

На правах рукописи

Ахметов Азат Ахметович

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ
БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И
КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

**Специальности 25.00.15 - Технология бурения и освоения скважин
25.00.17 - Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений**

АВТОРЕФЕРАТ

**диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук**

Уфа 2001

Работа выполнена в Управлении интенсификации и ремонта скважин
ООО «Уренгойгазпром».

Научный консультант:	академик РАН, АН РБ, доктор технических наук, профессор	М.Р.Мавлютов
Официальные оппоненты:	доктор технических наук, профессор	Н.Х.Каримов
	доктор геолого-минералогических наук, профессор	М.А.Токарев
	доктор технических наук, с.н.с	В.Г.Уметбаев

Ведущее предприятие: Тюменский научно-исследовательский институт
природного газа и газовых технологий
(ООО «ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ»)

Защита состоится 30 ноября 2001 г. в 10 часов на заседании диссертаци-
онного совета Д 212.289.04 в УГНТУ по адресу: 450062, г.Уфа, ул. Космонав-
тов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке УГНТУ.

Автореферат разослан 29 октября 2001 г.

Ученый секретарь диссертационного
совета, доктор технических
наук, профессор

Ю.Г.Матвеев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Энергетическая стратегия России предусматривает дальнейшее увеличение добычи газа как для внутреннего потребления, так и для экспорта. Согласно прогнозу, добыча газа к 2010 году может достигнуть в минимальном варианте 780 млрд.м³ в год, а доля газа в топливно-энергетическом балансе составит 57%. Основной объем российского газа в настоящее время добывается в Западной Сибири на уникальных в мире месторождениях: Медвежьем, Уренгойском, Ямбургском, из которых наиболее крупным является Уренгойское.

Уренгойское газоконденсатнонефтяное месторождение (УГКНМ), введенное в разработку в 1978 г., долгое время (свыше 10 лет) обеспечивало почти половину добычи газа России. Однако к настоящему времени пластовое давление составляет примерно половину начального, и УГКНМ находится в стадии падающей добычи. Поэтому замедление темпа падения добычи газа на УГКНМ крайне важно для экономики не только России, но и Европы.

В решении этой проблемы ключевую роль начинает играть служба капитального ремонта скважин. С одной стороны, она должна традиционно обеспечивать работоспособность все более стареющего фонда газовых скважин, когда начинает выходить из строя наземное и подземное оборудование, прогрессируют осложнения, связанные с изменением геолого-технических условий в пласте. С другой стороны, в последнее десятилетие резко изменились условия хозяйствования и ужесточились экологические требования к хозяйствующим субъектам, особенно природопользующим. Следовательно, в ходе капитального ремонта скважин в современных условиях необходимо принимать такие технологические и технические решения, которые бы дополнительно способствовали повышению эффективности эксплуатации скважин и экологической безопасности всех работ. Именно разработке таких решений посвящена данная диссертационная работа.

Цель работы. Повышение эффективности и экологической безопасности эксплуатации, капитального ремонта газовых скважин на заключительной стадии разработки месторождений за счёт создания и внедрения новых технологий, технических средств, форм организации работ по капитальному ремонту скважин.

Задачи исследований.

1. Анализ современного технического состояния газовых скважин УГКНМ.

2. Установление причин осложненного состояния фонда газовых скважин.

3. Разработка методики и технологий глушения скважин при АНПД.

4. Создание методики, технических средств и технологий для предупреждения выноса песка из пласта.

5. Разработка методов борьбы с водопритоками.

6. Создание методики диагностирования заколонных перетоков газа и межколонных давлений, разработка технологии их ликвидации.

7. Разработка принципов совершенствования службы ремонта скважин в современных условиях.

8. Разработка пакета программ для ЭВМ с целью компьютеризации решения задач по ремонту скважин.

9. Промышленная апробация и внедрение в производство предложенных решений, оценка их эффективности.

Методы решения поставленных задач. В работе в основном использован комплексный метод исследования, включающий аналитические решения и экспериментальное изучение как лабораторное на моделях, так и промысловое на скважинах. Основной объем исследований выполнен на реальных скважинах в процессе ремонта, а также до и после него. Кроме того, широко использовался анализ промысловых материалов, накопленных практически за всё время разработки УГКНМ.

Защищаемые положения

1. Механизм поступления песка в скважину и образования песчаных псевдоожигенных пробок при наличии и отсутствии водопроявлений.
2. Механизм формирования заколонных перетоков газа и межколонных давлений.
3. Методика и технология глушения газовых скважин при АНПД.
4. Методика, техника и технология предупреждения выноса песка из пласта.
5. Методы борьбы с водоприитоками.
6. Методика и технология ликвидации заколонных перетоков и межколонных давлений газа.
7. Принципы создания пакета программ для ЭВМ с целью компьютеризации решения задач по ремонту скважин.
8. Направления совершенствования организации работ по ремонту и обслуживанию скважин.
9. Результаты опытного и промышленного применения разработок.

Научная новизна

1. Установлен механизм поступления песка из пласта в скважину, а также механизм образования на забое песчаных пробок как плотных, так и псевдоожигенных. Выявлены факторы, влияющие на эти процессы.
2. Рассматривая тампонажные растворы как пористую среду, установлен механизм формирования заколонных перетоков газа и межколонных давлений во время ОЗЦ.
3. Разработан принцип блокировки продуктивных пластов с АНПД дисперсными системами, дисперсность и структурно-механические свойства которых регулируются в требуемом диапазоне в процессе закачки в скважину (пат. РФ 2139410, 2144608).
4. Разработан способ создания скважинного гравийного фильтра с вырезанием эксплуатационной колонны, расширением ствола скважины в интервале

его установки, очисткой призабойной зоны пласта, с последующим намывом гравия в процессе притока пластового флюида (пат. РФ 2146759).

5.Получены новые составы на основе минеральных и органических вяжущих для изоляции водопритоков, обладающие повышенными изолирующими свойствами (пат. РФ 2002038, 2139409, 2139985).

6.Разработаны методика и способ диагностирования заколонных перетоков и межколонных давлений газа, состав изолирующего материала для их ликвидации (пат. РФ 2053357, 2144130).

7.Разработана новая концепция организации работ по ремонту скважин на базе использования авторских технологий и технических средств (пат. РФ 2010943, 2111336).

8.Создан пакет программ для решения задач капитального ремонта скважин и исполнения необходимой документации на ЭВМ (свидетельства Роспатента № 980728, 990279, 990388, 990389, 2000611351-2000611353, 2000611355, 2000611356).

Практическая ценность. Все разработки, изложенные в данной работе, используются в повседневной практической деятельности Управления интенсификации и ремонта скважин (УИРС) ООО «Уренгойгазпром», обеспечивая значительный положительный технико-экономический эффект. За счёт них ежегодно дополнительно добывается более 4 млрд.м³ газа, а экономический эффект составляет 6435 тыс.руб. при доле автора 1073 тыс.руб.

Технология глушения газовых скважин с АНПД применена на 83 скважинах согласно РД 00158758-208-99. Она позволила снизить затраты времени в 5-7 раз, химических реагентов в 3-4 раза, сократить сроки освоения скважин после ремонта в 2-2,5 раза при сохранении дебита скважин на доремонтном уровне. Фактический экономический эффект составил 872 тыс.руб.

Проволочные фильтры с гравийной набивкой установлены в 17 газовых скважинах УГКНМ. Вынос песка на этих скважинах прекратился при одновременном увеличении дебита. В результате дополнительная добыча газа из этих

скважин составила около одного млрд.м³, а экономический эффект – 2516 тыс.рублей. Разработанная технология ликвидации пескопроявлений в 2-3 раза дешевле технологии, предлагаемой компанией “NAGAOKA USA” для борьбы с выносом песка в обсаженной скважине. Поэтому она принята ОАО «Газпром» для внедрения на других газовых месторождениях Западной Сибири (протокол совещания в ОАО «Газпром» 20.11.98).

Водоизолирующие составы применены на 52 скважинах, которые работают без водопроявлений до настоящего времени. Дополнительная добыча газа составила свыше 3 млрд.м³, а экономический эффект 1237 тыс.руб.

Технология ликвидации заколонных перетоков и межколонных давлений газа в настоящее время применяется на всех скважинах, где наблюдается данный вид осложнений. После ремонта скважины работают без осложнений в течение нескольких лет, тогда как эффективность ранее применявшихся методов не превышала нескольких месяцев. Экономический эффект от внедрения на двух газовых скважинах составил 1751 тыс.руб.

Для планирования структуры и объема работ по ремонту скважин составлены прогнозы на ближайшие 3-5 лет по каждому виду осложнений, уточняемые по мере накопления фактических данных. Сервисная система ремонта скважин на основе применения разработанных технологий и колтюбинговых установок отечественного производства с 1999 г. применена на 36 газовых скважинах. Она позволяет проводить многие виды ремонта скважин без их глушения и сократить затраты времени на ремонт примерно в 3 раза, если сравнивать с подъемными установками. Возможно применение колтюбинговых установок для проведения части работ при капитальном ремонте с подъемных установок. Тогда затраты времени на ремонт скважины снижаются примерно в 2 раза. В целом применение колтюбинговых установок как отдельно, так и совместно с подъемными позволит снизить затраты на ремонт газовых скважин УГКНМ к 2010г. на 12,7 млн. у.е.

Все отделы УИРС оснащены компьютерами, на которых используется разработанный нами пакет программ для решения различных задач по интенсификации и ремонту скважин, исполнения всей необходимой для этого документации. Это позволяет значительно поднять производительность труда ИТР, а также качество принимаемых решений и документации.

Авторские разработки существенно повышают и экологическую безопасность эксплуатации и ремонта скважин, поскольку значительно сокращается выброс в атмосферу природного газа, технологических жидкостей и продуктов их сгорания в результате снижения количества и продолжительности продувок скважин.

Апробация работы. Материалы, составляющие основное содержание диссертации, докладывались и обсуждались: на научно-технической конференции ПО УГП (Новый Уренгой, 1993); на научно-техническом совете ПО УГП (Новый Уренгой, 1994); на XI научно-технической конференции (Москва, 1994); на научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (Уфа, УГНТУ, 1995); на Международных научно-практических конференциях «Ресурсосберегающие технологии в области использования природного газа» (Тюмень, 1995, 1996); на семинаре-дискуссии «Проблемы первичного и вторичного вскрытия пластов при строительстве и эксплуатации вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин» (Уфа, 1996); на Всероссийской научно-практической конференции «Экологические проблемы и пути решения задач по длительной сохранности недр и окружающей среды на период более 500 лет в зоне ведения геологоразведочных и буровых работ, трубопроводостроения и разработки нефтегазовых месторождений на суше и морских акваториях» (Тюмень, 1997); на III Международной конференции (Экзетер, Англия, 1997); на научно-технической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса России» (Уфа, 1998); на Международной конференции (Москва, 1999); на III Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов (Москва, РГУНГ, 1999); на II Международном симпозиуме «Наука и технология углево-

дородных дисперсных систем» (Уфа, 2000); на заседании секции «Добыча и промысловая подготовка газа и конденсата, эксплуатация ПХГ» научно-технического совета ОАО «Газпром» (Анапа, 2000).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 63 работы в открытой научно-технической печати, в том числе 2 монографии, 37 статей; 11 патентов на изобретения; 9 свидетельств на программы для ЭВМ и 4 руководящих документа.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, пяти разделов, заключения, списка литературы, приложений. Она изложена на 327 с. машинописного текста, содержит 63 рисунка, 46 таблиц и 2 приложения. Список литературы включает 209 наименований.

Автор благодарит работников Управления по добыче газа и газового конденсата (нефти) ОАО «Газпром» Н.И.Кабанова, В.В.Кузнецова; ООО «Уренгойгазпром» Р.С.Сулейманова, Г.А.Ланчакова, А.Н.Дудова, А.Н.Кулькова, а также сотрудников Управления интенсификации и ремонта скважин ООО «Уренгойгазпром», оказавших неоценимую помощь по внедрению разработок и при сборе материалов.

Автор глубоко признателен и выражает благодарность ученым Уфимского ГНТУ: научному консультанту, члену АН РБ, РАЕН, профессору М.Р.Мавлютову, профессору Л.А.Алексееву, профессору Спиваку А.И., доценту П.Н.Матюшину, сотрудникам ВНИИГаза д.т.н. А.А.Клюсову, директору Опытного завода В.В.Макееву и д.т.н. Кузнецовой Т.В. за полезные консультации и помощь при выполнении данной работы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертации, сформулированы ее цель и задачи исследований, приведены основные результаты, научные положения и выводы, выносимые на защиту.

В первом разделе выполнен анализ современного технического состояния сеноманских скважин на УГКНМ.

Уренгойский газоконденсатонефтедобывающий комплекс представляет собой самое крупное в мире инженерное сооружение по добыче, переработке и подготовке к транспорту газа, конденсата, нефти. В его составе три этажа продуктивности: верхний, сеноманский, - чисто газовый; средний, валанжинский, - газоконденсатонефтяной; наконец, нижний, ачимовский, - также газоконденсатонефтяной. При разработке каждой залежи возникают свои специфичные проблемы, которые практически невозможно решить в одной работе. Поэтому нами рассматриваются проблемы, связанные с эксплуатацией сеноманской газовой залежи, которая является наиболее крупной и, соответственно, играет более важную роль в экономике России. Так, из всего фонда 2400 скважин УГКНМ 1400 пробурены на сеноман для добычи газа.

В структурном плане сеноманская залежь Уренгойского месторождения подразделяется на Уренгойскую, Ен-Яхинскую и Песцовую площади, объединенные общим контуром газоносности. В разработке находятся Уренгойская и Ен-Яхинская площади. Основные запасы газа Уренгойского месторождения сосредоточены на собственно Уренгойской площади - 70,2%, на долю Ен-Яхинской площади приходится 19,1% и Песцовой - 10,7%.

Эксплуатационные скважины Уренгойского месторождения расположены в присводовых частях структуры и сконцентрированы в кусты по 2÷6 скважин с расстоянием между кустами 1,5÷2 км. Всего на месторождении работают 319 кустов газовых скважин, подключенных к 15 установкам комплексной подготовки газа (УКПГ).

Промышленная эксплуатация сеноманской залежи Уренгойского месторождения начата в апреле 1978 года. Проектный уровень отборов 250 млрд.м³ газа был достигнут в 1985 году. На данном этапе разработка осуществляется на основании «Проекта разработки сеноманской залежи Уренгойского месторождения», выполненного ВНИИГазом в 1995 году.

Подготовка газа осуществляется на 15 УКПГ, в работе 15 ДКС первой очереди, 15 ДКС второй очереди и 4 станции охлаждения газа. Отбор газа в це-

лом по месторождению ниже проектного, что связано как с поздним вводом ДКС второй очереди, так и с наложенными ограничениями на работу 449 скважин в связи с выносом пластовой воды и механических примесей, причем количество скважин, работающих с ограничением по дебиту, за последние шесть лет увеличилось в 9,5 раза.

Сеноманские продуктивные отложения характеризуются высокими фильтрационными свойствами. Так, в начальный период эксплуатации газодинамические исследования скважин показали, что для обеспечения проектного дебита 1 млн.м³/сут достаточно поддерживать депрессию на пласт 0,09÷0,21 МПа для собственно Уренгойской площади и 0,26 МПа для Ен-Яхинской площади. По Северо-Уренгойскому месторождению дебиты от 800 до 1000 тыс.м³/сут были получены при депрессии 0,61÷2 МПа. Продолжительное время фактические рабочие дебиты превышали проектные, а в начальный период достигали 1,5÷2,0 млн.м³/сут (по собственно Уренгойской и Ен-Яхинской площади) и 600÷625 тыс.м³/сут против проектного 500 тыс.м³/сут по Северо-Уренгойскому месторождению. С выходом месторождения на проектный уровень годовой добычи дебиты приближались к проектным значениям. В 1996 году годовой темп падения дебитов изменялся от 5÷10 тыс.м³/сут (УКПГ-6, 4) до 65÷75 тыс.м³/сут (УКПГ-8, 10), составляя в среднем 5 тыс.м³/сут по собственно Уренгойской площади и 35 тыс.м³/сут по Ен-Яхинской площади, что вызвано снижением пластового давления по месторождению и началом периода падающих отборов.

Установлено закономерное изменение типов разрезов и продуктивности скважин с севера на юг. В южной части (УКПГ-1-6) преобладает тип разреза с содержанием высокопроницаемых коллекторов (более 0,5 мкм²) значительной толщины, что позволило в начальный период разработки поддерживать по этим УКПГ дебиты до 1,5÷2,0 млн.м³/сут при депрессии на пласт 0,50÷0,60 МПа. В настоящее время они являются зонами наиболее интенсивного внедрения пластовой воды и выноса механических примесей, что в совокупности отрицатель-

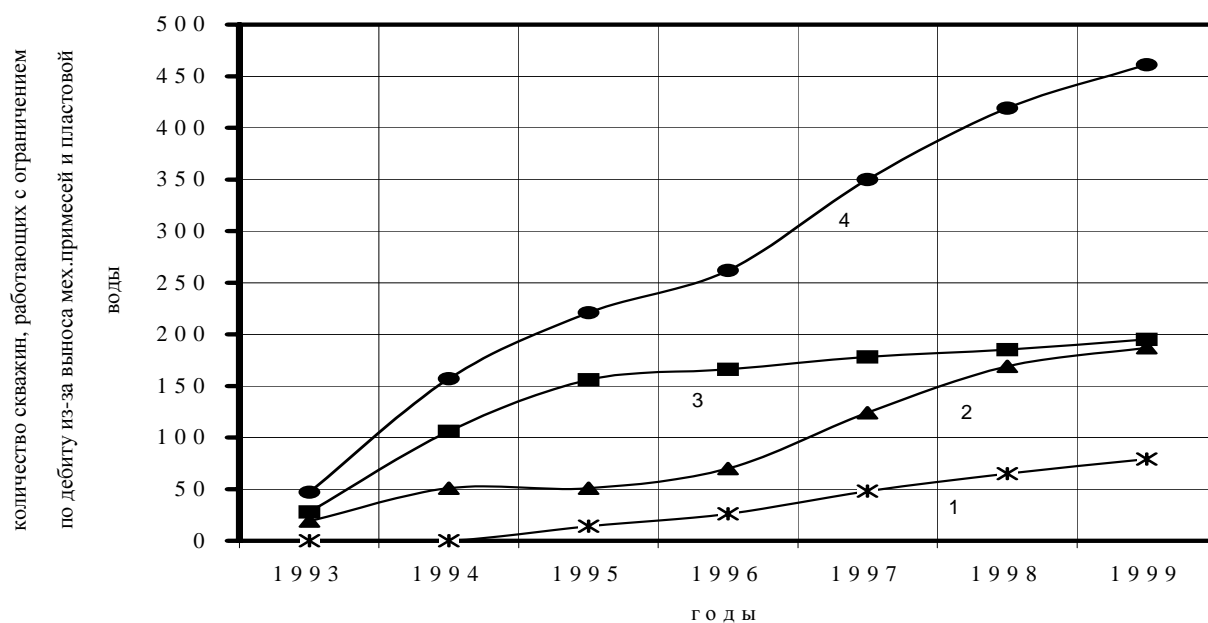
но отражается на их добывных возможностях. В северной части (УКПГ-7-10) продуктивный пласт сложен коллекторами с проницаемостью $0,1 \div 0,3$ мкм². Ухудшение коллекторских свойств подтверждается ростом депрессии до $0,77 \div 0,85$ МПа при сопоставимых дебитах.

Текущая продуктивность действующего фонда зависит от качества цементирования эксплуатационных колонн, а также от интенсивности водо- и пескопроявлений. Так, из общего фонда скважин, по данным АКЦ, невысокое качество цементирования отмечено в 237 и 62 скважинах или 30,9 и 25 % соответственно по Уренгойской и Ен-Яхинской площадям. Неудовлетворительным и плохим качеством цементирования характеризуются еще соответственно 27 и 18,5% скважин. Наиболее неблагоприятная картина, с точки зрения качества цементирования, сложилась на УКПГ-5, где 54% скважин имеют низкое качество цементирования. Данное обстоятельство является одной из причин снижения в 1996 году годового отбора на 5,45 млрд.м³ по собственно Уренгойской и на 1,74 млрд.м³ по Ен-Яхинской площадям

Из пробуренного эксплуатационного фонда собственно Уренгойской площади в настоящее время 80,8% скважин оборудованы лифтовыми трубами диаметром 168 мм, а 14,7% - диаметром 114 мм. Применение насосно-компрессорных труб увеличенного диаметра способствует снижению производительных потерь давления в системе пласт-усть скважины. Наиболее низкие текущие их значения присущи скважинам УКПГ-3, 1 ($0,67 \div 0,74$ МПа), имеющим невысокие средние дебиты (326-373 тыс.м³/сут), а максимальные потери (1,23 МПа) имеют скважины УКПГ-10 (при дебите 640 тыс.м³/сут). Около 80 % скважин Уренгойского месторождения оснащены пакерами типов ПСС 219/140, ПСС 219 А-А, ВАКЕР, 2 ПД-ЯГ, 1 ПД-ЯГ, ЗППГД, ППГ-5, КОС 168/89-35, ВАЛЮРЕК.

На 01.10.1997 года межколонное давление различной интенсивности от 0,49 МПа (скв.3132, 12052, 13151, 13273, 13312) до 1,2 МПа (скв.1113, 11301, 11412, 12252, 15283) были отмечены в 26 скважинах.

Для определения добывных возможностей и составления технологического режима скважин в 1999 году были продолжены работы по определению допустимых депрессий на пласт, выше которых начинается разрушение призабойной зоны. Проведено 54 специальных исследования. Величина предельно-допустимой депрессии колеблется от 0,16 до 0,4 МПа по зонам УКПГ, и в настоящее время рабочие депрессии близки к предельным. На 01.10.99 года 449 скважин эксплуатируются с ограничением дебитов из-за выноса механических примесей и воды, из них 185 скважин действующего фонда работают с выносом механических примесей, 65 скважин - с выносом пластовой воды и механических примесей (рис. 1).



1 - вода + песок; 2 – вода; 3 – песок; 4 - итого

Рис. 1. Динамика роста количества сеноманских скважин, работающих с ограничением по дебиту из-за выноса песка и пластовой воды

С целью гидрохимического контроля за разработкой залежей отобрано 1197 проб жидкости, охват исследованиями составил 1,14 исследований на скважину. По результатам анализов большинство скважин выносит пресную воду. Для контроля давления в водоносной части произведено 115 замеров уровня в

пъезометрических скважинах, которые подтвердили предположение об охвате дренированием всего водоносного бассейна апт-альбских и сеноманских отложений.

Разработка Уренгойского месторождения происходит в условиях проявления водонапорного режима, и определяющим фактором подъема ГВК является перепад давления между газо- и водонасыщенными частями пласта. Текущий ГВК имеет выпуклую поверхность с максимумами подъема, достигающими 56 м в зоне размещения эксплуатационных скважин УКПГ-1. Объем внедрившейся пластовой воды по Уренгойской площади составляет 4807 млн.м³, по Ен-Яхинской - 760 млн.м³. При сохранении проектного уровня годовой добычи по Уренгойской площади, фонд скважин, подлежащих ремонту из-за обводнения пластовыми водами, составил к 2000 году примерно 16% от эксплуатационного фонда.

Усиление роли природного газа в экономике страны должно сопровождаться ужесточением требований к надежности и безопасности работы Единой системы газоснабжения России. Известно, что перемещение огромных масс флюидов в процессе дегазации продуктивных толщ и (или) закачки технических жидкостей приводит к нарушению естественного напряженного состояния земной коры. Мировой опыт длительной эксплуатации месторождений углеводородов, особенно сопровождавшейся крупномасштабными закачками технических флюидов разного назначения, показал, что среди наиболее ощутимых последствий техногенных воздействий на геолого-геофизическую среду чаще всего фиксируются разномасштабные просадки дневной поверхности, разрывы горного массива и рост сейсмической активности, нередко приводящие к разрушению подземных и наземных коммуникаций и сооружений.

Для управления процессами техногенного преобразования земной коры в ареалах эксплуатируемых объектов рекомендуется организовать работы по геодинамическому контролю (мониторингу) за разработкой крупнейших месторождений. Синхронно-комплексное наблюдение за динамикой геолого-

геофизической среды с помощью современных космических, наземных и подземных дистанционных, геофизических, геохимических, гидрогеологических и геодезических методов исследований позволит получить новые возможности для экологически безопасного управления процессом промышленного освоения газосодержащих месторождений.

Результаты комплексного анализа материалов ГИС - контроля за текущим ГВК, технического и гидрохимического контроля эксплуатационного фонда сеноманских скважин с целью установления их технического состояния и режима работы газовой залежи в период падающей добычи позволили выявить процессы, которые наряду с негативным влиянием на работу скважин и УКПГ создают угрозу для недр и окружающей среды. Такими процессами, наблюдающимися на Уренгойском и других газовых месторождениях Западной Сибири являются:

- обводнение фонда скважин;
- вынос песка из продуктивного пласта, переходящий в его разрушение;
- заколонные перетоки газа, воды;
- возникновение межколонных давлений.

В заключение раздела на основе выполненного анализа технического состояния фонда газовых скважин сформулированы цель и задачи исследований диссертации, приведенные выше.

Второй раздел посвящен установлению причин осложнённого состояния фонда газовых скважин.

Поздняя стадия разработки газовых месторождений с точки зрения теории надежности сложных систем должна характеризоваться либо резким ростом количества отказов основных элементов системы, либо резким увеличением профилактических мероприятий для снижения числа отказов.

Истинные причины большинства осложнений, возникающих при добыче газа на месторождениях региона, связаны с состоянием пласта-коллектора. В силу специфики естественных физических процессов, происходящих в залежах

во время разработки месторождений, физические характеристики продуктивного пласта, сложенного слабосцементированными коллекторами, ухудшаются, что приводит к самому распространенному виду осложнений - водопескопроявлениям.

Нами в работе уделено большое внимание анализу существующих понятий о влиянии интенсивного выноса воды на устойчивость слабосцементированных песчаников газоносных горизонтов сеноманских отложений. Описан механизм проявления капиллярных сил и снижения прочности глинистого цемента при его взаимодействии с водой. Обобщен опыт эксплуатации Уренгойского месторождения, являющегося, как и месторождение Медвежье, аналогом всех газовых залежей региона, по условиям водопескопроявлений. Основной задачей при эксплуатации скважин является определение структуры и характера осложнений, возникающих в условиях активного проявления водонапорного режима и выноса больших объемов конденсационной воды, а также установления причин, их вызывающих.

Для качественного и квалифицированного решения этих задач особое значение имеют вопросы, связанные с полнотой и достоверностью исходной информации. Для проведения полного и качественного анализа применена следующая методика диагностики состояния скважин, проводимой при их эксплуатации и ремонте в условиях активного водопескопроявления:

- определены критерии диагностики состояния добывающих скважин до ремонта и после проведения ремонтных работ;
- установлены предельные значения выбранных критериев на основе теоретических проработок, регламентирующих документов и данных эксплуатации.

При выборе типов или сочетаний критериев принимались во внимание, с одной стороны, основные используемые в отрасли промысловые методы физико-химических анализов, с другой, - возможность проведения всесторонней диагностики состояния скважин по результатам промыслово-геофизических ис-

следований, полученным как при бурении, так и при эксплуатации и ремонте. Выбраны следующие критерии: удельное содержание жидкости; удельное содержание механических примесей; химический состав жидкости, включая микрокомпоненты; гранулометрический или фракционный состав механических примесей; фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта; качество цементирования эксплуатационной колонны; техническое состояние конструкции скважины.

Проанализированы результаты статистической обработки фактических промысловых данных, собранных за период эксплуатации залежи, установлены эмпирические зависимости, которые отражают реально протекающие процессы и являются основой для прогноза поведения системы в дальнейшем, а также для разработки мероприятия по предупреждению и ликвидации возможных осложнений.

Причина обводнения фонда скважин в процессе эксплуатации достаточно тривиальна: падение пластового давления при отборе газа из залежи. Поскольку сеноманская газовая залежь водоплавающая, то, с одной стороны, происходит подъем ГВК, и когда он достигает нижних отверстий интервала перфорации, начинается поступление воды в скважину. С другой стороны, из-за некачественного цементирования эксплуатационной колонны вода может начать поступать по кольцевому пространству из водоносных пластов, залегающих как ниже, так и выше интервала перфорации.

Вода не только сама по себе создает проблемы при добыче газа, но и вызывает дополнительные, активно воздействуя на коллектор, содержащий глину. Поэтому детально рассмотрено состояние воды в горных породах, показано, что она может находиться в восьми формах: от конституционной до парообразной. Приведена краткая гидрогеологическая характеристика сеноманского водоносного комплекса УГКНМ. Пластовые воды сеномана имеют общую минерализацию 18...19 г/л и относятся к хлоркальциевому типу по Сулину. Верхние воды практически пресные, с минерализацией менее 1 г/л.

Газоносный коллектор представлен кварцевым песком, сцементированным глиной, состоящей из 43% по массе каолинитов, 43% иллитов, 12% смектитов и 2% хлоритов. Показано взаимодействие воды с глиной и песком, рассмотрены силы, действующие на частицы глины и песка при их увлажнении, изменение сил при изменении влажности. Прочность глинистого цемента с ростом влажности уменьшается, а силы капиллярного сцепления песчинок уменьшаются как с ростом, так и с уменьшением влажности.

Причина выноса песка из пласта более сложная. Во-первых, песок может выноситься в скважину в результате уноса песчинок потоком газа с поверхности фильтрации. Во-вторых, он может выноситься из массива пласта по каналам фильтрации газа. В обоих случаях песок будет выноситься, если силы, способствующие выносу, будут превышать силы, удерживающие песчинки на месте. В первом случае песчинки удерживаются под действием горного давления и сил капиллярного сцепления, а выносу способствует собственный вес песчинок, давление бокового распора и гидродинамическое давление потока газа. Во втором случае могут выноситься только песчинки, размер которых меньше размера каналов фильтрации газа. Геометрические расчеты для частиц сферической формы при их наиболее плотной упаковке показали, что могут выноситься частицы диаметром менее $0,15 d_c$; где d_c – диаметр частиц, образующих скелет пласта. Эти частицы удерживаются на месте собственным весом и капиллярным сцеплением, а выносятся гидродинамическим давлением потока газа. В работе с определёнными, вполне приемлемыми допущениями получены выражения для всех действующих сил и аналитически решена задача выноса песка в скважину.

Предварительный анализ показал, что слой песчинок, находящийся на поверхности фильтрации газа в скважину, можно принять разгруженным от действия горного давления и давления бокового распора. Также можно пренебречь и весом песчинок, поскольку он значительно (более 100 раз) меньше дру-

гих сил. В результате условие равновесия песчинки на поверхности фильтрации имеет вид

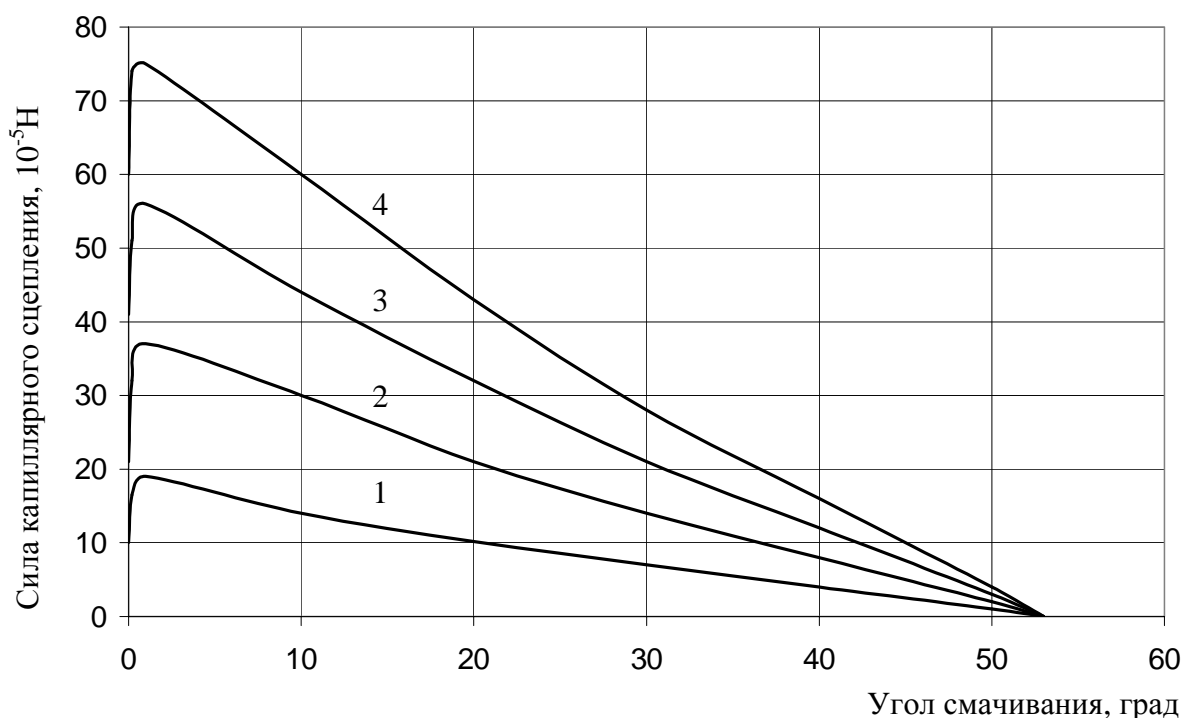
$$\frac{K_{л} \cdot r_{п}^2 \cdot \rho_{н} \cdot Q_{н}^2 \cdot P_{н} \cdot z}{2 \cdot n^2 \cdot h^2 \cdot \pi \cdot d_{пк}^2 \cdot \ell_{пк}^2 \cdot m^2 \cdot P_3} - \frac{\pi \cdot r_{п} \cdot \sigma}{\cos \theta} (\sin \theta + \cos \theta - 1)^2 \cdot \left(\frac{1}{1 - \cos \theta} - \frac{1}{\sin \theta + \cos \theta - 1} \right) \cdot (6K + 3 \sin \beta) = 0, \quad (1)$$

где $K_{л}$ – коэффициент лобового сопротивления обтеканию песчинки; $r_{п}$ – радиус песчинки; $\rho_{н}$ и $Q_{н}$ – соответственно плотность и дебит природного газа при нормальных условиях (при атмосферном давлении и температуре 20 °С); $P_{н}$ и P_3 – соответственно нормальное (атмосферное) и забойное давления; z – коэффициент сжимаемости природного газа; n – плотность перфорации эксплуатационной колонны; h – толщина интервала перфорации; $d_{пк}$ и $\ell_{пк}$ – соответственно диаметр и длина перфорационных каналов в пласте; m – коэффициент пористости продуктивного пласта; σ – поверхностное натяжение пластовой воды на границе с природным газом; θ – угол смачивания песчинки водой; K – коэффициент трения между песчинками; β – угол между горизонталью и направлением действия сил капиллярного сцепления.

Первое слагаемое определяет силу, увлекающую песчинку потоком газа в скважину, а второе – силу капиллярного сцепления песчинки, удерживающую её на поверхности фильтрации газа. Для удобства анализа в формуле (1) знаки приняты так, что если разность положительна, песок выносится из пласта, а если она отрицательна или равна нулю, то песок не выносится.

С целью установления причин выноса песка из пласта в скважину в работе выполнен численный анализ уравнения (1), приняв исходные данные по литературным источникам и результатам промысловых исследований. На рис.2 приведена зависимость силы капиллярного сцепления песчинки от угла смачи-

вания ее пластовой водой. Как видим, с уменьшением угла смачивания песчинки сила капиллярного сцепления (СКС) линейно возрастает, достигая максимального значения при угле смачивания около одного градуса. Конкретные данные по влажности коллектора сеномана и соответственно по углу смачивания песчинок в начале разработки залежи отсутствуют, однако известно, что в начале разработки залежи вынос песка не фиксировался.



Диаметр песчинки, мм: 1 – 0,1; 2 – 0,2; 3 – 0,3; 4 – 0,4

Рис. 2. Зависимость силы капиллярного сцепления песчинки от угла смачивания

Поэтому можно предполагать, что угол смачивания был значительно меньше $40 \div 50^\circ$, т.е. сила капиллярного сцепления песчинок имела место. По мере разработки залежи и падения пластового давления равновесная влагоёмкость природного газа возрастает согласно формуле Букачека

$$v = A / 10,2P_{пл.} + B \quad (2)$$

где v – равновесная влагоёмкость газа, $г/м^3$; A – равновесная влагоёмкость идеального газа при атмосферном давлении, $г/м^3$; $P_{пл.}$ – пластовое давление,

МПа; B – коэффициент, учитывающий разницу влагоемкости реального и идеального газов.

В результате природный газ будет насыщаться до равновесной влажности за счёт испарения воды, содержащейся в поровом пространстве. Поскольку абсолютное значение изменения равновесной влажности газа достаточно мало (десятые доли $\text{кг}/1000\text{м}^3 \cdot \text{МПа}$), то заметного уменьшения влажности (осушения) пласта в целом не происходит. Расчеты показывают, что влажность пласта даже к концу разработки залежи уменьшится всего лишь на тысячные доли процента. Более значительное осушение пласта происходит на поверхности фильтрации и вблизи нее. Известно, что депрессионная воронка при фильтрации газа очень крутая и около 75% депрессии срабатывается на радиусе от оси скважины, не превышающем 10 м. Следовательно, на этом расстоянии проявляется дефицит влажности газа, возрастающий по мере приближения к стенке скважины, который компенсируется испарением воды в коллекторе. Конечно, абсолютное значение дефицита влажности по-прежнему очень мало, но очень велико количество газа, проходящего через эту зону. Поэтому осушение коллектора в процессе добычи газа вблизи стенки скважины может быть весьма значительным. Нами выполнены приближенные расчеты при условии: депрессия на пласт 0,1 МПа; пластовое давление 5 МПа; дебит скважины 300 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$; радиальная толщина зоны фильтрации 0,1 м. При этих условиях через зону фильтрации проходит 265 тыс. объемов порового пространства газа в сутки, а уменьшение влажности коллектора в течение года эксплуатации скважины составит 15% объема пор, т.е. поровое пространство может стать абсолютно сухим.

Уменьшение влажности коллектора будет приводить к уменьшению угла смачивания θ и к возрастанию СКС. Однако по мере уменьшения θ дальнейшее испарение воды затрудняется, поскольку молекулы воды будут всё сильнее удерживаться в щели между песчинками адсорбционными силами. Поэтому вряд ли θ снизится ниже нескольких градусов даже в случае полного высыхания порового пространства. Из этого следует, что СКС можно принимать максимальной.

Результаты решения уравнения (1) с учетом этого допущения приведены в табл. 1 при $\theta = 1^0$.

Таблица 1

Баланс сил, действующих на песчинку при $\theta=1^0$

Диаметр песчинки, мм	Баланс сил при дебите газа, тыс.м ³ /сут и различном Рпл						
	100	250	500	750	1000	1250	1500
1	2	3	4	5	6	7	8
Р _{пл} = 12 МПа							
0,02	-	-	-	-	-	-	-
0,1	-	-	-	-	-	+	+
0,2	-	-	-	-	+	+	+
0,3	-	-	-	+	+	+	+
0,4	-	-	-	+	+	+	+
Р _{пл} = 8 МПа							
0,02	-	-	-	-	-	-	-
0,1	-	-	-	-	+	+	+
0,2	-	-	-	+	+	+	+
0,3	-	-	-	+	+	+	+
0,4	-	-	+	+	+	+	+
Р _{пл} = 6 МПа							
0,02	-	-	-	-	-	-	-
0,1	-	-	-	-	+	+	+
0,2	-	-	-	+	+	+	+
0,3	-	-	+	+	+	+	+
0,4	-	-	+	+	+	+	+
Р _{пл} = 4 МПа							
0,02	-	-	-	-	-	-	+
0,1	-	-	-	+	+	+	+
0,2	-	-	+	+	+	+	+
0,3	-	-	+	+	+	+	+
0,4	-	-	+	+	+	+	+
Р _{пл} = 2 МПа							
0,02	-	-	-	-	+	+	+
0,1	-	-	+	+	+	+	+
0,2	-	-	+	+	+	+	+
0,3	-	+	+	+	+	+	+
0,4	-	+	+	+	+	+	+

Из табл. 1 видно, что факторами, влияющими на вынос песка, являются дебит скважины, размер песчинок и пластовое давление. В начале разработки

залежи ($P_{пл} = 12 \text{ МПа}$) песок выносили только высокодебитные скважины, имевшие дебит свыше $750 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$. Прежде всего выносятся крупные песчинки, а при больших дебитах и более мелкие. Очень мелкие частицы ($d < 0,02 \text{ мм}$), способные проходить через поровые каналы, не выносятся совсем даже при очень высоких дебитах - до $1,5 \text{ млн. м}^3/\text{сут}$. Они начнут выноситься при пластовом давлении ниже 4 МПа и дебитах скважин свыше $1 \text{ млн. м}^3/\text{сут}$, которые маловероятны при таком пластовом давлении. Это говорит о том, что песок выносится исключительно с поверхности фильтрации, а не из удаленной зоны пласта. Очень мелкие частицы могут выноситься с поверхности фильтрации наравне с крупными в виде равноразмерных с ними или даже более крупных агрегатов из нескольких частиц.

С уменьшением пластового давления вынос песка будет происходить при меньших дебитах – 500 и даже $250 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$. Иначе говоря, по мере разработки залежи вынос песка интенсифицируется. Скорость выноса песка в начале эксплуатации скважины будет мала, поскольку песчинки выносятся поштучно. Но со временем сформируется в зоне дренажа каверна неправильной формы и различного размера как по сечению, так и по профилю, которая резко уменьшит устойчивость ствола скважины под действием горного давления. Это может дать начало разрушению коллектора в призабойной зоне, тем более что одновременно будет возрастать напряженность скелета пласта в результате снижения пластового давления. В итоге скорость выноса песка значительно увеличится.

С началом поступления воды из пласта картина усложняется. В работе детально рассмотрена роль воды в выносе песка из пласта в скважину и с забоя на устье в зависимости от причины поступления воды: подъем ГВК либо негерметичность цементного кольца за эксплуатационной колонной. Установлен механизм формирования песчаных пробок, показано, что одновременное поступление из пласта песка и воды взаимоусиливает трудности выноса с забоя на устье, как песка, так и воды по сравнению с отдельным их поступлением.

К сожалению, нет возможности сравнить результаты аналитического решения с фактическими данными, поскольку на УГКНМ не предусмотрен систематический контроль за дебитом отдельных скважин, выносом из них воды и песка. Имеются лишь эпизодические практические данные, порой косвенные, которые приведены в работе и в целом подтверждают изложенное.

С целью установления причин заколонных перетоков газа и воды и появления межколонных давлений газа аналитически рассмотрено изменение гидростатического давления P_T столба тампонажного раствора за эксплуатационной колонной в процессе его твердения. При этом цементный раствор сразу после окончания продавки в кольцевое пространство принят за пористую среду, насыщенную водой затворения, а стенка скважин считается проницаемой в интервале залегания проницаемых пластов.

$$P_T = \rho_B \cdot g \cdot h + h \left[(\rho_T - \rho_B)g - \frac{4\tau_0}{d_c - d_k} \right]. \quad (3)$$

Данная формула действительна только при $h \left[(\rho_T - \rho_B)g - \frac{4\tau_0}{d_c - d_k} \right] \geq 0$, где

h – глубина скважины; ρ_B – плотность воды затворения тампонажного раствора; ρ_T , τ_0 – плотность и ДНС тампонажного раствора; d_c – диаметр скважины, d_k – наружный диаметр эксплуатационной колонны.

Если это слагаемое меньше нуля, P_T определяется условиями фильтрации воды затворения через твердеющий тампонажный раствор.

Используя фактические данные и результаты экспериментального определения давления на различных стадиях твердения тампонажного раствора как в лаборатории, так и в натуральных скважинах, полученные А.И.Булатовым, А.Л.Видовским, В.К.Камориным, Фам Ван Тханем, изучен механизм формирования каналов в тампонажном растворе с дополнительным учётом капиллярных эффектов, возникающих при фильтрации разнородных флюидов. Из него следует, что при применённой на УГКНМ конструкции скважин и технологии це-

ментирования эксплуатационных колонн образование каналов в тампонажном камне было объективно неизбежным. В зависимости от индивидуальных особенностей скважин (свойств бурового и тампонажного растворов, качества цементирования кондукторов и направлений) каналы могут либо доходить до устья скважины, либо нет. В первом случае будет наблюдаться межколонное давление газа на устье, а во втором – нет, но это не исключает заколонных перетоков газа в верхние водоносные горизонты или образования грифонов.

В третьем разделе изложены вопросы разработки и внедрения технологий и технических средств борьбы с водопескопроявлениями.

Для проведения работ по ликвидации водопескопроявлений в скважине, как правило, необходимо её заглушить. До 1988 года скважины на УГКНМ глушили глинистым раствором или раствором хлористого кальция. При этом дебиты газовых скважин после глушения снижались в среднем на 20%. На каждой третьей скважине проводилось повторное глушение из-за поглощения жидкости глушения выкокопроницаемыми интервалами продуктивного пласта. Иногда объемы поглощаемой жидкости в 3-4 раза превышали объёмы скважины.

Снижение пластового давления ещё более затрудняет глушение скважин, а порой делает его невозможным вследствие поглощения жидкости глушения одними интервалами пласта и проявления из других интервалов.

Глушению скважин вообще и при АНПД в частности посвящены работы Акопяна Н.Р., Амияна В.А., Бережного К.В., Воронова В.Н., Гасумова Р.А., Денисова Г.Г., Зейгмана Ю.В., Кайгородова В.А., Макаренко П.П., Овчинникова В.П., Рассохина Г.В., Рябоконе С.А., Тагирова К.М., Тищенко В.И., Троцкого В.Ф., Шмелькова В.Е., Корли У.Т., Паттона Дж.Т. и многих других. В результате предложен длинный перечень рецептур жидкостей глушения и блокирующих растворов для подготовки скважин к ремонту. Такое большое количество обусловлено, с одной стороны, большим разнообразием геолого-технических условий, с другой стороны, отсутствием универсальных растворов

и технологий безопасного глушения скважин, поиском доступных и недорогих материалов (либо отходов производств, расположенных в данном регионе), не требующих больших затрат на приготовление и доставку на место применения.

Применение известных жидкостей глушения и блокирующих растворов на УГКНМ, к сожалению, не решило проблему глушения скважин. В 1988-98г.г. затраты времени на ликвидацию осложнений, вызванных некачественным глушением скважин (повторное глушение, долив, вызов циркуляции технологической жидкости и др.), составляли в среднем от 25 до 155 часов на одну скважину. Также значителен был и дополнительный расход материалов. Так, в 1995-96г.г. наблюдался двойной расход портландцемента на установку водоизоляционных мостов. Неудачи обусловлены тем, что коллекторские свойства продуктивного горизонта изменяются в очень широких пределах как по площади залежи, так и по толщине, которая в свою очередь изменяется по отдельным скважинам от 70 до 230 м. Так, проницаемость изменяется от 0,01 до 5 мкм², а пористость от 10 до 40%. Причем по мере дренирования залежи, особенно с началом выноса песка, диапазон изменения пористости и проницаемости расширяется.

Исходя из изложенного, нами с 1996 года ведутся разработки блокирующих растворов, обеспечивающих надежное глушение скважины при сохранении естественных фильтрационных свойств призабойной зоны пласта. В отличие от известных они характеризуются очень широким фракционным составом дисперсной фазы, получаемой комбинированным путем: крупная фракция вводится в виде наполнителя, а мелкая получается в результате совместной конденсации нескольких растворенных компонентов. Компоненты выбираются с учётом их доступности, стоимости и суровых природно-климатических условий региона. В зависимости от индивидуальных особенностей скважин свойства блокирующих растворов легко регулируются изменением их состава. В табл. 2 для примера приведен состав блокирующего раствора, названного нами мно-

гокомпонентным раствором (МКР), а в табл.3 – фракционный состав наполнителей для него.

Таблица 2

Состав МКР

Композиция 1		Композиция 2	
Компоненты	Кол-во, % масс.	Компоненты	Кол-во, % масс.
Раствор CaCl_2 пл.1300-1460 кг/м ³	45-50	Каустическая сода	5-9
Шлам "Дисин"	45-48	Кальцинированная сода	6-9
Конденсат	1-4	Сульфат натрия	3-5
Синтетические жирные кислоты (C ₁₆ -C ₂₂)	1-1,5	Химически осажденный мел с фракционным составом: 0 - 0,08мм –60% 0,08-0,2мм – 40%	2-8
		Водорастворимый полимер	0,7-1
		Вода техническая	Остальное

Таблица 3

Фракционный состав наполнителя

Торф		Строительный мел		Химически осажденный мел	
размер частиц, мм	содержание, % масс.	размер частиц, мм	содержание, % масс.	размер частиц, мм	содержание, % масс.
<0,08	12	<0,14	13	<0,08	60
0,08÷0,2	45	0,14÷0,63	87	0,08÷0,2	40
0,2÷1,2	28	-	-	-	-
более 1,2	15	-	-	-	-

Блокирующий раствор с нужными свойствами получается и путём регулируемого коагулирования специальных полимеров растворами кислот.

Фазы блокирующих растворов приготавливаются на базе или на скважине отдельно, а затем одновременно закачиваются через смеситель в скважину в суммарном объеме 6÷10 м³ в зависимости от толщины интервала перфорации. Вязкость блокирующего раствора через некоторое время резко возрастает, как показано на рис. 3. За счет образования фильтрационной корки и высокой

вязкости блокирующий раствор практически не фильтруется в пласт и не загрязняет призабойную зону.

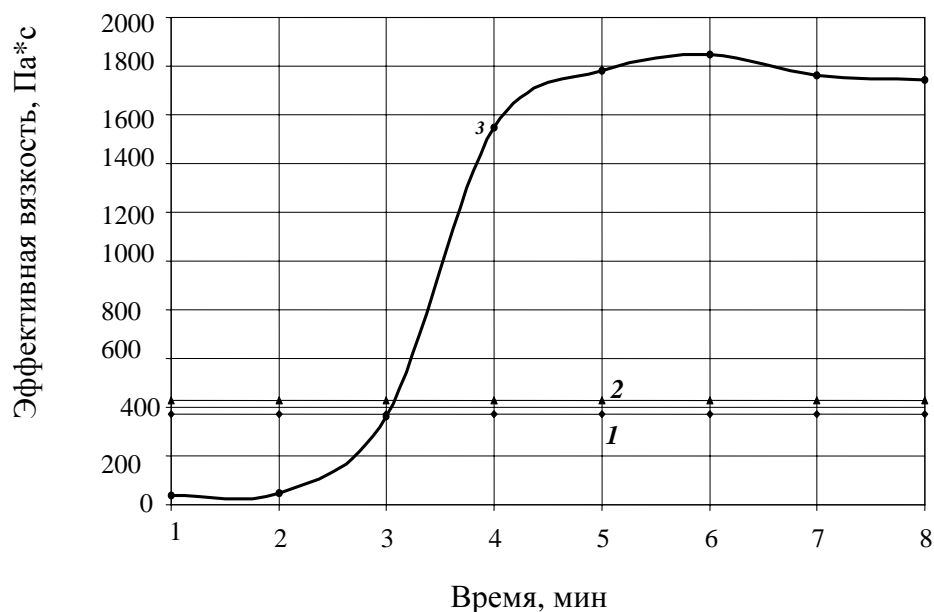


Рис. 3. Изменение эффективной вязкости растворов глушения во времени:

1-полимерглинистый раствор; 2-инвертно-мицеллярная дисперсия;
3- многокомпонентный раствор

Время загущения блокирующих растворов можно регулировать в пределах 5÷45 мин изменением концентрации реагентов в смеси.

Разработанная технология глушения скважин внедрена в производство на УГКНМ согласно РД 00158785-208-99 с экономическим эффектом в 1998г. 1,34 млн.рублей.

На основе детального анализа работ Арестова Б.В., Бояринцева Ф.С., Володько И.Ф., Гаврилко В.М., Ермилова О.М., Ремизова В.В., Цайгера М.А., Чаыева О.М., Эфендиева И.Ю., Болетти В., Спарлина Д.Д., Стейна Н., Сьюмена Д., Коберли С.Д., Элиса Р. др. по методам борьбы с выносом песка из скважин показано, что для УГКНМ наиболее эффективным является метод механического задержания песка установкой фильтра. Анализ существующих конструкций фильтров и опыт их применения на Уренгойском и Медвежьем месторождениях показали, что на сегодня наилучшим является проволочный фильтр ти-

па ФСК, разработанный ВНИИГАЗом и усовершенствованный УИРС с участием автора диссертационной работы.

Нами выполнен значительный объем промысловых исследований различных вариантов установки данного фильтра в газовых скважинах (в эксплуатационной колонне; в эксплуатационной колонне с гравийной набивкой; с гравийной набивкой в интервале продуктивного пласта, где предварительно вырезана эксплуатационная колонна и расширен ствол скважины). Большое внимание уделено выбору фракционного состава и качества гравия для набивки, способу его создания. В результате создана новая методика и комплексная технология оборудования пескопроявляющих газовых скважин, которая включает: вырезание участка эксплуатационной колонны в интервале залегания суперколлектора, расширение ствола скважины, осушку призабойной зоны закачкой спиртов или кетонов, спуск на НКТ и установку проволочного фильтра ФСК в расширенном интервале ствола, намыв гравия за фильтром при одновременном притоке газа в скважину.

Из табл. 4 видно, что эта технология не только ликвидирует пескопроявление, но и позволяет значительно (до двух раз) увеличить дебит скважины и снизить депрессию на пласт.

Разработанная технология принята к внедрению на УГКНМ и рекомендована к применению на других месторождениях ОАО «Газпром». В результате ее применения в 1998 году дополнительно добыто 253 млн.м³ газа, а экономический эффект составил свыше 2 млн.рублей. Наша технология в 2-3 раза дешевле предлагаемой компанией «Нагаока» (США) для борьбы с выносом песка в обсаженной скважине УГКНМ.

В работе рассмотрены также вопросы промывки песчаных пробок и ликвидации водопритоков, оптимизации режима работы скважины после проведения этих работ.

Промывка песчаных пробок осуществлялась по общепринятой технологии.

Таблица 4

Результаты исследования пескопроявляющих газовых скважин УГКНМ, оборудованных фильтрами ФСК-114 с гравийной набивкой в интервале открытого расширенного ствола

Но- мер	Номер скважины	Дата окончания ремонта	Интервал установки фильтра, м	Толщина суперкол- лктора, м	Вынос пластового песка, г/тыс.м ³ , добываемого газа		ΔP/Δp		Q/q	
					до ремонта	после ремонта	1998г	1999г	1998г	1999г
1	934	30.04.98г.	1163,4÷1202	31,6	24,00	Нет	0,32	0,31	2,14	2,07
2	5141*	31.10.98г.	1136,4÷1153	4,2	простой	Нет	-	0,21	1,93	1,74
3	8123*	30.11.98г.	1139,3÷1160	14,2	простой	Нет	-	0,12	1,25	1,34

Примечания:

1. Q-дебит скважины после ремонта; q- дебит скважины до ремонта.
2. ΔP- депрессия на пласт после ремонта; Δp- депрессия на пласт до ремонта.
3. Исследования проводились на режимах, близких к рабочему, в течение 1 часа.
4. *- скважина в простое с 1996г. (из-за образования песчаной пробки, перекрывающей интервал перфорации, и обводнения).

Для ликвидации водопритоков, опираясь на работы Блажевича В.А., Булгакова Р.Т., Гасумова Р.А., Ермилова О.М., Каримова Н.Х., Крылова В.И., Маляренко А.В., Ремизова В.В., Уметбаева В.Г., Шарипова А.М., Шумилова В.А., Юсупова И.Г. и др., выбран метод закачки в продуктивный пласт реагентов селективного действия. В 1992 г. мы начали применять реагент «А-пласт», представляющий собой смесь различных полимеров, растворенных в кетоновых растворителях, который при контакте с водой в пласте полимеризуется с образованием объемной твердой фазы, формируя водонепроницаемый экран. Лабораторные исследования показали, что этот реагент хорошо смачивает поверхность поровых каналов продуктивного пласта и соответственно хорошо впитывается в него, обеспечивая равномерное и глубокое проникновение в зону фильтрации. О высокой эффективности реагента при проведении ремонтно-изоляционных работ (РИР) свидетельствует табл. 5.

Таблица 5

Водоизолирующая способность реагента «А-пласт»

Но- мер	Проницаемость модели по воде, мкм ²		Содержа- ние поли- меров в реагенте, % масс.	Водоизолирую- щая способность $\frac{K_1 - K_2}{K_1}$, %	Градиент на- чала фильтра- ции, МПа/м
	до изоля- ции K_1	после изо- ляции K_2			
1	0,051	0,016	3	68	5,6
2	0,044	0,0028	10	94	8,8
3	0,052	0,0021	12	96	9,1
4	0,057	0,0026	15	95	8,6
5	0,055	0,00357	20	93	8,15

Реагент с 1992 г. применен для РИР на 92 скважинах УГКНМ, которые работают без водопроявлений до настоящего времени. На одну обработку в зависимости от толщины интервала перфорации требуется 1÷5 м³ реагента.

Для осушки призабойной зоны пласта от воды, попавшей при водопроявлении, после проведения РИР предложено закачивать в пласт 15÷60 м³ метанола или ацетона, или их смеси в отношении 1:1 в зависимости от требуемой глуби-

ны обработки. На сегодня лучше применять метанол, поскольку он в 15 раз дешевле. После обработки повышается проницаемость пласта для газа и прекращается вынос воды. Испытания на 8 скв., проведенные в 1997-2000 г.г., показали, что первые скважины работают без выноса воды и песка более трех лет. Следует отметить, что принципиально сходное решение реализовано в нефтяных скважинах Татарии и Башкирии Ю.В.Зейгманом.

После проведения РИР проводится комплексное исследование скважины на различных режимах с контролем содержания песка и воды. Затем по предложенной нами методике, успешно апробированной на 60 скв. УГКНМ, определяется диаметр штуцера, обеспечивающий оптимальный режим, т.е. максимальный дебит при допустимом выносе воды и песка. Все разработки, изложенные в данном разделе, защищены патентами РФ.

Четвертый раздел посвящен разработке и внедрению методики и комплексной технологии ликвидации заколонных перетоков и межколонных давлений газа.

Одним из наиболее опасных видов осложнений в газовых скважинах является потеря герметичности крепи, которая приводит к аварийному состоянию скважины или даже к газопроявлениям и открытым фонтанам. В отечественной практике, согласно работам Булатова А.И., Будникова В.Ф., Макаренко П.П., Никитченко В.Г., Сулейманова А.Б., Троцкого В.Ф., Уметбаева В.Г., Фаттахова З.М. и др., из существующих способов восстановления герметичности обсадных колонн в скважинах широкое распространение получили: повторное цементирование; спуск потайных колонн; установка гофрированных металлических пластырей и др. Однако эти методы ремонтно-изоляционных работ не обеспечивают высокого качества изоляции каналов перетока пластовых флюидов. Например, успешность повторного цементирования, по данным Будникова В.Ф., не превышает 60 %.

Исследованием и разработкой методик и новых технологий и технических средств по ликвидации заколонных перетоков и межколонных давлений

мы занимаемся с 1986-1988 годов. Накоплен большой теоретический и практический опыт, разработаны методики исследований и руководящие документы – регламенты на проведение этих работ. В настоящее время ежегодно по нашим рекомендациям проводится 5-10 ремонтов, направленных на ликвидацию межколонных газопроявлений. С целью повышения эффективности и успешности работ по ликвидации межколонных газопроявлений на УГКНМ, нами разработана и успешно применяется «Временная инструкция по диагностике характера межколонных проявлений», позволяющая с высокой точностью установить причину возникновения межколонного проявления, избежать принятия ошибочных решений и действий по их ликвидации, а следовательно, и значительных затрат и потерь добываемой продукции. Суть методики заключается в исследовании связи межколонного пространства с затрубным пространством и пластом, ее характера.

Для ликвидации или снижения межколонных газопроявлений в скважинах УГКНМ применяются различные методы. В случае нарушения герметичности уплотнительных элементов устьевого пакера колонной обвязки производится глушение скважины, демонтаж крестовины с планшайбой методом перехвата и замена уплотнительных элементов пакера. После этого производится монтаж крестовины, планшайбы, закачка в межфланцевое пространство (между уплотнительными элементами) герметизирующей смазки «Арматол» и опрессовка межколонного пространства.

В отдельных случаях, при наличии большого дебита из межколонного пространства, связанного со значительным разрушением уплотнительных элементов устьевого пакера, применяется метод ликвидации межколонного газопроявления созданием временной герметизирующей основы пакера колонной обвязки. Метод заключается в подаче в затрубное пространство специальной тампонажной смеси на основе инертных материалов. Данная методика и технология позволяют произвести ремонт без предварительного глушения сква-

жины и монтажа подъемной установки, сократить затраты и сроки на проведение ремонта, исключить вредное воздействие на пласт жидкости глушения.

Когда возникновение межколонных газопроявлений связано с негерметично установленным забойным пакером и перетоками газа через резьбовые соединения обсадных труб, применяется метод скользящего тампонирования - закачка и продавка в затрубное (надпакерное) пространство герметизирующих растворов. При этом используются рецептуры герметизирующих растворов, разработанные и запатентованные диссертантом с соавторами. В отличие от известных они обладают гораздо более высокой проникающей способностью, что очень важно, поскольку из-за высокой текучести газ поступает, как правило, по каналам очень малого размера.

Методика и технология ликвидации межколонного газопроявления заключается в одновременной закачке в затрубное пространство двух составов, образующих в процессе смешения и продвижения в затрубном пространстве дисперсную систему, которая по мере поступления в неплотные резьбовые соединения эксплуатационной колонны, трещины и каналы заколонного цементного камня очень сильно повышает свои структурно-механические параметры во времени и надежно закупоривает пути выхода газа через межколонное пространство. Остаток смеси продавливается в надпакерную зону и дополнительно перекрывает пути поступления газа в затрубное пространство.

В табл. 6 приведены рецептуры исходных составов для получения герметизирующего раствора.

Таблица 6

Рецептуры исходных составов для получения герметизирующего раствора

Композиция 1		Композиция 2	
Компоненты	Массовая доля, %	Компоненты	Массовая доля, %
1	2	3	4
Раствор CaCl_2 плотностью $1,5 \text{ г/см}^3$	52,5	Карбонат натрия	18

Продолжение табл. 6

1	2	3	4
Шлам «Дисин»	45	Сульфат натрия	18
Отработанные нефте-продукты	1	Бентонитовый глино-порошок	14
Синтетические жир-ные кислоты	1,5	Вода	50

После загустевания герметизирующий раствор имеет эффективную вязкость 2150 Па·с, тогда как вязкость композиций 1 и 2 не превышает 1,0 Па·с. Он содержит недорогие и доступные компоненты на основе местного сырья, обладает высокой морозостойкостью (до – 45⁰С) и потому вполне может применяться в качестве надпакерной жидкости. Разработанная технология ликвидации межколонных газопроявлений позволила повысить межремонтный период работы газопроявляющих скважин с 2÷3 мес. до 3÷4 лет, обеспечив экономический эффект 1,75 млн.рублей.

Ежегодные отчеты ООО «Уренгойгазпром» по наличию газовых скважин с межколонными газопроявлениями показывают значительное (до 50%) снижение количества скважин с межколонными газопроявлениями по сравнению с 1991 годом. Это связано как с успешным ведением работ по нашим технологиям по ликвидации газопроявлений, так и с неуклонным снижением пластового давления.

В пятом разделе рассмотрены вопросы совершенствования технической оснащённости и организации работ по ремонту скважин.

Ремонт скважин с применением традиционных канатных подъемных установок и трубного инструмента требует обязательного глушения скважин. Однако отечественный и зарубежный опыт свидетельствует о том, что глушение скважины, особенно многократное, негативно сказывается на ее продуктивности даже в случае принятия мер по минимизации загрязнения призабойной зоны пласта. Так, по данным Ю.В.Зейгмана, через несколько (5÷6) глушений и

освоенный дебит нефтяных скважин может снизиться при прочих равных условиях кратно. В то же время многие виды работ можно было бы проводить в скважине без её глушения (разрушение пробок, водоизоляция и др.), но оно все равно проводится для спуска инструмента.

В мировой практике нефтегазодобычи в последние годы все больше применение находят установки, укомплектованные длинномерными металлическими трубами, иногда называемыми гибкими, которые намотаны на барабан. Бурное развитие таких установок объясняется их высокой экономической эффективностью и значительными технологическими преимуществами. В основе этих установок, названных колтюбинговыми (тюбинговыми), лежит простая идея замены прерывистого процесса работ непрерывным. Очевидно, что вместо чередования перемещения НКТ с остановками для их свинчивания (или развинчивания) удобнее и безопаснее безостановочно перемещать гладкую непрерывную длинномерную трубу. Они заменяют подъемные установки для капитального ремонта скважин и установки для спуска в скважину под давлением, а в последнее время стали использоваться вместо буровых установок, в том числе и в северных широтах (месторождение Прудо Бей на севере Аляски).

Принципиально очень важным их технологическим преимуществом является то, что при применении установок скважины не нуждаются в глушении и ремонтные работы в них могут проводиться при работающем пласте. Поэтому колтюбинговые установки сегодня применяются за рубежом для выполнения почти всех видов ремонтных работ в скважинах.

В России самый большой опыт эксплуатации колтюбинговых установок (КУ) накоплен в ОАО «Сургутнефтегаз». Оно имеет 9 импортных КУ, которыми с 1994 г. отремонтировано 1900 скв. КУ применялись для ликвидации гидратно-парафинистых пробок, промывки забоя, обработки ПЗП и др. В небольшом объеме применяла импортную КУ на УГКНМ совместная американо-российская компания «Тюмгазкамко» для работ в газоконденсатных и нефтяных скважинах.

Анализ накопленного опыта показал, что для практической реализации предложенных в данной работе решений с наибольшей эффективностью необходимы колтюбинговые установки. При участии автора данной работы проведены испытание и модернизация установки РАНТ 10-01 с диаметром трубы 33,5 мм.

В феврале 2000 г. поступила уже модернизированная КУ типа М-10 с возможным диаметром трубы 33,5 или 38,1 мм.

За прошедший период данными КУ отремонтировано 36 газовых скважин. Перечень выполненных работ приведен в табл. 7.

Таблица 7

Ремонтные работы в газовых скважинах УГКНМ,
выполненные с применением колтюбинговых установок

Номер	Вид ремонта	Количество скважино-операций
1	Промывка песчаной пробки	26
2	Промывка песчаной пробки с последующей водоизоляцией закачкой реагента «А-пласт»	4
3	Промывка песчаной пробки с последующей водоизоляцией закачкой реагента «А-пласт» с докреплением цементом	1
4	Промывка песчаной пробки с последующим освоением	1
5	Освоение скважины ступенчатым опусканием гибкой трубы	2
6	Ликвидация гидратно-ледяной пробки	1
7	Промывка компоновки забойного фильтра ФСК-114	1

Примечание: Первые четыре вида ремонта с помощью КУ выполнены нами впервые в России.

В табл. 8 приведены затраты времени на ремонт скважин (промывку песчаных пробок) с помощью различных установок.

Таблица 8

Затраты времени (в часах) на промывку песчаных пробок
в газовых скважинах УГКНМ с помощью различных установок

Но- мер	Состав работ	Тип установки		
		А-50	РАНТ 10-01	М-10
1	Подготовка площадки, транспортировка оборудования, монтаж вагон городка	84,55	36,91	36,91
2	Подготовительные работы к ремонту (монтаж линий, опрессовка)	10,00	5,93	5,93
3	Исследование скважины (отбивка забоя, ГДИ)	17,50	9,27	9,27
4	Глушение скважины	15,37	0,00	0,00
5	Демонтаж обвязки, ФА	2,18	2,18	1,43
6	Монтаж установки, оборудования	13,11	3,72	4,28
7	Спуск НКТ (БДТ)	4,59	1,58	1,58
8	ПЗР и промывка песчаной пробки, промывка скважины (продувка)	18,81	4,93	4,93
9	Подъем НКТ (БДТ)	3,32	1,63	1,63
10	Демонтаж установки, оборудования	10,78	4,92	3,67
11	Монтаж ФА, обвязки	5,07	5,07	1,69
12	ПЗР и освоение скважины, вывод на рабочий режим работы	156,71	24,60	24,00
13	Исследование скважины (отбивка забоя, ГДИ)	27,58	8,67	8,67
14	Заключительные работы после ремонта скважины (демонтаж городка, планировка площадки, прочее)	10,14	6,84	7,34
	ИТОГО	379,71	116,25	111,33

Как видим, КУ сокращают время ремонта более чем в 3 раза, а по расчетам, стоимость ремонта снижается в 2 –3 раза. Поэтому по нашим рекомендациям интенсивно наращивается число КУ; на апрель 2001 г. в УИРС было уже 6 колтюбинговых установок. По мере оснащения КУ специальными приспособлениями, оборудованием и инструментами планируется значительно расширить спектр работ, выполняемых в скважинах с их помощью.

Однако некоторые виды ремонта нельзя сделать с помощью КУ (замена лифта, глубинного оборудования и др.). Но и в этих случаях успешно можно выполнять отдельные операции, такие как глушение скважин, водоизоляционные работы, разрушение гидратных и песчаных пробок, освоение, интенсификацию притока, колтюбинговыми установками при ремонте скважин с подъемных установок. По нашим рекомендациям эти варианты прошли успешные испытания и они позволили снизить затраты на ремонт до двух и более раз по сравнению с использованием только подъемных установок.

Нами сделан прогноз объемов ремонтных работ по годам до 2010 г. включительно, рассчитаны затраты на их проведение с применением различных установок. Результаты расчетов, приведенные в работе, показывают, что совместное применение колтюбинговых и подъемных установок даст возможность снизить затраты на ремонт скважин примерно в 2 раза, а на добычу газа на 2,6%. Кроме того, значительно повышается экологическая безопасность эксплуатации и ремонта скважин вследствие снижения выброса в атмосферу природного газа, технологических жидкостей и продуктов их сгорания в результате сокращения числа и продолжительности продувок скважин.

Внедрение колтюбинговых установок дало возможность совершенствовать и организацию работ по ремонту скважин с целью поддержания добычи газа. Нами апробирована и внедряется система ремонта, названная сервисной. В её основе лежит современный подход к ремонту скважин как индивидуальный комплексный подход к каждой скважине, предполагающий регулярное детальное исследование её технического состояния и проведение требуемого набора профилактических ремонтно-технологических операций с целью максимального увеличения её производительности и межремонтного периода работы. Она предусматривает, кроме устьевых исследований, проникновение с помощью КУ в скважину без её глушения и выполнение в ней исследовательских, а при необходимости и ремонтно-профилактических работ. Сервисная система охватывает весь фонд скважин и должна функционировать по заранее составленно-

му графику, а в отдельных случаях и по факту нарушения установленного режима работы скважины. Иными словами, не нужно ждать заявок на ремонт скважин, как прежде, а нужно упреждать нарушения, способствуя тем самым поддержанию добычи газа на максимальном уровне.

Другим направлением совершенствования организации работ является широкое применение компьютеров для решения различных вопросов ремонта скважин: планирования, прогнозирования работ, расчёта технико-экономической эффективности их, составления необходимой документации, отчетов и др. В разделе дано краткое описание оригинальных, защищенных свидетельствами программ для ЭВМ, разработанных под руководством и при непосредственном участии автора. Все отделы УИРС оснащены современными ПК, на которых стоят эти программы и используются в повседневной деятельности. Они значительно повышают производительность труда ИТР и качество принимаемых инженерных решений, документации. В настоящее время создаётся локальная замкнутая компьютерная сеть Управления интенсификации и ремонта скважин ООО «Уренгойгазпром» для ускорения обмена информацией между структурными подразделениями и сокращения бумажного потока.

В заключение раздела аргументированно сформулированы предложения по включению в проекты разработки газовых месторождений раздела по капитальному ремонту, интенсификации притока и ликвидации скважин, по изменению конструкции скважин на новых газовых месторождениях со сходными с УГКНМ геологическими условиями.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе системного анализа технического состояния эксплуатационного фонда газовых скважин УГКНМ, теории и современной отечественной и зарубежной практики эксплуатации газовых месторождений на поздней стадии при АНПД установлены структура, динамика и механизм развития осложнений при добыче, выработаны и реализованы на практике новые, защищённые патентами технологические и технические решения по борьбе с осложнениями,

внедрены принципиально новые установки, а на их основе новые формы организации работ по ремонту скважин. Таким образом, решена важная для отрасли и экономики России проблема замедления темпа снижения добычи газа на крупнейшем месторождении – УГКНМ.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Для глушения скважин с минимальным загрязнением ПЗП при АНПД с коэффициентом аномальности $\leq 0,5$ разработаны блокирующие растворы с широким фракционным составом дисперсной фазы, получаемой в процессе за- качки раствора в скважину. Они имеют высокую регулируемую во времени вязкость (до 2000 Па · с).

2. Установлен механизм поступления песка в скважину, опираясь на кото- рый разработаны методика и комплексная технология ликвидации пескопрояв- лений, включающая вырезание эксплуатационной колонны в интервале залега- ния суперколлектора, расширение ствола скважины, очистку и осушку ПЗП, установку проволочного фильтра типа ФСК-114 с последующим намывом гра- вия в процессе притока пластового флюида.

3. Для ликвидации водопритокков в скважину разработаны методика, техно- логии и предложены реагенты селективного действия, полимеризующиеся или твердеющие в воде, а для осушки и очистки ПЗП – кетоны, спирты или их сме- си.

4. Обоснован механизм образования, разработана методика диагностирова- ния заколонных перетоков и межколонных давлений газа, а также способ и двухкомпозиционный состав для их ликвидации, обладающий высокой проникающей способностью в дефектные зоны.

5. На основе применения отечественных колюбинговых установок, соз- данных с участием автора, разработана и испытана на УГКНМ новая сервисная система ремонта скважин, предусматривающая постоянные наблюдения за ра-

ботой фонда скважин, оперативное устранение неполадок и обеспечивающая поддержание добычи газа на максимальном уровне.

6. Для повышения производительности и эффективности труда ИТР, занятых ремонтом скважин, проведена компьютеризация всех технологических процессов и разработан оригинальный пакет программ для ЭВМ.

7. В результате внедрения разработок автора на УГКНМ дополнительно добыто свыше 4 млрд.м³ газа в год при экономическом эффекте 6435 тыс.руб. (доля автора 1073 тыс.руб). Они позволяют к 2010 г. снизить затраты на ремонт скважин примерно в 2 раза, а себестоимость газа на 2,6%. Кроме того, значительно повысится экологическая безопасность в результате снижения выброса в атмосферу природного газа, технологических жидкостей и продуктов их сгорания в факелах.

8. Для дальнейшего совершенствования КРС на УГКНМ и других месторождениях со сходными геологическими условиями рекомендовано спускать эксплуатационную колонну до кровли продуктивного пласта с последующим разбуриванием до проектной глубины и спуском забойных фильтров, а в проекты разработки газовых месторождений ввести раздел по капитальному ремонту, интенсификации и ликвидации скважин.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:

1. Ахметов А.А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. Проблемы и решения. - Уфа: УГНТУ, 2000.- 209 с.

2. Ахметов А.А. Технологические разработки для ремонта скважин на Уренгойском месторождении. - Уфа: УГНТУ, 1999. - 20 с.

3. Тампонажные материалы с добавками отходов титано-магниевого производства /А.А.Клюсов, А.А.Ахметов, Л.М.Каргапольцева и др. //Газовая промышленность. - 1984. - № 3. - С. 38.

4. Клюсов А.А., Ахметов А.А. Тампонажные материалы с добавками отходов титано-магниевого производства для цементирования низкотемпературных скважин // Бурение нефтяных и газовых скважин: Реф.сб. – М.:ВНИИОЭНГ, 1986.- Вып. 2.

5. Кашкаров Н.Г., Ахметов А.А. Снижение проницаемости при разбуривании газового пласта //Газовая промышленность. – 1990. - №6. – С. 50-53.

6. Никитченко В.Г., Ахметов А.А., Барсуков К.А. Комплекс устройств для ремонта обсадных колонн стальными пластырями //Газовая промышленность.- 1992. - №11.

7. Никитченко В.Г., Ахметов А.А. Новая установка для гофрирования труб при ремонте обсадных колонн стальными пластырями УВГГ //Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в газовой промышленности: Инф.сб.-М.:ВНИИЭгазпром, 1992.- Вып. 2.

8. Новый пластовый изолятор /П.В.Коваленко, В.Л.Сливнев, А.А.Ахметов и др. //Газовая промышленность.-1993. - №8. -С. 20-21.

9. Инвертно-эмульсионные системы для глушения скважин и проводки горизонтальных стволов /А.А.Ахметов, А.М.Шарипов, Г.А.Киряков и др. //Материалы XI научно-технической конференции.- М.: ИРЦ Газпрома, 1994. - С. 144-151.

10.О методах изоляции водопритоков, применяемых на Уренгойском месторождении /З.А.Хабибуллин, В.Л.Сливнев, А.А.Ахметов и др.//Сб.науч. тр. УГНТУ. -Уфа, 1994. - С. 162-166.

11.Влияние вида бурового раствора на устойчивость горных пород, коллекторов нефти и газа Западной Сибири /Д.Н.Лобов, А.А.Ахметов, Р.М.Сакаев и др. //Материалы научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных УГНТУ.-Уфа: УГНТУ, 1995.- С.35.

12.Полифункциональный пластификатор для приготовления тампонажных растворов /А.А.Клюсов, А.А.Ахметов, В.В.Дворцов и др.//Ресурсосберегающие технологии в области использования природного газа: Сб.тез.Международ.конф.- Тюмень, 1995. - С. 40-41.

13.Конесев Г.В., Мулюков Р.А., Ахметов А.А. Буровые растворы на основе ацеталей //Проблемы первичного и вторичного вскрытия пластов при строительстве и эксплуатации вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин: Материалы семинара-дискуссии - Уфа: УГНТУ, 1996.

14.Ахметов А.А., Шарипов А.М., Жуковский К.А. Разработка средств и методов борьбы с выносом песка на газовых скважинах в Западно-Сибирском регионе //Проблемы первичного и вторичного вскрытия пластов при строительстве и эксплуатации вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин: Материалы семинара-дискуссии. - Уфа: УГНТУ, 1996.

15. Ахметов А.А., Шарипов А.М., Киряков Г.А. Рецептура жидкостей глушения газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин на Уренгойском ГКМ и пути их совершенствования в условиях АНПД //Проблемы первичного и вторичного вскрытия пластов при строительстве и эксплуатации вертикальных,

наклонных и горизонтальных скважин: Материалы семинара-дискуссии. -Уфа: УГНТУ, 1996.

16.Ахметов А.А., Шарипов А.М. Новые методы селективной изоляции водопритоков на УГКМ и пути повышения их эффективности с учетом устойчивости горных пород //Проблемы первичного и вторичного вскрытия пластов при строительстве и эксплуатации вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин: Материалы семинара-дискуссии. - Уфа: УГНТУ, 1996.

17.Разработка новых химических реагентов для глушения скважин при капитальном ремонте /Г.В.Конесев, Р.А.Мулюков, Л.Г.Шакиров, А.А.Ахметов //Проблемы первичного и вторичного вскрытия пластов при строительстве и эксплуатации вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин: Материалы семинара-дискуссии. - Уфа: УГНТУ, 1996.

18.Ахметов А.А., Шарипов А.У, Хадиев Д.Н. Ликвидация межколонных давлений при капитальном ремонте скважин Уренгойского месторождения // Экологические проблемы и пути решения задач по длительной сохранности недр и окружающей среды...: Всероссийская научно-практической конференции - Тюмень, 1997. - С. 4.

19.Ахметов А.А., Шарипов А.М. Сокращение объёма промстоков при добыче и подготовке газа за счет ограничения водопритоков на скважинах Уренгойского газоконденсатного месторождения //Экологические проблемы и пути решения задач по длительной сохранности недр и окружающей среды...: Всероссийская научно-практическая конференция.- Тюмень, 1997.-С. 5.

20.Ахметов А.А., Шарипов А.М., Жуковский К.А. Предупреждение эрозийного износа и повышение надежности работы оборудования пескопроявляющих скважин Уренгойского месторождения // Экологические проблемы и пути решения задач по длительной сохранности недр и окружающей среды...: Всероссийская научно-практическая конференция -Тюмень, 1997. - С. 11.

21.Ахметов А.А., Шарипов А.М., Киряков Г.А. Разработка и применение блокирующих систем для повышения эффективности работ по капитальному ремонту скважин на Уренгойском месторождении // Экологические проблемы и пути решения задач по длительной сохранности недр и окружающей среды...: Всероссийская научно-практическая конференция. - Тюмень, 1997. - С. 12 - 13.

22.Ахметов А.А., Шарипов А.М., Даценко С.А. Пути улучшения экологической ситуации при капитальном ремонте скважин Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Экологические проблемы и пути решения задач по длительной сохранности недр и окружающей среды...: Всероссийская научно-практическая конференция - Тюмень, 1997. - С. 14 - 15.

23.Ахметов А.А., Ключосов А.А. Гидратация $3\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$ при отрицательных температурах // III Международная конференция по химии материалов. - Экзетер, Англия, 1997.

24.Ахметов А.А. Проблемы повышения эффективности эксплуатации, капитального ремонта и ликвидации скважин на Уренгойском месторождении //Проблемы нефтегазового комплекса России: Научно-техническая конференция. - Уфа: УГНТУ, 1998.

25.Ахметов А.А., Шарипов А.М., Жуковский К.А. Новая комплексная технология предотвращения пескопроявлений в газовых скважинах на поздней стадии эксплуатации Уренгойского месторождения //Проблемы нефтегазового комплекса России: Научно-техническая конференция.- Уфа: УГНТУ, 1998.

26.Новая блокирующая дисперсная система для глушения газовых скважин с АНПД Уренгойского месторождения /А.А.Ахметов, А.М.Шарипов, Г.А.Ланчакови др. //Проблемы нефтегазового комплекса России: Научно-техническая конференция. - Уфа: РИО УГНТУ, 1998.

27. Ахметов А.А., Шарипов А.М. Разработка и внедрение новой технологии изоляции водопритокков на Уренгойском газоконденсатном месторождении //Проблемы нефтегазового комплекса России: Научно-техническая конференция. - Уфа: УГНТУ, 1998.

28.Ахметов А.А., Шарипов А.М., Хадиев Д.Н. Ремонт эксплуатационных колонн неоконских скважин Уренгойского газоконденсатного месторождения // Проблемы нефтегазового комплекса России: Научно-техническая конференция. - Уфа: УГНТУ, 1998.

29.Ликвидация пескопроявления при добыче газа /А.А.Ахметов, К.А.Жуковский, А.М.Шарипов и др.//Газовая промышленность. - 1998. - №9.- С. 20-22.

30.Капитальный ремонт скважин и повышение нефтеотдачи пластов /А.А.Ахметов, А.М.Шарипов, Р.Р.Сахабутдинов и др. //Газовая промышленность. - 1998. - № 9.

31.Ремонт эксплуатационных колонн неоконских скважин Уренгойского газоконденсатного месторождения /А.А.Ахметов, Д.Н.Хадиев, Л.А.Алексеев и др. //Сборник научных трудов ОАО НПО «Бурение». - Краснодар, 1999.-Вып.2. - С. 212-220.

32.Ключосов В.А., Кривобородов Д.Р., Ахметов А.А. Тампонажный цемент для сложных геокриологических условий //Материалы Международной конференции. - М., 1999. - С. 609-611.

33. Доломитовая мука как компонент тампонажных растворов /В.И.Вяхирев, Н.М.Добрынин, А.А.Ахметов и др.//НТС Газовая промышленность.-М.: ООО «ИРЦ Газпрома», 1999. - №2. - С. 18-22.

34. Особенности глушения сеноманских скважин Уренгойского месторождения в условиях АНПД /А.А.Ахметов, Г.А.Кирыков, К.А.Жуковский //Материалы Третьей Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов.- М.:РГУНГ, 1999. - С. 24.

35. Инструкция по приготовлению и применению инвертно эмульсионного раствора на основе органобентонита («Эмультон»)/М.И.Липкес, Д.Л.Мухин, А.А.Ахметов и др. //Организационный документ.-М.:НПО «Буровая техника»- ВНИИБТ, 1992. - 8 с.

36. Усталостное разрушение эксплуатационных колонн под воздействием переменных напряжений и коррозии в скважинах УГНКМ /А.А.Ахметов, Д.Н.Хадиев, К.А.Жуковский и др.//Новые технологии в газовой промышленности: Тезисы докладов Третьей Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России.- М.:Интерконтакт Наука, 1999. - С.45.

37. Ключов А.А., Кривобородов Ю.Р., Ахметов А.А. О долговечности цементного камня в сеноманских скважинах //Нефтяная и газовая промышленность. - 2000. - №2. - С. 31-32.

38. Классификация осложнений в системе пласт-скважина и причин, их вызывающих /А.А.Ключов, В.А.Ключов, А.А.Ахметов и др. //Нефтяная и газовая промышленность.- 2000. - №2. - С.35-39.

39. Применение дисперсных систем для промывки песчаных пробок на газовых скважинах Уренгойского месторождения /А.А.Ахметов, Р.Р.Сахабутдинов, Н.В.Рахимов и др. //Наука и технология углеводородных дисперсных систем: Материалы Второго Международного симпозиума- Уфа: «Реактив», 2000. - С. 85.

40. Пат. 2002038 РФ, (51)5E21B33/138. Тампонажный состав для изоляции проницаемых пластов /П.Ф.Цыцымушкин, П.В.Коваленко, А.А.Ахметов и др.- Бюл. № 39-40, 1993.

41. Пат. 2010943 РФ, (51)5E21B 19/22, 19/00. Подъемная установка для обслуживания нефтяных скважин /М.А.Колотий, В.В.Домогатский, А.А.Ахметов и др. - Бюл. № 7, 1994.

42. Пат. 2053557 РФ, (51)6E21B 43/32. Способ ремонтно-изоляционных работ в скважинах / А.А.Цыбин., А.А.Ахметов, В.В.Торопин и др.- Бюл. №3, 1996.

43. Пат. 2111336 РФ, (51)6E21B 33/06. Превентор /А.В.Кустышев, А.А.Ахметов, В.П.Овчинников и др. - Бюл. № 14, 1998.

44. Пат. 2139409 РФ, (51)6E21B 33/138. Облегченная тампонажная смесь /В.И.Вяхирев, В.В.Ипполитов, А.А.Ахметов и др. - Бюл. № 28, 1999.

45. Пат. 2139410 РФ, (51)6E21B 33/138. Способ изоляции зон поглощения в скважинах /А.А.Ахметов, А.М.Шарипов, А.Н.Кульков и др.-Бюл. №28, 1999.

46. Пат. 2139985 РФ, (51)6E21B 33/138. Тампонажный материал /В.И.Вяхирев, В.В.Ипполитов, А.А.Ахметов и др. - Бюл. №29, 1999.

47. Пат. 2144130 РФ, (51)6E21B 33/138. Способ ликвидации межколонных газопроявлений в скважине /А.Н.Дудов, А.А.Ахметов, А.М.Шарипов и др.- Бюл. № 1, 2000.

48. Пат.2144608 РФ, (51)6E21B 33/138. Способ блокировки поглощающих пластов в скважине /А.Н.Дудов, А.А.Ахметов, А.М.Шарипов и др.- Бюл. №2, 2000.

49. Пат. 2146756 РФ, (51)6E21B 33/13. Способ установки цементного моста в скважине /А.Н.Кульков, А.А.Ахметов, А.М.Шарипов и др.-Бюл. №8, 2000.

50. Пат. 2146759 РФ, (51)6E21B 43/04. Способ создания скважинного гравийного фильтрата /Г.А.Ланчаков, А.А.Ахметов, Д.Н.Хадиев и др. - Бюл. № 8, 2000.

51. Свидетельство 980728 РФ. Программа для ЭВМ «Метод Вальда. Версия 1.0» /В.Ф.Галиакбаров, А.Е.Белозеров, А.А.Ахметов и др.-Зарегистр. в Реестре программ для ЭВМ 22.12.1998.

52. Свидетельство 990279 РФ. Программа для ЭВМ «ГеоИнспектор.Версия 1.2» / А.Е.Белозеров, Е.С.Белозеров, А.А.Ахметов и др.-Зарегистр. в Реестре программ для ЭВМ 14.05.1999.

53. Свидетельство 990388 РФ. Программа для ЭВМ «Дебит. Версия 1.0» /В.Ф.Галиакбаров, А.Е.Белозеров, А.А.Ахметов и др.-Зарегистр. в Реестре программ для ЭВМ 11.06.1999.

54. Свидетельство 990389 РФ. Программа для ЭВМ «Экспресс эффект. Версия 2.0» / А.Е.Белозеров, В.Ф.Галиакбаров, А.А.Ахметов и др.-Зарегистр. в Реестре программ для ЭВМ 11.06.1999.

55. Свидетельство 2000611351 РФ. Программа для ЭВМ «ГО Экономика ГТМ» /А.А.Ахметов, А.Е.Белозеров, В.Н.Хозяинов. и др.-Зарегистр. в Реестре программ для ЭВМ 25.12.2000.

56. Свидетельство 2000611352 РФ. Программа для ЭВМ «ГО Геология» /А.А.Ахметов, В.Н.Хозяинов, А.Е.Белозеров и др.- Зарегистр. в Реестре программ для ЭВМ 25.12.2000.

57.Свидетельство 2000611353 РФ. Программа для ЭВМ «ГО ГеоИнформационная система ПЛАСТ. Версия 3.0 /А.Е.Белозеров, А.А.Ахметов, В.Н.Хозяинов и др.- Зарегистр. в Реестре программ для ЭВМ 25.12.2000.

58.Свидетельство 2000611355 РФ «Программа для ЭВМ «ГО ДАТА Analyzez 4.0» /А.Е.Белозеров, Е.С.Белозеров, А.А.Ахметов и др.-Зарегистр. в Реестре программ для ЭВМ 25.12.2000.

59.Свидетельство 2000611356 РФ «Программа для ЭВМ «ГО Фильтр» / А.А.Ахметов, В.Н.Хозяинов, А.Е.Белозеров и др.- Зарегистр. в Реестре программ для ЭВМ 25.12.2000.

Соискатель

А.А.Ахметов

Изд.лиц. ЛР № 020267 от 22.11.96

Подписано в печать 25.10.01. Бумага офсетная №2. Формат 60x841/16.

Гарнитура «Таймс». Печать офсетная. Усл.-печ.л. 3

Тираж 90 экз. Заказ 131

Издательство Уфимского государственного нефтяного
технического университета

Типография Уфимского государственного нефтяного
технического университета

Адрес издательства и типографии:
450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1