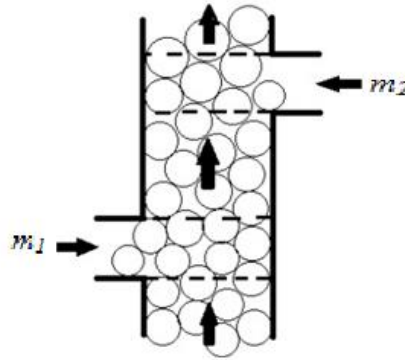


Рисунок 1.10 – Движение флюида в участке ствола, заполненном песком

Для участка между первым и вторым отверстием имеем:

$$P_2^2 = \frac{Fk_n}{m_1 g \cos(\alpha)} \exp\left(-\frac{2lg \cos(\alpha)}{ZRT}\right) \left[\left(\frac{\mu}{k} + \frac{bm_1}{Fk_n} \right) \left(\frac{M_1 ZRT}{Fk_n} \right)^2 + \frac{m_1 g P_1^2}{Fk_n} \cos(\alpha) \right] - \left(\frac{\mu}{k} + \frac{bm_1}{Fk_n} \right) \left(\frac{m_1 ZRT}{Fk_n} \right)^2 + \frac{Fk_n}{m_1 g \cos(\alpha)} \quad (1.22)$$

где k_n – коэффициент пористости песчаной пробки, д.ед.; F – площадь поперечного сечения трубы, m^2 ; α – зенитный угол ствола, рад; R – удельная газовая постоянная, Дж/кг·К; T – температура потока, К; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа, б/р; k – коэффициент проницаемости песчаной пробки, m^2 .

Между вторым и третьим отверстиями:

$$P_3^2 = \frac{Fk_n}{(m_1 + m_2) g \cos(\alpha)} \exp\left(-\frac{2lg \cos(\alpha)}{ZRT}\right) \left(\frac{\mu}{k} + \frac{b(m_1 + m_2)}{Fk_n} \right) \left(\frac{(m_1 + m_2) ZRT}{Fk_n} \right)^2 + \frac{Fk_n}{(m_1 + m_2) g \cos(\alpha)} \exp\left(-\frac{2lg \cos(\alpha)}{ZRT}\right) \frac{(m_1 + m_2) g P_2^2}{Fk_n} \cos(\alpha) - \left(\frac{\mu}{k} + \frac{b(m_1 + m_2)}{Fk_n} \right) \left(\frac{(m_1 + m_2) ZRT}{Fk_n} \right)^2 + \frac{Fk_n}{(m_1 + m_2) g \cos(\alpha)} \quad (1.23)$$

Между i и $i+1$ отверстиями:

$$P_{i+1}^2 = \frac{Fk_n}{\sum_{j=1}^i m_j g \cos(\alpha)} \exp\left(-\frac{2lg \cos(\alpha)}{ZRT}\right) \left[\left(\frac{\mu}{k} + \frac{b \sum_{j=1}^i m_j}{Fk_n} \right) \left(\frac{\sum_{j=1}^i m_j ZRT}{Fk_n} \right)^2 + \frac{\sum_{j=1}^i m_j g P_i^2}{Fk_n} \cos(\alpha) \right] - \left(\frac{\mu}{k} + \frac{b \sum_{j=1}^i m_j}{Fk_n} \right) \left(\frac{\sum_{j=1}^i m_j ZRT}{Fk_n} \right)^2 + \frac{Fk_n}{\sum_{j=1}^i m_j g \cos(\alpha)} \quad (1.24)$$

где P_i – давление в стволе на уровне i -го отверстия, Па; m_j – массовый дебит j -го отверстия, кг/с.

Для перфорационного отверстия уравнение депрессии со стороны пласта для ствола, заполненного песком аналогично уравнению (1.22) для перфорационного отверстия для участка скважины свободного от песчаной пробки. Необходимо только учесть, что индексы отверстий изменяются в пределах $l=(1...j)$.

На основе проведенных вычислений получаем систему уравнений:

1. уравнения (1.14) - (1.19) предназначены для описания движения потока в участке ствола, незаполненного песком, как в интервале перфорационных отверстий, так и между ними;

2. уравнения (1.22) - (1.24) предназначены для описания движения потока в участке ствола с наличием песчаной пробки с аналогичным рассмотрением потока «отверстие – интервал трубы»;

3. уравнение (1.21) предназначено для описания распределения давления в пласте.

Как уже было отмечено выше, основная задача эксплуатации скважин в условиях образования песчаной пробки на забое – это определение оптимального режима работы скважины. Полученная система уравнений позволяет рассчитать дебит для каждого отверстия ствола, а также распределение давления и скорости движения потока по стволу скважины.

2 РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАБОТЫ ВЕРТИКАЛЬНОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

В настоящее время большинство месторождений Западной Сибири находятся на стадии падающей добычи. Данный период характеризуется падением пластового давления, ухудшением продуктивных характеристик и обводнением призабойной зоны скважин. Эксплуатация скважин в данном случае осложняется как выносом механических примесей на поверхность, так и постепенным образованием песчаных пробок на забоях скважин. В первую очередь, это оказывает существенное влияние на степень износа внутрискважинного и наземного оборудования. Вследствие чего возникает необходимость определения оптимальных путей решения, позволяющих обеспечить добычу газа и работу скважин на должном уровне.

Рассмотрим основные причины образования песчаных пробок на забое скважин на примере сеноманской газовой залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения [52]. На данный момент месторождение находится на поздней стадии разработки, в первую очередь это обусловлено снижением пластового давления. В условиях падения пластового давления (рисунок 2.1) отмечается характерная тенденция к уменьшению объемов добычи газа.

Снижение пластового давления и дебита газа оказывает существенное влияние на снижение скорости движения газа до уровня, недостаточного для подъема на поверхность частиц песка, образующих в итоге песчаную пробку. На данный момент работа более половины действующего фонда скважин Ямбургского месторождения осложнена наличием песка на забое. В первую очередь это обусловлено естественным старением фонда скважин, т.е. происходит постепенное разрушение скелета породы в зоне пласта, чему так же способствует влияние подтягивания пластовых вод к интервалу перфорации продуктивных пластов.

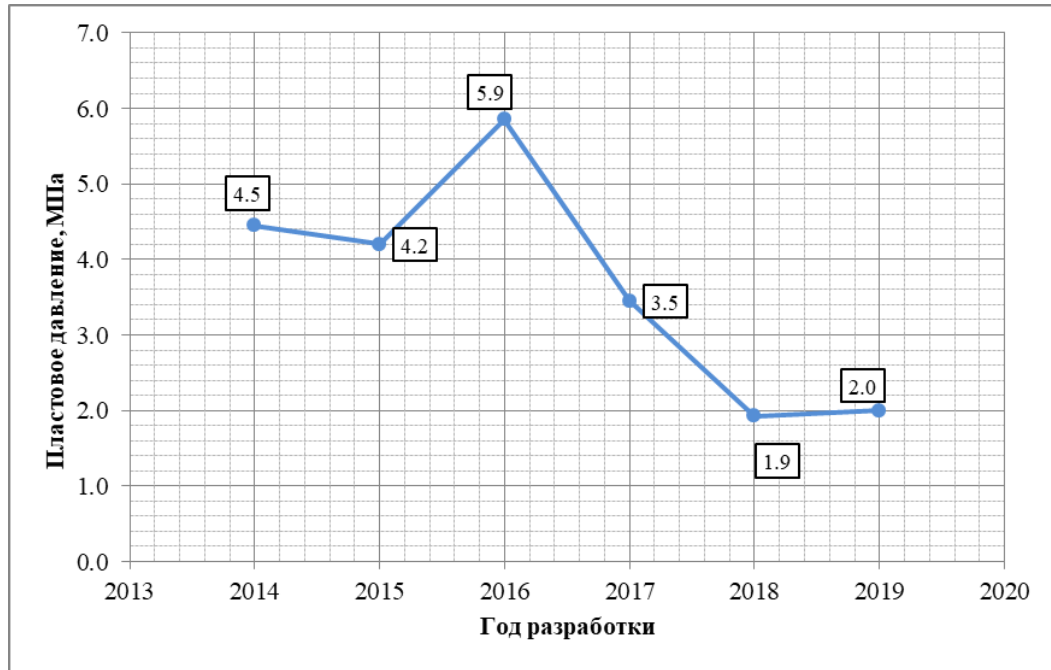


Рисунок 2.1 – Динамика снижения пластового давления

В настоящее время на месторождении наблюдается интенсивный подъем газоводяного контакта к интервалам перфорации эксплуатационных скважин (рисунок 2.2).

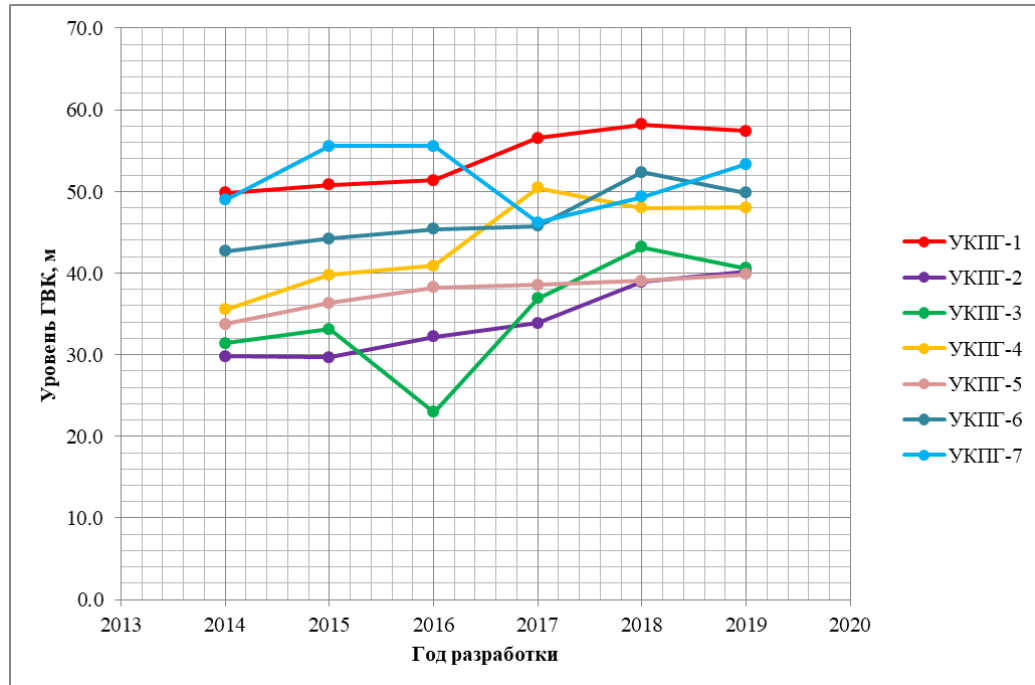


Рисунок 2.2 – Уровни подъема газоводяного контакта по зонам основной площади

По состоянию на начало 2020 г. уровень подъема газоводяного контакта в скважинах основной площади сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения достиг 50 м [52].

Разрушению скелета породы и выносу песка потоком газа из пласта в скважину способствует конденсационная или пластовая вода, которая поступает в пласт при обратной фильтрации. Наличие воды приводит к значительному снижению существующих механических связей между частицами песка. Таким образом, интенсивное обводнение газонасыщенных интервалов пласта приводит к существенному снижению дебита газа, частичному обрушению призабойной зоны пласта и увеличению коэффициентов фильтрационных сопротивлений.

Необходимо отметить, что на устойчивость призабойной зоны пласта оказывает влияние соблюдение технологических режимов работы скважин. В ходе анализа режимов работы скважин Ямбургского месторождения выявлено, что причиной выноса песка является нарушение установленных режимов [52], которое влечет увеличение или уменьшение скорости фильтрации.

2.1 Расчет профиля притока газа к скважине в интервале перфорации

Ранее отмечалось, что появление песчаных пробок обуславливается вскрытием неустойчивых коллекторов и разрушением призабойной зоны.

Исследования доказывают тот факт, что на продуктивность вертикальных скважин образование песчаной пробки имеет то же влияние, что и несовершенство по степени вскрытия.

Песчаная пробка, не смотря даже на её высокую проницаемость, влечет за собой существенное снижение дебита скважины, что связано с движением газа по сечению гораздо меньшего диаметра. Таким образом, определение оптимального режима работы скважины становится важной задачей, целью которой является не допустить образование песчаной пробки.

Ниже приведены зависимости для определения влияния песчаной пробки на дебит скважины при различных условиях:

1. Рассмотрим случай, когда наблюдается полное перекрытие продуктивного пласта песчаной пробкой. Здесь дебит определяется следующим образом:

$$Q = [p_{nl}^2 - p_3^2] h_{np} t h (b/a)^{0.5}, \quad (2.1)$$

где h_{np} – высота пробки, м. В рассматриваемом случае $h_{np} = h$, где h – толщина продуктивного пласта, м, a и b – коэффициенты сопротивления, определяемые по формулам:

$$a = \frac{\mu Z T_{nl} p_{am} \ln \frac{R_k}{R_c}}{\pi k T_{cm}}, \quad b = \frac{2\mu Z T_{nl} p_{am}}{\pi k_{np} T_{cm} R_c^2}. \quad (2.2)$$

2. В случае частичного перекрытия пласта пробкой относительный дебит флюида определяется следующим образом:

$$\bar{Q} = \frac{Q_{np}}{Q_{б.нр}} = 1 - \left[1 - \frac{th(b/a)^{0.5} h_{np}}{(b/a)^{0.5} h} \right] \cdot \frac{h_{np}}{h}, \quad (2.3)$$

где $Q_{б.нр}$ – дебит скважин без пробки, м³/сут.

3. При рассмотрении полного перекрытия пласта столбом жидкости ($h_{жс}$) дебит необходимо оценивать по формуле:

$$Q = \frac{p_3^2 (1 - e^{Dh_{жс}})}{aD} + \frac{p_{nl}^2 h_{жс}}{a}, \quad (2.4)$$

где

$$D = \frac{0,683\rho[\varphi + (1 - \varphi)\rho_{жс} / \rho_{гп}]}{\mu_{nl} T_{cm}}, \quad (2.5)$$

где φ – истинное газосодержание потока, д.ед., $\rho_{гп}$ – плотность газа в рабочих условиях, кг/м³, μ_{nl} – вязкость, Па·с.

Значение истинного газосодержания может быть заменено расходным газосодержанием, определяемым по формуле:

$$\beta = \frac{Q_{гп}}{(Q_{гп} + Q)}, \quad (2.6)$$

где $Q_{гп}$ – дебит газа в скважине при рабочих условиях для средних значений $p_{гп}$ и $T_{гп}$:

$$Q_{гп} = \frac{Q_{cm} z_{гп} T_{гп} p_{ам}}{p_{гп} T_{cm}}, \quad (2.7)$$

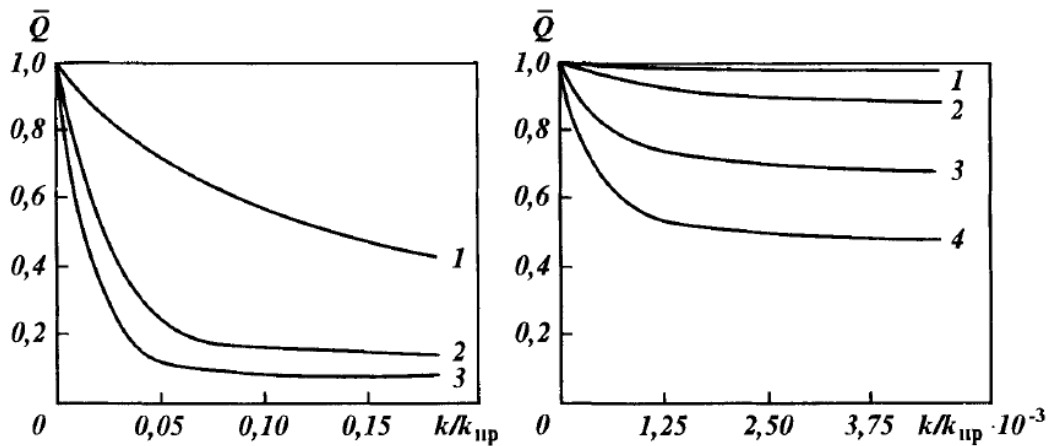
где Q_{cm} – дебит газа при стандартных условиях, т.е. при $p_{ам}$ и $T_{cm} = 293 \text{ K}$. Значения $p_{гп}$ и $T_{гп}$ определяются по формулам:

$$p_{cp} = \frac{(p_y + p_z)}{2}, T_{cp} = \frac{(T_y + T_z)}{2}. \quad (2.8)$$

Для более детального исследования и увеличения уровня точности расчетов, вместо средних значения, нужно длину ствола L разделить на интервалы ΔL , просуммировать полученные результаты. Величина ρ_{cp} определяется формулой (2.9), которая называется уравнение состояния:

$$\rho_{cp} = \frac{\rho_{cm} p_{cm} T_{cm}}{p_{am} z_{cm} T_{cp}}. \quad (2.9)$$

Изменения относительных дебитов в случае полного и частичного перекрытия продуктивного интервала пласта песчаной пробкой представлены на рисунке 2.3.



a – полное перекрытие продуктивного пласта толщиной 1; 5 и 10 м песчаной пробкой (соответственно кривые 1, 2 и 3); *б* – частичное перекрытие продуктивного пласта толщиной 1; 10; 20 и 30 м пробкой (соответственно кривые 1, 2, 3 и 4)

Рисунок 2.3 – Зависимость изменения относительного дебита флюида

скважины от относительной проницаемости $\frac{k}{k_{np}}$

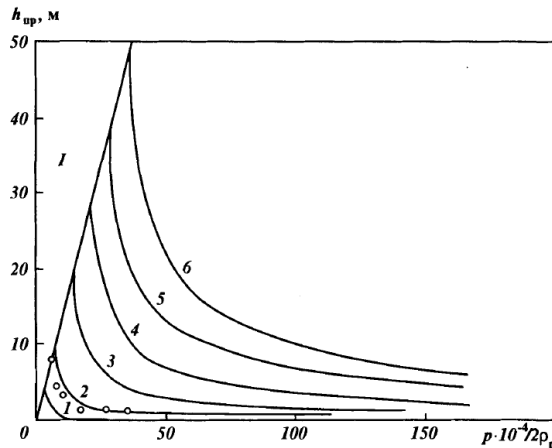
Как видно из рисунка 2.3 а, в случае полного перекрытия продуктивного интервала песчано-глинистой пробкой наблюдается влияние толщины пласта на относительный дебит скважины, т.е. с увеличением мощности газоносного пласта существенно увеличивается влияние пробки, полностью перекрывающей интервал перфорации. В случае частичного перекрытия продуктивного интервала

(рисунок 2.3 б), возникает прямая зависимость, когда с уменьшением толщины пласта снижается степень влияния сформировавшейся пробки.

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений необходимо обратить внимание на зависимость высоты пробки от депрессий на пласт.

Причиной возникновения пробки может быть очистка призабойной зоны от бурового раствора, в случае вскрытия пластов устойчивых к разрушению. Поэтому возможность разрушения призабойной зоны необходимо оценить, как критерий для выбора оптимального технологического режима.

График зависимости высоты пробки h_{np} от депрессии Δp на пробку [50] показана на рисунке 2.4.



I – область мнимых решений; 1-6 – соответственно при $2a/b = 10, 100, 400, 900, 1500$ и 2500

Рисунок 2.4 – Зависимость высоты пробки h_{np} от депрессии на пласт

Следует дать оценку вероятности самозадавливания эксплуатационных скважин, в основу которой положить величину удельного перепада (R) давления на единицу длины пробки (2.10).

$$R = (p_{x=0} - p) / (p_{nl} - p_z) h_{np} = \frac{1 - 1 / ch[(b/a)^{0.5} h_{np}]}{h_{np}}. \quad (2.10)$$

где p_z – давление на забое, МПа, h_{np} – высота пробки, м, a и b – коэффициенты фильтрационного сопротивления.

В формуле (2.10) разность давлений можно заменить давлением веса материала, из которого состоят пробки.

$$\rho_n 10^4 / (p_{nl} - p_3) = 1 - 1 / ch(b/a)^{0.5} h_{np}. \quad (2.11)$$

Разложение в ряд уравнения (2.11), ограничиваясь членами второго порядка с точностью до 1 %, даст квадратное уравнение для определения высоты пробки h_{np} :

$$\frac{\rho_n b h_{np}^2 10^{-4}}{p_{nl} - p_3} - b h_{np} + \frac{2 a \rho_n 10^{-4}}{p_{nl} - p_3} = 0, \quad (2.12)$$

откуда находим

$$h_{np} = \frac{10^4 (p_{nl} - p_3)}{2 \rho_n} - \left[\frac{10^8 (p_{nl} - p_3)^2}{4 \rho_n^2} - \frac{2a}{b} \right]^{0.5}. \quad (2.13)$$

Для скважины с самозадавливанием для расчета критической высоты столба жидкости возможно применение формулы (2.13). Необходимы следующие условия:

- на нижней части столба давление $p_{x=0}$ должно было равным пластовому, т.е. $p_{x=0} = p_{nl}$;
- при $x = 0$ коэффициент $b = \infty$.

Учитывая наложенные ограничения, формула (2.13) будет иметь вид:

$$h_{np} = \frac{10^4 (p_{nl} - p_3)}{\rho_n}. \quad (2.14)$$

Для отключения верхней части пласта толщиной h нужно в формуле 2.14 в правой части добавить слагаемое h . Получим формулу 2.15.

$$h_{np} = h + \frac{10^4 (p_{nl} - p_3)}{\rho_n}. \quad (2.15)$$

Для пробок, обладающих пластическими свойствами, имеют место представленные формулы.

Оценить влияние образования пробки на производительность, высоту возможно с помощью формул для расчета относительных дебитов скважин, удельного перепада для разрушения образовавшейся пробки и высоты пластичных пробок.

Для предотвращения появления пробки существует два способа:

- создание необходимого градиента давления, при котором призабойная зона не разрушится;

– одновременно с разрушением призабойной зоны удалять примеси путем подбора соответствующего диаметра и глубины спуска фонтанных труб.

Прогнозирования условий необходимо делать, учитывая параметры изменения дебита и давлений проектных скважин, на весь период разработки месторождений.

2.2 Расчет стабильного режима работы газовой скважины в условиях риска самоглушения

Как известно, с помощью изменения депрессии, учитывая, что ее допустимое значение должно быть таким, при котором не будет происходить разрушения призабойной зоны, можно регулировать технологические режимы работы скважин.

Приток газа в скважине должен обеспечить вынос жидкости с забоя, не превышая ограничений по скорости на устье, так называемый минимальный дебит скважины до самозадавливания. Для расчета минимального дебита можно воспользоваться методикой Точигина А.А. [52]:

$$q_{\min} = 3,3 \cdot \left[\frac{g\sigma\rho_1^2}{\rho_2^2(\rho_1 - \rho_2)} \right]^{0,25} \cdot \frac{86,4 \times \pi D^2 P T_0}{4 \times P_0 T Z}, \quad (2.16)$$

где q_{\min} – минимально допустимый дебит газа, тыс. м³/сут; g – ускорение свободного падения, м/с²; σ – коэффициент поверхностного натяжения для воды при P и T , Н/м; ρ_1 – плотность жидкости, кг/м³; ρ_2 – плотность газа, кг/м³; D – диаметр канала (НКТ и ЭК), м; P – рабочее давление, МПа; T – рабочая температура, К; P_0 – давление при стандартных условиях, МПа; T_0 – температура при стандартных условиях, К; Z – коэффициент сверхсжимаемости при P и T , б/р.

Для выполнения расчета необходимо определить следующие коэффициенты, полученные на основе эмпирических данных:

- плотность газа по зависимости от давления:

$$\rho_2 = 7,49P - 1,642, \quad (2.17)$$

- поверхностное натяжение жидкости

$$\sigma = 0,001 \cdot (0,0007P^2 - 0,2708P + 71,154), \quad (2.18)$$

- объемный коэффициент в зависимости от давления

$$\frac{PT_o}{P_o T_z} = \frac{1}{\beta} = \frac{1}{0.0888P^{-1.069}}, \quad (2.19)$$

- плотность воды можно принять

$$\rho_l = 998 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}. \quad (2.20)$$

В результате выполнения необходимых вычислений можем определить оптимальные параметры стабильной работы скважины.

В процессе эксплуатации происходит изменение свойств газа и жидкости в зависимости от изменения термобарических условий.

Скорость потока может оказаться достаточно низкой для подъема жидкости по стволу скважины при снижении следующих показателей:

- давления на устье скважины;
- температуры газа.

Также оказывают влияние объемы минерализации воды для расчета ее плотности и поверхностного натяжения.

2.3 Математическая модель оценки величины песчаной пробки на основе расчета перепада давления

Работу вертикальной газовой скважины, осложненную наличием песчаного перекрытия на забое, рассмотрим как стационарный поток в однородном, изотропном пласте.

Для более точного описания движения газа разобьем интервал перфорации скважины на два участка:

- участок ствола без песчаного перекрытия;
- участок ствола с наличием песчаной пробки.

Ствол скважины свободный от песка

В качестве основы для одномерного движения газа в вертикальном стволе скважины, свободном от песка, рассмотрим полную систему уравнений для физически сплошной среды. Под одномерным понимаем то, что все параметры

течения считаются осредненными по сечению скважины, зависящими только от времени и координаты.

В общем виде данная система уравнений записывается как:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial \rho F}{\partial t} + \frac{\partial \rho \omega F}{\partial z} = 0 \\ \frac{\partial \rho \omega F}{\partial t} + \frac{\partial \rho \omega^2 F}{\partial z} = F \frac{\partial P}{\partial z} - \pi D \frac{\lambda}{8} \rho \omega^2 - \rho g F \\ \frac{\partial}{\partial z} \left[\left(\frac{\omega^2}{2} + gz + U \right) \rho \omega F \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\left(\frac{\omega^2}{2} + gz + U + \frac{P}{\rho} \right) \rho \omega F \right] = -\pi D \cdot K_T (T - T_0) \\ P = Z(P_{np}, T_{np}) \rho R T \end{array} \right. \quad (2.22)$$

где P – давление в стволе в точке с координатой z , Па; ρ – плотность газа в точке с координатой z , кг/м³; ω – скорость потока в точке с координатой z , м/с; λ – коэффициент гидравлического сопротивления, б/р; D – внутренний диаметр трубы, м; $F = \pi D^2/4$ – площадь поперечного сечения трубы, м²; U – удельная внутренняя энергия, Дж/кг; K_T – коэффициент теплоотдачи от газа в окружающую среду, Дж/(К·с·м²); $Z(P_{np}, T_{np})$ – коэффициент сверхсжимаемости газа, б/р; $P_{np} = P/P_{кр}$ – приведенное давление; $T_{np} = T/T_{кр}$ – приведенная температура; R – удельная газовая постоянная, Дж/(кг·К); T – температура потока, К.

В системе (2.22) первое уравнение описывает уравнение неразрывности, второе – сохранение импульса, третье уравнение сохранения энергии, четвертое – уравнение состояния.

Для квазистационарного режима течения в трубах с постоянным сечением частные производные по времени полагаем равным нулю, тогда получим:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d}{dz} (\rho \omega F) = 0, \Rightarrow Q_m \equiv \rho \omega F = const \\ \frac{d}{dz} (\rho \omega^2) = \frac{dP}{dz} - \lambda \frac{\omega^2}{2D} - \rho g \\ P = Z(P_{np}, T_{np}) \rho R T \end{array} \right. \quad (2.23)$$

где Q_m – массовый расход, кг/с.

В системе (2.23) пренебрегаем внешним теплообменом, то есть полагаем, что внешняя температура со временем изменяется незначительно, но по стволу скважины температура может меняться и учитывается уравнением состояния.

Выразим дифференциал давления из уравнения состояния

$$dP=ZRTd\rho, \quad (2.24)$$

а из массового расхода плотность газа

$$\rho = \frac{Q_m}{\omega F}, \quad (2.25)$$

получим дифференциал плотности газа

$$d\rho = -\frac{Q_m}{F} \frac{1}{\omega^2} d\omega. \quad (2.26)$$

Следовательно, можем записать

$$dP = -ZRT \cdot \frac{M}{F} \frac{d\omega}{\omega^2} = -ZRT \cdot 2\rho\omega \frac{d\omega}{2\omega^2} = -\frac{\rho ZRT}{2\omega^2} d\omega^2. \quad (2.27)$$

Закон сохранения импульса (2.23) преобразуем, умножив на dz , к виду

$$-dP + d(\rho\omega^2) + \frac{\lambda}{2D} \omega^2 dz + \rho g dz = 0, \quad (2.28)$$

из выражения (2.27) получим

$$\frac{\rho ZRT}{2} \frac{d\omega^2}{\omega^2} + d(\rho\omega^2) + \frac{\lambda}{2D} \omega^2 dz + \rho g dz = 0. \quad (2.29)$$

Из определения массового расхода (2.23) $M = \rho\omega F$ следует, что

$$\rho ZRT \frac{d\omega^2}{\omega^2} + 2d(\rho\omega^2) + \frac{\lambda}{D} \omega^2 dz + 2\rho g dz = 0, \quad (2.30)$$

тогда почленно поделив на ρ уравнение (2.30), получим:

$$ZRT \frac{d\omega^2}{\omega^2} + \frac{2}{\rho} d(\rho\omega^2) + \frac{\lambda}{\rho D} \omega^2 dz + 2g dz = 0 \quad (2.31)$$

или

$$ZRT \frac{d\omega^2}{\omega^2} + 2 \frac{\omega^2}{\rho} d\rho + 2d\omega^2 + \frac{\lambda}{\rho D} \omega^2 dz + 2g dz = 0 \quad (2.31^*)$$

Выразим $d\rho$ из (2.26):

$$ZRT \frac{d\omega^2}{\omega^2} - 2 \frac{\omega^2}{\rho} \frac{Q_m}{F} \frac{1}{\omega^2} d\omega + 2d\omega^2 + \frac{\lambda}{\rho D} \omega^2 dz + 2g dz = 0 \quad (2.32)$$

или с учетом массового расхода (2.25):

$$ZRT \frac{d\omega^2}{\omega^2} - 2 \frac{1}{\rho} \frac{\rho F}{F} \omega d\omega + 2d\omega^2 + \frac{\lambda}{\rho D} \omega^2 dz + 2g dz = 0 \quad (2.33)$$

то есть

$$ZRT \frac{d\omega^2}{\omega^2} + d\omega^2 + \frac{\lambda}{\rho D} \omega^2 dz + 2g dz = 0 \quad (2.34)$$

Систему уравнений (2.23) привели к одному уравнению

$$ZRT \frac{d\omega^2}{\omega^2} + \gamma d\omega^2 + \frac{\lambda}{\rho D} \omega^2 dz + 2g dz = ZRT \frac{d\omega^2}{\omega^2} + \gamma d\omega^2 + \left(\frac{\lambda}{\rho D} \omega^2 + 2g \right) dz = 0, \quad (2.35)$$

где дополнительно введен коэффициент γ , учитывающий характер потока: для ламинарных потоков $\gamma = 2$, для турбулентных – $\gamma = 1,1$.

Разделим переменные в уравнении (2.35):

$$\frac{ZRT}{\frac{\lambda}{\rho D} \omega^2 + 2g} \frac{d\omega^2}{\omega^2} + \frac{\gamma d\omega^2}{\frac{\lambda}{\rho D} \omega^2 + 2g} + dz = 0, \quad (2.36)$$

Проинтегрируем по скорости потока газа от ω_2 до ω_1 в интервале скважины от z_2 до z_1 :

$$\int_{\omega_2}^{\omega_1} \frac{ZRT}{\frac{\lambda}{\rho D} \omega^2 + 2g} \frac{d\omega^2}{\omega^2} + \int_{\omega_2}^{\omega_1} \frac{\gamma d\omega^2}{\frac{\lambda}{\rho D} \omega^2 + 2g} + \int_{z_2}^{z_1} dz = 0 \quad (2.37)$$

Первый интеграл приведем к виду

$$\begin{aligned} \int_{\omega_2}^{\omega_1} \frac{ZRT}{\frac{\lambda}{\rho D} \omega^2 + 2g} \frac{d\omega^2}{\omega^2} &= \frac{ZRT}{2g} \int_{\omega_2}^{\omega_1} \frac{d\omega^2}{\omega^2 \left(\frac{\lambda}{2g\rho D} \omega^2 + 1 \right)} = \frac{ZRT}{2g} \int_{\omega_2}^{\omega_1} \left[\frac{1}{\omega^2} - \frac{\frac{\lambda}{2g\rho D}}{1 + \frac{\lambda}{2g\rho D} \omega^2} \right] d\omega^2 = \\ &= \int_{\omega_2}^{\omega_1} \frac{ZRT}{\frac{\lambda}{\rho D} \omega^2 + 2g} \frac{d\omega^2}{\omega^2} = \frac{ZRT}{2g} \int_{\omega_2}^{\omega_1} \frac{d\omega^2}{\omega^2 \left(\frac{\lambda}{2g\rho D} \omega^2 + 1 \right)} = \frac{ZRT}{2g} \int_{\omega_2}^{\omega_1} \left[\frac{1}{\omega^2} - \frac{\frac{\lambda}{2g\rho D}}{1 + \frac{\lambda}{2g\rho D} \omega^2} \right] d\omega^2 \end{aligned} \quad (2.38)$$

Второй интеграл равен

$$\int_{\omega_2}^{\omega_1} \frac{\gamma d\omega^2}{\frac{\lambda}{\rho D} \omega^2 + 2g} = \frac{\gamma}{2g} \int_{\omega_2}^{\omega_1} \frac{d\omega^2}{\frac{\lambda}{2g\rho D} \omega^2 + 1} = \frac{\gamma \rho D}{\lambda} \int_{\omega_2}^{\omega_1} \frac{\frac{\lambda}{2g\rho D} d\omega^2}{1 + \frac{\lambda}{2g\rho D} \omega^2} = \frac{\gamma \rho D}{\lambda} \ln \left| \frac{1 + \frac{\lambda}{2g\rho D} \omega_1^2}{1 + \frac{\lambda}{2g\rho D} \omega_2^2} \right| \quad (2.39)$$

В результате интегрирования (2.37) получаем

$$\frac{ZRT}{2g} \left[\ln \left(\frac{\omega_1^2}{\omega_2^2} \cdot \frac{1 + \frac{\lambda}{2g\rho D} \omega_2^2}{1 + \frac{\lambda}{2g\rho D} \omega_1^2} \right) \right] + \frac{\gamma \rho D}{\lambda} \ln \left| \frac{1 + \frac{\lambda}{2g\rho D} \omega_1^2}{1 + \frac{\lambda}{2g\rho D} \omega_2^2} \right| + z_1 - z_2 = 0 \quad (2.40)$$

Обозначим $z_1 - z_2 = \Delta z$, разделив левую и правую части выражения на $ZRT/(2g)$, приходим к следующему выражению:

$$\ln \left(\frac{\omega_1^2}{\omega_2^2} \cdot \frac{1 + \frac{\lambda}{2g\rho D} \omega_2^2}{1 + \frac{\lambda}{2g\rho D} \omega_1^2} \right) + \frac{2g}{ZRT} \frac{\gamma \rho D}{\lambda} \ln \left| \frac{1 + \frac{\lambda}{2g\rho D} \omega_1^2}{1 + \frac{\lambda}{2g\rho D} \omega_2^2} \right| + \frac{2g\Delta z}{ZRT} = 0 \quad (2.41)$$

или

$$\ln \left(\frac{\omega_1^2}{\omega_2^2} \cdot \frac{1 + \frac{\lambda}{2g\rho D} \omega_2^2}{1 + \frac{\lambda}{2g\rho D} \omega_1^2} \right) + \frac{2g\Delta z}{ZRT} \left[1 + \frac{\gamma\rho D}{\lambda\Delta z} \ln \left(\frac{1 + \frac{\lambda}{2g\rho D} \omega_1^2}{1 + \frac{\lambda}{2g\rho D} \omega_2^2} \right) \right] = 0 \quad (2.42)$$

Приведем к общим знаменателям под логарифмами и перенесем вправо слагаемое с квадратной скобкой, получаем:

$$\ln \left(\frac{\frac{2g\rho}{\omega_2^2} + \frac{\lambda}{D}}{\frac{2g\rho}{\omega_1^2} + \frac{\lambda}{D}} \right) = \frac{2g\Delta z}{ZRT} \left[1 + \frac{\gamma\rho D}{\lambda\Delta z} \ln \left(\frac{2g\rho D + \lambda\omega_2^2}{2g\rho D + \lambda\omega_1^2} \right) \right] \quad (2.42)$$

Введем обозначения коэффициентов b и c :

$$b = \frac{2g\Delta z}{ZRT}, \quad c = 1 + \frac{\gamma\rho D}{\lambda\Delta z} \ln \left(\frac{2g\rho D + \lambda\omega_2^2}{2g\rho D + \lambda\omega_1^2} \right). \quad (2.43)$$

Коэффициент b предназначен для учета разности отметок начала и конца сегмента в стволе скважины. Коэффициент c предназначен для учета влияния изменения линейной скорости газа на рассматриваемом сегменте. Тогда выражение (2.42) примет вид:

$$\ln \left(\frac{\frac{2g\rho}{\omega_2^2} + \frac{\lambda}{D}}{\frac{2g\rho}{\omega_1^2} + \frac{\lambda}{D}} \right) = bc \quad (2.44)$$

или

$$\frac{2g\rho}{\omega_2^2} + \frac{\lambda}{D} = \left(\frac{2g\rho}{\omega_1^2} + \frac{\lambda}{D} \right) e^{bc}, \quad \frac{2g\rho}{\omega_2^2} - \frac{2g\rho}{\omega_1^2} e^{bc} = \frac{\lambda}{D} (e^{bc} - 1). \quad (2.45)$$

Из определения массового расхода выразим скорость потока газа $\omega = Q_m/(\rho F)$, тогда:

$$\frac{2g\rho}{\omega^2} = \frac{2g\rho}{Q_m^2} \rho^2 F^2 = \frac{2g\rho}{Q_m^2} F^2 \frac{P^2}{T^2 R^2 Z^2} = P^2 \cdot 2g\rho \left(\frac{F}{Q_m TRZ} \right)^2, \quad (2.46)$$

$$P_2^2 - P_1^2 e^{bc} = \frac{ZRT \Delta z \lambda ZRT Q_m^2}{2g\Delta z \rho DF^2} (e^{bc} - 1) = \frac{\Delta z \lambda ZRT Q_m^2}{b \rho DF^2} (e^{bc} - 1)$$

$$P_2^2 - P_1^2 e^{bc} = \frac{\Delta z \lambda ZRT Q_m^2 (e^{bc} - 1)}{\rho DF^2 b} \quad (2.47)$$

Выразив P_2^2 из выражения (2.47), получим уравнение описывающее изменение давления в стволе скважины свободном от песка:

$$P_2^2 - P_1^2 e^{bc} = \frac{\Delta z \lambda ZRT Q_m^2 (e^{bc} - 1)}{\rho D F^2 b}. \quad (2.48)$$

Но необходимо учесть увеличение давления и плотности по глубине ствола, своего рода аналог барометрического уравнения $P = P_0 \cdot \exp\left[-\frac{mgh}{kT}\right]$, учитываемого множителем e^{bc} , вследствие чего уравнение (2.34) примет вид:

$$P_2^2 = P_1^2 e^{-bc} - \frac{\lambda \sum_{i=1}^n Q_{mi}^2 ZRTL}{F^2 D} \frac{1 - e^{-bc}}{b}. \quad (2.49)$$

Приток газа пласта в скважину полагается пропорциональным градиенту давления, а коэффициентом пропорциональности является коэффициент «газопроводности» - плотность газового потока между двумя изобарическими поверхностями. Количество газа, которое аккумулируется в отдельном сегменте при движении вверх, равно разности массовых потоков, умноженное на время.

Так как поверхность скважины омывается подвижным газом, то есть имеется конвективная газоотдача, которое соответствует *граничному условию третьего рода*. При этом задается связь между градиентом давления и давлением на поверхности, которая определяется законом газоотдачи между поверхностью скважины и газом внутри скважины.

Коэффициент газоотдачи характеризует интенсивность газоотдачи и моделирует влияние газа в скважины. Он зависит от свойств окружающей среды условий ее движения. Расчет коэффициента газоотдачи в данном подходе проводится использованием произведения коэффициентов b и c , которые действуют одновременно при конвективной газоотдаче.

Ствол скважины, заполненный песком

Как было отмечено выше, в случае свободного ствола движение газа осуществляется по линейному закону (2.21). В случае же движения газа в стволе скважины, заполненного песком, закон движения будет переходить из линейного в нелинейный. Это обусловлено увеличением скорости потока газа.

Квадратичный закон (формула 2.50) описывает движение газа по нелинейному закону.

$$\Delta P^2 = A Q + B Q^2, \quad (2.50)$$

где A и B – постоянные коэффициенты.

Для описания распределения давления при движении газа в песчаном перекрытии воспользуемся уравнением для нелинейной фильтрации [55]:

$$-\frac{dP}{dx} = \frac{\mu}{k} \omega + b_M \rho \omega^2, \quad (2.51)$$

где x – элемент направления ствола в рассматриваемой его точке, м; ω – скорость фильтрации в рассматриваемой точке, м/с; ρ – плотность газа, кг/м³; μ – вязкость газа, Па·с; b_M – коэффициент гидравлического сопротивления при фильтрации в пористой среде по формуле Минского:

$$b_M = \frac{12 \cdot 10^{-5}}{m \sqrt{k}} \left(\frac{d_{эфф}}{\sqrt{k}} \right)^2, \quad (2.52)$$

где m – пористость, д.ед; k – проницаемость, м²; $d_{эфф}$ – эффективный диаметр зерен породы, м.

На практике конструкция вертикальной скважины не всегда соответствует идеальному нулевому отклонению, что требует ввода дополнительного параметра, который бы учитывал угол изменения траектории проходки ствола скважины в пласте. В связи с этим уравнение (2.51) необходимо дополнить новым слагаемым, учитывающим силу тяжести при изменении кривизны ствола скважины.

В условиях заполненного ствола так же необходимо скорректировать уравнение баланса количества газа, с учетом фильтрации по поровому объему (коэффициент пористости).

В совокупности вышеуказанных факторов движение газа в вертикальном стволе скважины, заполненном песком, можно представить в виде следующей системы уравнений:

– движения

$$-\frac{dP}{dx} = \frac{\mu}{k} \omega + b_M \rho \omega^2 + \rho g \cos(\alpha), \quad (2.53)$$

– баланса количества газа

$$M = \rho \omega F m, \quad (2.54)$$

– состояния

$$P = \rho Z R T, \quad (2.55)$$

где M – масса газа, проходящего в единицу времени через сечение площадью F (массовый расход), кг/с; F – площадь поперечного сечения канала, м²; m – пористость гравийной набивки, д.ед; ρ – плотность газа, кг/м³; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа, б/р; R – удельная газовая постоянная, Дж/(кг·К); T – температура, К.

В процессе преобразований система уравнений (2.53) - (2.55) сводится к одному уравнению:

$$\frac{Q_m Z R T}{F m \omega^2} \frac{d\omega}{dx} = \left(\frac{\mu}{k_{np}} + \frac{b_M Q_m}{F m} \right) \omega + \frac{Q_m g}{F m \omega} \cos(\alpha). \quad (2.56)$$

Данное дифференциальное уравнение (2.56) является уравнением первого порядка с разделяющимися переменными, после преобразования которого, получаем следующее выражение:

$$\frac{M Z R T d\omega}{F m \left(\frac{\mu}{k} + \frac{b_M M}{F m} \right) \omega + \frac{M g}{F m \omega} \cos(\alpha)} = dx. \quad (2.57)$$

Проинтегрировав уравнение (2.57) в пределах от ω_1 до ω_2 и от $x = 0$ до $x = L$, где ω_1 - линейная скорость газа в начале ствола ($x = 0$), а ω_2 - скорость газа в конце ствола ($x = L$), получаем:

$$\begin{aligned} & \frac{Z R T}{g \cos(\alpha)} \ln \left(\frac{\omega_2}{\sqrt{\left(\frac{\mu}{k} + \frac{b_M M}{F m} \right) \omega_2^2 + \frac{M g}{F m} \cos(\alpha)}} \right) - \\ & - \frac{Z R T}{g \cos(\alpha)} \ln \left(\frac{\omega_1}{\sqrt{\left(\frac{\mu}{k} + \frac{b_M M}{F m} \right) \omega_1^2 + \frac{M g}{F m} \cos(\alpha)}} \right) = L \end{aligned} \quad (2.58)$$

Далее преобразовывая уравнение (2.56), переходя от скорости газового потока к давлению, приходим к следующему выражению:

$$\frac{ZRT}{g \cos(\alpha)} \ln \left(\frac{P_1 \sqrt{\left(\frac{\mu}{k} + \frac{b_M M}{Fm} \right) \left(\frac{MZRT}{Fm P_1} \right) + \frac{Mg}{Fm} \cos(\alpha)}}{P_2 \sqrt{\left(\frac{\mu}{k} + \frac{b_M M}{Fm} \right) \left(\frac{MZRT}{Fm P_2} \right) + \frac{Mg}{Fm} \cos(\alpha)}} \right) = L. \quad (2.59)$$

Данное уравнение разрешается относительно P_2 :

$$P_2^2 = \frac{Fm}{Mg \cos(\alpha)} \exp \left(- \frac{2Lg \cos(\alpha)}{ZRT} \right) \left[\left(\frac{\mu}{k} + \frac{b_M M}{Fm} \right) \left(\frac{MZRT}{Fm} \right)^2 + \frac{Mg P_1^2}{Fm} \cos(\alpha) \right] - \left(\frac{\mu}{k} + \frac{b_M M}{Fm} \right) \left(\frac{MZRT}{Fm} \right)^2 \frac{Fm}{Mg \cos(\alpha)}. \quad (2.60)$$

При поступлении газа в ствол скважины по интервалу перфорации изменяется как его массовый расход, так и перепад давления. Учет массового расхода газа в динамике приведет к изменению уравнения (2.58) следующим образом:

$$P_2^2 = \frac{Fm}{\sum_{i=1}^n M_i g \cos(\alpha)} \exp \left(- \frac{2Lg \cos(\alpha)}{ZRT} \right) \left[\left(\frac{\mu}{k} + \frac{b_M \sum_{i=1}^n M_i}{Fm} \right) \left(\frac{\sum_{i=1}^n M_i ZRT}{Fm} \right)^2 + \frac{\sum_{i=1}^n M_i g P_1^2}{Fm} \cos(\alpha) \right] - \left(\frac{\mu}{k} + \frac{b_M \sum_{i=1}^n M_i}{Fm} \right) \left(\frac{\sum_{i=1}^n M_i ZRT}{Fm} \right)^2 \frac{Fm}{\sum_{i=1}^n M_i g \cos(\alpha)}. \quad (2.61)$$

Учитывая изменение перепада давления в интервале перфорации, приводящее к изменению свойств газа (вязкость, сверхсжимаемость), получаем следующее выражение:

$$P_2^2 = e^{-\frac{2Lg \cos(\alpha)}{z(P)RT}} \left(P_1^2 + \left(\frac{\mu(P)}{k_{np}} + \frac{b_M \sum_{i=1}^n M_i}{\pi r_c^2 k} \right) \cdot \left(\frac{\sum_{i=1}^n M_i z(P)RT}{\pi r_c^2 k} \right)^2 \frac{\pi r_c^2 k}{\sum_{i=1}^n M_i^2 g \cdot \cos(\alpha)} \right) - \frac{\pi r_c^2 k}{\sum_{i=1}^n M_i^2 g \cdot \cos(\alpha)} \cdot \left(\frac{\mu(P)}{k_{np}} + \frac{b_M \sum_{i=1}^n M_i^2}{\pi r_c^2 k} \right) \cdot \left(\frac{\sum_{i=1}^n M_i^2 z(P)RT}{\pi r_c^2 k} \right)^2. \quad (2.62)$$

Таким образом, в результате проведенных исследований была получена система уравнений, описывающих работу скважины в интервале перфорации при наличии песчаного перекрытия на забое, рассматриваемого как сплошная среда:

$$P_2^2 = P_1^2 e^{-bc} - \frac{\lambda \sum_{i=1}^n M_i^2 ZRTL}{F^2 D} \frac{1 - e^{-bc}}{b},$$

$$Q = \frac{kF}{\mu L} \Delta P^2,$$

$$P_2^2 = e^{-\frac{2L \cdot g \cdot \cos(\alpha)}{z(P)RT}} \left(P_1^2 + \left(\frac{\mu(P)}{k_{np}} + \frac{b_M \sum_{i=1}^n M_i}{\pi r_c^2 k} \right) \cdot \left(\frac{\sum_{i=1}^n M_i z(P)RT}{\pi r_c^2 k} \right)^2 \frac{\pi r_c^2 k}{\sum_{i=1}^n M_i^2 g \cdot \cos(\alpha)} \right) -$$

$$- \frac{\pi r_c^2 k}{\sum_{i=1}^n M_i^2 g \cdot \cos(\alpha)} \cdot \left(\frac{\mu(P)}{k_{np}} + \frac{b_M \sum_{i=1}^n M_i^2}{\pi r_c^2 k} \right) \cdot \left(\frac{\sum_{i=1}^n M_i^2 z(P)RT}{\pi r_c^2 k} \right)^2,$$

$$\Delta P^2 = AQ + BQ^2,$$

$$\mu = \mu(P).$$

где M – массовый расход газа, кг/с; F – площадь поперечного сечения канала, м²; $Z(P)$ – зависимость коэффициент сверхсжимаемости газа от давления газа, б/р; R – удельная газовая постоянная, Дж/(кг·К); T – температура, К, $\mu(P)$ – функция, описывающая зависимость вязкости от давления газа, рассмотрена в следующей главе, Па·с; b_M – коэффициент Минского, описывающий гидравлическое сопротивление при фильтрации в пористой среде, A и B – коэффициенты фильтрационного сопротивления. Температура пласта предполагается постоянной в интервале перфорации

3 ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИНЫ, ОСЛОЖНЕННОГО ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕМ

Решение задачи по оптимизации режима работы газовой скважины в условиях накопления песка на забое включает в себя четыре этапа, которые представлены в виде структурной блок-схемы на рисунке 3.1.

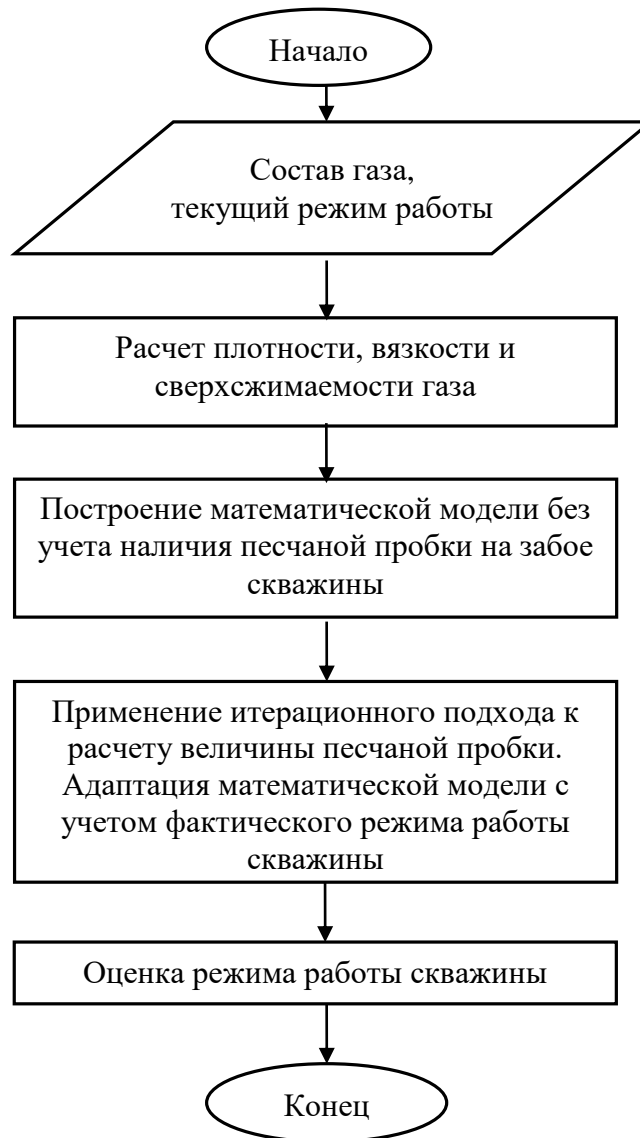


Рисунок 3.1 – Структура решения задачи оптимизации режима работы газовой скважины

3.1 Принцип работы программного продукта

С целью более точного расчета величины песчаной пробки и оценки сопутствующих расчетных параметров, таких как давление, гидравлические

потери, дебит газа, скорость восходящего потока, в программном продукте ствол скважины разделен на сегменты. С одной стороны, сегментация позволяет получить детальную оценку распределения основных параметров в пределах интервала перфорации. С другой стороны, использование равномерного распределения коэффициентов гидродинамических несовершенств скважины позволяет избежать расчетов, связанных с неравномерным распределением массового расхода, как в самом перфорационном отверстии, так и между ними.

При таком подходе неопределенность, связанная с проявлением эффекта вытяжного тройника, минимизируется. Под вытяжным тройником понимается слияние потока газа, движущегося по стволу скважины, и объема притока, поступающего в скважину через перфорационные отверстия. При сегментации интервала перфорации массовый поток газа является суммирующим результатом работы пласта каждого i -го участка.

В основе разработанного программного комплекса лежит последовательно-итерационный подход, который представляет собой циклический расчет параметров работы скважины при изменении величины моделируемой песчаной пробки до выполнения контрольного условия по соответствию фактического и расчетного дебита газа.

Данный подход заключается в последовательном расчете для каждого участка интервала перфорации следующих параметров:

- забойное давление;
- вязкость;
- коэффициент сверхсжимаемости;
- фильтрационные коэффициенты;
- дебит газа.

В первой итерации осуществляется расчет работы скважины в отсутствии песчаной пробки на забое. Распределение забойного давления и соответственно дебита газа по интервалу перфорации обусловлено только потерями на трение. С каждой последующей итерацией увеличивается количество сегментов, в которых расчет параметров осуществляется с учетом гравийного перекрытия.

При увеличении величины песчаной пробки, то есть количества учитываемых участков с гравийными перекрытиями, каждый раз характер распределения давления меняется, что связано с обязательной последовательностью расчета изменения давления по математической модели. В свою очередь, изменение профиля давления требует уточнение всех последующих (указанных выше) параметров.

Таким образом, пересчет забойного давления для каждого сегмента способствует выполнению более точной оценки величины песчаного перекрытия на забое, что позволит скорректировать текущий режим работы скважины и дать рекомендации по ее дальнейшей эксплуатации.

Главный принцип работы программного комплекса – это сопоставление текущего и потенциального режима работы скважины. Под потенциальным дебитом, в рамках данной работы, понимается объем газа, с которым скважина может работать в отсутствие песчаного перекрытия забоя. Сравнение фактического и потенциального дебита позволяет сделать вывод не только о наличии песчаной пробки, но и оценить ее величину.

Рассмотрим **механизм работы** разработанного программного комплекса:

– сначала осуществляется расчет потенциального дебита газа, в основе которого лежит определение забойного давления каждого i -го участка и аналитический расчет соответствующих коэффициентов фильтрационного сопротивления a и b . Расчет дебита в свободном стволе скважины происходит по формуле (2.35). При наличии песчаной пробки на забое величина рассчитанного потенциального дебита будет заведомо выше фактической.

– оценка величины песчаного перекрытия осуществляется последовательно с ростом количества вовлеченных сегментов интервала перфорации. По умолчанию интервал перфорации разделен на 100 участков (данное условие может быть изменено по усмотрению пользователя программного продукта). При вовлечении в песчаное перекрытие первого участка расчет изменения дебита в данном интервале осуществляется в соответствии с формулой (2.48). С определением характера распределения давления по участкам интервала

перфорации производится уточнение параметра вязкости и коэффициента сверхсжимаемости по принятому составу газа;

– с точки зрения притока газа, каждый i -ый участок интервала перфорации в программном комплексе рассматривается отдельно независимо от остальных. Коэффициенты фильтрационного сопротивления определяются по формулам (1.5), (1.6);

– увеличение количества участков (высоты) вовлеченных в интервал песчаного перекрытия осуществляется до тех пор, пока не будет выполнено условие по соответствию фактического и расчетного дебита газа;

– задача определения величины песчаной пробки, главным образом, сводится к решению математической модели (2.49) по распределению забойного давления в интервале перфорации.

3.2 Расчет свойств газа

Описание условий течения газа в сложной среде, в первую очередь, предполагает расчет основных его свойств, таких как плотность, вязкость, коэффициент сверхсжимаемости, коэффициент влагосодержания.

Газ, поступающий из пласта, по составу представляет собой сложную смесь, что требует уточнения ее компонентного состава для определения основных свойств (рисунок 3.2).

Плотность газа. Один из основных параметров, характеризующий газ - плотность, т.е. масса единицы объема газа. Если известен состав газа, то его плотность рассчитывается по формуле 3.1.

$$\rho = \sum_{i=1}^n x_i \rho_i, \quad (3.1)$$

где ρ_i – плотность отдельных компонентов; x_i – объемное (молярное) содержание.

Если известен молекулярная масса компонентов, то формула 3.1 примет вид:

$$\rho = \sum_{i=1}^n \frac{x_i M_i}{22,4}, \quad (3.2)$$

где M_i – молекулярная масса i -го компонента.

Плотность сухого газа при T и p вычисляется по формуле (3.3):

$$\rho = 238,58 \rho_n \frac{p}{Tz}, \quad (3.3)$$

где ρ_n – плотность газа при 20 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³; $Z(p,T)$ – коэффициент сверхсжимаемости газа, б/р.

Если влагосодержание газа больше нуля, то плотность газа определяется следующим образом:

$$\rho_{в.л} = 238,58 \rho_n \frac{p}{Tz} \left[1 + \frac{0,00353 Tz W}{p} \left(\frac{\rho_{в.п.}}{\rho_n} - \frac{p_{в.п.}}{p} \right) \right], \quad (3.4)$$

где $\rho_{в.п.}$ – плотность насыщенного водяного пара, кг/м³; $p_{в.п.}$ – давление насыщенного водяного пара, кгс/см²; W – влагосодержание.

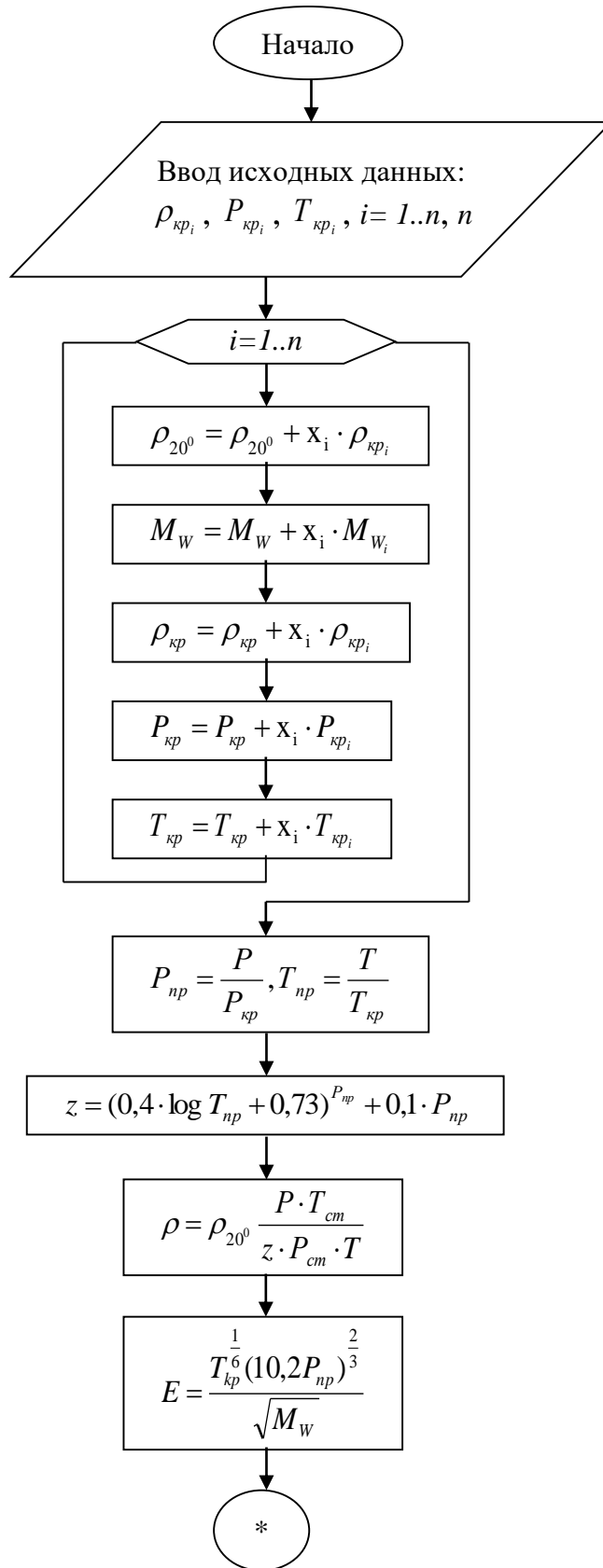
Основные параметры, характеризующие состояние газа - это давление, объем и температура, которые связаны между собой уравнением состояния газа.

Уравнение состояния идеального газа $\rho V = RT$ получено исходя из пренебрежения межмолекулярным взаимодействием и объемом молекул. Однако при расчете показателей необходимо учесть, что молекулы реального газа имеют конечный предел и оказывают значительное влияние друг на друга [50].

Особенно часто используют уравнение Менделеева-Клапейрона, в котором учитывается отклонение реальных газов от идеального введением коэффициента сверхсжимаемости газа:

$$\rho V = ZRT, \quad (3.5)$$

где Z – коэффициент сверхсжимаемости газа, б/р; R – удельная газовая постоянная, Дж/кг·К.



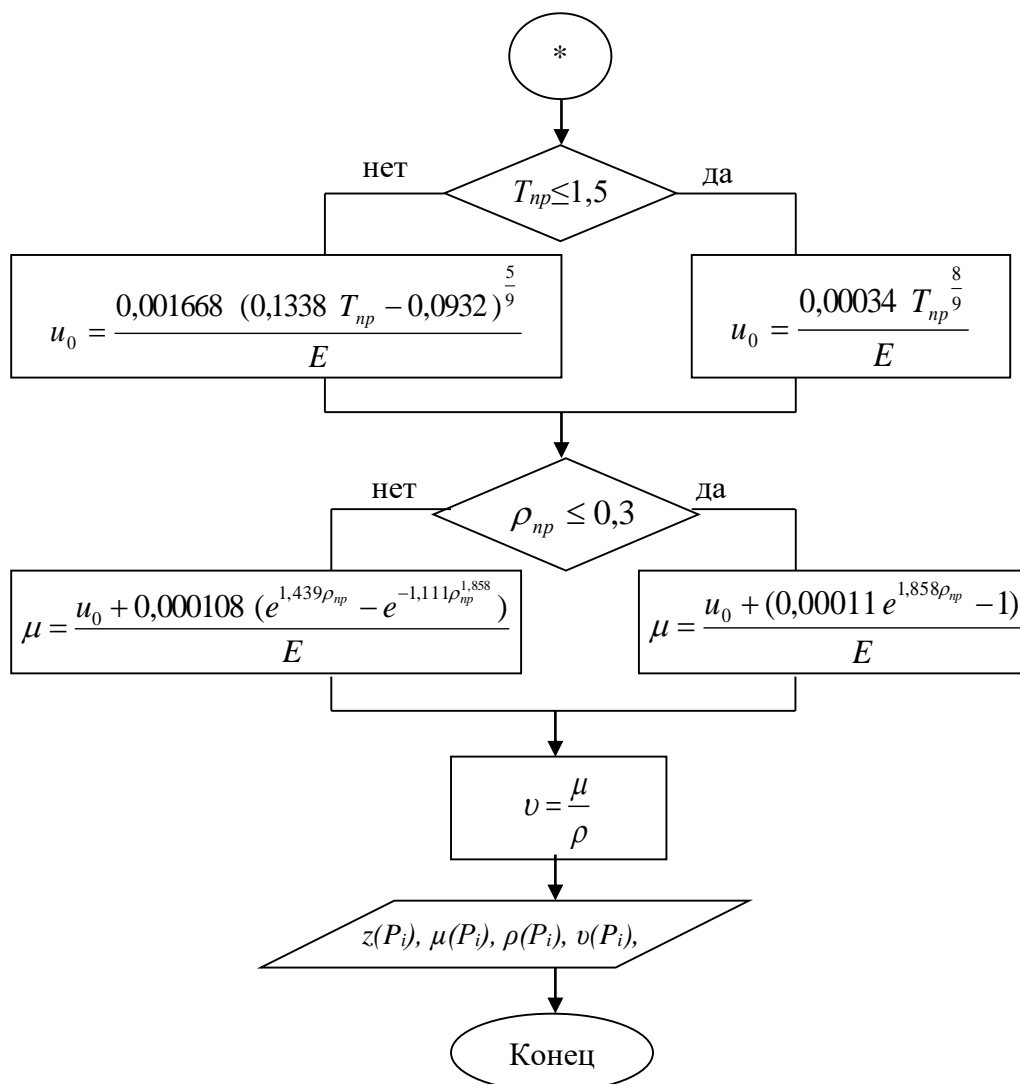


Рисунок 3.2 – Алгоритм расчета компонентного состава газа

Критические и приведенные параметры газа. Критическое состояние вещества – это состояние, при котором плотность вещества и его насыщенного пара равны друг другу. Критические параметры – это параметры, соответствующие этому состоянию. Природный газ является смесью углеводородных и неуглеводородных компонентов, поэтому для него определяются псевдокритические параметры.

Псевдокритические параметры определяются по формулам 3.6 3.7, при условии содержания в природном газе менее 10 об.% высококипящих углеводородных фракций и неуглеводородных компонентов:

$$p_{n.кр.} = \sum_{i=1}^n x_i p_{кр i} , \quad (3.6)$$

$$T_{n.кр.} = \sum_{i=1}^n x_i T_{кр i}, \quad (3.7)$$

где $p_{n.кр.}$ – псевдокритическое давление газа, кгс/см²; $T_{n.кр.}$ – псевдокритическая температура газа, К; $p_{кр i}$ – критические давление и температура i -го компонента соответственно; x_i – молярное содержание i -го компонента.

Для газов, содержащих более 10 об. % высококипящих углеводородных фракций и неуглеводородных компонентов и для газов газоконденсатных месторождений формулы (3.6) и (3.7) дают погрешность, поэтому для получения расчетов высокой точности использовать следующие формулы:

$$p_{n.кр.} = \frac{K^2}{J^2}, \quad (3.8)$$

$$T_{n.кр.} = \frac{K^2}{J}, \quad (3.9)$$

где

$$K = \sum_{i=1}^n x_i \frac{T_{кр i}}{\sqrt{p_{кр i}}}, \quad (3.10)$$

$$J = \frac{1}{8} \sum_{i=1}^n \sum_{o=1}^n x_i x_o \left[\left(\frac{T_{кр i}}{p_{кр i}} \right)^{1/3} + \left(\frac{T_{кр o}}{p_{кр o}} \right)^{1/3} \right]^3. \quad (3.11)$$

Отношение соответствующих параметров к их критическому значению называется приведенным параметром:

$$p_{np} = \frac{p}{p_{кр}}, \quad (3.12)$$

$$T_{np} = \frac{T}{T_{кр}}.$$

Приведенные параметры природного газа определяются как отношения давления и температуры к их псевдокритическим значениям. Критические и приведенные параметры позволяют использовать принцип соответствующих состояний для определения коэффициента сверхсжимаемости, вязкости и других характеристик газа.

Коэффициент сверхсжимаемости газа. Расчет величины коэффициента сверхсжимаемости, характеризующего отклонение поведения реального газа от идеального, проводят на основе состава газа. Большинство методов определения данного параметра основано на применении принципа соответственных состояний с использованием зависимостей его от приведенных параметров.

В тех случаях, когда количество неуглеводородных и тяжелых углеводородных компонентов в газе менее 10 об.%, коэффициент сверхсжимаемости Z определяют по двум параметрам - $p_{кр}$ и $T_{кр}$ по следующей зависимости:

$$z = (0,4 \log T_{np} + 0,73)^{p_{np}} + 0,1 p_{np}. \quad (3.13)$$

Расчет вязкости газа. Под вязкостью газа понимают его свойство сопротивляться перемещению одних частиц относительно других.

Вязкость газа, также, как и отдельных его компонентов, зависит от температуры и давления. Расчет вязкости при заданных условиях проводится в два этапа. Сначала определяется вязкость при заданной температуре и атмосферном давлении $\mu_{ат}$, а затем полученное значение $\mu_{ат}$ пересчитывают на заданное давление.

Для определения потерь давления при движении газа по стволу скважины требуется определение значения кинематической вязкости, которое рассчитывается по следующей формуле:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}, \quad (3.14)$$

где μ – динамическая вязкость, мПа·с; ρ – плотность газа в стандартных условиях, кг/м³.

Динамическая вязкость в пластовых условиях относительно приведенной плотности имеет два решения [54]:

$$\mu = \frac{u_0 + 0,000108 (e^{1,439\rho_{np}} - e^{-1,111\rho_{np}^{1,858}})}{E} \quad \text{при } \rho_{np} \leq 0,3, \quad (3.15)$$

$$\mu = \frac{u_0 + (0,00011 e^{1,858\rho_{np}} - 1)}{E} \quad \text{при } \rho_{np} > 0,3. \quad (3.16)$$

где u_0 – динамическая вязкость при критических условиях, мПа·с; E – параметр критического условия.

При расчете динамической вязкости при критических условиях необходимо учесть приведенную температуру, в зависимости от изменения которой, расчет будет проходить следующим образом:

$$u_0 = \frac{0,001668 (0,1338 T_{np} - 0,0932)^{\frac{5}{9}}}{E} \quad \text{при } T_{np} \leq 1,5, \quad (3.17)$$

$$u_0 = \frac{0,00034 T_{np}^{\frac{8}{9}}}{E} \quad \text{при } T_{np} > 1,5. \quad (3.18)$$

Для упрощения расчетов в формулах фигурирует параметр E , который характеризует критические условия компонентного состава газа:

$$E = \frac{T_{kp}^{\frac{1}{6}} (10,2 P_{np})^{\frac{2}{3}}}{\sqrt{M_w}}, \quad (3.19)$$

где M_w – молекулярная масса газа, г/моль.

3.3 Расчет целевого дебита газовой скважины при отсутствии песчаного перекрытия

Как было описано выше во второй главе, после определения основных свойств газа, производится расчет предельного дебита при заявленных условиях по забойному давлению работы скважины.

Движение газа от каждого перфорационного отверстия к устью предполагает его массовое накопление в интервале перфорации. Как было описано в первой главе, формирование и движение восходящего потока в интервале множественных точечных притоков усугубляется возникновением эффекта вытяжных тройников, смысл которых заключается в накоплении потерь вследствие отрыва потока от внутренней стенки скважины, вызовет поджатие струи в месте поворота и его расширение после. В силу сжатия и расширения струи восходящего потока и высокой плотности перфорационных отверстий накопление потерь давления

происходит не только в боковом отверстии, но и в интервале прямого хода основного потока газа.

В данных условиях расчет совокупного целевого дебита сводится к последовательному расчету массового притока в определенном сегменте, обусловленному фильтрационными коэффициентами a и b и оценкой соответствующего значения забойного давления для данного интервала. Численное решение данной задачи сводится к применению метода Эйлера.

Следует отметить, что при выдержанности проницаемости для всего интервала перфорации значения a и b для каждого сегмента будут постоянными (формула 2.35).

Расчет переменного забойного давления в i -м сегменте интервала перфорации включает в себя оценку совокупного перепада давления и детально рассмотрен в блок-схеме на рисунке 3.3.

Таким образом, потери давления по стволу скважины представляют собой совокупность потерь давления на трение и потерь давления в тройнике:

$$\Delta P = \Delta P_{TP} + \Delta P_{\mu}, \quad (3.20)$$

где потери давления на трение рассчитываются по формуле:

$$\Delta P_{TP} = \rho \frac{\lambda L v^2}{D^2}, \quad (3.21)$$

Формула расчета местных потерь давления приведена ниже

$$\Delta P_{\mu} = \frac{\rho v^2}{2} \xi_{\mu}, \quad (3.22)$$

В приведенных формулах участвует параметр динамической вязкости, расчет которого приведен выше (глава 3.1). Параметр ξ_{μ} характеризует сопротивление в вытяжном тройнике, которое подробно рассмотрено в главе 1.6.

В расчетах потерь давления при движении газа прямого хода используется коэффициент гидравлического сопротивления λ .

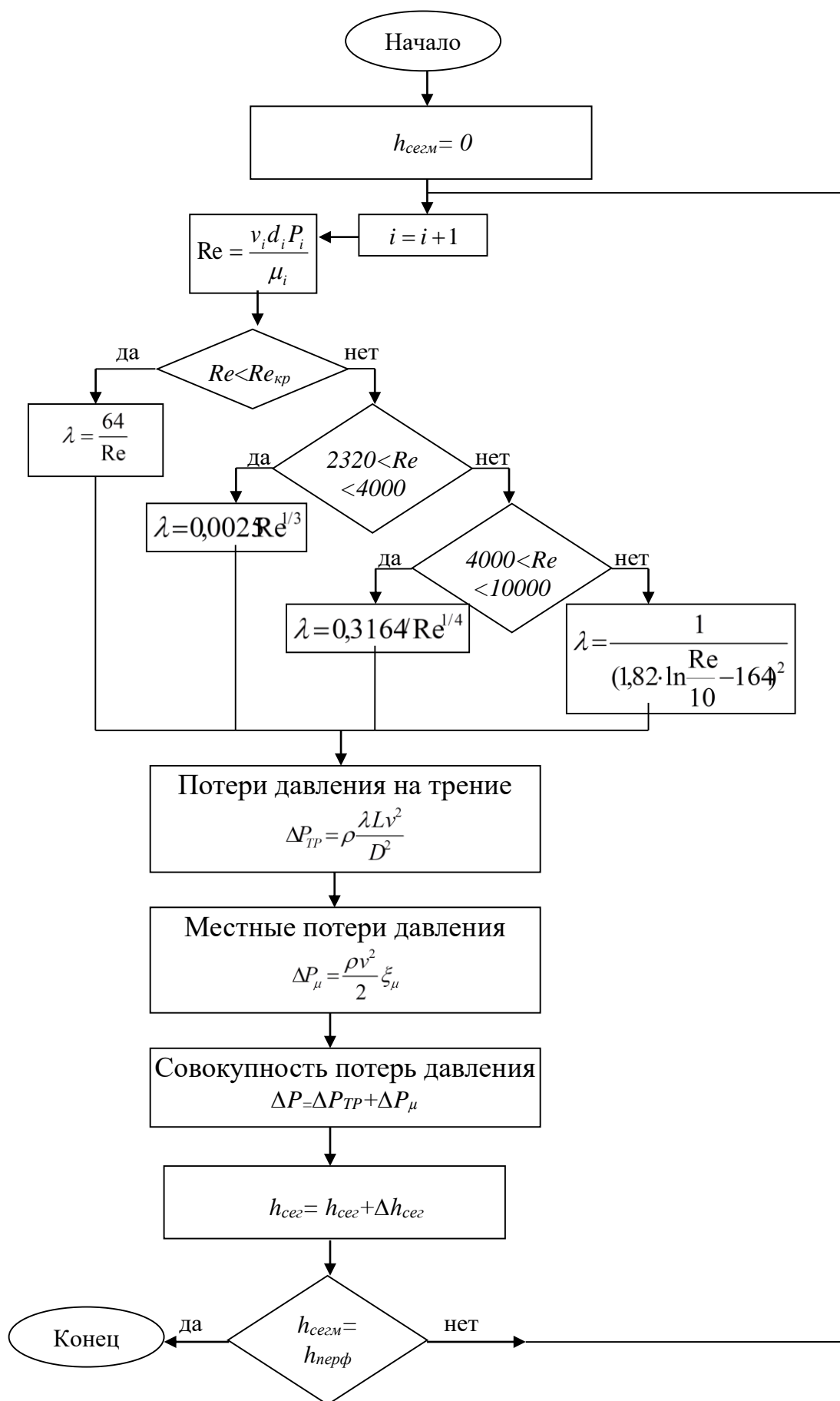


Рисунок 3.3 – Расчет дебита газа без учета песчаной пробки на забое

В зависимости от режима течения газа, который определяется числом Рейнольдса (см. глава 1), расчет данного параметра может иметь следующий вид:

– при $Re < Re_{кр}$

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (3.23)$$

– при $2320 < Re < 4000$

$$\lambda = 0,0025 Re^{1/3}, \quad (3.24)$$

– при $4000 < Re < 10000$

$$\lambda = 0,3164 / Re^{1/4}, \quad (3.25)$$

– при $Re > 100000$

$$\lambda = \frac{1}{\left(1,82 \cdot \ln \frac{Re}{10} - 164\right)^2}, \quad (3.26)$$

3.4 Численное решение задачи расчета высоты песчаной пробки на забое газовой скважины

При постепенном накоплении песка на забое возникают дополнительные сопротивления фильтрации газа в интервале перекрытия ствола скважины, что требует дополнительного расчета перепада давления. Данный процесс подробно рассмотрен в главе 2. Таким образом, математическая модель физических процессов, происходящих в реальных газовых скважинах, предполагает, что пласт является однородным по толщине, свойства песчаных пробок также полагаются постоянными. Все процессы предполагаются квазистационарными, поэтому параметры модели в определенных термодинамических условиях являются постоянными.

При аналитическом подходе решение поставленной задачи требует уточнения условий движения потока газа в участке ствола, как в интервале перфорационных отверстий, так и между ними, а также изменение забойного давления (формулы 2.29, 2.30 - 2.32), что обусловлено ростом фильтрационного сопротивления.

Как и в разделе 3.2, задача распределения давления рассматривается в виде последовательного решения по каждому отдельному интервалу от забоя к верхним перфорационным отверстиям с соответствующим расчетом накопления дебита газа. Расчет осуществляется циклично вплоть до выполнения контрольного условия по соответствию расчетного дебита заданному фактического режиму работы скважины. При этом учитывается, что рост песчаной пробки в каждом последующем сегменте влияет на все показатели предыдущих сегментов, а, следовательно, и всей скважины.

В разработанном программном комплексе применено численное решение оценки величины песчаной пробки, которое заключается в применении метода Ньютона (метода касательной).

Метода Ньютона. Метод относится к числу итерационных методов второго порядка. Поиск решения осуществляется путём построения последовательных приближений и основан на принципах простой итерации.

Задана функция $f(x)$ на интервале $[a, b]$, которая имеет непрерывные производные $f'(x)$ и $f''(x)$, имеющие постоянный знак на этом интервале. При использовании метода Ньютона задать одного начального приближения x_0 . По формуле (3.27) будут определяться все последующие приближения:

$$x_{k+1} = x_k - \frac{f(x_k)}{f'(x_k)}, \quad k=0, 1, 2 \dots \quad (3.27)$$

Каждое новое приближение x_{k+1} является абсциссой точки пересечения касательной, проведенной в точке $(x_k, f(x_k))$ к графику функции $f(x)$, с осью абсцисс (рисунок 3.4), поэтому этот способ называют методом касательных.

Скорость сходимости процесса оценивается неравенством:

$$|x_k - \tilde{x}| \leq \frac{q}{2} |x_{k-1} - \tilde{x}|^2, \quad (3.28)$$

где

$$q = \frac{\max |f''(x)|}{\min |f'(x)|}, \quad x \in [a, b] \quad (3.29)$$

Для погрешности справедлива оценка:

$$|x_k - \tilde{x}| \leq \frac{2}{q} \left[\frac{q}{2} |x_{k-1} - \tilde{x}| \right]^{2^k}. \quad (3.30)$$

Метод Ньютона сходится, если в качестве начального приближения x_0 принять такую точку $x \in [a, b]$, в которой $f(x) \cdot f''(x) > 0$. Точность каждого приближения в этом методе пропорциональна квадрату точности предыдущего.

Выбор начального приближения играет важную роль в дальнейших вычислениях, так это влияет на то, как быстро метод сойдется или нет. Таким образом, основным недостатком метода считается подбор точного начального приближения. Поэтому метод Ньютона обычно применяется в комбинации с другими методами, дающими относительно грубые приближения, например, метод дихотомии, для того, чтобы уточнить решение за малое время.

Для численного решения задачи определения высоты песчаной пробки методом Ньютона было получено следующее многопараметрическое уравнение:

$$L - \frac{A}{C} \cdot \left(\ln \left(\frac{A}{P_2} \right) - 0.5 \ln \left(\left(\frac{A}{P_2} \right)^2 + \frac{Z}{Y} \cdot \frac{A}{P_2} + \frac{C}{Y} \right) + \frac{Z}{Y \cdot \sqrt{\frac{4C}{Y} - \frac{Z^2}{Y^2}}} \cdot \operatorname{arctg} \left(\frac{\frac{2A}{P_2} + \frac{Z}{Y}}{\sqrt{\frac{4C}{Y} - \frac{Z^2}{Y^2}}} \right) \right) + \frac{A}{C} \cdot \left(\ln \left(\frac{A}{P_1} \right) - 0.5 \ln \left(\left(\frac{A}{P_1} \right)^2 + \frac{Z}{Y} \cdot \frac{A}{P_1} + \frac{C}{Y} \right) + \frac{Z}{Y \cdot \sqrt{\frac{4C}{Y} - \frac{Z^2}{Y^2}}} \cdot \operatorname{arctg} \left(\frac{\frac{2A}{P_1} + \frac{Z}{Y}}{\sqrt{\frac{4C}{Y} - \frac{Z^2}{Y^2}}} \right) \right) = 0, \quad (3.31)$$

где P_1 и P_2 – давление на концах отрезка интервала перфорации, L, A, C, Z, Y – параметры уравнения.

Параметр A – учитывает температурное изменение, C – учитывает наклон скважины и Y – вязкостное сопротивление:

$$A = m_i \cdot Z \cdot \frac{R \cdot (T + 273)}{\pi \cdot r_c^2 \cdot k}, \quad (3.32)$$

$$C = m_i \cdot g \cdot \frac{\cos \alpha}{\pi \cdot r_c^2 \cdot k}, \quad (3.33)$$

$$Y = \frac{0,64 \mu_{am}}{k_{np}} + B, \quad (3.34)$$

где R – удельная газовая постоянная, Дж/кг·К; S – площадь поперечного сечения трубы, м²; m_i – i -й поинтервальный массовый расход, кг/с; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа, б/р; B_0 – объемный коэффициент газа, м³/м³; k_{np} – коэффициент проницаемости пробки, м²; μ_{am} – коэффициент динамической вязкости при атмосферных условиях, Па·с; r_c – радиус скважины, м.

Параметр B , рассчитываемый по формуле:

$$B = \frac{bk \cdot m_i}{\pi \cdot r_c^2 \cdot k}, \quad (3.35)$$

где bk – коэффициент гидравлического сопротивления при фильтрации в пористой среде по формуле Минского.

$$Z = \frac{0,28\mu_{am}}{P_{кр}k_{np}} + A, \quad (3.36)$$

При определении перепада давления на i -ом участке интервала перфорации решение уравнения (3.31) преобразуется следующим образом:

$$\Delta P = e^{-\frac{2L \cdot g \cdot \cos(\alpha)}{ZRT}} \left(P^2 + \left(\frac{\mu}{k_{np}} + \frac{bk m_i}{\pi r_c^2 k} \right) \cdot \left(\frac{m_i ZRT}{\pi r_c^2 k} \right)^2 \frac{\pi r_c^2 k}{m_i g \cdot \cos(\alpha)} \right) - \frac{\pi r_c^2 k}{m_i g \cdot \cos(\alpha)} \cdot \left(\frac{\mu}{k_{np}} + \frac{bk m_i}{\pi r_c^2 k} \right) \cdot \left(\frac{m_i ZRT}{\pi r_c^2 k} \right)^2. \quad (3.37)$$

Рассмотренный метод применяется для уточнения итерационного расчета необходимых условий по расчету перепада давления и оценки накопления дебита газового потока, процедура математического решения которых остается неизменной. Численное решение позволяет с большей оперативностью и высокой точностью произвести необходимые расчеты по сравнению с аналитическим решением, что делает его более приоритетным подходом при расчете величины песчаной пробки. Оба подхода, итерационный и Ньютона, одновременно реализованы в программном комплексе, что позволяет их использовать для дополнительной проверки достигнутых результатов. Пошаговое решение представлено в виде блок-схеме на рисунке 3.5.

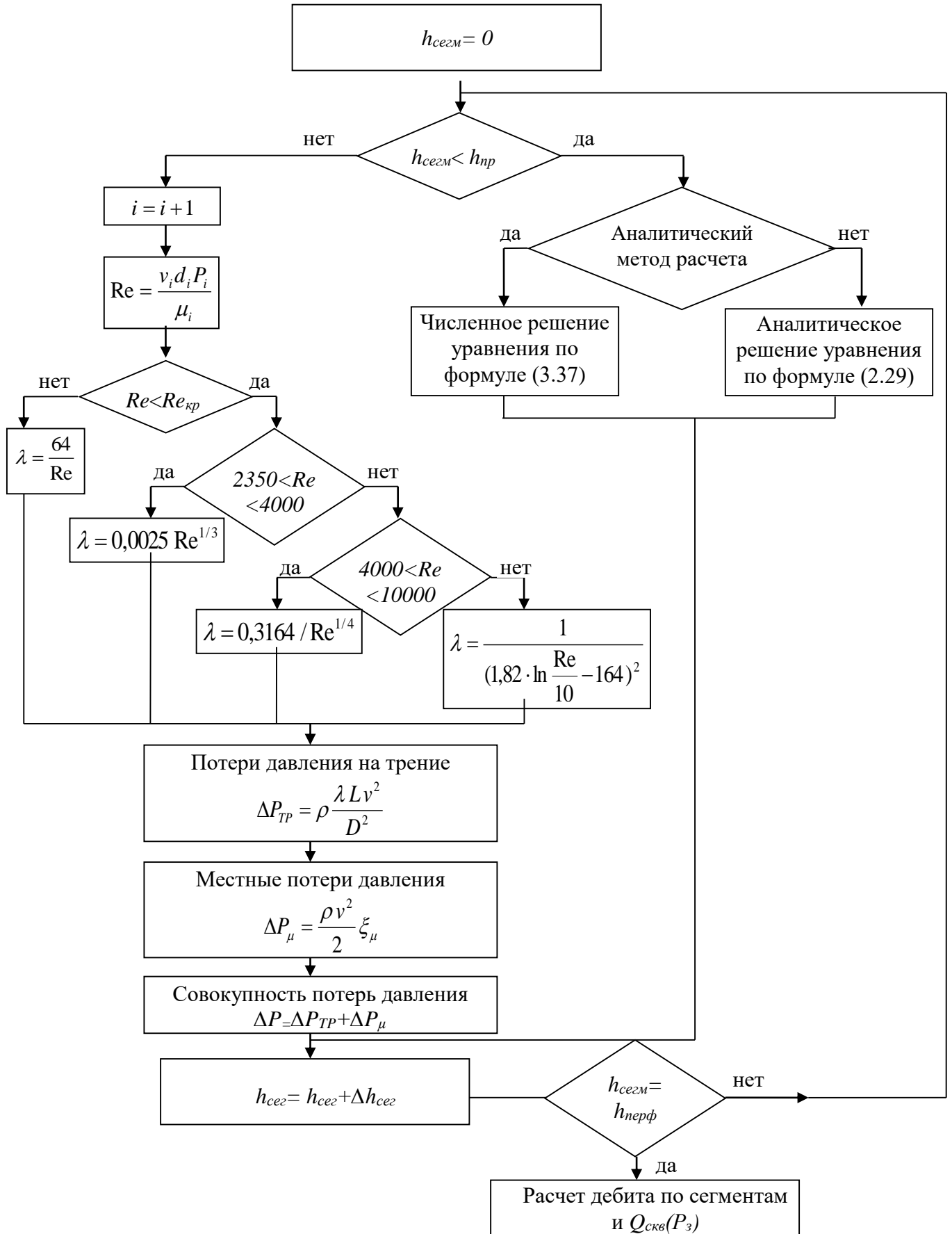


Рисунок 3.5 – Расчет распределения забойного давления с учетом песчаного перекрытия

3.5 Оценка режима работы скважины

После проведенного расчета величины песчаной пробки встает вопрос необходимости планирования работ по очистке забоя и последующей оптимизации режима ее работы. Как следует из главы 1, можно выделить две группы скважин-кандидатов, требующих оперативного выполнения капитального ремонта, а именно с перекрытием интервала перфорации в пределах от 50 % до 75 % и больше 75 %. В процессе проведения исследования было выявлено, что эксплуатация высокодебитных скважин при приближении к точке инверсии сопровождается существенным снижением ее эффективности, а на фоне остальных групп скважин при тех же условиях становится не целесообразной.

Процесс песконакопления на забое является постоянным, различным по интенсивности и неограниченным по времени, эксплуатация скважины в данном промежутке времени в зависимости от новых условий на забое может регулироваться с учетом допустимых ограничений по скорости восходящего потока. На момент оценки песчаной пробки и принятия решения по ее очистке возникают задачи определения потенциального дебита и условий эксплуатации скважин. Удаление песка с забоя без должной регулировки режима работы скважины сопровождается ростом скорости восходящего потока, которая может превысить допустимые условия и привести к нежелательным последствиям.

На базе сформированной математической модели работы газовой скважины, имея возможность *ввода ограничения по скорости потока*, можно оценить потенциальный дебит скважины и условия ее эксплуатации без песчаной пробки на забое.

Для оценки потенциала скважины в условиях работы без песчаной пробки на забое (рисунок 3.6) необходимо учесть устьевое давление, диаметр скважины и ограничения по скорости потока. На основе данных параметров по средствам разработанного программного продукта происходит расчет режима работы скважины, а также скорости движения газа по трубе.

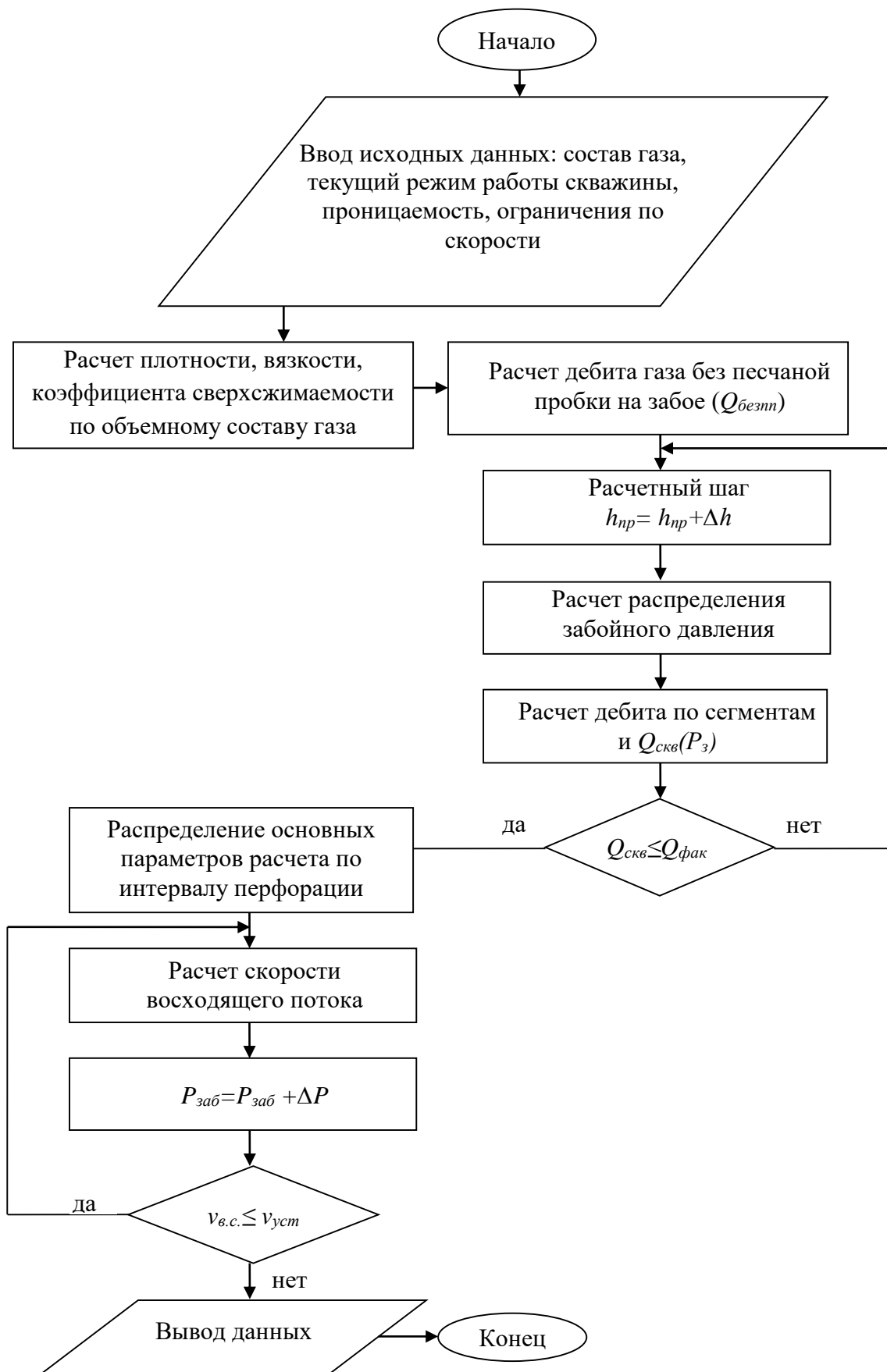


Рисунок 3.6 – Алгоритм решения задачи оценки режима работы газовой скважины

4 АПРОБАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

4.1 Анализ объекта исследования

Проблеме пескопроявления, обусловленного влиянием множества факторов, подвержено любое месторождение газовой промышленности, особенно находящееся на поздней стадии разработки.

Рассмотрим процесс образования песчаной пробки на забое скважин на примере некоторого нефтегазоконденсатного месторождения *N* (НГКМ). Математическое моделирование любого процесса позволяет выявить ее особенности, просчитать различные варианты изменения условий, в том числе и для борьбы с пескопроявлениями.

Разработка данного месторождения началась в 80-х годах, но из-за форсированных отборов в середине 90-х перешло на стадию падающей добычи.

На текущем этапе разработки сеноманской газовой залежи месторождения *N* большинство скважин работают в условиях низкого пластового давления (рисунок 4.1) и сниженной продуктивности, вызванной обводнением газонасыщенных пропластков и интенсивным пескопроявлением.

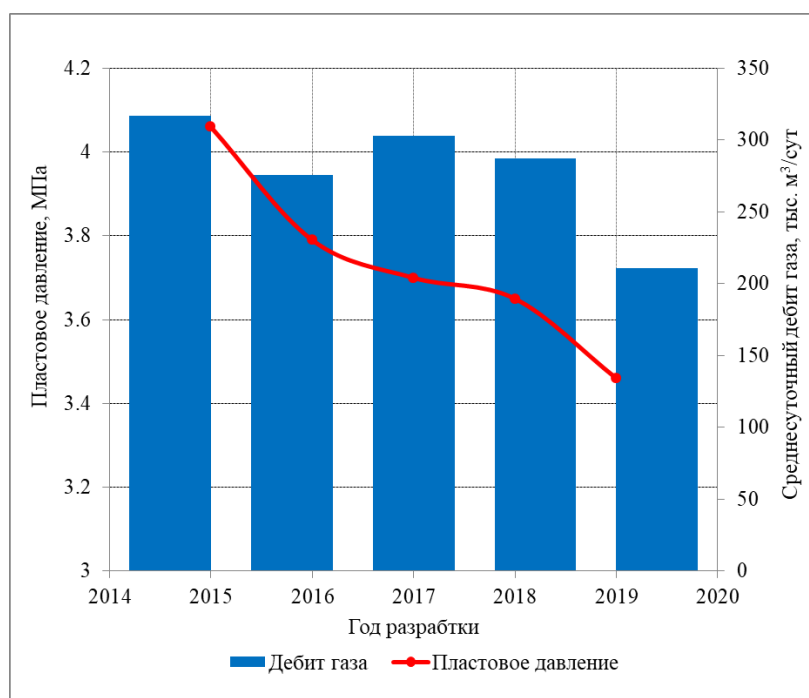


Рисунок 4.1 – Динамика снижения пластового давления на НГКМ *N*

Снижение среднесуточного дебита газа по совокупности причин привело к существенному снижению общего отбора газа (рисунок 4.2).

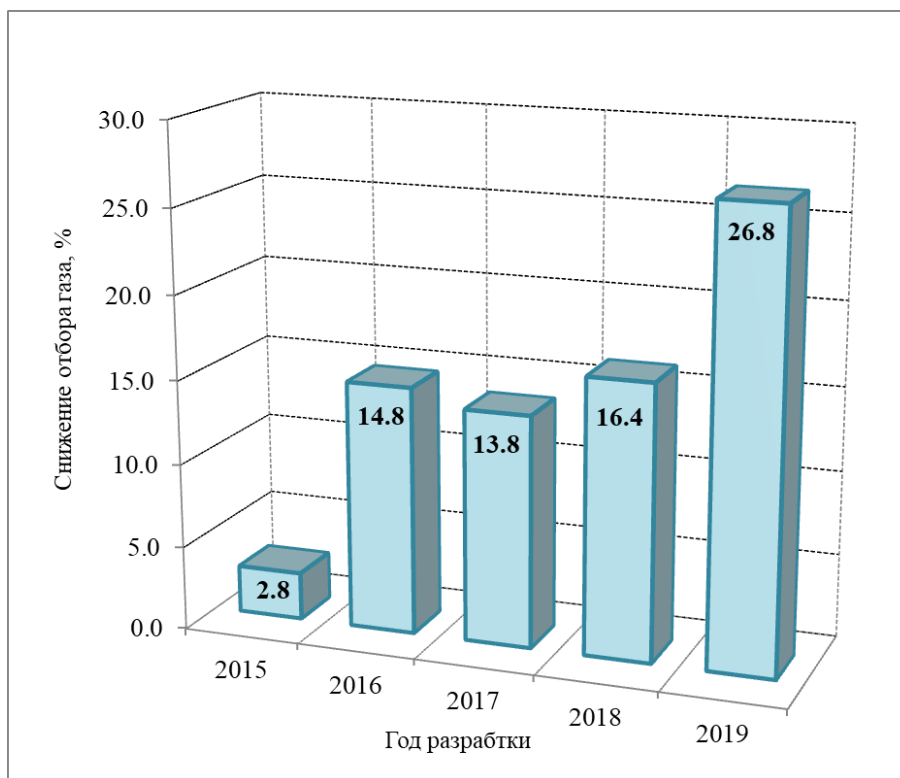


Рисунок 4.2 – Динамика снижения отбора газа

Одной из предупредительных мер, которая будет способствовать поддержанию темпов добычи газа или снижению интенсивности его падения, является контроль за накоплением песка на забое и определение допустимых условий работы скважины для минимизации негативного его влияния.

По состоянию на начало 2020 г. общий фонд сеноманских скважин на месторождении составляет более 1200 ед., из которых чуть более 1000 ед. относятся к действующему фонду.

В процессе эксплуатации месторождения были проведены геофизические исследования по определению текущего забоя в 384 скважинах. Результаты данных исследований показали, что более 23 % скважин перешли в малодобитный фонд в связи с наличием песчаной пробки на забое, величина которой перекрывает интервал перфорации более чем на 50 % (рисунок 4.3).

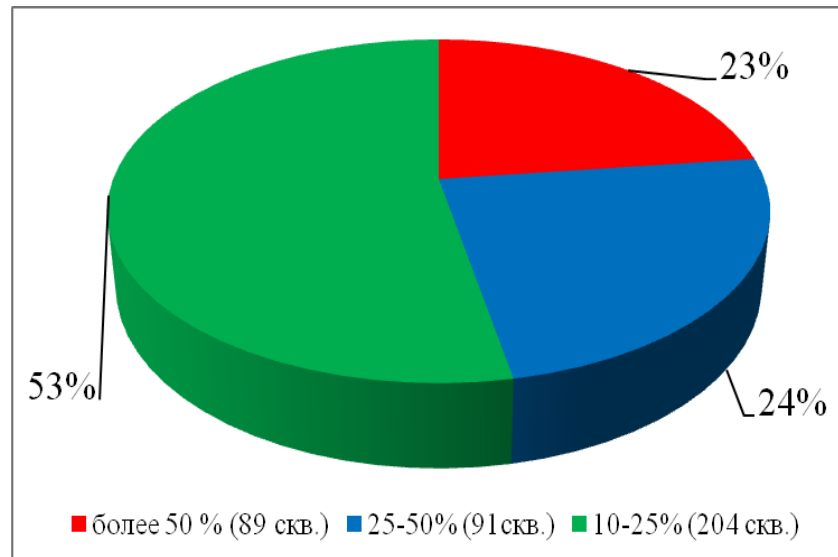


Рисунок 4.3 – Распределение скважин в зависимости от величины перекрытия интервала перфорации песчаной пробкой

В первую очередь, наличие песчаных пробок на забое скважин связано с тем, что при длительной их эксплуатации в призабойной зоне пласта порода склонна разрушаться, вследствие чего в ствол вместе с газожидкостной смесью поступает большое количество механических примесей. Впоследствии, при недостаточной скорости восходящего потока частички песка осаждаются по стволу и стенке скважины на забой, что приводит к накоплению песка.

Также на процесс накопления песка влияет глубина спуска НКТ. На основе проведенных промысловых исследований, можно отметить, что интенсивное накопление песка на забое происходит в скважинах, где лифтовая колонна имеет большой диаметр и спущена на глубину выше верхних отверстий интервала перфорации.

Следует отметить, что накопленная информация по замерам текущего забоя, которая непосредственно указывает на фактическую величину песчаной пробки, весьма незначительна. В связи с этим нельзя дать точную оценку степени и характера образования песчаных пробок на забое газовых скважин.

Анализ работы скважин с учетом текущих условий (снижения пластового давления, интенсивного пескопроявления и обводнения скважин) позволил выделить три группы скважин:

- малодебитные;
- среднедебитные;
- высокодебитные.

На рисунке 4.4 показано распределение скважин по группам.

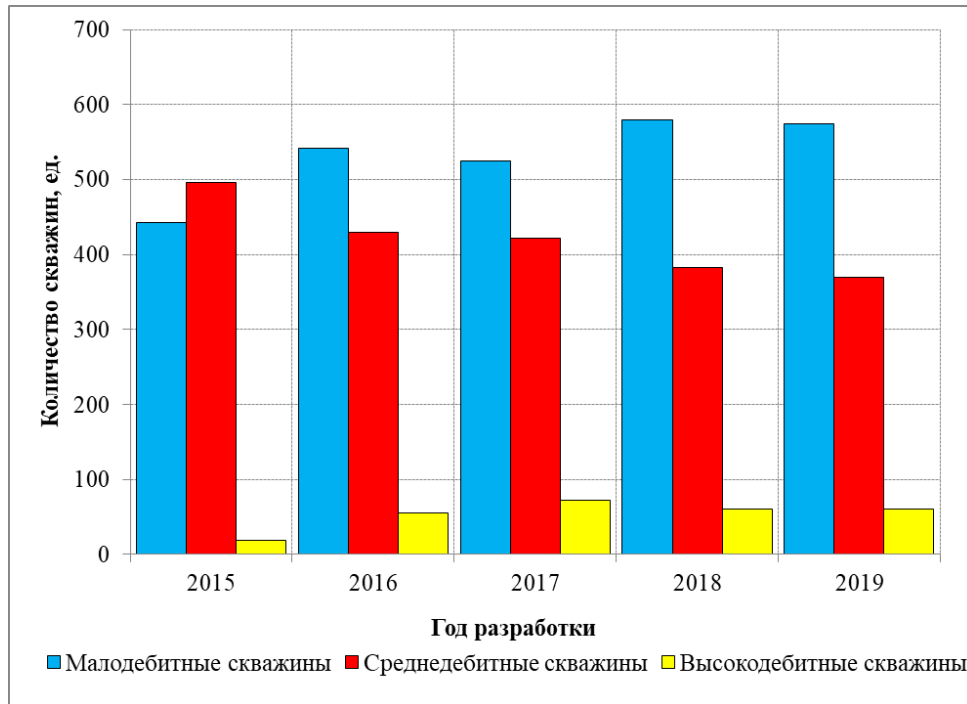


Рисунок 4.4 – Распределение скважин в зависимости от добычных возможностей

Представленная диаграмма показывает, что за рассматриваемый период времени подтверждается динамика роста числа малодебитных скважин, что с учетом рассмотренных ранее причин можно объяснить техническим состоянием фонда скважин.

На данный момент при разработке, особенно крупных месторождений, отсутствует оперативный, качественный контроль текущих условий эксплуатации скважин. При финансовых и технических ограничениях фактический объем исследований, выполняемый на месторождении, может охватить только часть фонда, что недостаточно для качественного формирования программы геолого-технических мероприятий и выработки рекомендаций по оптимизации технологического режима работы скважин.

4.2 Работа газовых скважин в условиях интенсивного выноса механических примесей

С целью более точного описания работы газовых скважин в условиях образования песчаной пробки на забое, были проведены исследования фактического накопления песка на контрольной группе скважин рассматриваемого месторождения.

Выборка скважин осуществлялась по признаку активного накопления песка на забое и его влияния на суточную добычу газа. За последние 10 лет добыча газа по данной группе скважин существенно снизилась с 600-800 до 100-200 тыс. м³/сут. На рисунке 4.5 представлены динамика добычи скважин, сопряженные с выносом механических примесей.

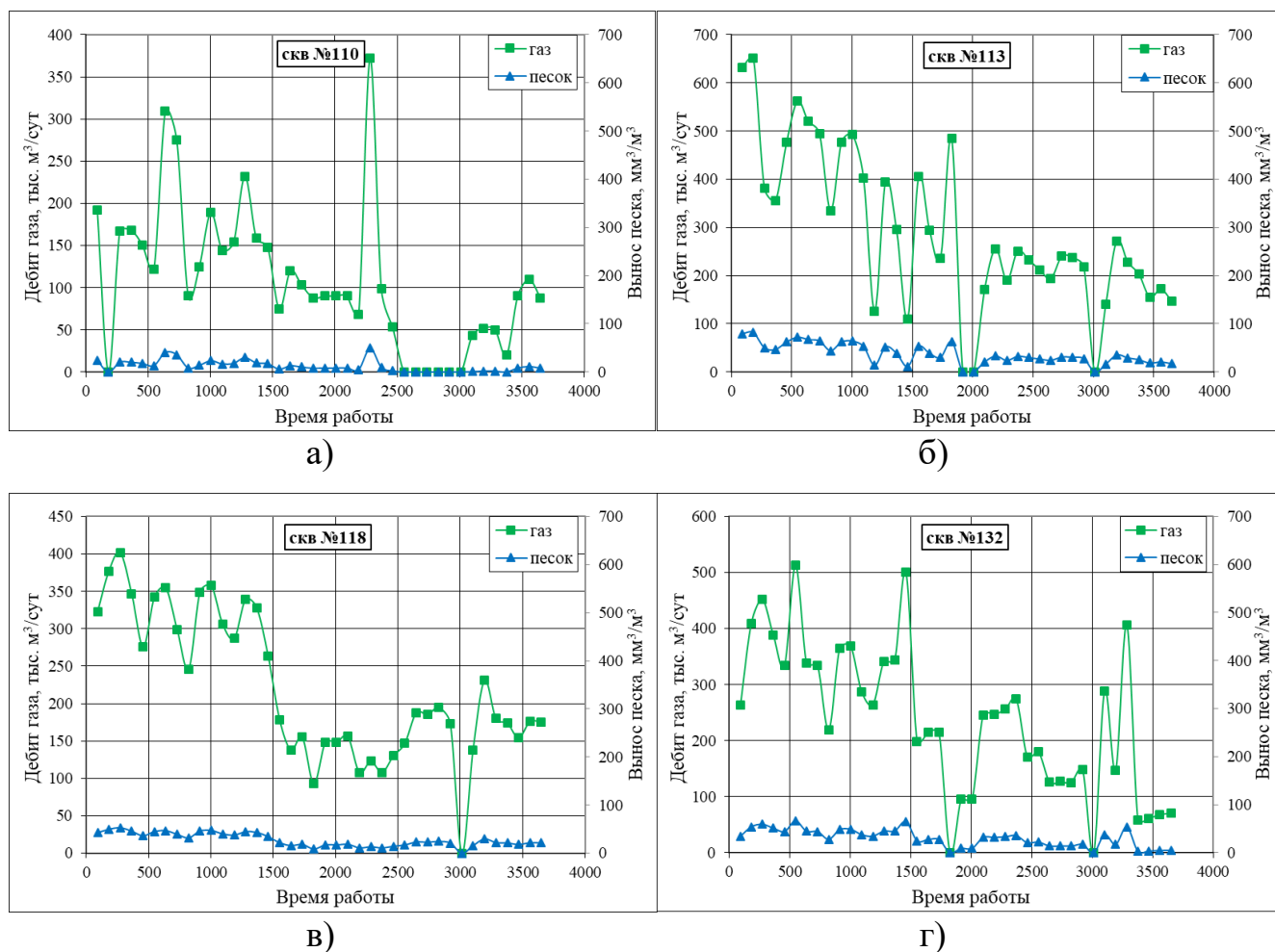


Рисунок 4.5 – Динамика добычи скважин с учетом выноса механических примесей

Как видно, динамика падения добычи газа прослеживается по всем исследуемым скважинам, что, как было указано ранее, связано с обводнением газосодержащих пропластков и интенсивным пескопроявлением. Как известно, эксплуатация скважин на режимах с высокой депрессией способствует более интенсивному поступлению песчаного материала и воды из пласта во внутрискважинное пространство, где в зависимости от гранулометрического размера механических примесей и условий восходящего потока (скорость потока, плотность поступления воды) формируется плотное песчаное перекрытие интервала перфорации.

В данных условиях, когда очистка забоя предполагает уже остановку скважины для службы КРС, повторный запуск может не обеспечить прежние темпы отбора газа, что связано с агрессивными условиями эксплуатации скважин и отсутствием своевременных решений по контролю и нормализации забоя скважин.

На рисунке 4.6 представлена зависимость выноса механических примесей от дебита газа.

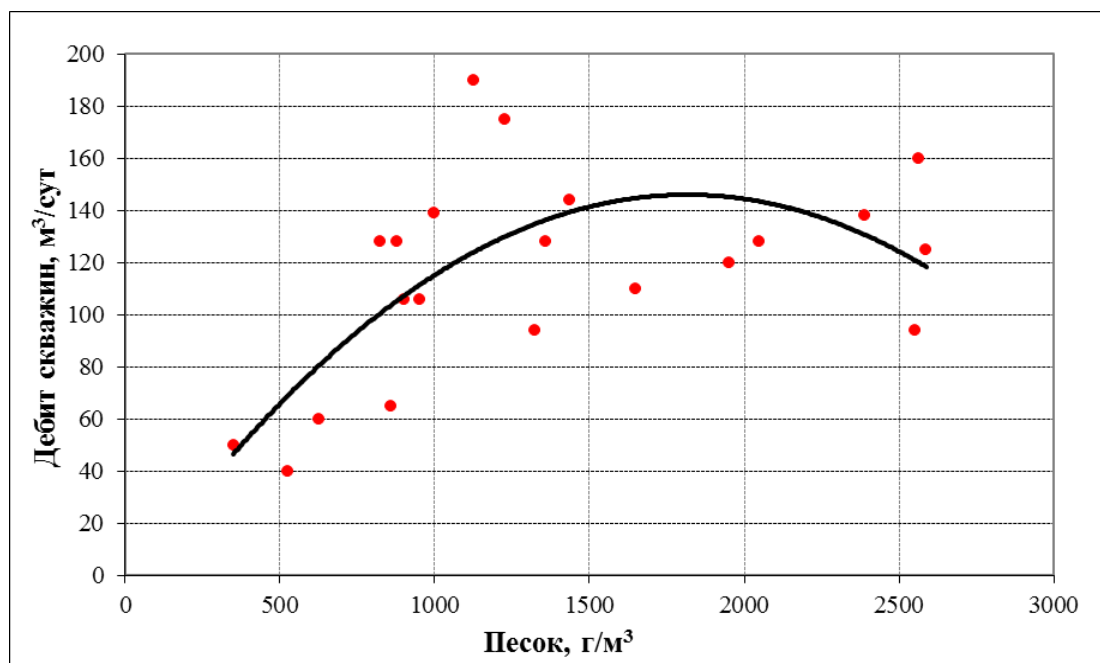


Рисунок 4.6 – Зависимость дебита газа от содержания песка

Как было отмечено, представленная зависимость характеризует увеличение объема выносимого песка с увеличением суточного отбора газа.

Неконтролируемый процесс образования песчаной пробки, особенно в условиях высоких объемов добычи газа, приводит к необратимому процессу интенсивного роста песчаной пробки. В данных условиях возникает прямая необходимость периодического выполнения мероприятий по её устранению.

Чем выше и плотнее песчаная пробка, тем больше требуется времени и усилий на очистку забоя, что сопровождается простоем скважины, потерями добычи и прямыми финансовыми затратами.

Такая периодичность эксплуатации скважины характеризуется понятием межремонтный период работы (далее МРП). В большинстве случаев *плановый МРП* предполагает состояние забоя скважины с 50 % перекрытием интервала перфорации. Увеличение межремонтного периода только приводит к дополнительным потерям добычи газа.

На рисунке 4.7 графически представлен явно выраженный пример объема потерь по скважине в результате простоя на время работ КРС.

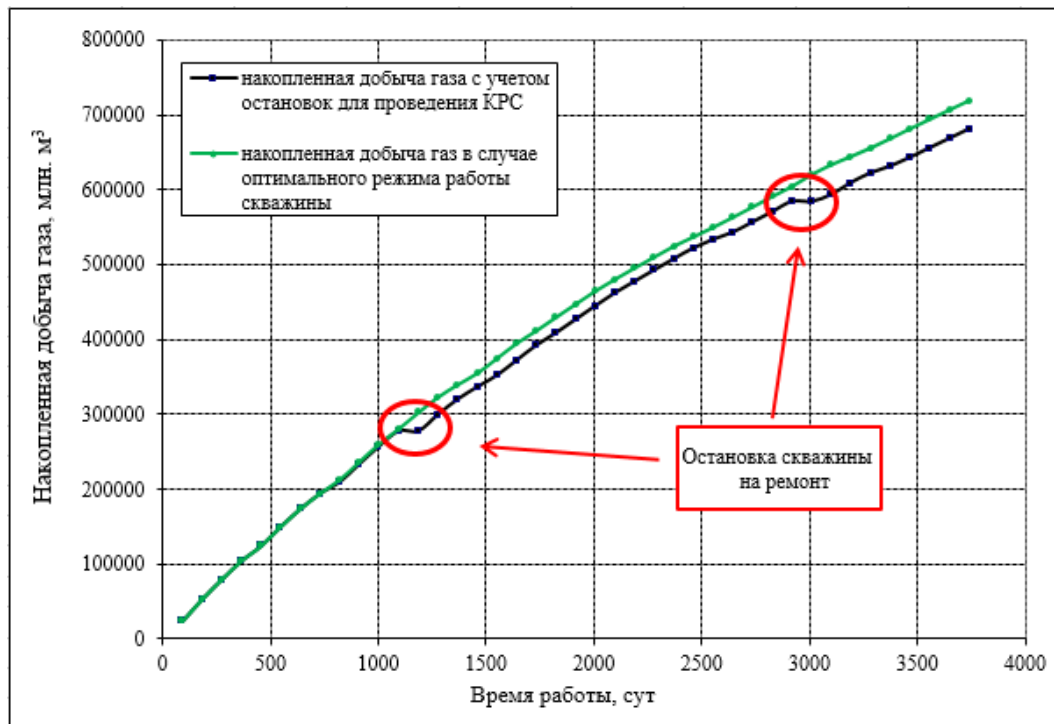


Рисунок 4.7 – Влияние КРС на накопленную добычу газа

Результаты газодинамических исследований рассматриваемой скважины показали, что остановки в работе вызваны появлением песчаной пробки на забое. Принятие решения по выполнению ремонтных работ зачастую возникает по факту

резкого снижения добычи газа на скважине. Таким образом, по представленному примеру оценка объема потерь составила 38 млн. м³газа.

В подобных случаях снижение рисков связано с механизмом сопровождения и оперативной оценки величины песчаной пробки без вмешательства в ее технологический режим.

4.3 Анализ определения величины песчаной пробки

В условиях недостаточного объема информации проведение капитального ремонта с целью увеличения добычи газа не всегда оправдано. Исходя из этого, был разработан аналитический метод определения величины песчаной пробки на забое скважины, который позволит более качественно решить задачу планирования работ и определить допустимые условия по режиму работы скважин, которые позволят не только сохранить темп отбора газа, но также снизить влияние песчаной пробки на их производительность.

Для проверки эффективности работы разработанного метода были подобраны три скважины (таблица 4.1) с учетом следующих критериев:

- проведение геофизических исследований на скважинах-кандидатах;
- различная величина рабочего дебита;
- наличие гидродинамических исследований с определением коэффициентов a и b ;
- различный процент перекрытия интервала перфорации песчаной пробкой.

Дополнительно к данным параметрам была использована информация по геофизическим исследованиям, в частности, средняя проницаемость и пористость как по всей толщине пласта в целом, так и по работающим пропласткам в частности.

Таблица 4.1 – Данные по скважинам

Критерий	Скважина № 1	Скважина № 2	Скважина № 3
Интервал перфорации, м	62	73	73
Текущий дебит, тыс. м ³ /сут	502	640	820
Пластовое давление, МПа	4,821	4,858	4,900
Пластовая температура, °С	25,4	25,4	25,4
Забойное давление, МПа	4,676	4,709	4,780
Коэффициент a , МПа ² · сут/тыс. м ³	0,005	0,006	0,040
Коэффициент b , (МПа сут/тыс.м ³) ²	0,00044	0,00600	0,00015
Величина песчаной пробки, м	31,6	25,2	14,6
Средняя проницаемость по пласту, мД	402	401,5	939

В дальнейшем оценка эффективности разработанного алгоритма будет проверена путем сопоставления расчетных и фактических результатов, полученных по данным промысловых исследований.

Расчет физико-химических параметров газа. По алгоритму, представленному на рисунке 3.1, по составу газа (таблица 4.2) вначале проводится определение псевдокритических параметров температуры и давления, приводятся зависимости основных физико-химических параметров газа (рисунки 4.9 - 4.12), затем по ним выполняется основной расчет для заданных пластовых условий.

Таблица 4.2 – Компонентный состав газа

№	Наименование компонента	Доля компонента, д. ед.
1	CH ₄	0,741
2	C ₂ H ₆	0,075
3	C ₃ H ₈	0,034
4	i-C ₄ H ₁₀	0,008
5	n-C ₄ H ₁₀	0,017
6	i-C ₅ H ₁₂	0,006
7	n-C ₅ H ₁₂	0,003
8	C ₆ H ₁₄	0,006
9	N ₂	0,061
10	H ₂ S	0,020
11	CO ₂	0,030

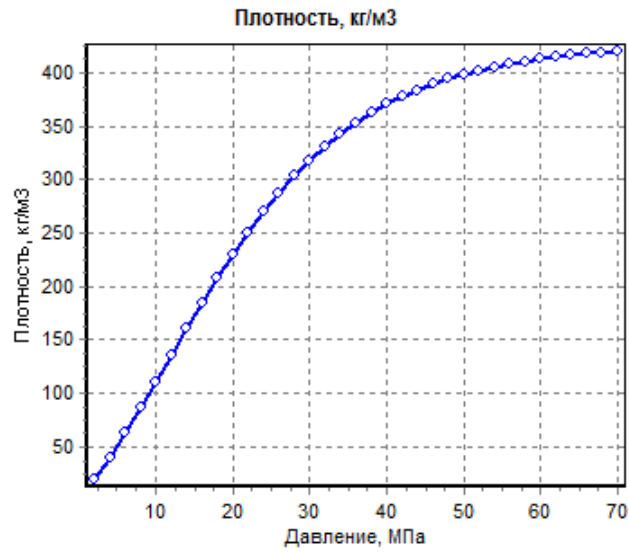


Рисунок 4.9 – Распределение плотности газа от давления

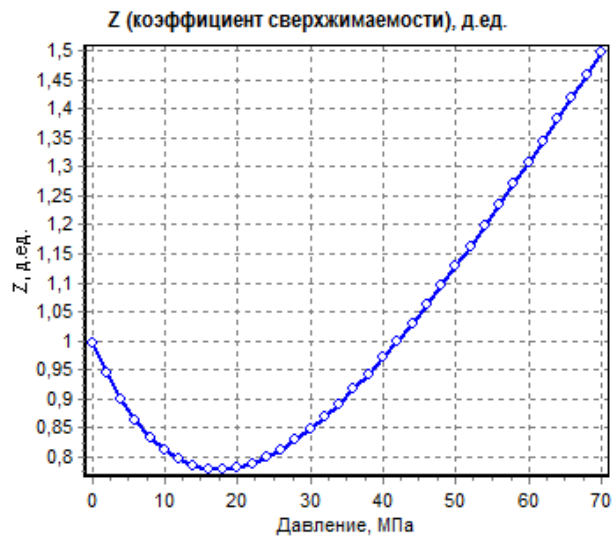


Рисунок 4.10 – Зависимость коэффициента сверхжимаемости газа

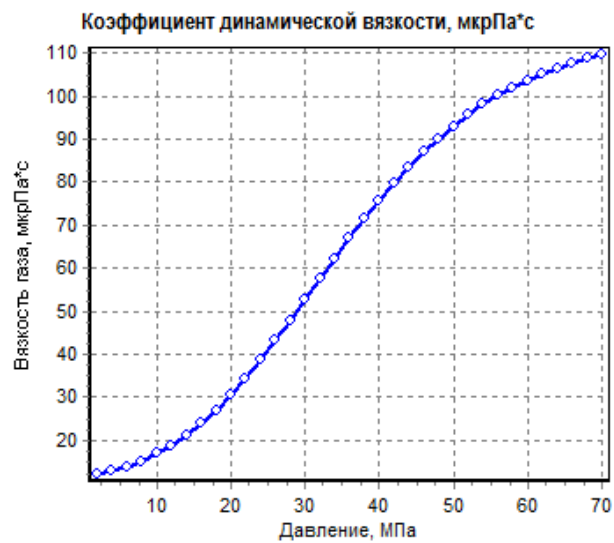


Рисунок 4.11 – Зависимость коэффициента динамической вязкости

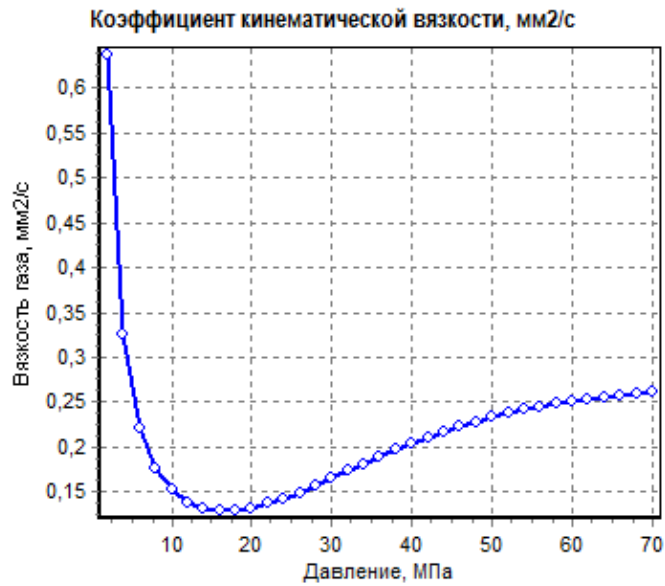


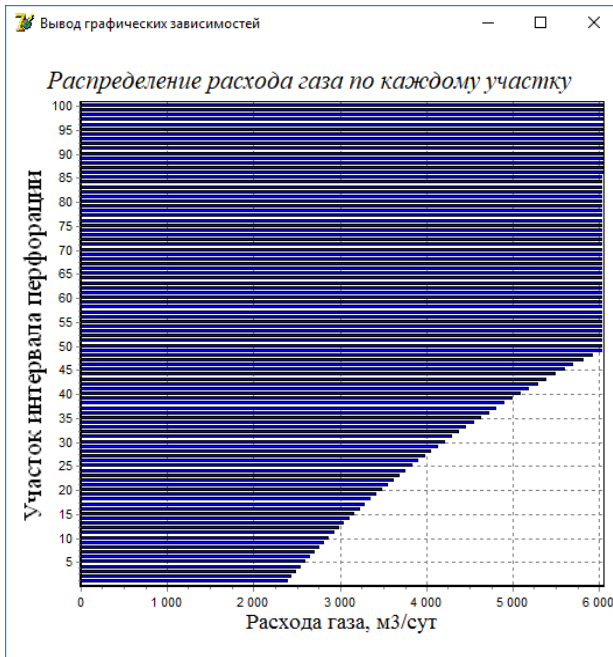
Рисунок 4.12 – Зависимость коэффициента кинематической вязкости

Расчет величины песчаной пробки. Исследование выполнено для модели равномерного распределения средней проницаемости всей эффективной мощности пласта.

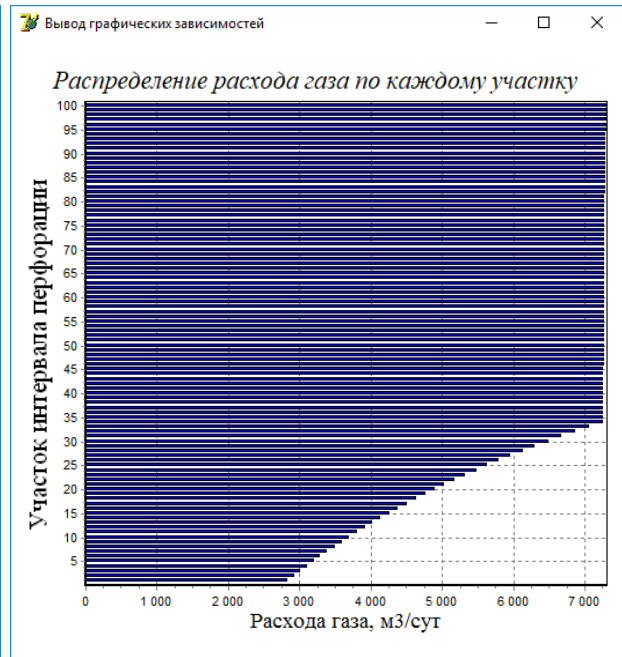
По исследуемому месторождению лабораторные исследования по определению истинного значения проницаемости гравийной набивки не проводились. При анализе процесса песконакопления было установлено что эмпирическое значение проницаемости гравийной набивки составляет 2000 Д, или $2,04 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2$ [49].

В процессе моделирования текущего режима работы каждой скважины с учетом наличия песчаной пробки на забое были получены профиль притока и эпюры распределения основных характеристик течения газа (скорости потока и потерь давления).

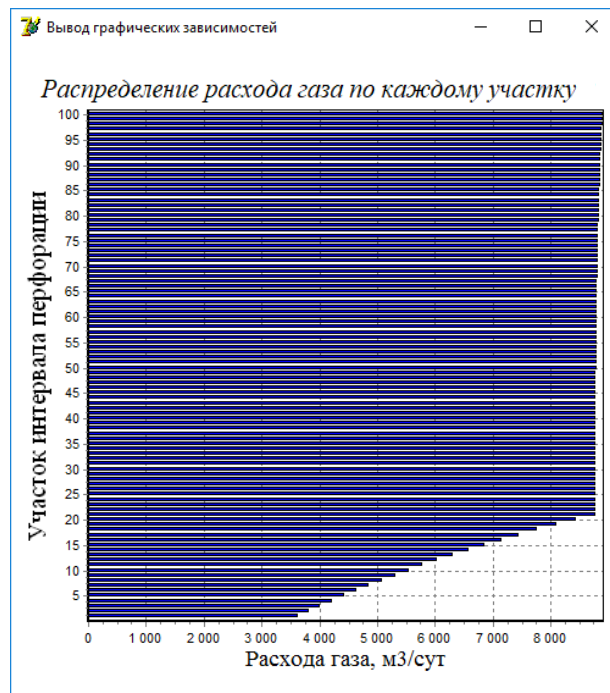
На рисунке 4.13 представлены профили притоков газа, нормированные на единицу длины интервала перфорации в процентах, по каждой скважине с учетом текущего режима работы и наличия песчаной пробки на забое.



а)



б)



в)

а - скважина № 1, б - скважина № 2, в - скважина № 3

Рисунок 4.13 – Профиль притока газа

Согласно представленным эпюрам распределения потока газа можно сделать следующие выводы:

1. Данное распределение показывает, что максимальный приток газа приходится на верхние перфорационные отверстия, которые свободны от песка.

2. Изменение динамики притока газа по каждому участку перфорации свободного от песчаной пробки имеет минимальное значение, что обусловлено незначительными потерями давления.

3. При значении проницаемости по всему рабочему интервалу пласта изменение массового дебита, начиная с забоя скважины, зависит от рассчитанных гидравлических потерь давления, особенно в интервале перфорации.

4. Профили притока газа в участке ствола, заполненного песчаной пробкой, по каждой скважине описываются параболической зависимостью (рисунок 4.14 согласно фильтрации газа в поровом пространстве (песчаной пробке) по квадратичному закону.

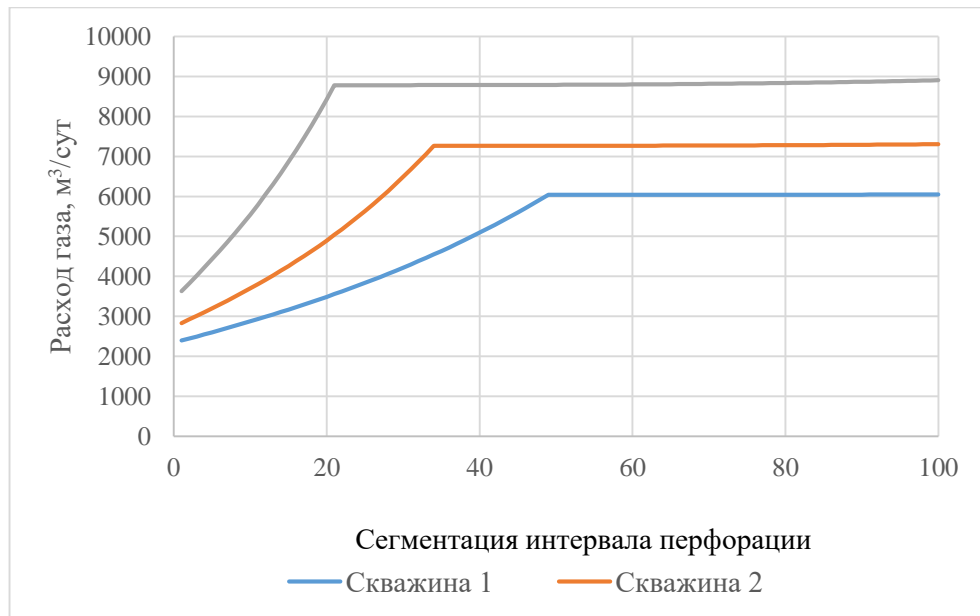


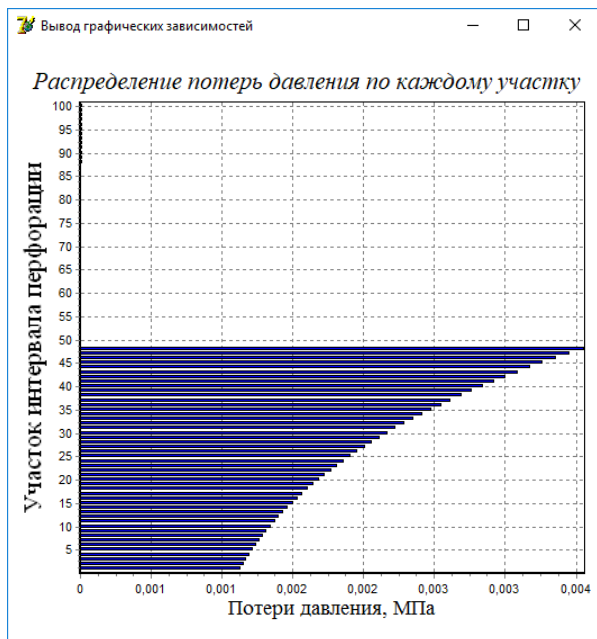
Рисунок 4.14 – Профиль притока газа

Расчет основного распределения потерь давления приурочено непосредственно к оцениваемому интервалу песчаной пробки, что представлено на рисунке 4.15.

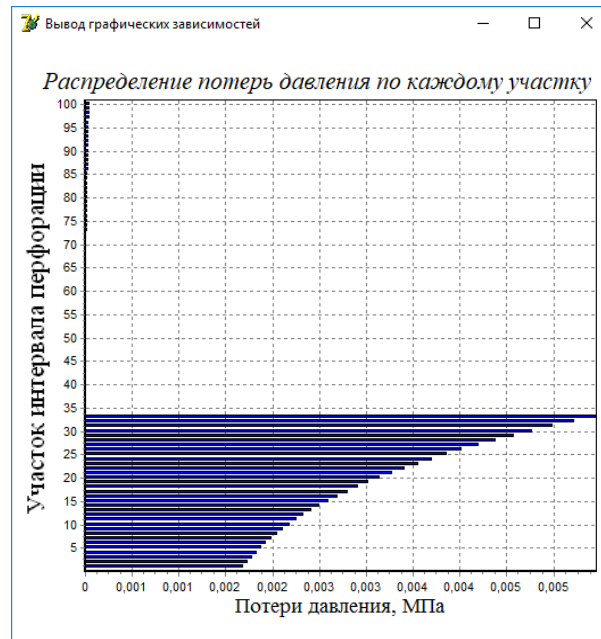
Согласно представленной динамике изменения потерь давления для каждой скважины, можно сделать следующие выводы:

1. потери увеличиваются от забоя к устью, что обусловлено скоростью потока, поскольку с увеличением скорости потока изменяется режим течения газа в трубе от ламинарного к турбулентному режиму (рост числа Рейнольдса);

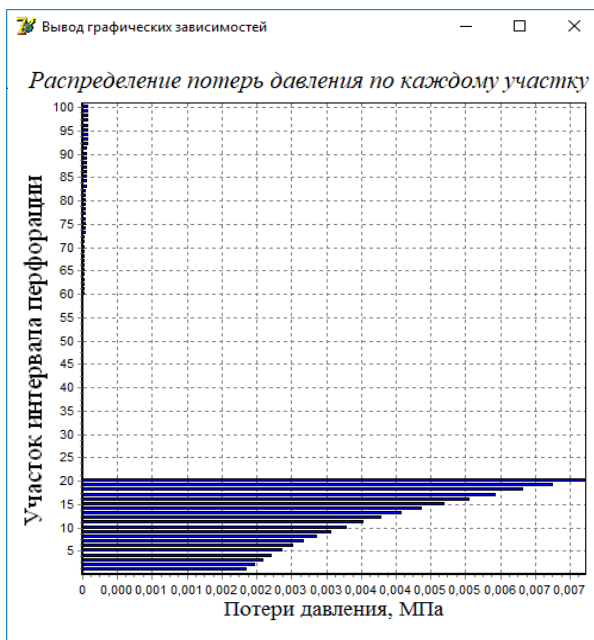
2. в условиях роста скорости потока гидравлические потери давления также напрямую зависят от наличия агрессивной среды (песко- и водопроявление), приводящей к возникновению дополнительных сопротивлений при фильтрации газа по каждому отверстию в системе «пласт - забой – ствол»;



а)



б)



в)

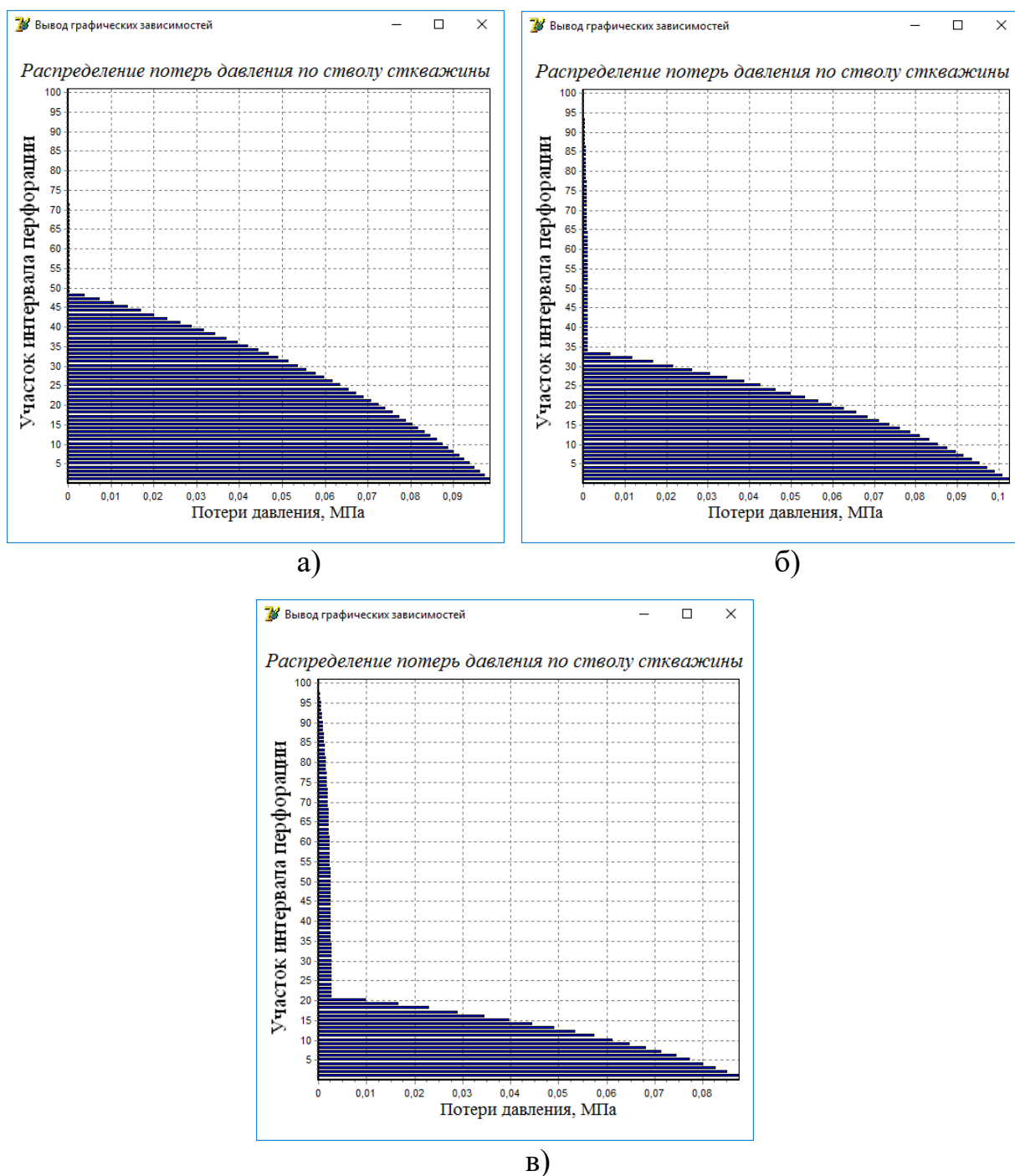
а - скважина № 1, б - скважина № 2, в - скважина № 3

Рисунок 4.15 – Распределение потерь давления по каждому отверстию

3. в условиях выдержанной проницаемости и продуктивности каждого перфорационного отверстия при отсутствии дополнительных сопротивлений на

забое скважины, наблюдается равномерное падение рабочей депрессии в интервале перфорации. При возникновении песчаной набивки происходит основное перераспределение потерь давления, приходящиеся на перекрытые интервалы пласта.

Распределение накопленных потерь давления для каждой скважины представлены на рисунке 4.16.



а - скважина № 1, б - скважина № 2, в - скважина № 3

Рисунок 4.16 – Распределение накопленных потерь давления

Как было рассмотрено выше, падение рабочей депрессии происходит с разной интенсивностью в зависимости от технического состояния забоя (пескопроявление), что обусловлено соответствующим характером накопления потерь давления (рисунки 4.15 - 4.16).

Таким образом, при возникновении существенных гидравлических сопротивлений, когда эффективная депрессия минимальна, нижние интервалы перфорации практически не работают.

Распределение скорости потока, так же, как и распределение потерь давления, было рассмотрено в двух случаях: в совокупности по каждому перфорационному отверстию и по всей эффективной толщине.

Кривую распределения скорости потока газа по всему интервалу перфорации (рисунок 4.17) можно разделить на два участка:

– Зона свободная от песка (верхние интервалы перфорации). Здесь кривая имеет линейный вид (представлено в виде красной линии на рисунках). Это связано в первую очередь с двумя аспектами:

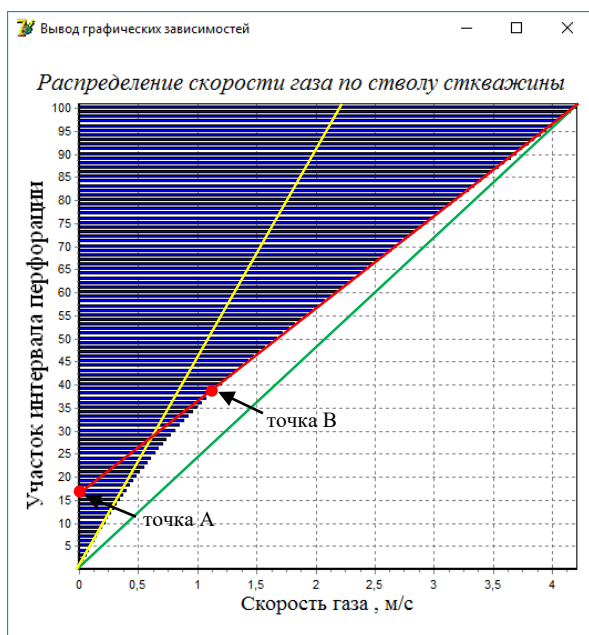
1. массовый расход каждого отверстия последовательно суммируется на данном участке перфорации;

2. в процессе расчета проницаемость была принята однородной по всему интервалу перфорации.

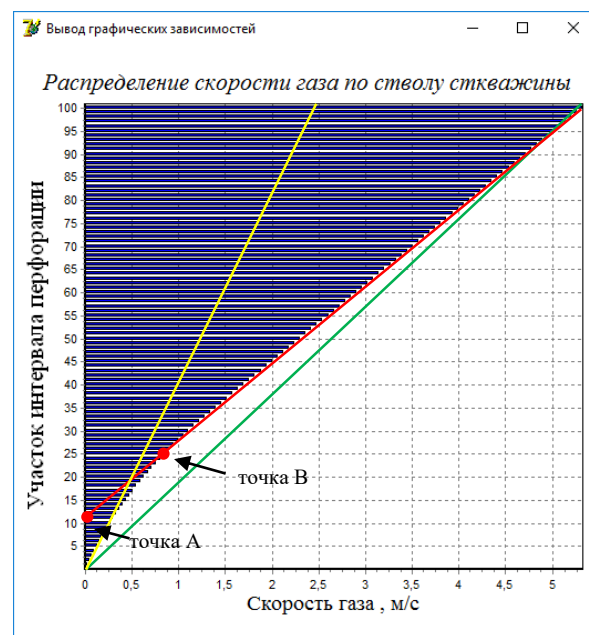
– Зона песчаной пробки (желтая линия на рисунке 4.17). Распределение меняет характер искривления, что обусловлено нарушением линейной зависимости. Основной причиной в данном случае является возникновение существенных сопротивлений от сформированной песчаной пробки на забое.

Согласно представленным рисункам, можно сказать, что при полном заполнении интервала перфорации песчаной пробкой, скорость потока газа уменьшится в среднем в два раза по всем рассматриваемым скважинам, что было определено в процессе построения линии регрессии по интервалу начального песчаного перекрытия (желтая линия).

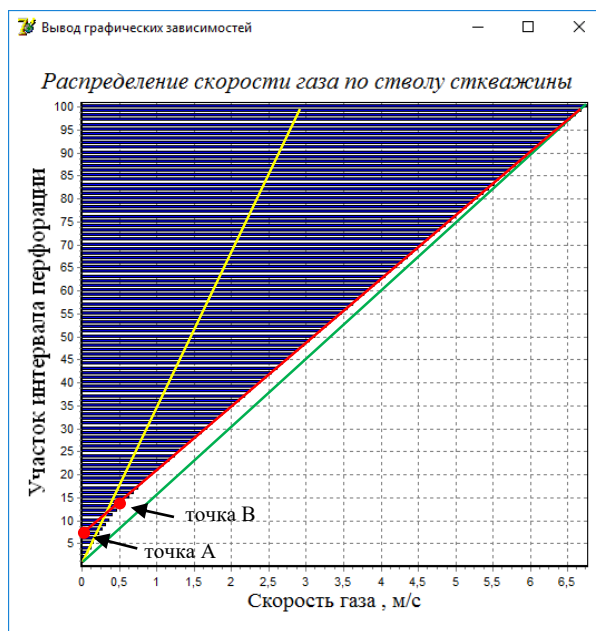
Точка «А» указывает на интервал перфорации минимального притока газа.



а)



б)



в)

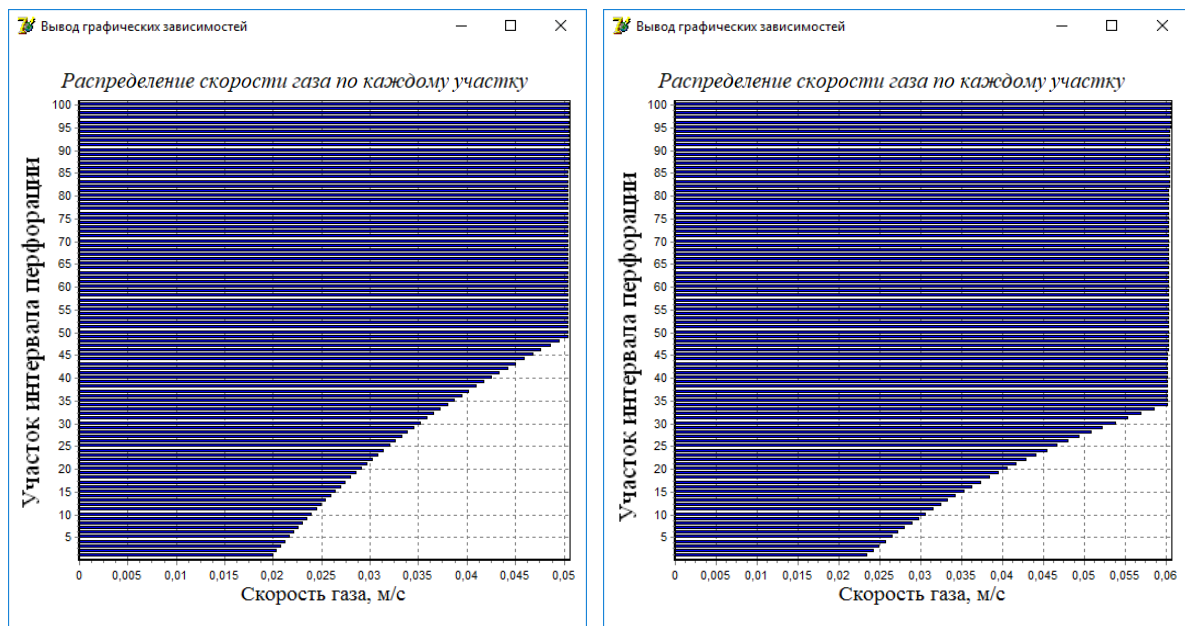
а - скважина № 1, б - скважина № 2, в - скважина № 3

Рисунок 4.17 – Распределение накопленной скорости потока газа

Точка «В» характеризует отклонение фактического распределения скорости потока газа от линейного закона. Точка «В» графически указывает на интервал песчаного перекрытия. Точность графического определения перекрытия зависит от объема потерь давления на газодинамическое трение. Таким образом, чем ниже потери давления на трение, тем выше точность.

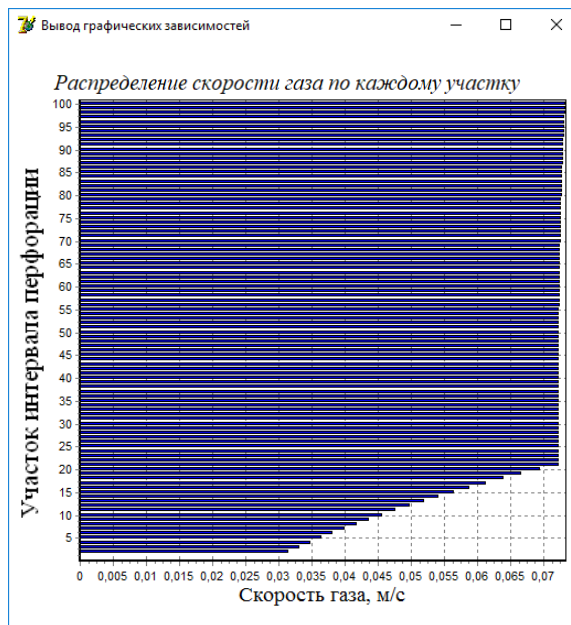
В случае, когда ствол не заполнен песком, можно наблюдать равномерное увеличение скорости потока газа в интервале перфорации, что показано на рисунке 4.17 в виде зеленой линии.

Скорость потока газа по каждому участку перфорации (рисунок 4.18) уменьшается подобно профилю потока вдоль ствола скважины с приближением к забою. При этом увеличиваются гидравлические сопротивления на соответствующих участках ствола скважины, что приводит к накоплению песка.



а)

б)



в)

а – скважина № 1, б – скважина № 2, в – скважина № 3

Рисунок 4.18 – Распределение скорости потока газа для каждого интервала перфорации

В результате проведенной работы была оценена величина песчаной пробки по каждой скважине (таблица 4.3).

Таблица 4.3 – Расчет величины песчаной пробки по каждой скважине

Значение проницаемости	Скважина № 1		Скважина № 2		Скважина № 3	
	Величина песчаной пробки, м	Процент расхождения, %	Величина песчаной пробки, м	Процент расхождения, %	Величина песчаной пробки, м	Процент расхождения, %
Данные полученные в результате ГИС	31,6		25,2		14,6	
Данные полученные в результате расчета	30,2	4,4	24,4	3,2	14,7	-0,7

Визуализация сопоставления расчетных параметров представлена на следующей гистограмме (рисунок 4.19).

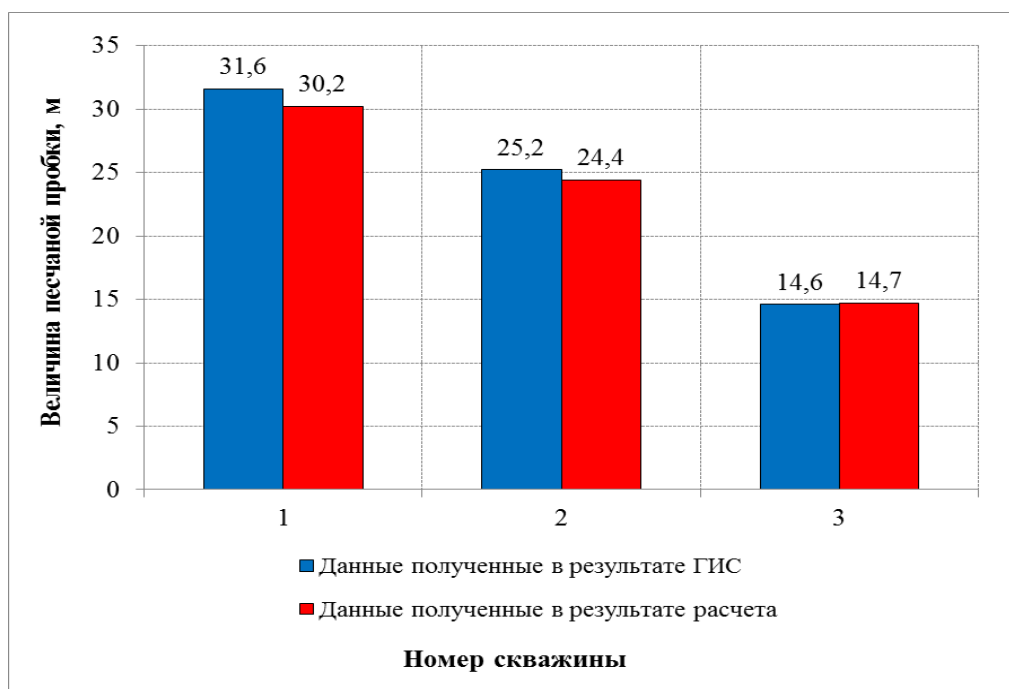


Рисунок 4.19 – Сопоставление расчетно-фактических значений величины песчаной пробки

В результате проведенных исследований можно сделать следующие заключения:

1. Сопоставление расчетных и фактических значений величины песчаной пробки показывает, что максимальное расхождение в среднем не превышает 5 %, что указывает на согласие результатов промыслового исследования и математического моделирования работы скважин.

2. Результаты проведенных расчетов показывают, что применение модели пласта с однородной проницаемостью при моделировании песчаной пробки является оптимальным (таблица 4.3). Так как расчет модели зависит явно от величины заданной проницаемости, усреднение её значений по пласту минимизирует влияние высокопродуктивных пропластков, неоднородности их распространения в перфорационном интервале пласта, а также снижает чувствительность итогового расчета к её колебаниям, что приводит к упрощению модели и получению оптимального результата.

3. С помощью адаптированной математической модели работы скважин можно оценивать фильтрационные коэффициенты a и b . Динамика изменения данных коэффициентов описывает состояние призабойной зоны пласта, другими словами возможное наличие песчаных и жидкостных пробок.

Для проверки устойчивости расчета выполненных исследований и оценки возможности использования полученных результатов по определению оптимального дебита газа необходимо провести сопоставление расчетных и фактических данных на основе индикаторных диаграмм. Данное сопоставление позволит выявить погрешности, полученные в процессе выполнения исследования.

Индикаторные диаграммы по каждой скважине представлены на рисунках 4.20 - 4.22.

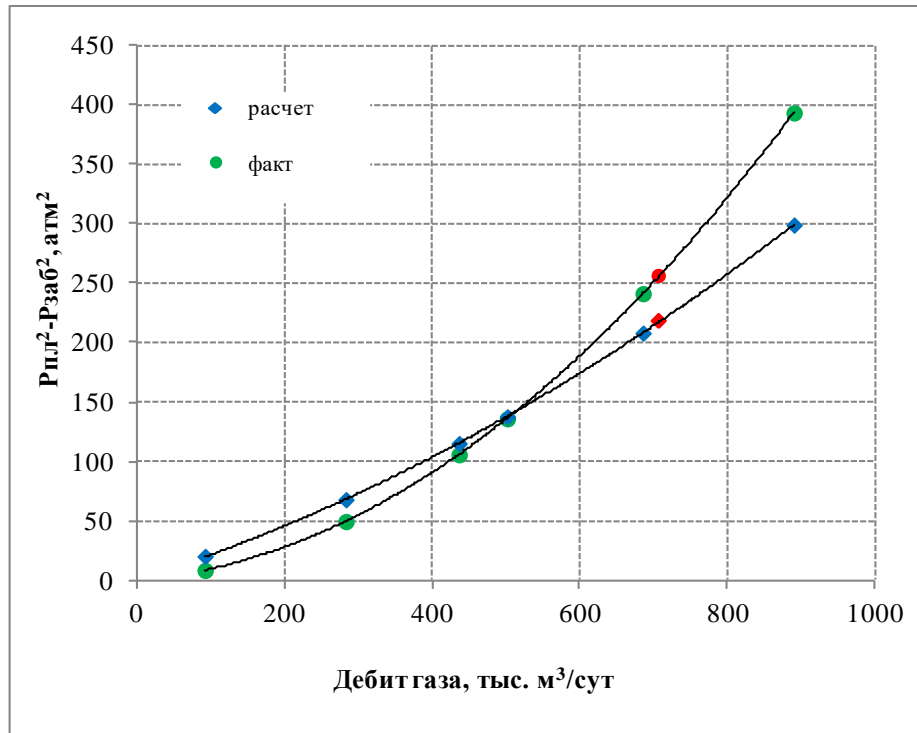


Рисунок 4.20 – Индикаторная диаграмма сопоставления расчетных и фактических данных. Скважина № 1

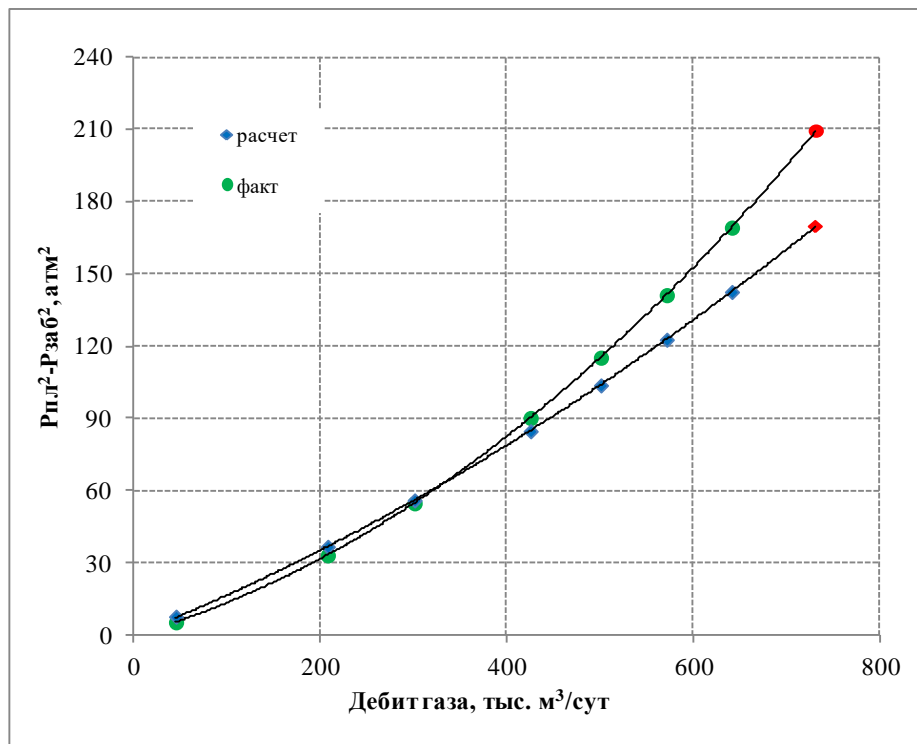


Рисунок 4.21 – Индикаторная диаграмма сопоставления расчетных и фактических данных. Скважина № 2

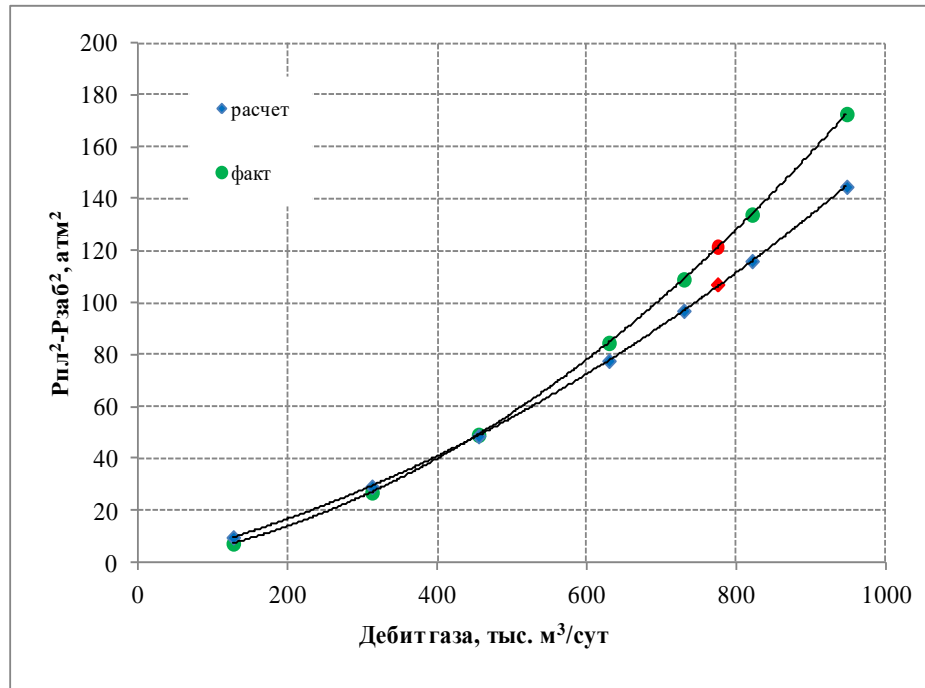


Рисунок 4.22 – Индикаторная диаграмма сопоставления расчетных и фактических данных. Скважина № 3

На представленных диаграммах изображены две кривые:

– кривая «факт» характеризует расчет дебитов газа с учетом коэффициентов фильтрационного сопротивления, которые были определены в результате промысловых газодинамических исследований.

– кривая «расчет» была получена на основе применения разработанного математического метода в условиях оцененной величины песчаной пробки.

По форме индикаторной кривой можно судить о законе фильтрации газожидкостной смеси в системе «пласт – скважина». При корректном определении аналитической зависимости дебита газа от перепада давления можно выполнить расчет интервала допустимых значений рабочего дебита с учетом ограничений скорости потока.

Представленное сопоставление индикаторных кривых свидетельствует о следующем:

1. Данные, полученные в процессе расчета работы скважины на разных режимах (кривая «расчет»), по всем трем случаям сопоставимы с результатами фактически проведенных промысловых исследований (коэффициенты a и b).

2. По расчетной зависимости наблюдается большая интенсивность роста дебита газа при соизмеримых изменениях перепада давления. Данный факт связан с дополнительной потерей давления на вынос механических примесей в процессе исследования скважины на режимах большой депрессии, учет которой при оценке песчаной пробки не представляется возможным.

3. Расхождение между расчетными и фактическими кривыми в условиях максимального отбора газа не превышает 1 % при сравнении значений забойного давления.

На данном этапе проведения исследования достигнута удовлетворительная сходимость результатов, которая позволяет сделать следующие выводы:

1. Проанализированный математический метод выполняет расчет работы скважины на разных режимах с минимальным процентом отклонения, что в первую очередь связано с отсутствием возможности учета дополнительного выноса песка при росте депрессии.

2. Введение учета граничных условий по скорости потока позволяет ввести инструмент контроля и оптимизации технологического режима работы скважины в определенном, оптимальном диапазоне.

3. Полученные результаты по проведенным исследованиям позволяют рассматривать данный математический метод, как дополнительный инструмент контроля и анализа эксплуатации газовых скважин, а также как способ определения необходимости выполнения геолого-технических мероприятий (например, капитальный ремонт скважин).

4.4 Оценка режима работы скважины на основе проведенных расчетов

Определение оптимального дебита зависит от требований многих критериев, учет которых необходим для качественного расчета искомого параметра.

Среди прочих условий определения дебита газа, расчет технологического режима работы скважины опирается на допустимый интервал изменения скорости газового потока, как на забое, так и на устье скважины.

Допустимая скорость потока газа характеризуется наличием минимальных и максимальных значений, которые определяются условиями фильтрации газа в трубе в зависимости от конструкции скважины и её технического состояния.

Минимальные значения скорости потока газа определяются условиями пескопроявления на забое скважины.

На образование и разрушение песчаной пробки влияет конструкция скважины (диаметр и глубина спуска труб), следовательно, для выноса части породы с забоя скважины необходимо, чтобы сила восходящего потока превышала гравитационную.

В случае, когда на каком-то интервале ствола скважины подъемная и гравитационная силы равны, возникает вероятность образования на данном участке «висячей» пробки. При уменьшении скорости потока газа или закрытии скважины песчаная пробка опускается на забой, вследствие чего наблюдается перекрытие продуктивного интервала пласта.

Ранее в главе 1 было установлено, что скорость восходящего потока газа для выноса частиц породы должна быть более 2 м/с [38]. Но необходимо учесть, что величина скорости газового потока зависит от плотности и формы выносимых частиц песка. Ввиду этого на промысле для учета всевозможных погрешностей, устанавливают минимальное значение скорости потока не менее 4 м/с.

Следует отметить, что величина скорости потока, обеспечивающая вынос механических примесей на устье, зависит от плотности и формы песчаных частиц. Вследствие чего, с целью учета погрешностей принятых решений, на промысле принято брать в качестве минимального значения скорости восходящего потока не менее 4 м/с. Величина максимальной скорости газового потока определяется с учетом условий погружного и устьевого оборудования, так как именно высокие скорости, а значит и характер течения газа являются основными причинами износа и коррозии оборудования.

Зачастую, интенсивной коррозии подвержены те участки ствола скважины, где происходит изменение характера течения газа. Экспериментально установлено, что разрушение внутренней поверхности ствола скважины у устья происходит при

высоких скоростях, но износ оборудования минимален при скорости менее 10 м/с. В связи с этим, можно сделать вывод, что именно скорость является основным фактором, влияющим на степень износа погружного и наземного оборудования скважины.

Регулирование скорости газового потока может быть произведено путем снижения дебита или увеличения диаметра труб. С точки зрения экономической целесообразности при установке технологического режима работы скважины первоначально необходимо рассматривать возможность увеличения диаметра труб, поскольку уменьшение дебита приведет к снижению общей добычи газа. Но также нужно учесть, что замена фонтанных труб на больший диаметр эффективна только в том случае, когда разовая замена полностью исключает опасность коррозии. Однако это возможно при очень низких скоростях газа в скважине.

Низкая скорость потока газа вызывает уменьшение коррозии.

В условиях применения коррозионностойкого оборудования или антикоррозионных ингибиторов критическая скорость потока в 10 м/с многими недропользователями корректируется в зависимости от особенности геологии месторождения, условий разработки и наличия проектных предписаний.

На исследуемом месторождении недропользователем критическая скорость потока газа принята в пределах 12 м/с.

Таким образом, с учетом всего вышеизложенного, исследуемый математический метод можно дополнительно использовать при решении следующих задач:

1. Анализ и формирование рекомендаций по оптимизации технологического режима работы скважины в условиях наличия песчаной пробки на забое.
2. Расчет оптимального дебита газа в условиях выполнения рекомендации по геолого-техническим мероприятиям.

Оценка режима работы скважины. Когда оценочная величина песчаной пробки является незначительной или нет возможности проведения промысловых работ по очистке забоя, возникает необходимость качественной оценки

предельного потенциала работы скважины при критических значениях скорости потока газа.

По исследуемым скважинам были определены фактические значения скорости потока на забое с последующим расчетом дебита газа при предельных ограничениях в 10 и 12 м/с (таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Оптимизация режима работы скважины

Номер скважины	Фактический режим работы скважины			Критическая скорость 10 м/с		Критическая скорость 12 м/с	
	дебит, тыс. м ³ /сут	забойное давление, МПа	скорость потока, м/с	дебит, тыс. м ³ /сут	забойное давление, МПа	дебит, тыс. м ³ /сут	забойное давление, МПа
1	502	4,676	6	738	4,576	893	4,499
2	640	4,709	8	735	4,679	889	4,625
3	820	4,780	11	739	4,799	891	4,764

По скважине № 3 не требуется оптимизация, так как она работает уже на предельных скоростях потока, предусмотренных недропользователем.

В результате выполненных расчетов следует отметить, что каждая скважина обладает существенным потенциалом добычи газа, то есть даже в условиях наличия песчаной пробки на забое существует реальная возможность увеличения дебита газа.

Увеличение перепада давления, соответствующего широкому разбросу значений по предельным скоростям потока, требует дополнительной проверки на возможность конусообразования воды, например, по методу Точигина [51].

Расчет потенциала скважины от проведения ГТМ. При получении большого процента перекрытия интервала перфорации, приводящего к сильному ограничению потенциала скважины, возникает необходимость выполнения на ней геолого-технического мероприятия - очистки забоя от песка.

В целях обоснования экономических затрат на проведение капитального ремонта необходимо выполнить прямой расчет дебита газа в условиях сохранения

режима работы скважины без учета песчаной пробки. Разница между фактическим и предполагаемым дебитом газа является оценкой дополнительной добычи от проведения рекомендуемых ремонтных работ.

Вследствие очистки забоя от песчаной пробки, происходит увеличение скорости восходящего потока, что накладывает дополнительные ограничения на оценку потенциального дебита газа от проведения ГТМ.

Для упрощения и корректности расчета, как было выявлено ранее, при оценке потенциала скважин использовалось усредненное значение проницаемости по интервалу перфорации.

По исследуемым скважинам были получены следующие результаты (таблица 4.5).

Таблица 4.5 – Расчет потенциала скважины от проведения ГТМ

Параметр	Скважина № 1	Скважина № 2	Скважина № 3
Фактический дебит газа, тыс. м ³ /сут	502,0	640,0	820,0
% перекрытия интервала перфорации	30,2	24,4	14,7
Потенциальный дебит газа, тыс. м ³ /сут	599,5	720,9	873,0
Дополнительная суточная добыча, тыс. м ³ /сут	97,5	80,9	53
Прирост, %	19,4	12,6	6,5

По выполненным расчетам, следует отметить:

– Скважина № 1 работает в условиях перекрытия интервала перфорации более чем на 30 %. Вследствие чего данную скважину стоит рекомендовать к проведению капитальных работ по очистке забоя от песка. В целях обоснования необходимости и экономической эффективности проведения геолого-технических мероприятий оценка дополнительного прироста дебита газа при отсутствии песчаной пробки составляет 97,5 тыс. м³/сут, что соответствует 19,4 %.

– Результаты расчетов по скважинам № 2 и № 3 указывают на отсутствие острой необходимости проведения мероприятий по очистке забоя, поскольку

полученные значения перекрытия интервала перфорации и соответствующие ему потери добычи газа еще позволяют эксплуатировать скважины на текущем режиме работы.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

1. представленная математическая модель может быть использована в качестве аналитического инструмента по определению скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий с целью очистки забоя от песка;

2. предлагаемый математический метод пересчета гидравлических сопротивлений и скоростей движения газа по сегментам, показавший адекватность поведения в реальных скважинах, можно применить в процессах или явлениях, в которых происходит рост и снижение физических величин, таких как плотность, диффузия и т.п.;

3. в условиях отсутствия рекомендаций по проведению ГТМ данный метод способствует оптимизации технологического режима работы скважины с учетом расчета потенциала при предельных скоростях потока газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе для решения прикладных задач в рамках контроля эксплуатации газовых скважин и/или выполнения проектных документов по разработке газового или газоконденсатного месторождения проведено математическое моделирование фильтрационного течения газа в условиях формирования песчаной пробки на забое несовершенной скважины, а также реализован подход цифрового регулирования технологического режима работы газовой скважины в условиях изменения гидродинамических сопротивлений, вызванных образованием песчаной пробки в интервале перфорации.

Основные результаты и рекомендации диссертации могут быть сформулированы следующим образом:

1. Проведенный анализ результатов отечественных и зарубежных исследований подтвердил актуальность проблемы образования песчаной пробки и сложно прогнозируемый ее влияния на режим работы скважины.

2. Создана математическая модель газового потока в интервале перфорации скважины, которая учитывает изменения условий движения газа на участке, заполненном песком, так и свободном от него. Расчеты по данной модели позволят оценить максимально возможный дебит газовой скважины и возможность ее дальнейшей эксплуатации, как при наличии, так и в отсутствии песчаной пробки на забое скважины.

3. Проведено исследование зависимости величины песчаной пробки от характера изменения давления в интервале перфорации. Получено решение многопараметрического уравнения, описывающего процесс формирования зоны повышенных гидродинамических сопротивлений.

4. Реализован комплекс программ для оценки высоты песчаной пробки и соответствующей ей величин дебита газа и депрессии при условии стационарного режима работы скважины. Применение разработанного комплекса позволит выявить скважины с высокой степенью перекрытия интервала перфорации, а значит скорректировать режим работы скважины или рекомендовать ее к проведению ремонтных работ.

5. Полученные результаты применения разработанного программного продукта подтверждают достоверность созданной математической модели притока газа в условиях песконакопления на забое вертикальной газовой скважины. Достигнуто отклонения от фактических данных в пределах 5 %.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вяхирев Р.И. Разработка месторождений природных газов / Р.И. Вяхирев, А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов. – М: Недра-Бизнесцентр, 2002. - 880 с.
2. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов / Р.М Тер-Саркисов – М: Недра, 1999. - 659 с.
3. Ланчаков Г.А. Повышение эффективности доразработки сеноманских газовых залежей на основе системного совершенствования технологий добычи и подготовки газа / Г.А. Ланчаков // Диссертация, 2006. - 140 с.
4. Уолкотт Дон Разработка и управление месторождениями при заводнении / Дон Уолкотт - М: ЮКОС - Schlumberger, 2001. - 144 с.
5. Вяхирев Р.И. Теория и опыт добычи газа / Р.И. Вяхирев, Ю.П. Коротаяев, Н.И. Кабанов. - М: Недра, 1998. - 479 с.
6. Иванова М.М. Нефтегазопромысловая геология / М.М. Иванова, И.П. Чоловский, Ю.И. Брагин. - М: Недра-Бизнесцентр, 2000. - 414 с.
7. Стрижов И.Н. Добыча газа / И.Н. Стрижов, И.Е. Ходанович. - Москва - Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. - 376 с.
8. Мирзаджанзаде А.Х. Основы технологии добычи газа / А.Х. Мирзаджанзаде. - М: Недра, 2003. - 881 с.
9. Закиров С.Н. Проектирование и разработка газовых месторождений / С.Н. Закиров, Б.Б. Лапук. - М: Недра, 1974. - 376 с.
10. Сьюмен Д. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах / Д. Сьюмен, Р. Эллис, Р. Снайдер / Пер. с англ. и ред. Цайгера М.А. – М: Недра, 1986. - 177 с.
11. Басарыгин Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации (Справ. Пособие в 6 т) / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов. - М: Недра, 2003. - 399 с.
12. Гасумов Р.А. Опытные-промышленные испытания технологии и технических средств по удалению глинисто-песчаных пробок в условиях АНПД /

Р.А. Гасумов, В.А. Машков, А.А. Сингуров и др. // Сборник научных статей ООО «СевкавНИПИГаз». – 2003. – С. 162-171.

13. Башкатов А.Д. Предупреждение пескования скважин / А.Д. Башкатов - М: Недра, 1991. - 176 с.

14. Рики Дж. Арментор. Предотвращение выноса песка из добывающих скважин / Рики Дж. Арментор, Майкл Р. Уайз, Майк Боумен и др. // Нефтегазовое обозрение Shlumberger. - 2007. – С. 4-17.

15. Никишина Л.А. Борьба с выносом песка: Обзор зарубежной литературы / Л.А. Никишина. - Москва: Недра, 1965. - 43 с.

16. Гасумов Р.А. Проведение капитального ремонта в скважинах месторождений крайнего севера, предотвращающего образование песчаных пробок и разрушение призабойной зоны пласта / Р.А. Гасумов, М.Г. Гейхман, З.С. Салихов, В.Г. Мосиенко. - М: ИРЦ Газпром, 2004. - 108 с.

17. Бабазаде Э.М. Роль интеллектуальных скважин в осуществлении контроля над пескопроявлением / Э.М. Бабазаде // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. - 2011. –С. 39-43.

18. Сайд Али. Компоновка для создания высокоэффективных гравийных фильтров в горизонтальных скважинах / Сайд Али, Рик Дикерсон, Клайв Беннет и др. - Москва: Нефтегазовое обозрение Shlumberger, 2002. - 35 с.

19. Клушин П.В. Способы предупреждения образования песчаных пробок на забоях газовых скважин / П.В. Клушин // Материалы XII региональной научно-технической конференции «Вузовская наука – Северо-Кавказскому региону». Естественные и точные науки. Технические и прикладные науки. - Ставрополь: СевКавГТУ, 2008.

20. Сулейманов А.Б. Практические расчёты при текущем и капитальном ремонте скважин / А.Б. Сулейманов, К.А. Карапетов, А.С. Яшин. - М: Недра, 1984. - 224 с.

21. Ахметов А.А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. Проблемы и решения / А.А. Ахметов. - Уфа: УГНТУ, 2000. - 219 с.

22. Усов Е.А. Противопесочная защита глубинно-насосного оборудования с применением сетчатых фильтров ООО «Росфин» / Е.А. Усов // Инженерная практика. – 2011. - №8. – С. 25-29.

23. Лукаш Островски. Технология за круглым столом: Заканчивание скважин, BakerHughes, Halliburton, PackersPlus, Tenaris, ТМКPremium-Services, Centek, ТАМInternational&Tendeka / Лукаш Островски, Райан Метсон и др. // ROGTEC. - 2011.

24. Ледков А.О. Анализ достоинств и недостатков известных сепараторов. Выбор наиболее работоспособного сепаратора для Ванкорского месторождения / А.О. Ледков // Труды научной конференции «Нефтегазовое и горное дело». - 2010. – С. 29-32.

25. Амиян В.А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В.А. Амиян, А.В. Амиян, Н.П. Васильева. - М: Недра, 1980. - 302 с.

26. Долгов С.В. Влияние песчаной пробки на работу газовой скважины / С.В. Долгов, В.В. Зиновьев, И.В. Зиновьев // Электронный научный журнал Нефтегаз. - <https://neftegaz.ru/>

27. Кустышев А.В. Колтюбинговые технологии для ремонта скважин с аномально низким пластовым давлением / А.В. Кустышев, Т.И. Чижова и др. // Газовая промышленность. - 2011. - № 5. – С. 15-19.

28. Листак М.В. Проблемы предотвращения пескообразования и удаления песчаных пробок в обводняющихся газовых скважинах / М.В. Листак // Время колтюбинга. – 2014. – С. 12-14

29. Амиров А.Д. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин / А.Д. Амиров, К.А. Карапетов, Ф.Д. Лемберанский и др. - М: Недра, 1979. - 309 с.

30. Волощук Г.М. Оборудование для ремонта скважин / Г.М. Волощук - Ухта: УГТУ, 2008. - 143 с.

31. Басарыгин Ю.М. Ремонт газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, П.П. Макаренко, В.Д. Мавромати - М: Недра, 1998. - 270 с.

32. Лаврушко П.Н., Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. - М: Недра, 1971. - 183 с.

33. Умралиев Б.Т. Капитальный ремонт скважин / Б.Т. Умралиев, М.М. Ермаков. - Павлодар: Арман-ПВ, 2004. - 350 с.

34. Ефимова Т.И. Планирование и оценка объёмов работ при ликвидации песчаных пробок / Т.И. Ефимова, Б.Я. Зарецкий, А.З. Шефер. - М: Недра, 1977. - 474 с.

35. Самарский А.А. Математическое моделирование: Идеи. Методы. Примеры / А.А. Самарский, А.П. Михайлов. - М: ФИЗМАЛИТ, 2005. - 320 с.

36. Эндрюс Дж., Мак-Лоун Р. Математическое моделирование / Дж. Эндрюс, Мак-Лоун Р. - М: Мир, 1979. - 280 с.

37. Аветисов А.Г. Методы прикладной математики в инженерном деле при строительстве нефтяных и газовых скважин / А.Г. Аветисов, А.Г. Булатов А.И., С.А. Шаманов - М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - 239 с.

38. Мирзаджанзаде А.Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин - Москва - Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. - 368 с.

39. Генри Б. Кричлоу. Современная разработка нефтяных месторождений - проблемы моделирования / Генри Б. Кричлоу. - М: Недра, 1979. - 303 с.

40. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Азиз Х., Сеттари Э. - Москва - Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. - 416 с.

41. Закиров С.Н. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений / С.Н. Закиров, В.И. Васильев, А.И. Гутников и др. - М: Недра, 1984. - 295 с.

42. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов /Р.Д. Каневская. - Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. - 128 с.

43. Гильфанов М.А. Математическое моделирование процесса исследований скважин на стационарных и нестационарных режимах / М.А. Гильфанов, С.Е. Ершов, Г.Г. Кучеров, А.В. Назаров, А.Н. Щукин - М: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. - 60 с.

44. Назаров А.В. Математическая модель трехфазного трехкомпонентного течения / А.В. Назаров, Э.В. Северинов - М: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. - 73 с.

45. Закиров Э.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа / Э.С. Закиров. - М: Грааль, - 2001. - 303 с.

46. Леви В.Б. Усовершенствование гидродинамического моделирования на основе автоматизированного моделирования и анализа неопределенностей / В.Б. Леви // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». -2011. - № 23. – С. 42-45.

47. Лялин В.Е. Концепции математического моделирования пластовых систем на базе метода линий тока / В.Е. Лялин, К.А. Сидельников // Электронный научный журнал. – 2005. - www.ogbus.ru.

48. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / И.Е. Идельчик. - М: Машиностроение, 1975. - 559 с.

49. Сохошко С.К. Развитие теории фильтрации к пологим и горизонтальным газовым и нефтяным скважинам и ее применение для решения прикладных задач / С.К. Сохошко // Диссертация, ТюмГНГУ, 2008. - 211 с.

50. Зотов Г.А. Инструкция по комплексному исследованию газовых скважин / Г.А. Зотов, З.С. Алиев. - Москва - Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. - 384 с.

51. Мамчистова А.И. Определение оптимального режима работы скважины при образовании песчаной пробки / А.И. Мамчистова, Е.А. Петелина // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013 - № 1. - С. 75-79.

52. Насырова А.И., Хайруллин А.А. Оценка притока газа в скважину при наличии песчаной пробки на забое / А.И. Насырова, А.А. Хайруллин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. - № 3. - С 71-76.

53. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика / И.А. Чарный. – М: ГТТИ, 1963. – 397 с.
54. Марон В.И. Гидравлика двухфазных потоков в трубопроводах / В.И. Марон. – Санкт-Петербург: Лань, 2012. - 256 с.
55. Алиев З.С. Технологический режим работы газовых скважин / З.С. Алиев, С.А. Андреев, А.П. Власенко и др. – М.: Недра, 1978. – 279 с.
56. Бобровский С.А. Движение газа в газопроводах с путевым отбором / С.А. Бобровский, С.Г. Щербаков, М.А. Гусейн-заде. - М: Наука, 1972. – 192 с.
57. Закиров С.Н. Многомерная и многокомпонентная фильтрация / С.Н. Закиров, Б.Е. Сомов, В.Я. Гордон и др. – М.: Недра, 1988. – 335 с.
58. Ермилов О.М. Эксплуатация газовых скважин / О.М. Ермилов, З.С. Алиев, В.В. Ремизов и др. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
59. Гусейнзаде М.А. Упругий режим в однопластовых и многопластовых системах / М.А. Гусейнзаде, А.К. Колосовская. – М.: Недра, 1972. – 456 с.
60. Коротаев Ю.П. Инструкция по гидродинамическому расчету газоконденсатных скважин / Ю.П. Коротаев, А.А. Точигин, Н.И. Семенов. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
61. Лысенко В.Д. Формула дебита вертикально-горизонтальной скважины на многослойном нефтяном пласте. Разработка нефтяных и газовых месторождений. «Нефтепромысловое дело» 1997, № 8, с. 6.
62. Марчук Г.И. Методы вычислительной математики / Г.И. Марчук. – М.: Наука, 1980. – 608 с.
63. Николаевский В.М. Движение углеводородной смеси в пористой среде / В.М. Николаевский, Э.А. Бондарев, М.Н. Миркин, Г.С. Степанова, В.П. Терзин. – М.: Недра, 1968. – 525 с.
64. Мамаев В.А., Одишария Г.Э., Клапчук О.В. Движение газожидкостных смесей в трубах. – М.: Недра, 1978. – 270 с.
65. Рабинович Е.З. Гидравлика / Е.З. Рабинович. – М: Недра, 1974. – 408 с.
66. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде (пер. с англ.) / М. Маскет. – М: Гостоптехиздат, 1949. – 608 с.

67. Телков А.П. Образование конусов воды при добыче нефти и газа / А.П. Телков, Ю.И. Стклянин. - М.: Недра, 1965. – 163 с.

68. Телков А.П. Подземная гидрогазодинамика / А.П. Телков. – Уфа: УНИ, 1974. – 224 ю с.

69. Мамчистова А.И. Анализ причин образования песчаных пробок на забоях газовых скважин / А.И. Мамчистова, В.А. Варламов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. - № 2. - С 70-73.

70. Мамчистова А.И. Методы борьбы с образованием песчаных пробок на забоях газовых скважин / А.И. Мамчистова, А.В. Ожгибесова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. - № 3. - С 50-73.

71. Насырова А.И. Работа газовых скважин в условиях интенсивного выноса механических примесей / А.И. Насырова, И.И. Насыров, А.А. Хайруллин // Тюменский индустриальный университет. – 2017. – С. 170-178.

72. Эллис Р.С. Оптимизация борьбы с выносом песка / Эллис Р.С., Снайдер Р.И., Самен Дж.О. // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1981. - № 12 – С. 13-21.

73. Айрес Х.Дж. Борьба с выносом песка из скважин / Айрес Х.Дж., Реймос Дж. // Инженер-нефтяник. – 1972. - № 10. – С. 150-154.

74. Баррил Р. Предотвращение выноса песка при высоких дебитах газовых скважин / Баррил Р. Гей Л. // Нефть, газ и нефтехимия. - 1983. - № 9. – С. 10-14.

75. Маслов И.И. Методы борьбы с выносом песка из нефтяных скважин И.И. Маслов. – М: ВНИИОЭНГ, 1980 г. – 63 с.

76. Остапов О.С. Борьба с выносом песка на газовых месторождениях Западной Сибири / Остапов О.С., Мосиенко В.Г., Климанов А.В., Нерсесов С.В.// СевКавНИПИГпз. – 2000. -№ 33. – С. 20-23.

77. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газам / М.В. Лурье. - М.: Недра, 2003 – 335 с.

78. Марон В.И. Гидродинамика однофазных и многофазных потоков в трубопроводе / В.И. Марон. – М.: МаксПресс, 2009 – 340 с.

79. Коротаев Ю.П. Комплексная разведка и разработка газовых месторождений / Ю.П. Коротаев. – М.: Недра, 1968 – 428 с.

80. Минский Е.М. Нестационарное движение газа через пористые среды при нелинейном законе сопротивления / Е.М. Минский // Труды ВНИИгаза. - 1962. - С. 25-47.

81. Насырова А.И. Оценка притока газа в скважину при наличии песчаной пробки на забое / А.И. Насырова, И.И. Насыров, Е.И. Мамчистова // Фундаментальные исследования. – 2016. - № 4. – С. 87-91.

82. Насырова А.И. Определение оптимальных условий режима работы газовых скважин, характеризующихся наличием песчаной пробки на забое. - Новые технологии – Нефтегазовому региону. Материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. / А.И. Насырова. - 2015 г. - С. 348-350.

83. Мамчистова А.И. Математическое обоснование расчета оптимального дебита газа в условиях образования песчаной пробки - Международная научно-практическая конференция «Моделирование процессов разработки месторождений, транспортировки нефти и газа» / А.И. Мамчистова, С.К. Сохошко, И.И. Насыров. - 2014 г. – С. 87-91.

Приложение А (справочное)

Акт о внедрении



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»
(ООО «Газпром проектирование»)

Тюменский филиал

ул. Воровского, д. 2, г. Тюмень,
Тюменская область, Российская Федерация. 625019
тел. +7 (3452) 28-64-81, факс: +7 (3452) 28-61-06
e-mail: tyumen@gazpromproject.ru
ОКПО 35326583, ОГРН 1027700234210, ИНН 0560022671, КПП 720343001

№ 23.08.2018
на № _____ от _____

Акт

О применении результатов диссертационной работы А.И. Насыровой
«Оптимизация эксплуатации газовой скважины на основе математического
моделирования фильтрации газа в зоне гидродинамических сопротивлений интервала
перфорации»

Результаты диссертационной работы А.И. Насыровой были использованы ТФ ООО «Газпром проектирование» при выполнении авторского надзора за разработкой газовых месторождений Ноябрьской группы.

Для определения характера течения газа в скважине и установления факта песчаного перекрытия интервала перфорации был использован программно-вычислительный комплекс, разработанный в диссертационной работе. Результаты, полученные в процессе расчетов, показали хорошую сходимость фактических и расчетных данных, что позволило определить скважины для детального анализа состояния призабойной зоны пласта, проведения мероприятий по очистке забоев от песчаных пробок и оптимизации текущего режима работы.

Директор Тюменского филиала
ООО «Газпром проектирование»

М.Н. Гагарин

Начальник центра проектирования разработки
газовых месторождений, к.т.н

З.Н. Шандрыголов

Приложение Б (справочное)

Свидетельства о регистрации ПЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



RU 2013660500

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ

<p>Номер регистрации (свидетельства): 2013660500</p> <p>Дата регистрации: 07.11.2013</p> <p>Номер и дата поступления заявки: 2013618080 10.09.2013</p> <p>Дата публикации: 20.12.2013</p> <p>Контактные реквизиты: lsi@tsogu.ru</p>	<p>Автор: Мамчистова Александра Ивановна (RU)</p> <p>Правообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ) (RU)</p>
---	--

Название программы для ЭВМ:
Программа для прогнозирования образования песчаных пробок при разработке газовых месторождений

Реферат:
Программа предназначена для прогнозирования образования песчаных пробок при разработке газовых месторождений. Программа создана на основе существующих математических моделей устойчивости призабойной зоны скважины для определения депрессии, при которой разрушается горная порода, и минимально допустимого дебита, при котором достигается нужная скорость потока газа по стволу скважины для выноса песка.

Тип реализующей ЭВМ: IBM PC - совмест. ПК

Язык программирования: Object Pascal

Вид и версия операционной системы: Windows 98/2000/XP/Vista/7/8

Объем программы для ЭВМ: 2,8 Мб

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**RU 2014619331**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ**

Номер регистрации (свидетельства): 2014619331 Дата регистрации: 15.09.2014 Номер и дата поступления заявки: 2014617226 23.07.2014 Дата публикации: 20.10.2014 Контактные реквизиты: lsi@tsogu.ru	Авторы: Мамчистова Александра Ивановна (RU), Назарова Нелли Владимировна (RU), Белов Александр Геннадьевич (RU) Правообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ) (RU)
---	--

Название программы для ЭВМ:

Программа для расчета дебитов несовершенных скважин и депрессий в однородно-анизотропном круговом пласте

Реферат:

Программа предназначена для расчета дебитов несовершенных скважин и депрессий в однородно-анизотропном круговом пласте. Программа позволяет рассчитать дебит несовершенных скважин и депрессии.

Тип реализующей ЭВМ:	IBM PC - совмест. ПК
Язык программирования:	Object Pascal
Вид и версия операционной системы:	Windows 98/2000/XP/Vista/7/8
Объем программы для ЭВМ:	6,6 Мб

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**RU 2014619364**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ**

Номер регистрации (свидетельства): 2014619364	Автор: Мамчистова Александра Ивановна (RU)
Дата регистрации: 15.09.2014	Правообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ) (RU)
Номер и дата поступления заявки: 2014617376 25.07.2014	
Дата публикации: 20.10.2014	
Контактные реквизиты: lsi@tsogu.ru	

Название программы для ЭВМ:

Программа по оценке величины песчаной пробки на забое вертикальной газовой скважины

Реферат:

Программа предназначена для анализа и оптимизации режима работы газовой скважины в условиях образования песчаной пробки на забое. Программа позволяет рассчитать целевой и оптимальный дебит газа, который позволит сохранить добычу газа на проектном уровне.

Тип реализующей ЭВМ:	IBM PC - совмест. ПК
Язык программирования:	Object Pascal
Вид и версия операционной системы:	Windows 98/2000/XP/Vista/7/8
Объем программы для ЭВМ:	1,25 Мб