

На правах рукописи

БУДЬКО АНДРЕЙ ВАСИЛЬЕВИЧ

**Разработка и исследование технологии и технических средств
повышения качества разобшения продуктивных горизонтов
снижением количества свободной воды затворения на ранних
стадиях твердения тампонажных растворов**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень - 2004

Работа выполнена в Научно-исследовательском и проектном институте технологий строительства скважин «НИПИ ТСС» при Государственном общеобразовательном учреждении высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ)

Научный руководитель – доктор техн. наук
Фролов Андрей Андреевич

Официальные оппоненты – доктор техн. наук, профессор
Спасибов Виктор Максимович
- кандидат техн. наук
Горгоц Владимир Демьянович

Ведущая организация - Дочернее федеральное государственное унитарное предприятие «Западно-Сибирский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт технологии глубокого разведочного бурения» (ДФГУП ЗапСибБурНИПИ)

Защита диссертации состоится «21» июля 2004 года в 10³⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при Тюменском государственном нефтегазовом университете 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 «19» июня 2004 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
д-р. техн. наук, профессор

В.П. ОВЧИННИКОВ

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

Усложнение геолого-технологических условий строительства скважин практически во всех регионах страны, из-за изменения термобарических характеристик вскрываемых пластов, увеличения глубины бурения; переносом основного объема бурения на месторождения, расположенные на севере страны, в том числе месторождения шельфа Арктического побережья; переходом уже открытых и осваиваемых месторождений во вторую, третью стадию разработки и т.д. требует еще большего внимания к решению проблем разобщения вскрываемых скважиной продуктивных горизонтов.

Известно, что наличие каналов связи в меж и заколонном пространстве является причиной многих осложнений, как при строительстве, так и при эксплуатации скважин: наличие межколонных давлений, межпластовых перетоков; образование вторичных техногенных залежей; грифонов и т.д.

Многими российскими и зарубежными исследованиями установлено, что основной фактор обуславливающий наличие каналов в формирующемся в затрубном пространстве цементном камне, является седиментационная неустойчивость тампонажного раствора, в особенности если последний имеет повышенное водосодержание.

Предложены различные технологические и технические решения, направленные на повышение седиментационной устойчивости тампонажных растворов. Большинство из них базируются на снижении части свободной воды затворения в тампонажном растворе. Это: разработка рецептур тампонажных растворов с пониженным водосодержанием; введение в состав тампонажного раствора материалов адсорбирующих на себя или внутри часть свободной воды затворения, повышающих поверхностный заряд частиц вяжущего и вводимых твердых компонентов; снижение разницы между плотностями дисперсной и дисперсионной фаз тампонажной суспензии; повышение удельной поверхности твердой части раствора различными

методами активации – ультразвуковой, химической, электрохимической, гидравлической и др.

Несмотря на широкий круг разработок и исследований в этом направлении проблема повышения седиментационной устойчивости остается актуальной и на сегодня. Прежде всего это связано со сложностями самого процесса седиментации, увеличением числа скважин с наклонным и горизонтальным профилем ствола и малым зазором заколонного пространства, взаимовлиянием седиментационной устойчивости с другими немаловажными показателями тампонажного раствора и формирующегося из него камня.

Изложенное обусловило постановку **цели данной диссертационной работы** - обеспечение качества разобращения, вскрываемых скважиной продуктивных проницаемых пластов, разработкой технико-технологических решений, направленных на повышение седиментационной устойчивости тампонажных растворов.

Для достижения поставленной цели необходимо решение **следующих задач:**

- изучение механизма проявления процессов седиментации в постоянно меняющейся во времени по реологическим свойствам тампонажной суспензии;
- выявление основных показателей повышения седиментационной устойчивости растворов на основе используемых при креплении скважин тампонажных материалов;
- разработка рецептур тампонажных растворов с повышенной седиментационной устойчивостью, исследование их физико-механических свойств;
- разработка технических средств (наземных, забойных), способствующих повышению гидравлической активности тампонажных материалов и седиментационной устойчивости растворов на их основе;

- проведение опытно-промышленных испытаний, разработка по их результатам нормативной документации, промышленное внедрение разработанных технических и технологических решений.

Научная новизна выполненной работы

- научно обосновано и экспериментально подтверждено техническое решение повышения седиментационной устойчивости суспензии на основе минеральных вяжущих повышением поверхностного заряда твердой фазы, введением поверхностно-активных веществ определенного типа и водорастворимых полимеров;
- установлено, что сокращение «инкубационного» периода твердения тампонажных растворов (период формирования кристаллогидратов на подложке цементного зерна) способствует увеличению количества «связанной» части воды затворения и как следствие - повышению седиментационной устойчивости тампонажного раствора. Дано объяснение механизму данного явления.

Практическая ценность и реализация

Результаты выполненного комплекса теоретических, экспериментальных, промысловых исследований и разработанные при этом технические и технологические решения способствовали сокращению сроков строительства скважин, повышению качества разобращения продуктивных пластов, улучшению экологической обстановки в районах ведения буровых работ. Результаты исследований вошли в нормативные документы и реализованы в филиале Тюменбургаз.

Апробация результатов исследований

Результаты проводимых исследований по мере их выполнения докладывались на научно-технических совещаниях ОАО «Газпром», ДООО

«Бургаз» и его филиалах; заседаниях кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ТюмГНГУ, а также на Всероссийских и Международных научно-практических конференциях и симпозиумах: «Освоение месторождений трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей» (ОАО «Роснефть-Термнефть», Анапа, 1999, 2001 г.), «Ресурсосбережение в топливно-энергетическом комплексе России» (ОАО «Запсибгазпром», Тюмень, 1999 г.), «Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ (КамНИИКИГС, Пермь, 2000 г.), «Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий (ТюмГНГУ, Тюмень, 2000 г.), «Проблемы совершенствования технологий строительства скважин и подготовки кадров для Западно-Сибирского нефтегазодобывающего комплекса» (ТюмГНГУ, Тюмень, 2000 г.), «Наука и технология углеводородных дисперсных систем» (УГНТУ, Уфа, 2000 г.), Международной конференции посвященной 50-летию Ивано-Франковского государственного технического университета нефти и газа (Ивано-Франковск, 2000 г.), «Проблемы развития ТЭК Западной Сибири на современном этапе (ТюмГНГУ, Тюмень, 2003 г.)

Публикации

Содержание диссертационной работы опубликовано в 14 печатных работах в том числе: 5 статьях, 4 тезисах и 5 докладах на конференциях различного уровня.

Объем и структура работы

Диссертационная работа изложена на 201 страницах машинописного текста, содержит 21 таблицу, 29 рисунков. Состоит из введения, 4 разделов, основных выводов и рекомендаций. Список использованных источников включает 202 наименования.

Неоценимую помощь при выполнении работы оказали сотрудники Тюменского государственного нефтегазового университета профессора, доктора технических наук Овчинников В.П., Кузнецов Ю.С.; генеральный директор Буровой компании ОАО «Газпром», доктор технических наук Фролов А.А.; главный инженер, доктор технических наук Ипполитов В.В.; главный инженер филиала «Оренбургбургаз», кандидат технических наук Овчинников П.В.; сотрудники института «ТюменНИИгипрогаз» и многие другие. Всем им считаю необходимым выразить свою глубокую признательность и благодарность.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении представлена краткая характеристика работы: обоснована актуальность проведения исследований, показана научная и практическая значимость полученных результатов исследований.

В первом разделе работы представлены результаты анализа состояния качества цементирования скважин по ряду месторождений, разбуриваемых филиалом «Тюменбургаз» ДООО «Бургаз», дано объяснение причин отсутствия герметичности контакта цементного камня с обсадной колонной, разработаны теоретические предпосылки по их предупреждению.

Условия цементирования обсадных колонн на многих месторождениях, разбуриваемых филиалом «Тюменбургаз», а это практически все газовые месторождения севера Тюменской области, характеризуются разнообразием термобарических условий, от минусовых до высоких положительных; наличием горизонтов с аномально высоким пластовым давлением – АВПД и аномально низким пластовым давлением (АНПД); проницаемость пластов – от нескольких единиц до сотен и тысяч миллидарси; литологический состав представлен породами с различным содержанием глинистости, карбонатности.

Насыщенность коллекторов – вода, газ, конденсат, нефть. Коллектора в основном поровые и поровотрещинные.

Перечисленные геологические условия строительства скважин обусловили и соответствующие конструкции скважин. Скважины, вскрывающие неоконские отложения в основном имеют одноколонную конструкцию, валанжин и меловую систему – двухколонную конструкцию. Более подробно условия цементирования эксплуатационных и промежуточных колонн, анализ их качества представлено в работах В.И. Вяхирева, А.А.Фролова, В.В.Ипполитова, П.В.Овчинникова, В.Ф.Сорокина, С.А.Уросова. Благодаря их исследованиям, целью которых в основном являлось обеспечение высоты подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве до устья, разработаны различные технологические и технические решения – осуществлен отказ от принятой технологии цементирования методом «встречных» заливок, разработаны рецептуры облегченных тампонажных растворов, технологические и технические решения по повышению давления гидроразрыва проницаемых пластов, усовершенствованию способов приготовления тампонажных смесей и растворов на их основе и т.д. При этом авторами указанных работ недостаточное внимание было обращено на обеспечение герметичности контактной зоны цементный камень – обсадная колонна. Результатами анализа большого числа цементограмм (данных акустической цементометрии) показано, что в интервале расположения цементного камня на основе тампонажного раствора, не содержащего облегчающих либо утяжеляющих добавок, процент «жесткого» сцепления цементного камня не превышает 23. Остальное приходится на другие критерии расшифровки данных акустических цементограмм. При этом большая доля приходится на участки, где «сцепление» цементного камня с обсадной колонной «частичное». На «плохое» - не более 28 %. В интервалах, где сформирован камень из тампонажного раствора с вводимыми добавками наблюдается иная картина. На долю «плохого» сцепления приходится 47-54 % интервала цементирования, жесткого 12 –

14 %, остальное принадлежит интервалам с «частичным» сцеплением и разновидностям «частичного» с другими показателями качества.

Анализ результатов лабораторных исследований физико-механических свойств, использованных при цементировании тампонажных растворов, публикаций по проблемам цементирования скважин позволил предположить, что одной из причин представленных выше результатов является седиментационная неустойчивость цементной суспензии. Вопросами изучения седиментационной устойчивости тампонажных растворов посвящены исследования А.И. Булатова, А.И. Бережного, Ф.А. Агзамова, Ю.С. Кузнецова, В.П. Овчинникова, В.С. Данюшевского, В.Д. Малеванского, В.П. Гнездова и многих других. Анализ их работ позволяет считать, что в первые часы затворения минеральных вяжущих (тампонажных портландцементов) в процессах гидратации, адсорбции, смачивания и т.д. участвует не более 5-7 % воды затворения. Остальное находится в свободном состоянии. В силу этого, ввиду значительной разницы между плотностями составляющих тампонажный раствор компонентами в последнем протекают процессы седиментации. Интенсифицируются они в наклонных и горизонтальных участках ствола скважины, а так же с понижением температуры окружающей среды. И как, справедливо отмечают А.И. Булатов и А.И. Бережной, в результате являются причиной формирования каналов как по контактам цементный камень-горная порода, цементный камень-обсадная колонна, так и по самому цементному камню. На эти процессы негативное влияние оказывают так же и явления контракции, протекающие при твердении цементной суспензии. Поэтому снижение количества свободной воды затворения на ранних стадиях твердения тампонажных растворов является основным направлением повышения их седиментационной устойчивости. Вот некоторые пути решения этой задачи. В работе Эрдея-Груза показана перспективность и эффективность технологического приема повышения седиментационной устойчивости тампонажных растворов повышением гидравлической активности частиц

вяжущего и его поверхностного заряда водорастворимыми поверхностно активными веществами (ПАВами). Выдвинутые теоретические предпосылки подтверждены результатами экспериментальных исследований автора и другими (Пупковым В.С., Ржевской Е.Л., Кузнецовой О.Г.)

Другим направлением повышения седиментационной устойчивости является связывание части воды затворения водорастворимыми полимерами.

Крысиным Н.И., Нацепинской А.М., Татауровым В.Г., Овчинниковым П.В., Рябоконе С.А. и др. разработаны и рекомендованы к использованию ряд полимеров зарубежного и отечественного производства. Однако их применение на месторождениях севера Тюменской области в силу определенных термобарических условий пока еще не нашло широкого применения.

Существуют и другие пути решения данной задачи, в частности путем увеличения дисперсности твердой фазы цементоводной суспензии. Данное направление возможно реализовать либо повышением тонкости помола клинкера портландцемента, либо гидроактивацией тампонажного раствора непосредственно в процессе цементирования. В первом случае увеличиваются энергозатраты при производстве тампонажного материала, что прямым образом отразится на его стоимости. Второе решение более рациональное и целесообразное.

Имеются и другие пути решения. Это и ввод водосвязывающих минеральных добавок (аэросил, бутисил, фильтроперлит, глинопорошок и т.д.); это и снижение водосодержания в тампонажном растворе за счет применения реагентов пластификаторов; это и введение тонковолокнистых минералов (асбест, хризотил, тонкоизмельченный полиэтилен и др.), структурирующих структуру тампонажной смеси на ранних стадиях ее твердения.

Не вдаваясь в описание множества других возможных решений имеющейся проблемы, анализ которых в данной работе показал, что для условий Уренгойской группы месторождений (на сегодняшнем этапе их

освоения) наиболее эффективны направления повышения седиментационной устойчивости тампонажных растворов – связыванием части свободной воды затворения на начальных этапах твердения: водорастворимыми полимерами; гидроактивацией тампонажного раствора непосредственно при его приготовлении и осуществлении процесса цементирования – на момент его выхода из башмака обсадной колонны.

Во втором разделе работы рассмотрены вопросы стабилизации свойств тампонажных растворов путем понижения свободной воды затворения на ранних стадиях твердения.

Теоретические и экспериментальные исследования задачи снижения показателя фильтратоотдачи тампонажных растворов показали, что в последние годы основным направлением решения поставленной задачи является введение в состав тампонажных растворов пластифицирующих добавок, поверхностно активных веществ, полимерных материалов (работы Кузнецова Ю.С., Агзамова Ф.А., Крысина Н.И., Татаурова В.Г., Нацепинской А.М., Овчинникова В.П., Овчинникова П.В. Ангелопуло О.К., Булатова А.И., Рябоконея С.А., Курбанова Я.М. и др.) При этом вводимые реагенты должны отвечать следующим требованиям: иметь высокую солестойкость в отношении ионов Ca^{+2} и рН среды более 12; оказывать минимальное влияние на остальные технологические показатели цементных растворов; быть совместимыми с применяемыми буровыми растворами и образующейся на их основе фильтрационной коркой. В этом отношении наиболее перспективны высокомолекулярные соединения (ВМС), из которых на основе результатов проведенных исследований обоснован выбор (для условий Уренгойской группы месторождений) в качестве реагента понизителя водоотдачи тампонажных растворов оксиэтилцеллюлозы (ОЭЦ). Исследованы оксиэтиловые эфиры целлюлозы, выпускаемые фирмами Hoechst (марки Tylose, Hercules), Powder (марки Natrosol) и отечественная ОЭЦ (марки Сульфацил), выпускаемая заводом Полицелл (г.Владимир)

ОЭЦ – продукт реакции целлюлозы с окисью этилена в присутствии едкого натра в качестве катализатора. Три гидроксильные группы каждого остатка ангидроглюкозы активируются едким натром. Далее эти группы подвергаются этерификации окисью этилена, что приводит к образованию гидроксиэтильного эфира целлюлозы. Окись этилена реагирует как с гидроксильными группами целлюлозы, так и с первичной гидроксильной группой оксиэтилцеллюлозы. В этом случае идет процесс полимеризации с образованием боковых цепей. В результате, в отличие от известных производных целлюлозы, оксиалкильные целлюлозы характеризуются не только высокой степенью замещения (СЗ) гидроксильных групп в элементарном звене макромолекул целлюлозы, но и числом молей окиси этилена, присоединенных к первичному гидроксилу образовавшейся ОЭЦ. Степень молярного замещения (МЗ) определяет число молей оксиэтилена, которое присоединилось к каждому остатку ангидроглюкозы. ОЭЦ, обладающая хорошей растворимостью в воде, должна иметь $MZ=1,5-2,5$; $CZ=0,7-1,0$

Марки ОЭЦ отличаются главным образом растворимостью в воде, вязкостью водных растворов, содержанием свободной окиси этилена. Расворы на их основе устойчивы к действию температур. Такие соли, как хлориды, нитраты, бораты и бихроматы не высаждают оксиэтилцеллюлозу из раствора. Высаждающим действием обладают сульфаты, фосфаты, карбонаты, сульфиты и тиосульфаты. Их вязкость зависит от рН, имеет максимум при рН=8. Выше и ниже этого значения вязкость растворов падает. Плотность растворов мало зависит от их содержания. Так плотность 1 % раствора ОЭЦ равна $1000,3 \text{ кг/м}^3$; поверхностное натяжение $63,6 \text{ дин/см}^2$.

Для проведения исследований использованы 6 опытных партий Сульфацила, 4 марки Natrosol и 4 марки Tylose. На начальной стадии исследований были изучены вязкопластичные и фильтрационные свойства

растворов полимеров 1 % концентрации на пресной воде и 40 % растворе хлорида кальция. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Показатели реологических и фильтрационных свойств 1 %-ных водных растворов Tylose, Сульфацил, Natrosol

ОЭЦ	Пластическая вязкость (η), мПа/с		Предел текучести (t_0), дПа		Водоотдача, (Φ_{30}), см ³ при $\Delta P=0,1$ МПа	
	На технич. воде	На р-ре 40 %-го CaCl ₂	На технич. воде	На р-ре 40 %-го CaCl ₂	На технич. воде	На р-ре 40 %-го CaCl ₂
TYLOSE						
ЕНМ	33,0	53,0	62,0	102,0	20,0	14,0
ЕНН	46,0	52,0	183,0	84,0	6,6	6,0
ЕНЛ	21,0	43,0	14,0	24,0	мгнов.	мгнов.
Н20 Р	7,0	20,0	0	3,0	5 за 8 мин.	50 за 18 мин.
СУЛЬФАЦЕЛ						
6867	8,0	17,0	5,0	6,0	45,0	15,0
11047	9,0	15,0	1,0	5,0	36,0	14,0
11094	9,0	15,0	0	4,0	25,0	13,0
7994	5,0	11,5	0,5	3,5	11,5	31,5
В-56	9,0	22,0	2,5	8,0	14,5	12,0
6415	16,0	31,5	7,5	18,0	24,5	28,5
NATROSOL 250						
МВР	32,0	37,0	70,0	70,0	22,0	27,0
GR	11,0	26,0	14,0	10,0	50 за 20 мин.	
ННВР						
НЧВР						

ОЭЦ марок Tylose и Natrosol хорошо растворяются в пресной воде и в насыщенном растворе хлористого кальция. В последних наблюдается увеличение вязкости и снижение фильтрации (кроме Natrosol марок МВР и GR). Более вязкие растворы марки Tylose ЕНН и ЕНМ, менее вязкие ЕНЛ и Н20 Р. Natrosol относится к относительно маловязким реагентам. Растворы на основе GR имеют вязкость и предел текучести значительно ниже остальных. МВР менее устойчив к воздействию солей Ca⁺² и, как следствие, обладает большей величиной показателя фильтрации в насыщенном водном растворе

хлорида кальция. Самые низкие значения показателя фильтрации имеет раствор марки ННВР.

Сульфацил (СЦ) растворяется в пресной и минерализованной среде с меньшей скоростью. Так, для растворения СЦ партий 6867, 11047 и 11094 необходимо перемешивание в течение 3-4 часов, для растворения СЦ марок 6415 и 7994 – в течение суток (при периодическом перемешивании), сульфацил марки В-56 растворяется и в той и в другой среде в течении 2 часов.

Повысить скорость растворения возможно обработкой раствора щелочью (NaOH) в соотношении СЦ: NaOH как 10:(5-8). Реологические параметры растворов Сульфацила партии 6867, 11047, 11094

и В-56 практически одинаковы, партия 7994 – менее вязкая, партия 6415 – более вязкая. Пластическая вязкость растворов СЦ первой группы, приготовленных на технической воде, в 2 раза ниже и показатели фильтрации в 2-3 раза выше по сравнению с растворами приготовленными на минерализованной воде. Сульфацил партии 7994 и 6415 не солестойки и поэтому не рекомендованы для приготовления тампонажных растворов.

Результаты исследований по оценке влияния ОЭЦ на физико-механические свойства тампонажных растворов с водотвердым отношением равным 0,5 представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Влияние ОЭЦ на свойства тампонажных составов

Цемент	ОЭЦ	CaCl ₂	ЛСТП	Фильтрато-отдача, см ³ /30 мин при ΔP=0,7 МПа	Растекаемость, мм	Плотность, кг/м ³	Сроки схватывания, ч-мин		Прочность на изгиб через 2 сут., МПа	Время загустевания, ч-мин
							начало	конец		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
100	-	-	-	98 за 33с	190	1810	4-00	7-30	3,5	3-40
СУЛЬФАЦЕЛ										
100	0,9 (6867)	2,0	-	33,0	130	1840	8-15	24-00	4,38	6-20
100	1,0 (6867)	3,0	-	12,0	150	1840	8-20	10-35	3,9	6-40

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
100	1,0 (11047)	3,0	-	15,0	180	1860	6-30	8-10	3,5	4-50
100	1,0 (11094)	3,0	-	12,5	170	1850	6-05	7-45	3,7	4-50
100	0,8 (B-56)	2,0	-	60,0	210	1840	>8-00	>10-00	3,4	8-45
100	1,0 (B-56)	2,0	-	25,0	170	1840	>8-00	>10-00	2,3	10-00
NATROSOL 250										
100	0,7 (GR)	2,0	0,1	11,5	215	1800	5-00	6-50	4,5	2-30
100	0,4 (HHBR)	2,0	0,1	21,5	150	1860	2-35	3-50	4,98	1-15
100	0,5 (MBR)	2,0	0,1	27,0	160	1810	5-50	8-00	4,75	1-30
100	0,4 (H4BR)	2,0	0,1	24,5	160	1830	2-40	5-20	3,34	1-20
TYLOSE										
100	0,5 (EHM)	3,0	-	15,0	180	1840	6-50	8-50	2,9	2-30
100	0,3 (EHM)	3,0	-	22,0	220	1850	4-40	6-30	4,8	3-30
100	0,3 (EHL)	2,0	-	21,0	180	1830	6-25	8-25	3,9	5-00
100	0,3 (EHN)	2,0	-	52,0	190	1840	7-00	9-00	2,9	4-50
100	0,7 (H20p)	2,0	-	72,0	200	1830	>8-00	>10-00	2,6	8-40

Их анализ показывает:

- добавки Сульфацила в сухом виде снижают показатель фильтрации только после перемешивания в течении 2 часов. При их вводе в растворенном виде, в том же количестве, снижение показателя фильтрации достигается после 1 часа перемешивания, что связано с растворимостью реагента. Для всех партий снижение фильтрации происходит неодинаково. Наиболее эффективно снижает фильтрацию СЦ партии 6867. Оптимальная его концентрация 0,8-1,2 %
Меньшее количество не обеспечивает требуемую величину снижения показателя фильтрации, а большее, уменьшает подвижность раствора. При

достаточно низких значениях показателя фильтрации, сроки схватывания тампонажных растворов удлиняются, прочность формируемого цементного камня снижается. Рекомендуется использование реагента ускорителя сроков схватывания – хлорида кальция в количестве 2-3 %. При этом сроки схватывания сокращаются, прочностные показатели не ухудшаются, показатель фильтрации снижается в 1,5 – 2 раза.

- оксиэтилцеллюлоза марки Natrosol исследованных партий Н4BR, ННBR, МBR, GR хорошо растворяется в цементных растворах и при этом значительно снижает их показатель фильтрации. Реагенты партии Н4BR, ННBR и МBR не влияют на сроки схватывания тампонажных растворов, улучшая прочностные свойства, твердеющего цементного камня. Однако обработка тампонажных растворов этим реагентом настолько его загущает, снижает показатель растекаемости, что требует необходимости применения пластификаторов. Рекомендовано использование пластификатора-лигносульфаната технического порошкообразного (ЛСТП) в количестве 0,1 %. Natrosol партии GR в меньшей степени загущает тампонажный раствор. В качестве добавок, регулирующих сроки схватывания, подвижность раствора и прочность цементного камня исследовались и традиционные реагенты, применяемые при цементировании скважин - в качестве ускорителя сроков схватывания CaCl_2 и ЭТСК (этиленсиликат конденсат); в качестве пластификаторов: ЛСТП и НТФ. В результате отмечено следующее: реагент ЭТСК в сочетании с добавками Natrosol повышает прочность цементного камня, но при этом водоудерживающая способность тампонажного раствора ухудшается, раствор получается неоднородным, комкообразным, сроки схватывания не отвечают требованиям стандарта; добавки в сочетании с CaCl_2 позволяют получать тампонажный раствор достаточно высокого качества с низким значением показателя фильтрации и хорошей подвижностью; добавка Natrosol в сочетании с CaCl_2 и ЛСТП увеличивает водоудерживающую способность тампонажной смеси.

- добавки Tylose всех марок легко растворяются в тампонажном растворе. Их можно вводить в растворенном или сухом виде, но по влиянию на консистенцию лучшие результаты получены при ее вводе в виде кашицы. Показатель фильтрации снижается на значительную величину. Совместно с 2-3 % CaCl_2 снижаются сроки схватывания, повышается прочность формирующегося цементного камня (двухсуточная прочность соответствует прочности цементного камня без добавок). Все испытанные партии Tylose можно использовать для цементирования скважин со следующими концентрациями: ЕНН – 0,3 %; ЕНМ – 0,3-0,5 %; ЕНЛ – 0,5 %; Н20 Р – 0,7 %. Tylose партии ЕНМ дает аналогичный эффект, что и Tylose партии ЕНН с ускорителем сроков схватывания. Tylose партии ЕНЛ, не снижая прочностных характеристик цементного камня, эффективно снижает водоотдачу, а добавка CaCl_2 увеличивает двухсуточную прочность цементного камня до 3,9 МПа. Н20 Р эффективно снижает показатель фильтрации цементного раствора, но очень увеличивает сроки схватывания. Их сочетание с реагентами ускорителями сроков схватывания ЭТСК и CaCl_2 эффективно улучшает прочность, реологические свойства раствора и прочность формирующегося камня, снижает сроки схватывания.

Таким образом результатами проведенных исследований показано, что наиболее эффективными по снижению водоотдачи тампонажных растворов и влиянию на реологические и структурно-механические свойства тампонажных растворов являются ОЭЦ - Tylose ЕНМ и ЕНЛ. Доступность ЕНМ определил ее выбор для проведения промысловых исследований.

В третьем разделе предложены технологические решения увеличения количества связанной воды затверения тампонажных растворов на ранних стадиях их твердения методами гидравлической активации, представлены результаты экспериментальных исследований, описаны устройства для реализации при цементировании скважин.

В процессе твердения клинкерных минералов, как известно, на ранних стадиях образуются продукты гидратации, которые осаждаются на поверхности цементного зерна образуют, так называемый защитный экран, препятствующий доступу молекул воды внутрь цементного зерна. В результате процесс гидратации замедляется, количество свободной воды затворения в системе остается значительным, что способствует протеканию явлений седиментации. Наложение определенных силовых воздействий, будь то импульсов давлений, либо напряжений сдвига, способствует удалению этого защитного экрана, что приведет к значительному повышению концентраций ионов Ca^{+2} , SO_4^{-2} в водном растворе, его пересыщению. В раствор перейдет большее количество продуктов гидратации, обнажая новые поверхности со множеством возникающих дефектов. Тем самым процессы реакции клинкерных минералов с водой ускоряются. Перешедшие в раствор гидраты изоморфны с вновь образующимися продуктами взаимодействия цемента с водой и выполняют роль подложек кристаллизации для новообразований. И, как справедливо отмечает д-р техн. наук, профессор А.А. Ключов, в условиях, когда в растворе присутствует материал изоморфный с новообразованиями, возможность образования трехмерного зародыша новой фазы уменьшается. Энергетически несравненно более выгодным становится рост кристаллов путем присоединения к граням готовых центров кристаллизации плоских двумерных зародышей. В результате резко ускоряются процессы структурообразования, уменьшается количество свободной воды затворения, повышается седиментационная устойчивость цементной суспензии, начальная и конечная прочность формирующегося цементного камня.

Учитывая изложенные теоретические предпосылки, при цементировании скважин используются различные методы гидравлической активации тампонажных систем (работы Нургалева Р.М., Кузнецова Ю.С., Агзамова Ф.А., Овчинникова В.П., Гнездова В.П. и др.)

В последнее время в области приготовления суспензионных препаратов широкое распространение получили роторно-пульсационные аппараты (РПА) различных типов – погружные, проточные и др. Наибольшее распространение имеют РПА проточного типа, рабочие органы которых смонтированы в небольшом корпусе, имеющем патрубки для входа и выхода обрабатываемой среды. Диспергация твердых частиц обеспечивается за счет турбулизации потока прокачиваемой суспензии, вызывающей их соударение. Для повышения эффективности гидроактивации РПА могут иметь дополнительные рабочие органы – лопасти-ножи, установленные на роторе, статоре или корпусе; дополнительные диспергирующие тела, не связанные жестко с основными органами, например – шары, бисера, кольца и др.

Учитывая эффективность РПА и в особенности при приготовлении суспензий высокой концентрации, так как при этом измельчение происходит не только за счет конструкции устройства, но и дополнительно, путем интенсивного механического трения частиц дисперсной фазы друг с другом, было принято решение о включении его в технологическую обвязку цементировочной техники при креплении обсадных колонн. Устройство изготовлено в виде отдельного агрегата на базе шасси автомобиля КРАЗ (рисунок 1) и включается в циркуляционную обвязку перед подачей тампонажного раствора в усреднительную емкость.



Рисунок 1 – Вид РПА на базе шасси автомобиля КРАЗ

В таблице 3 представлены результаты экспериментальных исследований по изучению влияния роторно-пульсационного воздействия на физико-механические свойства тампонажных растворов различного состава.

Таблица 3 - Влияние гидродинамической активации на физико-механические свойства тампонажных растворов

Тампонажный раствор на основе	В/ц	Физико-механические свойства тампонажного раствора, камня						
		Плотность, кг/м ³	Водоотделение, %	Растекаемость, м	Сроки схватывания		Время загустевания, ч-мин	Предел прочности при изгибе (МПа) в возрасте 2 сут
					начало	конец		
Портландце мента	0,5	<u>1870</u>	<u>2,5</u>	<u>0,220</u>	<u>6-35</u>	<u>9-40</u>	<u>7-25</u>	<u>2,75</u>
		1800	0,5	0,215	6-15	9-20	7-00	3,90
	0,7	<u>1700</u>	<u>3,5</u>	<u>0,240</u>	<u>7-55</u>	<u>11-20</u>	<u>9-00</u>	<u>2,15</u>
		1680	1,5	0,235	7-45	10-50	8-30	2,35
Портландце мента + 6 % CaCl ₂	0,5	<u>1850</u>	<u>2,1</u>	<u>0,220</u>	<u>7-15</u>	<u>9-40</u>	<u>7-30</u>	<u>3,4</u>
		1800	0,5	0,195	6-00	9-00	7-00	3,95
	0,6	<u>1820</u>	<u>2,6</u>	<u>0,230</u>	<u>7-40</u>	<u>11-05</u>	<u>8-10</u>	<u>2,15</u>
		1790	0,5	0,215	6-30	9-40	7-40	2,45
Портландце мента + 3 % микросфер + 6 % CaCl ₂ + 0,5 ЛСТМ	0,5	<u>1680</u>	<u>1,5</u>	<u>0,220</u>	<u>8-55</u>	<u>11-30</u>	<u>10-15</u>	<u>2,05</u>
		1660	0,5	0,210	8-15	10-35	9-15	2,40
	0,6	<u>1640</u>	<u>1,8</u>	<u>0,230</u>	<u>9-30</u>	<u>11-45</u>	<u>10-15</u>	<u>1,85</u>
		1620	0,5	0,210	8-45	11-00	9-25	2,20
Примечание: в числителе указаны физико-механические свойства тампонажного раствора не подвергнутого активации; в знаменателе – подвергнутого.								

Результаты проведенных исследований показывают, что использование РПА позволило: значительно снизить водоотделение тампонажных растворов (в 3-5 раз). Это явление отмечается и для тампонажного раствора с повышенным водосодержанием (В/Ц=0,7); предел прочности цементного камня в среднем возрастает в 1,5 раза; ускоряется процесс формирования цементного камня (сроки начала схватывания сократились на 10-15 %, конца схватывания на 7-10 %, время загустевания на 6-10 %).

В процессе цементирования, при доставке тампонажного раствора к интервалу разобщения не исключается его «загрязнение» промывочной жидкостью, оставшейся на стенках породы и обсадной колонны. Реальным является наличие фильтрационной корки на стенках ствола скважины в интервалах проницаемых пластов, присутствие невытесненного бурового раствора в кавернах и т.д. Все эти факторы способствуют снижению качества проведения цементировочных работ.

Учитывая важность и необходимость в первую очередь обеспечения качественного разобщения объекта, являющегося источником поступления пластового флюида в скважину (продуктивного горизонта), принято было решение совместить процесс гидравлической активации поставляемого тампонажного раствора непосредственно в скважине. Для этого совместно с профессорами Кузнецовым Ю.С. и Овчинниковым В.П. разработаны два варианта генераторов импульсов давления, устанавливаемых в башмаке обсадной колонны. Обе конструкции основаны на принципах генерирования в потоке прокачиваемой жидкости кавитационных импульсов давления. В первом варианте образование парогазовой области осуществляется за счет закручивания потока жидкости в гидровихревой насадке. Во втором случае генератор сконструирован на принципе жидкостного свистка. Принцип его работы заключается в следующем: струя потока жидкости подается под давлением через сопло на острие закрепленной в двух местах в корпусе башмака пластинки; под ударом струи жидкости пластинка колеблется, излучая два пучка ультразвука, направленных перпендикулярно к ее поверхности. Частота колебаний возбуждаемых излучателем составляет около 30 кГц. Дополнительно над пластиной размещается металлический шар. Колебания шара, вызванные генерируемыми импульсами способствуют дополнительному механическому воздействию на дисперсную фазу цементно-водной суспензии, повышению ее удельной поверхности.

Проведены стендовые испытания разработанных конструкций генераторов кавитационных импульсов давлений. Полученные результаты адекватны вышеизложенным. Гидравлические сопротивления, обусловленные установкой этих устройств в оснастку обсадной колонны, создают дополнительный перепад давления, не превышающий 1,65-1,94 МПа.

В четвертом разделе представлены результаты опытно-промышленного внедрения, разработанных в работе технических и технологических рекомендаций.

На первом этапе, внедрение предлагаемых технических решений осуществлялось по отдельности. Введение полимеров в состав тампонажного раствора проводилось согласно принятой в тампонажном управлении филиала «Тюменбургаз» технологической схеме – путем предварительного растворения в жидкости затворения, смешение которого с тампонажным материалом производилось по закрытой схеме цементирования (Фролов А.А., Сорокин В.Ф.). РПА включалось в технологическую обвязку цементировочных агрегатов после цементировочной воронки перед осреднительной емкостью. Генераторы высокочастотных импульсов давления вмонтировались в башмак обсадной колонны. Учитывая результаты исследований, выполненных учениками профессоров Кузнецова Ю.С., Полякова В.Н. (Ипполитов В.В., Овчинников П.В., Муфазалов Р.Ш., Нургалеев А.Р. и др.) последние использовались и с целью обработки проницаемых участков ствола скважины для их кольматации при осуществлении промежуточных промывок при спуске обсадной колонны. На четырех скважинах перед осуществлением закачивания и продавливания тампонажного раствора интервал продуктивного горизонта обрабатывался цементоводной суспензией с В/Т = 8-10 согласно авторского свидетельства № 1686129.

Весь комплекс предлагаемых решений был апробирован на скважинах Северо-Уренгойского месторождения на кустах: 109 – 6 скважин; 106-6 скважин и на Уренгойском месторождении - скважины №№ 5578, 5480, 5481.

Результаты опытно-промышленного внедрения, описанных выше разработок однозначно показали повышение качества работ по обеспечению надежности разобщения продуктивного пласта. Доля интервалов с классификацией наличие цементного камня за колонной (СГДТ) и сцепление цементного камня с породой «жесткое» достигло в интервале продуктивного пласта 95-97 %, выше 48-53 % (остальное на долю «частичное»).

Основные выводы и рекомендации

1. Дано обоснованное заключение о роли повышенного водосодержания используемых при креплении скважин, тампонажных растворов по Уренгойской группе месторождений на качество разобщения вскрываемых горизонтов.

2. Научно обоснована целесообразность и эффективность повышения седиментационной устойчивости и понижения фильтратоотдачи цементоводных суспензий при осуществлении работ по цементированию скважин, используя технологическое решение включающее в себя: введение в состав тампонажного раствора водорастворимых высокомолекулярных соединений на основе оксиэтилцеллюлозы, гидроактивацию тампонажного раствора в процессе приготовления и на выходе из башмака обсадной колонны при продавливании в затрубное пространство.

3. Обоснован выбор из группы полимеров оксиэтилцеллюлозы - Tylose марок ЕНМ в количестве 0,3-0,5 % и ЕНЛ – 0,5 %. Время перемешивания тампонажного раствора должно быть не менее одного часа. Их ввод в состав раствора рекомендуется в виде «кашицы», не исключается – в растворенном и сухом виде. Для регулирования сроков схватывания и реологических свойств тампонажного раствора рекомендуемые полимеры успешно могут сочетаться с хлоридом кальция (2-3 %) и ЛСТП (0,1 %).

4. Для осуществления гидроактивации тампонажного раствора при его приготовлении на устье в технологическую оснастку цементировочной техники обоснован ввод ротационно-пульсационного активатора (РПА),

смонтированного на базе шасси автомобиля КРАЗ. Механизм гидродинамической активации РПА объясняется воздействием на обрабатываемую среду гидравлических ударов, кавитации, больших напряжений сдвига возникающих в узких радиальных зазорах между вращающимся и неподвижным цилиндрами. Изучено положительное влияние РПА на изменение физико-механических свойств тампонажных растворов.

5. Для осуществления гидровоздействия на свойства тампонажных растворов в призабойной зоне скважины, при его выходе из башмака обсадной колонны разработаны два варианта конструкции башмака обсадной колонны генерирующих в потоке прокачиваемой жидкости кавитационные импульсы давления. В первом варианте генерирование импульсов давления основано на принципе образования парогазовой воронки за счет закручивания потока, во втором, генератор сконструирован на принципе жидкостного свистка.

6. Разработана техническая документация на изготовление и применение разработанных технических средств. Осуществлено их изготовление и промышленное внедрение. Рецептуры с применением Tylose внедрены более чем на 100 скважинах, РПА на 18 скважинах, забойные генераторы кавитационных импульсов давления на 23 скважинах. В полном комплексе внедрение разработанных предложений осуществлена на 13 скважинах.

Содержание диссертационной работы опубликовано в:

1. Овчинников В.П. Управление процессами структурообразования тампонажных растворов при низких положительных и отрицательных температурах / В.П. Овчинников, Ю.С. Кузнецов, П.В. Овчинников., А.В. Будько., В.И. Вяхирев // Проблемы подготовки кадров для строительства и восстановления скважин на месторождениях Западной Сибири: Тез. докл. Междунар. науч. конф. - Тюмень, ТюмГНГУ, 1996. - С. 75-76.

2. Овчинников В.П. Перспективные технологии для строительства скважин в условиях Западной Сибири / В.П. Овчинников, А.В. Будько, П.В. Овчинников // Проблемы разработки нефтяных месторождений и подготовки специалистов в ВУЗе: Тез. докл. науч.-практ. конф. - Татарстан, Альметьевск, Ал. НИ, 1996. - С. 136-137

3. Овчинников В.П. Полимерцементные составы для крепления скважин / В.П. Овчинников, П.В. Овчинников, А.В. Будько, В.Г. Татауров // Энергосбережение при освоении и разработке северных месторождений Западно-Сибирского региона : Сб. тез. науч.-практ. конф. - Тюмень: ОМТ. ОАО Запсибгазпром, 1997 - С. 53-57.

4. Ключов А.А. Гидродинамическая активация тампонажных растворов. / А.А. Ключов, А.Н. Гноевых, Ю.Р. Кривобородов, А.В. Рудницкий, А.А. Рябоконт, Е.А. Коновалов, А.В. Будько // Газовая промышленность, Изд-во Газ-ойл-пресс-сервис, 1997. - № 1. - С. 36-37.

5. Овчинников В.П. К вопросу применения полимерсолевых композиций / В.П. Овчинников, Ю.С. Кузнецов, А.А. Фролов, А.В. Будько, П.В. Овчинников // Освоение шельфа Арктических морей России: Сб. докл. Междунар. конф. - Санкт-Петербург, 1999. - С. 45-53.

6. Овчинников В.П. Полимерцементный тампонажный раствор / В.П. Овчинников, А.В. Будько, П.В. Овчинников // Науч.-техн. конф. ученых ТюмГНГУ: Сб. тез. Тюмень, 1999. - С. 77-83.

7. Овчинников В.П., Применение высокомолекулярных соединений для снижения фильтратоотдачи тампонажных растворов / В.П. Овчинников, А.В. Будько, П.В. Овчинников, Е.Л. Ржевская // Науч. проблемы Западно-Сибирского нефтегазового региона: Межвуз. сб. - Тюмень: ТюмГНГУ, 1999. - С. 20-22.

8. Овчинников В.П. Оценка эффективности использования метода гидравлической активации тампонажных растворов при цементировании скважин / В.П. Овчинников, П.В. Овчинников, А.В. Будько, Ю.С. Кузнецов //

Ресурсосбережение в топливно-энергетическом комплексе России: Сб. тез. Междунар. науч.- практ. конф. - Тюмень: ОМТ. ЗАО Запсибгазпром, 1999. - С. 134-136.

9. Овчинников В.П., Проблемы при строительстве газовых скважин на месторождениях севера Тюменской области и их решения / В.П. Овчинников, П.В. Овчинников, В.М. Шенбергер, А.В. Будько, Д.Ю. Скворцов. - Бурение, 2000. - № 1. – С. 16-18.

10. Овчинников В.П., Технологии и технические средства по обеспечению качества вскрытия и разобщения продуктивных пластов / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова, А.В. Будько // Освоение месторождений трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей: Сб. докл. 2-ой Междунар. конф. - Краснодар: Изд-во Советская Кубань, - 2000. - С. 225-331.

11. Овчинников В.П. Использование полимеров при строительстве скважин / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова, А.В. Будько, П.В. Овчинников // Наука и технология углеводородных дисперсных систем: Материалы 2-го Междунар. симпозиума. - Уфа, - 2000.- Т.1. - С. 61-63.

12. Овчинников В.П., Комплексная технология разобщения и вскрытия продуктивных пластов. / А.В. Будько, Н.А. Аксенова, Ю.С. Кузнецов. // Бурение. - 2001. - № 6. – С. 27-31.

13. Овчинников В.П. Стабилизация реологических и фильтрационных свойств тампонажных растворов / В.П. Овчинников, О.Г. Кузнецова, В.Г. Татауров, А.В. Будько // Большая нефть, реалии, проблемы, перспективы: Тр. Всерос. науч.-техн. конф. - Альметьевск, 2001. – С. 472-475.

14. Овчинников В.П. Тампонажный раствор с низкой водоотдачей / В.П. Овчинников, А.В. Будько, Н.А. Аксенова // Освоение и добыча трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей: Сб. докл. 3-ей Междунар. конф. – Краснодар: Советская Кубань, 2002. – С. 327-331.