

На правах рукописи



ГРИШИН ДМИТРИЙ ВАЛЕРЬЕВИЧ

**КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ
ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ
ГАЗА В УСЛОВИЯХ РАЗРУШЕНИЯ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА**

Специальность: 25.00.17 – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Уфа – 2019

Работа выполнена на кафедре «Разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный технический университет».

Научный руководитель: кандидат технических наук, доцент
Кулешов Владислав Евгеньевич

Официальные оппоненты: **Ермолаев Александр Иосифович**
доктор технических наук, профессор
ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина» / кафедра «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений», заведующий кафедрой

Леонтьев Сергей Александрович
доктор технических наук, профессор
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» / кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», профессор

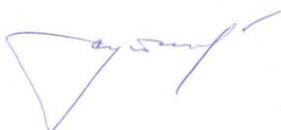
Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского Российской академии наук (г. Москва)

Защита состоится «23» мая 2019 г. в 16.00 ч. на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net.

Автореферат диссертации разослан «___» _____ 2019 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

Развитие системы подземного хранения газа в Российской Федерации является одной из ключевых задач, стоящих перед газовой отраслью. Подземные хранилища газа (ПХГ) являются неотъемлемой частью Единой системы газоснабжения России (ЕСГ) и расположены в основных районах потребления газа. Использование ПХГ позволяет регулировать потребление газа, снижать пиковые нагрузки в ЕСГ, обеспечивать гибкость и надежность поставок газа по международным обязательствам.

Принятая в ПАО «Газпром» стратегия развития системы подземного хранения газа до 2030 года предусматривает:

- поддержание достигнутого уровня мощностей ПХГ за счет проведения реконструкции и замещения морально и физически устаревших мощностей;
- ускоренное наращивание суточной производительности системы ПХГ за счет расширения действующих и строительства новых объектов;
- обеспечение мощностями ПХГ дефицитных регионов Российской Федерации.

Задача увеличения суточной производительности ПХГ может быть решена различными путями, в том числе:

1 Бурение новых эксплуатационных скважин большого диаметра.

2 Повышение производительности действующего фонда скважин путем реконструкции их забоя (изменение характера вскрытия пласта за счет вырезания части эксплуатационной колонны в интервале перфорации и создание открытого забоя, снятие кольматационного слоя в призабойной зоне пласта (ПЗП) механическим воздействием и увеличение площади фильтрации за счет расширения диаметра ствола скважины в продуктивном интервале).

Практика эксплуатации скважин большого диаметра показала их высокую технологическую эффективность. Продуктивность скважин увеличивается в два-три и более раз, снижается интенсивность пескопроявления и образования песчаных пробок на забоях скважин. Однако бурение таких скважин требует больших капитальных вложений. Тех же результатов можно добиться при значительно меньших затратах средств и времени за счет расширения в интервале пласта-коллектора стволов пробуренных скважин стандартного диаметра.

Актуальность темы диссертационной работы определяется необходимостью совершенствования существующих и разработки новых технологий и технических средств реконструкции забоев эксплуатационных скважин при циклической работе ПХГ в неустойчивых коллекторах с учетом пиковых отборов газа в зимний период.

Степень разработанности темы

В нефтегазодобывающей промышленности эффективность скважин большого диаметра впервые рассмотрена В.Н. Щелкачевым и Б.Б. Лапуком. В работах В.И. Кудинова и Б.М. Сучкова описана технология расширения ствола скважины на месторождениях высоковязкой нефти Удмуртии, приуроченных к

карбонатным коллекторам. Технология основана на растворении горной породы кислотным раствором. Приводятся различные схемы осуществления процесса и результаты промышленных испытаний технологии.

В области добычи газа Ю.П. Коротаев и другие ученые обосновали возможность создания высокопродуктивных скважин большого диаметра для разработки газоконденсатных месторождений, в частности, по опыту разработки Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения. Первые проекты разработки крупных газоконденсатных месторождений севера (Медвежье и другие) были составлены в 1970-х гг. во ВНИИГАЗ. Строительство скважин большого диаметра на ПХГ в сложных горно-геологических условиях рассмотрено в работе В.В. Зиновьева и др.

Значительный вклад в развитие теории и практики создания и эксплуатации ПХГ внесли: З.С. Алиев, А.Е. Арутюнов, С.Ю. Борхович, С.Н. Бузинов, В.А. Васильев, Р.А. Гасумов, Т.А. Гунькина, В.Е. Дубенко, Г.А. Зотов, В.И. Парфенов, Г.И. Солдаткин, С.М. Тверковкин, С.А. Хан и многие другие.

К настоящему времени бурение скважин увеличенного диаметра осуществлено на Касимовском и Северо-Ставропольском ПХГ.

Несмотря на большой вклад многих исследователей в теорию и практику эксплуатации газовых скважин большого диаметра, вопросы разработки технологий повышения производительности скважин стандартного диаметра на ПХГ в терригенных неустойчивых коллекторах требуют дополнительных аналитических исследований и практической реализации.

Цель работы

Цель работы – повышение производительности скважин ПХГ, созданных в терригенных неустойчивых коллекторах.

Для достижения указанной цели поставлены следующие **задачи**:

1 Систематизировать осложнения при эксплуатации скважин ПХГ в терригенных неустойчивых коллекторах, обусловленные особенностями конструкции забоев скважин, и провести анализ влияния на осложнения геолого-эксплуатационных характеристик пластов и скважин.

2 Оценить возможность эксплуатации скважин с открытым забоем в терригенных неустойчивых коллекторах и обосновать оптимальную конструкцию открытого забоя в интервале продуктивного пласта для повышения устойчивости ПЗП.

3 Разработать комплексную технологию и технические средства реконструкции забоев эксплуатационных скважин на ПХГ в терригенных неустойчивых коллекторах, позволяющие снизить интенсивность пескопроявления без использования забойных фильтров и других способов защиты скважин от разрушения ПЗП и выноса песка.

4 Выполнить опытно-промышленные испытания разработанной комплексной технологии и технических средств реконструкции забоев эксплуатационных скважин ПХГ и провести анализ эффективности ее внедрения.

Научная новизна

1 Геомеханическими расчетами обоснован размер зоны пластической деформации неустойчивого пласта-коллектора в окрестности открытого забоя скважины при притоке газа по двучленному закону фильтрации газа.

2 Получена зависимость увеличения дебита газовой скважины с открытым забоем от степени расширения диаметра в сравнении со скважиной стандартной конструкции забоя при условии снижения депрессии на пласт и уменьшения размера зоны пластической деформации пласта-коллектора.

Теоретическая значимость работы

1 Геомеханическими и гидродинамическими расчетами обоснована возможность создания конструкции эксплуатационных скважин ПХГ в неустойчивых коллекторах, оборудованных открытыми забоями увеличенного диаметра, обеспечивающей кратное повышение дебитов газа при сниженных депрессиях на пласт.

2 Получены аналитические зависимости степени уменьшения депрессии на пласт и градиента давления на стенке скважины от степени увеличения диаметра скважины.

Практическая значимость работы

Разработана и внедрена на ПХГ в водоносных пластах истощенных нефтегазовых месторождений комплексная технология повышения производительности эксплуатационных скважин в неустойчивых коллекторах и технические средства по ее реализации:

- конструкция забоя скважин (патент РФ № 2533783 Способ заканчивания скважин), обеспечивающая кратное повышение производительности скважин и исключая процессы пескопроявления;

- технические средства для создания предлагаемой конструкции забоя скважины:

- гидромеханический перфоратор (патент РФ № 2533514) для создания канала в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) выше циркуляционного клапана, необходимого при проведении работ по глушению скважины;

- труборез-труболовка (патент РФ № 2533563) для извлечения фильтра из скважины;

- гидравлический зондовый перфоратор (патент РФ № 2550709) для увеличения зоны дренирования пласта скважиной;

- расширитель (патент РФ № 2538021) для обеспечения требуемой степени расширения ствола скважины;

- клапан-отсекатель (патент РФ № 2533394) для защиты пласта-коллектора от воздействия рабочей жидкости при выполнении ремонтных работ.

Технология реализована при проведении геолого-технических мероприятий (ГТМ) по расширению диаметра забоя скважин стандартной конструкции и строительстве эксплуатационных скважин с забоями расширенного диаметра на Касимовском, Калужском, Елшано-Курдюмском, Кущевском ПХГ.

Технология успешно внедрена на 88 скважинах ПХГ ООО «Газпром ПХГ» (Акт о внедрении ООО «Газпром ПХГ» от 16 апреля 2018 г.).

Основные защищаемые положения

1 Критерии оценки эффективности скважин увеличенного диаметра.

2 Методика обоснования оптимальной степени увеличения диаметра ствола скважины в интервале неустойчивого пласта-коллектора, учитывающая предотвращение разрушения призабойной зоны при максимальных дебитах.

3 Комплексная технология реконструкции забоя скважин ПХГ, включающая конструкцию открытого забоя скважины и технические средства для проведения работ по увеличению диаметра ствола скважины.

Соответствие паспорта заявленной специальности

Тема работы и содержание исследований соответствуют **пункту 2** области исследований, определяемой паспортом специальности 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: «2. Геолого-физические и физико-химические процессы, протекающие в пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр нефти и газа известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для создания научных основ эффективных систем разработки месторождений углеводородов и функционирования подземных хранилищ газа».

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность полученных результатов обоснована использованием в решаемых задачах известных законов классической геомеханики и теории фильтрации газа, а также анализом данным промысловых гидродинамических исследований и результатами эксплуатации скважин ряда ПХГ.

Материалы диссертационной работы докладывались на международных научно-практических конференциях «Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли» (г. Ставрополь, 2015, 2016), Международных конференциях «Рассохинские чтения» (г. Ухта, 2010, 2015, 2016, 2018), отраслевых совещаниях и семинарах ПАО «Газпром» и ООО «Газпром ПХГ» (г. Санкт-Петербург, г. Москва, 2008-2018).

Публикации

По теме диссертации опубликованы 20 научных работ, в том числе 5 статей в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ, 1 монография, получены 6 патентов на изобретение.

Структура и объем диссертации

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка использованной литературы, включающего 110 наименований. Работа изложена на 153 страницах машинописного текста, содержит 34 рисунка, 28 таблиц, 8 приложений.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В **первой главе** дана общая характеристика развития системы подземного хранения газа. Приведены данные о типе и числе подземных хранилищ газа, показана динамика производственных показателей

деятельности ПХГ и динамика максимально возможной суточной производительности ПХГ на начало сезона отбора. Перечислены основные направления геолого-технологического сопровождения эксплуатации ПХГ и проблемы по эксплуатационному фонду скважин.

Основной объем геолого-технических мероприятий связан с предупреждением разрушения пласта и поступления песка из пласта в скважину. Это требует либо сооружения скважин большого диаметра, либо проведения трудоемких работ по капитальному ремонту скважин (КРС).

Средняя стоимость одного ремонта по Управлению аварийно-восстановительных работ (УАВР) и КРС составляет 4,420 млн руб.

Средняя стоимость бурения одной скважины большого диаметра составляет 122,5 млн руб. и колеблется от 38,44 млн руб. на Северо-Ставропольском ПХГ до 237,1 млн руб. на Елшано-Курдюмском ПХГ.

Таким образом, затраты на поддержание производительности ПХГ путем бурения новых скважин больше в 2,7 раза по сравнению с затратами на геолого-технологические мероприятия.

В главе даны характеристики подземных хранилищ газа. Приводятся геолого-эксплуатационные характеристики и осложнения при эксплуатации ПХГ в выработанных месторождениях углеводородов и водоносных горизонтах.

Проблемы эксплуатации ПХГ в выработанных газовых и газонефтяных месторождениях связаны в основном с геолого-промысловыми характеристиками залежей углеводородов. Осложнения обусловлены извлечением остаточной нефти и газового конденсата, техническим состоянием скважин старого фонда, разрушением коллектора и выносом песка из пласта в скважину.

Проблемы эксплуатации ПХГ в водоносных горизонтах связаны в основном с разрушением пласта-коллектора, а также выносом с продукцией воды и песка. Применяемые противопесочные фильтры не обеспечивают нормальную работу скважин, так как они быстро кольматируются продуктами, в том числе компрессорным маслом, вносимыми в пласт при закачке газа. Одним из основных направлений повышения продуктивности и приемистости скважин является реконструкция забоя скважин, в том числе путем удаления забойного оборудования и расширения ствола в интервале пласта-коллектора. Повышение продуктивности возможно также путем бурения новых скважин увеличенного диаметра.

В таблицах 1 и 2 дается анализ конструктивных особенностей забоя скважин, которые определяют возможность и объем работ по реконструкции. Принятые в таблицах обозначения: ПК – перфорированная колонна; ВК – гравийный фильтр в перфорированной колонне; ВР – гравийный фильтр в расширенном стволе; ОЗ – открытый забой; ЩХ – щелевой хвостовик; ФР – фильтр в расширенном стволе; ФК – фильтр в колонне; ФЦС – фильтр щелевой скважинный; СБГ – фильтр «Союзбургаз»; ЛВ – фильтр лавсановый.

Таблица 1 – Конструкция забоя скважин ПХГ, созданных в выработанных нефтяных, газовых и газоконденсатных залежах

Наименование ПХГ	Число эксплуатационных скважин	Конструкция забоя
Песчано-Уметское	116	ПК
Елшано-Курдюмское	152	ПК, ВК, ВР, ОЗ, ЦХ
Степновское	198	ФР, ФК
Кирюшкинское	31	ПК
Аманакское	5	ПК
Дмитриевское	26	ПК
Михайловское	27	ПК
Северо-Ставропольское «Хадум»	626	ПК
Северо-Ставропольское «Зеленая свита»	180	ПК, ФЦС
Краснодарское	92	ПК
Кушевское	158	ПК
Канчуринское	141	ОЗ
Мусинское	26	ОЗ
Пунгинское	32	ПК
Совхозное	91	ОЗ
Всего	1901	

Таблица 2 – Конструкция забоя скважин ПХГ, созданных в водоносных горизонтах

Наименование ПХГ	Число эксплуатационных скважин	Конструкция забоя
Калужское	29	ПК
Щелковское	117	ВК, ВР,
Касимовское	187	ВК, ВР, СБГ, ЛВ
Увязовское	95	ВК, ВР
Невское	90	ПК
Гатчинское	42	ВР
Карашурское	30	ПК, ОЗ
Беднодемьяновское	14	ФЦС
Всего	604	

Из приведенных данных о конструкции забоя скважин ПХГ можно представить следующую классификацию:

- забой скважины бывает открытым и перекрытым перфорированной колонной (хвостовиком);

- диаметр ствола в интервале пласта-коллектора равен диаметру основного ствола (эксплуатационная колонна спускается до кровли пласта) или увеличенному с использованием расширителей;

- забой скважины бывает без фильтра и с фильтром различных конструкций.

Во второй главе дается оценка технологической эффективности скважин увеличенного диаметра по сравнению со скважинами стандартного диаметра; количественная оценка эффективности скважин увеличенного диаметра по трем определяющим параметрам в зависимости от степени расширения ствола скважины и особенности отбора газа при водонапорном режиме пласта-коллектора.

При оценке технологической эффективности скважин увеличенного диаметра были использованы параметры: дебит скважины, депрессия на пласт, градиент давления на стенке скважины и др.

Таблица 3 – Распределение скважин Касимовского ПХГ по диапазонам значений коэффициента А, %

ГСП	Диаметр экс. кол., мм	Диапазоны значений коэффициента А, 10^{-2} МПа ² /(тыс. м ³ /сут)					
		< 0,1	0,1–0,5	0,5–2	2–5	5–15	15–50
ГСП 1-6	168	14,5	23,2	37,7	20,3	4,3	-
ГСП-8	245	50,0	50,0	–	–	–	–

Таблица 4 – Распределение скважин Касимовского ПХГ по диапазонам значений коэффициента В, %

ГСП	Диаметр экс. кол., мм	Диапазоны значений коэффициента В, 10^{-2} МПа ² /(тыс. м ³ /сут) ²					
		< 0,0005	0,0005–0,001	0,001–0,005	0,005–0,02	0,02 – 0,1	0,1–0,5
ГСП 1-6	168	3,1	8,7	40,5	36,2	10,1	1,4
ГСП-8	245	85,8	7,1	7,1	–	–	–

Из анализа таблиц 3 и 4 следует, что для скважин увеличенного диаметра (ГСП-8) коэффициенты фильтрационных сопротивлений А и В существенно меньше, что значительно уменьшает депрессию на пласт и градиент давления на стенке ствола скважины, и, как следствие, увеличивает дебит скважины.

Таблица 5 – Распределение скважин Касимовского ПХГ по диапазонам работающей толщины пласта $h_{усл}$, %

ГСП	Диаметр экс. кол., мм	Диапазон работающей толщины $h_{усл}$, м				
		< 0,1	0,1–0,2	0,2–0,5	0,5–1	> 1
ГСП 1-6	168	14,5	31,9	43,5	8,6	1,5
ГСП-8	245	–	14,3	14,3	50,0	21,4

Таблица 6 – Распределение скважин Касимовского ПХГ по коэффициенту проницаемости $k_{усл}$, %

ГСП	Диаметр экс. кол., мм	Диапазон коэффициента проницаемости $k_{усл}$, мкм ²				
		< 2	2–5	5–10	10–20	> 20
ГСП 1-6	168	4,3	8,7	20,3	20,3	46,4
ГСП-8	245	–	7,1	7,1	14,4	71,4

Из анализа таблиц 5 и 6 следует, что в скважинах увеличенного диаметра условная работающая толщина пласта и соответствующий ей коэффициент проницаемости существенно больше, т.е. дренированием охватывается значительно большая зона с высокой проницаемостью, что также способствует увеличению дебита.

Таблица 7 – Распределение скважин Касимовского ПХГ по максимальным дебитам, %

ГСП	Тип фильтра	Максимальный дебит, тыс. м ³ /сут		
		200–300	300–500	500–1500
ГСП 1-6	ВР	28,1	53,1	18,7
ГСП 1-6	ВК	40,7	59,3	–
ГСП 1-6	в целом	33,9	55,9	10,2
ГСП-8	ВР	5,9	17,6	76,5

Из таблицы 7 следует, что 2/3 скважин с фильтром в расширенном стволе имеют дебит более 500 тыс. м³/сут, в то же время в скважинах стандартного диаметра с фильтром в перфорированной колонне (ГСП 1-6) дебит скважин не превышает 500 тыс. м³/сут.

Таблица 8 – Максимальная депрессия на пласт в скважинах Касимовского ПХГ

ГСП	Тип фильтра	Максимальная депрессия на пласт, МПа		
		минимум	максимум	средний
ГСП 1-6	ВК	0,19	1,32	0,74
ГСП 1-6	ВР	0,10	1,97	1,06
ГСП-8	ВР	0,22	0,64	0,43

Из таблицы 8 следует, что использование скважин увеличенного диаметра (ГСП-8) позволяет уменьшить депрессию на пласт в 2,0–2,5 раза, что особенно важно при наличии подошвенной воды в слабосцементированном коллекторе. Вместе с тем, увеличиваются срок бескомпрессорного отбора газа и срок безводной эксплуатации ПХГ.

Таблица 9 – Максимальный градиент давления на стенке скважин Касимовского ПХГ

ГСП	Тип фильтра	Максимальный градиент давления, МПа/м		
		минимум	максимум	средний
ГСП 1-6	ВК	0,037	0,116	0,064
ГСП 1-6	ВР	0,019	0,108	0,044
ГСП-8	ВР	0,021	0,221	0,132

Критический градиент давления на стенке скважины при фильтрации газа рассчитан по двухчленному закону фильтрации и равен 0,027 МПа/м. Практически во всех скважинах минимальный градиент давления соответствует критическому по выносу песка, а среднее значение несколько больше критического (таблица 9). Однако признаков выноса песка не наблюдается.

Анализ работы скважины большого диаметра по модели двухслойного пласта (таблица 10), где h_1 , k_1 , Q_1 – условная работающая толщина, соответствующие ей коэффициент проницаемости и дебит газа низкопроницаемого пропластка, h_2 , k_2 , Q_2 – то же для высокопроницаемого пропластка, подтверждает существенное увеличение дебита скважин большого диаметра в целом по пласту и особенно по низкопроницаемому пропластку.

Таблица 10 – Результаты расчета параметров по модели двухслойного пласта

ГСП	Тип фильтра	Параметры двухслойного пласта						
		h_1 , м	h_2 , м	k_1 , мкм ²	k_2 , мкм ²	Q_1 , тыс. м ³ /сут	Q_2 , тыс. м ³ /сут	$Q_{\text{общ}}$, тыс. м ³ /сут
ГСП 1-6	ВК	0,106	9,894	18,4	0,29	86	318	404
ГСП 1-6	ВР	0,136	9,864	24,0	0,46	93	319	412
ГСП-8	ВР	0,402	9,598	20,8	1,22	442	636	1078

Для анализа технологической эффективности скважин большого диаметра по дебиту были также использованы материалы по газосборным пунктам (ГСП) Северо-Ставропольского ПХГ (ССПХГ) (таблица 11). Особенностью эксплуатации скважин увеличенного диаметра СПХГ является отсутствие забойных фильтров. Скважины ГСП-12 и ГСП-14 отличаются расположением на площади ПХГ и литологической неоднородностью.

Таблица 11 – Доля скважин СПХГ при вариации максимального дебита, %

ГСП	Диаметр экс. кол., мм	Максимальный дебит, тыс. м ³ /сут			
		100-200	200-300	300-400	>400
ГСП-12	168	-	76,9	16,8	6,3
ГСП-12	245	25,0	50,0	12,5	12,5
ГСП-14	245	-	6,0	6,0	88,0

Из таблицы видно, что скважины ГСП-12 имеют максимальный дебит в пределах 200-300 тыс. м³/сут. Скважины ГСП-14 все высокодебитные, с производительностью по газу более 400 тыс. м³/сут. Это объясняется необходимостью строительства скважин диаметром эксплуатационной колонны 245 мм в районе с большей геологической неоднородностью пласта-коллектора.

Таким образом, при проведении работ по увеличению производительности скважин необходимо учитывать горно-геологические характеристики пласта-коллектора.

При количественной оценке эффективности скважин увеличенного диаметра рассмотрена взаимосвязь трех определяющих параметров: дебита скважины, депрессии на пласт и градиента давления на стенке ствола скважины.

Использовано уравнение притока газа к вертикальной скважине:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = A Q_o + B Q_o^2, \quad (1)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление; $P_{\text{заб}}$ – давление на забое скважины; Q_o – дебит газа при стандартных условиях; A и B – коэффициенты фильтрационных сопротивлений.

Коэффициенты A и B могут быть представлены в виде:

$$A = a \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (2)$$

$$B = b \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right), \quad (3)$$

где a и b – коэффициенты, учитывающие свойства флюида и термодинамические условия:

$$a = \frac{\mu \cdot P_o \cdot T_{\text{пл}} \cdot z_{\text{пл}}}{\pi k h \cdot T_o}, \quad (4)$$

$$b = \frac{\beta \cdot \rho_o \cdot P_o \cdot T_{\text{пл}} \cdot z_{\text{пл}}}{2 \pi^2 h^2 \sqrt{k T_o}}, \quad (5)$$

где μ – коэффициент динамической вязкости газа; $T_{\text{пл}}$ – пластовая температура; $z_{\text{пл}}$ – коэффициент сжимаемости газа при пластовых условиях; T_o и P_o – термодинамические параметры при нормальных условиях; h – толщина пласта; R_k – радиус зоны дренирования пласта скважиной, при работе группы скважин принимается равным половине расстояния между скважинами; r_c – радиус скважины по долоту или по расширителю, k – коэффициент проницаемости; β – коэффициент вихревых сопротивлений.

Из всех положительных факторов использования скважин увеличенного диаметра на ПХГ следует выделить увеличение суточного отбора/закачки газа, уменьшение депрессии на пласт и градиента давления на стенке скважины.

Степень увеличения дебита скважины при сохранении депрессии на пласт – основной показатель технологической эффективности скважин увеличенного диаметра.

Из уравнения (1) имеем дебит скважины до ремонта:

$$Q_{01} = \frac{A}{2B} \left(\sqrt{1 + 4 \frac{B}{A^2} \Delta P^2} - 1 \right). \quad (6)$$

Дебит скважины после расширения ствола:

$$Q_{02} = \frac{A \cdot \delta_a}{2B \cdot \delta_b} \left(\sqrt{1 + 4 \frac{B \cdot \delta_b}{A^2 \cdot \delta_a^2} \Delta P^2} - 1 \right), \quad (7)$$

где δ_a и δ_b – коэффициенты, учитывающие кратность увеличения диаметра скважины в продуктивном интервале пласта-коллектора,

$$\delta_a = 1 - \frac{\ln n}{\ln \frac{R_K}{r_c}}, \quad (8)$$

$$\delta_b = \frac{1}{n}, \quad (9)$$

$$n = r_{c2}/r_{c1}, \quad (10)$$

r_{c1} и r_{c2} – радиусы ствола скважины до и после ремонта.

Тогда кратность увеличения дебита скважины $\delta_Q = Q_{02}/Q_{01}$ будет:

$$\delta_Q = \frac{\delta_a}{\delta_b} \cdot \frac{\sqrt{1 + 4 \frac{B \cdot \delta_b}{A^2 \cdot \delta_a^2} \Delta P^2} - 1}{\sqrt{1 + 4 \frac{B}{A^2} \Delta P^2} - 1}. \quad (11)$$

При $Q_o \rightarrow 0$ $\delta_Q = 1/\delta_a$; при $Q_o \rightarrow \infty$ $\delta_Q = 1/\delta_b$.

На рисунке 1 показана зависимость увеличения дебита скважины при постоянной депрессии на пласт от дебита до ремонта для различной степени увеличения диаметра.

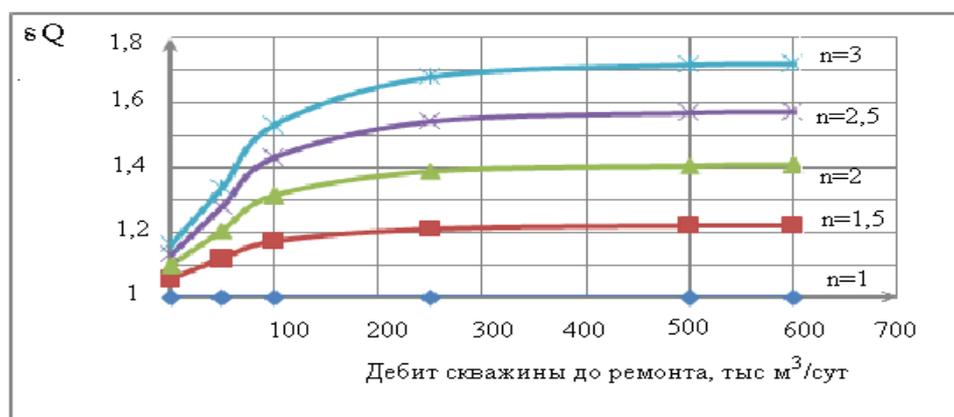


Рисунок 1 – Зависимость кратности увеличения дебита скважины для различной степени увеличения диаметра открытого забоя при постоянной депрессии на пласт от дебита скважины стандартной конструкции

Интенсивный относительный прирост дебита наблюдается в малодебитных скважинах (с дебитом менее 250 тыс. $m^3/сут$). Далее

относительный прирост дебита стабилизируется и зависит в основном от степени увеличения диаметра открытого забоя скважины. В то же время абсолютный прирост дебита постоянно увеличивается.

Уменьшение депрессии на пласт при сохранении дебита скважины снижает возможность поступления в скважину пластовой воды и продлевает срок бескомпрессорного отбора газа.

Степень уменьшения депрессии на пласт $\delta_{\Delta P} = \Delta P_2 / \Delta P_1$ будет:

$$\delta_{\Delta P} = \frac{\delta_a + \frac{B}{A} Q_o \delta_b}{1 + \frac{B}{A} Q_o}. \quad (12)$$

При $Q_o \rightarrow 0$ $\delta_{\Delta P} = \delta_a$; при $Q_o \rightarrow \infty$ $\delta_{\Delta P} = \delta_b$.

На рисунке 2 приведена зависимость уменьшения депрессии на пласт от дебита скважины до ремонта при различной степени увеличения диаметра ствола скважины.

Интенсивное снижение депрессии на пласт наблюдается в малодебитных скважинах (с дебитом менее 250 тыс. м³/сут). Далее относительное снижение депрессии на пласт практически стабилизируется и зависит в основном от степени увеличения диаметра ствола скважины. В то же время абсолютная величина депрессии на пласт постоянно уменьшается.

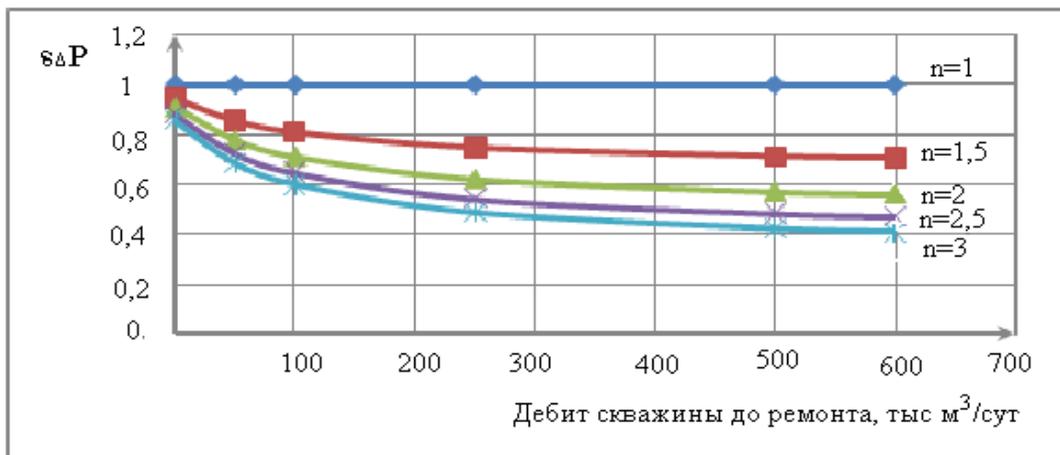


Рисунок 2 – Зависимость снижения депрессии на пласт от дебита скважины до ремонта при различной степени увеличения диаметра открытого скважины

Уменьшение градиента давления на стенке скважины при постоянном дебите газа исключает разрушение пласта-коллектора и вынос песка из пласта в скважину.

Степень уменьшения градиента давления на стенке скважины $\delta_{\text{град}} = \text{grad}P_2 / \text{grad}P_1$ будет:

$$\delta_{\text{град}} = \frac{\delta_a + \frac{B}{A} \ln \frac{R_K}{r_C} Q_o \delta_b}{\left(1 + \frac{B}{A} \ln \frac{R_K}{r_C} Q_o\right)^n}. \quad (13)$$

При $Q_o \rightarrow 0$ $\delta_{\text{град}} = \delta_a/n$; при $Q_o \rightarrow \infty$ $\delta_{\text{град}} = \delta_b/n$.

На рисунке 3 приведена зависимость уменьшения градиента давления на стенке скважин от дебита скважины до ремонта при различной степени увеличения диаметра ствола скважины.

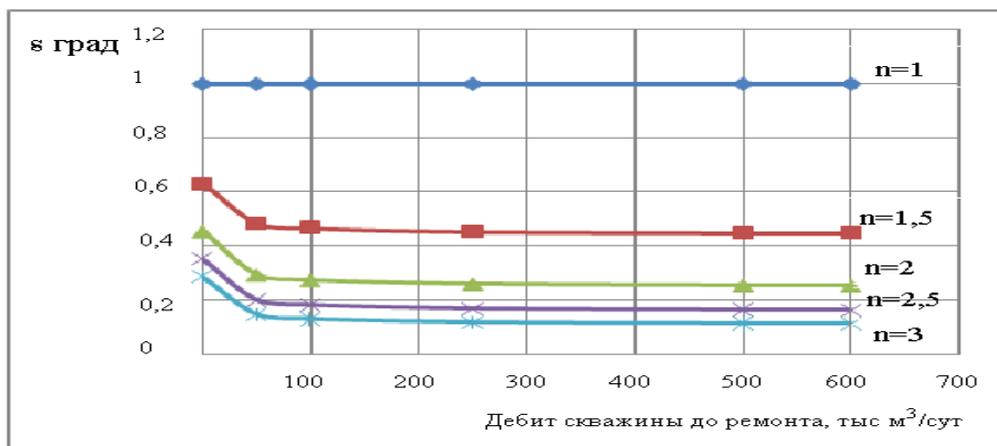


Рисунок 3 – Зависимость уменьшения градиента давления на стенке скважин от дебита скважины до ремонта при различной кратности увеличения диаметра открытого забоя скважины

Интенсивное снижение градиента давления на стенке скважины наблюдается в малодобитных скважинах (с дебитом менее 50 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$). Далее относительное снижение градиента давления на стенке скважины практически стабилизируется и зависит в основном от степени увеличения диаметра ствола скважины. В то же время абсолютная величина градиента давления на стенке скважины постоянно уменьшается.

Из проведенного анализа следует, что прирост дебитов газа с одновременным снижением депрессии и градиента давления на стенке забоя достигается на скважинах с широким изменением диапазона их производительности.

В таблице 12 приведены сравнительные значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений по скважинам Касимовского ПХГ до и после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Как видно, продуктивные характеристики указанных в таблице 12 скважин с открытыми забоями существенно улучшены.

Таблица 12 – Изменение продуктивных характеристик скважин №№ 198, 215, 263 Касимовского ПХГ в результате ГТМ по реконструкции забоев

№ скважины	Значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений			
	А, $\frac{\text{МПа}^2 \cdot 10^2}{\text{тыс. м}^3/\text{сут}}$		В, $\frac{\text{МПа}^2 \cdot 10^2}{\text{тыс. м}^3/\text{сут}}$	
	до проведения ГТМ	после проведения ГТМ	до проведения ГТМ	после проведения ГТМ
198	0,7677	0,0885	0,0055	0,0094
215	0,4266	0,7180	0,0007	0,0004
263	3,0370	0,4726	0,0145	0,0078

С целью геомеханического обоснования геолого-технических мероприятий по реконструкции забоя скважин с расширением диаметра открытого забоя в интервале продуктивного пласта исследовано напряженное состояние призабойной зоны вертикальной скважины ПХГ. Расчеты выполнялись с применением пороупругой модели пласта в условиях нелинейной фильтрации газа (1) при допущении плоской деформации. В качестве исходных данных приняты геолого-технологические условия Касимовского ПХГ при расширении забоя до диаметра 430 мм (диаметр забоя до реконструкции 205 мм). В качестве критерия прочности принят критерий Мора-Кулона. Распределение напряжений в ПЗП ВС показано на рисунке 4.

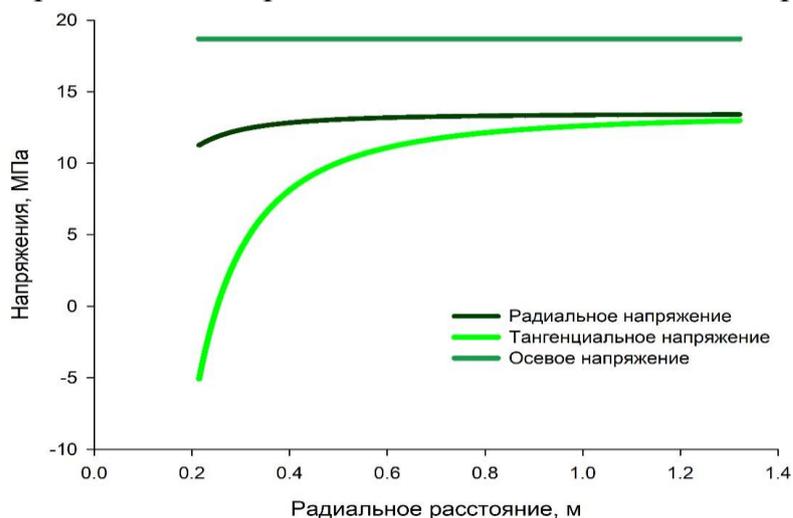


Рисунок 4 – Распределение напряжений в ПЗП ВС Касимовского ПХГ при диаметре открытого забоя скважины 0,430 м и дебите 250000 м³/сут

В результате геомеханического моделирования определены радиус R_p (рисунки 5 и 6) и ширина области пластического течения горной породы в призабойной зоне пласта вертикальной скважины Касимовского ПХГ для условий до и после реконструкции забоя (таблица 13).

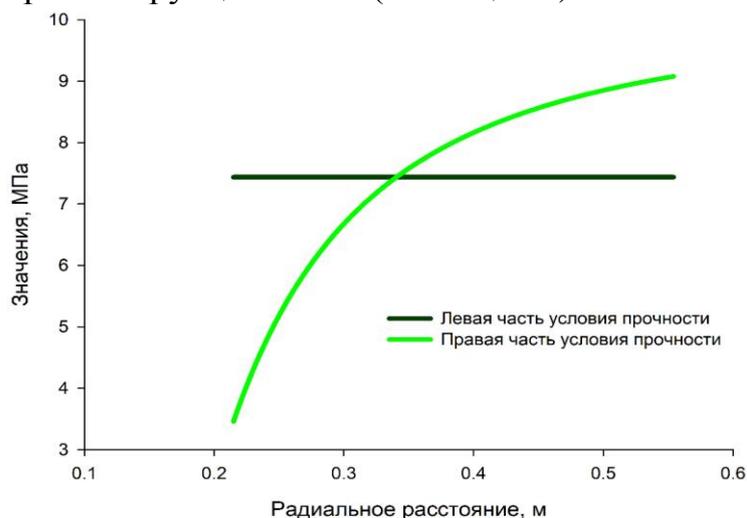


Рисунок 5 – Определение радиуса зоны пластического течения горной породы в ПЗП вертикальной скважины Касимовского ПХГ диаметром открытого забоя 0,430 м и дебитом 250000 м³/сут

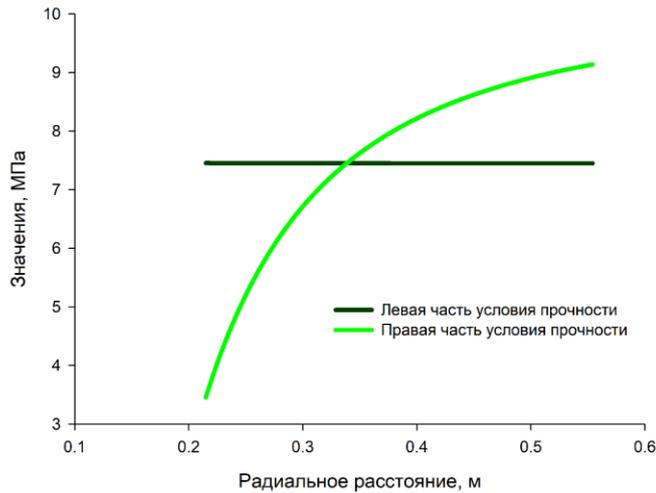


Рисунок 6 – Определение радиуса зоны пластического течения горной породы в ПЗП ВС Касимовского ПХГ диаметром открытого забоя 0,430 м и дебитом 950000 м³/сут

Таблица 13 – Результаты расчетов зоны пластического течения горной породы в призабойной зоне пласта скважины Касимовского ПХГ

R_c , м	Q , м ³ /сут	d_p/d_r при $r = R_c$, МПа/м	R_p , м	$R_p - R_c$, м
0,1025	250000	1,7047	0,3417	0,2392
0,2150	250000	0,7705	0,3417	0,0917
0,1025	950000	8,2898	0,3417	0,2392
0,2150	950000	3,3415	0,3417	0,0917

При расширении открытого забоя вертикальной скважины ПХГ ширина области пластического течения горной породы в околоскважинной зоне уменьшается в 2,6 раза, что повышает устойчивость призабойной зоны пласта.

В **третьей главе** изложена разработанная комплексная технология реконструкции забоя скважин ПХГ.

Для реализации геолого-технических мероприятий необходимо выполнить следующие работы.

I. Ствол скважины обсажен перфорированной эксплуатационной колонной, забойный фильтр отсутствует:

- глушение скважины;
- вырезка окна в перфорированной части эксплуатационной колонны;
- расширение ствола скважины в интервале пласта-коллектора.

II. Эксплуатационная колонна спущена до кровли пласта, ствол скважины в интервале пласта-коллектора открытый:

- глушение скважины;
- расширение ствола скважины в интервале пласта-коллектора.

III. Ствол скважины обсажен перфорированной эксплуатационной колонной, установлен забойный фильтр с пакером:

- перфорация колонны насосно-компрессорных труб над пакером;
- глушение скважины;

- извлечение пакера;
- извлечение фильтра;
- вырезка окна в перфорированной части эксплуатационной колонны;
- расширение ствола скважины в интервале пласта-коллектора.

IV. Эксплуатационная колонна спущена до кровли пласта, ствол скважины в интервале пласта-коллектора открытый, установлен забойный фильтр с пакером:

- перфорация колонны насосно-компрессорных труб над пакером;
- глушение скважины;
- извлечение пакера;
- извлечение фильтра;
- расширение ствола скважины в интервале пласта-коллектора.

V. Эксплуатационная колонна спущена до кровли пласта, ствол скважины в интервале пласта-коллектора открытый, расширенный, установлен забойный фильтр с пакером:

- перфорация колонны насосно-компрессорных труб над пакером;
- глушение скважины;
- извлечение пакера;
- извлечение фильтра;
- дополнительное расширение ствола скважины в интервале пласта-коллектора (при необходимости).

Все эти работы требуют применения технических средств, описание которых приведено ниже.

Глушение скважины при отсутствии забойного оборудования выполняется общепринятым способом путем закачки жидкости глушения через затрубное пространство. При наличии забойного оборудования, например забойного фильтра с пакером для защиты эксплуатационной колонны от термодинамического воздействия при циклической работе скважины и сохранения целостности крепи, глушение скважины выполняется после проведения дополнительной перфорации в колонне НКТ выше циркуляционного клапана (распоряжение руководства ООО «Газпром ПХГ» для обязательного исполнения по всем скважинам объектов хранения газа). Для этого вида работ разработан и запатентован гидромеханический перфоратор (патент РФ № 2533514).

Удаление из скважины фильтра-каркаса и гравийной обсыпки за ним выполняется с использованием трубореза-труболовки (патент РФ № 2533563). Фильтр-каркас извлекается по частям с последовательным вымыванием гравийной обсыпки. Длина вырезаемой части фильтра определяется из условия допустимой осевой нагрузки на колонну НКТ.

Расширение ствола скважины производят от кровли пласта. Особенностью конструкции является расширение основного ствола поинтервально, с образованием каверн, разделенных между собой перемычками (патент РФ № 2533783). Перемычки выполняют функцию каркаса, обеспечивающего устойчивость стенок ствола скважины и кровли пласта.

Высота каверны определяется по формуле:

$$h_{\text{кав}} = \frac{\mu \cdot P_o \cdot Q_o}{\pi \cdot D_{\text{ст}} \cdot k \cdot n \cdot (\rho_n - \rho_{\text{ф}})} \quad (14)$$

где μ – коэффициент динамической вязкости, Па·с; P_o – давление при нормальных условиях, Па; Q_o – дебит скважины, м³/сут; $h_{\text{кав}}$ – высота каверны, м; ρ_n – плотность горной породы, кг/м³; $\rho_{\text{ф}}$ – плотность пластового флюида, кг/м³; $D_{\text{ст}}$ – диаметр ствола скважины, м; k – коэффициент проницаемости, м²; n – коэффициент расширения; $n = \frac{D_{\text{кав}}}{D_{\text{ст}}}$; $D_{\text{кав}}$ – диаметр каверны, м.

Число каверн зависит от толщины пласта-коллектора и прочности горной породы. Общая высота каверны и перемычки не должна превышать 10 м.

Диаметр каверны принимается в зависимости от предполагаемого дебита скважины по газу с использованием цифровой модели выбора оптимальной степени увеличения диаметра ствола скважины.

Для увеличения диаметра зоны дренирования пласта скважиной в перемычках создаются в одной плоскости перфорационные каналы большой протяженности (длиной до 1 м).

Рекомендуемая конструкция гидравлического зондового перфоратора (патент РФ № 2550709) обеспечивает:

- создание глубокого перфорационного канала в открытом стволе пласта-коллектора при воздействии струей рабочей жидкости;
- автоматический возврат зонда с насадкой из перфорационного канала внутрь устройства без прекращения процесса подачи рабочей жидкости с поверхности;
- подготовку устройства к повторению процесса создания глубокого перфорационного канала на новом уровне после прекращения подачи под давлением рабочей жидкости в осевой канал труб лифтовой колонны.

Для расширения ствола скважины в интервале каверн рекомендуется расширитель (патент РФ № 2538021), который обеспечивает:

- возможность расширения ствола скважины ниже башмака обсадной колонны в любой точке по глубине;
- возможность контроля радиальной нагрузки на породоразрушающий инструмент;
- возможность обеспечения промывки ствола скважины от выбуренного шлама;
- возможность возврата породоразрушающего инструмента в транспортное положение после сброса давления в осевом канале бурильной колонны труб.

Для условий капитального ремонта скважин ПХГ с целью повышения их производительности разработан клапан-отсекатель (патент РФ № 2533394). Предлагаемое изобретения позволяет обеспечить:

- защиту пласта-коллектора от рабочей жидкости при выполнении ремонтных работ;

- герметизацию осевого канала лифтовой колонны труб от полости скважины при любой глубине скважины и величины гидростатического давления;

- заполнение осевого канала лифтовой колонны труб пластовой жидкостью при спуске любого устройства в скважину;

- свободный пропуск рабочей жидкости к устройству, расположенному ниже.

Клапан-отсекатель входит в состав лифтовой колонны труб и устанавливается выше используемого устройства.

В **четвертой главе** приведены результаты опытно-промышленных испытаний технологии увеличения диаметра скважин.

Внедрение разработки проводилось с 2010 г. на Калужском и Увязовском ПХГ.

Проведенные с 2010 г. работы по ремонту и реконструкции 51 скважины с использованием технологии расширенного забоя дали суммарный прирост потенциала по суточной производительности 12,4 млн м³.

Реализация предложенных решений позволяет существенно (в 3–4 раза) увеличить дебит скважин Калужского ПХГ.

Индикаторные кривые по данным газодинамических исследований (ГДИ) до и после проведения ремонтных работ приведены на рисунке 7.

Скважина № 158 Калужского ПХГ

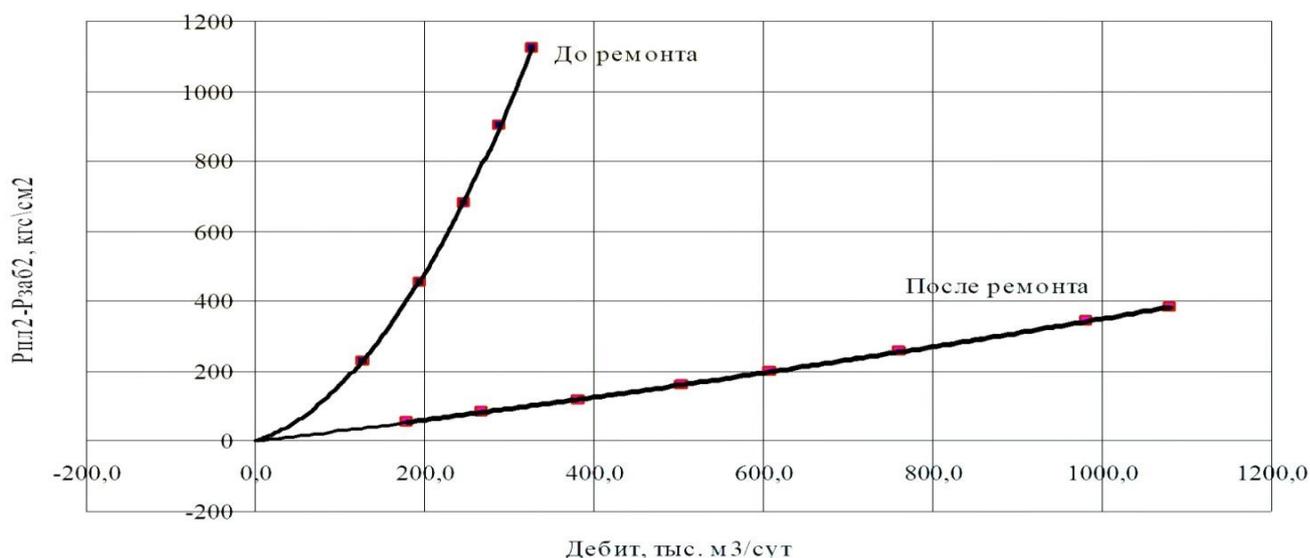


Рисунок 7 – Индикаторные кривые по данным ГДИ скважин до и после проведения ремонтных работ

Анализ экономической эффективности проведения КРС осуществлен путем сравнения удельной стоимости прироста производительности, полученной за счет КРС, с удельной стоимостью получения прироста производительности за счет бурения новых скважин. КРС считается

экономически эффективным, если в результате его проведения затраты на прирост производительности на $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ ниже затрат на прирост производительности на $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ за счет бурения новых скважин.

Стоимость прироста производительности на $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ за счет бурения составляет 204 руб. Таким образом, КРС с удельными затратами более 204 руб. за $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ является экономически неэффективным в рамках Группы Газпром.

Увеличение производительности скважин ПХГ позволяет сократить период отбора газа до 90–120 сут при сохранении объема оперативного резерва, поставляемого в единую систему газоснабжения за период отбора газа.

При проектном периоде отбора до 180 сут к концу периода часть газа остается невостребованной. Сокращение же периода отбора позволяет дополнительно реализовать имеющийся газ в полном объеме, т. е. уменьшить упущенную выгоду от недопоставки части газа, предназначенного для реализации, за счет своевременного реагирования на возникающий спрос рынка.

Эффект от использования разработки проявляется в получении прибыли от экономии капитальных вложений и дополнительной реализации газа за счет повышения производительности скважины в результате реконструкции и сокращения периода отбора.

Потенциальный экономический эффект, достигаемый за счет возможной дополнительной реализации газа при возникновении спроса на дополнительные поставки, составил 1 867 млн руб.

Внедрение комплекса инженерных решений, направленных на повышение производительности скважин ПХГ ПАО «Газпром», подтвердило его высокую эффективность.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 Систематизированы осложнения при эксплуатации скважин ПХГ, связанные с конструкцией забоя скважин. По результатам анализа выявлены проблемы эксплуатации ПХГ в истощенных газовых и нефтегазовых месторождениях, связанных преимущественно с геолого-промысловыми характеристиками залежей углеводородов, и осложнения, обусловленные извлечением остаточной нефти и газового конденсата, техническим состоянием скважин старого фонда, разрушением коллектора и выносом песка из пласта в скважину.

2 Оценена возможность эксплуатации скважин с открытым забоем, обоснованы его конструкции для разных геолого-технических условий. Показано, что достигаемый эффект обусловлен снижением степени несовершенства скважины по характеру вскрытия, уменьшением скин-фактора и некоторым снижением градиента давления на стенке забоя скважины. Наибольшее его снижение имеет место при дебите до 100 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. При дебитах свыше 100 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ градиент давления на стенке забоя скважины практически не снижается и зависит только от кратности увеличения диаметра ствола скважины. При этом кратность расширения диаметра открытого забоя не должна быть более 2,5–3,0. По результатам геомеханического моделирования

устойчивости призабойной зоны пласта вертикальной скважины ПХГ установлено уменьшение в 2,6 раза области пластического течения горной породы при расширении забоя скважины.

3 Разработаны технология и технические средства для реконструкции скважин. Описаны технологические процессы и технические средства, защищенные патентами:

- механическая перфорация колонны насосно-компрессорных труб (гидромеханический перфоратор);
- извлечение фильтра;
- создание ствола скважины увеличенного диаметра;
- создание перфорационных каналов (зондовый перфоратор);
- расширение ствола скважины (механический расширитель);
- защита пласта от рабочей жидкости при расширении ствола скважины (клапан-отсекатель).

4 Оценена возможность применения новых технологических решений, позволяющих исключить проблемы пескопроявления без использования забойных фильтров и других способов защиты скважин от песка. Проведены опытно-промышленные испытания технологии увеличения диаметра скважин на примере Калужского и Увязовского ПХГ. Реализация предложенных решений позволяет существенно (в 3–4 раза) увеличить дебит скважин (на примере Калужского ПХГ).

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 20 научных трудах, в том числе:

- в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ:

1 Гришин, Д.В. Обоснование технологического режима работы скважины в условиях пескопроявления / Д.В. Гришин, Р.С. Никитин, В.А. Васильев, Т.А. Гунькина // Газовая промышленность. – 2016. – № 2 (734). – С. 80–82.

2 Гришин, Д.В. Определение оптимальной степени увеличения диаметра ствола скважины / Д.В. Гришин, Г.С. Голод, Р.С. Никитин, В.А. Васильев, Т.А. Гунькина // Газовая промышленность. – 2016. – № 4 (736). – С. 55–58.

3 Гришин, Д.В. Выявление заколонных движений флюидов, контроль технического состояния скважин ПХГ / Д.В. Гришин, Р.С. Никитин, Д.А. Кошелев, С.В. Позднухов, П.С. Орешников, Р.Р. Кантюков, С.В. Сорока // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2017. – № 7. – С. 60–62.

4 Гришин, Д.В. Технология повышения производительности скважин методом совершенствования характера вскрытия пласта / Д.В. Гришин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – Вып. 1 (111). – С. 17-26.

5 Гришин, Д.В. Геомеханическое обоснование совершенствования конструкции скважин с открытым забоем на подземных хранилищах газа в неустойчивых коллекторах / Д.В. Гришин, А.Г. Губайдуллин, С.В. Позднухов,

А.И. Пономарёв // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – Вып. 1 (118). – С. 9–18.

- патенты:

6 Пат. 2533514 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/12. Гидромеханический перфоратор / Шилов С.В., Епишов А.П., Гришин Д.В., Голод Г.С., Машков В.А.; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром ПХГ». – № 2013128636; заявл. 24.06.2013; опубл. 20.11.2014, Бюл. № 32.

7 Пат. 2533563 Российская Федерация, МПК Е 21 В 29/00, Е 21 В 31/16. Труборез-труболовка / Шилов С.В., Епишов А.П., Гришин Д.В., Голод Г.С., Машков В.А.; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром ПХГ». – № 2013136061/03; заявл. 01.08.2013; опубл. 20.11.2014, Бюл. № 32.

8 Пат. 2533783 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/02, Е 21 В 43/11. Способ заканчивания скважин / Шилов С.В., Епишов А.П., Гришин Д.В., Голод Г.С., Машков В.А.; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром ПХГ». – № 2013136059/03; заявл. 01.08.2013, опубл. 20.11.2014

9 Пат. 2538021 Российская Федерация, МПК Е 21 В 7/28. Расширитель / Шилов С.В., Епишов А.П., Гришин Д.В., Голод Г.С., Машков В.А.; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром ПХГ». – № 2013136057/03; заявл. 01.08.2013, опубл. 20.11.2014.

10 Пат. 2550709 Российская Федерация, МПК Е 21 В 7/28. Гидравлический зондовый перфоратор / Шилов С.В., Епишов А.П., Гришин Д.В., Голод Г.С., Машков В.А.; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром ПХГ». – № 2013136057/03; заявл. 01.08.2013, опубл. 20.11.2014.

11 Пат. 2533394 Российская Федерация, МПК Е 21 В 34/06, Е 21 В 15/06. Клапан-отсекатель / Шилов С.В., Епишов А.П., Гришин Д.В., Голод Г.С., Машков В.А.; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром ПХГ». – № 2013136058/03; заявл. 01.08.2013, опубл. 20.11.2014.

- в материалах различных конференций и семинаров:

12 Гришин, Д.В. Анализ факторов, обуславливающих процессы разрушения призабойных зон скважин Гатчинского ПХГ, и прогноз пескопроявлений / Д.В. Гришин, А.В. Петухов, А.А. Петухов // Записки Горного института. – 2010. – Т. 188. – С. 207–213.

13 Петухов, А.В. Прогноз пескопроявлений на основе изучения факторов, обуславливающих процессы разрушения призабойных зон скважин Гатчинского ПХГ / А.В. Петухов, Д.В. Гришин, А.А. Петухов // Рассохинские чтения: матер. Межрегиональн. семинара (4-5 февраля 2010 года) / Под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2010. – С.114-120.

14 Васильев, В.А. Диагностика призабойной зоны пласта по данным газодинамических исследований / В.А. Васильев, Т.А. Гунькина, Д.В. Гришин, Г.С. Голод // Газовая промышленность. – 2014. – № 2. – С. 20–23.

15 Гришин, Д.В. Реконструкция скважин подземных хранилищ с целью увеличения их производительности / Д.В. Гришин, В.В. Вержбицкий, Т.А. Гунькина // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли: матер. Междунар. науч.-практ. конф. – Ставрополь: ООО «ТЭСЭРА», 2015. – С. 185–191.

16 Теория и практика эксплуатации подземных хранилищ газа в условиях разрушения пласта-коллектора / В.А. Васильев, Д.В. Гришин, Г.С. Голод и др. – М.: ТПС Принт, 2016. – 264 с.

17 Гришин, Д. В. Конструкция забоя скважин подземных хранилищ газа / Д.В. Гришин, В.В. Вержбицкий, В.А. Васильев, Н.В. Никитина // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли : матер. II Междунар. науч.-практ. конф., 25 ноября 2016 года. – Ставрополь: ООО «ТЭСЭРА», 2016. – С. 119–127.

18 Гришин, Д.В. Осложнения при эксплуатации подземных хранилищ газа / Д.В. Гришин, В.В. Вержбицкий, В.А. Васильев, М.Д. Полтавская // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли : матер. II Междунар. науч.-практ. конф., 25 ноября 2016 года. – Ставрополь : ООО «ТЭСЭРА», 2016. – С. 127–133.

19 Kantyukov, R. An integrated approach to the integrity diagnostics of underground gas storage wells / R. Kantyukov, D. Grishin, R. Nikitin, A. Aslanyan, I. Aslanyan, R. Minakhmetova, S. Soroka // Society of Petroleum Engineers SPE-188656-MS, Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 2017. – Abu Dhabi, 2017. – URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-188656-MS> (дата обращения: 14.01.2018).

20 Гришин, Д.В. Повышение производительности скважин Калужского ПХГ за счет совершенствования характера вскрытия пласта / Д.В. Гришин, С.В. Позднухов, Д.В. Дубенко, Д.С. Линов // Газовая промышленность. – 2014. – № 03 (703). – С. 52–55