

*На правах рукописи*



**НАСИРОВА 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

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Тюмень – 2022

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет» на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Научный руководитель: **Хайруллин Амир Атауллович,**  
кандидат физико-математических наук,  
доцент кафедры «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений»  
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный  
университет»

Официальные оппоненты: **Валеев Марат Давлетович,**  
доктор технических наук, профессор,  
технический директор АО НПП «ВМ  
система»

**Хайдина Мария Павловна,**  
кандидат технических наук, доцент, доцент  
кафедры «Разработка и эксплуатация  
газовых и газоконденсатных  
месторождений» ФГАОУ ВО «РГУ нефти и  
газа (НИУ) имени И.М. Губкина»

Ведущая организация: ООО «НОВАТЭК Научно-технический  
центр», г. Тюмень

Защита состоится 18 марта 2022 года в 11 часов 00 минут на заседании диссертационного совета 24.2.419.03 при ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» по адресу: 625000, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70, ауд. 312.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-информационном комплексе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и на сайте [www.tyuiu.ru](http://www.tyuiu.ru).

Автореферат разослан «09» февраля 2022 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Пономарева Татьяна Георгиевна

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **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 распределение 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 системе «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 промышленными 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.

Автор выражает глубокую благодарность и признательность своему научному руководителю А.А. Хайруллину, а также Р.Я. Кучумову, С.К. Сохошко за консультации и помощь в выполнении работы.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обоснована актуальность работы, сформулированы цель и задачи исследования, определена научная новизна и практическая значимость работы.

**В первой главе** проведен анализ отечественных и зарубежных работ, посвящённых проблеме эксплуатации газовых скважин при накоплении песка на забое.

Несмотря на большое количество опубликованных работ по вопросу выноса механических примесей, оценка высоты песчаного перекрытия является до сих пор малоизученной проблемой. Это объясняется ограниченными возможностями проведения работ по определению, как наличия самой песчаной пробки, так и ее качественных характеристик. Оценка величины песчаной пробки может быть осуществлена на основе математической модели движения газа в системе «пласт-скважина» в условиях накопления песка на забое скважины. Расчеты по данной модели позволят найти изменение рабочих параметров скважины в условиях роста песчаного перекрытия.

**Во второй главе** описана математическая модель оценки величины песчаной пробки.

Фильтрация газа в вертикальной газовой скважине, осложненная наличием песчаного перекрытия на забое, рассмотрена как квазистационарное изотермическое движение газа в однородном пласте.

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

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



### Интервал перфорации, свободный от песка.

В качестве основы для одномерного движения газа в вертикальном стволе скважины, свободном от песка, рассмотрим следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} -\frac{dP}{dz} + \gamma \frac{d(\omega^2)}{2} + g dz + \lambda \frac{\omega^2}{2} \frac{dz}{D} = 0 \\ Q_m = \rho \omega F = idem \\ P = \rho ZRT \end{cases} \quad (1)$$

где  $P$  – давление в определенной точке ствола с координатой  $z$ , Па;  $\rho$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;  $\omega$  – скорость газового потока, м/с;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления, б/р;  $D$  – внутренний диаметр трубы, м;  $F = \pi D^2/4$  – площадь поперечного сечения трубы, м<sup>2</sup>;  $Z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа, б/р;  $R$  – удельная газовая постоянная, Дж/(кг·К);  $Q_m$  – массовый дебит газа, кг/с;  $\gamma$  – коэффициент, учитывающий характер потока: для ламинарных потоков  $\gamma = 2$ , для турбулентных  $\gamma = 1,1$ , б/р;  $T$  – температура потока, К.

В системе (1) первое уравнение – уравнение движения, второе – уравнение неразрывности, третье – уравнение состояния.

На основе системы (1) в диссертации было получено выражение для расчета перепада давления в интервале перфорации, свободном от песка:

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

где  $L$  – длина интервала перфорации, м;  $Q_{mi}$  – массовый расход газа, кг/с;  $n$  – количество участков интервала перфорации, ед.;  $P_1$  – давление на верхней границе участка, Па;  $P_2$  – давление на нижней границе участка, Па.

Коэффициент  $b$  учитывает влияние разности отметок начала и конца сегмента в стволе скважины на плотность газа. Коэффициент  $c$  учитывает влияние изменения линейной скорости газа на гидравлические потери в рассматриваемом сегменте.

### Ствол скважины, заполненный песком

Движение газа в вертикальном стволе скважины, заполненном песком, представим в виде следующей системы уравнений:

– движения:

$$-\frac{dP}{dz} = \frac{\mu}{k_{np}} \omega + b_M \rho \omega^2 + \rho g \cos(\alpha), \quad (3)$$

– массового расхода газа:

$$Q_m = \rho \omega F m = const, \quad (4)$$

– состояния:

$$P = \rho ZRT, \quad (5)$$

где  $Q_m$  – массовый расход газа, проходящего в единицу времени через сечение площадью  $F$ , кг/с;  $F$  – площадь поперечного сечения канала, м<sup>2</sup>;  $m$  – пористость гравийной набивки, б/р;  $\rho$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;  $Z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа, б/р;  $R$  – удельная газовая постоянная, Дж/(кг·К);  $T$  – температура, К;  $b_M$  – коэффициент гидравлического сопротивления при фильтрации в пористой среде (рассчитывается по формуле Минского), 1/м.

Для учета силы тяжести при изменении кривизны ствола скважины в уравнение нелинейной фильтрации газа был введён дополнительный параметр –  $\rho g \cos(\alpha)$  ( $\alpha$  – угол отклонения оси скважины от вертикали).

В условиях движения при заполненном стволе также необходимо скорректировать уравнение массового расхода газа, добавляя потери на фильтрацию по поровому участку.

После преобразований и интегрирования уравнений (3) - (5) по линейной скорости газа в пределах интервала перфорации с последующим выражением скорости через давление, получим:

$$P_2^2 = \frac{Fm}{Q_m g \cos(\alpha)} \exp\left(-\frac{2Lg \cos(\alpha)}{ZRT}\right) \left[ \left( \frac{\mu}{k_{np}} + \frac{bQ_m}{Fm} \right) \left( \frac{Q_m ZRT}{Fm} \right)^2 + \frac{Q_m g P_1^2}{Fm} \cos(\alpha) \right] - \left( \frac{\mu}{k_{np}} + \frac{bQ_m}{Fm} \right) \left( \frac{Q_m ZRT}{Fm} \right)^2 \frac{Fm}{Q_m g \cos(\alpha)} \quad (6)$$

Полученное уравнение (6) позволяет оценить режим течения газа и рассчитать величину песчаного перекрытия.

Величина песчаной пробки описывается многопараметрической функцией, зависящая от текущего режима работы скважины, перепада

давления по стволу, изменения плотности, вязкости, сверхсжимаемости газа и скорости газового потока:

$$h_{np} = h_{np}(P_{заб}, Q_{тек}, P_{пл}, \mu(P), Z(P)) \quad (7)$$

Таким образом, для оценки величины песчаной пробки на забое скважины в работе предложена следующая процедура решения:

1. Интервал перфорации разбивается на  $n$  равных участков для более детальной оценки увеличения песчаной пробки и повышения точности проводимых расчетов. Множественное разбиение интервала перфорации на участки позволяет минимизировать влияние эффекта тройника, нивелируя распределение потока по всей площади фильтрации, и сосредоточить поиск решения задачи изменения забойного давления на условиях накопления газа в стволе скважины и массового притока рассматриваемого участка.

2. Производится расчет изменения забойного давления в интервале перфорации при условии отсутствия песчаной пробки. Данный расчет позволяет определить фактический дебит в условиях отсутствия песчаной пробки на забое скважины.

3. Определение профиля притока газа в условиях постепенного накопления песка. На данном этапе проводятся расчеты перепада давления и уточняются условия по свойствам вязкости и сжимаемости газа, коэффициентам фильтрационных сопротивлений и массовому расходу в процессе равномерного заполнения песком каждого участка интервала перфорации.

В основе метода лежит итерационный подход, который завершается при выполнении неравенства:  $\sum Q_{расч} \leq Q_{тек}$ .

Совокупное применение метода и выполнение неравенства позволяет определить высоту песчаной пробки по следующей формуле:

$$h_{np} = L \left( 1 - \frac{j}{n} \right), \quad (8)$$

где  $L$  – длина интервала перфорации, м;  $j$  – количество участков, заполненных песком, ед.;  $n$  – общее количество участков, ед.

В результате проведенных исследований были получены следующие уравнения, представляющие собой математическую модель работы скважины при наличии песчаного перекрытия на забое.

$$\begin{aligned}
 P_2^2 &= P_1^2 e^{-bc} - \frac{\lambda \sum_{i=1}^n Q_{mi}^2 Z(P) RTL}{F^2 D} \frac{1 - e^{-bc}}{b}, \\
 P_2^2 &= e^{\frac{2L \cdot g \cdot \cos(\alpha)}{z(P) RT}} \left( P_1^2 + \left( \frac{\mu(P)}{k_{np}} + \frac{b_M \sum_{i=1}^n Q_{mi}}{\pi r_c^2 k} \right) \cdot \left( \frac{\sum_{i=1}^n Q_{mi} Z(P) RT}{\pi r_c^2 k_{np}} \right)^2 \frac{\pi r_c^2 k_{np}}{\sum_{i=1}^n Q_{mi}^2 g \cdot \cos(\alpha)} \right) - \\
 &\quad - \frac{\pi r_c^2 k_{np}}{\sum_{i=1}^n Q_{mi}^2 g \cdot \cos(\alpha)} \cdot \left( \frac{\mu(P)}{k_{np}} + \frac{b_M \sum_{i=1}^n Q_{mi}^2}{\pi r_c^2 k_{np}} \right) \cdot \left( \frac{\sum_{i=1}^n Q_{mi}^2 Z(P) RT}{\pi r_c^2 k_{np}} \right)^2, \quad (9) \\
 P_{nl}^2 - P_{заб}^2 &= aQ + bQ^2, \\
 \mu &= \mu(P), \quad Z = Z(P), \\
 h_{np} &= L \left( 1 - \frac{j}{n} \right), \quad \sum_{j=i+1}^n Q(P_j) + \sum_{i=1}^j Q(P_i) \leq Q_{мек}
 \end{aligned}$$

где  $Q_m$  – массовый расход газа, кг/с;  $P_{nl}$  – пластовое давление, Па;  $P_{заб}$  – забойное давление, Па;  $F$  – площадь поперечного сечения канала, м<sup>2</sup>;  $Z(P)$  – зависимость коэффициента 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, Па·с;  $b_M$  – коэффициент, описывающий гидравлическое сопротивление при фильтрации в пористой среде, 1/м;  $a$  и  $b$  – коэффициенты фильтрационного сопротивления, МПа<sup>2</sup>·сут/тыс.м<sup>3</sup> и (МПа сут/тыс.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup> соответственно.

Параметры вязкости и сверхсжимаемости газа являются функциями от давления, т. е. при условии неизменной температуры в призабойной зоне пласта расчет функции осуществляется итерационно по каждому участку интервала перфорации в зависимости от принятого распределения значений забойного давления.

При такой постановке задачи определения высоты песчаной пробки граничными условиями будут следующие параметры:

– по пласту: пластовое давление, длина интервала перфорации, радиус контура дренирования;

– по скважине: фактический режим работы, условия фильтрации по поровому объему –  $b_M$  и условие движения газа –  $b \cdot c$  (граничные условия третьего рода).

**В третьей главе** описан комплекс программ, который реализует модель притока газа в условиях роста/изменения песчаного перекрытия на забое скважины (свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013660500, № 2014619364, № 2014619331).

Разработанный вычислительный комплекс включает в себя следующие модули:

*Расчет свойств газа.* Газ, поступающий из пласта, по составу представляет собой сложную смесь, компонентный состав которой требуется уточнить для определения основных свойств - плотности, вязкости, коэффициента сверхсжимаемости.

*Расчет потенциального дебита скважины.* Проводится оценка потенциального дебита газа, то есть расчет дебита, с которым скважина может работать в отсутствии песчаного перекрытия. Данный параметр позволяет оценить добывные возможности скважины.

*Расчет высоты песчаного перекрытия.* Процесс постепенного накопления песка на забое требует введения дополнительных условий фильтрации газа в интервале перекрытия ствола скважины, учитываемых в расчете поинтервального перепада давления. По мере накопления песка на забое интенсивность потерь давления увеличивается по высоте песчаного перекрытия.

*Оценка режима работы.* После выполнения расчета величины песчаной пробки необходимо выполнить корректировку режима работы скважины. Процесс песконакопления на забое является неизбежным, 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.

Разработанный программный комплекс включает в себя графический модуль, который позволяет визуализировать распределение проницаемости (однородное, неоднородное), инклинометрию скважин, а также все полученные в процессе расчетов зависимости в виде распределения по интервалу перфорации.

На базе сформированной математической модели работы газовой скважины, имея возможность ввода ограничения по скорости потока, можно оценить, максимально возможный дебит скважины и ее дальнейшую эксплуатацию как в условиях образования песчаной пробки на забое, так и в ее отсутствии.

**В четвертой главе** приведено сопоставление расчётных и фактических данных.

Разработанный подход расчета высоты песчаной пробки был апробирован на скважинах сеноманской газовой залежи нефтегазоконденсатного месторождения Западной Сибири. Месторождение находится на завершающей стадии разработки. Большинство скважин работают в условиях низкого пластового давления и сниженной продуктивности, что вызвано обводнением газосодержащих пропластков и интенсивным пескопроявлением.

Снижение среднесуточного дебита газа по совокупности причин привело к существенному снижению общего отбора газа.

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 которого перекрывает интервал перфорации более чем на 50 %.

Для проверки эффективности разработанного метода решения задачи определения высоты песчаного перекрытия были подобраны три скважины (таблица 1) с учетом следующих критериев:

- проведение геофизических исследований на скважинах-кандидатах;
- различный дебит;

– наличие газодинамических исследований с определением коэффициентов  $a$  и  $b$ ;

– различный процент перекрытия интервала перфорации песчаной пробкой.

Расчеты выполнены с учетом однородной проницаемости по всей эффективной толщине 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  $2,04 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2$ .

Таблица 1 – Данные по скважинам

Критерий	Скважина № 1	Скважина № 2	Скважина № 3
Интервал перфорации, м	62	73	73
Текущий дебит, тыс. м <sup>3</sup> /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 <sup>2</sup> · сут/тыс. м <sup>3</sup>	0,005	0,006	0,040
Коэффициент $b$ , (МПа сут/тыс.м <sup>3</sup> ) <sup>2</sup>	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

*Расчет величины песчаной пробки.*

На основе созданной модели текущего режима работы каждой скважины с учетом наличия песчаной пробки на забое были построены профили притока газа (рисунок 1).

На рисунке 1 можно увидеть, что профили притока газа в интервале перфорации, заполненном песчаной пробкой, по каждой скважине описываются параболической зависимостью, что главным образом обусловлено фильтрацией газа в поровом пространстве по квадратичному закону.

Далее рассмотрим распределение основных характеристик текущего режима работы скважины № 1 с учетом наличия песчаной пробки на забое.

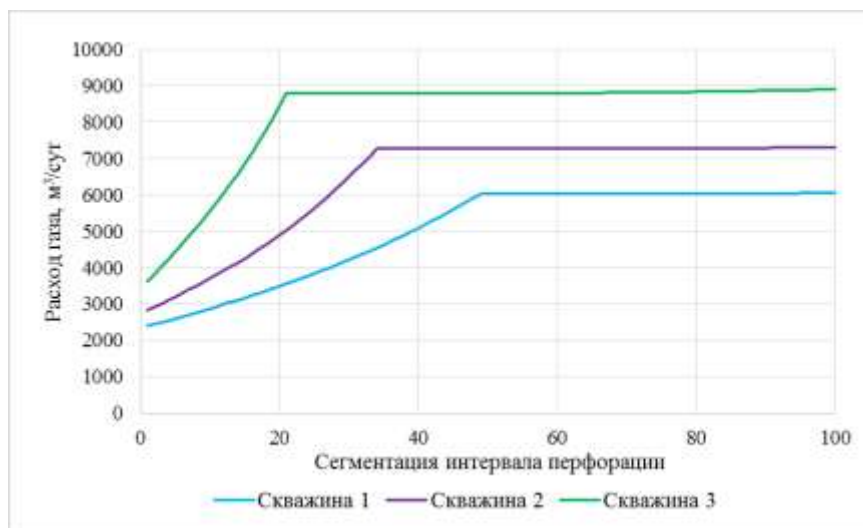


Рисунок 1 – Профиль притока газа

На рисунке 2 представлено *распределение накопленных потерь давления*.

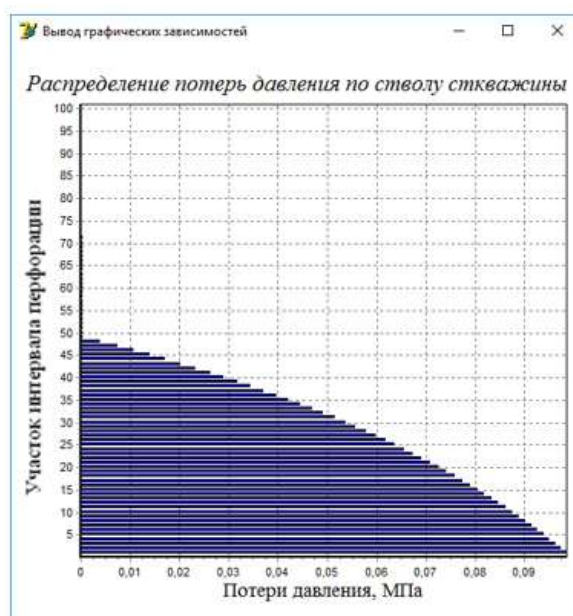


Рисунок 2 – Распределение накопленных потерь давления. Скважина № 1

Падение рабочей депрессии происходит с разной интенсивностью в зависимости от технического состояния забоя скважины (пескопроявления), обусловленного соответствующим характером накопления потерь давления. Таким образом, при возникновении существенных гидродинамических сопротивлений, когда эффективная депрессия минимальна, нижние интервалы перфорации практически не работают.

Кривую *распределения скорости потока газа* по всему интервалу перфорации (рисунок 3) можно разделить на два участка:



– Зона, свободная от песка (верхние интервалы перфорации), где кривая имеет линейный вид (представлена в виде красной линии на рисунке 3). Это связано, в первую очередь, с двумя обстоятельствами:

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

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

– Зона «песчаной пробки» (представлена в виде желтой линии на рисунке 3). Видно, что кривая распределения скорости потока газа не представляет собой прямую, что обусловлено существенным влиянием гидродинамических сопротивлений ввиду образования на забое скважины песчаной пробки.

Анализ представленных зависимостей позволяет сделать вывод, что, если интервал перфорации целиком заполнен песчаной пробкой, скорость потока газа уменьшится в среднем в два раза по всем рассматриваемым скважинам, что было определено на основе линии регрессии по интервалу перфорации, заполненном песком (желтая линия).

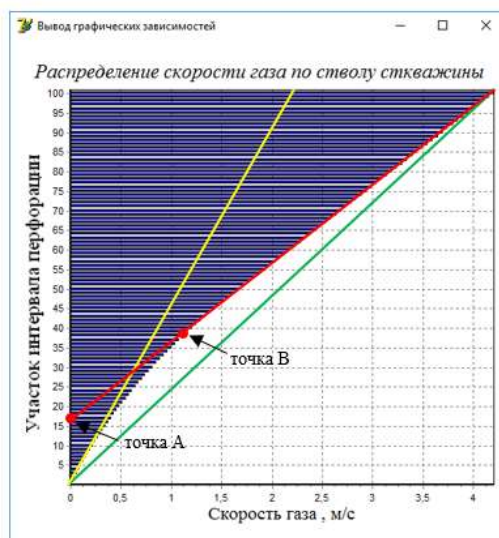


Рисунок 3 – Распределение накопленной скорости потока газа.  
Скважина № 1

Точка «А» указывает на интервал перфорации минимального притока 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 (зеленая линия, рисунок 3).

Сопоставление результатов (таблица 2) проведенных расчетов с данными, полученными в процессе промысловых исследований, показывает, что максимальное расхождение в среднем не превышает 5 %. Данный факт указывает на хорошую сходимость результатов промыслового исследования и математического моделирования работы скважины.

Результаты проведенных расчетов показывают, что применение модели пласта с однородной проницаемостью при моделировании песчаной пробки является оптимальным (таблица 2). Так как расчет модели зависит явно от величины заданной проницаемости, усреднение её значения 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.

Таблица 2 – Расчетные и фактические значения величины песчаной пробки по рассматриваемым скважинам

Скважина	Величина песчаной пробки, полученная в результате ГИС, м	Величина песчаной пробки, полученная в результате расчета, м	Отклонение, %
№ 1	31,6	30,2	4,4
№ 2	25,2	24,4	3,2
№ 3	14,6	14,7	-0,7

### **Оценка режима работы скважины на основе проведенных расчетов**

Одним из основных критериев расчета технологического режима работы скважины является 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 исследуемом месторождении недропользователем принята критическая скорость потока газа в пределе 12 м/с, минимальное значения скорость восходящего потока - не менее 4 м/с.

Таким образом, с учетом всего вышеизложенного, разработанный 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 3).

Таблица 3 – Оптимизация режима работы скважины

Номер скважины	Фактический режим работы скважины			Критическая скорость 10 м/с		Критическая скорость 12 м/с	
	дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут	забойное давление, МПа	скорость потока, м/с	дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут	забойное давление, МПа	дебит, тыс. м <sup>3</sup> /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

Результаты выполненных расчетов показывают, что каждая скважина обладает существенным потенциалом добычи газа, то есть даже в условиях наличия песчаной пробки на забое существует реальная возможность увеличения дебита газа. По скважине № 3 не требуется оптимизация, так как она работает уже на предельных скоростях потока, предусмотренных недропользователем.

## 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 песчаного перекрытия (таблица 4). Разница между фактическим и предполагаемым дебитом газа является оценкой дополнительной добычи от проведения рекомендуемых ремонтных работ.

Вследствие очистки забоя от песка происходит увеличение скорости восходящего потока, в связи, с чем необходимо отслеживать и учитывать превышение предельно допустимых значений скорости при оценке потенциального дебита газа от проведения ГТМ.

Таблица 4 – Расчет потенциала скважины от проведения ГТМ

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

На основе полученных результатов можно сформулировать следующие выводы и рекомендации:

– скважина № 1 работает в условиях перекрытия интервала перфорации более чем на 30 %, вследствие чего данную скважину стоит рекомендовать к включению в список скважин-кандидатов на проведение капитальных работ по очистке забоя от песка;

– 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.

## 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 %.

## **ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

### **Статьи в базе цитирования SCOPUS:**

1. Nasyrova A.I. Operation of gas wells under conditions of intensive carrying out of mechanical impurities / A.I. Nasyrova, I.I. Nasyrov, A.A. Khairullin // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. - 2018 - 181 (1). - № 012021. DOI: 10.1088/1755-1315/181/1/012021.

### **Статьи в рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК РФ:**

2. 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.

3. 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. 75-78.

4. 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.

5. Насырова А. И. 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.

6. Насырова А. И. Численное моделирование подземного хранения газа в водоносном наклонном пласте / С. Ф. Мулявин, Ж. М. Колев, Е. И. Мамчистова, А. И. Насырова // Наука. Инновации. Технологии. – 2020. – № 4. – С. 41-52.

### **Статьи в других изданиях:**

7. Мамчистова А. И. Влияние песчаной пробки на работу нефтяных и газовых скважин / А. И. Мамчистова // Материалы X Всероссийской научно-

технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону» по секции «Моделирование и управление процессами добычи транспорта нефти и газа». – 2011. – С. 81-83.

8. Мамчистова А. И. Прогноз образования песчаной пробки на основе математической статистики / А. И. Мамчистова, А. С. Широкова // Региональная научно-техническая конференция «Компьютерное моделирование и системный анализ в нефтяной отрасли и образовании». – 2011. – С. 66-69.

9. Мамчистова А. И. Анализ образования песчаных пробок на забоях скважин сеноманской газовой скважины / А. И. Мамчистова, Р. Т. Апасов // XVII Научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов «Проблемы развития газовой промышленности Сибири». – 2012. – С. 117-118.

10. Мамчистова А. И. Способы борьбы с образованием песчаных пробок на забоях газовых скважин / А. И. Мамчистова, А. В. Ожгибесова // Материалы V Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образовании» по секции «Моделирование информационных процессов и систем». – 2012. – С. 128-133.

11. Мамчистова А. И. Оптимизация работы скважин при образовании на забое песчаной пробки / А. И. Мамчистова, Е. А. Петелина // Материалы V Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образовании» по секции «Моделирование информационных процессов и систем». – 2012. – С. 133-134.

12. Мамчистова А. И. Моделирование работы пологого ствола газовой скважины с песчаной пробкой на забое / А. И. Мамчистова, С. К. Сохошко, А. А. Хакимов, И. И. Гурбанов // Нефть и газ Западной Сибири. Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 50-летию Тюменского индустриального института. Том 1. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. – 2013. – С. 151-154.

13. Мамчистова А. И. Математическое обоснование расчета оптимального дебита газа в условиях образования песчаной пробки /

А. И. Мамчистова, С. К. Сохошко, И. И. Насыров // Международная научно-практическая конференция «Моделирование процессов разработки месторождений, транспортировки нефти и газа». – 2014. – С. 87-91.

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

15. Мамчистова А. И. Оценка притока газа в скважину при наличии песчаной пробки на забое / А. И. Мамчистова, И. И. Насыров, Е. И. Мамчистова // Фундаментальные исследования. – 2016. – № 4-1. – С. 87-91.

16. Насырова А. И. Работа газовых скважин в условиях интенсивного выноса механических примесей / А. И. Насырова, И. И. Насыров, А. А. Хайруллин // Материалы международной академической конференции «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири». – 2017. – С. 158-167.

17. Насырова А.И. Оценка взаимовлияния скважин методом корреляционного анализа / И.И. Насыров, Е.И. Мамчистова, А.И. Насырова // Материалы Международной академической конференции «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала западной Сибири». – 2017. – С. 232-244.

#### **Свидетельства о регистрации программы для ЭВМ:**

18. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013660500. Программа для прогнозирования образования песчаных пробок при разработке газовых месторождений.

19. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2014619364. Программа по оценке величины песчаной пробки на забое вертикальной газовой скважины.

20. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2014619331. Программа для расчета дебитов несовершенных скважин и депрессий в однородно-анизотропном круговом пласте.