

На правах рукописи

ГРОМОВЫХ СЕРГЕЙ АНДРЕЕВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ
СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ
ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ
(на примере месторождений Красноярского края)**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2005

Работа выполнена в Открытом акционерном обществе «Красноярскгазпром» (ОАО «Красноярскгазпром»)

Научный консультант

– кандидат технических наук
Штоль Владимир Филиппович

Официальные оппоненты:

– доктор технических наук
Курбанов Яраги Маммаевич
– кандидат технических наук
Кузнецов Роман Юрьевич

Ведущая организация:

– Общество с ограниченной ответственностью
"Сибирский научно-исследовательский
институт нефтяной промышленности"
(ОАО "СибНИИ НП")

Защита состоится 8 июля 2005 года в 11⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при Государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования "Тюменский государственный нефтегазовый университет" (ТюмГНГУ) по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72.

Автореферат разослан 8 июня 2005 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета,

доктор технических наук, профессор

В.П. Овчинников

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность исследований. В современных условиях, когда страна встала на путь структурных перемен и перехода на новые условия хозяйствования, нефтяная и газовая промышленность по-прежнему остаются ведущими отраслями в топливно-энергетическом комплексе страны. При создании нефтегазодобывающего комплекса в Восточной Сибири развитие технологии и техники эксплуатации нефтяных и газовых скважин становится важнейшим направлением науки и производства.

Газовые и нефтяные месторождения Восточной Сибири в отличие от месторождений-гигантов сеноманского комплекса Западной Сибири представляют собой сложно построенные объекты с аномальными термобарическими характеристиками, глубоко залегающими продуктивными горизонтами, относительно невысокими продуктивными свойствами, изменчивостью и сложным составом ресурсов залежей (наличием значительного количества неуглеводородных газов в составе: азот, сероводород, углекислый газ). Отличительной особенностью практически всех месторождений Восточной Сибири является наличие аномальных пластовых давлений (как АНПД, так и АВПД) и низкой пластовой температуры.

Нефтяным и газовым месторождениям, открытым в пределах западной части Сибирской платформы и Енисей-Хатангского регионального прогиба в пределах Красноярского края, присущи все выше перечисленные признаки. Сложное строение месторождений обуславливает повышенные требования к разработке и применению технологии первичного и вторичного вскрытия продуктивных горизонтов, качеству заканчивания скважин и методам освоения нефтегазонасыщенных пластов.

При строительстве скважин в таких условиях возникает необходимость разработки комплекса мероприятий по предупреждению процессов гидратообразования при заканчивании, испытании и эксплуатации скважин путем создания научно обоснованных методов и технологии их исследования. Особая роль отводится повышению качества газогидродинамических методов изучения и исследования скважин, достоверности интерпретации полученных основных параметров исследуемых объектов. Все это является главной составляющей для подготовки залежей к подсчету запасов и последующей разработке научно обоснованной схемы эксплуатации месторождений.

Цель работы – повышение эффективности строительства скважин на нефть и газ путем разработки и совершенствования технологии первичного вскрытия, заканчивания и испытания скважин в условиях гидратообразования на примере месторождений и залежей Красноярского края.

Основные задачи исследований

1. Анализ термобарических условий и фильтрационно-емкостных характеристик основных нефтегазовых месторождений и залежей западной части Сибирской платформы и Енисей-Хатангского прогиба.

2. Определение влияния основных факторов на качество заканчивания скважин в условиях активного гидратообразования при бурении и испытании скважин и разработка технологических схем испытания объектов.

3. Разработка мероприятий для предупреждения осложнений при бурении, освоении, исследовании и эксплуатации скважин.

4. Промысловые испытания разработанных технологий, разработка нормативной документации.

Научная новизна

1. Разработана научно обоснованная методика комплексной оценки гидратообразования в процессах вскрытия, исследования и пробной эксплуатации продуктивных горизонтов при освоении месторождений западной части Сибирской платформы и Енисей-Хатангского прогиба.

Доказано, что при испытании газовых и газоконденсатных скважин по существующим технологиям на месторождениях западной части Сибирской платформы и Енисей-Хатангского прогиба практически невозможно обеспечение безгидратных режимов.

2. Разработаны новые технологические схемы и научно обоснованные методы исследований различных типов нефтегазонасыщенных объектов в осложненных условиях гидратообразования, направленные на повышение продуктивности нефтегазоконденсатных скважин.

Практическая значимость

1. Разработаны технологические регламенты и методические руководства на строительство и испытание различных типов эксплуатационных объектов в условиях гидратообразования, обеспечивающие достижение положительного эффекта при освоении и эксплуатации скважин на месторождениях Восточной Сибири.

2. Определен обязательный комплекс требований по предупреждению гидратообразования для планирования работ по испытанию скважин.

3. Разработаны блок-схемы технологической программы испытания отдельно для карбонатных и терригенных отложений.

4. Апробированы методы исследования газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин. Предложены мероприятия по повышению продуктивности скважин при разработке месторождений Восточной Сибири.

Апробация работы. Материалы диссертации были представлены на: Всесоюзном совещании «Технологии бурения, крепления и испытания скважин» (Красноярск, 1978), Краевой конференции молодых геологов (Красноярск, 1980), Выездной экспертной комиссии секции глубокого бурения Министерства геологии РСФСР «Рациональные методы вскрытия и испытания карбонатных коллекторов нефти и газа» (Ухта, 1980), VII региональной научно-практической конференции «Итоги и направление поисковых работ на нефть и газ в Красноярском крае» (Красноярск, 1985), Второй Всесоюзной научно-технической конференции «Вскрытие нефтегазовых пластов и освоение скважин» (Ивано-Франковск, 1988), заседаниях научно-технического совета ПГО «Енисейнефтегазгеология» (Красноярск, 1975, 1977, 1979, 1980, 1983, 1986, 1989 гг.), на заседании Краевого экспертного совета Администрации

Красноярского края (Красноярск, 1997), Международном совещании «Методы оценки состояния и устойчивости лесных экосистем» (Красноярск, 1999), Международной конференции «Химия нефти и газа» (Томск, 2000), Межрегиональной научно-практической конференции «Актуальные вопросы природопользования и пути эффективного освоения минеральных ресурсов Эвенкии» (Красноярск, 2001), Межотраслевой научно-практической конференции «Восстановление производительности нефтяных и газовых скважин» (Анапа, 2003), Всероссийской конференции «Структурно-функциональная организация и динамика лесов» (Красноярск, 2004), Межотраслевой научно-практической конференции: «Заканчивание и ремонт скважин в условиях депрессии на продуктивные пласты (Анапа, 2004).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 28 печатных работ, в том числе 11 статей, 5 тезисов конференций, 5 методических разработок и стандартов и 7 фондовых трудов.

Структура диссертации. Диссертация состоит из введения, 5 разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников (180 наименований, в том числе 45 – на иностранном языке) и приложения на 11 страницах. Изложена на 181 странице машинописного текста, содержит 17 таблиц, 17 рисунков.

Автор выражает глубокую благодарность начальнику отдела испытания скважин ОАО «Енисейнефтегаз» Р.М. Николаеву за длительное творческое сотрудничество в период совместного проведения исследований по испытанию скважин и разработки методических рекомендаций, а также кандидату технических наук, директору ООО «Сибироника» В.Ф. Чернышу за ценные консультации при проведении научных исследований и подготовке публикаций. Особую благодарность автор выражает бывшему генеральному директору ПО «Красноярсккрайуголь» Л.Н. Ружникову за оказание помощи в организации работ по добыче и переработке нефти на месторождениях Красноярского края, генеральному директору ОАО «Красноярскгазпром» А.Е. Нечепуренко и кандидату технических наук, заместителю директора института ООО «ТюменНИИгипрогаз» В.Ф. Штолю за совместное сотрудничество и содействие при подготовке данной работы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы исследований, изложены цель и задачи, показана научная новизна и практическая значимость на современном этапе развития нефтегазового комплекса на территории западной части Сибирской платформы и Енисей-Хатангского прогиба в Красноярском крае.

В первом разделе рассмотрена термобарическая характеристика основных нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, приведены физико-химические характеристики нефти, свободных, растворенных газов и газовых конденсатов.

Основные месторождения нефти и газа сосредоточены в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба и западной части Сибирской платформы. Однако их разведанность очень низка и составляет 1,2 % по нефти и 43,3 % по газу. Край является уникальной территорией не только в России, но и в мире по стратиграфическому диапазону нефтегазоносности от рифея до мезозоя, что предполагает наличие в разрезе нескольких этажей нефтегазоносности.

В пределах Енисей-Хатангской нефтегазоносной провинции открыто 12 газовых и газоконденсатных (в том числе одно нефтегазоконденсатное) месторождений, часть из которых уже эксплуатируется. Енисей-Хатангский прогиб относится к северной мерзлотной зоне сплошного (по вертикали) распространения мерзлотных пород. Глубина залегания мерзлых пород по месторождениям колеблется от 210 до 500 и даже 700 метров. Тем не менее, не смотря на большую толщину вечной мерзлоты, в подмерзлотной толще геотермический градиент на большинстве площадей Енисей-Хатангского прогиба достаточно высок ($3^{\circ}\text{C} / 100 \text{ м}$ и более) и газовые залежи, находящиеся на глубине более 2000 м имеют высокую пластовую температуру.

Пластовые давления в продуктивных отложениях Енисей-Хатангского прогиба близки или равны условным гидростатическим. Ниже гидростатических зафиксированы давления в отложениях нижнехетской, малохетской и яковлевской свит нижнего мела в пределах Лодочной, Сузунской и Хабейской площадей, а также в отложениях суходудинской свиты на Ушаковской и Пеляткинской площадях. Аномально высокие пластовые давления отмечены в отложениях средней и верхней юры на Средне-Яровской и Восточно-Кубалахской площади. Коэффициенты аномальности изменяются от 1,269 до 1,514 и даже 1,600. Наличие аномально высоких давлений в юрских отложениях Енисей-Хатангского прогиба объясняется присутствием глинистых пород большой толщины. Это оказывает существенное влияние на процессы гидратообразования в скважинах, и значительно увеличивает глубину зоны гидратообразования.

Основные перспективы нефтегазоносности в пределах западной части Сибирской платформы связаны с отложениями рифея, венда и нижнего кембрия. На территории выделено пять нефтегазоносных областей. Характерной особенностью строения Сибирской платформы является трапповая формация и наличие мощного комплекса галогенно-карбонатных отложений. Пластовые температуры продуктивных отложений изменяются от плюс 13 до плюс 43°C . Низкая величина температурного градиента и значительные колебания пластовых давлений продуктивных комплексов (изменения градиента от 0,93 венд-рифей до 1,48 ниже-бельские), являются основной проблемой при строительстве, освоении и эксплуатации скважин на месторождениях.

Месторождения Сибирской платформы характеризуются наличием высоконапорных пластовых вод сильной минерализации (до 430 кг/м^3) и присутствием кислых газов (CO_2 и H_2S) в составе флюидов. Газонасыщенность рассолов составляет $0,597\text{--}3,40 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Практически все открытые месторождения в Красноярском крае представляют собой сложнопостроенные объекты с аномальными термобарическими характеристиками, глубоко залегающими горизонтами, невысокими фильтрационно-ёмкостными свойствами коллекторов со сложным составом флюидов (газ, конденсат, нефть, сероводород, гелий и др.).

Строительство скважин на территории Красноярского края характеризуется сложными геолого-техническими условиями их проводки из-за наличия зон контактово-измененных пород, связанных с широко развитым трапповым магматизмом в осадочном чехле Сибирской платформы, горизонтов с АНПД и АВПД, а также мощного комплекса галогенно-карбонатных пород. К числу наиболее характерных осложнений в процессе строительства скважин относится поглощение буровых и тампонажных растворов. Основная часть поглощающих горизонтов приурочена к галогенно-карбонатной части разреза Сибирской платформы, но имеют место поглощения в терригенных отложениях. Интенсивность поглощений варьирует в широких пределах: от единиц и десятков м^3 до катастрофических. Статические уровни также изменяются в широких пределах: от десятков до 700 и даже 1700 м.

Однако основной и наиболее сложной проблемой при строительстве скважин на месторождениях Красноярского края является повсеместное активное гидратообразование при бурении, проведении работ по испытанию и эксплуатации скважин.

Второй раздел посвящен проблемам гидратообразования при заканчивании скважин. Гидратообразование приводит к осложнениям различного рода, связанным с выпадением в стволе скважин твердых кристаллических веществ, препятствующих движению газа. Проведение работ по ликвидации этих осложнений резко увеличивает стоимость строительства скважин и снижает эффективность работ.

Начало процесса образования газовых гидратов определяется составом газа, влагосодержанием, давлением и температурой. На основании анализа фактических материалов по изучению недр Красноярского края более чем за 30-летний период определена общая картина происходящих процессов гидратообразования при бурении и испытании скважин. Анализ термодинамических условий в разрезе осадочного чехла Енисей-Хатангского прогиба и северо-западной части Сибирской платформы показал, что зоны активного гидратообразования (ЗГО) приурочены в основном к интервалам распространения мерзлых пород.

Большая толщина криолитозоны (Енисей-Хатангский прогиб) и пониженная температура в разрезе (северная часть Сибирской платформы) при наличии углеводородных газов создает благоприятные условия для образования газовых гидратов. Анализ фактических данных по бурению и испытанию скважин свидетельствует о том, что наряду с существующими

геотермобарическими условиями, определяющими естественно активное гидратообразование в скважинах, значительную роль оказывают процессы вторичного техногенного воздействия. Эти процессы связаны с дополнительным охлаждением скважин, циркуляцией охлажденной промывочной жидкости, применением технической воды и промывочной жидкости на водной основе при бурении скважин и их освоении, возникающими газопроявлениями в скважинах с пониженной плотностью промывочной жидкости. Создание на режимах определенных (критических) термобарических условий при исследовании скважин в период их испытания или опытно-промышленной эксплуатации также способствует активизации процессов гидратообразования.

Проведенные многолетние наблюдения и исследования геотермобарических характеристик открытых нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений западной части Сибирской платформы и Енисей-Хатангского прогиба выявили наличие активных процессов гидратообразования при заканчивании скважин. Гидратообразование происходит при бурении, освоении, испытании, глушении и пробной эксплуатации скважин в интервалах глубин от 0 до 1350-1470 м на месторождениях Енисей-Хатангского прогиба и до 1800 –2100 м в пределах западной части Сибирской платформы. В отдельных случаях гидратообразование отмечается в призабойной зоне пласта. Для прогнозирования условий гидратообразования на площадях, прилегающих к изученным месторождениям Енисей-Хатангского прогиба и западной части Сибирской платформы, построены профили зон гидратообразования. Последующими работами подтверждена высокая достоверность прогнозирования зон гидратообразования.

Установлено, что определяющим фактором гидратообразования для месторождений Енисей-Хатангского прогиба является температурный, обусловленный наличием значительной мощности вечномерзлых пород (до 700 м). Для продуктивного отложения юрского возраста дополнительное воздействие на процессы гидратообразования оказывает аномально высокое пластовое давление в залежах (Кан = 1,27 - 1,51). Минерализация пластовых вод практически не оказывает влияние на равновесные условия гидратообразования в скважинах.

Для месторождений западной части Сибирской платформы наряду с температурным фактором, обусловленным его низкими геотермическими градиентами, существенное влияние на гидратообразование при заканчивании скважин оказывает аномально высокие пластовые давления в залежах (Кан = 1,21-1,43) и присутствие в больших концентрациях в составе газов сероводорода, углекислого газа и азота, увеличивающих температуру гидратообразования углеводородных газов (на 3-10 °С). Высокоминерализованные пластовые воды, способствуют снижению равновесной температуры гидратообразования (на 5-10 °С), выполняя роль ингибитора. Эти взаимоисключающие факторы усложняют прогнозирование и выбор оптимальных

технологий заканчивания скважин в пределах западной части Сибирской платформы.

Третий раздел содержит материал по разработке технологии предупреждения гидратообразований при вскрытии продуктивных горизонтов и заканчивании скважин.

Актуальность проблемы заканчивания скважин месторождений Восточной Сибири связана, в первую очередь, со сложными горно-геологическими условиями, определяющими основные геолого-технические особенности бурения скважин. Проведена оценка факторов вскрытия, оказывающих наибольшее влияние на качество заканчивания скважин в осложненных условиях.

Показано, что применение открытых стволов при заканчивании скважин на примерах Юрубченского и Куюмбинского месторождений обеспечивает более высокое качество вскрытия и сохранения коллекторских свойств продуктивных горизонтов. Это обеспечивает увеличение удельных дебитов скважин в 1,8-2,3 раза. Отмечено, что удельная продуктивность скважин Куюмбинского месторождения в большей степени зависит от фильтрационно-емкостных характеристик трещинного коллектора, чем от характера его вскрытия.

На основе многолетнего анализа установлено, что применение минерализованных растворов и промывочных жидкостей на углеводородной основе обеспечивает минимальное воздействие на продуктивные горизонты. Наиболее распространенным осложнением при вскрытии продуктивных отложений на месторождениях Юрубченской зоны нефтегазонакопления является поглощение промывочной жидкости различной интенсивности вплоть до катастрофических. Зафиксированные объемы поглощений промывочной жидкости в продуктивных отложениях на скважинах Юрубченского месторождения составляли 150-250 м³, а по скважине № 211 Куюмбинской площади до 600 м³ (слабо полимерная вода). Применение растворов на углеводородной основе с плотностью 980 кг/м³ не обеспечивает полное прекращение поглощений промывочной жидкости.

Для обеспечения сохранности коллекторских свойств продуктивных горизонтов, характеризующихся интенсивными поглощениями, необходимо внедрение в технологию вскрытия процесса кольтмации и последующей декольтмации с использованием гидроимпульсных и струйных методов обработки пластов.

Анализ фактических данных при бурении газовых скважин на Севере Красноярского края свидетельствует о том, что основные причины гидратообразования связаны с создавшимися газопроявлениями при проводке скважин. Основной причиной газопроявления является вскрытие газовых залежей при бурении на технической воде или на пресном глинистом растворе с несоответствующим удельным весом.

Особую опасность для процесса бурения представляет газопроявление с одновременным ухудшением параметров промывочной жидкости при поступлении в скважину кислых газов (сероводорода или углекислого газа).

Простои скважин в условиях не ликвидированного газопроявления приводят к интенсивному гидратообразованию, несмотря на то, что газопроявляющие горизонты находятся на глубине свыше 3000 м и имеют температуру плюс 70-80 °С. Использование охлажденного глинистого раствора при промывке скважин способствует интенсивному гидратообразованию и закупорке скважин.

Проведенный анализ технологий по ликвидации осложнений в скважинах в связи с гидратообразованием в период бурения свидетельствует об их низкой эффективности и значительных затратах времени и средств на эти работы. По этим причинам ликвидированы четыре из десяти скважин. Предупредить процессы гидратообразования при бурении можно, исключив один из определяющих факторов, а именно низкую температуру. Для этих целей необходимо применять подогретый до плюс 20-40 °С буровой раствор.

Следует отметить, что наиболее эффективным методом предупреждения гидратообразования в стволе скважин при бурении является вскрытие газовых залежей с применением буровых растворов на основе солей (CaCl_2 или MgCl_2) с достаточным противодавлением на пласт. Подогрев промывочной жидкости (на пресной основе) лишь частично снижает гидратообразование при создавшихся газопроявлениях в скважине. Гидратообразование при бурении скважин является наиболее опасным и распространенным осложнением при их строительстве, снижающим в значительной степени геолого-экономическую эффективность проведения поисково-разведочных работ. Поэтому при проектировании строительства и заканчивания скважин необходимо включать технологические регламенты по предупреждению гидратообразования.

Четвертый раздел посвящен разработке и совершенствованию технологии испытания скважин в условиях гидратообразования.

В условиях Севера Красноярского края гидратообразование происходит при испытании практически всех газовых и газоконденсатных скважин. Отмечены случаи образования гидратов в нефтяных скважинах в пределах Юрубченского, Куюмбинского, Ванкорского, Пайгинского и Моктаконского месторождений, а также при испытании гидрогеологических объектов на Собинском месторождении. Из опыта работ по испытанию установлено, что гидратообразование происходит в стволе скважин, запорной арматуре, узлах промыслового оборудования, газосепараторах, линиях обвязки (задвижках, штуцерной колодке, пружере, угольниках), а в отдельных случаях и в призабойной зоне пласта. Проведенный анализ фактических материалов по испытанию скважин на основных месторождениях показал, что основное число (55 %) случаев гидратообразования зарегистрировано при исследовании скважин на режимах, тогда как на освоение приходится 36 % случаев. Гидратообразование при глушении отмечено в трех скважинах (6 %, таблица 1).

Таблица 1 – Гидратообразование при бурении и испытании скважин на месторождениях Красноярского края

№ п/п	Наименование месторождения	Число скважин с гидра- тообразо- ванием	Период образования гидратов			
			при буре- нии	при испытании, в том числе		
				вызов притока	исследо- вание на режимах	глуше- ние скважин
1	Нижне-Летнинское	1	1	—*	-	-
2	Володинское	2	1	1	-	-
3	Солёнинское	3	2	-	1	-
4	Пеляткинское	4	-	1	2	1
5	Лодочное	5	-	1	3	1
6	Тагульское	1	1	-	-	-
7	Собинское	13	-	4	8	1
8	Юрубченское	8	2	4	2	-
9	Оморинское	2	1	-	1	-
10	Дерябинское	1	1	-	-	-
11	Яровское	1	1	-	-	-
Итого		41	10	11	17	3
* – гидратообразование не установлено						

Анализ термобарических условий залегания нефтяных и газоконденсатных залежей, а также опыт испытания скважин (величина и характер изменений забойных и устьевых давлений и температуры при исследовании) показывает, что безгидратные режимы работы скважин, как правило, отсутствуют. Поэтому, независимо от характера насыщения объекта, технология испытания скважин в Енисей-Хатангском прогибе и западной части Сибирской платформы должна предусматривать обязательный комплекс методов предупреждения гидратообразования, основными из которых являются: прогрев скважин, перфорация при наличии ингибитора в зоне перфорации, промывка и глушение скважин на минерализованных растворах, ввод антигидратного ингибитора при исследовании и др.

Детально рассмотрена технология проведения работ по испытанию скважин испытателями пластов на бурительных трубах (ИПТ). Анализ работ с ИПТ на месторождениях Восточной Сибири (777 опробований) позволил установить, что их эффективность недостаточно высока, несмотря на высокий процент технически успешных испытаний (более 90 %). Это объясняется отсутствием обоснованных параметров режима опробований и большими интервалами испытания. Рекомендована оптимальная технология опробования и режимные параметры испытания скважин ИПТ в процессе бурения применительно к местным геолого-техническим условиям (таблица 2).

Таблица 2 – Режимные параметры испытания скважин ИПТ для пластов-коллекторов с межзерновой проницаемостью

Класс коллектора (по Ханину) и его насыщение	Величина депрессии на пласт (в % от Рпл)	Время полного цикла испытания, мин	
		открытого периода (притока)	закрытого периода (восстановления давления)
I-III с нефтяным, газовым, водяным	20-50	15-20	60-70
IV с газовым	20-50	15-20	60-70
IV с нефтяным, водяным	40-80	40-60	120-180
V с газовым	40-80	40-60	120-180
V с нефтяным	60-80	60-80	180-240

Разработана оптимальная технологическая программа испытания скважин в колонне. Предложенные блок-схемы включают набор необходимых операций и их последовательность выполнения при испытании карбонатных и терригенных отложений. Приведены рекомендации по совершенствованию испытания нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин в осложненных условиях. На основании значительного объема испытаний нефтяных скважин на Юрубченском и Куюмбинском месторождениях предложены дополнения в технологию гидродинамических исследований нефтяных объектов с каверновым и каверно-трещиноватым типом коллектора.

Путем построения статистических зависимостей удельного дебита и продуктивности скважин от забойного давления определено, что при снижении последнего ниже 12,0 МПа имеет место резкое снижение продуктивных характеристик скважин. Это является определенным критерием при установлении оптимального забойного давления. Применение устьевого штуцирования скважин с целью регулирования забойного давления приводит к неустойчивому режиму фонтанирования, а использование забойных штуцеров не рекомендуется из-за интенсивного гидратообразования при низких пластовых температурах в залежах.

Анализ измерений устьевых давлений и температуры при газодинамических исследованиях газовых и газоконденсатных скважин на месторождениях показал, что практически все газовые скважины работают в гидратном режиме. Установлено, что безгидратные режимы возможны при работе газовых скважин с дебитам более 300 тыс. м³/сут и устьевых температурах выше плюс 5-6 °С (рисунок 1).

Наиболее опасными для гидратообразования являются режимы работы скважин с дебитом менее 50-60 тыс. м³/сут, в связи, с чем отработку скважин на таких режимах необходимо проводить по экспресс-методу с постоянной подачей антигидратного ингибитора в скважины.

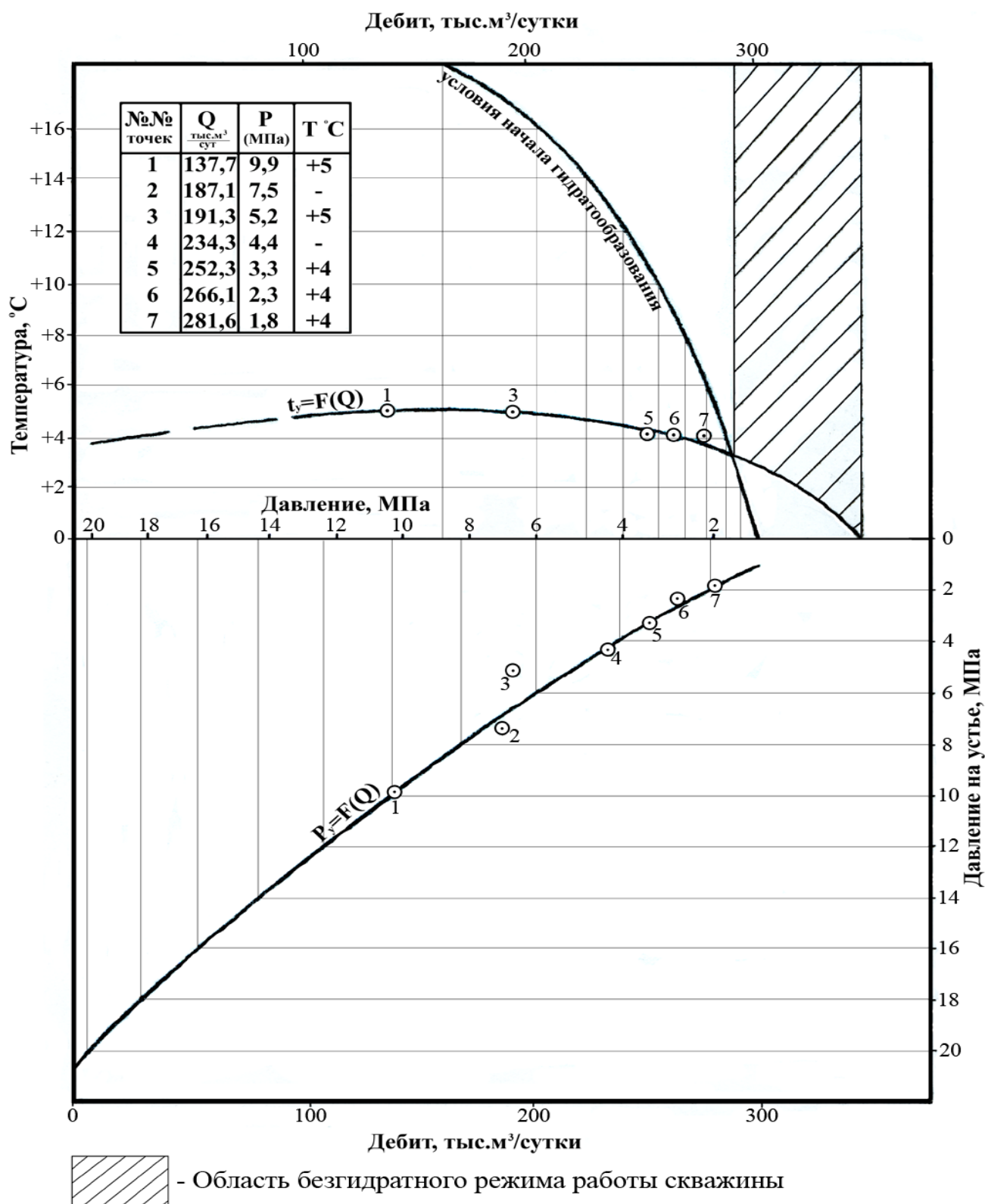


Рисунок 1 – Номограмма определения безгидратного режима скважины
№ 8 Пеляткинской площади

Для принятых конструкций скважин на месторождениях Красноярского края определены основные режимные параметры исследования газоконденсатных объектов. Установлено, что для высокодебитных скважин

Собинского месторождения минимально допустимый дебит (МДД), обеспечивающий вынос конденсата, должен быть в пределах 125-160 тыс. м³/сут. При этом скорость потока газа у башмака НКТ будет составлять 1,7-2,1 м/с.

Оптимальная депрессия, необходимая для полного выноса конденсата из пласта, составляет 13-14 % от Рпл. Однозначно доказано, что при дебитах около 100 тыс. м³/сут, необходимо отрабатывать скважины перед отбором проб не менее 24 часов.

Предложенные разработки и рекомендации по совершенствованию технологии исследования в основном направлены на выявление наиболее благоприятных режимов отработки скважин с целью недопущения преждевременных осложнений и получения качественных газогидродинамических параметров изучаемых залежей и месторождений для проектирования их освоения.

В пятом разделе рассматриваются проблемы обеспечения притока флюидов, склонных к гидратообразованию и оценки добычных возможностей на этапе освоения месторождений.

Рассмотрены результаты пробной эксплуатации нефтяных скважин на Пайгинском, Куюмбинском и Юрубченском месторождениях, которая проводится уже более 15 лет. Наибольший объем добычи в анализируемый период производится на Юрубченском месторождении (рисунок 2). На месторождении осуществляется пробная эксплуатация одновременно от трех до 5 скважин.

Анализ работы скважины (ПГ-4) на Пайгинском месторождении показал, что с 1989 по 2003 годы практически не произошло снижения ее продуктивности и пластового давления в залежи. Газовый фактор вырос в течение эксплуатации скважины с 168 до 201 м³/м³. При отборе нефти из скважины в продукции пластовых вод и механических примесей не отмечено. Освоение скважин Пайгинского месторождения после их глушения рассолами осуществлялось без осложнений. Это свидетельствует о том, что установленные темпы отбора позволяют осуществлять достаточно эффективный дренаж залежи.

В пределах Куюмбинского месторождения пробная эксплуатация рифейских залежей проводилась в шести скважинах. Всего с начала проведения пробной эксплуатации скважин на Куюмбинском месторождении добыто 91,1 тыс.т нефти. Наиболее продолжительная пробная эксплуатация этого месторождения проведена на скважине № 2, начиная с 1989 года. С целью изучения потенциальных возможностей исследования проводили на установившихся гидродинамических режимах. По результатам проведенных исследований установлены незначительные снижения пластового давления на 0,4 МПа (с 22,0 до 21,6 МПа), увеличения забойного давления при работе на режимах с 18,6 до 20,8 МПа (на штуцере 5 мм) и увеличении коэффициента продуктивности в среднем в 1,5-2,0 раза. При эксплуатации скважин на режимах происходило периодическое падение трубного давления за счет парафино- и, возможно, гидратообразования по стволу скважины. Опыт работы

показал, что максимальная глубина пробкообразования находятся в интервале 1350-1400 м от устья скважины. Для предупреждения образования пробок проводили периодический прогрев скважины прокачкой горячей нефтью, либо CaCl_2 после отбора нефти в объеме 500-600 м³.

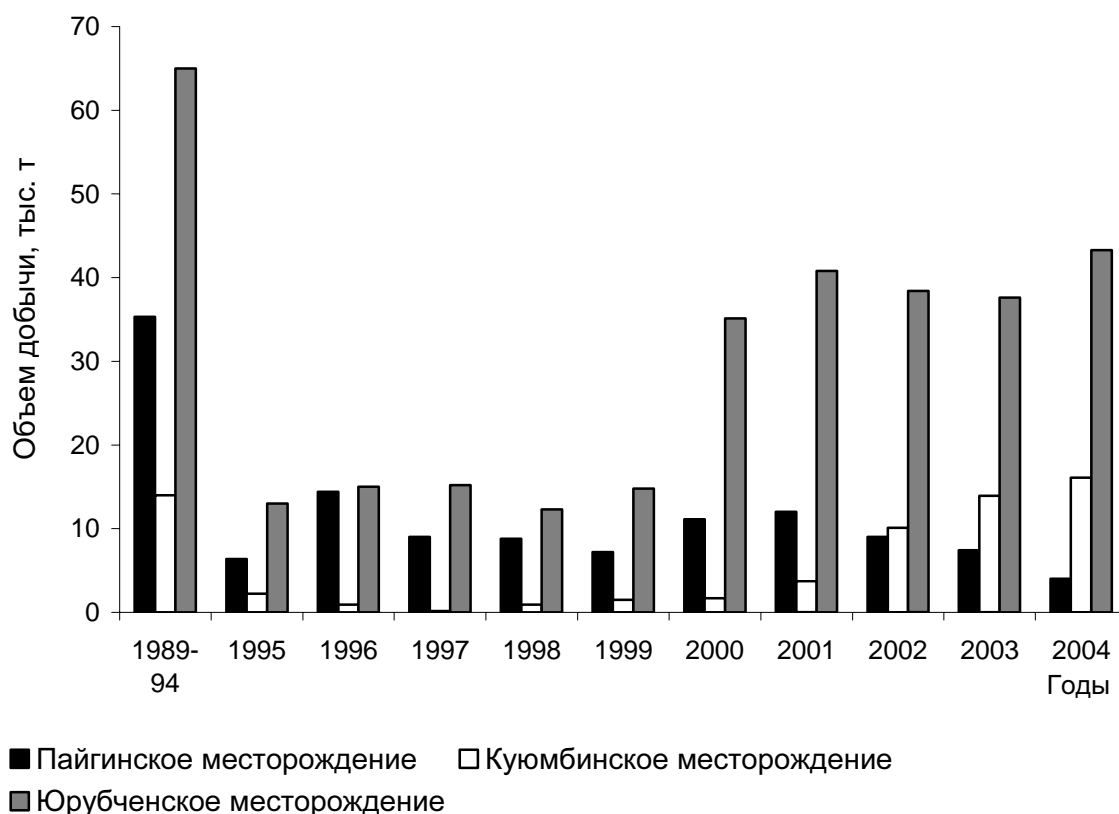


Рисунок 2 – Объем добычи нефти на месторождениях Красноярского края

Пробная эксплуатация скважин №№ 9 и 102 подтвердила сложное строение рифейской залежи Куюмбинского месторождения, одновременное вскрытие нефтяных и водонасыщенных частей пласта привело к обводнению скважины. При отсутствии надежных непроницаемых перемычек и значительной вертикальной трещиноватости карбонатов обводнение скважины № 9 произошло в первый год эксплуатации и составило 20 %.

На Юрубченском месторождении в пробной эксплуатации находится 7 скважин. С начала эксплуатации на месторождении добыто 332,3 тыс. т нефти. Динамика добычи приведена на рисунке 2. Наибольший объем нефти отобран на скважине № 5, средний дебит которой составляет 125-145 м³/сут при депрессии 0,5-0,6 МПа. Газовый фактор оставался практически неизменным и составлял 198 м³/м³. Признаков воды в добываемой продукции не отмечено. Во время пробной эксплуатации на скважине трижды проводили исследования методом установившихся отборов, что позволило установить тенденцию увеличения продуктивности скважины в зависимости от объема отбора нефти (рисунок 3).

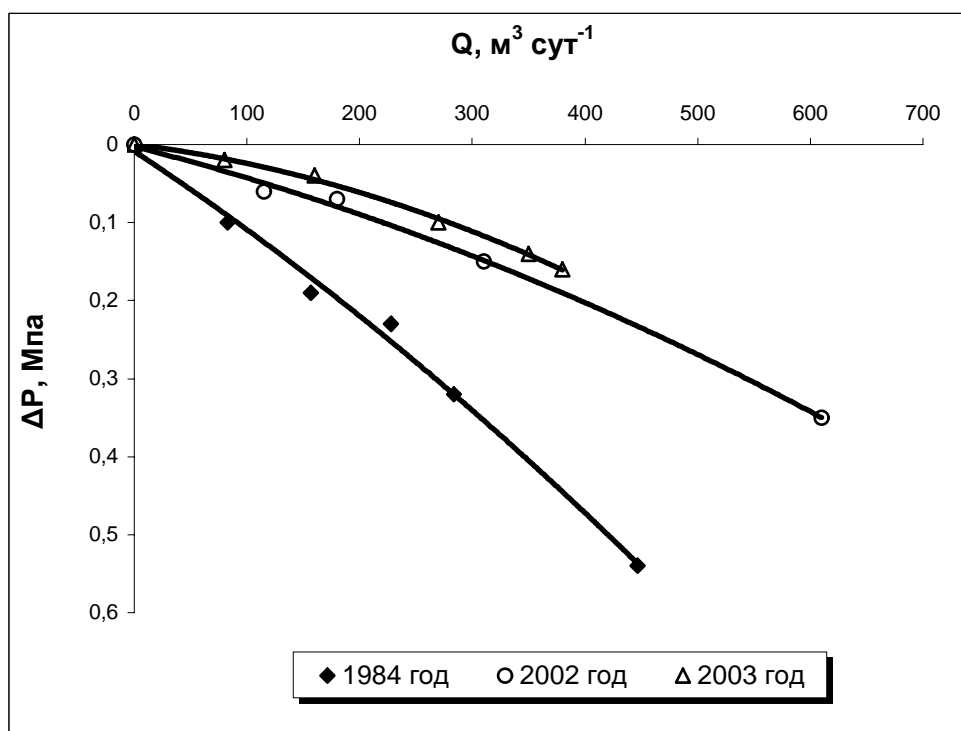


Рисунок 3 – Индикаторные диаграммы скважины № 5 Юрубченского месторождения, интервал 2286 - 2295 м

Результаты пробной эксплуатации на месторождениях указывают на то, что при правильно выбранном режиме разработки, по крайней мере, на ранней стадии, можно прогнозировать устойчивую работу нефтяных скважин. Вместе с тем, при дальнейшем геологическом изучении Курумбинского и Юрубченского месторождений необходимо уделить особое внимание дифференциации разреза карбонатной продуктивной толщи на объекты индивидуального воздействия с целью наиболее полного дренирования балансовых запасов нефти. Установлено, что эффективная защита оборудования от АСПО и гидратообразования является обязательным условием бесперебойной эксплуатации скважин.

При эксплуатации нефтяных скважин в период разработки месторождений, открытых на территории Красноярского края, ожидаются осложнения, связанные с возможным образованием гидратных пробок при освоении скважин в затрубном пространстве и асфальто-смолисто-парафиновых отложений и гидратных пробок в лифтах. Детальный прогноз интенсивности и глубины АСПО и гидратообразования на конкретных месторождениях и выбор наиболее оптимальных способов защиты скважин от осложнений возможен только после получения дополнительной информации о физико-химических свойствах и компонентном составе пластовых нефтей.

Проведенные гидродинамические исследования на различных этапах пробной эксплуатации скважин Юрубченского и Курумбинского месторождений позволили установить тенденцию роста продуктивности

скважин в зависимости от продолжительности их эксплуатации и увеличения объемов отбора нефти. Эта тенденция обуславливается, по всей вероятности, увеличением проницаемости призабойной зоны за счет очистки трещин от колюматизирующего материала и снижения «скин-эффекта».

Ухудшение продуктивности скважин отмечено вследствие периодического образования асфальтосмолистых и парафино-гидратных отложений. Интенсивность образования АСПО заметно увеличивается при работе на штуцере малого диаметра (3-4) мм из-за уменьшения скорости восходящего потока нефти и большего охлаждения в зоне нахождения многолетнемерзлых пород. При эксплуатации скважин необходимо предусматривать мероприятия по борьбе с АСПО и гидратных отложений, а также периодические остановки для проведения текущих ремонтов.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Основные месторождения нефти, газа и газового конденсата в Енисей-Хатангском прогибе и западной части Сибирской платформы представляют собой сложнопостроенные объекты с аномальными термобарическими характеристиками, сложным строением коллекторов, имеющих невысокие фильтрационно-емкостные свойства и многокомпонентный состав насыщающих флюидов. Максимально возможное сохранение коллекторских свойств, повышение продуктивности скважин и геолого-экономической эффективности работ требуют создания специальных технологий и технических средств по их вскрытию и разобщению.

2. При бурении и испытании скважин выявлено активное гидратообразование на месторождениях Енисей-Хатангского прогиба на глубинах от 0 до 1350-1470 м, в западной части Сибирской платформы до глубин от 1800 до 2100 м и в призабойной зоне пласта. Определяющим фактором гидратообразования для месторождений Енисей-Хатангского прогиба является наличие мерзлых пород значительной толщины, для месторождений западной части Сибирской платформы – низкие значения пластовой температуры в залежах (плюс 15-35 °С). Аномально высокие пластовые давления ($K_{ан} = 1,28-1,48$) и присутствие в составе газов H_2S и CO_2 создают условия для повышения температуры гидратообразования углеводородных газов на 10-14 °С. Степень минерализации пластовых вод изменяет температуру гидратообразования; повышение минерализации снижает равновесную температуру гидратообразования на 5 - 6 °С в условиях западной части Сибирской платформы и не оказывает существенного влияния в условиях Енисей-Хатангского прогиба. Газопроявления при вскрытии продуктивных отложений при наличии благоприятных термобарических условий в сочетании с техногенным влиянием являются основной причиной гидратообразования при бурении скважин на месторождениях Красноярского края. Использование при бурении скважин технологических жидкостей на углеводородной основе либо минерализованных растворов необходимой плотности для предотвращения

газопроявления с температурами близкими или выше пластовых, значительно снижают вероятность гидратообразования в стволе скважин при их бурении.

3. Разработанные на основании изучения фактических материалов номограммы по определению равновесных условий гидратообразования на месторождениях Красноярского края позволяют с высокой степенью достоверности прогнозировать зоны гидратообразования в недрах и могут быть использованы при проведении работ на сопредельных территориях.

4. Эффективность заканчивания скважин зависит от величины репрессии на пласт, времени воздействия и интенсивности поглощения промывочной жидкости. Установлено, что интенсивные поглощения промывочной жидкости вплоть до катастрофических (более $60 \text{ м}^3/\text{ч}$) являются основным фактором, влияющим на качество вскрытия продуктивных отложений, представленных трещиноватым типом коллектора. Применение растворов на углеводородной основе с плотностью близкой к 1000 кг/м^3 снижает интенсивность поглощений, но в целом, не обеспечивает их полное прекращение. Технология вскрытия трещиноватых коллекторов с интенсивным поглощением должна осуществляться на основе эффективных методов кольтмации – декольтмации с применением гидроимпульсных и струйных методов обработки пласта.

5. Установлено, что в условиях совершенной конструкции забоя (открытый ствол) происходит увеличение удельного дебита скважин в 1,8 – 2,3 раза. Увеличение дебитов обусловлено сочетанием ряда благоприятных факторов: снижением величины репрессии, эффективности применения методов кольтмации – декольтмации, улучшением состава и свойств промывочной жидкости.

6. Исследованиями газовых и газоконденсатных скважин установлено, что безгидратные режимы работы скважин практически отсутствуют и достигаются в отдельных случаях при устьевых температурах выше плюс 5°C и дебитах более 300 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, в связи, с чем подтверждена необходимость применения обязательного комплекса мер по предупреждению гидратообразования на всех этапах работ по испытанию скважин.

7. Результаты пробной эксплуатации скважин указывают на то, что при правильно выбранном режиме разработки, по крайней мере, на ранней стадии, возможно прогнозировать устойчивую работу нефтяных скважин на Собинском, Юрубченском и Курумбинском месторождениях. Исследования методом установившихся отборов, проведенные на разных этапах пробной эксплуатации скважин на Юрубченском и Курумбинском месторождениях, позволили установить устойчивую тенденцию увеличения продуктивности скважин в зависимости от продолжительности их эксплуатации и возрастания объемов отбора нефти, что обусловлено увеличением проницаемости призабойной зоны за счет очистки трещин от кольтмирующего материала и снижения «скин-эффекта».

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих печатных работах:

1. Громовых С.А. Методы предупреждения гидратообразования при бурении и испытании низкотемпературных скважин / С.А. Громовых, Н.А. Третьяк // Пути совершенствования технологии бурения, крепления и испытания скважин: Сб. тр. Всесоюз. совещ. - Красноярск, 1978.- С. 75-78.
2. Николаев Р.М. Оценка коллекторских свойств продуктивных горизонтов на основе анализа диаграмм давления, полученных при испытании скважин ИП в процессе бурения / Р.М. Николаев, С.А. Громовых // Новые данные по геологии и полезным ископаемым Красноярского края и Тувинской АССР: Тез. докл. конф. молодых геологов. – Красноярск, 1980. - С. 66-67.
3. Громовых С.А. Внедрение технологических разработок и приемов при бурении и испытании скважин в Енисей-Хатангском прогибе и западной части Сибирской платформы / С.А. Громовых, П.П. Старчевых // Отчет по теме за 1979-80 гг.- № РГ 1051.- Фонды РГФ, КрТГФ, ЭвТГФ. - Красноярск, 1980.- 80 с.
4. Фукс Б.А. Временное методическое руководство по исследованию нефтяных скважин на разведочных площадях юга Сибирской платформы / Б.А. Фукс, Р.М. Николаев, С.А. Громовых // Иркутск: ВостСибНИИГГиМС, 1981.- 22 с.
5. Громовых С.А. Определение минимально допустимого дебита газо-конденсатных скважин Собинского месторождения / С.А. Громовых, В.И. Клыпин // Прогнозирование и поиски месторождений полезных ископаемых Восточной Сибири: Тез. докл. регион. конф. – Иркутск, 1985. - С. 65.
6. Николаев Р.М. Итоги и совершенствование испытания скважин на Сибирской платформе / Р.М. Николаев, С.А. Громовых // Итоги и направление поисковых работ на нефть и газ в Красноярском крае: Тез. докл. краевой конф.- Красноярск, 1985.- С. 140-141.
7. Громовых С.А. О режиме Собинского месторождения // Итоги и направление поисковых работ на нефть и газ в Красноярском крае: Тез. докл. краевой конф.- Красноярск, 1985. – С. 142-143.
8. Громовых С.А. Методическое руководство по предупреждению гидратообразования и ликвидации гидратных пробок при испытании скважин / С.А. Громовых, В.Д. Накаряков, Р.М. Николаев // Красноярск: ПГО «Енисейнефтегазгеология», 1986.- 24 с.
9. Громовых С.А. Совершенствование технологии испытания скважин на Сибирской платформе // Геология нефтегазоносных земель Красноярского края: Сб. тр. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1987. - С. 143-147.
10. Кригин В.А. Совершенствование технологии вызова и интенсификации притоков из карбонатных отложений рифея Западной части Сибирской платформы / В.А. Кригин, С.А. Громовых, А.Л. Проскуряков // Вскрытие нефтегазовых пластов и освоение скважин: Материалы второй Всесоюз. науч.-техн. конф. – М.: 1988. - С.183-185.
11. СТП 9-17-003-89. Методическое руководство по испытанию различных типов объектов в условиях гидратообразования / Р.М. Николаев,

С.А. Громовых, В.И. Клыпин // Красноярск: ПГО «Енисейнефтегазгеология», 1989.- 94 с.

12. Громовых С.А. Совершенствование технологии и внедрение методик исследования различных типов объектов в условиях гидратообразования в скважинах Красноярского края / С.А. Громовых, В.И. Клыпин, В.И. Кочнев // Отчет по теме 16-77-40/10, № РГ 1903. - Фонды РГФ, КрТГФ, ЭвТГФ, 1989.- 102 с.

13. Фельдман Л.А. Использование сети северных нефтебаз ОАО «Красноярскнефтепродукт» для создания устойчивой системы нефтепродуктообеспечения районов Крайнего Севера и Арктического региона / Л.А. Фельдман, А.Л. Фельдман, С.А. Громовых // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 1997. - Вып. 7. – С. 18-22.

14. Громовых С.А. Переработка нефти на малогабаритных установках на месторождениях Красноярского края // Химия нефти и газа: Материалы IV Междунар. конф.- Томск, 2000 .- С. 69-71.

15. Громовых С.А. Предварительные результаты пробной эксплуатации скважин на Куюмбинском нефтегазоконденсатном месторождении. // Актуальные вопросы недропользования и пути эффективного освоения минеральных ресурсов Эвенкии: Материалы Межрегион. научн.-практ. конф.- Красноярск, 2001. - С. 58-60.

16. Нечепуренко А.Е. Перспективы развития газовой отрасли Эвенкии./ А.Е. Нечепуренко, С.А. Громовых, А.В. Миусов // Новые технологии и методы изучения и освоения природных ресурсов Эвенкии: Материалы IV регион. науч.-практ.конф.- Тура, 2003.- С. 21-24.

17. Мойса Н.Ю. Опыт применения полимерэмульсионного бурового раствора при бурении поисковой скважины в ОАО «Красноярскгазпром» / Б.М. Гаврилов, Н.Ю. Мойса, С.А. Громовых, А.Д. Новиков // Восстановление производительности нефтяных и газовых скважин: Материалы Межотраслевой науч.-практ. конф.- Анапа, 2003.- С.241-253.

18. Громовых С.А. Ресурсный потенциал углеводородного сырья Нижнего Приангарья // Инвестиционный форум регионального развития: Тез. докл. регион. конф. - Красноярск, 2004.- С.120-121.

19. Громовых С.А. Выделение зон гидратообразования в нефтегазоносных областях Енисей-Хатангского прогиба и западной части Сибирской платформы // Заканчивание и ремонт нефтегазовых скважин в условиях депрессии на продуктивные пласты: Материалы 12 Межотраслевой науч.-практ. конф.- Анапа, 2004.- С.299-307.

20. Громовых С.А. Особенности технологии заканчивания нефтегазовых скважин при доразведке и подготовке к разработке Собинского нефтегазоконденсатного месторождения // Заканчивание и ремонт нефтегазовых скважин в условиях депрессии на продуктивные пласты: Материалы 12 Межотраслевой науч.-практ. конф.- Анапа, 2004.- С.308-312.

21. Мойса Н.Ю. Опыт применения вязко-упругих составов серии «ХИМПАК-ПГ» для ликвидации поглощений при бурении скважин на месторождениях Восточной Сибири / Н.Ю. Мойса, Б.М. Гаврилов, С.А.

Громовых // Заканчивание и ремонт нефтегазовых скважин в условиях депрессии на продуктивные пласты: Материалы 12 Межотраслевой науч.-практ. конф. - Анапа, 2004.- С.73-82.

Соискатель

С.А. Громовых