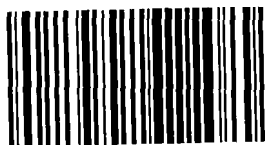


На правах рукописи

НИКОЛАЕВ ОЛЕГ ВАЛЕРЬЕВИЧ



005020027

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'Oleg Nikolaev', written over a horizontal line.

**РЕГУЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ
ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ГАЗОЖИДКОСТНЫХ ПОТОКОВ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ ТРУБАХ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

5 АПР 2012

Москва – 2012

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

Научный руководитель - Бузинов Станислав Николаевич, доктор технических наук, профессор

Официальные оппоненты: Рассохин Сергей Геннадьевич, доктор технических наук, заместитель директора НТЦ ООО «Газпром ВНИИГАЗ»;

Ершов Сергей Евгеньевич, кандидат технических наук, заместитель начальника Управления ОАО «Газпром».

Ведущая организация - Институт проблем нефти и газа РАН.

Защита диссертации состоится « 25 » апреля 2012 г. в 13 часов 30 минут на заседании диссертационного совета Д 511.001.01, созданного на базе ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Автореферат разослан «22» марта 2012 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор геолого-минералогических наук



Николай Николаевич Соловьев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

В общей добыче природного газа ОАО «Газпром» в последние десятилетия преобладающую часть составляет сеноманский газ месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. К настоящему времени большая часть уникальных по запасам месторождений Медвежье, Уренгойское, Ямбургское уже выработана. Важнейшей задачей предприятий «Общества» является максимально полное извлечение из недр этих гигантов остаточных запасов газа, оцениваемых в несколько триллионов кубометров.

Сложности доработки этих месторождений обусловлены снижением продуктивности добывающих скважин вследствие падения пластового давления, уменьшения фазовой газопроницаемости призабойной зоны коллектора в результате насыщения конденсационной и пластовой водой, неполного выноса жидкости из ствола скважины. При этом следует учитывать специфику отбора газа из продуктивного пласта на западносибирских месторождениях через систему скважин с эксплуатационными колоннами больших диаметров, кустовую компоновку групп скважин и суровые климатические условия, обуславливающие наличие в разрезе осадочной толщи многолетнемерзлых пород.

В связи с этими особенностями месторождений Западной Сибири существующие методики расчетов технологического режима газовых скважин с водопрооявлениями нуждаются в уточнении, поскольку для наиболее полного извлечения газа из недр необходимо поддержание работоспособности фонда эксплуатационных скважин.

Поэтому совершенствование и развитие методов регулирования работы скважин на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений является актуальной задачей исследований.

Цель работы

Разработать модель и методику регулирования работы газовых скважин на завершающей стадии разработки применительно к условиям сеноманских залежей месторождений Западной Сибири на основе экспериментальных исследований вертикальных газожидкостных потоков с малым значением водогазового фактора (до $20 \text{ см}^3/\text{м}^3$) в трубах большого (до 15,3 см) диаметра при давлениях до 3,0 МПа.

Основные задачи

1. Сравнительный анализ существующих методов расчета вертикальных газожидкостных потоков и оценка степени их применимости к условиям сеноманских залежей на завершающей стадии разработки.
2. Анализ и обобщение результатов промысловых исследований скважин газовых месторождений Западной Сибири.
3. Усовершенствование стенда для исследования вертикальных потоков водогазовых смесей с целью расширения его возможностей, создание и отработка методики экспериментальных работ.

4. Проведение экспериментальных исследований на стенде для условий завершающей стадии разработки сеноманских залежей месторождений Западной Сибири.
5. Обобщение результатов экспериментов и создание на их основе математической модели и методики расчетов вертикальных газожидкостных потоков.
6. Аprobация разработанной методики для регулирования работы газовых скважин с водопроявлениями.

Методы исследования

1. Сравнительный анализ существующих алгоритмов и методик расчета режимов скважин с двухфазным потоком в стволе.
2. Стендовые исследования с использованием методов теории планирования экспериментов и методов теории подобия.
3. Математическая обработка данных лабораторных и промысловых исследований.
4. Методы численных решений дифференциальных уравнений и программирования.
5. Аналитическое обобщение результатов экспериментов с использованием методов теории движения газожидкостных смесей в вертикальных трубах, теории размерности и теории подобия.

Научная новизна

На основании выполненных в диссертации исследований и разработок получены следующие научные результаты:

Получены новые экспериментальные данные о вертикальных газожидкостных потоках в трубах диаметром от 6,2 до 15,3 см при низком значении водогазового фактора (от 0,1 до 20 см³/м³) и давлении до 3,0 МПа, характерных для условий завершающей стадии разработки сеноманских залежей месторождений Крайнего Севера. Экспериментально показано, что модель сплошной среды («квазигомогенная модель») в этих условиях имеет ограниченное применение. Приведено обоснование формулы для расчетов технологических режимов газовых скважин с водопроявлениями, основанной на полученных экспериментальных результатах. Предложено безразмерное число подобия, характеризующее вклад жидкой фазы в общие потери давления вертикальных газожидкостных потоков с малым содержанием жидкости в трубах большого диаметра. Показано, что в устойчивой области движения двухфазной смеси это число подобия в совокупности с двумя другими, известными ранее, однозначно определяет потери давления.

На основе экспериментальных данных разработаны математическая модель вертикальных газожидкостных потоков и методика расчета параметров работы газовых скважин с водопроявлениями, позволяющая с большей точностью (по сравнению с существующими методиками) прогнозировать технологические показатели, в том числе при использовании различных технологий добычи газа на завершающей стадии разработки месторождений.

Основные защищаемые положения

1. Экспериментальное обоснование зависимости потерь давления от расходных характеристик вертикальных газожидкостных потоков с малым содержанием жидкости (от 0,1 до 20 см³/м³) в трубах большого диаметра (до 15,3 см) при давлениях до 3,0 МПа, характерных для условий эксплуатации сеноманских скважин Западной Сибири на поздней стадии разработки.
2. Математическая модель расчета потерь давления в стволе газовой скважины с водопроявлениями для условий завершающей стадии разработки месторождений.
3. Методика расчета режима работы скважины при отборе водогазовой смеси и разработанный на ее базе программный комплекс для определения технологических показателей эксплуатации газовых скважин с целью регулирования их работы применительно к условиям завершающей стадии разработки сеноманских залежей месторождений Западной Сибири.

Практическая ценность полученных результатов

Полученные экспериментальные результаты и разработанные на их основе методика и программные комплексы применяются в ООО «Газпром ВНИИ-ГАЗ» для расчетов технологического режима и эффективности применения технологий эксплуатации газовых скважин с водопроявлениями.

Результаты работы использованы при подготовке нормативного документа

- «Стандарт организации ООО «Газпром добыча Надым» «Выбор режимов работы скважин на месторождении Медвежье на основании экспериментальных исследований газожидкостных потоков» (2010 г.), а также при научном обосновании методов прогнозирования работы газовых скважин на завершающей стадии разработки в материалах отчетов:
- «Совершенствование технологий и технических средств эксплуатации и капитального ремонта скважин на месторождениях ОАО «Газпром», в том числе с падающей добычей и сложными горно-геологическими условиями» (2005 г.).
- «Оптимизация режимов работы самозадавливающихся газовых скважин на поздней стадии разработки сеноманской залежи Уренгойского месторождения» (2006 г.).
- «Разработка рекомендаций по режимам работ скважин на месторождении Медвежье на основании исследований газожидкостных потоков на специализированном стенде ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (2009 г.).
- «Авторское сопровождение проекта разработки сеноманской газовой залежи Ямбургского месторождения» (2010 г.).

Апробация работы

Основные результаты диссертационной работы докладывались автором 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» (2010);

- III Международная научно-практическая конференция «ПХГ: надежность и эффективность» (2011);
- Выездное совещание по вопросу эффективной добычи, подготовки и использования низконапорного газа на поздней стадии разработки месторождений в г. Надым с 16 по 18 ноября 2011г.

Публикации

Основное содержание работы изложено в 7 опубликованных работах, включая 4 работы в ведущих рецензируемых научных изданиях, определенных Минобрнауки РФ.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, 5 глав, выводов и списка литературы из 142 наименований. Общий объем работы - 147 печатных страниц. В тексте работы содержится 79 рисунков и 9 таблиц.

Благодарности

Автор выражает глубокую благодарность своему научному руководителю д.т.н. С.Н. Бузинову С.Н., а также д.т.н. Ю.Н. Васильеву, Г.М. Гереш, д.х.н. В.А. Истомину, д.т.н. В.И. Лапшину, д.т.н. В.А. Николаеву, д.т.н. Р.М.Тер-Саркисову, к.т.н. А.Н. Харитонову, к.т.н. В.И. Шулятикову, к.т.н. И.В. Шулятикову, С.А. Бородину, Ю.Г. Буракову, к.т.н. В.М. Пищухину, А.Н. Михайлову, С.А. Шулепину, д.г.-м.н. Н.Н. Соловьеву - за ценные советы и оказанную помощь при проведении исследований и подготовке работы. Особую благодарность автор испытывает к проф. Г.А. Зотову, уже ушедшему из жизни, под руководством которого он начинал свою трудовую деятельность в газовой отрасли.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении изложены актуальность темы диссертации, цель работы и постановка задачи.

В первой главе диссертационной работы проведен анализ проблем, связанных с наличием жидкой фазы в продукции газовых скважин при их эксплуатации на поздней стадии разработки месторождений, сделан обзор современных представлений о вертикальных двухфазных потоках применительно к эксплуатации газовых скважин с водопроявлениями.

Одной из важнейших задач при разработке газовых месторождений является максимальное извлечение газа из пласта. Поскольку запасы газа в месторождениях Крайнего Севера уникальны по своей величине, повышение конечного коэффициента извлечения газа является чрезвычайно актуальной задачей не только регионального, но и отраслевого масштаба. В этой связи следует отметить, что при уменьшении пластового давления, например, месторождения Медвежье, всего на одну атмосферу дополнительная добыча газа составляет величину порядка 25 млрд.м³.

Для разработки месторождений Крайнего Севера в период завершающей стадии характерны огромные остаточные запасы газа; низкие пластовые давления; большие диаметры эксплуатационных колонн; высокая продуктивность газовых скважин, хотя и существенно меньшая, чем на основной стадии разработки; относительно невысокий водогазовый фактор; объединение групп скважин в один шлейф; холодные климатические условия, приводящие к конденсации воды в скважинах и шлейфах.

Эти общие особенности дают возможность проводить достаточно универсальный анализ работы скважин этой группы месторождений и разработать технические решения по эксплуатации скважин, приемлемые для всей группы.

В настоящее время на ряде газовых и газоконденсатных месторождений Крайнего Севера следствием падения пластового давления являются серьезные осложнения при эксплуатации скважин. На рисунке 1 приведено изменение средних дебитов скважин по одной из сеноманских залежей западно-сибирских месторождений. Значительное снижение реальных отборов газа объясняется эффектом задавливания скважин конденсационной и пластовой водой.

Таким образом, для минимизации негативных последствий обводненности продукции скважин при низком напоре газа необходимы специальные технико-технологические мероприятия. Эти мероприятия требуют научного обоснования, базирующегося на ясном представлении о закономерностях двухфазных гидродинамических и термодинамических процессах в рассматриваемых условиях. Своевременное проведение таких мероприятий с целью повышения производительности газовых скважин с водопровялениями в данной работе названо регулированием работы скважин. К таким мероприятиям относятся замена НКТ на трубы меньшего диаметра, понижение устьевого давления, закачка газа в затрубье, применение концентрического лифта, использование регулирующих устройств на устье скважин, объединенных одним общим шлейфом и др. В настоящей работе предлагаются разработанные на основе экспериментов расчетные методы, позволяющие осуществлять регулирование работы обводняющихся газовых скважин с целью обеспечения их устойчивой работы в условиях завершающей стадии разработки месторождений.

Исследованием подъема жидкости в трубах восходящим потоком газа занимались в нашей стране такие ученые, как А.А. Арманд, Б.Г. Багдасаров, И.Г. Белов, С.Н. Бузинов, Ю.Г. Бураков, Ю.Н. Васильев, А.П. Власенко, А.И. Гриценко, Н.В. Долгушин, О.В. Клапчук, Б.К. Козлов, Ю.П. Коротаяев, А.П. Крылов, С.С. Кутателадзе, Г.Г. Кучеров, Г.С. Лутошкин, В.А. Мамаев, И.Т. Мищенко, М.А. Мохов, В.М. Муравьев, Г.Э. Одишария, В.А. Сахаров, С.Г. Телетов, Р.М. Тер-Саркисов, А.А. Точигин, В.И. Шулятиков, И.В. Шулятиков и др., а за рубежом – К. Азиз (R. Aziz), Б.Дж. Аззопарди (B.J. Azzopardi), Дж.П. Брилл (J.P. Brill), Х.Е. Грей (H.E. Gray), Х. Данс (H. Duns Jr.), Дж.Ф. Ли (J.F. Lea), Х. Мукерджи (H. Mukherjee), Дж. Оркиджевский (J. Orkiszewski), Н. Петалас (N. Petalas), Н.К. Рос (N.C.J. Ros), Р.Дж. Тернер (R.G. Turner), Г. Уоллис (G. Wallis), А.Р. Хагедорн (A.R. Hagedorn), Н. Холл-Тейлор (N. Hall-Taylor), Дж. Хьюитт (J. Hewitt) и др.

Описание закономерностей вертикальных двухфазных потоков развивалось по двум направлениям. В одном из них разрабатывались соотношения для минимальной скорости газового потока, обеспечивающей устойчивый вынос жидкости вверх. В нашей стране наибольшее распространение получила формула Точигина А.А. (1969). Эти соотношения предложены для оценки величин минимального дебита скважины, при котором скважина работает устойчиво, то есть без задавливания водой.

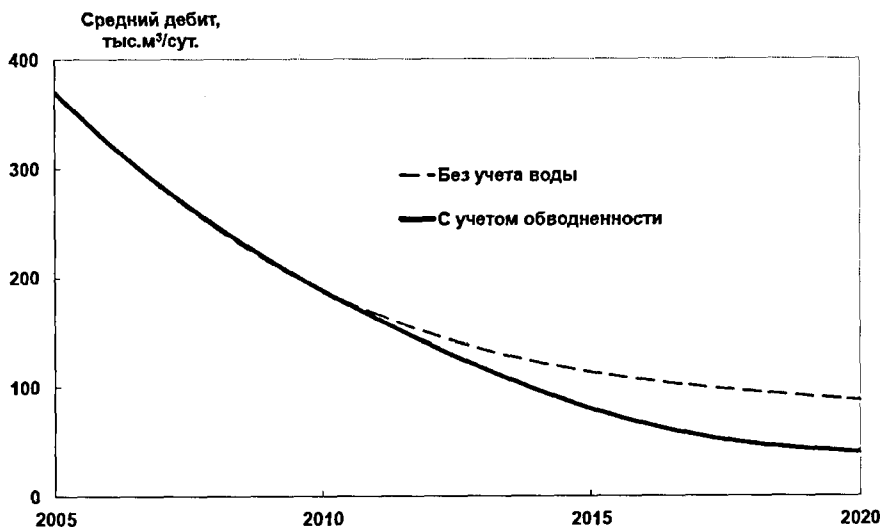


Рисунок 1. Негативное влияние конденсационной воды на прогнозные показатели добычи газа.

В другом направлении разрабатывались соотношения для расчета потерь давления в вертикальном двухфазном потоке, которые использовались для анализа совместной работы системы «пласт-скважина». Отечественными специалистами (Ахмедов Б.О., Бузинов С.Н., 1982) разработан и широко применяется в мировой практике метод, получивший название «метод узлового анализа», позволяющий по характеристикам лифтовой колонны и пласта определять режим работы скважины.

На практике характеристику лифтовой колонны рассчитывают с помощью гидродинамических моделей (корреляций), которые разрабатываются на основе специальных экспериментов по изучению вертикальных газожидкостных потоков. Газожидкостные системы сложны для описания, и поэтому модели, предназначенные для решения конкретных задач, имеют узкую область применения, ограниченную актуальными для каждой задачи диапазонами физических параметров.

Поскольку условия разработки сеноманских залежей месторождений Крайнего Севера уникальны, традиционные расчетные методы и компьютерные

программы, получившие распространение в отечественной и зарубежной практике, приводят к существенным погрешностям в расчетах технологических режимов для скважин этих месторождений.

Таким образом, создание методов расчета технологических показателей работы сеноманских скважин является чрезвычайно актуальной научной и практической задачей.

Во второй главе диссертационной работы описываются экспериментальный стенд по отработке технологий эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений и методика проведения экспериментальных работ. Приведена метрологическая характеристика измерительной системы и сделана оценка ожидаемых погрешностей результатов экспериментов.

Таблица 1. Параметры Стенда по отработке технологии эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки

Параметры	Единицы измерения	Лифтовые колонны			
		1	2	3	4
Макс. давление	МПа	4,0			
Макс. дебит газа	тыс.м ³ /сутки	180			
Макс. расход воды	м ³ /сутки	10			
Внутренний диаметр	см	15,3	10,0	7,6	6,2
Макс. скорость газа	м/сек	10	20	35	50

Стенд разработан в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Тер-Саркисов Р.М., Бузинов С.Н., Шулятиков И.В. и др., 2005) и рассчитан на проведение экспериментальных работ с водовоздушными смесями. Параметры стенда указаны в таблице 1.

Автором были проведены запуск и настройка стенда и разработана методика проведения экспериментов. На основе анализа метрологических характеристик измерительной системы стенда показано, что значения физических величин, определяемых по результатам экспериментов, характеризуются максимальными погрешностями не более 2,2 %. Промысловые данные обычно обладают меньшей точностью. Следовательно, стенд может использоваться для экспериментальных исследований с целью анализа поведения обводненных газовых скважин и составления технологического режима их работы.

В третьей главе диссертационной работы анализируются результаты проведенных экспериментов, проводится их сравнение с экспериментальными и теоретическими результатами других авторов. Особое внимание уделяется особенностям полученных результатов, обусловленным специфическими условиями месторождений Крайнего Севера. Описана созданная математическая модель для расчетов технологических режимов газовых скважин, максимально полно учитывающая условия поздней стадии разработки месторождений Крайнего Севера.

Эксперименты, поставленные на специализированном Стенде ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и представленные в настоящей работе, проводились в широком диапазоне физических условий, выходящем за границы условий, актуальных для скважин сеномана, поскольку это было необходимо для построения адекватной математической модели вертикальных двухфазных потоков. И хотя в данной работе делается акцент на использовании полученных экспериментальных результатов для условий завершающей стадии разработки месторождений Западной Сибири, они могут применяться и для более широкого диапазона условий, например, для случая меньших диаметров НКТ (от 5 см и более) и ббльших значений водогазового фактора (до $200 \text{ см}^3/\text{м}^3$).

Анализ результатов экспериментов показал, что имеется хорошее совпадение с экспериментальными результатами других авторов в соответствующих диапазонах параметров. Однако в опубликованных к настоящему моменту материалах фигурирует, во-первых, максимальный диаметр труб 7,6 см, и, во-вторых, водогазовый фактор $30 \text{ см}^3/\text{м}^3$ и выше, то есть практически не исследованы режимы работы скважин месторождений Крайнего Севера, где наиболее часто используются трубы НКТ диаметром 10,0 и 15,3 см, а водогазовый фактор, как правило, не превышает величину $20 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Поскольку все используемые в настоящее время соотношения для расчетов газожидкостных подъемников основаны на квазигомогенной модели, был проведен анализ возможности использования этой модели применительно к расчетам газовых скважин для случая малого значения водогазового фактора.

В квазигомогенной модели для расчетов двухфазных (или многофазных) потоков в качестве параметров смеси приходится применять некие псевдохарактеристики, приписываемые гипотетическому гомогенному флюиду, который, предположительно, ведет себя так же, как и рассматриваемая двухфазная (или многофазная) смесь. При этом такие псевдохарактеристики определяют с помощью тех или иных математических манипуляций над параметрами реальных флюидов, участвующих в рассматриваемом процессе как компоненты смеси. Квазигомогенная модель для газожидкостного потока в вертикальной трубе имеет вид:

$$\frac{dp}{dL} = -\rho_{см} \cdot g - \lambda_{см} \cdot \frac{\rho_{см}}{d} \cdot \frac{u_{см}^2}{2}. \quad (1)$$

Здесь $\rho_{см}$ – плотность смеси, $\text{кг}/\text{м}^3$; p – давление, Па; L – продольная координата, м; d – диаметр трубы, м; $\lambda_{см}$ – безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления для смеси флюидов; $u_{см}$ – средняя по сечению трубы скорость потока, м/с; g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$. В формуле (1) сделано допущение, что ускорением потока в стволе скважины можно пренебречь.

По распространенному предположению, левая ветвь характеристики лифта, имеющей в координатах «перепад давления – скорость потока» U-образный вид, определяется первым членом соотношения (1), а правая – вторым. Серия специально поставленных нами экспериментов показала, что величина гравитационной составляющей перепада давления в вертикальном газожидкостном по-

токе меньше, чем суммарный вес компонентов движущейся смеси. В наших экспериментах величина разницы достигала 50% от веса вещества (жидкости и газа) в трубе. Таким образом, первый член в (1) может давать существенную погрешность. Этот эффект был обнаружен ранее другими исследователями (Ахмедов Б.Г., Бузинов С.Н., Шулятиков В.И.), однако первые публикации о нем появились лишь в 2011 году.

Второй член в формуле квазигомогенной модели (1) отражает потери на трение. Очевидно, при возрастании в смеси концентрации газа псевдохарактеристики смеси должны приближаться к характеристикам газа, а параметры процесса, оцениваемые с помощью применяемой модели, соответственно должны асимптотически приближаться к таковым для потока сухого газа.

Для водогазовой смеси выражение (1) можно представить в виде

$$\frac{dp}{dL} = -\rho_{CM} \cdot g - \lambda \cdot \frac{\rho_{CM}}{d^5} \cdot \frac{8}{\pi^2} \cdot \frac{G^2}{(1-\beta)^2}, \quad (2)$$

где $\beta = \frac{q_{жс}}{G+q_{жс}}$ - расходное водосодержание, безразмерная величина; G - объемный расход газа, $\text{м}^3/\text{с}$; $q_{жс}$ - объемный расход воды, $\text{м}^3/\text{с}$.

Δp , кПа

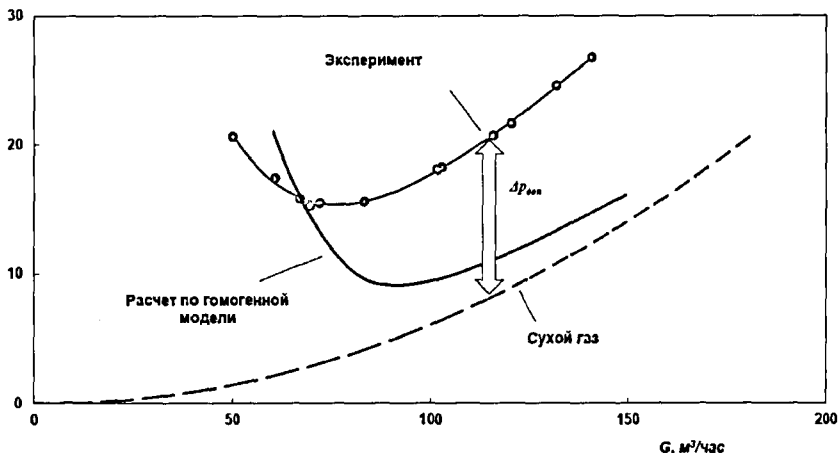


Рисунок 2. Сравнение экспериментальных результатов с расчетами по гомогенной модели при расходе жидкости $q_{жс}=5,04 \text{ м}^3/\text{сутки}$ ($210 \text{ л}/\text{час}$). Здесь G - объемный расход газа при рабочем давлении, составляющем 1,5 МПа.

Поскольку в каждом эксперименте расход жидкости поддерживался постоянным, увеличение расхода газа приводит к уменьшению расходного водосодержания.

При этом плотность смеси по величине приближается к плотности газа, и величина гидродинамических потерь в трубе в соответствии с выражением (2) должна приближаться к гидродинамическим потерям для случая однофазного потока газа:

$$\Delta p_{см} \rightarrow \Delta p_z \text{ при возрастании } G, \quad (3)$$

где $\Delta p_{см}$ – потери давления для смеси, Δp_z – потери давления для сухого газа.

Именно так ведут себя характеристические кривые лифта, полученные расчетным путем с использованием квазигомогенной модели. Но эксперименты показали, что реальное поведение системы отличается от прогнозируемого расчетом. На рисунке 2 представлены результаты сравнения расчетов и экспериментов.

При использовании формулы (2) величины плотности и скорости смеси могут быть учтены с высокой точностью; но результат расчета при этом принципиально отличается от того, что показывает эксперимент, в условиях которого увеличение расходного газосодержания не приводит к сближению характеристик потоков водовоздушной смеси и сухого газа.

Причины расхождения объясняются возникновением дополнительных потерь давления $\Delta p_{дон} = \Delta p_{см} - \Delta p_z$ (см. рисунок 2) при подъеме смеси за счет интенсивного обмена капельной жидкостью между высокоскоростным газовым ядром и малоподвижной пленкой жидкости на стенках трубы, которая имеет место при дисперсно-кольцевом режиме газожидкостного потока, реализующемся в условиях устойчивой работы лифта.

Таким образом, из анализа экспериментальных результатов следует важный для практики вывод о том, что в диапазоне низких расходных водосодержаний расчеты по гомогенной модели не отражают поведения двухфазных потоков не только количественно, но и качественно. Этот экспериментальный факт устанавливает принципиальные ограничения на использование моделей, разработанных для однофазных потоков, в качестве базовых не только для технологических расчетов, но даже для приближенных оценок динамических характеристик двухфазных потоков применительно к задачам эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений.

Анализ результатов экспериментов (в том числе специальных экспериментов с использованием гелия в качестве газовой фазы) позволил подтвердить автомодельность двух безразмерных параметров, предложенных Бузиновым С.Н. и Шулятиковым В.И. в 1974 г., а именно модифицированного параметра Фруда

$$Fr^* = \frac{\rho_z}{\rho_{жс}} \cdot Fr, \quad (4)$$

где Fr – параметр Фруда для газовой фазы; ρ_z – плотность газовой фазы, кг/м^3 ; $\rho_{жс}$ – плотность жидкой фазы, кг/м^3 ; и безразмерных потерь давления на трение

$$i = \frac{\Delta p}{\rho_{ж} \cdot g \cdot L}, \quad (5)$$

а также ввести в рассмотрение еще один параметр, который в настоящей работе вводится впервые. Этот новый параметр имеет вид

$$Bu = \left(\frac{\sigma}{\rho_{ж} \cdot g \cdot d^2} \right)^{1/2} \cdot Fr_{ж}^{1/3}, \quad (6)$$

где σ – коэффициент поверхностного натяжения между газовой и жидкой фазами, Па/м; $Fr_{ж}$ – число Фруда для жидкости. Параметр Bu определяет величину дополнительных потерь давления по сравнению с однофазным газовым потоком за счет наличия в потоке жидкой фазы. Набор из трех параметров (4)-(6) однозначно определяет величину потерь давления в устойчивой области вертикальных газожидкостных потоков.

Имеет место монотонность роста потерь давления с ростом параметра Bu для труб разных диаметров. Эта зависимость для модифицированного параметра Фруда в диапазоне $1 \div 3$ представлена на рисунке 3.

С учетом нового параметра характеристику лифта в устойчивой области газожидкостных потоков можно описать уравнением

$$i = \frac{\lambda}{2} \cdot Fr^* + k \cdot Bu. \quad (7)$$

Здесь $k = 9,6$ – эмпирический коэффициент, λ – коэффициент гидравлического сопротивления трубы для однофазного потока. В отличие от уравнения Дарси-Вейсбаха для сухого газа, которое с использованием параметров (4) и (5) можно записать в виде

$$i = \frac{\lambda}{2} \cdot Fr^*, \quad (8)$$

в соотношении (7) появляется член $(k \cdot Bu)$, выражающий влияние жидкости на суммарные потери в газожидкостном потоке. Из соотношения (7) следует второй важный вывод о том, что при низких значениях водогазового фактора ($0,1 \div 20 \text{ см}^3/\text{м}^3$) в устойчивой области работы газожидкостного подъемника потери давления формируются двумя независимыми составляющими: одна из них (Fr^*) зависит только от расхода газа, а вторая (Bu) – только от расхода жидкости. При этом константа $k=9,6$ является универсальной.

Для расчетов потерь давления в газовых скважинах, содержащих в продукции жидкость, Ахмедовым Б.О. и Бузиновым С.Н. в 1982 г. вместо соотношения (1) была предложена формула

$$\frac{dp}{dL} = \rho_г \cdot g + i \cdot \rho_{ж} \cdot g, \quad (9)$$

которая основана на использовании экспериментальной характеристики лифта $i = i(Fr^*, q_{жс})$ и применима для случаев, когда непрерывной фазой в потоке является газовая, то есть для низких значениях водогазового фактора.

Формула (9) использована автором для составления математической модели вертикальных газожидкостных потоков.

На основе экспериментов, проведенных в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2005-2010 гг. на трубах разного диаметра, в том числе диаметром 10,0 и 15,3 см, автором были получены аналитические зависимости, которые позволяют прогнозировать режим работы скважин с водопроявлениями применительно к условиям завершающей стадии разработки месторождений Крайнего Севера.

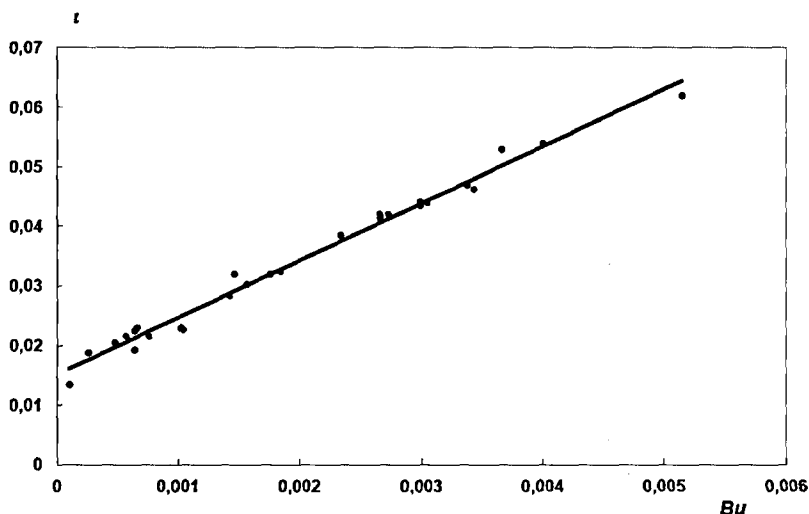


Рисунок 3. Зависимость безразмерной величины потерь давления от параметра Bu .

В соответствии с полученными зависимостями минимумы характеристических U-образных кривых для лифтовых труб с газожидкостными потоками во всем актуальном диапазоне диаметров труб лежат на прямых с координатами

$$i_0 = A \cdot Fr^*_0 + B, \quad (10)$$

где i_0, Fr^*_0 – координаты минимумов на характеристических кривых лифта с газожидкостными потоками, A и B – эмпирические коэффициенты, которые зависят от величин диаметров труб. Каждой точке линии (10) соответствует своя величина расхода жидкости. Поскольку имеет место выражение (7), справедливо равенство

$$i_0 = k \cdot Bu + \frac{\lambda}{2} \cdot Fr^*_0. \quad (11)$$

Левая ветвь U-образной кривой аппроксимируется экспонентой, коэффициенты которой определены из экспериментальных данных, и которая для $Fr^* < (Fr^*_0 - 0,2)$ имеет вид

$$i - i_0 = e^{-1,5 \cdot d \cdot (Fr^* - Fr^*_0 + 0,2)} \quad (12)$$

Правая ветвь для $Fr^* > Fr^*_0$ аппроксимируется прямой

$$i = i_0 + 0,01 \cdot (Fr^* - Fr^*_0). \quad (13)$$

На участке $(Fr^*_0 - 0,2) < Fr^* < Fr^*_0$ с высокой степенью точности можно принять

$$i = i_0. \quad (14)$$

Комплекс соотношений (9 – 14) представляет собой математическую модель для расчета технологического режима работы газовых скважин с водопроявлениями. Эта модель справедлива для труб диаметром от 5 до 15,3 см при давлениях от 2 до 30 атм и водогазовых факторах $0,1 \div 200 \text{ см}^3/\text{м}^3$, то есть в диапазоне параметров, включающем условия эксплуатации скважин месторождений Крайнего Севера на завершающей стадии разработки.

В четвертой главе диссертационной работы рассматриваются примеры расчетов работы скважин в реальных условиях, имеющих место на практике, на основе полученной модели, а также проводится сравнение с результатами расчетов, полученными другими способами.

Как показали эксперименты, появление даже малого количества воды в продукции сухой до этого момента скважины может существенно повлиять на ее работу.

Таблица 2. Значения минимальных дебитов для разных значений водогазового фактора и разных пластов для скважины с диаметром НКТ 15,3 см (для НКТ диаметром 15,3 см при давлении 1,5 МПа).

Водный фактор, $\text{см}^3/\text{м}^3$		0,2	1,6	9,5	15,0	18,0	34,0
Минимальный дебит, тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$	«Хороший» пласт ($a=0,05$; $b=0,0005$)	130	130	135	136	140	146
	«Плохой» пласт ($a=0,5$; $b=0,005$)	117	118	122	124	126	131

Расчеты методом узлового анализа показывают, что на величину минимально допустимого дебита скважины влияют параметры пласта и величина

водогазового фактора. В таблице 2 представлены результаты расчетов минимального дебита скважины при различных значениях водогазового фактора для двух пластов – «плохого» и «хорошего». Из газопромысловой практики известно, что в процессе отбора газа из пласта могут наблюдаться изменения коэффициентов фильтрационного сопротивления a и b на один, два и даже на три порядка. Из таблицы следует, что изменение значений a и b на порядок может заметно изменить величину минимального дебита устойчивой работы скважины. Чем хуже пласт, тем при меньшем дебите скважина может работать.

Проведено сравнение величин минимального дебита по данным таблицы 2 и по формулам для минимальной скорости. Результаты сравнения представлены в таблице 3. Как видно из таблицы, ни одна из формул не дает значения минимального дебита, попадающего в диапазон значений, полученный по методу узлового анализа для разных условий. В этой же таблице приведены погрешности каждой формулы, рассчитанные относительно граничных значений интервала минимальных дебитов. Минимальные погрешности дает формула Тернера Р.Дж. и формула СевКавНИИгаза, причем первая из этих формул дает заниженное значение, а вторая – завышенное.

Таблица 3. Сравнение результатов расчета минимального дебита по формулам разных авторов (для НКТ диаметром 15,3 см при давлении 1,5 МПа).

Источник (формула для расчета)	Мин. скорость, м/сек	Мин. дебит, тыс. м ³ /сут.	Погрешность, %
Р.Дж. Тернер (расчет по выносу капель)	3,3	109	- 10 ÷ - 25
А.П. Власенко (расчет по выносу капель)	1,4	49	- 60 ÷ - 66
А.А. Точигин (расчет по выносу пленки)	2,9	97	- 20 ÷ - 34
С.С. Кутателадзе (рассмотрение актуальных сил)	0,9	29	- 76 ÷ - 80
Ухтинский филиал ВНИИГАЗа (результаты промысловых исследований)	2,4	81	- 33 ÷ - 45
СевКавНИИгаз	4,8	161	10 ÷ 33
По расчетам на основе экспериментальных данных (с учетом водного фактора и продуктивности пласта)	3,6 ÷ 4,4	121 - 146	

Большой интерес представляет также сравнение с результатами расчетов на базе программных продуктов, которые используются для этих целей. Были

проведены сравнительные расчеты с помощью распространенной зарубежной компьютерной программы Eclipse. В данную программу встроены модули для расчетов характеристик лифтовых труб с газожидкостными смесями на основе известных корреляций Дж. Оркиджевского (J. Orkiszewski), А.Р. Хагедорна (A.R. Hagedorn) и К.Е. Брауна (K.E. Brown), Дж.П. Брилла (J.P. Brill) и Х. Мукерджи (H. Mukherjee), Н. Петаласа (N. Petalas), К. Азиза (K. Aziz), Дж.У. Говьера (G.W. Govier) и М. Фогараси (M. Fogarasi), а также Х.Е. Грея (H.E. Gray).

Сравнения расчетов по программе Eclipse и по предлагаемой методике показали, что в области малых значений водогазового фактора ($10 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и менее) и больших диаметров труб как величины потерь, так и значения минимальных дебитов, обеспечивающих вынос жидкости, полученные по разным корреляциям, сильно различаются. Лучшей из всех для интересующих нас условий оказалась корреляция Грея, однако даже она дает существенные погрешности. Так, для трубы диаметром 10,0 см корреляция Грея дает минимальный дебит около 125 тыс.м³/сут., в то время как по нашим расчетам он будет около 80 тыс.м³/сут. При этом устьевое давление по Грею не должно быть больше 1,42 МПа, а по нашим расчетам скважина будет работать даже при устьевом давлении 1,62 МПа. Для трубы диаметром 15,3 см минимальный дебит по Грею близок к нашему расчетному и составляет около 180 тыс.м³/сут. Однако максимальное давление на устье отличается на 0,4 МПа, что является чрезмерно большой величиной для диапазона давлений, характерного для завершающей стадии разработки. Приведенные результаты расчетов по предлагаемой методике подтверждаются промысловыми исследованиями.

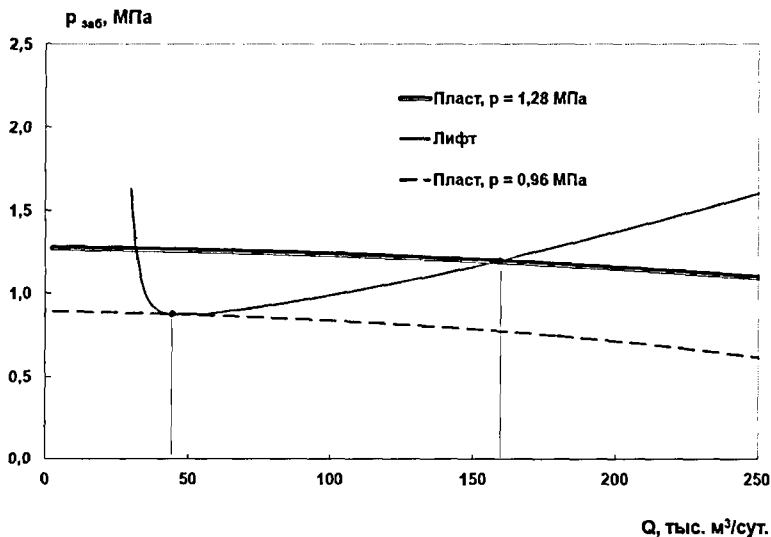


Рисунок 4. Иллюстрация применения модели (9)-(14): прогноз задавливания скважины водой по мере падения пластового давления для НКТ 10,0 см.

Полученные экспериментальные данные позволяют составлять прогнозы относительно момента задавливания скважин водой; пример такого расчета приведен на рисунке 4. Правая точка пересечения индикаторной линии пласта при текущем пластовом давлении, равном 1,28 МПа, и характеристической кривой лифта определяет технологический режим работы скважины на текущий момент времени. Рабочий дебит равен 160 тыс.м³/сут., устьевое давление 0,78 МПа, забойное давление 1,2 МПа. При снижении пластового давления индикаторная линия пласта сместится вниз; величина 0,89 МПа – это минимальное пластовое давление, при котором еще возможна устойчивая работа скважины. При этом дебит скважины, постепенно уменьшаясь, примет свое минимально возможное значение 46 тыс.м³/сут., забойное давление будет равно 0,87 МПа. Время, за которое пластовое давление снизится с 1,28 МПа до 0,89 МПа, можно рассчитать по текущему дебиту скважины и объему дренирования. Значение этого временного интервала позволяет оценить грядущий момент возможного возникновения проблем в связи с водопроявлениями и подготовиться к нему с использованием той или иной технологии дальнейшей эксплуатации скважины.

Проведенные расчеты по предложенной модели (9)-(14) показали хорошее совпадение с промысловыми данными. В работе для примера представлены расчеты режима работы одного из ПХГ в конце периода отбора газа и расчеты технологического режима работы группы скважин, объединенных в одну УКПГ одного из северных месторождений на завершающем этапе разработки.

Расчеты режима работы ПХГ в конце периода отбора газа по формулам для сухого газа дают завышенные значение отборов по сравнению с фактическими; учет наличия жидкости в продукции позволяет приблизить расчетные значения отборов к фактическим, поскольку некоторые скважины в конце периода отбора задавливаются водой, что не может быть учтено в рамках моделей для однофазного газа.

Расчеты работы группы скважин, объединенных в одну УКПГ месторождения на завершающем этапе разработки, показали, что для подавляющего большинства задавливающихся скважин (96%) удастся сделать правильный прогноз возникающих проблем, связанных с наличием в их продукции воды. В ряде случаев скважины продолжают работать устойчиво, хотя расчеты показывают опасность их перехода в неустойчивый режим. Одной из причин такого расхождения может служить то обстоятельство, что результаты расчетов довольно чувствительны к значениям пластовых и устьевых давлений и к параметрам пласта. Точность прогноза задавливания скважин водой существенно повышается с увеличением точности промысловых данных, поэтому на завершающей стадии разработки вопрос о проведении регулярных качественных ГДИ стоит особенно остро.

В пятой главе диссертационной работы рассматриваются такие технологии эксплуатации газовых скважин с водопроявлениями, которые основаны на уменьшении диаметра лифтовой колонны (замена НКТ), снижении устьевого

давления, использовании газлифта, совместной эксплуатации по НКТ и затрубью (концентрический лифт), использовании закачки в затрубье сухого газа.

Замена НКТ. Проведенные расчеты позволяют сделать вывод, что замена НКТ для продления срока эксплуатации задавливаемых водой скважин не всегда может быть достаточно эффективной.

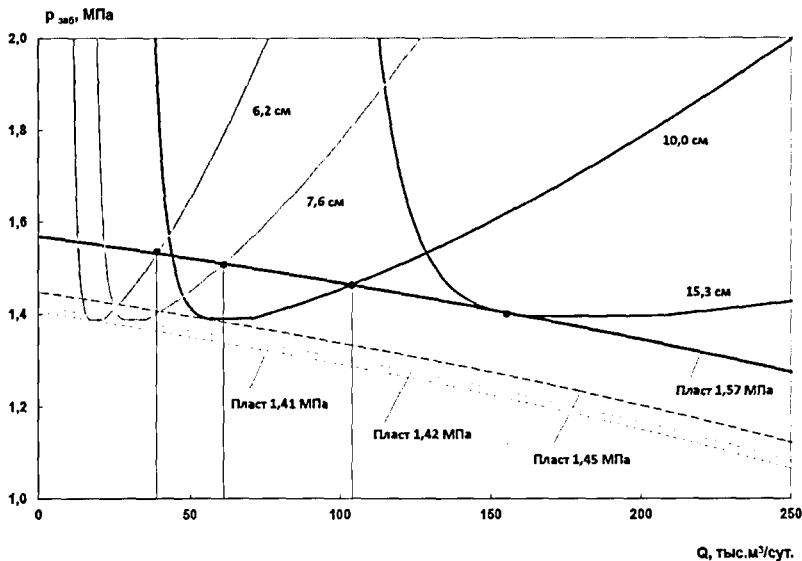


Рисунок 5. Замена НКТ на трубу меньшего диаметра.

Таблица 4. Параметры технологического режима работы скважины после замены НКТ на трубы меньшего диаметра

Диаметр НКТ, см	Минимальное пластовое давление, МПа	Рабочий дебит в исходный момент времени, тыс. м ³ /сут.	Минимальный дебит устойчивой работы скважины, тыс. м ³ /сут.
15,3	1,57	157	157
10,0	1,45	105	57
7,6	1,42	62	27
6,2	1,41	38	19

Предположим, в «плохом» пласте давление уменьшилось до минимального значения, при котором скважина диаметром 15,3 см уже начинает задавливаться; тогда смена НКТ на трубу диаметром 10,0 см позволит продолжить эксплуатацию скважины до снижения пластового давления еще на 25 %; однако в случае «хорошего» пласта возможное снижение пластового давления после смены НКТ составит всего 5%. При этом замена НКТ на трубы меньшего диаметра, чем 10,0 см, как правило, приводит к резкому возрастанию потерь в стволе; по этой причине в ряде случаев переход к меньшему диаметру НКТ может привести даже к отрицательному результату.

На рисунке 5 представлены результаты расчета технологического режима работы скважины при замене НКТ на трубы различного диаметра. Для данных условий при $p_{пл} = 1,57$ МПа и меньше скважина с трубой диаметром 15,3 см работать устойчиво не может. При выборе диаметра НКТ для замены следует руководствоваться расчетными параметрами технологического режима, которые представлены в таблице 4.

Из таблицы видно, что в рассматриваемом примере снижение диаметра до величин менее 10,0 см не целесообразно.

Снижение устьевого давления. Если понизить устьевое давление, например, путем подключения устьевого компрессора для единичной скважины или ввода дополнительной ДКС для группы скважин, то дебит газа первоначально увеличится, и скважину с НКТ диаметром 15,3 см можно будет эксплуатировать до снижения пластового давления на определенную величину; при этом величина минимального дебита также уменьшится. В таблице 5 представлены расчеты для «хорошего» и «плохого» пластов. Из таблицы можно сделать вывод, что снижение устьевого давления как техническое решение для продления периода устойчивой работы скважины более эффективно для пластов с высокими фильтрационными характеристиками.

Таблица 5. Расчетные результаты снижения устьевого давления для «хорошего» и «плохого» пластов.

Пласт	$p_{уст} = 0,78$ МПа		$p_{уст} = 0,49$ МПа		
	$R_{пл\ мин}$ МПа	$Q_{мин}$ тыс.м ³ /сут.	$Q_{раб}$ тыс.м ³ /сут.	$R_{пл\ мин}$ МПа	$Q_{мин}$ тыс.м ³ /сут.
«Хороший»	0,95	125	250	0,65	99
«Плохой»	1,39	106	140	1,07	85

Газлифт. Было рассмотрено использование газлифта для продления срока работы обводняющейся скважины и повышения таким образом конечной газоотдачи.

Расчеты проводились для разных способов установления режима закачки газа по затрубью: поддержание устьевого давления на постоянном уровне, поддержание дебита закачки на постоянном уровне, поддержание постоянной ве-

личины потерь в стволе скважины. На рисунке 6 представлена иллюстрация работы газлифта в режиме поддержания постоянного давления закачки.

Из рисунка видно, что при закачке газа по затрубью забойное давление повышается за счет поступления дополнительного количества газа, соответственно приток газа из пласта уменьшается; однако без газлифта скважина вообще не работает. В таблице 6 представлены результаты расчета газлифта для «хорошего» и «плохого» пластов при работе скважины с НКТ диаметром 10,0 см; диаметр затрубья составляет 15,3 см. Из таблицы видно, что для «хорошего» пласта использование газлифта с трубой 10,0 может оказаться не эффективным.

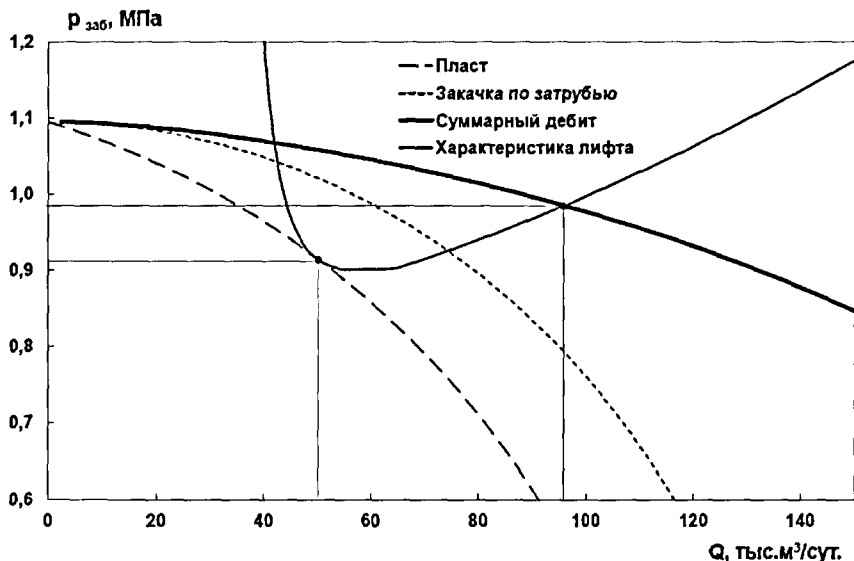


Рисунок 6. Иллюстрация работы газлифта.

Таблица 6. Результаты расчета газлифта для «хорошего» и «плохого» пластов.

Пласт	Без закачки		Закачка с поддержанием давления на устье $p_{уст} = 1,02$ МПа		
	$P_{пл}$ мин⁹ МПа	Q мин⁹ тыс.м³/сут.	Q доб⁹ тыс.м³/сут.	Q закач⁹ тыс.м³/сут.	P пл мин⁹ МПа
«Хороший»	0,89	53	27	42	0,87
«Плохой»	1,1	50	36	61	0,91

Эксплуатация скважины по концентрическому лифту. Концентрический лифт (КЛ) представляет собой две коаксиальные лифтовые трубы. Внут-

реннюю (более тонкую) трубу называют центральной лифтовой колонной (ЦЛК). Газ или газожидкостная смесь могут подниматься по ЦЛК и по межколлонному кольцевому пространству (МКП), ограниченному внутренней поверхностью внешней трубы и внешней поверхностью внутренней трубы.

Концентрический лифт применяется для уменьшения потерь в лифтовой колонне и таким образом увеличения дебита. Принцип действия КЛ можно представить так, как это изображено на рисунке 7. Предположим, технологический режим скважины определяется точкой 1. В точке 2 потери в стволе значительно меньше, однако и дебит существенно меньше. Применение КЛ позволяет поддерживать технологический режим скважины в точке 3, что существенно увеличивает суммарный дебит скважины. Таким образом, если часть пластового газа направить по межколлонному пространству, то скважина будет работать с более высоким дебитом вследствие снижения потерь давления.

Рассмотрим условия, при которых может работать концентрический лифт. Минимум потерь в ЦЛК – первое из условий. Оно эквивалентно выполнению соотношения (11) и для ЦЛК соответствует точке 2 на рисунке 7:

$$i_0 = A \cdot Fr^*_0 + B \quad (15)$$

и

$$Fr^* = Fr^*_0 \quad (16)$$

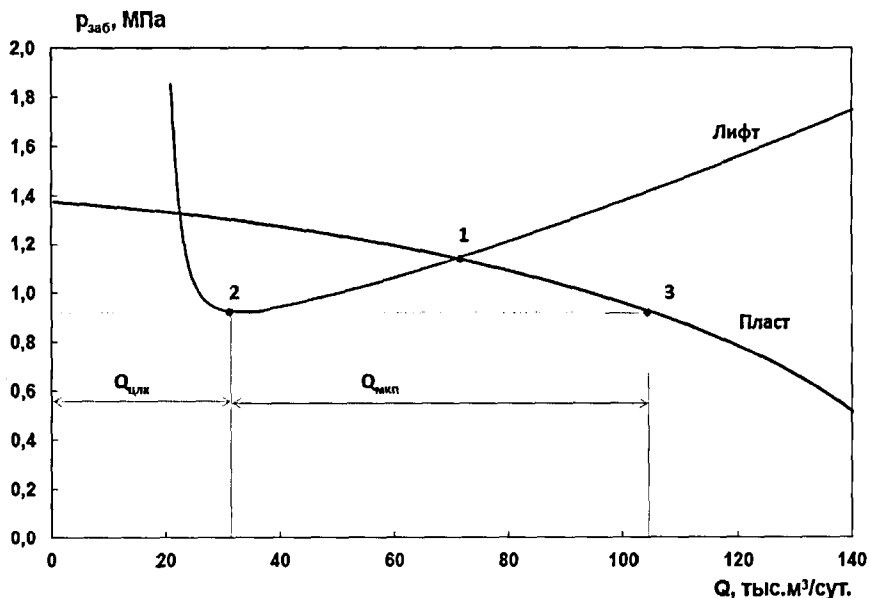


Рисунок 7. Иллюстрация принципа действия концентрического лифта.

Второе условие касается работы межколлонного кольцевого пространства как лифта для сухого газа. В нем необходимо поддерживать дебит не больше

минимального, обеспечивающего вынос жидкости, с тем расчетом, чтобы по МКП вверх двигался только газ; при этом жидкость в случае ее конденсации из газа будет стекать по стенкам вниз и выноситься через ЦЛК. Второе условие для МКП определяется из соотношения

$$Fr^* < Fr^*_0. \quad (17)$$

Таким образом, вся жидкость, поступающая из пласта, выносится через ЦЛК, а пластовый газ разделяется на два потока – в ЦЛК и в МКП. Дебит жидкости, выраженный в л/сут, определяется соотношением:

$$q = (Q_{цлк} + Q_{мкп}) \cdot W, \quad (18)$$

где W – величина водогазового фактора, л/тыс.м³; $Q_{цлк}$ – дебит в центральной лифтовой колонне, тыс.м³/сут; $Q_{мкп}$ – дебит в межколонном пространстве, тыс.м³/сут. При расчетах необходимо иметь ввиду, что в формуле для модифицированного параметра Фруда должен использоваться эквивалентный диаметр межколонного пространства, который определяется из соотношения

$$D_{эф} = \sqrt[5]{(d_2 - D_1)^3 \cdot (d_2 + D_1)^2}, \quad (19)$$

где d_2 – внутренний диаметр внешней трубы, D_1 – внешний диаметр внутренней трубы.

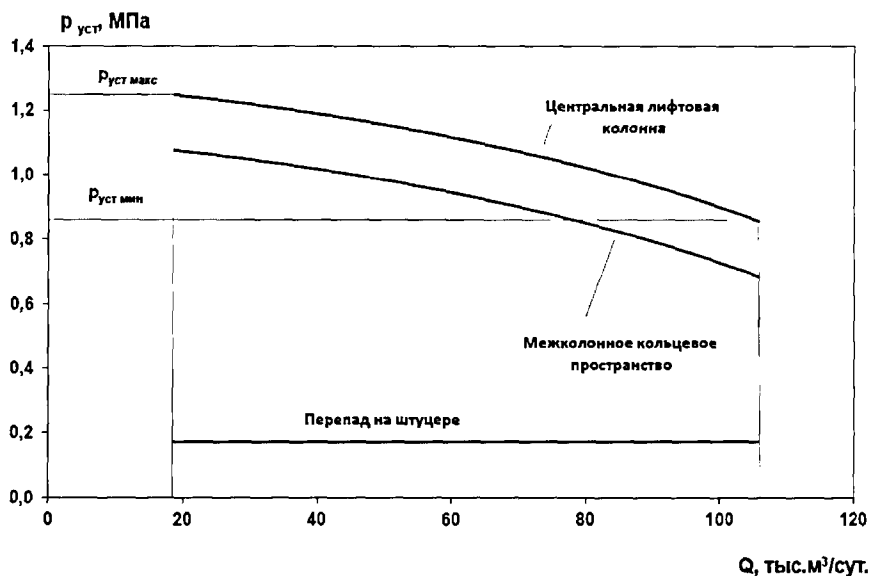


Рисунок 8. Предельные условия по давлению на устье

Одновременное выполнение условий (16) и (17) накладывает ограничения на соотношения между устьевыми давлениями межколонного пространства и центрального лифта. Межколонное пространство необходимо

«поджимать», иначе по нему может начать поступать вода; в этом случае работа МКП как лифта может быть неустойчивой. На рисунке 8 в качестве примера представлена зависимость устьевых давлений МКП и ЦЛК и разница между ними, оптимальная с точки зрения работы скважины при минимальных потерях в стволе. Уменьшение давления на устье МКП можно создавать регулируемым запорным устройством. Из рисунка 8 видно, что чем меньше дебит скважины, тем больше надо «зажимать» штуцер межколонного пространства.

Закачка в затрубье сухого газа. В работе рассмотрена еще одна технология эксплуатации скважин на поздней стадии разработки для случая, когда вода, поступающая на устье, является чисто конденсационной, что можно установить с помощью геохимических анализов. Эта технология в ряде случаев может оказаться полезной, хотя она не имеет прямой связи с представленными результатами экспериментов.

Поскольку из-за больших толщ вечномерзлых пород, характерных для месторождений Крайнего Севера, происходит интенсивный теплообмен между движущимся вверх газом (в пласте он имел температуру около 32 °С) и этими породами, температура газа, поступающего на устье, снижается до -1 ÷ +12 °С. В случаях, когда при этом температура газа в стволе становится ниже точки росы, конденсируется жидкая фаза. Если точку росы газа поддерживать ниже температуры газа по всему стволу, конденсации жидкой фазы не произойдет, и скважина будет работать устойчиво.

Понижать точку росы можно путем смешивания на забое влажного пластового газа и сухого газа, подаваемого по затрубью. Схема закачки в затрубье похожа на газлифтную, но действие у них разное.

В качестве примера рассмотрим следующие условия: пластовое давление снизилось до 1,10 МПа, эксплуатация скважины осуществляется по НКТ диаметром 10,0 см, длина НКТ 1000 м, устьевое давление составляет 0,78 МПа, пластовая температура равна 32 °С, устьевая температура равна 10 °С, в продукции газа имеется конденсационная вода. При таких условиях скважина работает на своем предельном режиме, при этом дебит достиг своего минимального допустимого значения 50 тыс. м³/сут., и для дальнейшей устойчивой эксплуатации скважины необходимо изменить технологический режим ее работы. Для дебита $Q = 50$ тыс. м³/сут. количество выпадающей в скважине воды в единицу времени составляет 4,39 л/час, или 105 л/сут. Если не предпринять специальных мер, со временем произойдет задавливание скважины водой.

Для расчета потребного расхода сухого газа, закачиваемого по затрубью, принято, что влажность сухого газа равна $W = 0,026$ см³/м³. Тогда минимально необходимый дебит газа закачки (циркуляции) составит

$$Q_3 = Q_{нл} \cdot \frac{(W_{нл} - W_{уст})}{(W_{уст} - W_3)}, \quad (20)$$

где $W_{нл}$, $W_{уст}$ и W_3 – влагосодержания газа на забое, на устье и газа закачки (циркуляции), Q_3 – дебит закачки (циркуляции), $Q_{нл}$ – дебит добываемого из пласта газа. Для условий рассматриваемого примера при закачке сухого газа в

объеме 61 тыс.м³/сут. из пласта будет поступать газ с дебитом 38 тыс.м³/сут. Суммарный дебит равен 99 тыс.м³/сут. Соотношение дебитов газа закачки и пластового равно 1,6; это значение практически такого же порядка, как в случае газлифта.

Влагосодержание закачиваемого газа на уровне $W = 0,026$ л/тыс.м³ соответствует установленным нормативными документами требованиям к газу после осушки на УКПГ в холодных климатических условиях.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Впервые проведены экспериментальные исследования вертикальных газожидкостных потоков в трубах диаметром до 15,3 см при ВГФ в диапазоне 0,1 -20 см³/м³ при давлениях до 3,0 МПа;
2. На основе полученных экспериментальных результатов разработана математическая модель вертикальных газожидкостных потоков с малым содержанием жидкости в трубах большого диаметра;
3. На базе созданной модели разработана методика расчетов технологических режимов газовых скважин на завершающей стадии разработки;
4. Разработанная методика реализована в программных комплексах для расчетов технологических режимов отдельных скважин и промысла в целом;
5. Проведена апробация методики расчетов в условиях ПХГ и газового промысла.

СПИСОК ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Смирнов В.С., Харитонов А.Н., Николаев О.В., Серегина Н.В. Оценка стабильности коэффициента теплопроводности блочно-цилиндрической изоляции труб лифтовых теплоизолированных (ТЛТ-168x114) по результатам стендовых и промысловых теплотехнических испытаний // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. - № 6. – С. 11–13.
2. 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.
3. 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.
4. 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): те-

зисы докладов III Международной научно-практической конференции 24-25 мая 2011 г. - М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. - С. 27.

5. 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.

6. Николаев О.В., Николаев В.А. Влияние эффектов релаксации на извлечение углеводородов из пласта при разработке газоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. – 2011. - № 2. - С. 12-14.

7. Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Бородин С.А., Михайлов А.Н., Николаев О.В., Шулепин С.А. О формуле для расчета потерь давления в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений // Газовая промышленность. – 2011. - № 12. – С. 18-21.

Подписано к печати 12.03.2012 г.

Заказ № 3745

Тираж 120 экз.

1 уч. – изд.л, ф-т 60х84/16

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
по адресу: 142717, Московская область,
Ленинский р-н, п. Развилка, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»