

*На правах рукописи*



**ШУЛЕПИН СЕРГЕЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ**

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ УСТОЙЧИВЫХ  
РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБВОДНЯЮЩИХСЯ ГАЗОВЫХ  
СКВАЖИН**

25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Москва – 2017

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью  
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий  
– Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Научный руководитель – кандидат технических наук  
**Николаев Олег Валерьевич,**

Официальные оппоненты: **Харченко Юрий Алексеевич,** доктор  
технических наук, профессор кафедры  
освоения морских и нефтегазовых  
месторождений, ФГБОУ ВО Российский  
государственный университет нефти и газа  
имени И.М. Губкина;  
**Аникеев Даниил Павлович,** кандидат  
технических наук, старший научный  
сотрудник лаборатории  
газонефтеконденсатоотдачи пластов, ФГБУН  
Институт проблем нефти и газа Российской  
академии наук.

Ведущая организация – АО «Газпром промгаз»

Защита диссертации состоится «13» декабря 2017 г. в 15 часов 00 минут на  
заседании диссертационного совета Д 511.001.01, созданного на базе ООО  
«Газпром ВНИИГАЗ», по адресу: 142717, Московская область, Ленинский  
район, сельское поселение Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый  
проезд № 5537, владение 15, строение 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ООО «Газпром  
ВНИИГАЗ» [http:// www.vniigaz.gazprom.ru](http://www.vniigaz.gazprom.ru)

Автореферат разослан « \_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
Д. Г.-М. Н.

Соловьев Николай Николаевич

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность темы

В настоящее время ПАО "Газпром" обеспечивает основной объем добычи газа эксплуатацией уникальных и крупных залежей севера Западной Сибири, преимущественно сеноманских, находящихся на поздней стадии разработки, для которой характерны следующие условия эксплуатации:

- пластовое давление  $P_{пл.} < 2,5$  МПа;
- дебиты скважин  $Q < 150$  тыс.м<sup>3</sup>/сут;
- преимущественно большие диаметры насосно-компрессорных труб (114, 168 мм);
- присутствие в продукции смеси конденсационной воды и пластовой воды, при характерном водогазовом факторе (далее ВГФ)  $0,5 \div 20,0$  см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

На поздней стадии разработки сеноманских залежей в условиях снизившихся пластового и забойного давлений, при прогрессивно возрастающем числе обводняющихся скважин возникает задача точного определения объемного водосодержания и прогнозирования режима самодавливания скважин.

Экспериментальные стендовые исследования по определению водосодержания при движении восходящих двухфазных потоков в диапазонах физических параметров скважин сеномана прежде не проводились, а применение экспериментальных данных для пересчета результатов, полученных в других условиях, не дает достаточной для практики точности расчетов потерь давления и параметров процессов, имеющих место в стволах таких скважин.

Помимо конденсационной воды в продукции скважин может содержаться пластовая вода различной минерализации с плотностью, достигающей до 1200 кг/м<sup>3</sup>, что в большей степени характерно для подземных хранилищ газа (далее ПХГ). Потери давления в лифтовых трубах при движении газожидкостной смеси, содержащей такую пластовую воду, могут существенно отличаться от потерь, где плотность жидкой фазы близка к 1000 кг/м<sup>3</sup>. При этом вопрос о влиянии плотности жидкой фазы на характеристики газожидкостных потоков оставался малоизученным.

В связи с изложенным, а также с учетом огромных (несколько трлн. куб. м) остаточных запасов газа на уникальных месторождениях Западной Сибири, находящихся на поздней стадии разработки - обоснование устойчивых режимов эксплуатации газовых скважин по результатам стендового моделирования является весьма актуальной научной и практической задачей исследований.

### Цель работы

Повышение эффективности эксплуатации обводняющихся газовых скважин путем совершенствования прогнозирования устойчивых режимов на основе экспериментальных исследований восходящих газожидкостных потоков.

## **Основные задачи**

1. Проведение сравнительного анализа существующих моделей восходящих газожидкостных потоков в стволах добывающих скважин с экспериментальными данными, полученными на стенде по отработке технологий и эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений (далее стенде), оценка применимости этих моделей в условиях поздней стадии разработки сеноманских залежей Западной Сибири.

2. Создание и отработка методики экспериментальных исследований для определения объемного водосодержания в восходящем газожидкостном потоке на стенде с использованием программно-аппаратного комплекса.

3. Проведение экспериментальных исследований для определения объемного водосодержания в восходящем газожидкостном потоке на стенде с использованием программно-аппаратного комплекса.

4. По результатам экспериментальных исследований разработка расчетной аналитической модели для определения параметров устойчивых и неустойчивых режимов работы газовых скважин при пластовых давлениях  $P_{пл.} < 2,5$  МПа и ВГФ  $0,5 \div 20,0$  см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (или  $5 \cdot 10^{-7} \div 2 \cdot 10^{-5}$ ).

5. Проведение экспериментальных исследований на установке для проведения экспериментальных исследований восходящих газожидкостных потоков с жидкостями повышенной плотности (далее установка), с целью определения влияния плотности жидкости на характеристики газожидкостного потока в добывающих скважинах.

## **Методы диссертационного исследования**

1. Анализ и систематизация опубликованных результатов исследований восходящих газожидкостных потоков и особенностей режимов работы обводняющихся газовых скважин.

2. Методы физического и математического моделирования, стендовые исследования с использованием методов теории подобия.

3. Аналитическое обобщение результатов выполненных экспериментов с использованием методов теории движения двухфазных смесей в восходящих потоках и результатов численных решений.

## **Научная новизна**

Разработана экспресс-методика экспериментального определения объемного содержания жидкости в восходящем газожидкостном потоке, основанная на измерении продолжительности заполнения вертикальной трубы газожидкостной смесью.

Получены новые экспериментальные данные об объемном содержании жидкости в вертикальных восходящих газожидкостных потоках в трубах внутреннего диаметра 62 мм и 100 мм (73 мм и 114 мм внешнего) при значениях водогазового фактора в диапазоне  $1,0 \div 500,0$  см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и давлениях до 2,0 МПа, характерных для условий завершающей стадии разработки газовых месторождений. Выведено эмпирическое соотношение, отражающее зависимость объемного содержания жидкости в восходящем газожидкостном потоке от диаметра трубы, давления, расходов газа и жидкости.

Получены новые экспериментальные данные о зависимости потерь давления в восходящих газожидкостных потоках от плотности жидкой фазы в диапазоне от  $1000 \text{ кг/м}^3$  до  $1220 \text{ кг/м}^3$ , соответствующие плотностям пластовой воды и смеси пластовой и конденсационной вод, характерных для газовых месторождений и ПХГ. Уточнены расчетные модели газожидкостных потоков, разработанные в ООО «Газпром ВНИИГАЗ», в которые введена поправка, учитывающая плотность жидкой фазы указанного диапазона.

#### **Основные защищаемые положения**

1. Методика экспериментального определения объемного содержания жидкости в восходящих газожидкостных потоках для прогнозирования процесса самозадавливания обводняющихся газовых скважин.

2. Обоснование эмпирической зависимости объемного содержания жидкости от параметров газожидкостных потоков при рабочих режимах газовых скважин на завершающей стадии разработки месторождений.

3. Методика прогнозирования самозадавливания газовых скважин на завершающей стадии разработки месторождений.

4. Экспериментальное обоснование зависимости потерь давления в лифтовых трубах от плотности пластовой воды, содержащейся в продукции скважин.

#### **Степень достоверности результатов проведенных исследований**

Достоверность защищаемых положений подтверждается результатами экспериментальных стендовых и промысловых исследований. В качестве инструмента для решения поставленных задач использовались методы теоретического анализа, методы физического моделирования, теории измерений и теории подобия.

Результаты диссертационных исследований представлялись на научно-практических конференциях и публиковались в рецензируемых печатных изданиях.

#### **Практическая ценность полученных результатов**

Полученные результаты экспериментов и разработанные на их основе алгоритмы, методики расчетов используются в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» при обосновании параметров технологических режимов и мероприятий по совершенствованию технологий устойчивой эксплуатации газовых скважин с водопроявлениями.

Результаты работы использованы при подготовке нормативных документов:

- Стандарт организации ООО «Газпром добыча Надым» «Выбор режимов работы скважин на месторождении Медвежье на основании экспериментальных исследований газожидкостных потоков» (2010 г.).
- Р Газпром «Расчет технологических параметров двух- и трехфазных потоков в вертикальных и наклонных скважинах газовых и газоконденсатных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки» (2016 г.).

При научном обосновании методов прогнозирования работы газовых скважин на завершающей стадии разработки в материалах отчетов:

- «Разработка рекомендаций по режимам работ скважин на месторождении Медвежье на основании исследований газожидкостных потоков на специализированном стенде ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (2009 г.).
- «Экспериментальные и промысловые исследования двухфазных и многофазных потоков для условий вертикальных и наклонных скважин газовых и газоконденсатных месторождений, находящихся на стадии падающей добычи» (2014 г.).
- «Разработка предложений по эффективной эксплуатации промысловых шлейфов на поздней стадии разработки месторождений» (2016 г.).
- «Научно-методические исследования в процессе опытно-промышленной разработки Ковыктинского газоконденсатного месторождения» (2016 г.).

#### **Апробация работы**

Основные результаты диссертационной работы докладывались автором или были представлены стендовыми докладами на международных и всероссийских научных конференциях и семинарах, в том числе:

- II Международная научно-практическая конференция «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR)» (2010);
- III Международная научно-практическая конференция «Подземное хранение газа: надежность и эффективность (USG)» (2011);
- II Международная научно-практическая конференция «Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов (HCFD)» (2012);
- V Международная молодежная научно-практическая конференция «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность» (2013);
- III Международная научно-практическая конференция «Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов (HCFD)» (2014);
- VI Международная молодежная научно-практическая конференция «Моделирование газовых и нефтегазоконденсатных месторождений» (2014). Решением Конкурсной комиссии присуждено II место в секции «Гидродинамическое моделирование».

#### **Публикации**

Основное содержание диссертационной работы изложено в 29 публикациях, в том числе в 12-ти статьях в ведущих рецензируемых научных изданиях, входящих в «Перечень...» ВАК Минобрнауки России, 2-х патентах на изобретение РФ.

#### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы из 116 наименований. Общий объем работы составляет 163 страницы. Текст работы содержит 71 рисунок и 7 таблиц.

## **Благодарности**

Автор выражает особую благодарность научному руководителю, к.т.н. О.В. Николаеву за выбор направления исследований, ценные советы и предложения в ходе работы. Искренняя признательность и благодарность д.т.н. С.Н. Бузинову, д.г.-м.н. Н.Н. Соловьеву, д.т.н. В.А. Николаеву, д.т.н. Ю.Н. Васильеву, д.х.н. В.А. Истомину, д.т.н. Н.А. Гужову, д.ф.-м.н. М.В. Пятахину, д.т.н. А.А. Михайловскому, д.т.н. В.С. Жукову, д.т.н. А.Г. Потапову, д.т.н. Б.А. Григорьеву, к.т.н. В.М. Пищухину, к.т.н. С.А. Бородину, к.т.н., В.П. Казарян, к.т.н. В.И. Шулятикову, к.г.-м.н. Ю.М. Фриману, к.т.н. А.А. Плоскову, к.т.н. А.Н. Харитонову, к.т.н. Е.К. Бюнау, Ю.Н. Дроздову, А.А. Полякову, С.В. Дробышеву, В.С. Гамзюкову, А.И. Пискунову, А.М. Круглову, И.В. Стоноженко, С.О. Оводову, Н.Н. Бабышеву, С.А. Шевелеву, а также коллективу лаборатории освоения и заканчивания скважин, коллективу ОЭЦ ООО «Газпром ВНИИГАЗ» за оказанную помощь при выполнении работы.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** изложены актуальность темы диссертационной работы, цель работы и основные задачи исследований, сформулированы научная новизна и защищаемые положения, отмечена практическая значимость проведенных исследований.

**В первой главе** диссертационной работы рассмотрены характерные особенности завершающей стадии разработки сеноманских газовых залежей Западной Сибири, проанализированы опубликованные данные закономерностей течения однофазных газовых и двухфазных газожидкостных потоков в вертикальных трубах. Сделан акцент на немногочисленных опубликованных работах, результаты которых касаются экспериментальных исследований на установках в вертикальных трубах. В конце главы приведен анализ существующих современных моделей вертикальных восходящих газожидкостных потоков.

К настоящему времени из недр сеноманских залежей таких месторождений, как Медвежье, Уренгойское, Ямбургское извлечено от 70% до более 80% от начальных запасов газа. В то же время в силу уникальных размеров этих объектов их суммарные остаточные запасы оцениваются гигантскими величинами в несколько трлн. м<sup>3</sup>, что обуславливает актуальность проблемы эффективной их доработки.

Экспериментальные исследования подъемного движения газожидкостных смесей в вертикальных трубах представлены в работах отечественных ученых Арманда А.А., Бузинова С.Н., Гриценко А.И., Клапчука О.В., Коротаева Ю.П., Кутателадзе С.С., Лутошкина Г.С., Мамаева В.А., Мохова М.А., Одишария Г.Э., Сахарова В.А., Шулятикова В.И. и др.; зарубежных – Аззопарди Б. (Azzopardi B.), Брилла Дж.П. (Brill J.P.), Грэй

Х.Е. (Gray H.E.), Мукерджи Х. (Mukherjee H.), Данса Х. (Duns H.Jr.), Роса Н. (Ros N.C.J.), Хьюитта Дж. (Hewitt G.F.) и др.

Выполненные ранее в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» работы под научным руководством профессора С.Н. Бузинова показали, что для точного моделирования газогидродинамики потоков смеси в вертикальной трубе при условиях, характерных для работы скважин на поздней стадии разработки сеноманских залежей, необходимо ввести дополнительные безразмерные критерии подобия. В качестве таковых были предложены приведенный параметр Фруда -  $Fr^*$  и относительные потери давления -  $i$  в стволе вертикальной скважины.

$$Fr^* = \frac{\rho_g u^2}{\rho_{ж} g d}, \quad (1)$$

$$i = \frac{\Delta p}{\rho_{ж} g \Delta L}, \quad (2)$$

где в структурах приведенных параметров приняты обозначения:  $\rho_g$  – плотность газа в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{ж}$  – плотность жидкой фазы;  $u$  – скорость газовой фазы, м/с;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $d$  – внутренний диаметр трубы, м;  $\Delta L$  – длина участка трубы, м;  $\Delta p$  – перепад давления на участке трубы, Па.

Подробный анализ параметров (1),(2), доказательство их применимости для расчетов приведены в диссертационной работе О.В. Николаева и в [1,15,17].

Одним из основных исследуемых параметров в работе являлось определение истинного объемного водонасыщения  $\varphi$  (оно же объемное содержание жидкости  $\varphi_{ж}$ , в частном случае – объемное водосодержание):

$$\varphi = \varphi_{ж} = \frac{V_{ж}}{V_{тр}} \quad (3)$$

где  $V_{ж}$  – объем слитой жидкости, м<sup>3</sup>;  $V_{тр}$  – объем участка трубы, в котором определялась насыщенность жидкостью, м<sup>3</sup>.

Из огромного числа трудов, посвященных многофазной гидродинамике, результаты экспериментальных измерений, направленных на изучение двухфазной гидродинамики с точки зрения проблемы эксплуатации газовых скважин, описание установок, на которых проводились опыты, представлены в весьма ограниченном круге работ. Это работы Лутошкина Г.С., Коротаева Ю.П., Хьюитта Дж. и др., Гриценко А.И. (совместно с Бузиновым С.Н., Клапчуком О.В., Харченко Ю.А.). При этом экспериментальные исследования даже в этих работах проводились при больших расходных водосодержаниях ( $\beta > 10^{-3}$ ). И, как правило, при атмосферном давлении, отсутствии высокоточной измерительной системы.

В диссертационной работе подробно рассмотрены пять моделей, основанные на различных экспериментальных исследованиях, как признанные классическими, так и наиболее близкие для решения задач газодобычи в широком спектре физических условий. Это модели: Данса Х. и Роса Н.; Мамаева В.А. и Клапчука О.В. и др.; Одишарии Г.Э.; модель Грэя Х.Е.; Сахарова В.А. и Мохова М.А., Пятахина М.В. и соавторов.

По результатам анализа перечисленных моделей в диссертации сделан определенный вывод, что в основном эти модели создавались применительно к условиям высокого расходного водосодержания ( $\beta > 10^{-3}$ ) потока смеси и не позволяют с допустимой погрешностью исследовать, например, особенности эксплуатации скважин на поздней стадии разработки сеноманских залежей при режимах, близких к условиям самозадавливания скважин.

На основе изложенного, автором делается вывод о необходимости проведения дополнительных экспериментальных исследований по определению объемного водосодержания в трубах промышленного сортамента при давлениях выше атмосферного и ВГФ  $0,5 \div 20,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$ . А также уточнения существующих моделей по расчету характеристик вертикальных газожидкостных потоков, на основе полученных экспериментальных данных.

Подробно результаты расчетов по рассмотренным пяти моделям и сравнение их с результатами экспериментов на стенде, в интересующем нас диапазоне параметров, характерном для завершающей стадии разработки месторождений, рассматриваются в третьей главе.

**Вторая глава** посвящена описанию экспериментального оборудования; обоснованию методики экспериментальных исследований определения объемного водосодержания в восходящих газожидкостных потоках при давлениях в диапазоне  $0,5-2,0 \text{ МПа}$  и ВГФ  $1,0 \div 500,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ; обоснованию методики проведения экспериментальных исследований влияния плотности жидкости на характеристики восходящих газожидкостных потоков; анализу точности экспериментальных исследований и измерительной системы установок.

Созданный в 2005 году на базе ООО «Газпром ВНИИГАЗ» стенд по отработке технологий и эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений (Тер-Саркисов Р.М., Бузинов С.Н., Шулятиков В.И. и др.), позволяет не только моделировать технологические процессы, но и воспроизводить их в широком диапазоне условий, идентичным для реальных месторождений.

Проведенный анализ графических зависимостей позволяет оценить технические характеристики стенда. Так диапазоны скоростей газа в вертикальных трубах разного диаметра, реализуемые на стенде при рабочих условиях, могут достигать значений  $25 \text{ м/с}$ . При этом максимальное значение дебита газа может достигать значения  $180 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ .

Результаты проведенных ранее экспериментальных исследований на стенде в разные годы представлены в научных публикациях, а также в диссертационных работах Шулятикова В.И., Ахмедова Б.Г.-О., Толмачева Д.В., Николаева О.В. В диссертационной работе Бородина С.А. подробно освещен второй этап дооснащения и модернизации стенда, который был реализован в 2012г. В результате современный стенд позволяет изучать движение потоков при экстремально низких перепадах давления, в том числе с поддержанием заданных стационарных и переменных расходов газа. Стоит отметить, что аналогичная по автоматизации измерительного оборудования параметров физических процессов установка описана в диссертации Медко В.В. Основные научные и достигнутые практические результаты на стенде за последние 2010-2016 годы опубликованы в [1-29].

При моделировании гидродинамических процессов широкое использование нашли такие параметры подобия как: параметр Рейнольдса, Фруда, Вебера, приведенного параметра Фруда ( $Re$ ,  $Fr$ ,  $We$ ,  $Fr^*$ ). Были подробно рассмотрены и проанализированы диапазоны их применимости в процессе экспериментов на стенде. Проведен сравнительный графический анализ функций  $i=i(Re, Fr, We)$  в сравнении с зависимостью  $i=i(Fr^*)$ , где  $i$  - относительные безразмерные потери давления в вертикальной трубе. В результате проведенный анализ показал, что оптимальным (из перечисленных) параметром подобия для описания двухфазных восходящих газожидкостных потоков при характерных малых низких пластовых давлениях ( $P_{пл.} < 2,5$  МПа) и низких ВГФ ( $0,5 \div 20,0$  см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) является приведенный параметр Фруда –  $Fr^*$ .

Одной из основных задач диссертационной работы являлось экспериментальное исследование объемного водосодержания в восходящем потоке газожидкостной смеси, с целью прогнозирования процесса накопления жидкости в стволе скважины.

Очевидно, что одним из ключевых параметров, определяющим процесс самозадавливания скважин, является объемное содержание жидкости в потоке, поскольку именно этот параметр определяет истинную скорость движения жидкости и, соответственно, скорость подъема газожидкостного столба, время заполнения трубы газожидкостной смесью.

Для экспериментального исследования объемного водосодержания в потоке газожидкостной смеси и процесса накопления жидкости в стволе скважины, при участии автора были предложены и реализованы:

- обновленная методика прямого измерения объема жидкости, основанная на способе механического отсечения потока;
- экспресс-методика (или расчетно-аналитический способ) определения содержания жидкости в вертикальном газожидкостном потоке.

Устройство, на котором применяют расчетно-аналитический способ, а также сам способ, защищены патентами на изобретение Российской Федерации [25,26].

В основе способа отсечения – механическое отсечение газожидкостного потока сверху и снизу насосно-компрессорной трубы с последующим измерением количества жидкости в отсеченном пространстве. Описание способа также приводится в [4,22]. В результате проведенных этим способом на стенде экспериментальных исследований и экстраполяции данных было установлено, что при давлениях ниже 2,5 МПа и водогазовых факторах в диапазоне  $0,5 \div 20,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$  и числах приведенного параметра Фруда  $Fr^*=0,1 \div 1,5$  механический способ отсечения обеспечивает получение стендовых результатов с приемлемой точностью. В результате ее оценки относительная инструментальная погрешность основных рассчитываемых параметров на стенде составила:  $\delta Fr^*=3,2 \%$ ;  $\delta i=0,6 \%$ ;  $\delta \varphi=3,0 \%$ .

При более высоких скоростях газа и соответственно меньших относительных содержаниях жидкости в потоке, погрешности механического способа отсечения увеличиваются. Так, при числах Фруда  $Fr^*>1,5$  и ВГФ ниже  $0,5 \text{ см}^3/\text{м}^3$  погрешности метода могут превышать 20%. Однако, указанные области выходят за рамки задач исследований настоящей работы.

Расчетно-аналитический способ был разработан и использован в ходе модернизации стенда, проведенной в целях расширения его функциональных возможностей. Автор диссертации принял непосредственное участие в совершенствовании и адаптации программного комплекса для обработки результатов стендовых экспериментов (шаблона регистрации значений технологических параметров, как важнейшего элемента данной схемы, который является составной частью в устройстве [26]).

С целью исследования влияния плотности жидкости на потери давления в вертикальных газожидкостных потоках была дополнительно проведена серия экспериментов на специально созданной установке для исследований вертикальных восходящих газожидкостных потоков с жидкостями повышенной плотности (далее - установка). Базой для создания установки послужил стенд «призабойная зона-скважина», описание которого приведено в диссертационной работе Плоскова А.А.

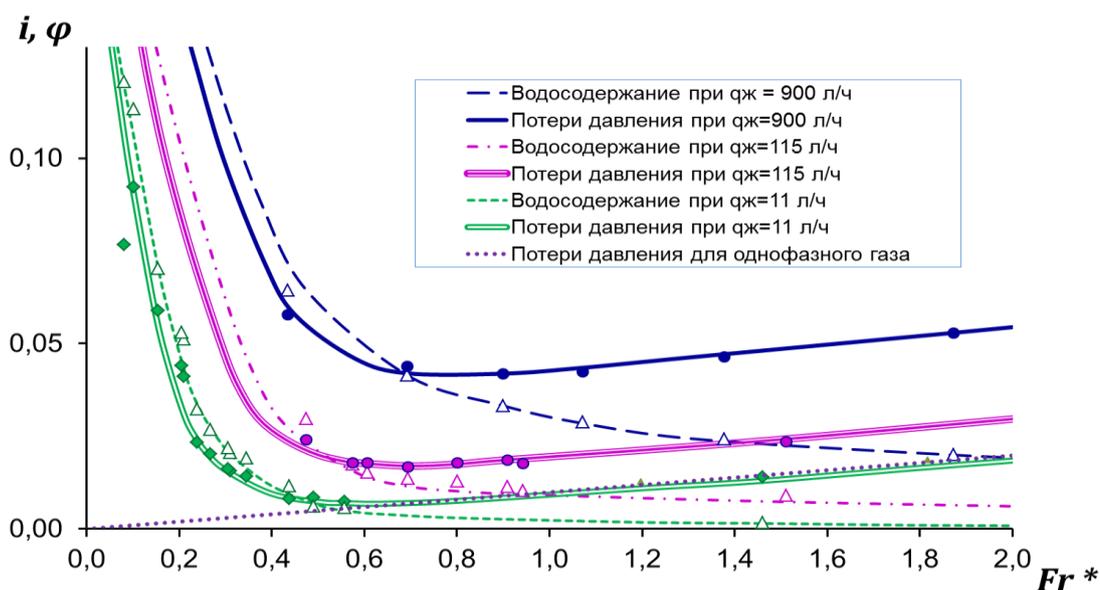
Эксперименты проводились при атмосферном давлении и комнатной температуре на вертикальной пластиковой трубе внутренним диаметром 35 мм высотой 2,1 м. Относительная инструментальная погрешность основных рассчитываемых параметров на установке составила:  $\delta Fr^*=5,5 \%$ ;  $\delta i=2,0 \%$ .

В третьей главе представлены результаты экспериментального определения содержания жидкости в вертикальном газожидкостном потоке по новой экспресс-методике (или расчетно-аналитическому способу) и механическому способу отсечения жидкости. Приведено сравнение существующих моделей восходящих газожидкостных потоков в сравнении с экспериментальными результатами, а также сравнение ранее описанных диапазонов водонасыщенностей, с определенными на стенде. Показан вывод новой эмпирической зависимости объемного водосодержания от приведенного параметра Фруда. Представлены результаты

экспериментальных исследований влияния плотности жидкой фазы на характеристики газожидкостных потоков в вертикальных трубах.

Автором диссертации в течение 2011 и 2013 годов на стенде были выполнены более 40 экспериментов с использованием способа механического отсечения на вертикальной колонне внутренним диаметром  $d_{вн}=100$  мм. Дополнительно автором были обработаны и использованы для расчетов и построения моделей более 30 экспериментов, проведенных тем же способом Николаевым О.В. в 2006 году на колонне  $d_{вн}=62$  мм.

Экспериментальные исследования были проведены на вертикальной трубе 62 мм с расходами жидкости в условиях эксперимента 70, 125, 250 л/ч при скоростях газа 8-16 м/с; трубе 100 мм соответственно 11, 115, 900 л/ч и 7-14 м/с (рисунок 1).



**Рисунок 1.** Зависимости относительных потерь давления  $i$  и объемного водосодержания  $\varphi$  от приведенного параметра Фруда для трубы диаметром 100 мм при различных расходах жидкости.

Следует отметить, что в результате проведения 75-и экспериментов по отсечению жидкости на стенде появились уникальные данные, которые были получены впервые и ранее нигде не описывались. Впервые они были опубликованы коллективом авторов в 2016 году в [29].

После разработки экспресс-методики дополнительно в 2013 году были проведены для сравнения 15 экспериментов одновременно двумя описанными выше способами. В результате, отклонение расчетно-аналитического способа по сравнению со способом механического отсечения составило  $\delta\varphi = 2,7$  %, при существенном преимуществе расчетно-аналитического способа над способом механического отсечения жидкости, в первую очередь, уменьшении трудозатрат и времени (по предварительной оценке в 3-4 раза) на подготовку и проведение каждого отдельного эксперимента. Подробно расчетно-аналитический способ (экспресс-методика) описан в [22,25]. Суть способа (методики) заключается в точном

расчете количества поступившей жидкости в насосно-компрессорную трубу, в результате анализа процессов эксперимента, представленных в графических редакторах, а также расчете таких параметров как: объемное водосодержание потока  $\varphi$ , средняя по сечению трубы скорость жидкости  $v$ , истинная скорость движения жидкости  $w$  в трубе.

Полученные с использованием механического способа отсечения и расчетно-аналитического способа результаты экспериментов позволяют с достаточной точностью рассчитывать параметры процесса самозадавливания и обосновывать параметры режимов устойчивой работы скважин с пластовыми, забойными давлениями и рабочими дебитами, типичными для поздней стадии разработки сеноманских залежей.

Известно, что области применения критериев подобия чаще всего ограничены диапазонами физических параметров тех экспериментов, по результатам которых разрабатывалась та или иная математическая модель газожидкостных потоков. Как было подчеркнуто в главе 1, существующие до настоящего времени модели восходящих газожидкостных потоков, создавались применительно к условиям высокого ВГФ  $\gg 20,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , и соответственно высокого расходного  $\beta > 10^{-3}$  и объемного  $\varphi > 3 \cdot 10^{-2}$  водосодержаний этих потоков.

Выполненные на стенде исследования показали, что характеристики потоков, имеющих меньшие величины  $\beta$ , в частности, типичные для работы скважин на поздней стадии разработки сеноманских залежей ( $\beta < 10^{-3}$ ,  $\varphi < 3 \cdot 10^{-2}$ ), отличаются почти от всех, получаемых с использованием существующих, ранее разработанных моделей.

В работе приводится подробный анализ и графическое сравнение расчетных значений по моделям Грэя, Данса и Роса, Мамаева В.А. и Клапчука О.В., Одишария Г.Э., Сахарова и Мохова, Пятахина М.В. с экспериментальными значениями, полученными автором в виде зависимостей  $\varphi = \varphi(Fr^*)$  для диапазонов  $\beta_{жс} = 5 \cdot 10^{-6} \div 5 \cdot 10^{-2}$ .

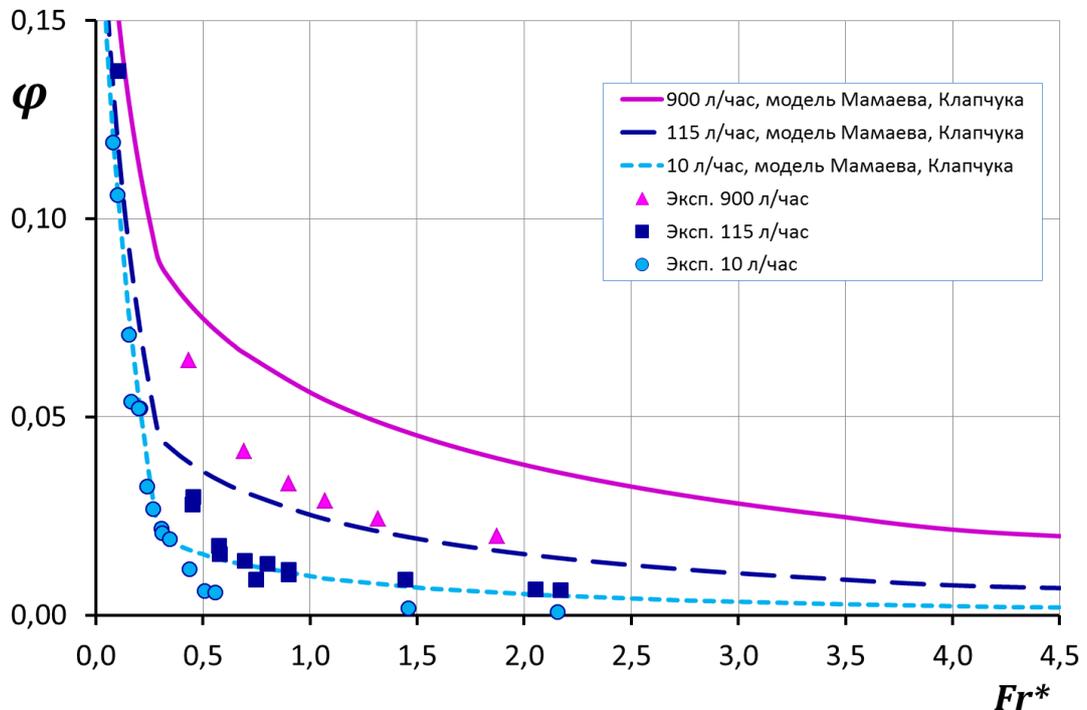
В результате проведенного аналитического сравнения моделей и стендовых экспериментов в координатах  $\varphi = \varphi(Fr^*)$  и  $\varphi_{ж} = \varphi_{ж}(\beta_{ж})$  удалось последовательно выявить:

- расчеты по моделям Данса и Роса, Сахарова и Мохова дают максимальные отклонения (величины от 3 до  $10^2$  раз) от экспериментальных результатов (так как изменение расходного водосодержания не оказывает существенного влияния на поведение объемного водосодержания по данным моделям);

- модель Грэя дает в определенной степени сходные со стендовыми результаты. Однако, во-первых, эта модель практически не отражает зависимости объемного водосодержания от расхода жидкости и, во-вторых, при низких расходах жидкости, характерных для газовых скважин сеномана, ошибки в расчете  $\varphi$  достигают одного порядка и более;

- с двумя моделями Мамаева В.А. и Клапчука О.В., Одишария Г.Э. при расходе жидкости  $q_{жс} = 10$  л/час и давлении  $p=1,0$  МПа наблюдается

удовлетворительное совпадение с экспериментальными результатами. Однако проведенное сравнение при давлениях  $p=0,5$  МПа и  $p=2,5$  МПа показало - в обоих случаях наблюдаются отклонения в расчетах по этим моделям от давления при любом расходе жидкости по сравнению с экспериментальными значениями (рисунок 2):



**Рисунок 2.** Сравнение экспериментально полученных на стенде зависимостей  $\varphi = \varphi(Fr^*)$  в трубе диаметром 100 мм при расходах жидкости  $q_{ж} = 10, 115, 900$  л/час и давлении  $p=0,5$  МПа с расчетными по модели Мамаева В.А., Клапчука О.В. и соавторов.

Хорошие совпадения при больших числах  $Fr^*$  расчетных и экспериментальных данных, вне зависимости от давления (в актуальном диапазоне 0,5-2,5 МПа) и расхода жидкости, дает физическая модель Пятахина М.В.

Однако данная модель в большей степени предназначена для расчетов потерь давления и определения объемного водосодержания в газожидкостных потоках при дисперсно-кольцевых режимах течения, т.е. при дебитах в скважинах, при которых еще невозможно начало процесса самозадавливания.

Таким образом, проведенный анализ моделей дает основания полагать, что для более точных расчетов режимов работы газовых скважин при низких пластовых давлениях и ВГФ, для расчета процесса самозадавливания необходимо создание новой уточняющей зависимости  $\varphi = \varphi(Fr^*)$  на основе полученных на стенде экспериментальных данных.

Для практического использования полученных эмпирических результатов путем аппроксимации степенной функцией экспериментальных данных (см. рисунок 1) автором была получена зависимость истинного объемного водосодержания от приведенного числа Фруда  $\varphi = \varphi(Fr^*)$ :

$$\varphi = n(Fr^*)^m, \quad (4)$$

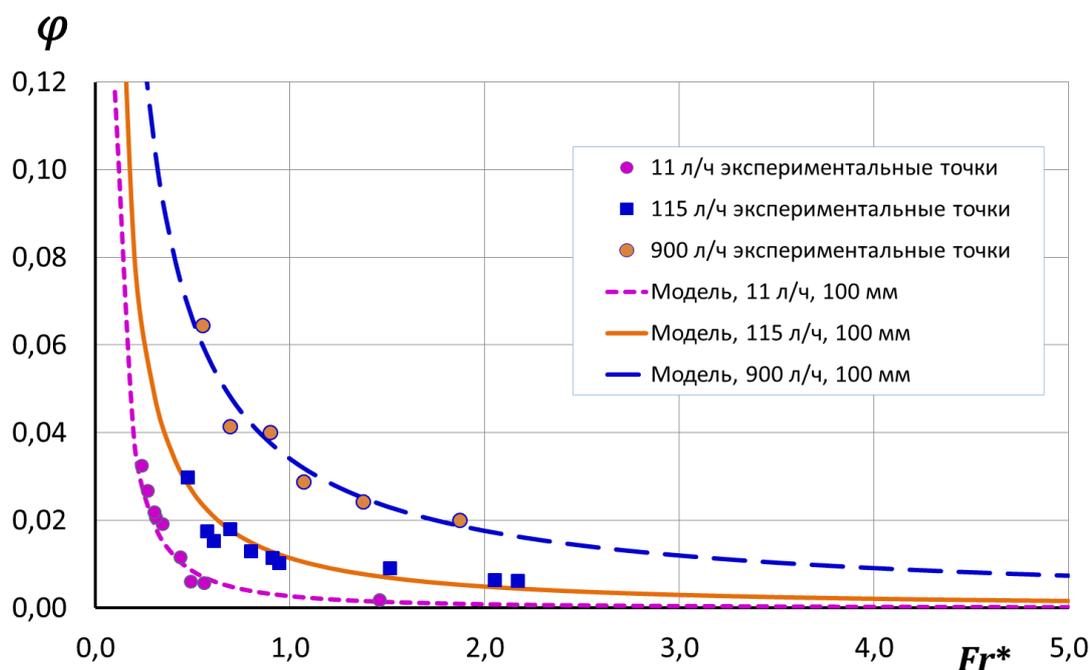
где

$$n(q_{ж}, d) = \frac{186}{d^{2,6}} q_{ж}^{0,5} - \frac{1,19 \cdot 10^7}{d^5}, \quad (5)$$

$$m(q_{ж}, d) = -\frac{8,13}{d^{0,3}} q_{ж}^{-0,15} - 2,14 \cdot 10^{-7} d^3, \quad (6)$$

где  $q_{ж}$  – расход жидкости в л/час,  $d$  – внутренний диаметр колонны в мм.

На рисунке 3 приводится сравнение экспериментальных точек, полученных в стендовых условиях и модели основанной на зависимости (4) для трубы 100 мм и трех соответствующих расходах жидкости в виде зависимости объемного водосодержания ( $\varphi$ ) от приведенного параметра Фруда ( $Fr^*$ ). При этом наблюдается удовлетворительная сходимость результатов (среднеквадратичное отклонение не более 5 %).



**Рисунок 3.** Сравнение зависимостей  $\varphi = \varphi(Fr^*)$  рассчитанных по аналитической модели (выражение (4)) с экспериментально полученными данными для трубы 100 мм при разных расходах жидкости.

Следует отметить, выражение (4) имеет ограничения по применению: диапазон расходных водосодержаний  $\beta = 5 \cdot 10^{-6} \div 5 \cdot 10^{-4}$ ; насосно-компрессорные трубы внутреннего диаметра 62-153 мм; забойные давления меньше 2,5 МПа.

Таким образом, соотношение (4) представляет новую эмпирическую зависимость объемного водосодержания  $\varphi$  от приведенного числа Фруда  $Fr^*$  в восходящих газожидкостных потоках в лифтовых трубах промышленного

сортамента при давлении до 2,5 МПа и ВГФ  $< 10^{-4}$ . Полученное соотношение было заложено в алгоритм расчета характеристик восходящих газожидкостных потоков актуальных для практики разработки газовых месторождений на поздней стадии, такие как, высота поднятия газожидкостного столба в скважине, время самозадавливания скважины, определение границы устойчивых и неустойчивых режимов работы газовых скважин.

В связи с известным фактом увеличения доли пластовой высокоминерализованной воды в смеси с конденсационной, в продукции добывающих скважин в период падающей добычи, и тем, что для подземных хранилищ газа (ПХГ) характерна минерализация воды, достигающая до 1200 кг/м<sup>3</sup>, часть выполненных стендовых исследований была посвящена решению задачи по оценке влияния плотности жидкой фазы на потери давления в стволе вертикальной скважины.

В этих исследованиях в качестве модели жидкости с плотностью выше плотности чистой конденсационной воды использовали водные растворы формиата натрия. Это позволило варьировать плотность жидкой фазы в достаточно широком диапазоне, от 1000 до 1220 кг/м<sup>3</sup>.

При этом подробный анализ проведенных ранее экспериментов (на примере опытов Лутошкина Г.С.) показал, что определенное в наших опытах увеличение значений (до 25%) таких физических параметров растворов как межфазное натяжение  $\sigma$  и вязкость  $\mu$ , не будет оказывать заметного влияния на потери давления в стволе скважины. Определяющим параметром остается величина плотности раствора.

Исследования влияния плотности жидкости на потери давления в вертикальных газожидкостных потоках проводились на установке для исследований вертикальных восходящих газожидкостных потоков с жидкостями повышенной плотности.

Анализ данных, в результате проведенных автором диссертации в 2014 г. 27 экспериментов, позволяет сделать вывод, что для кривых в качественном отношении характерны те же закономерности, которые справедливы для зависимостей, полученных ранее при участии автора с чистой водой – с увеличением расходного содержания жидкости в опыте, растут потери давления в трубе [1,2,5,6]. В тоже время, при фиксированном расходе жидкости (в условиях опыта 93 л/ч), но при трех различных плотностях ( $\rho = 1000, 1100, 1220$  кг/м<sup>3</sup>), отмечается, что с увеличением плотности жидкой фазы также возрастают потери давления в трубе.

Исходя из этого, применительно к газовым промыслам, можно утверждать, что в исследованной области режимов работы обводняющихся газовых скважин с увеличением количества жидкости в трубе, потери давления в скважине и темп их увеличения возрастают вне зависимости от величины плотности воды. При этом с увеличением плотности жидкой фазы потери давления будут только расти.

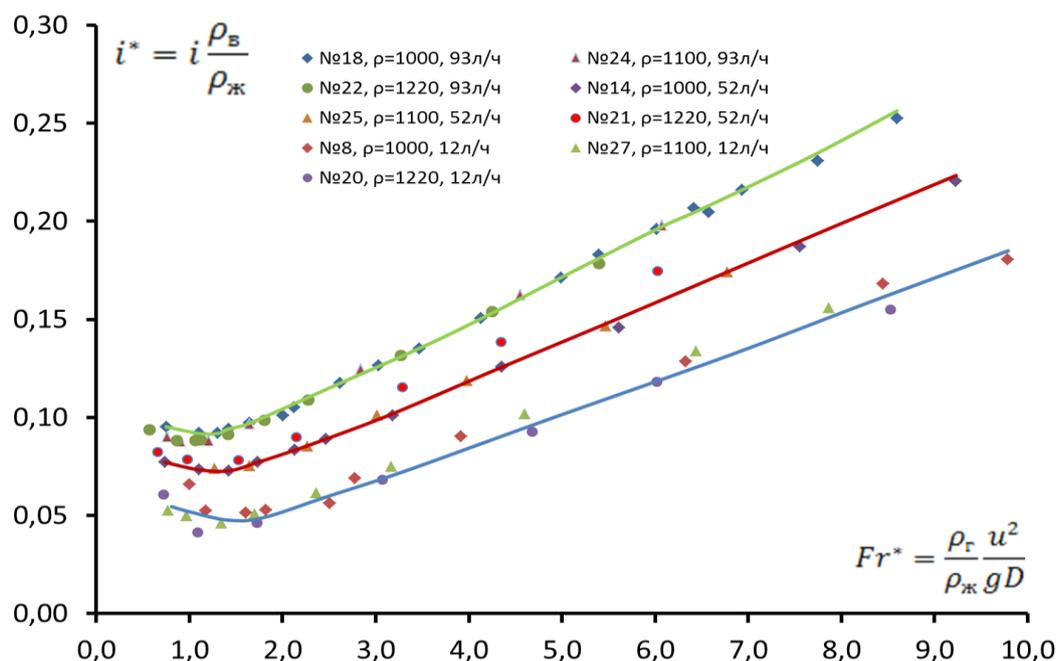
Но при этом результаты, выраженные в координатах  $i=i(Fr^*)$ , не сохраняют подобия в зависимости от изменения плотности жидкой фазы (см. выражения (1),(2)). Поэтому аналитическими подстановками был дополнительно уточнен параметр относительных потерь давления  $i$  (выражение (2)), а безразмерный приведенный параметр Фруда  $Fr^*$  оставлен без изменений (выражение (1)).

В итоге преобразований новый параметр  $i$  выражается как  $i^*$ :

$$i^* = \frac{\Delta P}{\rho_B \Delta L g} \left( \frac{\rho_B}{\rho_{ж}} \right)^j = \frac{\Delta P}{\rho_B \Delta L g} \left( \frac{\rho_B}{\rho_{ж}} \right)^2 = \frac{\Delta P}{\rho_{ж} \Delta L g} \left( \frac{\rho_B}{\rho_{ж}} \right) = i \frac{\rho_B}{\rho_{ж}}, \quad (7)$$

где  $\rho_B$  – плотность воды, принимаемая равной  $1000 \text{ кг/м}^3$ .

В результате перебора значений при значении коэффициента степени  $j = 2$  удалось добиться независимости от плотности жидкости положения кривых в новых координатах безразмерных параметров  $i^*$  от  $Fr^*$ . При любом расходе жидкости (в рамках экспериментов – 12, 52 и 93 л/ч) (см. рисунок 4).



**Рисунок 4.** Зависимость (в обновленных координатах  $i^*$  от  $Fr^*$ ) безразмерных относительных потерь давления в газожидкостном потоке от безразмерного приведенного параметра Фруда при различном расходе жидкой фазы (точки вдоль синей линии 12 л/ч, коричневой - 52, зеленой - 93 л/ч) для растворов различной плотности  $1000, 1100, 1220 \text{ кг/м}^3$ .

Вместе выражения (1) и (7) являются новыми параметрами подобия, которые могут применяться для расчета режимов работы обводняющихся газовых скважин, когда в продукции содержится жидкая фаза плотностью выше  $1000 \text{ кг/м}^3$  (при смеси конденсационной и пластовой воды).

Однако, безусловно, для подтверждения полученных экспериментальных и аналитических данных требуется проведение

дополнительных исследований на трубах промышленного сортамента с внутренним диаметром от 62 до 152 мм и давлениях выше атмосферного.

В четвертой главе приводится обоснование эффективных методов расчёта технологических режимов работы обводняющихся газовых скважин. А также методика расчета режимов эксплуатации газовых скважин при наличии в продукции воды и методика расчета параметров работы газовых скважин, работающих в режиме самозадавливания жидкостью; приводится пример влияния жидкости на режим эксплуатации обводненной газовой скважины подземного хранилища газа при газо-гидродинамических исследованиях.

Методика расчета параметров работы газовых скважин, работающих в режиме самозадавливания жидкостью предназначена для изучения динамики изменения параметров работы скважины после того, как в ствол скважины начала поступать жидкости.

Методика состоит из двух этапов. На первом этапе анализируется возможность устойчивой работы скважины после начала поступления в нее жидкости. На втором этапе производится расчет процесса изменения во времени дебита, содержания в стволе жидкости и высоты газожидкостного столба по мере поступления жидкости в скважину.

На рисунке 5 проиллюстрированы возможные варианты изменения режима работы скважины после начала поступления жидкости.

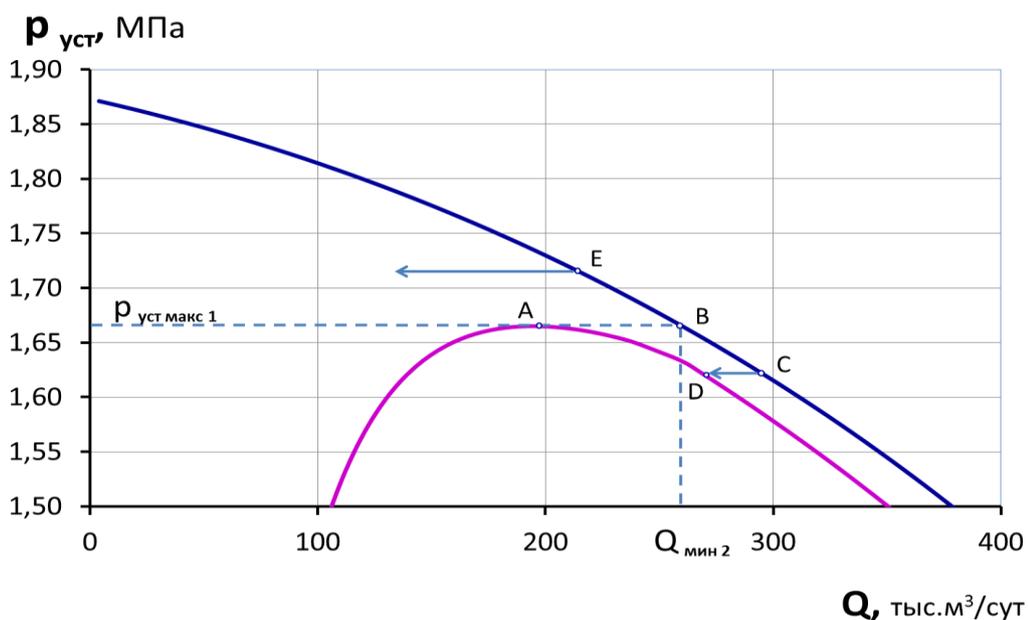


Рисунок 5. Иллюстрация возможных вариантов изменения режима работы скважины после начала поступления жидкости.

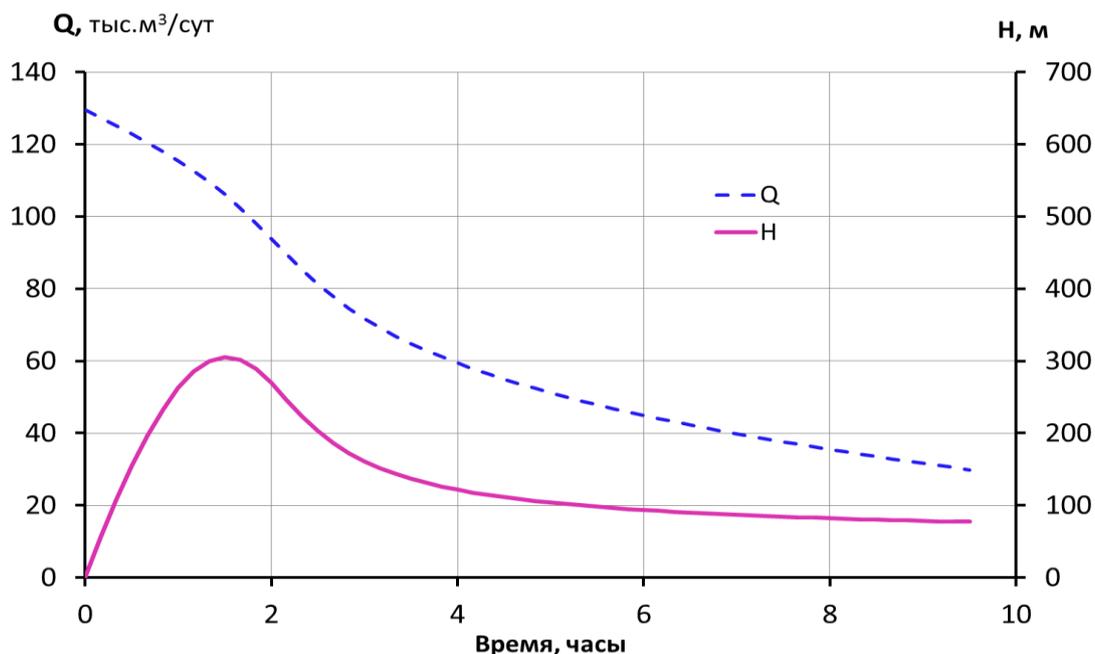
На рисунке синяя линия соответствует работе скважины по однофазному газу, красная – с жидкостью. Переход из точки С в точку D соответствует падению дебита в результате поступления воды в скважину и перехода на новый режим работы при фиксированном давлении на устье скважины.

Переход из точки В в точку А представляет минимальный дебит при заданном устьевом давлении, при котором скважина еще может работать с водопрооявлениями. При этом определяющим на промысле предельный режим работы скважины должен являться минимальный дебит именно для однофазного газа, который, как видно по рисунку, может быть выше на 25-30%.

Точка Е соответствует значению дебита, при котором в случае появления воды скважина перейдет в режим самозадавливания.

В итоге, для однозначной и более правильной трактовки, предлагается теперь для определения предельно-допустимого режима работы обводняющихся газовых скважин на промысле ориентироваться не на минимально-допустимый дебит (который может рассчитываться разными способами и отличаться друг от друга по значениям), а на максимально-допустимое давление на устье.

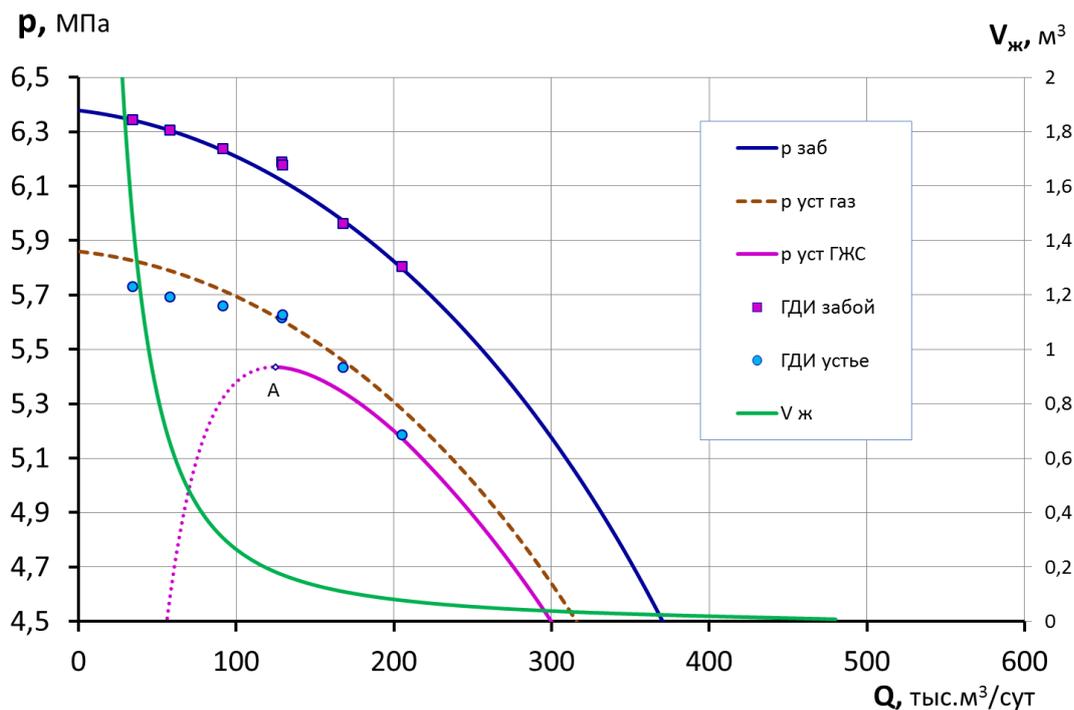
Далее для расчета предельно-допустимых условий работы газовых скважин с водопрооявлениями, при которых еще возможен устойчивый режим с выносом жидкости на поверхность, применяется восьмишаговый алгоритм. Где последовательно определяется забойное давление, значение приведенного параметра Фруда, объемное водосодержание, объем жидкости в стволе, время ее поступления, высота подъема газожидкостного столба, перепад давления в колонне. В результате проведенного расчета возможны два сценария. Первый сценарий реализуется при дебите выше минимального, его результатом является выход скважины в устойчивый режим работы с полным выносом жидкости до устья. Вторым сценарий, когда дебит ниже минимально-необходимого, его результатом является задавливание скважины жидкостью. Иллюстрация данного режима представлена на рисунке 6.



**Рисунок 6. Динамика изменения дебита и высоты газожидкостного столба в стволе скважины в процессе ее задавливания в результате поступления в нее жидкости.**

Следует особо отметить, что в приведенной методике расчета нестационарных процессов в скважине, содержащей в продукции жидкость, необходимо знать величину объемного содержания жидкости в лифтовой трубе и скорость ее заполнения, эти данные берутся из модели, описанной в третьей главе в виде выражения (4).

Дополнительно описанная методика позволяет оценивать достоверность выхода на стационарные режимы при проведении газодинамических исследований скважин (ГДИ), в продукции которых содержится вода, что представлено на рисунке 7.



**Рисунок 7. Иллюстрация влияния жидкости на режим эксплуатации обводненной скважины при ГДИ на скважине одного из ПХГ.**

Анализ рисунка показывает, что из шести режимов (6 синих точек ГДИ устье) только на шестом режиме при дебите 205 тыс. м³/сут (максимальном диаметре шайбы) был достигнут устойчивый во времени режим за 22 минуты, тогда как на предыдущих пяти нет, из-за того что исследования проводились на каждом режиме не более 30 минут. В то время как расчет показал, что чтобы достичь устойчивой работы скважины на 1-м режиме необходимо затратить  $t = V_{жс}/q_{жс} = 1501/52 = 29$  часов; на 4-м 1,5 часа и т.д.

Таким образом, полученное эмпирическое соотношение (4) позволяет с достаточной для практики точностью рассчитывать количество жидкости, распределенной в лифтовых трубах при различных режимах эксплуатации скважин месторождений и ПХГ, оценивать необходимую величину продолжительности исследований при проведении ГДИ, а также может быть использовано в расчетах процессов задавливания и продувки скважин.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ

1. По результатам проведенного анализа ранее опубликованных исследований режимов работы обводняющихся газовых скважин, доказана необходимость получения новых научных знаний и новых экспериментальных данных путем проведения дополнительных стендовых исследований в условиях, типичных для поздней стадии разработки газовых месторождений (при пластовых давлениях  $P_{пл.} < 2,5$  МПа, ВГФ  $5 \cdot 10^{-7} - 2 \cdot 10^{-5}$ , в насосно-компрессорных трубах промыслового сортамента).
2. Характеристики стенда по отработке технологий и эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений позволяют проводить эксперименты по определению объемного водосодержания  $\varphi$  в восходящем газожидкостном потоке в условиях типичных для поздней стадии разработки газовых месторождений.
3. Анализ безразмерных параметров, реализуемых в процессе экспериментов при рабочих диапазонах и характеристиках стенда показал, что параметрами подобия для описания двухфазных вертикальных газожидкостных потоков являются приведенный параметр Фруда  $Fr^*$  и относительные потери давления  $i$ .
4. Создана и отработана экспресс-методика экспериментальных исследований для определения объемного водосодержания  $\varphi$  в восходящем газожидкостном потоке на стенде по отработке технологий и эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений.
5. Впервые в стендовых условиях, идентичных скважинным на поздней стадии разработки сеноманских залежей Западной Сибири, получены новые экспериментальные данные об объемном водосодержании  $\varphi$  восходящего газожидкостного потока.
6. Представлена новая эмпирическая зависимость объемного водосодержания  $\varphi$  от приведенного параметра Фруда  $Fr^*$  в восходящих газожидкостных потоках в лифтовых трубах промыслового сортамента при давлении до 2,5 МПа и ВГФ  $< 10^{-4}$ . Полученное соотношение позволяет проводить расчеты границы устойчивых и неустойчивых режимов работы газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений.
7. Получены новые экспериментальные данные отражающие влияние плотности жидкости на характеристики восходящего газожидкостного потока (для плотности жидкой фазы в диапазоне от  $1000 \text{ кг/м}^3$  до  $1220 \text{ кг/м}^3$ ).
8. На основе полученных экспериментальных данных обоснованы уточненные параметры подобия – относительные потери давления  $i^*$  и приведенный параметр Фруда  $Fr^*$ , учитывающие величину плотности жидкости (при смеси конденсационной и пластовой воды), для расчета режимов работы обводняющихся газовых скважин.
9. С использованием гидродинамической модели восходящих газожидкостных потоков, разработанной по результатам экспериментальных исследований на стенде, проведены расчеты работы скважин с водопроявлениями:
  - расчет процесса изменения режима работы скважины при водопроявлениях;

- расчет процесса задавливания скважины;
- влияние жидкости на режим эксплуатации газовой скважины подземного хранилища газа при проведении газодинамических исследований. При этом показано, что определяющим параметром предельно-допустимого режима работы обводняющихся газовых скважин является не минимально-допустимый дебит, а максимально-допустимое давление на устье.

## **СПИСОК ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

1. Бузинов С.Н., Бородин С.А., Пищухин В.М., Харитонов А.Н., Николаев О.В., Шулепин С.А. Экспериментальные исследования движения двухфазных систем в газовых скважинах // Георесурсы. – 2010. - №4. – С. 55-58.
2. Бородин С.А., Пищухин В.М., Шулепин С.А., Николаев О.В. Результаты экспериментальных исследований, проведенных на стенде по отработке технологий эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR-2010): тезисы докладов II Международной научно-практической конференции 28-29 октября 2010 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 103.
3. Бузинов С.Н., Воронов С.А., Дудникова Ю.К., Шулепин С.А., Николаев О.В., Кодаш М.В. Интеллектуализация процессов работы подземных хранилищ газа // Подземное хранение газа: надежность и эффективность (USG-2011): тезисы докладов III Международной научно-практической конференции 24-25 мая 2011 г. - М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. - С. 27.
4. Бородин С.А., Бузинов С.Н., Васильев Ю.Н., Николаев О.В., Шулепин С.А. Разработка многоцелевой установки для отработки технологий эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки // Сборник научных статей аспирантов и соискателей ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2011. – С. 10-24.
5. Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Бородин С.А., Михайлов А.Н., Николаев О.В., Шулепин С.А. Расчет потерь давления в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений // Газовая промышленность. – 2011. - № 12. – С. 18–21.
6. Бузинов С.Н., Николаев О.В., Гужов К.Н., Михайлов А.Н., Шулепин С.А., Гереш Г.М. Анализ опыта изучения вертикальных газожидкостных потоков применительно к эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений Крайнего Севера // Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов (НСFD-2012): Тезисы докладов II Международной научно-практической конференции 15-16 мая 2012 г. - М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. - С. 86.
7. Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Николаев О.В., Шулепин С.А. Технологии эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений: замена лифтовых труб // Вестник ЦКР, 2012, № 6. - С.2-7.

8. Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Николаев О.В., Бородин С.А., Шулепин С.А., Михайлов А.Н. Методика расчетов технологического режима работы газовых скважин на поздней стадии разработки // Газовая промышленность. - 2012. - Спецвыпуск "Подземное хранение газа" (№ 2). - С. 9-11.
9. Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Николаев О.В., Шулепин С.А. Обоснование технологического режима работы скважин на основе современных экспериментальных исследований // Территория Нефтегаз. - 2013.- № 4. - С. 38 - 41.
10. Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Николаев О.В., Харитонов А.Н., Шулепин С.А. К вопросу о выборе газлифтной эксплуатации скважин на поздней стадии разработки газового месторождения // Территория Нефтегаз. - 2013. - № 5. - С. 36 - 39.
11. Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Николаев О.В., Бородин С.А., Шулепин С.А., Михайлов А.Н. Влияние шлейфа на работу обводненной газовой скважины // Газовая промышленность. - 2013. - Спецвыпуск "Добыча углеводородов: геология, геофизика, разработка месторождений". - С. 87-89.
12. Гереш Г.М., Николаев О.В., Шулепин С.А., Михайлов А.Н. Особенности формирования технологического режима куста скважин на завершающей стадии разработки месторождений / Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // НТС "Вести газовой науки", № 4 (15), 2013. - М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", 2013. - С. 53-61.
13. Изюмченко Д.В., Николаев О.В., Шулепин С.А. Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики / Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // НТС "Вести газовой науки", № 4 (15), 2013. - М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", 2013. - С. 36-45.
14. Николаев О.В., Шулепин С.А. Влияние глубины спуска лифтовых труб на работу обводненной газовой скважины / Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // НТС "Вести газовой науки", № 4 (15), 2013. - М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", 2013. - С. 46-52.
15. Николаев О.В., Бородин С.А., Шулепин С.А. Экспериментальное изучение подобия вертикальных газожидкостных потоков в условиях эксплуатации обводненных газовых скважин / Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // НТС "Вести газовой науки", № 4 (15), 2013. - М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", 2013. - С. 76-83.
16. Николаев О.В., Пищухин В.М., Шулепин С.А., Стоноженко И.В. Экспериментальные исследования вертикальных газожидкостных потоков при малых водосодержаниях / Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность: тезисы докладов V Международной молодежной научно-практической конференции (20–22 ноября 2013 г.). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013, 192 с. – С. 38.

17. Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Николаев О.В., Шулепин С.А., Михайлов А.Н. Параметры подобия в условиях эксплуатации обводненных газовых скважин // Газовая промышленность. - 2014. - № 1. - С. 39-43.
18. Пятахин М.В., Николаев О.В., Шулепин С.А., Стоноженко И.В., Пятахина Ю.М. Гидродинамическая модель восходящих газожидкостных потоков для обоснования режима скважин месторождений на стадии падающей добычи / Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов (НСФД-2014): тезисы докладов III Международной научно-практической конференции (2-3 октября 2014 г.). - М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014, 116 с. - С. 102.
19. Николаев О.В., Бородин С.А., Пищухин В.М., Шулепин С.А., Стоноженко И.В. Экспериментальные исследования вертикальных и наклонно-направленных газожидкостных потоков при малых расходных водосодержаниях / Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов (НСФД-2014): тезисы докладов III Международной научно-практической конференции (2-3 октября 2014 г.). - М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014, 116 с. - С. 103.
20. Николаев О.В., Шулепин С.А., Стоноженко И.В., Оводов С.О. Экспериментальное изучение содержания жидкой фазы в вертикальных и наклонно-направленных газожидкостных потоках / Моделирование газовых и нефтегазоконденсатных месторождений: тезисы докладов VI Молодежной научно-практической конференции (22–23 октября 2014 г.). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – 84 с. - С.59.
21. Николаев О.В., Гереш Г.М., Харитонов А.Н., Шулепин С.А. Оптимизация диаметра лифтовых труб на поздней стадии разработки газовых месторождений / Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // НТС "Вести газовой науки". - М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", № 4 (20), 2014. - С. 81-88.
22. Николаев О.В., Бородин С.А., Пищухин В.М., Стоноженко И.В., Шулепин С.А. Экспериментальное изучение водосодержания в лифтовых трубах в условиях поздней стадии разработки газовых месторождений / Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // НТС "Вести газовой науки". - М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", № 4 (20), 2014. - С. 89-96.
23. Николаев О.В., Харитонов А.Н., Шулепин С.А., Стоноженко И.В. Использование концентрического лифта при эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений // Газовая промышленность. - 2015. - № 11.- С. 29-33.
24. Николаев О.В., Моисейкин П.А., Стоноженко И.В., Шулепин С.А. О расчете потерь давления в газовой скважине, содержащей в продукции воду / Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // НТС "Вести газовой науки". - М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", № 3 (23), 2015. - С. 42-46.
25. Николаев О.В., Изюмченко Д.В., Бородин С.А., Пищухин В.М., Шулепин С.А., Стоноженко И.В. Способ проведения исследований газожидкостного потока // Патент на изобретение № 2558570. - Заявлено

- 06.06.2014 г., заявка № 2014123101. - Зарегистрировано в Гос. Реестре изобретений РФ 06.07.2015 г.
26. Николаев О.В., Изюмченко Д.В., Бородин С.А., Пищухин В.М., Шулепин С.А., Стоноженко И.В. Устройство для проведения исследований газожидкостного потока // Патент на изобретение № 2571473. - Заявлено 06.06.2014 г., заявка № 2014123096. - Зарегистрировано в Гос. Реестре изобретений РФ 24.11.2015 г.
27. Шулепин С.А., Николаев О.В., Оводов С.О., Лаврухин А.А., Стоноженко И.В., Пищухин В.М., Гужов К.Н. Экспериментальные исследования влияния плотности жидкости на характеристики газожидкостных потоков в вертикальных трубах // Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // НТС "Вести газовой науки". - М.: ООО ""Газпром ВНИИГАЗ"", № 2 (26), 2016. - С. 96-100.
28. Гужов К.Н., Стоноженко И.В., Шулепин С.А., Бузинова О.В. Сопоставительный анализ эмпирических моделей наклонных газожидкостных потоков для условий экспериментального стенда ООО «Газпром ВНИИГАЗ» // Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // НТС "Вести газовой науки". - М.: ООО ""Газпром ВНИИГАЗ"", № 2 (26), 2016. - С. 101-104.
29. Николаев О.В., Бородин С.А., Шулепин С.А., Стоноженко И.В. Влияние жидкости в лифтовых трубах на эксплуатацию скважин месторождений и ПХГ // Газовая промышленность. - 2016. - № 10.- С. 32-36.

Подписано к печати «    » октября 2017 г.

Заказ №

Тираж 130 экз.

1 уч. – изд.л, ф-т 60х84/16

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

По адресу: 142717, Московская область,

Ленинский район,

сельское поселение Развилковское, пос. Развилка,

Проектируемый проезд № 5537,

владение 15, строение 1,

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»