

На правах рукописи

МНАЦАКАНОВ ВАДИМ АЛЕКСАНДРОВИЧ

Исследование и разработка технологии строительства газовых скважин с субгоризонтальным окончанием в сложных геолого-технических условиях

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2004

Работа выполнена в дочернем обществе с ограниченной ответственностью "Бургаз" (ДООО "Бургаз") Открытого акционерного общества "Газпром" (ОАО "Газпром")

- | | |
|-----------------------|--|
| Научный руководитель | – доктор технических наук
Фролов Андрей Андреевич |
| Официальные оппоненты | – доктор технических наук, профессор
Бастриков Сергей Николаевич
– кандидат технических наук
Шешукова Галина Николаевна |
| Ведущая организация | – Дочернее федеральное государственное унитарное предприятие «Западно – Сибирский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт технологии глубокого разведочного бурения»
(ДФГУП «ЗапСибБурНИПИ») |

Защита состоится "21" июля 2004 г., в 8-30 часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при 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 "21" июня 2004 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета,
доктор технических наук,
профессор

В.П.Овчинников

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследований

Дальнейшее повышение добычи нефти и газа определяется объемами разведочного и эксплуатационного бурения. Это требует поиска и внедрения новых технико-технологических решений, направленных на увеличение темпа строительства скважин и снижение затрат на их сооружение.

Одним из путей повышения эффективности строительства скважин является использование при проектировании и реализации рациональных конструкций горизонтальных скважин и управление процессом бурения с учетом минимизации затрат на ее углубление.

Резервы роста производительности бурения за счет технологических процессов до настоящего времени не исчерпан и в последние годы большое внимание уделяется разработке решений, обеспечивающих совершенствование условий по степени и характеру вскрытия продуктивного объекта в сложных геолого-технических условиях.

С учетом этого совершенствуются конструкции скважин, технологические и технические средства для их реализации, однако остаются в недостаточной степени изученными вопросы, связанные с бурением в сложных условиях чередования слабоцементированных проницаемых пород с неустойчивыми глинистыми пропластками, зачастую сопровождающихся значительными затратами времени на ликвидацию аварий и осложнений. Особую актуальность при этом приобретают проблемы разбухания так называемых «шоколадных» глин скважинами с большими зенитными углами и субгоризонтальным окончанием.

В этой связи **цель работы** сформулирована следующим образом:

Разработка технологии строительства наклонных скважин с субгоризонтальным окончанием в неустойчивых породах, чередующихся с проницаемыми пропластками.

Основные задачи исследований

1. Анализ геолого-технических условий строительства горизонтальных скважин и выбор направлений для совершенствования конструкции забоя.

2. Проектирование конструкции низа бурильной колонны (КНБК) для бурения горизонтальных скважин.

3. Исследование и разработка составов буровых промывочных жидкостей для проводки субгоризонтального ствола в литологонеоднородных породах.

4. Разработка технологии сохранения фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) коллекторов продуктивного горизонта.

5. Разработка нормативной документации.

Научная новизна

1. Научно обоснована методика расчета забойного двигателя отклонителя для одновременного использования в интервалах ориентированного управления кривизной ствола и на участках стабилизации с дополнительным вращением инструмента ротором, где отклонитель рассматривается как напряженно деформированная система в условиях пониженной точности определения усилий и неоднородности материала.

2. Получила дальнейшее развитие теория устойчивости горных пород при взаимодействии с фильтратом буровых растворов. Установлено, что кавернообразование в неустойчивых породах по квадратичному закону возрастает с увеличением угла наклона ствола скважины и напрямую зависит от показателя фильтратоотдачи и плотности раствора.

3. Научно обосновано применение струйно-волновой кольматации при обработке слабосцементированных песчаников и чередующихся с песчаниками глинистых пропластков.

Практическая ценность

1. Выполненный комплекс исследований позволяет обоснованно увеличить объемы внедрения метода и технических средств в практику бурения горизонтальных скважин для решения задач безаварийного построения ствола по заданному профилю.

2. Внедрение технико-технологических рекомендаций по бурению горизонтальных скважин на Уренгойском ГКМ позволило увеличить коммерческую скорость бурения скважин в два раза и получить экономический эффект в зависимости от базы сравнения 36,5 и 112,1 млн. руб. в ценах 2003 года.

3. Исследована технологическая эффективность новых компонентов буровых растворов (высоковязкий полимер, гидрофобизирующая добавка и органический кольматант). На практике показано, что применение кольматанта при проводке наклонно направленного ствола в проницаемых породах сокращает естественные потери бурового раствора в 2 раза.

4. На основе экспериментальных исследований разработаны два состава бурового раствора, отличительной особенностью которых является наличие технологических свойств, обеспечивающих проводку горизонтального ствола малого диаметра в малопроницаемом ($10\text{--}15 \cdot 10^{-3}$ мкм²) продуктивном пласте. В состав раствора входят новые компоненты (формиат натрия, МДК, ПАЦ-ВВ), обеспечивающие эффективное управление ингибирующими, кольматирующими, смазывающими и псевдопластичными свойствами промывочной жидкости. Специфической особенностью кольматантов буровых растворов является их кислоторастворимость.

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на: конференции Ассоциации буровых подрядчиков «Состояние и перспективы отечественного нефтегазового машиностроения» (Москва 1999 г.); конференции Ассоциации буровых подрядчиков «Современные тенденции развития техники и технологии строительства и восстановления нефтяных и газовых скважин» (Москва 1999 г.); конференции Ассоциации буровых подрядчиков «Технико-технологическое сопровождение строительства горизонтальных и многозабойных скважин и восстановления бездействующих скважин» (Москва, 2002 г.); секции «Техника и технология бурения скважин» НТС ОАО «Газпром» (Тюмень 2003 г.); научно-технических семинарах кафедры «Бурения нефтяных и газовых скважин» ТюмГНГУ (Тюмень, 2004 г.), научно-технических совещаниях отдела технологии бурения скважин ООО «ТюменьНИИгипрогаз» (Тюмень, 2002-2003 гг.).

Структура и объем работы: Диссертационная работа состоит из введения, трех разделов и основных выводов и рекомендаций. Изложена на 111 страницах машинописного текста, в том числе 20 рисунков, 43 таблицы, приложение А, содержит список использованных источников из 78 наименований.

Содержание работы

Во введении обоснована актуальность темы, цель, основные задачи, научная новизна и практическая ценность проведенных исследований.

В первом разделе приведена краткая оценка технических характеристик конструкций забоя скважин, показывающая, что современный уровень достигнутых качественных технических показателей работ по созданию надежной долговременной крепи, сохранению потенциальной продуктивности скважин при устойчивой тенденции усложнения геолого-промысловых условий заканчивания и эксплуатации сква-

жин на различных стадиях разработки нефтегазовых месторождений все в меньшей степени отвечает требованиям эффективной добычи углеводородного сырья, охраны недр и окружающей среды.

Теоретические оценки и опыт показывают, что эксплуатация скважин открытым забоем имеет неоспоримые преимущества перед другими конструкциями забоя. Характерным и общим для открытых конструкций забоя является кратное сокращение сроков освоения и ввода скважин в эксплуатацию, получение близких к потенциальному дебита с начала эксплуатации, а также увеличение суммарной (накопленной) добычи углеводородного сырья с повышением проницаемости коллекторов. Все отмеченное обеспечивает устойчивый рост добычи нефти и газа с первого года эксплуатации и интенсифицирует процессы разработки месторождений.

Однако на практике объем скважин, эксплуатирующихся открытым забоем, не превышает 5 % от скважин, эксплуатируемых с перфорированным фильтром. Основными факторами, ограничивающими область эффективного применения конструкций фильтра с открытым забоем являются: многопластовость залежей, неустойчивость нефтегазонасыщенных коллекторов, природная и техногенная аномальность геолого-технических условий эксплуатации скважин на различных стадиях разработки месторождений углеводородов.

В анализе геолого-технических условий строительства горизонтальных скважин на Уренгойском ГКМ отмечено, что с целью предупреждения осложнений на месторождении в интервале залегания "шоколадных" глин при строительстве первых горизонтальных скважин предусматривался спуск удлиненной промежуточной колонны, что значительно снизило технико-экономические показатели (ТЭП) бурения.

Для совершенствования конструкции предложена технология строительства горизонтальных скважин с открытым забоем. С целью улучшения ТЭП строительства горизонтальных скважин теоретически обоснована компоновка низа бурильной колонны (КНБК), предназначенная для бурения различных участков сложно построенного профиля. Для бурения вертикального участка используются КНБК "жесткого" типа, предотвращающие естественное искривление скважин в перемежающихся по свойствам горных породах, позволяющие одновременно с углублением готовить ствол к спуску обсадной колонны и обеспечивающих в дальнейшем использование КНБК других назначений. В отличие от существующих методик расчета КНБК такого

типа дополнительно предусмотрено, что местоположение и диаметр опорно-центрирующих наддолотных элементов взаимосвязаны с допустимыми отклонениями этого участка от вертикали.

Из практики ведения буровых работ известно, что бурение наклонных скважин с чередующимися направленно искривленными участками и участками стабилизации параметров кривизны возможно осуществлять с помощью отклонителя, который при вращении инструмента ротором обеспечивает прямолинейность ствола. Совокупность такого способа бурения с использованием высокопроизводительных долот с герметизированной маслonaполненной опорой позволяет сократить число спуско-подъемных операций и улучшить ТЭП бурения. Для реализации такой технологии разработана методика расчета допустимого угла перекоса между осями нижней и верхней секциями отклонителя, обеспечивающая его длительную и безаварийную работу. Методика предусматривает, что отклонитель рассматривается как напряженно деформированная система, в которой возникающие изгибающие усилия определяются с пониженной точностью, а материал резьбовых соединений неоднороден. В связи с этим, путем решения системы уравнений при коэффициенте запаса прочности на выносливость, равного трем, определены допустимые углы перекоса для отклонителей на базе винтовых забойных двигателей (таблица 1)

Таблица 1 – Допустимые углы перекоса отклонителя при вращении ротором

Диаметр долота, мм	Компоновка отклонителя	Допустимый угол перекоса осей, град
295,3	долото 295,3, КЛС-295,3, Д1-240;	0,95
	долото 295,3, КЛС-295,3, Д1-240, К-295	0,75
215,9	долото 215,9, КЛС-215,9, Д2-195;	0,49
	долото 215,9, КЛС-215,9, Д5-172;	1,08
	долото 215,9, КЛС-215,9, Д5-172, К-215	0,77
139,7	долото 139,7, КЛС-139,7, Д1-127;	0,51
	долото 139,7, КЛС-139,7, Д1-127, К-139,7	0,42

В результате сравнения аналитических и промысловых исследований установлено, что при работе отклонителя в скважине наблюдается некоторая вариация интенсивности набора зенитного угла, которая, наряду с его геометрическими размерами, может зависеть от геологических и технических факторов, таких как перемежаемость пород по твердости, неравномерность нагружения долота, влияние упруго-деформированного состояния секций, расположенных над отклонителем. Для устра-

нения некоторых причин целесообразно устанавливать над отклонителем центратор или шарнирную муфту или соединять вспомогательные секции с помощью переводника с перекосом осей, направление действия которого совпадает с плоскостью отклонителя.

Проведены промысловые испытания КНБК, предназначенных для безориентированного бурения тангенциальных участков ствола с различным числом опорно-центрирующих элементов. Установлено, что при бурении долотом диаметром 215,9 мм наиболее полная стабилизация зенитного угла и азимута достигается при применении компоновки с калибратором над долотом и двумя центраторами на корпусе турбобура, установленными на ниппеле шпинделя и на расстоянии 10-12 м от долота, а при бурении роторным способом компоновкой с калибратором над долотом истирающе режущего действия диаметром 139,7 мм происходит незначительное увеличение зенитного угла. Промысловая апробация разработанных рекомендаций проведена на 12-ти скважинах Уренгойского и скважине № 1095 Северо-Уренгойского месторождений. Совокупность технико-технологических решений позволило увеличить коммерческую скорость бурения более чем в 2 раза.

Второй раздел посвящен экспериментальным исследованиям и разработке составов буровых растворов для проводки субгоризонтального ствола в литологически неоднородных породах.

Совершенствование процесса промывки наклонно направленных стволов, путем оптимизации состава и технологических параметров промывочной жидкости по прежнему остается одной из актуальных задач при строительстве скважин с горизонтальным окончанием. На основе обширных экспериментальных и теоретических исследований, выполненных ранее Ангелопулло О.К., Бастриковым С.Н., Гноевых А.Н., Кошелевым А.Т., Леоновым Е.Г., Мавлютовым М.Р., Никитиным Б.А., Пеньковым А.И., Потаповым А.Г., Рябоконе С.А., Тагировым К.М., Резниченко И.Н., Шариповым А.У. заложены основы управления качеством проводки субгоризонтального ствола с использованием буровых растворов с оптимизированными реологическими параметрами. При этом особое внимание уделялось обеспечению транспортирующей способности промывочной жидкости и мероприятиям, направленным на профилактику дюнообразований и предотвращений формирования шламовых пробок. В ранее проведенных исследованиях широко использован эффект Бойкотта. Исследователь, в

чество которого назван этот эффект, случайно обнаружил, что в пробирке, которая установлена под углом, скорость оседания "кровяных телец" значительно больше в сравнении с вертикально установленной пробиркой. Этот эффект по аналогии был использован в исследованиях динамики оседания и транспорта шлама при промывке наклонно направленных стволов. При проводке субгоризонтальных стволов эти процессы значительно усложняются, а для их исследований применяются специальные установки (стенды), моделирующие движение бурового раствора и транспорт шлама по стволу скважины с учетом эксцентрично расположенных в нем бурильными трубами. Следует отметить, что технологию управления качеством ствола невозможно смоделировать т.к. в этом процессе взаимосвязано большое количество неуправляемых геологических и сложно меняющихся технологических факторов. В связи с этим приобретает особое научное значение проведение натурных экспериментальных исследований на бурящихся скважинах в конкретных геологических условиях.

В разделе приводятся результаты и анализ масштабных промысловых экспериментов, которые проведены автором совместно с технологами и буровыми мастерами филиала "Тюменбурггаз" ДООО "Бургаз" при строительстве более 150 скважин на Уренгойском, Ямбургском, Северо-Губкинском месторождениях. При этом особое внимание было уделено исследованиям процесса бурения участков наклонно направленного и субгоризонтального ствола эксплуатационных скважин на нижнемеловые (валанжинские) отложения с малопроницаемыми коллекторами. Протяженность открытого ствола при строительстве этих скважин составляет 2,0 – 2,5 тыс. метров.

Проводка наклонно направленного и субгоризонтального ствола при бурении под эксплуатационную колонну валанжинских скважин осложняется спецификой геологического разреза: наличием большого количества (более 10) проницаемых песчаных пропластков (толщиной несколько метров) и неустойчивых пород ("шоколадные" глины). Анализом промыслово–геофизических исследований установлено, что проницаемость их колеблется в пределах от $5-50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $100-150 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, а пористость от 12–18 % до 20–40 %. Проницаемые породы в большинстве водонасыщены. Геологический разрез характеризуется частым и неравномерным переслаиванием песчаников, алевроитов, глин, аргиллитов с углом падения (залегания) пластов в пределах от $1,0^{\circ}$ до $1,5^{\circ}$.

Наличие сложного переслаивания проницаемых пород обуславливает в процессе бурения естественные потери бурового раствора. Эта ситуация усугубляется тем, что при бурении верхнего интервала (ориентировочно 1300–2600 м) применяются малоглинистые буровые растворы. Такие растворы, как правило, имеют высокий показатель фильтрации (6–7) см³/30 мин, что, с достаточно большой суммарной мощностью проницаемых пропластков, провоцирует заметные фильтрационные потери бурового раствора.

Промысловыми исследованиями установлено, что естественные потери циркулирующего бурового раствора в результате его фильтрации в проницаемые пропластки линейно возрастает с глубиной и временем. Динамика восполнения объёма циркулирующего раствора свидетельствует о том, что процесс фильтрации (потерь) бурового раствора не затухает, а монотонно растёт с различной интенсивностью в пределах 9 – 22 м³/сут. Установлено, что потери бурового раствора, в результате фильтрации в проницаемые породы в процессе бурения под эксплуатационную колонну, могут достигать 600–700 м³. Это особенно характерно для скважин с крутонаправленным стволом, при бурении которых продолжительность процесса фильтрации увеличивается дополнительно за счёт времени СПО для смены КНБК и проведения ГИС, общая доля которых в балансе временных затрат составляет почти 50 %. В этих условиях, для обеспечения качества формирования ствола и управления его траекторией, необходимо применение кольматирующих добавок буровых растворов. В связи с этим совместно с предприятием ЗАО "Росресурс" разработан комплекс специальных наполнителей - кольматантов для буровых растворов марки К₁, К₃ и К₁₀. Наполнители представляют собой комбинированные органические соединения (смеси) из побочных материалов деревообрабатывающей и пищевой промышленности. Производятся по ТУ 2458 –002 –17797095 –2004.

Экспериментальными исследованиями на тестере проницаемости фирмы OFITE, моделирующем забойные условия (температура 80 °С, перепад давления 5 МПа) установлено, что добавка кольматанта К₁ в количестве 1,5 –2,0 % к глинистой суспензии снижает интенсивность фильтрационных процессов через пористую перегородку более, чем на 40 %.

В этих условиях эффективность кольматирующей добавки К₁ ниже в сравнении с МДК (мелкодисперсный кремнезём), который при концентрации 0,1 % снижает

скорость фильтрации в 3,0 – 3,5 раза. Экспериментально установлено, что мраморная крошка, повышая проницаемость фильтрационной корки, провоцирует проникновение жидкой фазы в поровое пространство на 15 % и более.

Исследования закупоривающей способности кольматанта K_1 проведены на установке, моделирующей высокопроницаемый песчаный пласт. Суть эксперимента заключалась в следующем: при перепаде давления 0,1 – 0,7 МПа определялась по воде проницаемость песчаной модели пласта. Затем через песчаный пласт прокачивался малоглинистый раствор с кольматантом. После этого снова определялась проницаемость песка по воде. Установлено, что при добавке 1,5 % кольматанта к глинистой суспензии происходит блокирование пор песчаной модели с первоначальной проницаемостью около 4 мкм^2 , в результате которого проницаемость снижается почти в 600 раз.

Опытно-промысловые испытания кольматирующих добавок проведены на скважинах № П-739 Уренгойское ГКМ и № П-458 Ямбургского ГКМ при бурении под 2-ю техническую колонну. При испытаниях отмечено, что обработка буровых растворов кольматантами в количестве 0,3-0,5 % способствовала снижению водоотдачи на $(0,4 - 1,0) \text{ см}^3/30 \text{ мин}$. Результатами опытно-промысловых испытаний установлено, что кольматанты K_1 K_3 в сравнении с традиционными (типа целлотон) обеспечивают двукратное снижение фильтрационных потерь бурового раствора. При этом водопотребление для восполнения этих потерь сократилось на 300 – 400 м^3 . Расход полимеров для дополнительной обработки раствора уменьшился в 1,4 – 1,5 раза, а потребность в наполнителе уменьшилась с 5,0 – 6,0 тонн (целлотон) до 1,7 – 3,4 тонн (наполнитель типа К). По результатам опытно-промысловых работ эти кольматирующие добавки включены в проектно-сметную документацию строительства скважин в Надым-Пур-Тазовском регионе и применяется в практике буровых работ Буровой Компании ДООО "Бургаз".

Наряду с комплексом проницаемых пластов и пропластков, интервал бурения под эксплуатационную колонну осложнен неустойчивыми породами. Неустойчивые породы, способные к обвалообразованию, представлены аргиллитами ("шоколадные" глины), которые распространены по структуре и являются репером при проведении ГИС. Глубина залегания этих пород изменяется по структуре в пределах 2640–2740 м, а толщина залегания не превышает, как правило, более 20 м. При этом диаметр ствола

в интервале залегания "шоколадных" глин в 1,5 – 2,0 раза превышает номинальный диаметр скважины. Анализ показал, что неустойчивые породы отличаются тёмно-бурой окраской с красноватым оттенком. Сложены тонко-чешуйчатым глинистым каолинистым материалом (до 40 %), густо пропитанным окислами железа (до 13 %). В качестве примеси (10–12) % присутствуют зёрна кварца, полевого шпата, растительные остатки. Промысловыми исследованиями установлено, что кавернообразование в "шоколадных" глинах провоцируется фильтрацией бурового раствора (рисунок 1).

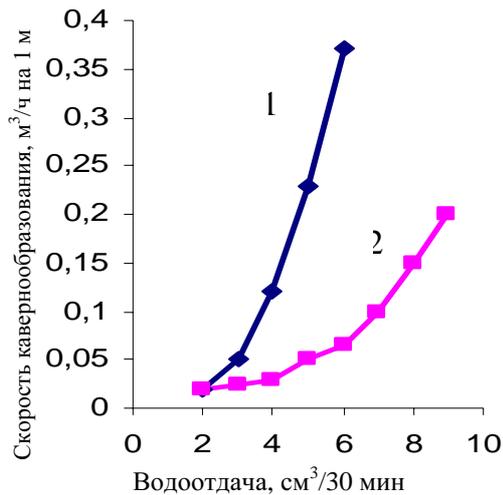
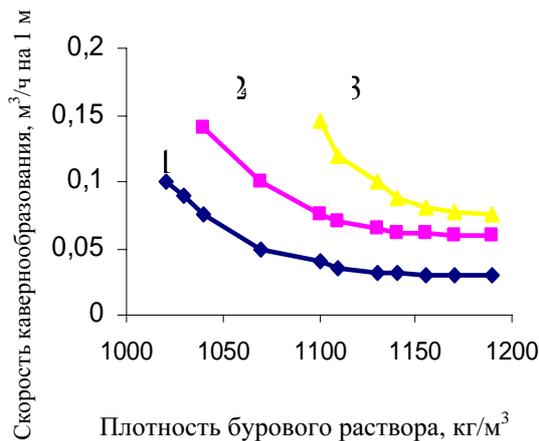


Рисунок 1 – Влияние фильтрационных свойств раствора на динамику кавернообразования: 1-интервал 2642-2982 м ("шоколадные глины"); 2-интервал 1336-2057 м.



нок 1). С увеличением показателя фильтрации бурового раствора с 2 до 5,5 см³ интенсивность кавернообразования возрастает почти в 10 раз. С увеличением плотности бурового раствора кавернообразование в "шоколадных" глинах заметно уменьшается (рисунок 2). Увеличение плотности раствора с 1100 до 1200 кг/м³ снижает интенсивность кавернообразования почти в 2 раза. На практике установлено, что коэффициент кавернозности ствола со временем возрастает в квадратичной зависимости (рисунок 3).

Установлено, что с относительной ошибкой аппроксимации 1 % эта зависимость может быть представлена следующим выражением

$$K_k = 1 + a \tau^2, \quad (1)$$

где K_k - безразмерный коэффициент кавернозности (отношение диаметра ствола к диаметру долота);

Рисунок 2 – Влияние плотности бурового раствора на динамику кавернообразования: 1-интервал 1300-1800 м; 2-интервал 1800-2700 м; 3-интервал 2700-3000 м ("шоколадные глины").

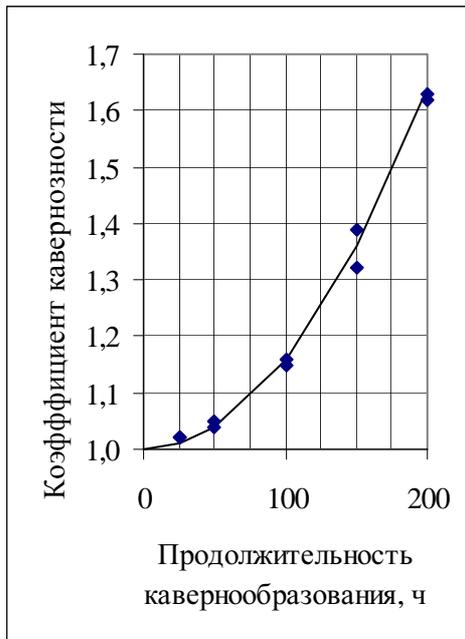


Рисунок 3 - Динамика образования каверны в "шоколадных" глинах

a - экспериментальный коэффициент ($a=1,6 \cdot 10^{-5}$), учитывающий размерность продолжительности кавернообразования; τ - продолжительность кавернообразования, ч.

Промысловыми исследованиями установлено, что коэффициент кавернозности ствола в "шоколадных" глинах с увеличением зенитного угла возрастает. С относительной ошибкой аппроксимации 6 % эта зависимость может быть представлена в виде:

$$K_k = 1 + 2,7 \cdot 10^{-9} (D_{\text{дол}} \cdot \alpha)^2, \quad (2)$$

где $D_{\text{дол}}$ - диаметр долота, мм;

α - зенитный угол, град.

Зависимость (2) справедлива в следующем диапазоне $295,3 \geq D_{\text{дол}} \geq 139,7$ мм
 $70 \text{ град} \geq \alpha \geq 5 \text{ град}$.

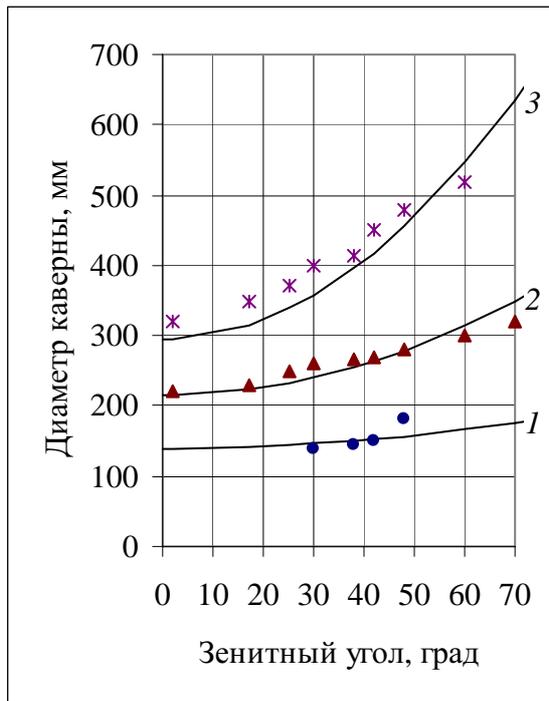


Рисунок 4 - Влияние угла наклона ствола и диаметра долота на кавернообразование в "шоколадных" глинах: 1 - диаметр долота 139,7 мм; 2 - диаметр долота 215,9 мм; 3 - диаметр долота 295,3 мм.

Анализ результатов промысловых исследований показывает, что с увеличением диаметра долота коэффициент кавернозности ствола в неустойчивых "шоколадных" глинах, в зависимости от зенитного угла, растёт с различной интенсивностью (рисунок 4). Угол наклона кривой характеризует степень проявления арочного эффекта. Установлено, что в субгоризонтальном стволе (60–70 град) с увеличением диаметра долота со 139,7 до 295,3 мм действие арочного эффекта снижается в 1,5–1,7 раза. Это пропорционально усиливает процесс кавернообразования.

Для управления траекторией ствола скважины особое значение имеет качество его очистки от выбуренной породы. При проведении промысловых исследований за критерий транспортирующей способности бурового

раствора принято соотношение динамического напряжения сдвига (τ_0) и пластической вязкости (η). За критерий качества очистки ствола - время, затраченное на промывку и проработку ствола, связанное с удалением шлама со стенок и забоя скважины. При анализе скважины были условно сгруппированы следующим образом:

I группа (зона) - скважины, при очистке ствола которых было затрачено большое количество времени (от 4–6 до 14–24) ч;

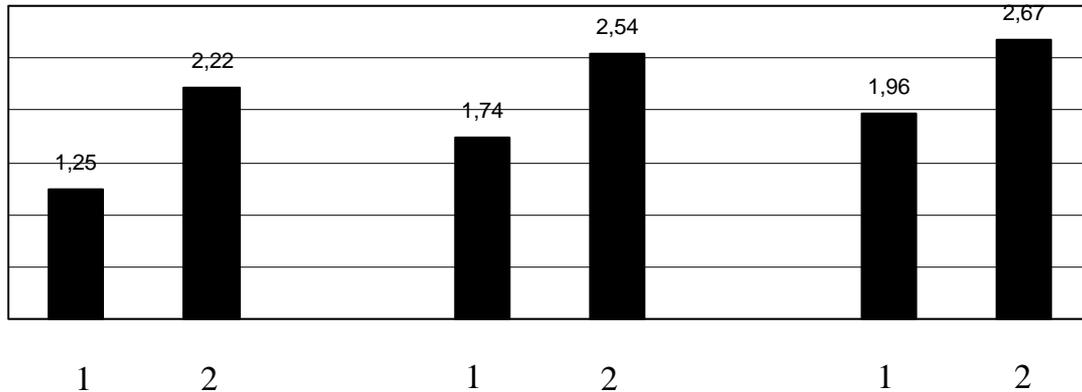
II группа (зона) - скважины, при очистке ствола которых было затрачено значительно меньше времени в сравнении с первой группой (менее 3 ч). Анализом установлено, что между I и II зоной существует чёткая граница (линия), которая увязывает оптимальное соотношение зенитного угла (α) и транспортирующую способность (τ_0/η) бурового раствора. На основе результата анализа определены значения τ_0/η при которых с учетом угла наклона ствола обеспечивается очистка ствола. Например доказано, что при угле наклона 70 град. соотношение τ_0/η должно

казано, что при угле наклона 70 град. соотношение τ_0/η должно быть более 650 обратных секунд.

С целью обоснования состава бурового раствора для вскрытия пласта субгоризонтальным стволом, с учётом возможности очистки ПЗП кислотной обработкой, были исследованы полимерные реагенты отечественного производства из класса полисахаридов: эфиры целлюлозы и крахмалсодержащие реагенты. Водные растворы полимеров (имитирующие фильтрат бурового раствора) смешивались с 15 % раствором соляной кислоты в соотношении: 3 части полимерного раствора на 1 часть 15 % HCl. Смесь термостатировалась при 80 °С в течение 1 ч. Экспериментально доказано, что в результате кислотного воздействия в забойных условиях полимер полностью (на 100 %) разрушается, а высоковязкий полимерный раствор превращается в обычную воду с условной вязкостью 15 с. Это обеспечивает возможность очистки ПЗП от фильтрата полимерглинистого бурового раствора.

Исследования ингибирующих добавок проведены на приборе Ярова–Жигача. Продолжительность экспериментов составляла 24 ч. В качестве набухающего материала, имитирующего глинистый цемент коллектора, использовалась естественная глина с аналогичной обменной ёмкостью и минералогическим составом. Динамика набухания глинистого материала (ингибирующая способность среды) изучалась в растворах солей, гликолевых составах и полимерглинистых буровых растворах. Результаты исследований сравнивались с динамикой гидратации глиноматериала в дистиллированной воде. Экспериментально установлено, что в водных растворах набухание глинистого цемента происходит интенсивно и достигает предела в течение первых 15–20 минут гидратации. В полимерглинистых растворах отмечено заметное снижение скорости гидратации, которое особенно проявляется в течение первых 5 - 7 ч. Эффективность ингибирования исследованных растворов приведены на рисунке 5.

**Кратность снижения скорости гидратации (разбухания)
глинистого цемента коллектора в сравнении с дистиллированной
водой**

**а**

1 - водный раствор 5 % формиата натрия;
2 - полимерглинистый раствор на основе 5 % раствора формиата натрия

б

1 - глицерин (товарный);
2 - полимерглинистый раствор на основе 15 % глицерина

в

1 - диэтиленгликоль (товарный);
2 - полимерглинистый раствор на основе 15 % глицерина

Рисунок 5

Кроме того, экспериментально установлено, что интенсивность ингибирования глинистого цемента в водном растворе формиата натрия и хлористого калия сопоставимы по величине и отличаются в пределах 15%. С моделированием условий вскрытия малопроницаемых коллекторов $(10-15) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ Ямбургского ГКМ было установлено, что снижение коэффициента набухания глинистого цемента коллектора в два раза (с 0,7 до 0,34) сопровождается пропорциональным увеличением показателя восстановления естественной проницаемости.

На основе анализа результатов многочисленных исследований полимерных реагентов для обоснования рецептуры бурового раствора определены следующие полимеры: полианионная целлюлоза высокой вязкости "Полицелл ПАЦ-ВВ" и реагент полисахаридный для буровых растворов (гидроксиэтилкарбоксиметилкрахмал) производства ЗАО "Полицел" (г. Владимир). Отличительной особенностью этих полимеров является высокая загущающая способность, обеспечивающая соотношение τ_0/η водных растворов до 700 обратных секунд. Экспериментально доказана возможность получения полимерглинистых растворов на их основе с показателем нелинейности в пределах 0,14 – 0,25 (сопоставимых с биополимерными).

Экспериментально установлена высокая эффективность смазочной добавки на основе соевого масла с добавкой оксида натрия "Брин-СМ" (производство ООО "Невская линия", г. Санкт-Петербург). Исследования этой смазки проведены на тестере предельного давления и смазывающей способности OFITE при стандартной нагрузке 150 фунт/дюйм и скорости вращения узла трения 60 об/мин. Анализ экспериментальных данных показывает, что при концентрации 0,5 % и более смазка "Брин-СМ" по эффективности сопоставима с импортным аналогом "E.L. Lube" и 1,3 – 1,7 раза выше отечественной "ФК-2000 плюс". Аналогичные результаты получены при входном контроле смазки "Брин-СМ" в ООО "Томскбурнефтегаз".

Экспериментально установлена эффективность применения в составе бурового раствора мелкодисперсного кремнезема МДК и микрорамора марки МЗ, которые, имея высокую дисперсность, обеспечивают гидрофобизацию и коагуляцию порового пространства и выполняют функцию структурообразующей добавки. Исследования на тампонирующем тестере OFITE с моделированием забойных условий (температура 80 °С, перепад давления 5 МПа) показали, что добавка 7 % вес микрорамора к глинистой суспензии плотностью 1060 кг/м³ за счёт коагуляции порового пространства (размер пор 35 мкм) снижает скорость фильтрации в 1,5 раза. При этом формируется фильтрационная корка пониженной проницаемости (на 25 % меньше, чем у глинистой корки). В аналогичных условиях экспериментально показана возможность трёхкратного снижения проницаемости глинистой корки добавкой 0,1 % микрокремнезёма марки МФК-ДФ "Кварц". При этом отмечается уменьшение липкости фильтрационной корки в два раза.

На основе результатов экспериментальных исследований разработаны две рецептуры ингибированного бурового раствора: полимерглинистый и карбонат-гликолевый (таблица 2).

Таблица 2. Основные сведения о компонентном составе буровых растворов

Назначение компонентов бурового раствора	Название компонентов, тип раствора	
	Полимерглинистый	Карбонат-гликолевый
1 Структурообразователь (твёрдая фаза)	Модифицированный глинопорошок	Микрорамор
2 Полимерная добавка	ПАЦ – ВВ	Реагент полисахаридный

(стабилизатор, регулятор вязкости, фильтрации, псевдопластичности)	(полианионная целлюлоза)	для буровых растворов гидроксиэтилкарбоксиметилкрахмал(ГЭКМК)
3 Ингибитор набухания глин	Формиат натрия	Диэтиленгликоль (ДЭГ)

В качестве кольматирующей, гидрофобизирующей добавки в этих рецептурах используется мелкодисперсный кремнезём "Кварц", а управление фрикционными свойствами раствора производится смазкой на основе соевого масла.

Состав и технология их применения включены в проектно-сметную документацию по восстановлению валанжинских скважин на Ямбургском ГКМ (УКПГ–2В) зарезкой вторых стволов с мобильной буровой установки.

В третьем разделе изложены требования к конструкции забоя скважины и общие методические принципы обоснования и выбора способа вскрытия продуктивного пласта (пластов), которые сводятся к следующему:

1. По проектируемым объемам добычи газа или газоконденсата в начальной стадии разработки залежи устанавливается диаметр скважины для первичного вскрытия продуктивных отложений;

2. С учетом геолого-технических условий первичного вскрытия продуктивной толщи обосновывается способ вскрытия нефтегазовых пластов. Основными переменными факторами, определяющими гидродинамические условия первичного вскрытия продуктивных отложений, являются: параметры гипсометрии, термодинамическое состояние залежи; количество и эффективная толщина продуктивных пропластков; величина репрессии, создаваемая весом столба промывочной жидкости на кровлю продуктивной толщи, а также градиент пластового давления, контролирующей гидравлические условия первичного вскрытия.

Отмеченные переменные факторы индивидуальны для любой углеводородной залежи, что и предопределяет различия в условиях заканчивания скважин.

3. Конструкция забоя скважины принимается в зависимости от назначения. Принятая конструкция забоя определяет технологию первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, конструкцию скважины и технологию крепления, выбор метода вторичного вскрытия и технических средств его реализации, способа освоения скважины.

4. По решениям пп. 1-3 обосновывается комплекс технологий по заканчиванию скважин. Приоритетной в этом комплексе является технология первичного вскрытия продуктивной толщи.

Особенностью технологии строительства открытого забоя при бурении скважин с субгоризонтальным окончанием является обязательное применение щадящей кольматации для сохранения естественной проницаемости продуктивных пластов. На основании теоретического обоснования эффективности и целесообразности применения технологии искусственной кольматации приствольного участка проницаемых пластов, школами профессоров Мавлютова М.Р., Кузнецова Ю.С., Полякова В.Н. и других было установлено, что для снижения фильтрационных процессов между скважиной и пластом эффективно использовать метод искусственной кольматации и во всех случаях необходимо стремиться к уменьшению толщины фильтрационной корки.

Исходя из необходимости снизить дифференциальное давление в скважине, которое в значительной степени влияет на толщину фильтрационной корки, совместно с Аржановым А.Ф. была создана на базе гидроэлеватора НГ-3 конструкция гидроэлеватора, со встроенным кольмататором, которая получила название гидроэлеватор НГ-3К. Совмещение гидроэлеватора с кольмататором позволило решить проблему первичного вскрытия продуктивных горизонтов без нарушения их естественных фильтрационно-емкостных свойств.

Область применения струйно-волновой кольматации может быть достаточно широкой, но для нашего случая рекомендуется ее использование при обработке слабосцементированных песчаников и чередующихся с песчаниками глинистых пропластков сеноманских и нижнемеловых отложений с целью предупреждения размыва скелета породы высоконапорными струями промывочной жидкости. Объясняется это тем, что при сравнительно низких линейных скоростях потока разноплотностных частиц глинистого раствора, проходящего через струйно – волновой кольмататор, настроенный определенным образом на использование резонансных явлений, эффективность кольматации кратно увеличивается. Базируется эта технология на научных основах нелинейных эффектов волновой механики в различных резонансных режимах, созданных коллективом научного центра нелинейной волновой механики и тех-

нологий РАН под руководством академика РАН, профессора Ганиева Р.Ф. Технология получила развитие в Буровой Компании ДООО "Бургаз".

Основная идея рассматриваемой технологии заключена в том, чтобы преобразовать вибрационные воздействия в односторонне-направленные, монотонные, определяющие необходимый технологический процесс.

Рассмотренные теоретические аспекты положены в основу создания способа струйно-волновой кольматации. Экспериментальную проверку способа, в сравнении с базовым, провели на стендах УГНТУ (г.Уфа), основные результаты которой следующие:

- объем фильтрата промывочной жидкости, проникшей в пласт при волновом воздействии в 2 - 4 раза меньше, чем при статических условиях фильтрации;

- волновое воздействие при кольматации позволяет добиться гораздо большего снижения проницаемости пород, чем при статических и динамических (стационарный поток) условиях кольматации за счет создания более плотного экрана из частиц дисперсной фазы промывочной жидкости. Так, при волновом воздействии 92-96 % степень кольматации достигается за 15-60 с, при динамических условиях (стационарный поток) 70-85 % степень кольматации достигается за $36 \cdot 10^2$ с, а при статических условиях за $36 \cdot 10^2$ с можно достичь только 55-75 % степени кольматации. При статических и динамических (стационарный поток) условиях присутствует глинистая корка, а при волновом воздействии глинистая корка отсутствует;

- быстрое, за доли секунды (практическое мгновенное) внедрение фильтрата промывочной жидкости в породу в волновом поле способствует не только сохранению коллекторских свойств пластов, но и улучшению показателей процесса бурения скважин (механическая скорость, проходка на долото). Интенсивное проникновение фильтрата в породу под воздействием волнового поля объясняется разрушением водородных, ион-дипольных, электростатических и других связей между частицами промывочной жидкости и значительным уменьшением ее вязкости. Как известно, уменьшение вязкости приводит к интенсификации процесса фильтрации жидкости через пористые среды.

Далее в работе предложена технология создания целевых каналов в продуктивном пласте при формировании открытого забоя с целью подготовки фильтровой

части ствола скважины к освоению. Щели создаются в нефтегазонасыщенных пропластках, защищенных временным кольматационным экраном.

Изготовление щелевых каналов производится с помощью гидropескоструйных перфораторов и называется методом щелевой разгрузки открытого забоя или сокращенно "метод щелевой разгрузки". Для выбора режимно-технологических параметров разрушения горных пород струей жидкости были рассмотрены основные закономерности действия струи на преграду и механизм разрушения горных пород струей жидкости (далее РГПЖ).

Струя воды при динамическом давлении в центре пятна 17-22 МПа разрушала породу, имеющую предел прочности на одноосное сжатие 13-15 МПа, т.е. разрушение породы наблюдалось при динамическом давлении в центре пятна струи, равном 130-150 % от прочности на одноосное сжатие.

Разрушение породы должно происходить за счет растягивающих напряжений, когда абсолютная величина их превысит предел прочности породы на растяжение. Таким образом, условие разрушения породы струей в общем случае должно записываться

$$|m_{\partial \min}| \geq \sigma_r \quad \text{или} \quad P_1 - P_2 - \frac{\rho V^2}{2} \geq K_{\sigma_r}, \quad (3)$$

где: m_{∂} - масса вещества струи за определенный отрезок времени;

σ_r - давление на участке пятна струи, находящимся на расстоянии r от оси симметрии струи, а коэффициент K_{σ_r} будет учитывать в общем случае условия разрушения породы.

Имеющиеся экспериментальные данные подтверждают предложенный механизм РГПЖ. Так, если $P_1 = P_2$ и K_{σ_r} можно принять равным единице, наблюдается четкая прямая корреляция между $\rho V^2/2$ и σ_r . Детальный анализ результатов РГПЖ на основе использования зависимости (3), показал следующие основные результаты:

1. Наиболее выгодно разрушать струей чистой жидкости пористые породы.
2. При наличии твердых частиц в жидкости эффективность РГПЖ значительно повышается за счет абразивного разрушения породы.
3. На процесс РГПЖ существенно влияют давление окружающей среды, проницаемость породы, фильтрационные характеристики вещества струи, но это требует дальнейшего практического исследования.

Для создания трещины используется энергия струи абразивной жидкости, истекающей из насадок. Разрушение структурных связей происходит в том случае, если создаваемое давление на забой струей жидкости превышает критическое для данного типа горной породы.

Для затопленных струй глубина трещины при постоянных остальных параметрах будет существенно ниже, чем при незатопленных, хотя качественный характер зависимостей останется аналогичным.

В этой связи при затопленных струях эффективное отношение расстояния между насадкой и забоем к диаметру насадки не должно превышать 2-3 раза. Интенсифицировать процесс разрушения породы и сократить время воздействия струи на забой позволяет добавка в воду полимерных компонентов. Добавка полиакриламида (ПАА) при его содержании в воде 0,0015 - 0,0035 % позволяет увеличить гидродинамическое давление струи и эффективность разрушения породы. На расстоянии 0,5 м от насадки динамическое давление увеличивается на 10 – 30 %, а на расстоянии 1,3 м более чем в 2 раза.

В данной работе эффект будет достигаться за счет создания адресного, гидродинамически совершенного канала гидравлической связи нужного участка продуктивного пласта со скважиной, где по геофизическим и гидродинамическим исследованиям отмечены наибольшие запасы углеводородов.

Основные выводы и рекомендации

1. На основе анализа геолого-технических условий строительства горизонтальных скважин на Уренгойском ГКМ и выработанных рекомендаций выбрана конструкция скважины, обеспечивающая снижение осложнений в процессе бурения, улучшающая условия вскрытия продуктивного объекта и имеющая меньшую металлоемкость.

2. Разработана методика расчета отклонителя для ориентированного управления траекторией скважины с возможностью его использования на участках стабилизации с дополнительным вращением ротором, на основании которой определены граничные условия применения отклонителей на базе винтовых двигателей диаметрами 240, 195, 172 и 127 мм. Проведены исследования и определен состав неориентируемых КНБК, способствующих сохранению зенитного угла и азимута при бурении тангенциальных участков наклонных скважин.

3. Проведены промысловые работы и определены технологические параметры бурения горизонтальных скважин с помощью отклонителя с чередованием ориентированного и неориентированного бурения с одновременным вращением инструмента ротором, которые позволили увеличить проходку на долото и рейсовую скорость бурения по сравнению с наклонными соответственно в 4,6 и 1,11 раза. Внедрение технико-технологических рекомендаций по бурению горизонтальных скважин на Уренгойском ГКМ позволило увеличить коммерческую скорость бурения скважин в два раза и получить экономический эффект в зависимости от базы сравнения от 36,5 до 112,1 млн. руб. в ценах 2003 года.

4. Проведены промысловые исследования и изучена взаимосвязь технологических факторов бурения, устойчивости осыпавшихся пород и фильтрационных процессов в проницаемых пропластках, определяющие эффективность управления траекторией наклонно направленного и субгоризонтального ствола. В условиях бурящихся скважин экспериментально доказано, что коэффициент кавернозности наклонно направленного ствола в неустойчивых породах с увеличением продолжительности бурения, диаметра долота и угла наклона возрастает в квадратичной зависимости. При этом в субгоризонтальном стволе (60-70) град действие арочного эффекта снижается в 1,5-1,7 раза.

5. Установлено, что кавернообразование в неустойчивых породах провоцируются фильтрационными процессами. С увеличением показателя фильтрации бурового раствора с 2,0 до 5,5 см³ интенсивность кавернообразования возрастает почти в 10 раз, а при увеличении плотности на 10 % (с 1100 до 1200) кг/м³ скорость кавернообразования уменьшается. Доказано, что для обеспечения качественной очистки наклонно направленного ствола путем повышения транспортирующей способности бурового раствора оптимальное соотношение реологических показателей τ_0 и η пропорционально связано с величиной зенитного угла. Для субгоризонтального ствола (70 град) это соотношение (τ_0 / η) должно быть более 650 обр.секунд.

6. Стендовыми исследованиями доказано, что полидисперсный кольматант (K_1 , K_3) обеспечивает эффективное блокирование высокопроницаемого пласта (~4 мкм²). При этом проницаемость снижается в 600 раз. Обоснована его оптимальная концентрация в малоглинистом растворе и показано, что при концентрации 1,0–1,5 % коркообразующая способность бурового раствора замедляет фильтрационные про-

цессы в 1,5 раза. На практике показано, что применение кольматанта при проводке наклонно направленного ствола в проницаемых породах сокращает естественные потери бурового раствора на 300 – 400 м³.

7. Разработаны два состава бурового раствора, отличительной особенностью которых является наличие технологических свойств, обеспечивающих проводку горизонтального ствола малого диаметра в малопроницаемом $(10-15) \cdot 10^{-3}$ мкм² продуктивном пласте. В состав раствора входят новые компоненты (формиат натрия, МДК, ПАЦ-ВВ) обеспечивающие эффективное управление ингибирующими, кольматирующими, смазывающими и псевдопластичными свойствами промывочной жидкости. Специфической особенностью кольматантов буровых растворов является их кислоторастворимость.

8. Для расширения области эффективного применения струйной технологии усовершенствованы техника (гидроэлеватор с кольмататором НГ-ЗК) и технология «падающей» обработки неустойчивых коллекторов, а также научно обосновано применение струйно-волновой технологии при обработке слабосцементированных песчаников и чередующихся с песчаниками глинистых пропластков сеноманских и нижнемеловых отложений.

9. Рассмотрены основные закономерности и механизм разрушения горных пород струями высокого давления (17 – 35) МПа, на основе которых разработана методика создания щелей, технология работ и приведен метод расчета параметров воздействия (скорость истечения струи, давление струи на начальном участке, расход жидкости) на разрушаемую горную породу.

Основное содержание диссертационной работы опубликовано в следующих печатных работах:

1. Кульчицкий В.В., Мнацаканов В.А, Беклемышев А.В. Технология строительства пологих скважин на Уренгойском газоконденсатном месторождении//НТС «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». - М.: ИРЦ Газпром, 1999. - № 5. - С. 3-11.

2. Вяхирев В.И., Ипполитов В.В., Кульчицкий В.В., Мнацаканов В.А и др. Бескабельные технологии строительства горизонтальных скважин//Газовая промышленность. - 1999.-№ 5.-С. 78-81.

3. V.I. Vyakhirev, V.V Ippolitov, N.M. Dobiynm, V.A. Mnatsakanov, V.V. Kulchitski. Cable free horizontal well drilling technology. -M.: Gas industry of Russia. Digest, 2000.

4. РД 00158-217-2001. Инструкция по бурению наклонно-направленных и горизонтальных скважин на Севере Тюменской области/Сехниашвили В.А., Мнацаканов В.А., Туршиев А.П. и др.- Тюмень: ТюменНИИГипрогаз, 2001 – 126 с.

5. Ипполитов В.В., Мнацаканов В.А., Панов К.Е. Новые технологии для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин. применяющиеся ДООО «Бургаз»// Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. М., - 2002.-№ 4. С 9-12.

6. РД 00158758-243-2003. Регламент по технологии бурения скважин на ачимовские отложения Надым-Пур-Тазовского региона/Сехниашвили В. А., Туршиев А. П., Мнацаканов В. А. и др.-Тюмень: ТюменНИИГипрогаз, 2003.-51 с.

7. НД 00158758-268-2003. Рекомендации по технологии бурения скважин на юрские отложения месторождений Тюменской области/Кашкаров Н. Г., Сехниашвили В. А., Мнацаканов В. А. и др.-Тюмень: ТюменНИИГипрогаз, 2003.-20 с.

8. НД 00158758-265-2003. Регламент по технологии бурения и крепления газовых скважин на Песцовом месторождении/Кашкаров Н.Г., Сехниашвили В.А., Мнацаканов В.А. и др.- Тюмень: ТюменНИИГипрогаз, 2003 – 40 с.

9. НД 00158758-244-2003. Регламент по технологии проводки газоконденсатных скважин полуострова Ямал/Кашкаров Н.Г., Сехниашвили В.А., Мнацаканов В.А. и др.– Тюмень: ТюменНИИГипрогаз, 2003 – 49 с.

10.РД 08-625-03. Инструкция по безопасности работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно направленного или горизонтального ствола скважины/Мокроусов С.Н., Ипполитов В.В., Мнацаканов В.А. и др.– М.:Изд-во Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003. – 126 с.

Соискатель



В.А. Мнацаканов