

622, 245, 42 (043)
ГГО

ООО «ВОЛГОУРАЛНИПИГАЗ»

На правах рукописи

ГОРОНОВИЧ СЕРГЕЙ НИКОЛАЕВИЧ

**МЕТОДЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СОВМЕСТИМОСТИ
ИНТЕРВАЛОВ БУРЕНИЯ**

Специальность 25.00.15 – «Технология бурения и освоения скважин»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации по монографии на соискание
ученой степени доктора технических наук

Москва 2010

Работа выполнена в институте ООО «ВолгоУралНИПИгаз».

Официальные оппоненты – доктор технических наук

Вячеслав Васильевич Ипполитов,
доктор технических наук, профессор
Георгий Тигранович Вартумян,
доктор технических наук, профессор
Рустэм Адипович Исмаков.

Ведущая организация - Тюменский Государственный нефтегазовый университет (ТюмГНГУ).

Защита состоится «22» сентября 2010 года в 10⁰⁰ на заседании объединённого диссертационного совета ДМ 002.263.01 при Научном центре нелинейной волновой механики и технологии РАН по адресу: 119334, г. Москва, ул. Бардина, 4.

С диссертацией в виде монографии можно ознакомиться в библиотеке НЦ НВМТ РАН по адресу 119334, г. Москва, ул. Бардина, 4.

Автореферат разослан «20 » августа 2010 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор технических наук



А.П. Аверьянов

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

Современный этап развития нефтегазодобывающего комплекса России определяется поиском, разведкой, разработкой и освоением уникальных нефтегазоконденсатных месторождений Прикаспийской синеклизы и Восточной Сибири наряду с интенсивной разработкой Ямальской группы гигантских газовых и нефтяных месторождений севера Тюменской области.

Крупные месторождения нефти и газа, расположенные в пределах Прикаспийской синеклизы и Восточной Сибири, характеризуются сложными горно-геологическими условиями, включая глубины залегания, высокие термобарические градиенты, разнотензорность пластовых давлений по разрезу, многокомпонентность пластовых флюидов и т.п.

Рентабельность разработки месторождений в этих условиях определяется технологической возможностью расширения совместимых интервалов бурения для достижения высоких технико-экономических показателей строительства скважин и безопасности ведения буровых работ.

Возможность оптимизации конструкции скважины по основным параметрам, обеспечения надежности и экологической безопасности производства буровых работ определяется литологией геологического разреза, градиентами пластовых и поровых давлений, составами пластовых флюидов, индексами давления поглощений, интервалами их взаимного расположения по вертикали геологического разреза, а также эффективностью разработанных физико-химических методов тампонажа горных пород.

Актуальность достижения высоких технико-экономических показателей строительства скважин возрастает при высокой концентрации возможных осложнений в геологических разрезах, относимых к первой категории сложности.

Успешное строительство скважин в этих условиях определяется оптимальной конструкцией скважин, способами разобщения пластов, технологиями вскрытия

о комплекса, в том числе



an2140

осложненного соляно-купольной тектоникой, зонами тектонических нарушений, качественным вскрытием продуктивных горизонтов и др.

Примером высокой концентрации зон осложнений являются геологические разрезы структурно-формационных районов Оренбургской области, Оренбургского, Карачаганакского, Астраханского и Ковыктинского газоконденсатных месторождений.

Цель работы – повышение эффективности бурения сверхглубоких скважин путем разработки и использования методов расширения совместимых интервалов бурения в геологических разрезах, относящихся к первой категории сложности.

Основные задачи:

1. Обобщение опыта и разработка методов обеспечения совместимости интервалов бурения скважин.
2. Повышение эффективности методов тампонажа горных пород при ликвидации поглощений буровых растворов и рапопроявлений.
3. Разработка методов химической кольматации тампонажа горных пород для устранения несовместимых условий бурения при разнотемпературности пластов.
4. Разработка технологии бурения в зонах тектонических нарушений, осложненных «вывалами» крепких пород.
5. Исследование природы термоаномалий при вскрытии надсолевого терригенного комплекса пород и разработка способа предотвращения развития катастрофических обвалов ствола скважины за счет температурных напряжений.
6. Разработка технологических основ профилактики осложнений и аварий при вскрытии хемогенных отложений большой толщины различной природы в широком диапазоне термобарических условий.

Методы решения поставленных задач:

1. Анализ и обобщение промыслового опыта эффективности технологий тампонажа горных пород при ликвидации поглощений буровых растворов и

рапопроявлений, систематизация условий для выбора способа борьбы с осложнениями.

2. Разработка технологий тампонажа горных пород при ликвидации поглощений буровых растворов и рапопроявлений.

3. Разработка технологии химической кольматации для тампонажа горных пород и устранения несовместимости условий бурения при наличии разнорапорных пластов.

4. Разработка технологии химической кольматации для тампонажа горных пород при бурении в зонах тектонических нарушений и технологии купирования коллекторов, определяющих повышение температуры в стволе скважины и развитие катастрофических обвалов ствола скважины за счет температурных напряжений.

5. Исследование взаимосвязи физико-химических свойств солей и осложнений при строительстве скважин, разработка методов профилактики осложнений и аварий при вскрытии хемогенных отложений большой толщины различной природы и в широком диапазоне термобарических условий.

Научная новизна

1. Предложена научно обоснованная методика исследований и расчета параметров зон поглощений и рапопроявления без использования статистических данных для определения основного параметра – «скважности» горных пород в зоне осложнения.

2. Обоснована возможность использования задачи Ляме расчета толстой оболочки для определения радиуса изоляционного экрана буферных тампонов в целях создания квазистационарных условий формирования цементного камня при тампонаже горных пород в зонах поглощения и рапопроявления.

3. Научно обоснована гипотеза химической кольматации карбонатных коллекторов для устранения несовместимости условий бурения при наличии разнорапорных пластов.

4. Выявлен механизм повышения температуры в стволе скважины и развития катастрофических обвалов ствола скважины за счет температурных

напряжений, для локализации которых предложена технология химической кольматации терригенных коллекторов.

5. Разработана технология закрепления крепких пород подсолевых отложений иницированными латексами для температурных условий их залегания и способ гидроочистки ствола скважины для удаления крупных обломков пород.

6. Даны научные обоснования профилактики осложнений и аварий при вскрытии хемогенных отложений большой толщины, представленных породами различной физико-химической природы.

7. Разработаны способы и методики расчета для исключения односторонней модели нагружения на обсадные трубы в интервалах проявления горного давления солей, во избежание погиби и нарушения обсадных колонн.

Практическая ценность

Разработанные технологии тампонажа горных пород с целью ликвидации поглощений буровых растворов, рапопроявлений, устранения несовместимых условий бурения при разнонапорности пластов, купирования термоаномалий, профилактики осложнений и аварий при вскрытии хемогенных отложений большой толщины различной природы и условий залегания позволили:

1. Повысить технико-экономические показатели строительства скважин при высокой концентрации осложнений в геологических разрезах, относимых к первой категории сложности.

2. Исключить бросовые работы, связанные с ликвидацией скважин, минимизировать затраты на ликвидацию осложнений.

3. Расширить совместимые интервалы бурения и снизить материалоемкость строительства скважин при обеспечении оптимального диаметра эксплуатационной колонны.

4. Повысить эксплуатационную надежность скважин как технических сооружений.

5. Способствовать достижению рентабельности разработки месторождений.

Реализация результатов работ в промышленности

Разработанные автором технологии обеспечения совместимости интервалов бурения широко использованы при реализации масштабных проектов развития нефтегазовой индустрии при освоении Оренбургского и Карачаганакского нефтегазовых месторождений с высокой концентрацией осложнений в геологических разрезах, относимых к первой категории сложности.

Разработанные автором технологические основы профилактики осложнений и аварий при вскрытии хемогенных отложений большой толщины различной природы позволили определить взаимосвязь осложнений и аварий с минералогическим составом хемогенных пород, определить концепцию и методики нормирования плотностей буровых растворов для исключения проявления горного давления, связанного с течением солей. При этом обоснованы дополнительные требования к геолого-геофизическому обеспечению буровых работ и химико-аналитическим исследованиям отобранного при бурении шлама, что позволило снизить затраты на строительство скважин, связанных с использованием буровых растворов завышенной плотности.

В целях предотвращения аварий с обсадными колоннами, на этапах строительства и эксплуатации скважин рассмотрены условия возникновения односторонней модели нагружения на крепь и предложены способы её исключения.

Апробация работы

Результаты работ докладывались и обсуждались на:

- оперативных совещаниях Мингазпрома, предприятий Мингазпрома, Оренбурггазпрома, Астраханьгазпрома и других организаций нефтяной промышленности (1983 – 2009 гг.);

- научно-техническом совете ОАО «Газпром» (г. Оренбург, 04.1997 г.; г.Ставрополь, 18-20.09.2000г; г.Тюмень, 09. 2001г.; г. Тюмень, 09. 2003 г.; г.Тюмень , 10.2005 г.; г.Сочи, 02-06.10.2006г; г.. Кисловодск, 22-26. 09.2008 г.; г.Москва, 28.09- 01.10. 2009г.);

- Российской конференции по бурению на депрессии (г. Анапа, 28.09-2.10. 1998 г.);
- научно-технической конференции «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России» (г. Москва, РГУ нефти и газа им. ак. И.М. Губкина, 1999 г.);
- научно-практической конференции Ассоциации буровых подрядчиков на тему «Современная тенденция развития техники и технологии строительства и восстановления нефтегазовых скважин» (г. Москва, ДОО «Бургаз», 1999 г.);
- международном научно-практическом семинаре «Новые технологии строительства скважин», (Германия, ПХГ Reden, Винтерсхал АГ-ОАО «Газпром», 22-5. 06. 1999 г.);
- 3-тнем международном семинаре «Горизонтальные скважины» (г. Москва, РГУ нефти и газа им. ак. И.М. Губкина, 2000 г.);
- 2-ом Международном симпозиуме «Наука и технология углеводородных дисперсных систем» (г. Уфа, УНИ, 2000 г.);
- научно-технической конференции «Техника и технология вскрытия продуктивных пластов при депрессии на пласт» (г. Краснодар, 2000 г.);
- всероссийском совещании «Бурение сверхглубоких и глубоких параметрических скважин» (г. Ярославль, 2001г.);
- юбилейной (25 лет) научно-практической конференции «Достижения, проблемы, перспективы» (г. Оренбург, 2002г.)
- межотраслевой научно-практической конференции «Разведочное бурение на суше и континентальном шельфе России) (г. Анапа, 30.05-03.06. и 03.-07.10. 2005г.);
- 12-ой и 13-ой Международных научно-практических конференциях «Эфиры целлюлозы и крахмала. Опыт и особенности применения на предприятиях нефтегазового комплекса» (г. Владимир, 03-06.06. 2008 г. и г. Суздаль 02-05.06. 2009 г.);

Публикации.

Положения диссертационной работы изложены в 152 печатных работах, в том числе в 1 монографии, 10 брошюрах и 44 изобретениях, из них 28 работ опубликованы в изданиях, соответствующих перечню ВАК.

Диссертация в виде монографии состоит из предисловия, пяти глав, включающих 229 формул, 135 таблиц и 51 рисунок, общим объемом 32,0 уч. – изд. листа.

Глава I посвящена оценке горно-геологической природы аномальных условий строительства нефтяных и газовых скважин.

Разнообразие генезиса осадочных пород, литологической природы горных пород, постседиментационных преобразований, а также гидрогеологических и тектонических процессов в геологическое время их формирования определяет геологические факторы широкого спектра осложнений при бурении глубоких скважин различного назначения.

Осложнения при бурении обусловлены несоответствием технологических факторов строительства скважин горно-геологическим условиям геологического разреза.

Основными видами осложнений при бурении и их физико-химическая природа по выделяемым комплексам осадочных пород являются следующие (таблица 1) [1,5,16,23,25,26,27,28,29,30]:

Таблица 1 - Основные виды осложнений при бурении и их физико-химическая природа

Комплекс пород	Виды осложнений	Горно-геологические факторы	Технологические факторы
Терригенный	Обвалы и осыпи глинистых пород; течение пород.	Минералогический состав горных пород; метаморфизация пород; поровые давления.	Природа среды и параметры бурового раствора; гидродинамические нагрузки в стволе скважины.
	Поглощения буровых растворов;	Трещинные коллектора; низкие индексы давления раскрытия трещин; АНГД.	Репрессия на коллектора; гидродинамические нагрузки; гидроразрыв пород.
	Образование желобов;	Низкая прочность пород.	Несоответствие профиля скважины; объем работы бурильного инструмента; несоответствие компоновок режимам бурения.

	Дифференциальные прихваты;	Гидравлическая связь ствола с проницаемыми породами.	Репрессия на коллектора; состав и параметры бурового раствора.
	Флюидопроявления	Гидравлическая связь ствола с проницаемыми породами; АВПД; вскрытие зон поглощений.	Депрессия на пласт; параметры бурового раствора; гидродинамические нагрузки; снижение уровня бурового раствора в стволе.
Соли	Кавернообразование; обвалы и осыпи;	Растворение пород;	Состав среды и параметры бурового раствора, гидродинамические нагрузки;
	Течение пород;	Физико-механические свойства; термобарические условия залегания	Плотность бурового раствора; гидродинамические нагрузки;
	Нарушение обсадных труб.		Прочность труб; Односторонняя модель нагружения после цементгажа.
	Рапопроявления	АВПД	-
Карбонатный	Обрушение пород	Тектонические нарушения;	Гидродинамические нагрузки;
		Высокие поровые давления.	Плотность бурового раствора; Гидродинамические нагрузки.
	Поглощения буровых растворов;	Аналог терригенному комплексу	Аналог терригенному комплексу
	Дифференциальные прихваты;	Аналог терригенному комплексу	Аналог терригенному комплексу
	Флюидопроявления	Аналог терригенному комплексу	Аналог терригенному комплексу

К редким видам осложнений при бурении можно отнести тепловые аномалии, природа которых связана с химическим разложением пластового флюида с большим выделением тепла.

Успешность бурения и достижение высоких технико-экономических показателей строительства скважин зависит от многих факторов, в том числе от эффективности физико-химических методов профилактики и ликвидации осложнений, как определяющего условия обеспечения совместимости интервалов бурения и связанной с этим материалоемкости конструкций скважин.

Во второй, третьей и четвертой главах рассмотрен тампонаж горных пород при ликвидации поглощений, рапопроявлений и гидравлической связи со стволом скважины в пористых коллекторах, определяющий ведущую роль в обеспечении совместимости интервалов бурения.

Развитие технологии химической кольматации пластов позволило обеспечить совместимость условий бурения, обусловленных разوناпорностью газоносных пластов, характерных для карбонатных отложений большой толщины в условиях интенсивной их разработки, а также при локализации развития тепловых эффектов в терригенных коллекторах и закреплении трещин в нарушенных тектоникой массивах горных пород.

Для повышения индексов давления поглощений при строительстве сверхглубоких скважин доказана эффективность метода гидродинамической кольматации.

Решение проблемы борьбы с поглощениями приводит к выделению ряда самостоятельных задач в области геологии, физики пласта, гидравлики, сопротивления материалов, реологий нетвердеющих вязкопластичных и твердеющих тампонажных растворов, условий движения суспензий и твердых частиц в поровой среде и трещинах горных пород и др.

Большой вклад в разработку технологий борьбы с поглощениями буровых растворов внесли отечественные исследователи В.И. Крылов, И.И. Вахромеев, И.А. Сидоров, М.И. Сухенко, В.В. Мишевич, М.А. Котяхов, Л.М. Ивачев, М.В. Курочкин, М.Р. Мавлютов, В.Г. Ясов, В.Н. Поляков и др.

Работами этих исследователей показана природа осложнения, разработаны способы исследования скважин и предложены расчетные модели параметров зон поглощения, технологии ликвидации, а также выполнены работы по анализу областей их эффективного применения.

Поглощение бурового и тампонажного растворов обусловлено наличием проницаемых пластов и движущей силы от действия перепада давления в системе «скважина – пласт».

По текстуре каналы гидропроводности горных пород подразделяются на пористые, трещиноватые, кавернозные и смешанные. Параметр гидропроводности обусловлен строением и размерами фильтрационных каналов.

Для рассмотрения способов изоляции зон поглощения буровых растворов автором приняты следующие модели каналов гидропроводности:

- трещины с выдержанной открытостью и различной пространственной ориентацией в массиве горных пород с пористой проницаемой стенкой;
- трещины с выдержанной открытостью и различной пространственной ориентацией в массиве горных пород с непроницаемой (малопроницаемой) стенкой;
- кавернозные пустоты, соединенные трещинами с различной открытостью и различной пространственной ориентацией.

По литолого-стратиграфическим комплексам пород типы коллекторов поглощения буровых растворов приурочены следующим образом (таблица 2).

Таблица 2 – Типы коллекторов зон поглощения по литолого-стратиграфическим комплексам

Тип коллектора	Литолого-стратиграфический комплекс		
	терригенный надсолевой	хемогенный	подсолевой
Поровый	+	-	-
Трещинный	+	+	+
Порово-трещинный	+	-	+
Трещинно-кавернозный	-	+	+

На площадях структурно-формационных районов Оренбургской области зоны поглощения буровых растворов имеют широкий диапазон гидродинамических характеристик. При этом наиболее сложные поглощения, как правило, связаны с трещинно-кавернозными коллекторами, характеризующимися высокими коэффициентами удельной приемистости и скважностью (рисунки 1, 2, 3).

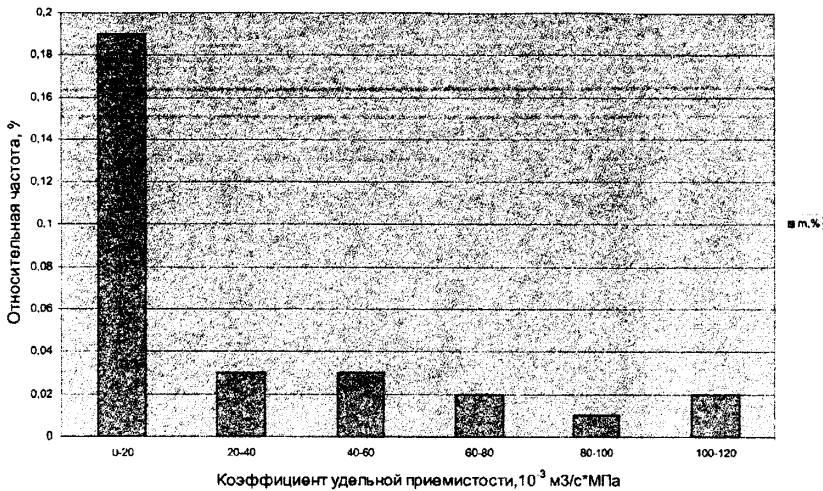


Рисунок 1 – Распределение коэффициента удельной проницаемости по встречным зонам поглощения

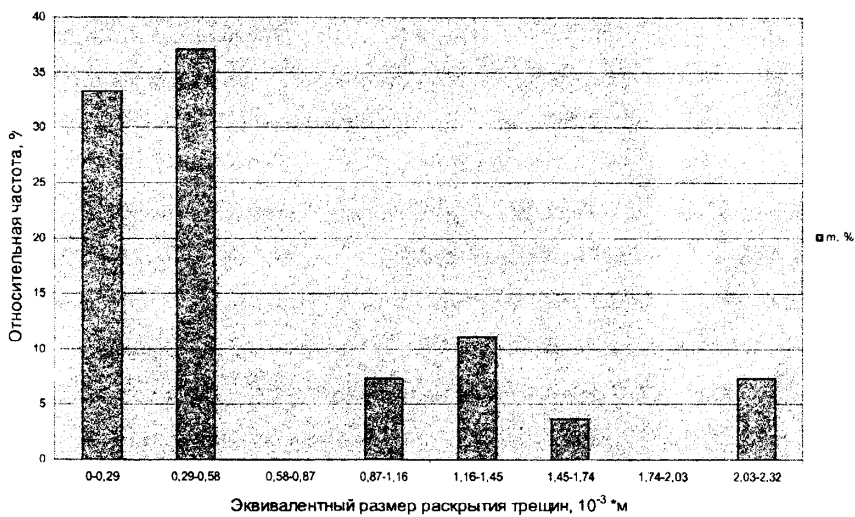


Рисунок 2 – Распределение эквивалента раскрытия трещин

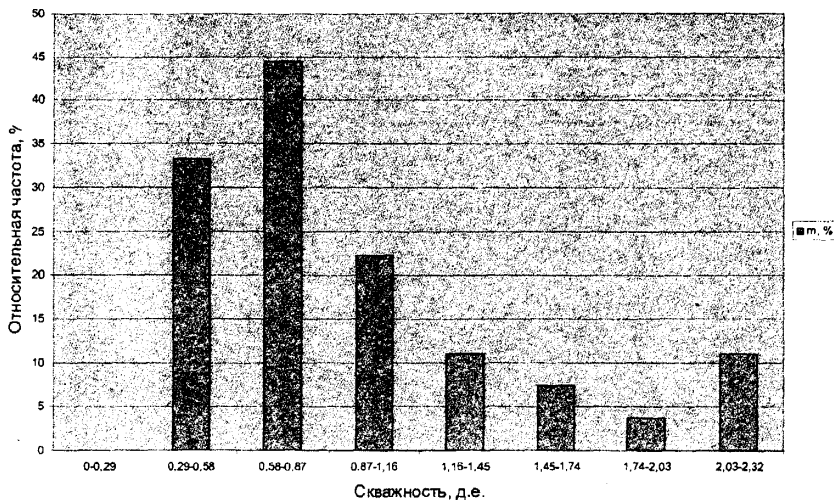


Рисунок 3 – Распределение скважности по зонам поглощения

Существующие технологии ликвидации зон поглощения буровых растворов при строительстве скважин предполагают определение гидрогеологических параметров зон поглощения, классификационных признаков, выбор способа ликвидации поглощений, планирование процесса изоляции.

Гидродинамические исследования рекомендуется производить при установившихся и не установившихся режимах закачки буровых растворов. При этом прослеживается положение статического и динамического уровней в скважине и изменение приращения давления в интервале зоны поглощения при изменении режима подачи насоса, что позволяет построить индикаторную кривую $\Delta P = f(Q_n)$, где Q_n – расходы бурового раствора при нагнетании.

С использованием расходомерии определяется коэффициент пьезопроводности, средняя проницаемость поглощающей зоны и средняя величина скважности горных пород поглощающего пласта. При этом в качестве расчетных параметров используются модуль Юнга, коэффициент Пуассона поглощающих пород и коэффициент объемной сжимаемости пласта или коэффициент трещиноватости.

Предложена также методика с использованием модели Г.И. Баренблатта и Ю.П. Желтова течения жидкости в трещиноватых пластах на основе представления о поглощающих породах как о двойной пористой среде – трещин и пористых матричных блоков. Это позволило описать поведение деформируемых упругих пород с высокоразвитой трещиноватостью и некоторые виды индикаторных кривых $Q = f(\Delta P)$.

На основе этой модели было принято предположение о наличии областей с тремя законами фильтрации в поглощающих пластах: в первой – трещиноватой и кавернозной среде – по квадратичному закону Шеши – Краснопольского, во второй – среднепористой – по закону Дарси, в третьей – мелкопористой – по закону фильтрации с начальным градиентом давления в порах разного размера.

При этом была предложена формула для описания процесса фильтрации в поглощающих породах:

$$Q = K_1 * \Delta P^{0,5} + K_2 * \Delta P + K_3 * \Delta P^2, \quad (1)$$

где Q – интенсивность поглощения; K_1 – коэффициент продуктивности (приемистости) для первой среды при турбулентном течении жидкости, характеризующий проницаемость этой среды, толщину пласта, радиус скважины, инерционные сопротивления, размеры трещин и каверн; K_2 – коэффициент приемистости для второй среды; K_3 – коэффициент приемистости для третьей среды, характеризующий мощность пласта и показатели жидкости; ΔP – перепад давления при проведении гидродинамических исследований.

Гидродинамические исследования по данной методике должны проводиться при 7 - 9 режимах подач насоса (размах подачи для ствола 215,9 мм 0,003 - 0,035 м³/с) и при наличии глубинного манометра на глубине зоны поглощения.

Обработка гидродинамических исследований предполагает построение индикаторной линии в логарифмической системе координат $\Delta P - Q$ и определение с помощью палетки угла наклона касательной к оси давлений,

осредненный показатель режима фильтрации и расчетные коэффициенты приемистости по типам сред (K_1, K_2, K_3).

Методы изоляции зон поглощения выбираются в зависимости от коэффициентов удельной приемистости поглощающего пласта q_1, q_2, q_3 . При этом коэффициенты удельной приемистости определяются как отношения коэффициентов K_1, K_2, K_3 к площади фильтрации поглощающего пласта.

В практике тампонажа горных пород определяющим параметром является средняя толщина или среднеобъемное раскрытие трещин и трещинная пустотность (скважность).

Существуют два метода определения параметров трещиноватости горных пород: геометрически-визуальный и гидравлический метод определения просветности трещин.

Для решения задач изоляции зон поглощения буровых растворов и рапопроявления при строительстве скважин в настоящее время используется гидравлический метод определения просветности трещин.

Наиболее употребительные расчетные формулы для решения задач изоляции зон поглощения предложены Ф.И. Котяховым, Л.М. Ивачевым, М.Р. Мавлютовым и В.Н. Поляковым.

Предложенные формулы получены при тех или иных допущениях (Ф.И. Котяховым), другие предполагают точное знание физико-механических свойств горных пород (Л.М. Ивачевым) или для получения расчетных параметров необходимо производить снятие индикаторных зависимостей $P_n = f(Q_n)$ в диапазоне расходов, часто выходящих за значения величин, принятых по технологии бурения скважины (М.Р. Мавлютов, В.Н. Поляков).

Дополнительные сложности возникают при снятии индикаторных зависимостей и использовании их результатов и при различных реологических моделях пластовых жидкостей и бурового раствора при движении по трещине в связи с изменением режима нагнетания и течения.

Данные методы определения параметров зоны поглощения сложны и экономически нецелесообразны, а при вскрытых газоносных отложениях не отвечают противодонной безопасности.

При планировании изоляционных работ с использованием буферных тампонов для создания квазистационарных условий формирования цементного камня в стволе скважины в интервале поглощающих пород, важным параметром является радиус изоляционной завесы буферного тампона.

Для расчета радиуса изоляционной завесы принято уравнение:

$$R_n = a * \delta * (P_{скв} - P_{пл}) / (2 * P_m), \quad (2)$$

где a – коэффициент запаса прочности на возможную неоднородность тампонажного состава; δ – раскрытие трещины; $P_{скв}$ – давление в скважине; $P_{пл}$ – пластовое давление; P_m – пластическая прочность буферного тампона, которая исходит из модели продавки тампона под действием перепада давления в трещину с раскрытием δ .

Для повышения эффективности борьбы с поглощениями автором были выполнены исследования, направленные на решение следующих задач.

1. Повышение точности оценки параметров зоны поглощения и минимизация затрат на их проведение.
2. Обоснование классифицирующих признаков для выбора способов борьбы с осложнением.
3. Повышение точности методики расчёта объёма буферных тампонов при планировании изоляции зон поглощений.
4. Сокращение номенклатуры применяемых материалов и их максимальной унификации при строительстве скважин.
5. Разработка новых составов, материалов и технологий для ликвидации осложнений повышенной сложности.

Для определения параметров и планирования изоляционных работ предложен следующий объём исследований зон поглощений (таблица 3) [2,11].

Таблица 3 – Объем исследования поглощающих зон и направления использования информации.

Цель исследования	Определяемые параметры и условия	Способы получения информации	Направления использования информации
Выделение зоны поглощения	Глубина интервала, м	ГТК, ГИС	Расчеты раскрытия трещины и скважности пород, радиуса изоляционного экрана, определение глубины установки труб для изоляции.
Определение типа коллектора интервала поглощения и геометрии ствола	Пористость, интервал поглощения, диаметр ствола скважины.	ГИС	Расчет радиуса изоляционного экрана, определение глубины установки труб или пакера, выбор состава буферного тампона.
Гидродинамическая характеристика зоны поглощения	Определение статического и динамического уровней в скважине и подачи насоса для их достижения	ГИС, закачки бурового раствора, замер уровней в скважине	Расчет изоляционного экрана, определение раскрытия трещин и скважности поглощающих пород
Определение взаимодействия пластов	Межпластовые перетоки	ГИС, расходомер	Выбор способа изоляции

По предложенной автором методике, в целях минимизации ошибки, расчет параметров зоны поглощения при полном поглощении производится с подачей бурового раствора, отвечающей донному режиму нагнетания в трещину для замера динамического уровня. При этом подача бурового раствора принимается в пределах технологического режима бурения, а при частичном поглощении – для исключения выхода циркуляции.

Расчет параметров зоны поглощения при жидких пластовых флюидах (пластовая вода, нефть) предполагает определение следующих данных: забойного давления, перепада давления в зоне поглощения, коэффициента проницаемости зоны поглощения.

Для определения эквивалентного размера раскрытия трещины автором предложено уравнение, полученное, с учетом неразрывности движения

жидких фаз по трещине пласта, совместным решением уравнений Н.Н. Веригина и Е.З. Рабиновича при течении по каналу прямоугольного сечения при равенстве длины трещины $L = R_k$, а также аппроксимации функции $k = f(a/b)$ [2]:

$$((K_n * 64 * \pi * R_k) / (\ln(R_k / r_c) * b) - 19,191697 * (h_{пл} / (2 * b))^{-1,759098} = 0, \quad (3)$$

где R_k – радиус контура влияния, м; r_c – радиус ствола скважины в интервале зоны поглощения, м; b – половина величины раскрытия трещины, м.

При расчетах R_k принимается равным 250 м.

Скважность пород, слагающих зоны поглощения, определяется по формуле И.И. Вахромеева:

$$\delta = 4,83 * (K_n / m^{2,1})^{0,5}, \quad (4)$$

где $\delta = 2 * b$ – раскрытие трещины, м; K_n – эквивалент коэффициента проницаемости, m^2 ; m – скважность пород, слагающих зоны поглощения, доли единицы.

Сравнительные расчеты параметров зон поглощения по предлагаемым формулам показывали следующую сходимость полученных результатов с данными, определяющими классификационные области, приведенные в работе (таблица 4) [2].

Предложенная методика расчета параметров зон поглощения, компьютерное моделирование условий поглощения буровых растворов в коллекторах, заполненных пластовой водой или нефтью, анализ литературных источников и обобщение промышленного опыта борьбы с поглощениями при бурении скважин позволили рекомендовать следующую классификацию поглощений (таблица 5).

Таблица 4 – Данные сравнения расчетных параметров зон поглощения по классификационным областям

Подача насоса при исследовании поглощения,	Коэффициент удельной приемистости, $m^3/c * MPa$	Значения параметров зон поглощения (М.Р. Мавлютов, В.Н. Поляков)	Значения параметров зон поглощения по предлагаемой методике расчета
--	--	--	---

м ³ /с		Средняя раскрытость каналов, м	Скважность, д.е.	Средняя раскрытость каналов, м	Скважность, д.е.
0,00145	0,001419	0,000683	0,005-0,007	0,000822	0,008459
0,0155	0,015174	0,001493	0,07-0,10	0,001939	0,011538
0,0434	0,042486	0,002097	0,10-0,15	0,002816	0,013205
0,0725	0,070973	0,002484	> 0,15	0,003392	0,014124

* Расчет параметров зон поглощений выполнен при следующих гидравлических параметрах скважины: плотность бурового раствора– 1170, кг/м³; динамическое напряжение бурового раствора -10 Па; плотность пластовой воды в зоне поглощения– 1176 кг/м³; динамическая вязкость пластовой воды– 0,001534 Па*с; статический уровень в скважине – 86 м; динамический уровень,– 0 м; радиус скважины - 0,15 м; толщина поглощающего пласта– 2 м.

Таблица 5 – Классификация поглощений

Категория	Коэффициент приемистости, м ³ /с*МПа	Эквивалент коэффициента проницаемости, м ²	Средний размер раскрытия трещины, 10 ⁻³ м	Скважность пород, доли единицы	Соотношение градиентов давлений по открытому стволу
I	0,00145	3,6E-13 до 3,7E-12	0,5	0,0042-0,0044	$G_{гс} > G_{гпл}$
II	0,0150	3,94E-12 до 3,58E-11	1,1	0,0070-0,0105	$G_{гс} > G_{гпл}$
III	0,0434	1,10E-11 до 1,84E-10	2,5	0,0183-0,019	$G_{гс} > G_{гпл}$ $G_{гс} < G_{гпл}$
IV	> 0,0725	1,844E-11 до > 1,84E-10	> 5	от 0,010 до >0,023	$G_{гс} > G_{гпл}$ $G_{гс} < G_{гпл}$

При вскрытии зоны поглощения в газоносном пласте и остановке насоса при снижении уровня до статического в стволе скважины устанавливается распределение давления, определяемое равенством гидростатического и пластового давлений на глубине залегания его кровли. На глубине залегания подошвы продуктивных отложений глубина проникновения бурового раствора определяется его динамическим напряжением сдвига и плотностью.

Расчет параметров зоны поглощения газоносных отложений большой толщины исходит из модели течения в круговой щели технической воды (Е. Г. Леонов) по вертикальной трещине, заполненной газом при пластовом давлении ($P_{(p,T)}$) без учета сопротивлений при его замещении в объеме трещинного

пространства на фильтрационные сопротивления газа решением уравнения в неявном виде:

$$6 * \mu_v * |q_n| * \pi^2 * (r_k^2 - r_c^2)^3 / (V_n^3) * \ln(r_k / r_c) - \rho_v * q_n^2 * (r_k^2 - r_c^2)^2 / (8 * V_n^2) * (1/r_c - 1/r_k) - \Delta P_d / 2 = 0 \quad (5)$$

При этом исходными параметрами для расчета параметров трещинной пустотности являются: статический уровень в скважине, м; подача насоса при закачке воды в объеме 4-8 м³ при положении бурильного инструмента на глубине кровли газоносных отложений при Q_{бр} = Const, м³/с; время подачи воды в пласт для подъема статического уровня в скважине до динамического уровня, с; динамический уровень бурового раствора в скважине, м; диаметр ствола скважины в интервале подъема динамического уровня, м.

Примеры расчета величины раскрытия трещины при ликвидации поглощений в газоносных отложениях Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет величины раскрытия трещин при ликвидации поглощений на ОНГКМ

Диаметр ствола, м	Плотность бурового раствора, кг/м ²	Подача насоса при закачке воды в пласт, м ³ /с	Статический уровень, м	Динамический уровень, м	Объем воды, размещенный в стволе, м	Объем воды, размещенный в пласте, м	Скважность, д.е.
0,1617	1030	0,012	320	180	2,003	0,157	0,001839
0,1617	1030	0,012	320	220	1,430	0,369	0,00291
0,2267	1050	0,020	250	180	1,677	0,723	0,00202
0,2267	1050	0,029	250	220	0,7189	1,681	0,00293

Основные технологии повышения индексов давления поглощения и изоляции зон поглощения включают проведение гидродинамической кольматации проницаемых пород при их вскрытии и закупорку трещин с использованием наполнителей буровых растворов [3,4,5,20].

Гидродинамическая кольматация проводится при содержании твердой фазы > 20% (масс.).

При низком содержании твердой фазы для повышения эффективности гидродинамической кольматации в буровой раствор рекомендуется вводить асбест марки П-5 или П-6 по ГОСТ 12871-67 в количестве 0,5 – 1,5 % (масс.).

Использование гидродинамической кольматации позволяет также ликвидировать зоны поглощения с интенсивностью до 5 м³/час.

Эффективным способом ликвидации поглощений буровых растворов является закупорка каналов гидропроводности трещин наполнителями, которая, по данным М.В. Курочкина, используется в 90% случаев при ликвидации поглощений буровых растворов.

Для повышения эффективности ликвидации поглощений буровых растворов наполнителями автором предложена схема их применения, предполагающая [6,7]:

- исключение относительного движения наполнителя в среде бурового раствора при транспортировке в зону поглощения;
- размещение объема бурового раствора с максимальной концентрацией наполнителя (растекаемость по конусу R = 16-18 см) в стволе скважины от зоны поглощения и выше;
- оставление скважины в покое в течение 8 часов с периодическим (3-4 раза) доливом раствора в скважину.

Ликвидация поглощений буровых растворов III и IV категорий сложности с использованием наполнителя, как самостоятельного способа, может быть выполнена при применении набухающего наполнителя на основе композиционных материалов [9].

Способы ликвидации поглощений III категории сложности в порово-трещиноватых и трещинных коллекторах, с коэффициентами приемистости $4,0 \dots 7,0 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{МПа}$, основаны на создании квазистационарных условий формирования цементного камня в стволе скважины от подошвы интервала зоны поглощения и выше [10,12,33].

Условием формирования цементного камня, по данным А.Н. Адамовича и Д.В. Колтунова, является ограничение скорости движения цементного раствора до 200 м/сут., так как при больших скоростях движения происходит его размыв.

Для реализации способа изоляции в трещинную пустотность поглощающего коллектора закачивают буферные тампоны с высокой пластической прочностью на расчетный радиус пристволенной зоны с размещением цементного раствора в стволе скважины.

Выполненный анализ успешности изоляционных работ с использованием буферных тампонов показал, что фактические объемы буферных тампонов должны быть большими, чем получаемые при расчете с использованием радиуса буферного тампона по формуле (2).

Причины значительной неточности при расчете радиуса буферного тампона по формуле (2), связаны с принятой расчетной моделью, а также неточностями при определении параметров средней величины раскрытия трещины и трещинной пустотности.

В целях повышения точности расчетов при планировании изоляционных работ автором была исследована возможность применения расчетной модели распределения напряжений в толстых оболочках при использовании пластичных тел. При этом величина расчетного радиуса зоны размещения тампона должна обеспечивать условие:

$$\sigma_{\text{эф}} = P_m \geq \sigma_0 - \sigma_r, \text{ Па} \quad (6)$$

где $\sigma_{\text{эф}}$ – эффективные напряжения на контуре наружного радиуса буферного тампона; P_m – пластическая прочность тампона, Па; σ_0 – касательные напряжения на контуре радиуса размещения тампона в пласте от внутреннего

избыточного давления в системе скважина - пласт, Па; σ_r - радиальные напряжения на контуре радиуса размещения тампона в пласте от внутреннего избыточного давления, Па.

В соответствии с задачей Ляме расчета толстых оболочек, касательные и радиальные напряжения на контуре радиуса размещения тампона в пласте от внутреннего избыточного давления в системе «скважина – пласт» определяются из уравнений [11]:

$$R_n = R_v * [2 * (P_v - P_n) / P_m + 1]^{0.5}, \text{ м}, \quad (7)$$

где R_n – наружный радиус завесы, м; R_v – внутренний радиус завесы (радиус скважины), м; P_v – внутреннее давление (давление в стволе скважины), МПа; P_n – наружное давление (пластовое давление), МПа, P_m – пластическая прочность тампона, МПа.

Пластическая прочность тампона определяется по методу П.А. Ребиндера.

Для проверки применимости уравнения (11) были проведены исследования на установке по принятой модели плоскорadiaльного движения вязкопластического тела по трещине.

Выполненные исследования по определению величин радиусов на установке показали, что в диапазоне раскрытия трещин от 2 до 6 мм и пластической прочности от 200 до 1000 Па по 6 измерениям для каждого состава тампона измеренные радиусы коррелируются с расчетными радиусами по формуле (7) при среднем квадратическом отклонении $\pm 10\%$ (таблица 7).

Сравнительные данные, полученные расчетом радиусов буферных тампонов, по формулам (7, 11) и выполненные при следующих параметрах:

Таблица 7 – Радиусы растекания тампонов в зависимости от пластической прочности тампона и избыточного давления при плоскорadiaльном движении

Радиус цилиндра, м	Высота тампона, м	Плотность тампона, кг/м ³	Пластическая прочность тампона, Па	Избыточное давление воздуха, Па	Избыточное давление в нижней	Измеренный радиус, м

					точке цилиндра, Па	(S = ± 10%)
0,0432	0,8	1350	200	10000	4492	0,292
0,0432	0,8	1350	400	25000	3389	0,183
0,0432	0,8	1350	600	42000	4286	0,169
0,0432	0,8	1350	800	60000	6183	0,175

средняя раскрытость каналов поглощающих пород – 0,002 м; давление в скважине на глубине зоны поглощения – 10 МПа; пластовое давление в зоне поглощения – 9 МПа; диаметр ствола скважины - 0,269 м; диапазон пластической прочности тапонов – 100 – 1000 Па; имеют значительные отклонения от полученных результатов по формуле (рисунок 4).

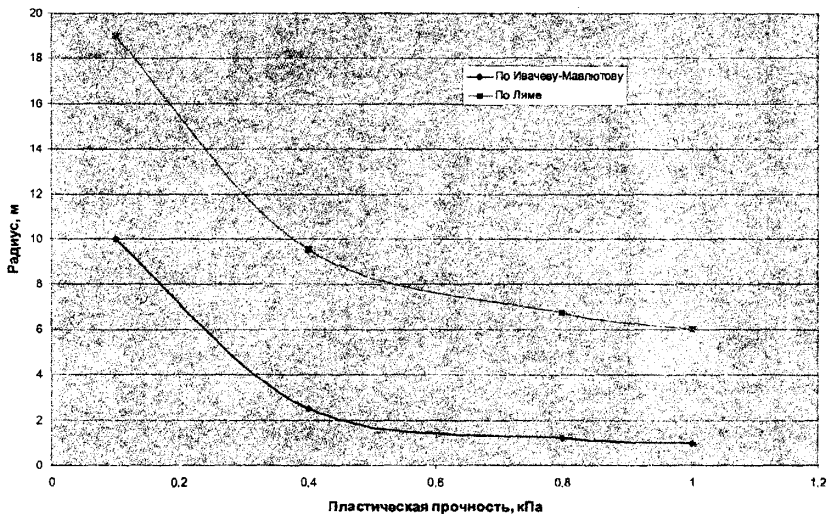


Рисунок 4 – Графики зависимости радиуса буферного тампона от его пластической прочности.

Сходимость предлагаемой методики расчета параметров поглощающего пласта и объемов буферного тампона при планировании изоляции зоны поглощения при коэффициенте удельной приемистости, равном 0,042486

$\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{МПа}$, без коэффициентов запаса, с методикой расчета, приведенной в работе [11], определится следующими данными (таблица 8).

Таблица 8 – Сравнительный расчет объема буферного тампона при планировании изоляции зоны поглощения

Методика расчета	Пластическая прочность тампона, Па	Расчетный радиус размещения буферного тампона, м	Сквашность поглощающих пород, д.с.	Объем тампона для размещения в поглощающем пласте, м^3
М.Р. Мавлютов – В.Н. Поляков	861	3,79	0,07-0,10	6,30 - 9,00
Предлагаемая методика	861	7,64	0,0132	7,64

Принятая пластическая прочность буферного тампона (861 Па) для данных параметров зоны поглощения является расчетной рекомендуемой (М.Р. Мавлютов, В.Н. Поляков).

Таким образом, предлагаемая методика позволила рассчитать параметры и выполнить планирование изоляции зоны поглощения без использования статистической величины трещинной пустотности горных пород поглощающего пласта (сквашности).

Выбор свойств буферных тампонов определяется типом коллектора поглощающего пласта.

В порово-трещинных коллекторах при движении буферного тампона по трещине происходит фильтрация его среды в матричную пористость пород. Этот процесс сопровождается ростом пластической прочности буферного тампона по мере движения по трещине, что значительно сокращает его потребные объемы [10].

В этом случае технология изоляции зоны поглощения предполагает последовательную подачу насосом в колонну бурильных труб буферного тампона и цементного раствора с размещением буферного тампона в пласте и

оставления цементного раствора в стволе скважины от подошвы поглощающего пласта и выше.

Объем буферного тампона для достижения расчетного радиуса при его размещении в призабойной зоне принимается по расчету с использованием уравнения:

$$V_T = k_3 * \pi * R_{из}^2 * m * h_{эф}, \text{ м}^3, \quad (8)$$

где k_3 – коэффициент запаса, равный 1,25-1,40; $R_{из}$ – радиус изоляционного экрана, m – скважность поглощающего пласта; $h_{эф}$ – эффективная толщина поглощающего пласта, м.

Проведение изоляции зон поглощений в порово-трещинных коллекторах определяется следующими общими требованиями к составам «жидкая глина» и параметрам процесса (таблица 9).

Таблица 9 - Требования к составам и параметрам процесса изоляции поглощения в порово-трещинных коллекторах

Наименование состава	Требования к составу и параметрам	Объемы, м^3	Конечное размещение в скважине, м^3	Расход при закачке по стволу, $\text{м}^3/\text{с}$	Расход при закачке в пласт, $\text{м}^3/\text{с}$
Буферный тампон	Содержание твердой фазы не менее $900 \text{ кг}/\text{м}^3$, $R = 16-18 \text{ см}$; $\tau_0=60-70 \text{ Па}$; $\Phi > 40 * 10^{-6}/10 \text{ мин}$	По расчету	В пласте поглощения, пластическая прочность $> 500 - 700 \text{ Па}$	0,020-0,025	0,004-0,006
Тампонажный раствор	ВЦ= 0,42-0,45; Срок загустевания – 1,25 от времени операции.	Из расчета 100м ствола скважины	В стволе скважины	0,014-0,016	-

Для ликвидации поглощений в порово-трещинных коллекторах наиболее употребительными в промышленной практике в качестве буферных тампонов являлись пасты типа «жидкая глина», которые при движении по трещине в

трещинно-поровом коллекторе поглощающего пласта при отфильтровке среды обеспечивали рост пластической прочности до 4500 Па [8,10].

При ликвидации поглощений в трещинных коллекторах применение технологии изоляции зоны поглощения с использованием последовательной подачи насосом в колонну бурильных труб буферного тампона и цементного раствора становится невозможным в связи с высокой потребной пластической прочностью и большими объемами буферных тампонов.

Для этих условий изоляции зон поглощения автором разработан способ получения буферного тампона с высокой пластической прочностью ниже глубины открытого конца бурильного инструмента, установленного в непосредственной близости от кровли зоны поглощения по двухреагентному способу [12,33].

Составы и свойства буферных тампонов для ликвидации поглощений в трещинно-кавернозных коллекторах определяются условиями размещения технологических жидкостей в затрубном пространстве для получения буферных тампонов. При возможности дифференциального прихвата колонны бурильных труб технологические жидкости должны быть стабилизированными и иметь водоотдачу и плотность, близкую к параметрам используемого при бурении бурового раствора.

В качестве химического реагента используются кислые соли алюминия, которые при растворении и гидролизе образуют сильные кислоты, обладающие высокой скоростью химической реакции с карбонатом кальция.

В настоящее время в ООО «ВолгоУралНИПИгаз» разработаны составы буферных тампонов, получаемых по двухреагентному способу, с пластической прочностью, превышающей 50000 Па, и организован их выпуск на мощностях ЗАО «Полицелл» (рисунок 5) [34].

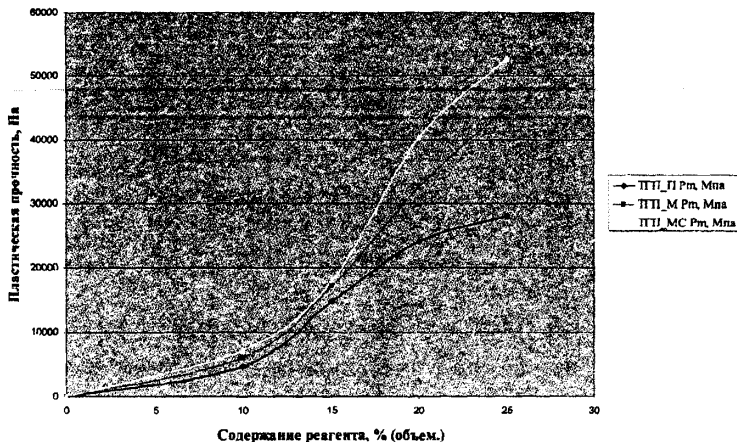


Рисунок 5 –Зависимость пластической прочности тампона от содержания реагента.

Проведение изоляции с использованием буферных тампонов, получаемых по двухреагентному способу, определяется следующими требованиями к составам и параметрам процесса изоляции зоны поглощения (таблица 10).

Таблица 10 - Требования к составам и параметрам процесса изоляции поглощения в трещинных коллекторах.

Наименование состава	Требования к составу и параметрам	Объемы, м ³	Конечное размещение в скважине, м ³	Расход при закачке по стволу, м ³ /с	Расход при закачке в пласт, м ³ /с
Технологическая жидкость	Стабилизированный - по требованию; плотность - не ниже проектной, R ≥ 25 см; Ртн < 60 Па;	В стволе- по расчету + объем бур. труб	В пласте поглощения, с пластической прочностью > 700 Па	0,020-0,025	0,0060-0,009
Химический реагент	Плотность раствора – по максимальной растворимости	По расчету	В пласте поглощения	По бур. трубам: 0,020-0,025;	0,002-0,003
Тампонажный раствор	ВЦ= 0,42-0,45; Срок загустевания – 1,25 от времени операции.	Из расчета 100м ствола скважины	В стволе скважины	После выхода реагента	-

				из бур.труб: 0,012-0,018	
Буровой раствор	Согласно проекту	По расчету	По стволу скважины выше интервала цементного моста	-	-

Данные тампоны были успешно апробированы при ликвидации катастрофических поглощений на скважине № 9044 Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения и на скважине № 3 Царичанской площади [34].

Перспективным направлением ликвидации катастрофических поглощений, как показали работы, выполненные «БашНИПИнефть» и «ВолгоУралНИПИгаз», является использование предполимеров полиуретанового ряда, способных к быстрому отверждению при смешении с водой.

Работами ООО «ВолгоУралНИПИгаз» показана возможность использования свойств предполимера в форме композиционного материала, как в отвержденном, так и жидком состоянии (таблица 11) [9, 13].

Таблица 11 – Составы композиционных материалов для изоляции зон поглощения III и IV категорий сложности

Диапазон компонентного состава	Диапазон изменения параметров		
	Время отверждения при отсутствии контакта с водой, час	Растекаемость по конусу, см	Пластическая прочность после отверждения, МПа
Предполимер + 20-40% (масс.) бентонита + 50-100%(масс.) цемента	9 - 22	20 - 21	> 5,0

Для реализации технологии изоляции зон поглощения III и IV категорий сложности при отсутствии межпластовых перетоков разработан способ доставки в зону неотвержденных композиционных материалов [11].

Эффективность разработанных технологий ликвидации поглощений подтверждается практикой освоения Оренбургского и Карачаганакского месторождений и использованием баланса календарного времени при бурении скважин на примере деятельности Оренбургского УБР (таблица 12).

Таблица 12 – Динамика затрат календарного времени на ликвидацию поглощений по Оренбургскому УБР (ООО ОБК) за 2001 – 2005 г.г.

Наименование	Годы				
	2001	2002	2003	2004	2005
Проходка, м	44007	53109	110211	90808	63270
Календарное время бурения, ст.-мес	90,6	89,8	153,7	116,5	88,4
Число зон поглощений	3	4	17	15	13
Число зон полных поглощений	3	2	13	7	2
Затраты календарного времени на ликвидацию поглощений, ст.-мес.	3,3	2,8	2,9	1,1	0,4

Одним из тяжелых видов осложнений при бурении скважин в нефтегазоносных провинциях при наличии мощных соленосных толщ являются рапопроявления, сопровождающиеся изливом природных рассолов в широком диапазоне дебитов. Как правило, зоны рапонакопления имеют аномально высокие пластовые давления, достигающие градиентов пластовых давлений до 0,020 МПа/м и более. Отмеченные плотности фонтанирующих рассолов могут достигать 1360 кг/м³, что в условиях большого размаха температур в стволе скважины приводит к выпадению солей и значительно затрудняет работы по ликвидации осложнений.

В Оренбургской области проявления рапы при разбуривании хомогенного комплекса пород встречено более чем на 170 скважинах, в том числе на 60 скважинах Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. В ряде случаев излив рапы сопровождается газовыделениями, в том числе сероводорода, в количествах, значительно превышающих предельно-допустимые концентрации в рабочих зонах [14,19,35].

В нефтегазоносных регионах при наличии данного вида осложнений отмечены случаи ликвидации скважин. Так в Оренбургской области с 1969 по

2000 год по причине рапопроявлений ликвидировано 12 глубоких разведочных скважин. В Средней Азии в этих же годах ликвидировано большинство разведочных скважин. Отмечены случаи ликвидации скважин на Астраханском ГКМ и других месторождениях. При массовом бурении эксплуатационных скважин на Оренбургском НГКМ в зонах скоплений рапы их технико-экономические показатели снижались на 15-20%.

В пределах Восточно-Оренбургского сводового поднятия Оренбургского вала (Оренбургском НГКМ) рапа приурочена к пластам ангидрита иреньского горизонта чаще всего вблизи контакта с пластами каменной соли. Глубины залегания зон рапонакопления, с учетом соляно - купольной тектоники, колеблются от 425 м до 1440 м и приурочены, как правило, к VII, VI, V и II пластам ангидрита сульфатно-соленосной толщи. При этом в ряде случаев в одной скважине было вскрыто несколько зон рапопроявления.

Скопление рапы отмечается не только в пластах ангидрита, но и в толще каменной соли - в пропластках, содержащих примесь терригенного материала и обломков ангидрита.

Первоначальные дебиты встреченных зон рапопроявления колебались от $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ до $24000 \text{ м}^3/\text{сут}$. При этом гистограмма частот первоначальных дебитов при свободном изливе на 50 скважинах соответствовала следующему виду (рисунок 6).

Градиенты пластового давления в исследованных зонах рапопроявления по 22 скважинам колебались от $0,0135 \text{ МПа/м}$ до $0,00230 \text{ МПа/м}$ с гистограммой частот, приведенной на рисунке 7.

Одним из факторов, определяющих выбор стратегии борьбы с рапопроявлениями при строительстве нефтяных и газовых скважин, является генезис рассолов, литологическая приуроченность их залегания в толще хомогенного комплекса пород разреза, состав газов сепарации природных рассолов и интенсивность процесса образования соляных пробок в температурном диапазоне ствола скважины.

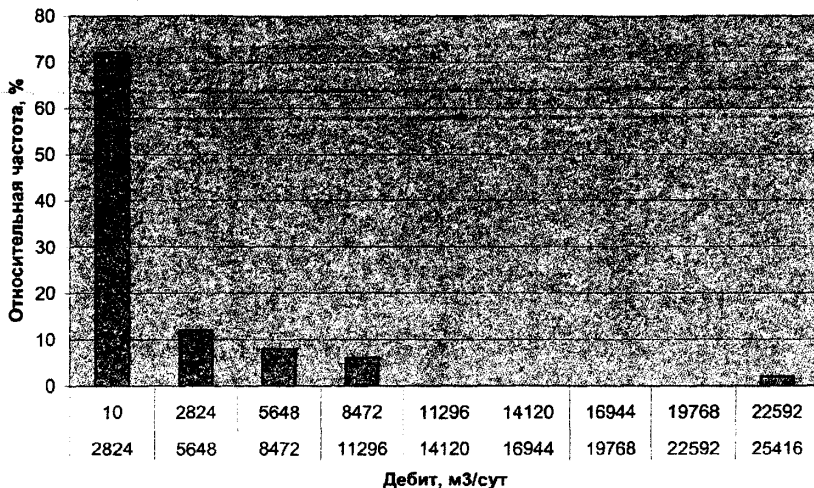


Рисунок 6 – Гистограмма частот дебитов при свободном изливе

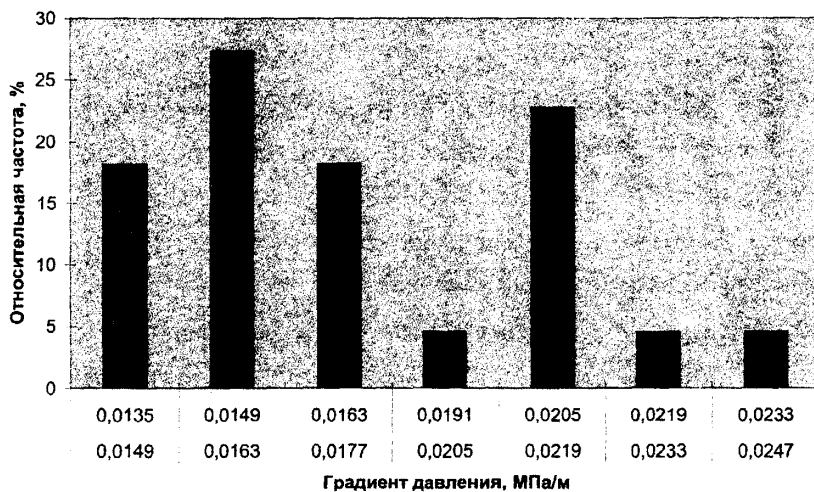


Рисунок 7 – Гистограмма частот градиентов пластового давления на площадях Оренбургского региона

Плотности рапы на устье скважин колебались от 1194 кг/м³ до 1294 кг/м³ при гистограмме частот по 35 скважинам, приведенной на рисунке 8.

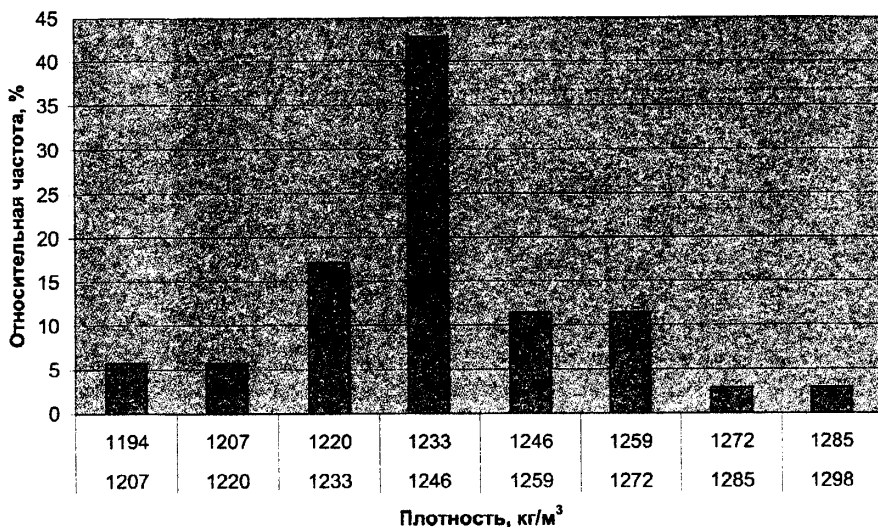


Рисунок 8 - Гистограмма частот плотности рапы на площадях Восточно-Оренбургского региона.

В практических целях борьбы с рапопроявлением при бурении скважин определяющими аспектами генезиса и литологической приуроченности скоплений рапы является исключение размыва ствола скважины и увеличение скважности коллектора, а также прогноза давления в зоне рапы для обоснования выбора конструкции скважины [15].

Проведенный автором анализ борьбы с рапопроявлениями показал, что приемлемых методик для расчёта параметров зон рапопроявлений и планирования тампонажа зон рапопроявлений представлено не было.

Для реализации предложенных способов борьбы с рапопроявлениями выполнено решение следующих технологических задач:

- разработка способа исследования и расчета пластового давления зоны рапопроявления при наличии межпластовых перетоков;
- разработка методики расчета скважности приствольной зоны;
- разработка методики расчета для определения объёма тампонажного состава с целью обеспечения бокового нагнетания по высоте раскрытия трещинного коллектора рапы;

- разработка составов технологических жидкостей для компенсации аномально-высоких пластовых давлений зон рапопроявлений;
- разработка тампонажных составов для изоляции зон рапопроявлений и разобщения пластов при креплении;
- определены требования к конструкции скважин и производству буровых работ в условиях рапопроявления, в том числе и охраны окружающей среды.

Работами отечественных исследователей (А.Я. Милович, И.И. Вахромеев) приняты две основные гидравлические модели нагнетания тампонажных составов в поровые среды горных пород.

Применительно к задаче изоляции зон рапопроявлений, представленных трещинными породами (ангидриты, доломиты), гидравлические процессы нагнетания тампонажных растворов связаны со следующими моделями:

- модель донного нагнетания, при которой тампонажный состав проникает в приствольную зону через дно трещины рапоносного пласта;
- модель бокового нагнетания, при которой тампонажный состав проникает в приствольную зону через всю высоту трещины рапоносного пласта.

Для условия изоляции трещинного коллектора зоны рапопроявления объем цементного раствора определяется условием прекращения донного течения цементного раствора в зоне рапы и достижения бокового заполнения трещины по высоте рапоносного пласта при равенстве гидростатического давления составного столба в стволе скважины пластовому давлению на глубине кровли.

При планировании изоляции зон рапопроявлений автором предложено производить определение скважности пород трещинных коллекторов рассола по формулам расчета данного параметра для условий поглощения буровых растворов, а наружного радиуса и объема цементного раствора для обеспечения бокового режима течения по трещине рассчитывать по формулам [19]:

$$R_n = R_c \cdot [2 \cdot g \cdot h_{np} \cdot ((\rho_{цр} - \rho_p)/\tau_{цр}) + 1]^{0,5}, \text{ м}, \quad (9)$$

$$V_{цр} = \pi \cdot R_n^2 \cdot (h_{np}/2) \cdot m, \text{ м}^3 \quad (10)$$

где $V_{цр}$ – объем цементного раствора, размещаемого в пласте для изоляции зоны рапопроявления, м^3 ; R_n – наружный радиус изоляционной завесы в пласте, м; h_{np} – толщина рапоносного пласта, м; m – скважность рапоносного пласта, д.е.; R_c – радиус ствола скважины, м; g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$; $\rho_{цр}$ и ρ_p – плотность цементного раствора и рапы, соответственно, $\text{кг}/\text{м}^3$; $\tau_{цр}$ – динамическое напряжение сдвига цементного раствора, Па.

Планирование операций по изоляции зон рапопроявления осуществляется по следующим требованиям (таблица 13).

Таблица 13 Требования к составам, объемам и параметрам процесса глушения скважины и изоляции зоны рапопроявления в стволе диаметром 295,3 мм.

Состав	Требования к составу	Объемы, м^3	Конечное размещение в скважине, м^3	Расход при закачке по стволу, $\text{м}^3/\text{с}$	Расход при закачке в пласт, $\text{м}^3/\text{с}$
Буфер	Рассол NaCl плотностью 1180 - 1196 $\text{кг}/\text{м}^3$	6-8	В пласте рапы	Определяется условием: $G_{грп} \leq G_{экл}$	0,006-0,012
Тампонажный раствор	Насыщение жидкости затворения по NaCl+CaCl; ВЦ= 0,40-0,45; Срок загустевания – 1,25 от времени операции.	По расчету	В пласте рапы – по расчету; в стволе скважины – 8м^3		0,006-0,012
Буровой раствор	Плотность раствора – (1,00-1,01)* $\rho_{пл}$; Фильтрат – соленасыщенный по NaCl	Ствол скважины + приемные ёмкости	По стволу для оставления 8м^3 цементного раствора в стволе скважины		При доведении буфера и цементного раствора – 0,025-0,030

Это позволило провести успешную изоляцию всех зон рапопроявлений при строительстве эксплуатационных и специальных скважин на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении и при успешном выполнении

разобращения пластов при креплении в остальных случаях исключить бросовые работы при ликвидации скважин.

Примеры успешного планирования операций по скважинам № 3831 в интервале рапопроявления - 1035 - 1040 м и № 1 Кочкуровской площади в интервале 932 – 936 м приведены в таблицах № 13 и № 14 [19].

Решение об изоляции зоны рапопроявления на скважине № 1 Кочкуровской площади было принято в целях обеспечения газовой безопасности в связи с поступлением горючих и токсичных газов.

Таблица 13 – Расчетные параметры зон рапопроявления по скважинам № 3831 Лебяжинского месторождения и № 1 Кочкуровской площади

Дебит рапы, м ³ /с	Перепад давления на зону рапы, МПа	Эффективная толщина зоны рапы, м	Вязкость рапы, Па*с	Коэффициент проницаемости, м ²	Эквивалент раскрытия трещины, м	Скважность, д.е.
0,256	2,67	5	0,001714	3,88 ⁻¹¹	0,004901	0,0075
0,000556	4,88	4	0,0017	5,64 ⁻¹⁴	0,000414	0,0037

Таблица 14 - Расчет объема цементного раствора для изоляции зоны поглощения на скважинах № 3831 Лебяжинского месторождения и № 1 Кочкуровской площади

Плотность рапы, кг/м ³	Плотность цементного раствора, кг/м ³	Динамическое напряжение сдвига цементного раствора, Па	Радиус перехода модели течения цемента в трещине, м	Расчетный объем цементного раствора, м ³	Фактический объем цементного раствора, м ³
1240	1900	20	8,53	15,6	22,0
1220	1900	20	9,92	9,2	9,20

4. Методы химической кольматации поровых коллекторов

Строительство нефтяных и газовых скважин на площадях Оренбургской области осуществляется в горно-геологических условиях, характеризующихся наличием большого количества пластов, которые по характеру насыщения, взаимного залегания, градиентам пластового давления, градиентам давления гидроразрыва и индексам давления поглощения идентифицируются как несовместимые интервалы бурения.

В проектных решениях, в ряде случаев, эти пласты подлежат совместному вскрытию без приложения научно - обоснованных технологических мероприятий.

Это приводит к поглощениям буровых и тампонажных растворов, газопроявлениям с возможностью перехода в открытое фонтанирование, недоподъемам цемента до проектных отметок при креплении, а также к появлению межколонных давлений (МКД) после проведения ОЗЦ обсадных колонн.

Практика ведения буровых работ на площадях Оренбургской области показала, что эффективным способом обеспечения совместимости интервалов бурения является использование физико-химических методов кольматации коллекторов.

В настоящее время в практике строительства скважин разработаны различные физико-химические способы кольматации проницаемых пород, которые направлены на ограничение их гидравлической связи со стволом скважины для решения различных технологических задач бурения.

Эффективность изоляции проницаемых пластов зависит от типа коллектора, размера каналов трещин и пор, структуры этих каналов, состава и свойств кольматанта и результата его взаимодействия с породой коллектора и пластовым флюидом.

Гидродинамическая (струйная) кольматация осуществляется с целью формирования кольматационного слоя с низкими фильтрационными характеристиками за счет проникновения твердой фазы бурового раствора на 2-3 мм в поровое пространство и до 30 мм - в трещины, а также уплотнения

глинистой корки. Струйная кольматация позволяет снизить гидравлическую связь ствола скважины с пластами различной литологии, а также повысить индексы поглощения на 0,002-0,003 МПа/м [4].

Неоднородность карбонатных коллекторов основной залежи Оренбургского НГКМ по пористости, проницаемости и пьезопроводности при разработке карбонатных объектов большой толщины привела к неравномерной отработке залежи, что обуславливает появление разوناпорности пластов, в том числе, по вертикали [21,22].

Разница абсолютных значений градиентов пластовых давлений первого объекта может достигать 0,007 МПа/м, что значительно превышает коэффициенты запаса при нормировании плотности буровых растворов для их совместного бурения.

В этих условиях нормирование плотностей буровых растворов для целей вскрытия пласта по картам изобар, построенным по динамическим пластовым давлениям при перетоке газа в стволе скважины, приводит к газопроявлениям при первичном вскрытии пластов.

Для обеспечения совместимых условий вскрытия разوناпорных пластов проведенными автором исследованиями установлено, что использование методов химической кольматации карбонатных коллекторов может обеспечить непроницаемость стенок скважины и позволить вести буровые работы с депрессией на закольматированный пласт.

На изучаемых объектах средние величины открытой пористости изменялись в пределах от 10,4 до 18,6%, а абсолютная проницаемость изменялась в пределах от 0,91 до $41,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Полученные данные исследования структуры порового пространства методом ртутной порометрии показали, что преобладающими размерами пор являются 10 – 20 мкм и 0,05 – 0,10 мкм.

Это определило выбор способа химической кольматации истинными растворами, способными при взаимодействии с карбонатной породой скелета коллектора образовывать осадки в поровом пространстве, а при наличии

трещин - дополнительно высокомолекулярными соединениями, обладающими вяжущими свойствами.

В качестве химической реакции для коьматации карбонатных коллекторов автором была выбрана реакция взаимодействия раствора кислых солей с карбонатом кальция, обеспечивающая необходимое для коьматации осадкообразование в поровых каналах (таблица 15) [22].

Таблица 15 – Расчетные коэффициенты заполнения пор карбонатного коллектора при использовании различных коьматантов.

Состав коьматанта	Коэффициент заполнения порового пространства
$Al_2(SO_4)_3$	0,248
$Al_2(SO_4)_3 + FeSO_4 \cdot 7 H_2O$	0,3606
$Al_2(SO_4)_3 + MgCl_2$	0,2752

Выполненные лабораторные исследования и промысловая апробация показали, что полученные коэффициенты заполнения порового пространства при прокачке необходимых объемов коьматанта позволяют достичь при депрессии до 12 МПа требуемой величины снижения проницаемости и рекомендовать данные составы в качестве коьматантов карбонатных коллекторов.

Глубина закоьматированного слоя карбонатной породы в стволе скважины не превышает 0,150 – 0,180 м, что позволяет при выполнении задач строительства скважин приобщить продуктивные пласты перфорацией для вовлечения газоносных отложений в разработку.

Технология химической коьматации карбонатных коллекторов прошла успешную промысловую апробацию при бурении скважин на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (таблица 16, 17) [21].

Таблица 16 - Условия вскрытия продуктивных отложений при бурении и реконструкции скважин

Номер скважины ОНГКМ	Глубина спуска колонн по диаметрам, м		Интервал газоносных отложений P _{пл} /интервал P _{пл} /интервал хвостовика, м	Кровля и интервалы объекта разработки по длине ствола (P _{арт} -P _{исп.}), м	Пластовые давления по кровле горизонтов, МПа		Глубина точки зарезки ствола, м	Плотность бурового раствора при вскрытии, кг/м ³	Депрессия на пласт при вскрытии, МПа
	244,5 мм	177,8 мм			P _{пл}	P _{пл} -P _{исп}			
216	1320	1360	1337-1342	1370	19,6	8	1347	1030	6,6
757	1265	1413	1344-1357 1224-1380	1391	19,6	9,5	1270	1030	-
409	1400	1505	1470-1488 1362-1518	1380,5-1390 1513	-	18,0	-	1030	4,1
9045	1395	1514	-	1575-1580 1522-1660 1690-2293	19,6	8	1400	1030	-
					-	18,5	1520	1030	2,6
					16,3	16,3	1050	1160	-
					10	10		1050	-

Таблица 17 - Параметры и результаты химической колюматации газоносных карбонатных коллекторов

Номер скважины ОНГКМ	Диаметр ствола скважины, м	Интервал колюматации, м	Коэффициент удельной проницаемости по воде, м ² /с*МПа	Объем колюманта, м ³	Избыточное давление на устье при колюматации, МПа	Время колюматации, час	Плотность раствора при бурении, кг/м ³	Депрессия на пласт после колюматации, МПа	Газо-показания при бурении, %
757	0,1206	1380,5-1390	0,004	1,8	12,5	8	1030	4,10	До 1,5
409	0,1206	1575-1580	0,002	1,5	12,0	6	1060	2,60	До 0,6
9045	0,1510	1522-1660	0,003	2,8	10,5	8	1050	0,62	До 0,3

Другой возможностью использования методов химической кольматации является предотвращение развития нагрева пород при встрече термоаномалий, приуроченных к терригенным коллекторам, а также закрепление стенок скважины при вскрытии зон тектонических нарушений [24,25].

Для кольматации терригенных поровых коллекторов под руководством автора разработан двухрастворный метод химической кольматации. Данный метод основан на реакции взаимодействия закачиваемых растворов электролитов с пластовыми водами, содержащими соли двухвалентных металлов, и между собой в среде терригенного коллектора.

В качестве первого раствора используется раствор жидкого стекла плотностью от 1120 до 1140 кг/м³ с пластической вязкостью от $15 \cdot 10^{-4}$ до $20 \cdot 10^{-4}$ Па·с, а в качестве второго – сернокислый алюминий.

Результаты лабораторных исследований эффективности химической кольматации терригенного коллектора, представленного песчаником, показали, что данный способ может обеспечить давление начала фильтрации керосина (декольматации) в пределах 5,5 – 7,0 МПа.

При промысловой апробации данного способа химической кольматации терригенных коллекторов декольматация водоносного пласта не была достигнута при создании депрессии до 25 МПа.

Химическая кольматация терригенных коллекторов была рекомендована, прежде всего, для локализации тепловых аномалий геологических разрезов Предуральяского краевого прогиба, природа которой, по мнению автора, идентична феномену тепловой аномалии горы Янгантау Республика Башкортостан и связана с химическим разложением пластового флюида, представленного перекисью водорода (рисунок 9) [24].

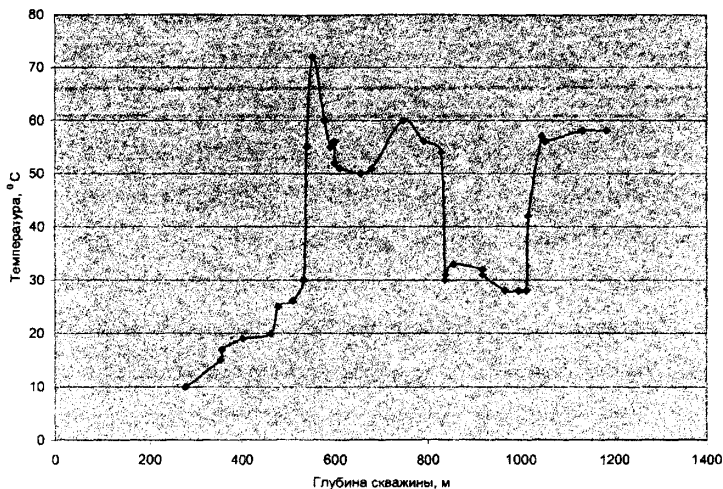


Рисунок 9 – Изменение температуры бурового раствора на выходе при углублении скважины № 501 Вершиновская

Бурение в интервалах тектонических нарушений может сопровождаться поглощениями буровых растворов, а также обрушениями в ствол крупных обломков горных пород и развитием каверн.

Вывалы крупных обломков горных пород со стенок скважины при бурении крепких пород приводят к заклинкам бурильного инструмента, а после проведения спуско-подъемных операций – к длительным призабойным проработкам при условии затруднительной гидроочистки в условиях кавернозного ствола.

Наиболее тяжёлые осложнения при бурении интервалов тектонических нарушений были встречены при строительстве поисковых скважин на Нагумановской площади Уральского краевого прогиба.

Попытки закрепления неустойчивых пород цементированием при строительстве поисковой скважины № 5 на Нагумановской площади в интервале 4110 - 4270 м привели к зарезке второго ствола в каверне и перебуриванию интервала с проявлением обрушений и развитием каверн.

Анализ полученных результатов цементирования ствола и перебуривания интервала позволил определить, что основной причиной

неудачной попытки закрепления пород цементированием явились размеры раскрытия трещин в нарушенных породах, которые оказались сопоставимыми с размерами частиц тампонажного цемента.

Для упрочнения массива в приствольной зоне разбуриваемых пород была рассмотрена возможность повышения устойчивости нарушенных пород с помощью коллоидных систем с размерами глобул до 4 мкм.

Для решения поставленной задачи был разработан способ крепления стенок скважины путем закачки в скважину крепящего раствора коагулирующего реагента и источника коагулирующих ионов. При этом в качестве коагулирующего реагента был использован латекс, а в качестве источника коагулирующих ионов - раствор хлорида натрия [36].

В пятой главе рассмотрены технологические основы вскрытия хемогенных отложений большой толщины.

Строительство сверхглубоких скважин в хемогенных отложениях, представленных породами неоднородного минералогического состава, сопровождается рядом осложнений, обусловленных взаимодействием буровых растворов на водной основе с породами (разрыв ствола, набухание пород, выщелачивание), а также сужениями ствола скважины в зонах пластического течения солей, является сложной инженерной задачей [18,26,29,30,32].

Процессы осложнения определяются физико-химическими свойствами пород, гидромеханическими параметрами в стволе скважины и природой среды используемых буровых растворов. При этом одни виды осложнений проявляются в процессе бурения, а другие могут проявить себя по прошествии нескольких месяцев или даже лет после завершения строительства скважины.

Наиболее тяжелые осложнения связаны с проявлением горного давления в интервалах пластического течения солей, которые приводят к нарушению целостности обсадных колонн и ликвидации скважин.

По данным зарубежных исследований установлено, что около 90 % всех известных повреждений колонны вызвано проявлением горного давления соленосных пород, при котором нагрузки на обсадные трубы бывают настолько большими, что даже толстостенные и прочные трубы не могут их выдержать.

В Оренбургской области нарушения обсадных колонн отмечены при бурении сверхглубоких скважин № 35 Чиликсайской площади, № 30 Восточно-Песчаной площади, № 2 Каинсайской площади, № 1 Южно-Линевской площади, № 20 Песчаной площади, местоположение которых приурочено к Прикаспийской синеклизе и её бортовой зоне. При этом на всех этих скважинах в интервалах пластичного течения пород, в соответствии с проектными решениями на строительство скважин, были установлены обсадные трубы, рассчитанные на избыточное наружное давление, равное горному давлению при условии полного опорожнения обсадных колонн.

По данной причине были полностью остановлены геолого-разведочные работы ПО «Оренбурггеология» на площадях северного борта Прикаспийской синеклизы, где все скважины не достигли подсолевых отложений.

При бурении скважин на площадях ОАО «Газпром» разрезы хемогенных отложений, как правило, представлены минеральными солями, которые, по генетической классификации, относятся к морским соляным месторождениям.

К главным компонентам морских соляных месторождений относятся Na^+ , K^+ , Mg^{2+} , Ca^{2+} , Cl^- , SO_4^{2-} , Br^- , $\text{B}_4\text{O}_7^{2-}$, кроме того, в них присутствует большое количество малых компонентов таких, как Fe^{2+} , CO_3^{2-} и I^- .

Основными породообразующими минералами хемогенных отложений разрезов Прикаспийской синеклизы и Предуральского краевого прогиба Оренбургской области являются [31]:

NaCl – галит;

KCl – сильвин;

NaKCl₂ – сильвинит [NaCl (25-85 %), KCl (10-60 %)].

2[Mg₂Cl₂*6H₂O] – бишофит;

12[KMgCl₃*6H₂O]; KCl - 28,81 %; MgCl₂ - 34,18; H₂O - 39,0 % - карналлит;

CaMgCl₆*12 H₂O – тахигидрит;

(K₂Ca₂Mg[SO₄]₄* 2H₂O – полигалит;

CaSO₄ – ангидрит;

8[CaSO₄*2H₂O] гипс;

[CaMg(CO₃)₂] – доломит.

Данные минеральные соли различаются структурой кристаллической решетки и характером сил взаимодействия между частицами кристалла.

В галогенных солях (галит, сильвин, сильвинит), имеющих наиболее широкое распространение в хемогенных отложениях разрезов скважин, силы взаимодействия между частицами кристалла осуществляются ионной связью, обусловленной действием больших кулоновских сил.

Карналлит (KMgCl₃*6H₂O) относится к кристаллогидратам, где гидратная вода связана непосредственно с катионами. При этом взаимодействие между частицами кристалла осуществляется силами Ван-дер-Ваальса, которые намного слабее электростатических сил, действующих между ионами в ионных веществах. Примером этих солей может служить также бишофит (MgCl₂*6H₂O).

Растворимость хемогенных минералов, определяющих образование каверн и осыпи ствола, зависит от химической природы минерала, температуры, а также концентрации присутствующих в растворителе ионов и их состава.

Выделение интервалов соляных пород и исследование кинетики течения солей при термобарических условиях скважины осуществляется методами проведения внутрискважинных геофизических исследований.

Это позволяет, при использовании возможностей ГТИ, выполнить расчленение разреза по литологии, оценку физико-механических свойств

пород, определение компонентных составов солевых пород, изменение диаметра во времени и др.

На площадях Прикаспийской синеклизы и ее бортовой части свойства приведенных хемогенных минералов в процессе бурения и эксплуатации скважин определяют следующие виды осложнений и аварий (таблица 18).

Таблица 18 – Связь минералогического состава хемогенных пород с осложнениями и авариями при строительстве и эксплуатации скважин.

Минерал, порода	Условия проявления осложнения			Виды осложнений
	Термо-барические	Горно-геологические	Технологические	
Галит (NaCl)	-	Залегание на любой глубине	Применение растворов на водной основе с фильтратом, недонасыщенным по NaCl	Размыв ствола и кавернообразование.
	Горное давление: > 90 МПа; Температура: > 90° С.	Большая глубина залегания, наличие примесей (глины, сульфаты)	Недостаточная плотность раствора	Течение соли, (Kc≈0,9)
	Температура забоя > 80° С.	Большая толщина соли, Распределение температур по стволу скважины	Наработка в составе бурового раствора аморфного осадка соли	Сужение ствола при кристаллизации соли на стенке скважины.
Сильвин (KCl)	Горное давление: > 80 МПа; Температура: > 60° С.	Распределение температур по стволу скважины	Недонасыщенные по KCl	Размыв ствола и кавернообразование. Течение соли. (Kc≈0,9)
Бишофит 2[Mg ₂ Cl ₂ •6H ₂ O]	-	-	Недонасыщенные по MgCl ₂	Размыв ствола и кавернообразование. Течение соли.
Карналлит 12[KMgCl ₃ •6H ₂ O]	-	-	Недонасыщенные по MgCl ₂	Размыв ствола и кавернообразование. Течение соли.

Важнейшим условием безаварийной проводки скважин при пластическом течении солей является точное нормирование плотности бурового раствора, что связано также с обеспечением совместимости интервалов бурения.

В технической литературе приведен ряд методик нормирования плотностей буровых растворов, используемых при вскрытии хемогенных отложений для предупреждения течения солей.

Наиболее известные методики нормирования плотности буровых растворов при течении в солях предложены Б.В. Байдюком, Л.А. Шрейнером, Б.С. Филатовым, И.К. Майоровым, Е.Г. Леоновым и Н.Р. Рабиновичем.

Все эти методики предполагают знание механических параметров, (σ_0 , σ_r , τ , G), которые имеют большой размах, а их определения при нормальных условиях не соответствуют физическому состоянию породы при термобарических условиях их залегания в скважине и не коррелируются с полученными лабораторными данными.

Предложенные эмпирические зависимости, в лучшем случае, могут быть использованы для конкретного района при определении плотности бурового раствора и не позволяют оперативно получать ответы при изменении литологии соли при бурении.

Концепция нормирования плотности бурового раствора на водной основе, предложенная автором, предполагает осуществлять расчеты плотности на обеспечение устойчивости ствола скважины при термобарических условиях залегания в разрезе скважины наиболее распространенных галогенных солей, представленных галитом, сильвинитом или сильвинитом.

При строительстве поисковых скважин на площадях Прикаспийской синеклизы и Уральского краевого прогиба толщины хемогенных отложений достигают 5400 м при глубине залегания до 5800 м. При этом горное давление может достигать более 140 МПа, а температуры - 145⁰ С.

В целях обеспечения проектирования строительства сверхглубоких скважин для оценки устойчивости ствола скважины при термобарических условиях залегания галогенных пород автором предложено уравнение расчета пластической прочности ионных солей, используемое для последующего нормирования плотности бурового раствора [31].

Данное уравнение позволяет определить пластическую прочность соли как разницу энергии разрыва ионных связей при термобарических условиях пласта и внешней работы, обусловленной объемным сжатием ее горным давлением, в принятой модели жестко-пластического тела, движение которого обусловлено разрывом и восстановлением ионных связей на новых позициях деформируемого тела.

$$P_m = K_{\text{скр}} * (\Delta H_{\text{рс}298}^0 + \int_{298}^{T_i} f(\Delta C_p) dT) / (A * m * V_m) - P_r \int_{P_0}^{P_i} f(\Delta V_m) dP / V_m \quad (11)$$

где $K_{\text{скр}}$ – коэффициент совершенства кристаллической решетки; $\Delta H_{\text{рс}298}^0$ – энергия разрыва ионных связей, Дж/моль; ΔC_p – изменение теплоемкости, Дж/моль; A – постоянная Маделунга; m – координационное число кристаллической решетки; V_m – молекулярный объем вещества, м³; P_r – горное давление, Па; ΔV_m – изменение молекулярного объема, м³.

После проведения расчета пластической прочности соли производится вычисление необходимого внутреннего давления для равновесного состояния стенки на расчетном контуре ствола скважины с использованием метода расчета толстых оболочек (задача Ляме) по третьей теории прочности [30]:

$$\sigma_{\phi} = \sigma_t - \sigma_r, \quad (11)$$

где σ_t – тангенциальные напряжения, МПа; σ_r – радиальные напряжения, МПа.

В проектных решениях нормирование плотности бурового раствора при вскрытии хемогенных отложений должно осуществляться по интервалам на галогенные соли. При этом исходной информацией для принятия решения при нормировании плотности бурового раствора являются заключения, по данным ГИС, по физико-механическим свойствам горных пород и давлениям и отчеты по исследованию станций ГТИ (геолого-технологических

исследований) в разрезах пробуренных соседних скважин, а также химико-аналитическим исследованиям отобранного при бурении шлама.

Получение данной информации в рассматриваем вопросе необходимо для определения значения коэффициента K_c в уравнении (1), а также литотипа соли при нормировании плотности бурового раствора.

Галогенные соли, как природные образования, не имеют правильной кристаллической структуры и содержат в своих объемах породы (минералы) других веществ, воду и газы, что определяет их дефекты, как в микроскопических, так и в макроскопических масштабах.

Дефекты кристаллической решетки в зависимости от содержания примесей и их природы снижают прочность вещества.

Системное изучение чистоты галоидных солей иренского горизонта кунгурского яруса на глубинах до 1450 м в районе Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения производилось в интересах создания подземных емкостей для хранения конденсата и продуктов переработки углеводородного сырья.

При этом было установлено, что величины нерастворимого в воде остатка каменной соли находятся в пределах от 0,44 до 19,26 % (масс.) при средних значениях объемной плотности 2150 кг/м³, пористости 2,7%, влажности 0,40% и газонасыщенности 64,5 см³/кг.

При больших глубинах залегания неоднородность солей в разрезах Прикаспийской синеклизы и Предуральского краевого прогиба Оренбургской области, как правило, снижается.

Определение пластической прочности солей при термобарических условиях их залегания позволило определить требуемую плотность бурового раствора (рисунок 10) [31].

В приведенных расчетах нормирование плотности бурового раствора для обеспечения устойчивости стенок скважины произведено при превышении плотности на 5%, а значения коэффициентов K_c приняты равными 0,950 для NaCl, а для KCl – 0,908.

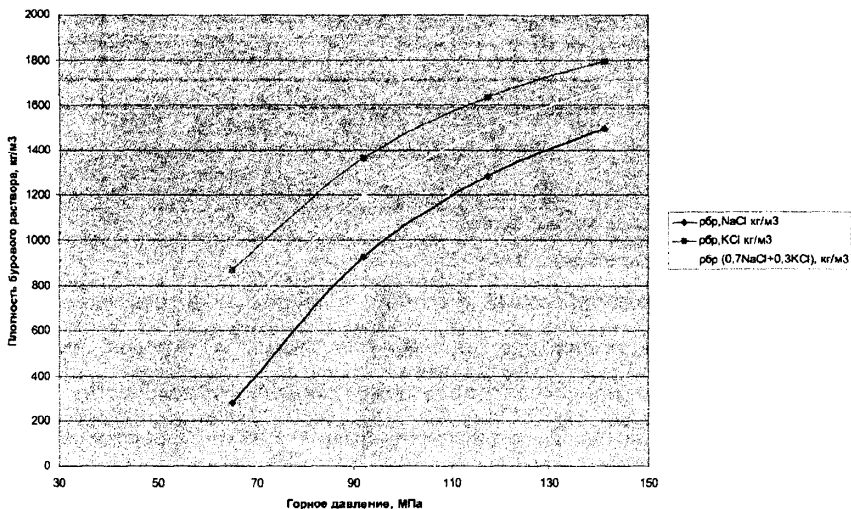


Рисунок 10 – График зависимости плотности бурового раствора от горного давления и состава соли при температурном градиенте северного борта Прикаспийской синеклизы.

Сходимость результатов нормирования плотностей буровых растворов по оценке устойчивости галогенных пород при бурении сверхглубоких поисковых скважин в Оренбургской области приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Плотности бурового раствора при нормировании по РД и фактических значениях при бурении скважин на площадях Прикаспийской синеклизы и Уральского краевого прогиба

Номер скважины	Интервал хемогенных отложений, м	Горное давление на подошву солей, МПа	Температура на конечной глубине, °С	Литотип для нормирования плотности для получения фактической плотности	Плотность бурового раствора на конечной глубине, кг/м³	
					По РД (каменная соль)	Факт
1 Нагумановка *	550 - 3820	86	79	Каменная соль	1633	1390
2 Нагумановка*	1895-3923	86	81	Сильвинит	1660	1370
161 Кызлабинка *	494 - 4974	106	90	Сильвинит	1810	1580
171 Ако-	248-5121	110,4	89	Сильвинит	1831	1610

бинка*						
172 Ако-бинка*	475-5164	106,9	86	Сильвинит	1830	1620
2 Каинсай**	294 – 5930	132,6	106	Кам.соль- до 5750 м Сильвинит 5750- 5850	1919 -	1600 1800

* - УКП - Уральский краевой прогиб;

** - Прикаспийская синеклиза

При вскрытии солей большой толщины и в широком диапазоне распределения температур по стволу скважины в буровых растворах на водной основе происходит образование большого количества аморфного осадка галита, который выкристаллизовывается на стенке скважины, вызывая сужение ствола скважины с неоднородным перекрытием его сечения. Этот процесс может вызвать аварии с заклинкой бурильного инструмента, что принимается за проявление горного давления при течении солей.

Проведенные тесты на керновом материале соли с моделированием температурных условий для ствола диаметром 296 мм и буровом растворе, отобранном с поисковой скважины № 495 Вершиновской площади, показали следующее:

- процесс кристаллизации соли на внутренней стенке соляного цилиндра, представленного галитом, имеет большую интенсивность и при температуре забоя 90°C может достигать при динамических температурах 55°C и 65°C , соответственно, 3,01 и 2,67 кг/м ствола скважины за 16 часов работы на забое;

- уменьшение внутреннего диаметра соляного цилиндра при кристаллизации аморфной соли происходит неравномерно по площади боковой поверхности, что ускоряет процесс создания условий, затрудняющих свободное прохождение КНБК бурильного инструмента при спуско-подъемных операциях.

При наличии в разрезе солей кристаллогидратов (бишофит $2[\text{Mg}_2\text{Cl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}]$, карналлит $[\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}]$) необходимые плотности

буровых растворов для исключения их течения, как показывают расчеты, могут превышать 2000 кг/м^3 [30]. Однако, учитывая их высокую растворимость и ограниченность толщин, риски аварий на стадии бурения носят опосредованный характер, так как наличие каверны в интервале их залегания может привести к нарушению проходимости в колонне за счет погиба обсадных труб после крепления при односторонней модели нагружения.

При вскрытии пластов, представленных кристаллогидратами, для исключения односторонней модели нагружения, учитывая, как правило, их небольшую толщину, они подлежат купажу без утяжеления бурового раствора, используемого для вскрытия солей галогенной природы при термобарических условиях скважины.

Для исключения односторонней модели нагружения на обсадные трубы и погиба их после крепления скважин в хемогенных отложениях предложены способы обеспечения гидростатической модели нагружения при проявлении горного давления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные автором исследования и промысловая апробация разработанных методов обеспечения совместимых интервалов бурения позволили разработать более 25 проектов на строительство параметрических и поисковых скважин глубиной от 5500 м до 7000 м в горно-геологических условиях первой категории сложности, бурение по которым обеспечило достижение проектных глубин.

Разработанные технологии профилактики и ликвидации осложнений позволили снизить материалоемкость конструкций, обеспечить выполнение геологических задач при бурении поисковых скважин и достижение их эксплуатационной надежности.

В эксплуатационном бурении массового строительства скважин на Карачаганакском газоконденсатном месторождении глубиной 5350 м

обеспечили высокие технико-экономические показатели строительства более 212 скважин.

При строительстве горизонтальных эксплуатационных скважин на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении удалось минимизировать риски невыполнения задач проектов разработки и повреждения продуктивности формаций.

Выполненные исследования автора и накопленный опыт проектирования строительства скважин в горно-геологических условиях первой категории сложности позволили разработать новые основные технические решения проектирования и строительства скважин на Астраханском газоконденсатном месторождении, предполагающие снижение металлоемкости конструкций вертикальных скважин на 111 тн и возможность продолжения разработки месторождения горизонтальными участками стволов.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИИ ОТРАЖЕНО В СЛЕДУЮЩИХ РАБОТАХ

1. Горонович С.Н., Жидков В.А. Научное и проектное обеспечение массового строительства скважин в Прикаспийской нефтегазовой провинции. /Научно-технический журнал «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе» – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, № 7, 2002.
2. Горонович С.Н., Степанов В.Н., Ефимов А.В. Расчет параметров зон поглощения буровых растворов. /Научно-технический журнал «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе». – М.: ОАО «ВНИИОНГ», № 6, 2006. - С. 10 - 12.
3. Спивак А.И., Мавлютов М.Р., Горонович С.Н. «Инструкция по предупреждению и ликвидации поглощений в порово-трещинных карбонатных коллекторах при вскрытии газоносных отложений большой толщины». Мингазпром СССР, РД 51-128-97. – Уфа: УНИ, 1987.
4. Спивак А.И., Мавлютов М.Р., Поляков В.Н., Горонович С.Н. и др. Руководящий нормативный документ РД 51-111-86 «Инструкция по

- технологии управляемой кольматации проницаемых пород при бурении и заканчивании скважин. – Москва, Мингазпром, 1986.
5. Спивак А.И., Мавлютов М.Р., Поляков В.Н., Горонович С.Н. и др. Методы оперативного контроля и управления состоянием призабойной зоны пластов при вскрытии продуктивных отложений на Оренбургском и Карачаганакском газоконденсатных месторождениях. /Стандарт объединения, СТО 0159014-19-85. - Уфа: УНИ, 1985.
6. Игнатъев Н.И., Мухаметов М.Г., Горонович С.Н., Зарипов С.З. Вспученный вермикулит – облегающая добавка и наполнитель к глинистому раствору. - М.: Газовая промышленность, № 7, 1975.
7. Горонович С.Н., Степанов В.Н., Ефимов А.В. Ликвидация поглощения буровых растворов с использованием наполнителей. – М.: ООО «БУРНЕФТЬ», Специализированный журнал «Бурение & Нефть», июнь 2005. - С. 12-14.
8. Горонович С.Н., Селиханович А.М. Изоляция зон поглощения буровых растворов в порово-трещинных карбонатных коллекторах./Юбилейный сборник научных трудов ООО «Волго-УралНИПИГаз». – Оренбург: ИПК «Газпромпечатъ», 2002. – С. 146
9. Горонович С.Н., Рудницкий А.В., Селиханович А.М. и др. Способ изоляции зон поглощения. Авторское свидетельство № 2030562, 1992.
10. Данюшевский В.С., Джабаров К.А., Горонович С.Н. и др. Состав для изоляции зон поглощения. Авторское свидетельство № 1154436. БИ № 17, 1985.
11. Горонович С.Н., Цыцымушкин П.Ф., Степанов В.Н., Ефимов А. В. Расчет радиуса изоляционных экранов при ликвидации зон поглощения буровых растворов. /Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, № 6, 2005. – С. 29 -32.
12. Патент 2277574 РФ. МПК С09К 8/467 (2006.01). Способ изоляции зон поглощений. /Горонович С.Н., Цыцымушкин П.Ф., Степанов В.Н., Ефимов А.В. и др. Заявка: от 27.10. 2004, опубли. 10.06.2006, Бюл. № 16.

13. Горонович С.Н., Олейников А.Н., Селиханович А.М. и др. Способ изоляции зон поглощения. Патент РФ № 2106476, 1998.
14. Ситков Б.П., Горонович С.Н., Мухаметов М.Г. Технология бурения и крепления скважин в условиях рапопроявления на Оренбургском газоконденсатном месторождении. ЭИ, сер: «Геология. Бурение и разработка газовых месторождений», ВНИИЭгазпром, - М.: 1980, № 21.
15. Горонович С.Н., Ефимов А.В., Мязин О.Г., Степанов В.Н. Расчет пластового давления зон рапопроявления при межпластовых перетоках в стволе скважины. /Научно-технический журнал «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе». – М.: ОАО «ВНИИОНГ», № 6, 2006. - С. 5 - 9.
16. Горонович С.Н., Цыцымушкин П.Ф. Крепление скважин в Прикаспийской нефтегазовой провинции. //Юбилейный сборник трудов «ВолгоУралНИПИгаз». – Оренбург: ИПК «Газпромпечатъ», 2002. – С. 54-56.
17. Горонович С.Н., Цыцымушкин П.Ф., Степанов В.Н., Ефимов А.В. Расширяющие тампонажные составы для условий нормальных и умеренных температур. //Научно-технический журнал «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе». – М.: ОАО «ВНИИОНГ», № 6, 2006. - С. 23 - 26.
18. Горонович С.Н. Цыцымушкин П.Ф., Степанов В.Н., Ефимов А.В. Крепление скважин в условиях хемогенных отложений. – М.: Нефтяное хозяйство, № 4, 2006 г. – С. 102-104.
19. Горонович С.Н., Цыцымушкин П.Ф., Степанов В.Н., Ефимов А.В. Технология изоляции зоны рапогазопроявления. ООО «БУРНЕФТЬ», Специализированный журнал «Бурение & Нефть», 07/08. 2006г.
20. Спивак А.И., Мавлютов М.Р., Поляков В.Н., Горонович С.Н. и др. Руководящий нормативный документ РД 51-111-86 «Инструкция по технологии управляемой кольтматации проницаемых пород при бурении и заканчивании скважин.» – Москва, Мингазпром, 1986.
21. Горонович С.Н., Будько А.В., П.В. Овчинников, А.П. Рябов. Технология вскрытия продуктивных отложений Оренбургского НКМ с

- применением метода химической кольматации.//Известия высших учебных заведений. Нефть и газ № 3. – Тюменский Государственный университет.
22. Горонович С.Н., Поляков В.Н., Мавлютов М.Р. и др. Способ изоляции пластов. А.С. № 4206032, декабрь 1987.
23. Патент РФ 2213203 Е 21 В 33/138. Способ уплотнения крепи газовых скважин / Горонович С.Н., Цыцымушкин П.Ф. и др. (РФ). - № 2001130222/20; заявл. 08.11.01; опубл. 27.09.03. Бюл. № 7.
24. Горонович С.Н., Галян Д.А., Кулагина Н.П. Тепловые аномалии геологических разрезов Предуральяского краевого прогиба. /НТС «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений», 2006. № 3-4. С. 35-40.
25. Горонович С.Н., Галян Д.А., Кулагина Н.П., Цыцымушкин П.Ф. Способ вскрытия терригенного комплекса пород в условиях проявления термоаномалии. НТЖ «Нефтепромысловое дело», - М: ВНИИОЭНГ, 2007. № 9. С. 23-25.
26. Горонович С.Н., Галян Д.А. К вопросу вскрытия хемогенных отложений на Восточно-Песчаной и Песчаной площадях в условиях интервальной их неоднородности /Материалы НТС ОАО «Газпром» «Пути повышения эффективности и качества строительства скважин. – Тюмень, сентябрь 2003 года. – М.: ИРЦ Газпром, 2003. - С. 65-72.
27. Горонович С.Н., Галян Д.А., Чадина Н.П. и др. Планирование систем буровых растворов при строительстве сверхглубоких параметрических и поисковых скважин Южной Зоны Оренбургской области. НТС: «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых, газоконденсатных месторождений», М.: ООО «ИРЦ «Газпром», 1988. Вып.12. С. 16-20.
28. Регулирование ионнообменных процессов при разбуривании терригенно-хемогенного комплекса пород. – М.: Газовая промышленность № 10, 2002. – С. 77-78.
29. Горонович С.Н., Галян Д.А., Чадина Н.П. и др. Планирование систем буровых растворов при строительстве сверхглубоких параметрических и

поисковых скважин южной зоны Оренбургской области и методы их оперативной корректировки. // РНТС «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений», № 6. – М.: 1999. – С. 11-16.

30. Горонович С.Н., Степанов В.Н., Ефимов А.В. и др. Технологические аспекты строительства сверхглубоких скважин в условиях хемогенных отложений. /Нефтяное хозяйство № 4. - М.: ЗАО «Издательство Нефтяное хозяйство», 2006. - С. 102-104.

31. Горонович С.Н. Устойчивость ствола скважины при бурении галогенных пород./ Нефтяное хозяйство № 2. - М.: ЗАО «Издательство Нефтяное хозяйство», 2008.

32. Горонович С.Н., Цыцымушкин П.Ф., Мязин О.Г. и др. Крепление скважин в условиях хемогенных отложений. - Нефтяное хозяйство, 2006, № 4, - С.

33. Горонович С.Н., Цыцымушкин П.Ф., Степанов В.Н., Ефимов А.В. и др. Состав для изоляции зон поглощений. Патент РФ на изобретение №2373251, БИ № 32, 2009 г

34. Горонович С.Н., Цыцымушкин П.Ф., Мязин О.Г., Ефимов А.В. Ликвидация катастрофического поглощения в горизонтальном участке ствола скважины при вскрытии продуктивных отложений большой толщины. Специализированный журнал «Бурение и нефть», - М.: ООО «Бурнефть», 2009. № 07-08. С. 40-43.

35. Горонович С.Н., Степанов В.Н., Ефимов А.В. Генезис коллекторов рапы и условия их тампонажа при строительстве скважин в Оренбургской области. НТЖ «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе» –М: ВНИИОЭНГ, 2007. № 6. С. 39-43.

36. Горонович С.Н., Селиханович А.М., Елисеев В.А. и др. Способ крепления стенок скважин. Патент РФ на изобретение № 2169827, БИ № 18, 2001 г.

Соискатель



С.Н. Горонович