

На правах рукописи

НЕЧЕПУРЕНКО АЛЕКСЕЙ ЕФИМОВИЧ

**СТРОИТЕЛЬСТВО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН
И ФОРМИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТРАНСПОРТНОЙ
СИСТЕМЫ ГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА
ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ
(проблемы, решения)**

Специальности: 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин;
05.02.13 – Машины, агрегаты и процессы
(нефтегазовая отрасль)

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень - 2005

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

Научный консультант – доктор технических наук, профессор
Данилов Олег Федорович

Официальные оппоненты – доктор технических наук, профессор
Поляков Владимир Николаевич

– кандидат технических наук
Штоль Владимир Филиппович

Ведущая организация – Открытое акционерное общество
«Сибирский научно-исследовательский
институт нефтяной промышленности»
(ОАО «СибНИИНП»)

Защита состоится 17 декабря 2005 года в 9-00 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 17 ноября 2005 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета,

доктор технических наук, профессор



В.П. Овчинников

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность исследований. В связи с распоряжением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2004 года № 1737-р вопрос создания нефтегазового комплекса (НГК) Красноярского края, Таймырского (Долгано-Ненецкого) и Эвенкийского автономных округов переходит в сферу практических действий.

К настоящему времени на территории Красноярского края, несмотря на крайне низкую геологическую изученность, открыто 30 месторождений углеводородов. Тем не менее, существующих запасов углеводородов недостаточно для обеспечения необходимых экспортных поставок. Недостающие запасы планируется подготовить за счет реализации в течение ближайших 7-10 лет программы геологоразведочных работ и программы лицензирования недр. Эти программы в конечном итоге должны оптимизировать финансовые и технологические ресурсы недропользователей и федерального бюджета, обеспечить развитие сети нефтепроводов для подключения их к трубопроводной системе Восточная Сибирь – Тихий океан.

Большая часть запасов газа локализована на месторождениях Юрубчено-Тохомской зоны (Юрубчено-Тохомское и Куюмбинское). Вторым крупным районом сосредоточения запасов газа и нефти наряду с месторождениями Танамского газодобывающего района являются месторождения Большехетской группы (Сузунское, Лодочное, Тагульское, Ванкорское). На все перечисленные месторождения, кроме Лодочного, выданы совмещенные лицензии на пользование недрами.

Средняя разведанность ресурсов в целом по Красноярскому краю, исчисляемая как отношение запасов $(ABC_1+C_2)/(C_3+D_1)$, составляет по нефти 9,1 %, по газу 4,7 %.

Ситуация диктует в качестве безотлагательных мер необходимость значительного (в разы) увеличения геологоразведочных работ целью расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы.

В этой связи крайне важным и необходимым представляется формирование производственно-транспортной системы нефтегазодобывающего комплекса Восточной Сибири.

Учитывая сильно пересеченную местность, покрытую сетью больших и малых рек единственно правильным, на наш взгляд, является решение строить объекты производственной инфраструктуры, обеспечивающей развитие нефтегазовой отрасли Восточной Сибири в едином коридоре со строительством нефтегазопроводов. Таким образом, вырисовываются два основных вектора: северное направление на Юрубчено-Тохомское и северо-восточное направление на месторождения Агалееское, Берямбинское, Собинское.

В последнее время в нефтедобывающей промышленности проявляется тенденция отставания развития производственно-технической базы (ПТБ) от темпов роста парка спецтехники, что вызывается сравнительно небольшими размерами предприятий технологического транспорта (УТТ). Большая разномарочность и разнотипность парка спецтехники затрудняет организацию ПТБ и оказывает существенное влияние на трудоемкость технического обслуживания и ремонта машин. Таким образом, динамика развития нефтедобычи опережает темпы развития ПТБ предприятий технологического транспорта в силу ее инерционности. Это приводит к недостаточной обеспеченности техникой новых месторождений и увеличению расстояний перегона техники для выполнения работ на осваиваемых месторождениях. Пространственно-временная динамика нефтедобычи, вызывающая необходимость территориального перемещения УТТ, обслуживающих осваиваемые новые месторождения, и достижение оптимальных размеров УТТ представляют собой актуальную научно-техническую задачу.

Таким образом, освоение перспективных запасов жидких и газообразных углеводородов Восточной Сибири и, в частности нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений Красноярского края, невозможно без тщательного изучения передового российского и зарубежного опыта разработки сложнопостроенных объектов с аномальными пластовыми давлениями и низкими температурами. Промысловый опыт показывает, что широко применяемый способ репрессии бурения скважин в осложненных аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) и аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД) условиях, значительно снижает качественные, экономические и экологические показатели буровых работ, связанные с ключевыми проблемами строительства скважин – сохранение природных коллекторских свойств продуктивных пластов, долговременной изоляции их от водонасыщенных, формирование герметичной крепи и создание гидродинамически оптимальных конструкций забоя в конкретных геолого-промысловых условиях эксплуатации скважин. В результате ухудшаются фильтрационные характеристики нефтегазонасыщенных пластов, возникают межпластовые и заколонные перетоки, наступает ранняя обводненность скважин, а с ними снижается их продуктивность, нефтеотдача пластов, нарушается система разработки углеводородных залежей.

В этой связи необходимы новые научно-методические подходы и технологические разработки, повышающие качество и эффективность буровых работ по всему циклу строительства скважин и, особенно, по сохранению их потенциальной продуктивности в сложных геолого-промысловых условиях разведки и разработки многопластовых и глубоко залегающих залежей углеводородов.

Среди большого комплекса проблем следует особо выделить вопросы первичного вскрытия слабо дренированной фильтровой зоны и герметизации заколонного пространства чередующихся зон с аномально низкими и аномально высокими пластовыми давлениями с целью максимально возможного извлечения жидких и газообразных углеводородов.

Цель работы – Повышение эффективности и качества освоения месторождений Красноярского края путем разработки и исследования научно-обоснованных технологических решений по строительству эксплуатационных скважин и производственно-транспортной системы нефтегазового комплекса.

Основные задачи исследований

1. Обоснование методики и технологических решений по формированию конструкции фильтра и забоя скважины в аномальных геолого-промысловых условиях Восточной Сибири.
2. Разработка научно обоснованных технологий первичного вскрытия продуктивных горизонтов, осложнённых гидратообразованием.
3. Усовершенствование технологий, обеспечивающих герметичность заколонного пространства газовых и газоконденсатных скважин, адаптированных к сложным геолого-техническим условиям Красноярского Края.
4. Обоснование путей развития и формирования производственно-транспортной системы добывающего комплекса Восточной Сибири.

Научная новизна выполненной работы

1. Научно обоснована методика моделирования развития системы предприятий технологического транспорта (ПТТ) с учётом временной и пространственной динамики нефтегазодобычи за счёт поэтапного наращивания их производственных мощностей.
2. Научно обоснованы критерии оценки состояния ПЗП в период первичного вскрытия бурением, перфорации, освоения и эксплуатации скважин, осложнённых гидратообразованием.

3. Разработан научно обоснованный способ первичного вскрытия продуктивных горизонтов (патент РФ № 2133813) полностью обеспечивающий сохранность естественных фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов.

Практическая ценность и реализация работы

Разработанная концепция решения проблем заканчивания и эксплуатации скважин в рамках системного анализа позволила решить задачу формирования долговременного, гидродинамически совершенного и экологически безопасного канала связи углеводородной залежи с поверхностью, обеспечивающего реализацию потенциальной возможности каждой скважины на всех стадиях разработки месторождений нефти и газа.

Принятые производством технологии строительства скважин с открытым забоем, упрочнения стенок кольматацией проницаемых участков, герметизации заколонного пространства позволили решить проблему безаварийной проводки глубоких скважин в сложнейших условиях Восточной Сибири.

Учёт динамики развития системы предприятий технологического транспорта в нефтегазовом комплексе Восточной Сибири позволяет сберечь материальные ресурсы за счёт вневедомственной кооперации инвестиций в строительство баз обслуживания, трубопроводных систем, дорог, мостов и др., выбрав стратегические направления (векторы) дрейфа нефтегазодобычи в регионе.

Апробация результатов исследований. Материалы диссертации были доложены, обсуждены и одобрены на: Международной научно-практической конференции (Красноярск, 2000), Межрегиональной научно-практической конференции (Красноярск, 2001), Межрегиональной конференции «Использование газа в качестве моторного топлива» (Томск, 2002), 4-ой региональной научно-практической конференции «Новые технологии и методы изучения и освоения природных ресурсов Эвенкии» (Тура, 2003).

Публикации. По теме диссертации автором опубликовано 10 печатных работ в том числе 2 монографии и 1 патент РФ.

Объём и структура работы. Диссертация состоит из введения, четырёх разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников. Изложена на 218 страницах печатного текста, содержит 18 рисунков, 24 таблицы, список использованных источников 156 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении отражена актуальность диссертационного исследования, сформирована цель, поставлены задачи, показана научная новизна и практическая значимость проделанной работы.

Большой вклад в решение проблем диссертационного исследования внесли научные школы ТюмГНГУ, УГНТУ, ТюменНИИгипрогаз, РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, СибНИИНП, ТатНИПИнефть и НПО «Бурение».

Первый раздел посвящен основным проблемам строительства скважин различного назначения и первичного вскрытия фильтровой зоны.

Строительство скважин на территории Красноярского края в пределах Енисей-Хатангского прогиба и западной части Сибирской платформы характеризуется сложными геолого-техническими условиями их проводки, которая обусловлена наличием:

- траппового магматизма, характерного для разрезов Сибирской платформы, имеющего площадное распространение суммарной мощностью интрузивных тел от 100 до 600 м (от трех до пяти интрузий);
- галогенно-карбонатного комплекса отложений (ангарская, булайская, бельская и уральская свиты) и связанного с этим кавернообразование в соляных пластах;

- зон поглощений, связанных с повышенной трещиноватостью осадочных горных пород в приконтактных зонах с интрузиями и самих интрузивных тел;
- интервалов с неустойчивыми горными породами, склонными к обвалообразованию как в верхних частях разреза (трещиноватые долериты), так и в нижней (трещиноватые аргиллиты);
- интервалов горных пород, склонных к гидроразрыву;
- горизонтов с аномальными пластовыми давлениями (АНПД и АВПД);
- газонефтеводопроявлениями при вскрытии продуктивных горизонтов, сопровождающихся интенсивными процессами гидратообразования.

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 м³/ч до катастрофических. Статические уровни также меняются в широких пределах: от десятков до 700 и даже 1700 метров (скважина № 179 Берямбинская).

Обвалообразование, неустойчивость глинистых отложений имеют место при бурении скважин как в Енисей-Хатангском прогибе, так и в западной части Сибирской платформы. Обвалы приурочены к отложениям юрско-меловых и рифейских аргиллитов. Трудоемкость работ при строительстве поисково-разведочных скважин в Красноярском крае обусловлена присутствием в разрезе комплекса тектонически ослабленных пород с АНПД, к которым приурочены поглощения буровых и тампонажных растворов.

Практически все открытые месторождения в Красноярском крае представляют собой сложнопостроенные объекты с аномальными термобарическими характеристиками, глубоко залегающими горизонтами, невысокими фильтрационно-ёмкостными свойствами коллекторов, сложным составом флюидов (газ, конденсат, нефть, сероводород, гелий и др.).

Наиболее сложной проблемой при строительстве скважин на месторождениях Красноярского края является повсеместное активное гидратообразование при бурении и проведении работ по испытанию и эксплуатации скважин. Представлены термобарические и геолого-промысловые характеристики основных разведанных месторождений края, на примере которых разрабатывалась и совершенствовалась технология вскрытия и испытания скважин в течение последних 25 лет.

При рассмотрении проблем, связанных с гидратообразованием при заканчивании скважин описан механизм гидратообразования и предложена формула, используя которую можно определять равновесную температуру гидратообразования для пластовой воды определённой минерализации для предсказания осложнений, вызываемых гидратообразованием.

Основной частью первого раздела является научное обоснование решения проблем заканчивания и эксплуатации скважины в рамках системного анализа.

Рассмотрим их с позиций теории системного подхода.

В настоящее время при совершенствовании строительства и эксплуатации скважин основываются на так называемом комплексном подходе, т.е. довольно условном выборе технологических приемов и технических средств, улучшающих решение какой-либо частной промысловой задачи. Однако при этом не учитываются возможные последствия отрицательного влияния этих процессов на последующие взаимосвязанные этапы заканчивания и эксплуатации скважин. Более того, как показывает анализ, в подавляющем большинстве случаев основные интеллектуальные усилия разработчиков направляются не на установление и устранение причин негативных последствий производственного процесса, а на сами последствия. Несомненно, что при этом изначально

занижается эффективность разработок и сужается область их применения. Но самое главное – не устраняется причина, снижающая при проведении различных операций качество работ и эффективность применяемых технологий.

Отсюда необходимость в широком использовании системного подхода для успешного решения ключевых проблем бурения и эксплуатации скважин.

Заканчивание скважин представляет собой сложную геолого-техническую систему, свойства которой требуют отдельного рассмотрения для понимания физической сущности происходящих в скважине процессов и влияния, оказываемого ими на конечные результаты этой стадии строительства скважины.

Скважина, как горное инженерное сооружение, относится к гетерогенным и термодинамическим системам, состояние которой определяется тремя составляющими ее фазами: горные породы (твердое), нефть и пластовая вода (жидкое) и газ (газообразное). Основные термодинамические параметры этой системы – абсолютная температура, абсолютное давление и плотность тела.

Когда значения величин параметров в каждой точке системы во времени постоянны, последняя считается стационарной, если же они изменяются – нестационарной по отношению к какому-либо из параметров.

Свойства системы, проявляющиеся в процессе взаимодействия с другими системами внешней среды, связаны со свойствами ее более элементарных составляющих и потому зависят от состава системы. Свойства же элементов, образующих систему, проявляются, в свою очередь, в особенностях взаимодействия между собой. Таким образом, каждая система определяется составом, строением и взаимосвязью всех ее частей, образующих единство.

Отсюда понятие "система" в общем случае означает совокупность материальных тел, взаимодействующих между собой и с внешней средой, которая располагается за границами рассматриваемой системы.

Сквозное рассмотрение комплекса технологий заканчивания скважин в рамках единой геолого-технической системы "скважина n пластов" показывает, что все этапы работ тесно взаимосвязаны. Поэтому достижение высоких экономических, качественных и экологических показателей на этой стадии строительства скважины зависит от результатов завершения каждого этапа во взаимосвязи с другими этапами. Только при этом условии представляется возможным достигнуть более высоких показателей заканчивания скважин за счет реализации внутрисистемных эффектов.

Другим важным следствием сквозного рассмотрения геолого-технической системы является установление тесной зависимости всех технологических этапов заканчивания от технического состояния ствола скважины – герметичности и прочности стенок, начиная с процесса формирования ствола на этапе первичного вскрытия и ввода скважины в эксплуатацию. Причем, с повышением сложности и аномальности геолого-технических условий заканчивания скважин зависимость эта резко возрастает.

Все отмеченное приводит к важному выводу – одной из главных функций технологических этапов заканчивания скважин, кроме выполнения ими своего основного назначения, является поддержание ствола в технически надежном состоянии, исключая гидродинамическую связь пластов и скважины, гидроразрыв горных пород и кавернообразования.

Как показывает промысловый опыт, широкое применение системных технологических решений на стадии заканчивания скважин при эффективном сохранении потенциальных возможностей скважины приводит к существенному росту основных экономических, качественных и экологических показателей.

Далее в разделе 1 описаны конкретные проблемы первичного вскрытия продуктив-

ных горизонтов, а также пути обеспечения герметичности заколонного пространства и отдельно обоснована методология формирования конструкции фильтра и забоя скважин в процессе первичного вскрытия в аномальных геолого-промысловых условиях. Сформулированы требования к методам формирования конструкции забоя и фильтра скважины и основная концепция, обосновывающая заканчивание скважины открытым забоем.

Второй раздел посвящен проблемам и решениям по обеспечению герметичности заколонного пространства. Рассмотрена теория управления процессом кольматации с учётом явления группирования частиц в волновом поле, приведены результаты лабораторных и промысловых экспериментов.

Решение проблемы герметизации заколонного пространства напрямую зависит от трёх основных факторов: 1) от состояния вмещающей среды (породы); 2) формирования непроницаемой структуры тампонажного материала в заколонном пространстве и 3) обеспечения непроницаемых контактных зон с обсадной колонной и породой.

Первый фактор достигается методами управляемой кольматации путём подбора кольматанта и режима кольматации, что технически, при современных технике и технологии, вполне доступно и хорошо разработано.

На двух других факторах остановимся подробнее. Для этого в диссертационной работе подробно рассмотрены вопросы формирования структуры тампонажного камня в условиях термодинамически неустойчивого заколонного пространства.

Известно, что на любой стадии химического взаимодействия цемента с водой тампонажный раствор состоит из продуктов гидратации, негидратированной части цемента и воды, не вступившей в химическую реакцию. Продукты гидратации, являясь субмонокристаллическими новообразованиями высокой степени дисперсности, образуют пространственный высокопрочный каркас.

Внутренние пустоты, имеющиеся в продуктах гидратации, получили название гелевых пор. Их объем, согласно исследованиям, составляет около 30 % объема, занимаемого гидратированной твердой фазой. Размер пор геля не превышает 15-20 Å. Поэтому вода, находящаяся в этих порах, прочно связана адсорбционными силами поверхности твердой фазы и не участвует в дальнейшей химической реакции. Необходимо отметить, что процент содержания гелевых пор в продуктах твердения не зависит ни от степени гидратации, ни от водоцементного отношения, в то время как капиллярная пористость твердеющего тампонажного камня (размер пор более 10-5 см) зависит и от первоначального водоцементного отношения и от степени гидратации. Под степенью гидратации понимается отношение количества прореагировавшей части цемента с водой ко всей массе цемента.

При превышении пластового давления над гидростатическим по сообщающимся порам и капиллярам флюид мигрирует по цементному камню до выхода на дневную поверхность. Если процесс твердения цементного камня протекает достаточно медленно, то флюидопорыв может носить спонтанный характер, привести к суффозии мелкодисперсных частиц твердой фазы и последующему фонтанированию.

Так как в процессе взаимодействия тампонажного цемента с водой объем продуктов гидратации становится больше объема, занимаемого исходным вяжущим, то со временем уменьшается число капиллярных пор, их средний эффективный радиус. Кроме того, в местах первоначальных сужений пор образуются пережимы из гелеобразных продуктов гидратации, в результате чего формируется замкнутая пористость и, соответственно, снижается проницаемость образующегося камня.

Крайне важно для месторождений Восточной Сибири повышение седиментационной устойчивости тампонажных растворов.

Седиментационную устойчивость тампонажных растворов принято оценивать ве-

личиной водоотделения - количеством выделившейся воды затворения, или удельным водоотделением - количеством отделившейся воды затворения, отнесенным к объему цементного раствора или к объему воды затворения.

Действительно, для полной гидратации цементного клинкера необходимо 22-23 % воды. С целью обеспечения подвижности цементного раствора при цементировании обсадных колонн количество воды увеличивается до 45-50 % от веса сухого цемента. При этом цементный раствор представляет собой плотную высококонцентрированную суспензию частиц, находящихся во флокулентном состоянии, т.е. хлопьевидном. Цементные зерна в начальный период обладают невысокой силой сцепления между собой, а суспензионная среда - невысокой вязкостью. Вследствие этого твердые составляющие оседают, а вода затворения условно поднимается вверх.

В процессе гидратации цемента за счет образования кристаллогидратов коллоидной степени дисперсности, значительная часть воды переходит из свободного в связанное состояние за счет адсорбции на образующихся поверхностях. По мере накопления частиц новообразований в дисперсной системе создаются «стесненные» условия, обеспечивающие их контактирование друг с другом. Именно этот момент времени следует считать временем начала формирования коагуляционной структуры. Скорость формирования коагуляционной структуры обусловлена физико-химическими факторами (химико-минералогический состав тампонажного цемента, его тонкость помола, температура твердения, водоцементное отношение, наличие добавок в воде затворения и др.). За счет Ван-дер-Ваальсовых сил продукты гидратации связываются друг с другом и с исходными частицами цемента, а за счет сил адгезионных связей раствор начинает зависеть от стенок скважины и обсадной колонны. Начало формирования коагуляционной структуры определяет время прекращения седиментационных процессов. При этом диаметр скважины должен существенным образом влиять на скорость падения давления на пласт. С увеличением диаметра скважины (зазоры между колонной и скважиной) требуется большая величина сил для удержания столба цементного раствора (камня) во взвешенном состоянии. Статическое напряжение сдвига и адгезионные силы между продуктами гидратации твердеющего тампонажного раствора и ограничивающими поверхностями определяются степенью гидратации цемента, с увеличением которой растет число контактов твердой фазы раствора, как между собой, так и со стенками скважины.

Рассмотренное выше дает основание утверждать, что одним из важнейших требований к тампонажным материалам для крепления скважин является высокая седиментационная устойчивость растворов.

Отдельно рассмотрим механизм образования трещин по контактными зонам цементного камня.

Процессы взаимодействия цемента с водой сопровождаются переупаковкой молекул воды, как за счет химического связывания, так и в результате ее адсорбции на новых поверхностях образующихся продуктов твердения, удельная поверхность которых на 3-4 порядка больше удельной поверхности исходного вяжущего.

Химически связанная вода занимает на 1/4 меньше объем, чем свободная. В результате при взаимодействии вяжущего с водой и образования кристаллогидратов возникает дефект объема, равный приблизительно 1/4 объема воды, вступающей в химическую реакцию.

Высвобожденный объем, первоначально занимаемый свободной водой, заполняется за счет притока воды извне (если этот приток возможен). При твердении цемента в межколонном пространстве или против плотных пород, приток воды к цементу невозможен.

С момента возникновения замкнутых пор исключается возможность подвода воды к гидратирующему цементу из окружающей среды даже при твердении цемента в воде.

Поэтому по мере дальнейшей гидратации цемента и расходования воды в замкнутой поре образуется вакуум, вызывающий усадку цемента, как в микро, так и в макрообъеме. На этой стадии, т.е. на стадии образования большого количества замкнутых пор и развития контракционных процессов, давление на границе контакта камень - флюидонасыщенный пласт становится отрицательным. Таким образом, появление контракционных процессов может служить временным критерием того, что сформировавшийся камень представлен структурой, имеющей замкнутую пористость и малую проницаемость.

Если на этой стадии камень является непроницаемым для газа или другого пластового флюида, то контактные зоны камня могут служить каналом для прохождения флюидов. Особенно это относится к внешней границе цементного камня, т.е. к контакту с горной породой предыдущей колонны.

Напряжения внутри цементного камня, возникшие в результате вакуумирования замкнутых пор, достигают значительных величин и приводят к усадке цементного камня и уменьшению его объема. В результате этого на границе цементный камень - горная порода образуется микрозазор, по которому может проходить флюид.

В целом это означает, что при таких деформациях неизбежно нарушится контакт цементного камня с внешней границей.

В этой связи весьма перспективным направлением повышения прочности и герметичности контактных зон тампонажного камня является использование тампонажных композиций, обладающих эффектом расширения при твердении. При этом величина линейного расширения не должна превышать 1,5-2 %.

Обобщая материалы, приведенные выше, следует отметить, что пути прорыва флюида по затрубному пространству формируются на самых различных стадиях твердения тампонажного материала.

В начальной стадии твердения тампонажного раствора возможен флюидопрорыв по самому цементному раствору (камню). Этот период характеризуется наличием сообщающихся пор и капилляров в структуре камня. В наиболее поздних стадиях при низких В/Ц и высокой седиментационной устойчивости растворов прорыв флюида по цементному камню не происходит. Но в результате контракционных эффектов формируются каналы на границе камень - наружная обсадная колонна или камень - горная порода. Положение еще более усугубляется при наличии на стенках скважины фильтрационной корки бурового раствора.

Следует иметь в виду, что в затрубном пространстве скважины в результате оседания твердой фазы раствора на муфтах труб и других элементах оснастки образуются зоны цементного камня, резко отличающиеся друг от друга по начальному водосодержанию. В зависимости от этого на разных участках ствола скважины и формируются каналы, по которым прорывается флюид.

Подобное же явление наблюдается при сужениях ствола скважины, отфильтровании части жидкости затворения в пласт, разбавлении цемента пластовой водой и т.д.

На первом этапе основной путь прорыва флюида - это открытые поры тампонажного камня. Если не происходит суффозии, то в зоне с пониженным В/Ц эти поры зарастают, переходя в замкнутые, и на этих участках ствола основной путь движения флюида по контакту цементного камня с породой. В зоне с повышенным В/Ц сквозные поры в цементном камне сохраняются на любой стадии твердения. Схема возможных путей движения флюида в различные периоды твердения цемента показана на рисунке.

Необходимо иметь в виду, что причиной затрубных флюидопроявлений могут быть технологические операции, проводимые в скважинах.

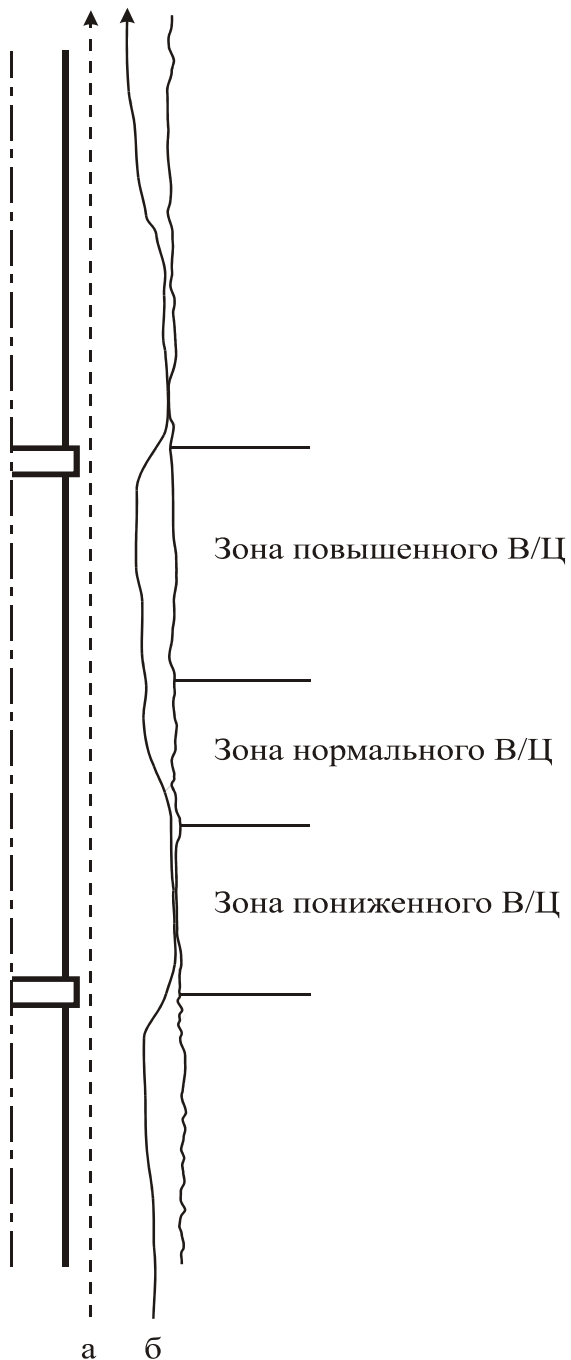


Рисунок - Схема движения флюида в затрубном пространстве в различные периоды времени твердения:

а – первый период твердения;
б – более поздние периоды твердения

транспорта в силу ее инерционности.

Эта тенденция в полной мере проявляется в Восточной Сибири и ещё осложняется отсутствием транспортных артерий.

В настоящее время понятие транспортного обслуживания нефтегазодобывающих предприятий имеет довольно широкое толкование. Транспортное обслуживание включает грузоперевозки, доставку работников к месту работы и обратно, большой объем работ по технологическому обеспечению основного производства специальной мобильной

В первую очередь следует назвать опрессовку обсадных колонн, перфорацию, разбуривание цементного стакана, добуривание ствола скважины, закачивание и отбор флюида и т.д.

Суммируя сказанное, вырабатывается комплекс требований к тампонажным материалам и технологии цементирования обсадных колонн при строительстве скважин: тампонажные материалы должны быть на основе высококачественных или быстротвердеющих портландцементов; тампонажный материал не должен содержать инертных компонентов, не принимающих участие в процессе твердения; тампонажные растворы должны обладать высокой суффозионной и седиментационной устойчивостью; в процессе твердения тампонажный раствор должен обладать эффектом расширения; водоцементное отношение растворов не должно превышать 0,4-0,5; тампонажные растворы должны обладать минимально возможными сроками схватывания; при подготовке ствола скважины необходимо удалить фильтрационную корку и обеспечить кольматацию пристволенной части ствола скважины; в период ОЗЦ необходимо компенсировать убыль давления на пласт путем создания избыточного давления в затрубном пространстве на устье; опрессовку обсадных колонн следует проводить сразу после получения «стоп»; перфорацию обсадной колонны целесообразно проводить способами, не нарушающими целостность контакта цементного камня с колонной.

В третьем разделе рассмотрены вопросы формирования производственно-транспортной системы добывающего комплекса Восточной Сибири.

Как было отмечено во введении в последнее время во всей нефтегазодобывающей промышленности проявляется тенденция отставания развития производственно-технической базы (ПТБ) от темпов роста парка спецтехники т.е. динамика развития нефтегазодобычи опережает темпы развития ПТБ предприятий технологического

нефте-газопромысловой техникой. От всего подвижного состава транспортные средства технологического назначения составляют 46,5 %.

При решении проблемы совершенствования системы транспортного обслуживания процессов бурения, нефтедобычи и капитального ремонта скважин вопросы развития предприятий технологического транспорта не получили должного отражения.

В то же время затраты на транспортное обслуживание основного производства достигают по различным оценкам 16-20 % себестоимости продукции и имеют тенденцию к увеличению.

Во многом эти тенденции объясняются тем, что с быстрым продвижением нефтяников в районы нового освоения наблюдается отставание в обеспечении необходимого количества спецтехники, ухудшением показателей ее работы из-за увеличения расстояния перегона для обслуживания месторождений.

Развитие региональной системы предприятий технологического транспорта должно определяться, в первую очередь, перспективами нефтедобычи в рассматриваемом регионе. Однако исследований взаимосвязи нефтедобычи, парка машин и системы предприятий Восточной Сибири до сих пор не проводилось.

В этой связи рассмотрены основные тенденции развития производственно-технической базы предприятий технологического транспорта.

Современное развитие производственно-технической базы предприятий технологического транспорта характеризуется как положительными, так и отрицательными тенденциями. Положительные тенденции в развитии ПТБ предприятий технологического транспорта состоят в снижении численности ремонтно-обслуживающего персонала, повышении уровня фондо- и механовооруженности рабочих. Одновременно наметились и отрицательные тенденции развития ПТБ: отставание развития ПТБ от темпов роста парка спецтехники, несмотря на значительные инвестиции, снижение некоторых технико-экономических показателей работы УТТ и несоответствие структуры ПТБ эффективным формам организации производства по ТО и ремонту.

В нефтегазодобывающей промышленности отставание развития ПТБ от темпов роста парка спецтехники вызывается сравнительно небольшими размерами УТТ. Большая разномарочность и разнотипность парка спецтехники затрудняет организацию ПТБ и оказывает существенное влияние на трудоемкость технического обслуживания и ремонта машин.

Снижение технико-экономических показателей работы УТТ обусловлено несовершенством структуры инвестиций в развитие ПТБ, несовершенством структуры производственных фондов, низким уровнем развития вспомогательного производства, большим износом производственных фондов, отсутствием или недостатком высокопроизводительного технологического оборудования, слабым развитием технологической кооперации.

Проблема развития и повышения эффективности использования основных фондов и производственных мощностей применительно к транспортному обслуживанию основного производства состоит в совершенствовании методов анализа производственно-технической базы, организации систематического пересмотра ее уровня развития, в выявлении путей улучшения использования и расширении масштабов производства по техническому обслуживанию и ремонту специальной нефтегазопромысловой техники.

Задачи совершенствования производственно-технической базы решались и решаются на основе использования различных методов и подходов: развитие математических методов и моделей, совершенствование электронно-вычислительной техники создали принципиальную возможность для системного подхода к планированию развития ПТБ, обоснованию ее развития на основе математического моделирования. Математическое моделирование системы предприятий позволяет обосновать целесообразность проектирования, строительства, реконструкции или расширения предприятий, определить их место-

расположение, специализацию, производственные мощности, зоны обслуживания, стоимость строительства или реконструкции и другие технико-экономические показатели.

Классификация математических моделей сети предприятий представлена в таблице 1. Переход к более сложным моделям (от одноступенчатой к многоступенчатой, от статической к динамической, от однопродуктовой к многопродуктовой и т.д.) позволяет получить более точные, обоснованные и исчерпывающие решения. Однако сложности информационного обеспечения более сложных моделей, а также сложность или отсутствие методов моделирования не всегда позволяет использовать их на практике. По этим причинам при обосновании сети эксплуатационных и ремонтных предприятий не находят применения многоступенчатые и стохастические модели.

При решении одноступенчатых задач внутренняя структура предприятия не рассматривается, предприятие представляется в виде «черного ящика», входами которого являются искомые технико-экономические показатели (чаще всего производственная мощность), а выходами – составляющие целевой функции (чаще всего затраты).

Таблица 1 – Классификация математических моделей развития и размещения предприятий

Признак классификации	Тип модели
Количество уровней оптимизации	Одноступенчатые (одного уровня). Многоступенчатые (иерархические)
Учет неопределенности исходных данных и получаемых решений	Детерминированные. Стохастические
Целевая постановка задачи	На минимум затрат. На максимум производства продукции. На максимум эффекта
Учет транспортного фактора	Производственные. Транспортные. Производственно-транспортные
Способ задания вариантов развития и размещения предприятий	С дискретными переменными. С непрерывными переменными
Количество видов изготавливаемой или ремонтируемой продукции, рассматриваемых в качестве отдельных продуктов	Однопродуктовые. Многопродуктовые
Учет фактора времени	Статические. Динамические

Связь между входными и выходными переменными чаще всего считается функциональной, что характерно для детерминированных задач. Учет стохастической природы этой связи необычайно усложняет задачу, в силу чего серьезных попыток решить стохастическую задачу обоснования сети эксплуатационных и ремонтных предприятий не предпринималось.

Выбор наиболее рационального варианта в рассматриваемых условиях должен производиться на основании технико-экономического анализа. При разработке математической модели любого процесса или системы принципиальное значение имеет выбор целевой функции.

Естественно считать, что для достижения целей системы имеющийся спрос на нефть и газ должен быть обязательно удовлетворен полностью.

Задачу отыскания оптимального уровня развития ПТБ при изменении ее мощности в общем виде можно записать следующим образом:

$$\sum_{t=1}^T \left[K_{wt}^i W_t^{p^l + \beta^l} E_n (1 + E_{n,n})^{-\tau_t} + S_{wt}^i Q_t (1 + E_{n,n})^{-\tau_t} \right] \Rightarrow \min$$

при условии неубывания мощности, т.е.

$$W_t^{p^l + \beta^l} \geq Q_t; \quad p^l = 1, 2, \dots, P^l; \quad t = 1, 2, \dots, T;$$

$$W_T^{p^l + \beta^l} = Q_t; \quad \beta = 0, 1, \dots, P^l - p^l,$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;

$E_{n,n}$ – норматив для приведения разновременных затрат;

$(1 + E_{n,n})^{-\tau_t}$ – коэффициент приведения затрат более поздних лет к текущему моменту.

Предложенная методика предполагает, что для решения задачи оптимизации структуры и мощности производственно-технической базы с использованием предложенной математической модели необходимо, чтобы возможные значения мощности ПТБ были заданы дискретно, а период планирования развития производства разбит на интервалы. Это позволит постоянные затраты на эксплуатацию ПТБ определенной мощности исчислять за периоды между очередными этапами реконструкции или технического перевооружения. При этом следует иметь в виду, что многократное наращивание мощности производственно-технической базы влечет за собой потери из-за повышения стоимости строительно-монтажных работ, а наращивание мощности большими ступенями значительно превышая уровень потребности в ней, приводит к потерям из-за неполного освоения капиталовложений. Такой подход осложняет решение задачи, так как необходимо определить интервалы, на которые разбивается период планирования развития производства.

Отмечая прогрессивность учета динамики развития ПТБ в указанных работах, необходимо заметить, что в них не приводятся решения частного, но очень важного вопроса определения моментов реконструкции ПТБ, отсутствуют критерии определения необходимости реконструкции. При решении поставленной нами задачи эти методики не могут быть использованы в полном объеме и по той причине, что они предусматривают определенный круг клиентов автотранспортного предприятия, не имеющий пространственной динамики. Динамика развития ПТБ диктуется, в основном, требованиями научно-технического прогресса. Существенной особенностью решаемой нами задачи является пространственно-временная динамика нефтедобычи, вызывающая необходимость территориального перемещения УТТ, обслуживающих осваиваемые новые месторождения.

Далее, используя методику научного консультанта доктора технических наук, профессора О.Ф. Данилова проведена оценка вариантов развития предприятий технологического транспорта по двум основным параметрам: без учёта разновременности затрат и их учётом, а также проведена оценка экономической эффективности полученных результатов, позволившая сформировать научно-обоснованный вариант развития производственно-транспортной схемы Красноярского края.

Четвертый раздел посвящен разработке технологий вскрытия и разобщения пластов сложнопостроенных залежей.

Причиной низких технических и эксплуатационных показателей большинства конструкций забоя скважин является неудовлетворительная изоляция комплекса флюидонасыщенных пластов от ствола скважины на этапе первичного вскрытия продуктивной толщи. Поэтому для успешного решения этой сложной технической проблемы необходима разработка комплекса технологий и технических средств по эффективной изоляции и консервации (временной и долговременной) флюидонасыщенных пластов с требуемыми для технологии заканчивания и эксплуатации скважин показателями герметичности и механи-

ческой прочности формируемого в приствольной зоне гидроизолирующего экрана. В этой связи разработаны и опробованы в различных условиях следующие технологии.

Технология и техника формирования конструкции фильтра многопластовой залежи.

Общий методический подход к формированию фильтра скважины в процессе первичного вскрытия продуктивных отложений заключается в следующем.

1. Бурение продуктивного интервала совмещается с технологией гидроизоляции приствольной зоны вскрываемого комплекса проницаемых пластов направленной кольматацией стенок скважины гидромониторными струями промывочной жидкости (глинистый и полимерглинистый буровые растворы). Эта операция предупреждает возникновение возможных осложнений (поглощения, газоводопроявления, межпластовые перетоки), снижение коллекторских свойств призабойной зоны продуктивных горизонтов как в процессе первичного вскрытия, так при цементировании эксплуатационной колонны, освоении и вводе скважины в эксплуатацию.

2. Выделенные по данным геофизических исследований (ГИС) водонасыщенные и не вовлекаемые в разработку газонасыщенные пласты подвергаются долговременной изоляции формированием в приствольной зоне гидроизолирующего экрана повышенной до 0,04-0,05 м толщины.

3. Не вовлекаемые временно в разработку пласты многоэтажных залежей консервируются применением в компоновке эксплуатационных колонн специальных устройств - модульных отсекателей пластов (МОП), устройств селективной изоляции пластов (УСИП) и т.д.

При необходимости, долговременно изолированные участки приствольной зоны пластов подвергаются экспресс-испытаниям в необсаженном стволе при максимально прогнозируемых нагрузках на фильтр (депрессии, репрессии), ожидаемых в процессе освоения и эксплуатации скважины.

Такой методический подход к первому этапу формирования конструкции фильтра скважины предпочтительнее, чем это имеет место в современной промысловой практике или чем производство этих операций (восстановление герметичности заколонного пространства) после нарушения сплошности цементного кольца через отверстия в колонне и заколонное пространство деформированного фильтра скважины.

Технология селективной гидромониторной обработки приствольной зоны продуктивных отложений предназначена для долговременной изоляции проницаемых пластов, вскрываемых как при традиционной (при репрессии или сбалансированном давлении), так и гидромониторной технологий.

На втором этапе формирования фильтра или конструкции открытого забоя скважины гидроизолирующие обработки могут проводиться по одной из двух технологических схем, описанных в работе.

Количество циклов гидромониторной обработки ствола моющими и тампонажными растворами зависит от типа и фильтрационных характеристик призабойной зоны пород коллекторов. Как показывает практика, эффективное дренирование и изоляция проницаемых интервалов достигается производством двух-трех циклов гидромониторной обработки.

Определённое внимание уделено разработке рецептуры бурового раствора, обеспечивающего сохранение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов.

В настоящее время разработано большое число различных рецептов буровых растворов, которые можно разделить на три типа: водные буровые растворы, растворы на нефтяной основе и газообразные растворы. К буровым растворам на водной основе от-

носятся растворы на пресной и морской воде, полимерные недиспергирующие, ингибирующие и соленасыщенные. Растворы на нефтяной основе подразделяются на безводные и инвертные эмульсии. К газообразным растворам относятся газы и пены. Все разработанные рецептуры буровых растворов с положительными показателями имеют всегда и отрицательные, что делает необходимым принятие компромиссного решения в каждом конкретном случае. Из всех видов растворов наименьшее отрицательное воздействие на продуктивный пласт в процессе его вскрытия оказывают растворы на нефтяной основе. Однако жесткие требования охраны окружающей среды и пожаробезопасности препятствуют их широкому внедрению.

При бурении скважин на глинистом растворе и проникновения фильтрата и твердых частиц в пласт, в пристволенной зоне скважины образуется зона с повышенной водонасыщенностью, как уже отмечалось ранее. При вызове притока нефти к скважине часть фильтрата глинистого раствора извлекается вместе с нефтью на поверхность, а часть остается в пористой среде, прочно удерживаемая капиллярными силами. Распределение остаточной водонасыщенности также обуславливается действием капиллярных сил: на стенке скважины водонасыщенность близка к максимальной, при которой капиллярное давление мало, и резко убывает от скважины вглубь пласта, приближаясь к насыщенности связанной водой. Резкое увеличение насыщенности смачивающей фазой вблизи выходного сечения пласта известно под названием "капиллярного конечного эффекта". Вследствие проявления конечного эффекта дебит скважины значительно снижается по сравнению с потенциально возможным дебитом, полученным в условиях сохранения первоначальной пластовой водонасыщенности.

Теоретическую оценку этого явления можно провести на основе математической модели двухфазной фильтрации Маскета-Левретта. Вытеснение воды нефтью в зоне проникновения фильтрата будем рассматривать как плоско-радиальное. Тогда процесс совместной фильтрации нефти и воды под действием постоянного перепада давления $\Delta P = P_{nl} - P_z$ (P_{nl} – пластовое давление, P_z – давление на забое скважины) будет описываться уравнениями

$$\frac{K}{\mu_n} \cdot \frac{1}{r} \cdot \frac{d}{dr} \left[r K_n(S) \frac{dP_n}{dr} \right] = -m \frac{dS}{dt}, \quad (1)$$

$$\frac{K}{\mu_e} \cdot \frac{1}{r} \cdot \frac{d}{dr} \left[r K_e(S) \frac{dP_e}{dr} \right] = -m \frac{dS}{dt}, \quad (2)$$

$$P_n - P_e = P_k(S), \quad (3)$$

где K, m – проницаемость и пористость пласта, мкм², %;

r – радиальная координата;

K_n, K_e – относительные проницаемости для нефти и воды, мкм²;

P_n, P_e – давления в фазах, МПа;

P_k – капиллярное давление, МПа;

S – водонасыщенность, %.

Краевые условия. На границе зоны проникновения и основной части пласта (входной контур) при $r = R_n$ под давлением P_{nl} фильтруется одна нефть, а вода неподвижна

$$P_n = P_{nl}; \quad r K_e(S) \frac{dP_e}{dr} = 0. \quad (4)$$

На выходном контуре (стенка скважины) при $r = r_c$ вода не будет поступать в скважину до тех пор, пока ее насыщенность не возрастет до значения, соответствующего $R_k \rightarrow 0$. После установления максимальной водонасыщенности на стенке скважины, вода и нефть будут одновременно поступать в скважину при одинаковом значении давления и постоянной насыщенности

$$r = r_c; \quad P_n = P_e = P_s; \quad S = S_c. \quad (5)$$

Задача (1-5) описывает динамику расформирования зоны проникновения. Осуществляя предельный переход при $t \rightarrow \infty$, получим из (1-5) задачу, описывающую исследуемый процесс, когда вся подвижная вода вытеснится нефтью и установится режим однофазной фильтрации нефти с капиллярно-удержанной остаточной водой.

Этому режиму будут соответствовать условия

$$\frac{dS}{dt} = 0; \quad K_e(S) \frac{dP_e}{dr} = 0. \quad (6)$$

Используя уравнение (8) после несложных выкладок из (3-7) можно найти дебит скважины

$$Q_n = \frac{2\pi kh}{\mu_n} \cdot \frac{\int_0^{P_k(S_{ex})} K_n(P_k) dP_k}{\ln \frac{R_n}{r_c}} \text{ м}^3/\text{сут} \quad (7)$$

где h - толщина пласта, м;

S_{ex} - водонасыщенность на входном контуре (стенке скважины), определяемая из соотношения

$$\Delta P = P_k(S_{ex}). \quad (8)$$

Таким образом, учет капиллярного концевго эффекта вносит поправку в классическую формулу Дюпюи, согласно которой дебит нефти был бы максимальным

$$Q_{n \max} = \frac{2\pi kh}{\mu_n} \cdot \frac{\Delta P}{\ln \frac{R_n}{r_c}}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (9)$$

Поделив (7) на (9) и применив теорему о среднем, получим соотношение, показывающее во сколько раз снижается дебит скважины при наличии в призабойной зоне капиллярно - удержанной воды

$$\alpha = \frac{\int_0^{P_k(S_{ex})} K_n dP_k}{\Delta P} = K_n(P_{кр}), \quad (10)$$

где $P_{кр}$ - среднее капиллярное давление, МПа.

Имея данные по капиллярному давлению, можно определить относительную фазовую проницаемость и оценить величину снижения дебита. Так, например, при изменении проницаемости ПЗП от 0,05 до 0,90 мкм² коэффициент α изменяется от 0,4 до 0,5, то есть дебит нефти уменьшается в 2 - 2,5 раза. Исходя из приведенного анализа, можно сделать вывод, что увеличение производительности скважины должно быть связано в первую очередь с ослаблением действия концевых эффектов или их полного исключения, чтобы $K_n \rightarrow 1$. С этой целью необходима обработка призабойной зоны скважины реагентами, изменяющими смачиваемость породы, благодаря чему снижается повышенная водонасыщенность и увеличивается расход нефти.

Значительно повысить качество вскрытия позволяют малоглинистые полимерные растворы. Создание таких растворов возможно путем исследования и выбора реагентов из класса высокомолекулярных соединений для их обработки и использования в качестве утяжелителя карбонатных материалов. С этой целью были исследованы высокомолекулярные соединения на основе целлюлозы - карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) и натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы (Na-КМЦ), а в качестве утяжелителя применялся мел и доломит. Главной характерной чертой полимеров является эффект повышения вязкости водных растворов при низких концентрациях полимера. Характеристика исследованных полимеров приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Основные характеристики полимеров

Фирма	Полимер		Содержание основного в-ва, %	Степень		Ионный характер	Вязкость продукта	Насыпной вес
	Марка	Тип		замещения	полимеризации (мол.мас)			
Хехст	Tylose UHR	Na-КМЦ	55	0,85	700	анионик	55-40 (2 % фанн)	600
Метса-Серла	Celcol R	КМЦ	98		1000-1200	полианионик	1000-4000 (1 % по Брукф)	
	Celcol SLX	КМЦ	98		700-800	"-	25-45 (1 % по Брукф)	
	Celcol RX	КМЦ	98		1000-1200	"-	2000-6000 (1 % по Брукф)	
	Celcol SL	КМЦ	98		700-800	"-	1000-4000 (1 % по Брукф)	
	Celflo R	КМЦ	70		700-800	"-	300-1000 (1 % по Брукф)	
	Celflo RX	КМЦ	70			"-	15-45 (1 % по Брукф)	
АКЗО	Габройл НУ	Na-КМЦ	67	0,85-0,95	1600	анионик	8000 (2 % по Брукф)	700-900

Как видно из таблицы 2 все полимеры по показателю степени полимеризации и вязкости продукта можно подразделить на три группы:

- сверхвысокой вязкости (Габройл НУ фирмы "АКЗО");
- высокой вязкости (Celcol R и Celcol RX фирмы "Метса-Серла Кемикалс);
- средней вязкости (Tylose VHR фирмы "Хехст", Габройл НУ фирмы "АКЗО", Celcol SLX, Celcol SL, Celcol R, Celcol RX фирмы "Метса-Серла Кемикалс).

Все полимеры были исследованы на стойкость к полиминеральной агрессии пластовых вод хлоркальциевого типа.

Для исследования были приготовлены стандартные глинистые суспензии из суббентонитовой Биклянской глины 20 %-ной концентрации плотностью 1120 кг/м³, обработанные кальцинированной содой (Na₂ CO₃) в количестве 0,5 % и исследуемыми полимерами в количестве 0,05 % масс/об. в пересчете на сухое вещество. Затем в полученные глинистые растворы водили пластовую девонскую воду хлоркальциевого типа плотностью 1180 кг/м (ПДВ) по 1 % от объема раствора, что соответствует 12 мг-экв/л ионам Са" с последующим замером структурно-механических свойств раствора на стандартном лабораторном оборудовании. Результаты исследований приведены в таблице 3.

Лабораторные исследования показали, что все полимеры в составе приготовленных буровых растворов выдерживают полиминеральную агрессию пластовых вод в пределах 2 % от объема раствора, что составляет в пересчете на ионы Ca^{2+} 24 мг-экв/л. Наиболее эффективным является высоковязкий полимер Celpol R, который обеспечивает стабильность оптимальных структурно-механических свойств раствора (пониженную фильтратоотдачу, постоянную вязкость раствора). Так же были проведены исследования по снижению глинистой составляющей в составе бурового раствора и замены ее карбонатным утяжелителем. Результаты исследований приведены в таблицах 4-6.

Таблица 3 – Изменение структурно-механических свойств раствора плотностью 1120 кг/м³, обработанного 0,05 % масс/об. полимерами, при различных концентрациях ПДВ

Наименование полимера	Количество ПДВ, % об.	Показатели физико-механических свойств раствора				
		Т, с	Φ, см ³ /30мин	СНС, дПа через 1-10 мин	рН	К, мм
1	2	3	4	5	6	7
Celpol R	-	32	7	12-19	9	1
	1	32	7	12,2-19,4	8,5	1,1
	2	32	7,5	12,2-19,4	8	1,3
	3	38	9,0	16,7-26,8	8	2,0
Celpol RX	-	56	8	22-24	9	1
	1	57	8,5	23-26	8,5	1,2
	2	59	9	23-28	8,5	1,5
	3	65	10,5	29-38	8	2,2
Габройл НУ	-	28	8	14-35	9	1
	1	30	8,7	15-38	8,5	1,2
	2	35	9,5	18-40	8	1,6
	3	42	11	25-42	7,5	2,5
Tylose YHR	-	20	12	0-0	9	1
	1	21	12	0-0	8,5	1,5
	2	24	13	0-0	8	2,0
	3	28	16	0-0	7,5	2,8
Celpol SL	-	20	10	0-0	9	1
	1	21	10	0-0	8,5	1,2
	2	24	10,5	0-0	8	1,6
	3	26	13	0-0	7,5	2,8
Celflo R	-	24	8	0,8-1,2	9	1
	1	25	8,5	0,8-1,2	8,5	1,5
	2	26	9	0,8-1,2	8	2,0
	3	32	12	2,8-7,4	7,5	2,5
Celflo SL	-	24	9	0-1,4	9	1
	1	24	9	0-1,4	8,5	1,4
	2	25	9,3	0,8-1,8	8	1
	3	33	13	3,6-5,8	7,5	2,3
Celpol SLX	-	24	8	0-2,5	9	1
	1	24	8	0-2,5	8,5	1,2
	2	26	8,5	0-2,5	8	1,5
	3	34	10	0-3,8	7,5	2,4

Таблица 4 – Изменение показателей структурно-механических свойств раствора при различных концентрациях полимера

Концентрация полимера в растворе, % масс. / об	Наименование полимера	Показатели свойств раствора				
		Т, с	Φ, см ³ /30 мин	СНС, дПа через 1-10 мин	РН	К, мм
Плотность 1120 кг/м ³						
0,05	Celcol R	32	7	12-19	8	1
	Celcol RX	56	8	22-24	8	1
	Габройл НУ	28	8	14-35	8	1
	Tylose YHR	20	12	0-0	8	1
	Celcol SL	20	10	0-0	8	1
	Celflo R	24	8	0.8-1.2	8	1
	Celflo SL	24	9	0-1.4	8	1
	Celcol SLX	24	8	0-2.5	8	1
0,10	Celcol R	Не тек				
	Celcol RX	тек				
	Габройл НУ	56	7	34-56	8	1
	Tylose YHR	20	10	0-1,2	8	1
	Celcol SL	24	8	0-0	8	1
	Celflo R	26	8	0,8-2,6	8	1
	Celflo SL	24	7	0-1,7	8	1
	Celcol SLX	26	6,5	0,4-2,8	8	1
Плотность 1060 кг/м ³						
0,05	Celcol R	21	8,5	2-9	8	0,5
	Celcol RX	21	8,5	2-7	8	0,5
	Габройл НУ	20	10	0-0	8	0,5
	Tylose ECH	20	8,5	0-3,4	8	0,5
	Tylose EC-7	20	9,5	0-0	8	0,6
0,1	Celcol R	38	6,8	9-22	8	0,5
	Celcol RX	40	6,8	11-26	8	0,5
	Габройл НУ	34	7	10-17	8	0,5
	Tylose ECH	34	7,5	11-23	8	0,5
	Tylose EC-7	20	8,5	1-3	8	0,6

Таблица 5 – Состав утяжеленного бурового раствора, плотностью 1350 кг/м³

Состав исходной глинистой суспензии	Концентрация, % масс. / объем
Бентонит	8
Сода кальцинированная (Na ₂ CO ₃)	0,5
Полимер	0,05-0,1
Утяжелитель (карбонатный)	48

Результаты исследований показали, что наиболее эффективными и технологичными добавками являются полимеры марок Celcol R (Метса-Серла-Кемикалс) и Габройл НУ (AKZO), которые позволяют получать буровой раствор из Биклянских карьерных глин кальциевого типа с низким содержанием глинистой фазы, обеспечивают при этом оптимальные технологические свойства глинистых суспензий плотностью 1060 кг/м³, которые позволяют проводить дальнейшее утяжеление его карбонатным утяжелителем – мелом или доломитом до плотности 1350 кг/м³. Применение таких растворов при вскрытии продуктивного пласта позволяет максимально сохранять его коллекторские свойства благодаря низкому содержанию глинистой составляющей и формированию на

стенках скважины легко удаляемой фильтрационной корки, состоящей до 90 % из кислотрастворимого компонента – мела или доломита.

Таблица 6 – Изменение показателей структурно-механических свойств раствора, плотностью 1350 кг/м³ при различных концентрациях полимера

Концентрация полимера в р-ре, % масс./об	Наименование полимера	Показатели свойств раствора				
		Т, с	Ф, см ³ / 30мин	СНС, дПа через 1-10 мин	РН	К, мм
0,05	Celpol R	32	6	14-27,5	8	1
	Габройл НУ	26	6	15-25	8	1
0,1	Celpol R	44	5,5	25-48	8	1
	Габройл НУ	32	5,5	16-28	8	1

На уровне патента № 2133813 РФ разработана технология первичного вскрытия пластов, осложненных гидратообразованием, обеспечивающая сохранение естественных коллекторских свойств.

В скважину, предварительно заполненную промывочной жидкостью, спускают незаполненный жидкостью бурильный инструмент до глубины, определяемой прочностью бурильных труб на смятие внешним давлением жидкости, заполняющей кольцевое пространство между колонной бурильных труб и стенками скважины, после чего бурильный инструмент доливают до устья жидкостью и вновь продолжают его опускать с постоянным или дискретным доливом промывочной жидкостью, пока до забоя не останется порядка 2500 м, после чего долив прекращают и продолжают опускать бурильный инструмент до забоя, после достижения которого производят разбуривание продуктивного пласта с обратной промывкой за счет разности высоты столбов жидкости за колонной бурильных труб и внутри ее, в момент появления промывочной жидкости на устье бурильных труб, бурение прекращают и перед подъемом бурильного инструмента производят продавливание промывочной жидкости в затрубное пространство из бурильных труб воздухом, подаваемым от устья сверху вниз с применением установленных внутри бурильных труб через определенные интервалы специальных ловителей и подвижного клапана.

При этом в скважину спускают бурильный инструмент в компоновке - долото, дроссель, запорно-поворотный клапан, расположенная внутри внизу бурильной колонны трубка шламоуловителя.

Следует отметить, что продавливание воздухом промывочной жидкости осуществляют до тех пор, пока не прекратится вытекание жидкости из затрубного пространства.

В качестве промывочной жидкости используют глинистый раствор с плотностью, достаточной для предупреждения проявления, а плотность жидкости, заполняющей кольцевое пространство скважины, больше плотности жидкости в бурильной колонне.

Технологию осуществляют следующим образом. В скважину, заполненную до устья промывочной жидкостью спускают в компоновке долото, ЗПК, дроссель, ЗПК закрыт, буровой инструмент пустой, спуск идет при минимальных нагрузках на талевую систему и лебедку на высоту, определяемую прочностью бурильных труб на смятие внешним давлением жидкости, заполняющей кольцевое пространство между бурильной колонной и стенками скважины от забоя до устья

$$\Delta H = K \cdot \frac{P_{cm}}{P_q}, \quad (13)$$

где P_q - плотность промывочной жидкости в кольцевом пространстве в интервале бурильной колонны, не заполненной жидкостью, кг/м³;

K - коэффициент, $K < 1$.

Спустив, например 2500 метров, когда инструмент доливают до устья и вновь продолжают спуск до тех пор, пока не останется допускать до забоя 2500 м. В это время долив внутрь бурильных труб прекращают и продолжают спуск инструмента до забоя. Дойдя до забоя, нагрузив долото, начинают вращать бурильный инструмент, при этом открывается запорно-поворотный клапан (ЗПК) и жидкость из затрубного пространства бурильной колонны через долото, дроссель, ЗПК начинает поступать внутрь бурильной колонны, то есть идет бурение с обратной промывкой за счет разности высоты столбов жидкости за бурильной колонной и внутри ее. По мере падения уровня жидкости в затрубном пространстве ее постоянно доливают из доливной емкости. Бурение идет до тех пор, пока не появится жидкость на устье бурильных труб. Для более четкого улавливания этого момента, а также для более интенсивного перетока из затрубного пространства через долото внутрь бурильных труб доливную жидкость в затрубном пространстве берут большей плотности, чем вся жидкость в скважине. Это обуславливает больший эффект выталкивания бурильных труб при их подъеме.

В целях предотвращения затруднения движения частичек породы внутрь бурильных труб, в случае, когда шлам не сможет подниматься вверх из-за небольшой скорости восходящего потока жидкости в трубах, так как расход жидкости будет незначительный, над ЗПК устанавливают внутритрубный шламоуловитель. Шлам оседает в кольцевом пространстве между трубкой длиной 10-15 м с внутренним диаметром 15-18 мм с открытым верхним концом, вставленной концентрично внутри бурильных труб и опирающейся нижним концом на корпус ЗПК. Скорость движения жидкости, поступающей из затрубного пространства внутрь трубки всегда будет достаточной для движения шлама вверх. На выходе из трубки скорости движения жидкости резко снижается (увеличивается сечение потока от 3 см до 80-100 см в полости бурильных труб), шлам выпадает в кольцевую полость между внутренней поверхностью бурильных труб и наружной поверхностью трубки шламоуловителя.

По окончании бурения (до выравнивания столбов жидкости или до появления жидкости на поверхности бурильных труб) проводят подъем бурового инструмента, при этом еще до спуска бурового инструмента внутри бурильных труб через определенные интервалы устанавливают специальные ловители подвижного клапана. Верхний ловитель устанавливают на глубине 2500-3000 м от устья, последующие - через такие же промежутки друг от друга. Перед подъемом бурового инструмента внутри колонны бурильных труб устанавливают специальный подвижный клапан, подсоединяют компрессор высокого давления и осуществляют продавливание промывочной жидкости сверху вниз по бурильным трубам, трубке шламоуловителя, ЗПК, дросселю, долоту в затрубное пространство. Продавливание осуществляют до пор, пока подвижный клапан не войдет в ловитель и не зафиксируется в нем. Этот момент фиксируется по прекращению вытекания жидкости из затрубного пространства и по более быстрому увеличению давления на манометре компрессора. Верхняя часть колонны бурильных труб после продавливания будет пустой, облегчение колонны тем больше, чем на большей глубине установлен ловитель, а это в свою очередь зависит от мощности компрессора, максимально развиваемого давления, а также от плотности жидкости, находящейся в затрубном пространстве в интервале глубин 0-установка ловителя.

Пример. Ловитель установлен на глубине 2500 м, жидкость за колонной имеет плотность 1250 кг/м^3 , а буровой инструмент имеет внутренний диаметр $D_{\text{вн}} = 120 \text{ мм}$, Р

$= 0,785 \cdot d^2 \cdot 2500 \cdot 1,25 = 35,3$ т при $D_{\text{вн}} = 150$ мм снижение веса колонны будет $P = 0,785 \cdot d^2 \cdot 2500 \cdot 1,25 = 55,2$ т.

После поднятия верхней части бурильной колонны вместе с первым ловителем для облегчения подъема второй части вновь продавливают воздухом промывочную жидкость, клапан при продавливании входит в ловитель, раздвигает подпружиненный цанговый захват и когда проточка на штоке совпадает с цангой на ловителе, клапан фиксируется в этом положении. Герметичность достигается за счет уплотнения.

Облегчение колонны на несколько десятков тонн дает возможность углубить скважину до проекта, в случае с Кольской СГ-3 этот запас по весу позволит довести скважину до проектной глубины 15000 метров на существующем инструменте и оборудовании. Отказ от принудительной циркуляции промывочной жидкости с поверхности позволит снизить огромные энергетические и материальные затраты на промывку.

Технология успешно апробирована на 3-х скважинах Агалеевского месторождения и после дополнительной технико-экономической оценки и составления необходимой документации будет рекомендована проектным организациям для включения в проекты строительства эксплуатационных скважин в Восточной Сибири

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Создание нефтегазового комплекса (НГК) Красноярского края, Таймырского (Долгано-Ненецкого) и Эвенкийского автономных округов (распоряжение Правительства Российской Федерации от 31.12.2004 № 1737) невозможно без научно обоснованного формирования производственно-транспортной системы и технико-технологических решений проблемных вопросов по строительству скважин различного назначения в аномальных геолого-технических условиях Восточной Сибири.

2. Одной из основных проблем, требующих неукоснительного решения при строительстве скважин различного назначения является обеспечение первичного вскрытия слабо дренированной фильтровой зоны без нарушения её естественных коллекторских свойств с обязательной герметизацией заколонного пространства (чередующихся зон с аномально низкими и аномально высокими пластовыми давлениями).

С этой целью, с позиции теории системного подхода и с учётом физико-химических процессов, протекающих в призабойной зоне пласта выработана методология формирования конструкций фильтра и забоя в этих условиях.

В зависимости от конкретных геологических условий предпочтение отдаётся гидродинамически совершенному открытому забою с глубокой необратимой кольматацией водоносных участков в процессе первичного вскрытия.

3. Выявлено, что газопроявления при вскрытии продуктивных отложений при наличии благоприятных термобарических условий в сочетании с техногенным влиянием являются основной причиной гидратообразования при строительстве скважин на месторождениях Красноярского края. Определяющим фактором при этом является наличие мерзлых пород значительной толщины. Разработана технология первичного вскрытия газосодержащих пластов с применением технологических жидкостей на углеводородной основе с добавками гидрофобного реагента для предотвращения газопроявлений с температурами выше пластовых, что значительно снижает вероятность гидратообразования в стволе скважины.

4. Для аномальных условий Восточной Сибири усовершенствованы технологии по формированию конструкций фильтра и забоя скважин с учётом возможного гидратообразования:

1) технология селективной гидромониторной обработки пристволенной зоны продуктивных отложений;

2) технология волновой обработки, на принципах нелинейной волновой механики, для временной гидроизоляции водоносных пластов в процессе вскрытия многопластовой залежи открытым забоем;

3) технология установки гидроизолирующих экранов в водонасыщенных пластах.

5. Разработана рецептура бурового раствора, обеспечивающего сохранение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов на основе полимерных композиций марок Celpol R (Метса-Серла-Кемикалс) и Габройл HV (AKZO), которые позволяют получать буровой раствор из Биклянских карьерных глин кальциевого типа плотностью 1060 кг/м^3 с последующим утяжелением мелом или доломитом до плотности 1350 кг/м^3 . Данный раствор позволяет максимально сохранять коллекторские свойства пласта благодаря формированию кольматационного экрана и фильтрационной корки, состоящей до 90 % из кислоторастворимого компонента – мела или доломита.

6. Исследована и прошла промысловую проверку тампонажная композиция с гидрофобной добавкой для обеспечения её суффозионной устойчивости в период превращения тампонажного раствора в камень.

7. Разработана технология вскрытия пластов, осложнённых гидратообразованием, обеспечивающая сохранение естественных коллекторских свойств (Патент РФ № 2133813).

8. Сформированы и оценены варианты развития предприятий технологического транспорта для различных уровней плотности нефтегазодобычи, разработана рабочая методика определения моментов создания нового УТТ, эксплуатационного филиала УТТ и реконструкции филиала в новое УТТ, что позволяеткратно уменьшить затраты на переезды и тем самым снизить себестоимость добываемой продукции.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих печатных работах:

1. Нечепуренко А.Е., Усков Г.А. Обеспечение промышленной безопасности в газовом хозяйстве «Красноярсккрайгаз» / А.Е. Нечепуренко, Г.А. Усков // Безопасность труда в промышленности. – 1999. – № 3. – С. 52-54.

2. Нечепуренко А.Е., Скворцов Ю.П. и др., Способ бурения сверхглубоких скважин. Пат. № 2133813. Зарегистрирован в Государственном реестре изобретений РФ. 27.07.99.

3. Нечепуренко А.Е. Перспективные направления работ ОАО «Красноярскгазпром» / А.Е. Нечепуренко, С.А. Громовых, В.Г. Худорожков // Инвестиционный потенциал комплекса Красноярского края: Междунар. науч.-практ. конф. - Красноярск, 2000. - С. 303-304.

4. Нечепуренко А.Е. Вопросы сбалансированного развития нефтегазового комплекса Эвенкии и интересов коренных народов Эвенкийского автономного округа / А.Е. Нечепуренко, С.А. Громовых, А.В. Миусов // Актуальные вопросы недропользования и

пути эффективного освоения минеральных ресурсов Эвенкии: Межрегион. науч.-практ. конф. – Красноярск, 2001. – С. 146-149.

5. Нечепуренко А.Е., Оценка инвестиционной привлекательности строительства газопровода Проскоково-Ачинск-Красноярск / А.Е. Нечепуренко, В.И. Носков, С.А. Громовых, А.В. Миусов // Использование газа в качестве моторного топлива: Межрегион. конф. - Томск, 2002. – С. 5-8.

6. Нечепуренко А.Е., Громовых С.А., Миусов А.В. 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 4-ой регион. науч.-практ. конф.-Тура, 2003. – С. 21-24.

7. Нечепуренко А.Е. Перспективы геологического изучения Оморинского участка ОАО «Красноярскгазпром» // А.Е. Нечепуренко, В.Г. Худорожков // Новые технологии и методы изучения и освоения природных ресурсов Эвенкии: Материалы 4-ой регион. науч.-практ. конф.-Тура, 2003. – С. 25-27.

8. Нечепуренко А.Е. Гидратообразование при освоении нефтегазовых месторождений Восточной Сибири / А.Е. Нечепуренко, С.А. Громовых. – Тюмень: Изд-во "Вектор-Бук", 2004. – 79 с.

9. Нечепуренко А.Е. Заканчивание газоконденсатных скважин в осложненных условиях Восточной Сибири. – Тюмень: Изд-во "Вектор-Бук", 2005. – 94 с.

Соискатель

А.Е. Нечепуренко