

На правах рукописи

АМЕРХАНОВА СВЕТЛАНА ИЗИЛЬЕВНА

**ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ
КРЕПИ СКВАЖИН НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Специальность 25.00.15

“Технология бурения и освоения скважин”

АВТОРЕФЕРАТ

**диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Уфа 2002

Работа выполнена в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) и Уфимском государственном нефтяном техническом университете (УГНТУ)

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Н.Х.Каримов

Официальные оппоненты: доктор технических наук
Р.Р. Лукманов

кандидат технических наук
старший научный сотрудник
П.В. Киселев

Ведущее предприятие: Башкирский научно-исследовательский и проектный институт нефти (БашНИПИнефть)

Защита состоится «26» июня 2002 года в 16-00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете (УГНТУ) по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, д.1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке УГНТУ.

Автореферат разослан «_____» _____ 2002 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор технических наук
Ю.Г.

Матвеев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. В настоящее время основные месторождения Урало-Поволжья находятся на поздней стадии разработки, характеризующейся значительным ухудшением структуры запасов нефти, падением добычи и ростом обводненности добываемой продукции. Так, доля трудноизвлекаемых запасов нефти Татарстана достигла 80% против начальных 37%, а обводненность продукции составила 85%. Аналогичное положение и по другим месторождениям региона (Удмуртии, Башкортостана и др.).

В целях обеспечения наиболее полной выработки охваченных заводнением активных запасов нефти и ввода в эффективную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти эксплуатация месторождений сопровождается применением различных методов интенсификации за счет повышения перепада давления между заводняемыми и разрабатываемыми пластами, применения гаммы методов повышения нефтеотдачи пластов и стимуляции скважины, что связано с естественным ростом техногенных нагрузок на крепь. Поэтому применение более эффективных методов воздействия на пласт и интенсификация добычи нефти обуславливают необходимость резкого повышения качества разобщения пластов. В связи с этим, проблема обеспечения проектной высоты подъема тампонажного раствора и качественного разобщения пластов является в настоящее время наиболее важной проблемой в достижении долговечности и продуктивности скважин.

Цель работы. Повышение герметичности контактных зон цементного кольца крепи скважин.

Задачи работы.

1. Изучение основных факторов, определяющих качество крепи эксплуатационных скважин.
2. Экспериментальные исследования контактных зон гидропрорыву на моделях и в скважинных условиях.
3. Разработка тампонажного состава с повышенной герметизирующей способностью и облегченных седиментационно-устойчивых систем.
4. Разработка технологии цементирования скважин предложенными тампонажными составами.
5. Разработка комплекса геофизических исследований для детальной оценки качества крепи.

Научная новизна.

1. Определены факторы, влияющие на эксплуатационную надежность крепи, и дана их классификация на всех этапах работы скважины.
2. Выделен численный критерий оценки качества крепи – величина перепада давления на метр цементной крепи.
3. Впервые с помощью поляризационно-оптического метода определены величины контактных напряжений при формировании цементного камня в стесненных условиях.
4. Экспериментально установлено увеличение сопротивления гидропрорыву контактных зон расширяющегося тампонажного камня.
5. На основе исследования герметичности заколонного пространства в скважинных условиях с применением пластоиспытателей определены величины сопротивлений контактных зон цементного камня гидропрорыву. Показано, что при качественном цементировании контактные зоны могут выдержать кратковременный перепад давления до 4 МПа/м.

Защищаемые положения.

1. Основной критерий оценки эксплуатационной надежности крепи - величина перепада давления, выдерживаемая цементным камнем на единицу длины заколонного пространства.
2. Тампонажные композиции, способствующие повышению герметичности крепи.
3. Комплекс геофизических исследований для детальной оценки качества крепи.

Практическая ценность работы.

1. Определен критерий надежности крепи для использования его на стадии составления проекта скважины и оценки качества исполнения подрядчиком проекта.
2. Разработаны расширяющиеся и облегченные тампонажные композиции, способствующие повышению герметичности крепи.
3. Предложен и обоснован комплекс геофизических исследований для детальной оценки качества крепи и технического состояния скважин.

Реализация работы в промышленности.

1. Внедряются расширяющиеся тампонажные композиции с улучшенными технологическими свойствами.
2. Находится на стадии внедрения методическое руководство по комплексу геофизических исследований для оценки качества крепи и технического состояния скважины.
3. Основные результаты работы вошли в «Сборник инструкций, регламентов и РД по технологии крепления скважин на месторождениях АО «Татнефть» РД 39-0147585-201-00.

Апробация работы.

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на I молодежной научно-технической конференции объединения «Удмуртнефть» (Ижевск, 1985 г.), на XIX и XX научно-практических конференциях молодых ученых и специалистов института «ТатНИПИнефть» (Бугульма, 1985, 1987 гг.), на Втором международном симпозиуме «Наука и технология углеводородных дисперсных систем» (Уфа, 2000 г.), на молодежной научно-практической конференции ОАО «Татнефть» (Альметьевск, 2001 – удостоена первой премии), на заседаниях Ученого Совета института «ТатНИПИнефть» (1998, 1999, 2000, 2001, 2002 гг.).

Публикации по теме диссертации.

По материалам исследований опубликовано 12 научных трудов, в том числе 9 статей и 3 патента на изобретение.

Объем и структура работы.

Диссертационная работа изложена на 173 страницах машинописного текста, в том числе содержит 24 таблицы, 27 рисунков, 4 приложения, включает список литературы из 68 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность диссертационной работы, цель и задачи исследований.

В первой главе анализируется состояние заканчивания скважин на нефтяных месторождениях Урало-Поволжья в условиях современной стадии их разработки. Осложнения при креплении скважин и снижение эксплуатационной надежности крепи в процессе эксплуатации обусловлены изменяющимися условиями разработки нефтяных месторождений.

В настоящее время около 50% запасов нефти разрабатываемых месторождений Татарстана и 80% запасов нефти Удмуртии принадлежат к карбонатным коллекторам. Ряд месторождений характеризуется гидродинамической связью между коллекторами, обусловленной слиянием пластов или небольшой толщиной разделов между ними с наличием систем трещин. Карбонатные залежи отличаются более высокими темпами обводнения и относительно большим водонефтяным фактором при соответствующей степени промывки, что обусловлено значительной вязкостью добываемой нефти, небольшими размерами залежей, низкими коллекторскими характеристиками, небольшими эффективными нефтенасыщенными толщинами.

Проблемы эффективной выработки трудноизвлекаемых запасов решаются путем разукрупнения эксплуатационных объектов, оптимизации сеток скважин, совершенствования систем заводнения, оптимизации пластовых и забойных давлений, применения стимуляции скважин, вторичных и третичных методов повышения нефтеотдачи пластов.

Технология заводнения карбонатных коллекторов наряду с положительными аспектами выявила и ряд отрицательных. Фактические пластовые давления, которые могут превышать давления гидродинамической устойчивости ствола скважины, и повышение давления нагнетания приводят к раскрытию вертикальных трещин и обводнению добывающих скважин, что приводит к существенному перепаду давлений между разобщаемыми пластами. В результате анализа опробования скважин, вскрывших карбонатные коллекторы, установлено, что без солянокислотной обработки (СКО) их дебит обычно не превышает 1 т/сут, то есть эксплуатация этих объектов без обработки призабойной зоны (ОПЗ) не эффективна. Поэтому СКО практически стало составной частью технологии вскрытия и освоения скважины. В то же время сочетание СКО с освоением предъявляет к крепи еще более жесткие требования.

Таким образом, на современной стадии разработки месторождений Урало-Поволжья существуют две основные особенности разобщения пластов. Первая – увеличивающиеся нагрузки на крепь при эксплуатации скважин, связанные с современной технологией разработки, при которой применяются более интенсивные воздействия на пласт. Имеются данные, что перепады давления между пластами продуктивного разреза скважин при вскрытии и креплении достигают 9-10 МПа, а при эксплуатации - 20 МПа. Вторая связана с разобщением карбонатных коллекторов, при освоении и эксплуатации которых многократными депрессиями - репрессиями и соляно-кислотными обработками из-за вязких нефтей перепад давления на метр цементной крепи значительно превышает допустимый (2 МПа/метр).

Применяемые буровыми предприятиями мероприятия в настоящее время не всегда гарантируют качественного крепления скважин и разобщения пластов. С целью конкретизации источника и причин обводнения скважин проведен анализ промыслового материала по скважинам месторождений ОАО «Татнефть» и ПО «Удмуртнефть». Показатели скважин прослеживались в течение 6 месяцев после ввода их в эксплуатацию. За последние пять лет в среднем на 10 % скважин ОАО «Татнефть» обнаружен технологический брак при креплении, из них 5,6% - скважины с прорывом вод при освоении. Основной причиной прорыва вод при освоении является заколонная циркуляция жидкости вследствие отсутствия или нарушения контактных зон цементного камня. В результате анализа скважин ПО «Удмуртнефть» получено, что наиболее высокий темп обводнения и наименьший безводный период эксплуатации составляет в скважинах, продуктивный горизонт которых сложен карбонатами. В процессе освоения обводнение наблюдается в 5-7% скважин. К шести месяцам эксплуатации уже 30% скважин эксплуатируются с обводненностью 20-60%.

Анализ технического состояния скважин нагнетательного фонда показал, что скважины с отказами колонн по причине их негерметичности

составили 29,3% от общего числа анализируемых скважин, причем в первые 5 лет эксплуатации нарушения имеют 19,6% скважин; количество скважин, в которых проводились ремонтно-изоляционные работы по ликвидации заколонной циркуляции после освоения - 6,6%, в последующие 5 лет эксплуатации – 43,7%.

Анализ эффективности ремонтно-изоляционных работ показал, что из общего объема всех изоляционных работ, проводимых в эксплуатационных скважинах, 76-80% приходится конкретно на изоляцию и ограничение водопритоков. Успешность и эффективность этих работ составляет в среднем 50-60%. Основная трудность при производстве ремонтных работ, снижающая их успешность и эффективность, - недостаточный ассортимент водоизоляционных материалов и отсутствие прямых методов диагностики причин возникновения осложнений, что затрудняет выбор оптимального метода изоляции водопритоков.

Во второй главе приведен анализ отечественного и зарубежного опыта по повышению эксплуатационной надежности крепи.

Качественное крепление скважин и разобщение пластов, по определению многих ведущих специалистов отрасли: Агзамова Ф.А., Ашрафьяна М.О., Булатова А.И., Данюшевского В.С., Измайлова Л.Б., Каримова Н.Х., Кузнецова Ю.С., Мавлютова М.Р., Овчинникова В.П., Полякова В.Н., Рябоконт С.А., Соловьева Е.М., Титкова Н.И., Юсупова И.Г. и др., – это, прежде всего, обеспечение герметичности заколонного пространства формированием монолитного цементного кольца, разобщающего флюидонасыщенные пласты, с герметичными контактами «цементный камень-порода», «цементный камень-обсадная колонна».

На основании обобщения результатов работ в этом направлении и, опираясь на известные классификации, нами составлена классификация осложнений при эксплуатации крепи скважины Урало-Поволжья и указаны их причины. Показано, что крепь на различных этапах работы скважины испытывает техногенные нагрузки, значительно превышающие расчетные.

Учитывая это, считаем, что критерии оценки качества строительства скважин должны быть представлены в виде конкретных параметров, закладываемых еще на стадии проектирования.

Геофизические методы, являясь инструментальными методами оценки технического состояния колонны и зацементированного заколонного пространства, дают в основном качественную картину, хотя и посредством конкретных физических параметров. Однако интегральной количественной характеристикой герметичности заколонного пространства должна стать величина перепада давления, выдерживаемая цементным камнем на единицу длины заколонного пространства.

Из изложенного выше следует, что одной из определяющих характеристик качества крепления скважин в жестких условиях современной стадии разработки являются изоляционные свойства заколонного пространства или герметичность крепи. Каримовым Н.Х. сформулированы требования к тампонажным материалам для формирования надежного и герметичного изоляционного комплекса. Условие

$$\Delta P \leq K(P - X_0),$$

где ΔP – перепад давления в колонне, МПа; K – коэффициент «передачи» давления; P – давление, развиваемое твердеющим раствором на контактных поверхностях; X_0 – «пороговое» давление, ниже которого теряется герметичность контакта, является необходимым условием для сохранения герметичности заколонного пространства. Таким тампонажным материалом, обеспечивающим напряженный контакт цементного камня с ограничивающими поверхностями, является расширяющийся цемент.

В третьей главе приведены результаты исследований герметичности цементного камня и контактных зон «порода-цементный камень-обсадная колонна».

Для исследований сопротивлений контактных зон цементного камня гидропрорыву на лабораторной модели за основу была принята методика, предусматривающая прорыв контактной поверхности с помощью жидкости

путем ступенчатого повышения давления. Для этого использовалась установка ГКЗ (гидропрорыв контактных зон), разработанная специалистами института «ТатНИПИнефть». Отличие предложенной нами установки для гидравлических испытаний контактных зон в том, что она включает камеру для намыва фильтрационной корки, где осуществляется формирование корки в динамических условиях, то есть в условиях, более приближенных к скважинным. Поскольку прочность сцепления тампонажного камня с исследуемой поверхностью в значительной степени зависит от типа промывочной жидкости, в работе использовались, кроме глинистого раствора, новые перспективные промывочные жидкости - полимер-карбонатные, глино-карбонатные, крахмальные и биополимерные растворы. Мы полагаем, основными параметрами, характеризующими модель скважины в наших исследованиях, являются геометрические размеры модели крепи скважины, тип и качество промывочной жидкости и тампонажного раствора, состояние контактных поверхностей, осевое направление нагружения системы крепи рабочим агентом.

Высокие значения давления гидропрорыва получены на контакте цементного камня с естественной поверхностью породы. Наличие глинистой корки на поверхности породы в десятки раз снижает давление гидропрорыва и создает благоприятные условия для продвижения жидкости. Значения давления гидропрорыва расширяющегося цементного камня гораздо выше, чем цементного без добавок (табл. 1). Наличие фильтрационной корки на основе крахмального реагента на контакте с породой снижает сопротивление гидропрорыву цементного камня, несмотря на применение расширяющего цемента с большим процентом расширения. Однако уменьшение толщины крахмальной корки позволило увеличить давление гидропрорыва с 0,2 до 1,0 МПа. Наибольшие значения давления гидропрорыва получены при испытании контактных зон «расширяющийся камень-порода» и «расширяющийся камень-биополимерная пленка-порода». При применении глино-карбонатного и полимер-карбонатного растворов значения давлений

гидропрорыва оказались близки к значениям давлений гидропрорыва при применении глинистого раствора.

Таблица 1 - Исследование герметичности контактных поверхностей цементного камня

Контактная зона	Характеристика поверхности	P_r , МПа	$P_{сд}$, МПа
1	2	3	4
Цементный камень-металл	естественная	-	8,0
Цементный камень-порода	естественная	1,0	разрушение образца породы
	глинистая корка	0,05	
	глино-карбонатная	0,1	1,2
	полимер-карбонатная	0,1	1,2
	крахмальная корка	0,1	0,5
	биополимерная корка	0,1	3,77
Расширяющийся цем. камень - металл	естественная	-	> 8,5
Расширяющийся цементный камень - порода	естественная	> 2,5	5,4- разрушение образца породы
	глино-карбонатная корка	0,1	1,5
	полимер-карбонатная корка	0,1	1,5
	крахмальная корка	0,2	0,59
	крахмальная пленка	1,0	> 5,4 разрушение образца породы
	биополимерная пленка	> 2,5	> 6,0 разрушение образца породы

Исследования сопротивления сдвигу контактных зон цементного камня показали также увеличение величины $P_{сд}$ при применении расширяющихся тампонажных растворов.

Для исследований контактных напряжений и измерений их величин при твердении цементного камня в стесненных условиях впервые применен поляризационно-оптический метод (метод фотоупругости), для которого изготавливался компенсатор полос изохром (исследования проводились по методике д.т.н. Зайнуллина З.Л.). В процессе затвердевания цементного

раствора модели испытывали напряжение. После суточного твердения наружные диски всех трех моделей получили трещины в радиальном направлении. Максимальное значение контактных давлений при этом составило 0,45 МПа.

Изложенные в диссертации методика и аппаратура для определения напряжений контактных зон могут быть включены, помимо стандартных, в состав комплекса лабораторных исследований при разработке рецептур тампонажных растворов.

Объектом исследования по определению герметичности контактных зон в скважинных условиях с помощью двухпакерной компоновки трубного испытателя пластов (ИПТ) выбраны скважины Гремихинского месторождения ОАО «Удмуртнефть», на котором основным эксплуатационным объектом являются карбонатные породы башкирского яруса.

Технология проведения работ следующая. В скважине с вероятной заколонной циркуляцией испытывался верхний пласт. ИПТ при этом размещается между перфорированными пластами. По результатам сопоставления диаграмм давлений, зарегистрированных глубинными манометрами, установленными в фильтре ИПТ (зона верхнего пласта) и под нижним пакером (зона нижнего пласта), выдается заключение о наличии или отсутствии перетоков между пластами. Идентичность диаграмм свидетельствует о наличии гидродинамической связи между пластами, однако, такая идентичность может быть вызвана также негерметичностью нижнего пакера. В связи с этим, в компоновке ИПТ предусмотрен способ контроля герметичности пакеровки.

Скважинные испытания сопротивлений гидропрорыву контактных зон показали, что ни при плавном, ни при мгновенном снижении противодавления, максимальное значение которого составило 4,3 МПа/м, гидропрорыв контактных зон цементного камня не обнаружен. Это дает основание утверждать, что при первоначально качественном контакте цемента с породой и колонной под действием кратковременных перепадов

давления по контактными зонам до 4 МПа/м проводящие каналы не образуются.

Четвертая глава посвящена разработке технологии и тампонажных материалов для повышения герметичности крепи скважин.

Как уже было показано, одним из материалов, обладающих приемлемыми изолирующими свойствами, является расширяющийся цементный камень. Проблема получения расширяющегося цементного камня сводится к созданию и регулированию собственных напряжений без ухудшения свойств цементного камня, последний должен быть способен к своеобразной пластической деформации, при которой нарушенные смещением контакты между элементами структуры восстанавливались бы в ходе последующего твердения.

В тампонажных материалах на оксидной основе расширение происходит в ходе кристаллизации труднорастворимых гидроксидов Са и Mg. Высокая температура обжига клинкера обусловила малую химическую активность этих оксидов, поэтому они при твердении в условиях низких температур вызывают внутреннее напряжение на поздних стадиях твердения, когда пластичность цементного камня недостаточна. Поэтому расширение, вызванное оксидами кальция и магния, сопровождается трещинообразованием и снижением прочности цементного камня. Однако кинетику расширения можно регулировать за счет изменения температуры обжига и дисперсности оксидов кальция и магния. Кроме того, добавки на основе оксида кальция наиболее доступны и дешевы.

Для цементирования продуктивного интервала ствола скважин в условиях Татарстана нами предложен тампонажный состав, содержащий в качестве расширяющей добавки смесь известковую для горных и буровых работ (СИГБ), изготавливаемую ОАО «Стройматериалы». Для получения смеси использовались: продукт обжига смеси карбонатной породы, фосфогипса и хлористого кальция с содержанием активных компонентов

CaO и MgO не менее 80%; лигносульфонаты технические; суперпластификаторы.

В целях подбора требуемого состава расширяющегося цемента, способного обеспечить герметичность заколонного пространства, проведены исследования, частично имитирующие скважинные условия. В результате исследований показано, что увеличение времени перемешивания до 90 мин снижает величину расширения предложенного состава в среднем на 40 %. Создание нагрузки способствует резкому уменьшению величины расширения (рис.1). Так, в первые сутки уменьшение составило 84%, на четвертые сутки – 72%. Причем, чем больше нагрузка, тем медленнее идет расширение. После двух суток твердения величина расширения меняется незначительно, то есть процесс стабилизируется, не зависимо от увеличения нагрузки. Давление в контактной зоне обеспечивается при соблюдении условия $K < P$, где K – контракция, P – расширение. Одновременным измерением величин контракции и расширения показано, что указанное условие соблюдается при применении расширяющей добавки в количестве более 4 % от веса цемента.

В результате исследований выбран, по нашему мнению, наилучший состав, обладающий повышенной изолирующей способностью и достаточной прочностью, содержащий 5–6% расширяющей добавки.

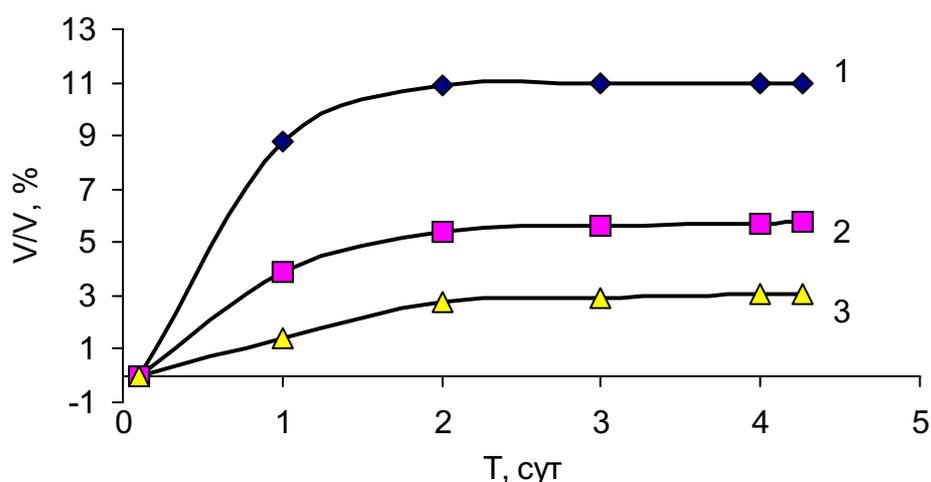


Рис.1 - Величина расширения цементного раствора-камня при действии нагрузки: 1 – $1,91 \cdot 10^{-3}$ МПа; 2 – $8,9 \cdot 10^{-3}$ МПа; 3 – $15,5 \cdot 10^{-3}$ МПа.

Для предотвращения вспенивания раствора рекомендуется добавлять пеногасители, которые в совокупности с СИГБ улучшают свойства раствора-камня (таблица 2).

Поздняя стадия разработки нефтяных месторождений характеризуется существенным изменением гидродинамики пластов, что приводит к поглощениям тампонажных растворов (в Татарстане участились случаи недоподъема цементного раствора до проектной высоты). Кроме того, исследованиями последних лет выявлено негативное воздействие фильтрата цементного раствора на проницаемость продуктивной зоны, усиливаемое значительным весом столба цементного раствора. Решить данную проблему можно, применив для цементирования верхних интервалов скважин облегченные тампонажные системы. В целях поиска новых седиментационно-устойчивых облегченных тампонажных растворов для применения в условиях месторождений Татарстана нами исследовалось несколько видов облегчающих добавок. Основными критериями оценки технологической эффективности облегчающей добавки были выбраны плотность (не более 1500 кг/м^3) и консистенция

Таблица 2 - Технологические свойства тампонажного материала с расширяющимися свойствами

Состав тампонажного раствора, %			В/Ц	Плотность, кг/м ³	Растекаемость, мм	Услов водоотдача, см ³ /30 мин	Водоотделение, мл	Прочность камня на изгиб, МПа	$\frac{\Delta V}{V}$, % через				Сроки схватывания, час-мин		Удель. сопр. сдвигу, МПа
ПЦТ	СИГБ	ЭГП							1 сут.	2 сут.	3 сут.	4 сут.	начало	конец	
100	-	-	0,5	1830	225	164	4	4,20	-	-	-	-	6-30	7-25	4,01
100	4	0,1	0,5	1840	230	139	4	3,87	0,83	1,00	1,02	1,02	7-10	8-00	5,11
100	6	0,1	0,5	1850	235	126	2	2,71	2,23	2,50	2,60	2,63	7-30	8-20	6,68
100	8	0,1	0,5	1860	235	133	2	2,22	3,24	3,30	3,30	3,32	7-30	9-10	6,68
100	10	0,1	0,5	1870	235	139	нет	1,83	6,32	7,00	7,52	7,79	7-15	9-00	6,92

Примечание. ПЦТ- портландцемент тампонажный; СИГБ – расширяющая добавка; ЭГП - пеногаситель

тампонажного раствора, не изменяющиеся в термобарических условиях, и достаточно высокая прочность тампонажного камня.

Перечисленным требованиям удовлетворяет тампонажный раствор с облегчающей добавкой - алюмосиликатными полыми микросферами, изготавливаемых из золошлаковых отходов ТЭС и обладающих насыпной плотностью 580-650 кг/м³ и гидростатической прочностью 8-15 МПа. Данный состав исследован и успешно применяется специалистами института ТюменьНИПИГаз. Перед нами стояла задача адаптировать применение указанной добавки к условиям Татарстана. В результате проведенных исследований получено, что добавка микросфер в количестве 20-30% и понизителя водоотдачи полиоксиэтилена (ПОЭ) снижает плотность, водоотделение и водоотдачу тампонажного раствора, прочность камня при этом остается высокой. Физико-механические свойства некоторых рецептур облегченных тампонажных растворов с микросферами приведены в таблице 3.

В пятой главе представлены результаты опытно-промысловых испытаний.

Технология цементирования скважин расширяющимся тампонажным раствором осуществлялась с использованием стандартного цементировочного оборудования. Смесь портландцемента и расширяющей добавки приготавливалась путем параллельного их затаривания в цементно-смесительные машины СМН-20 с последующим перемешиванием при помощи шнеков и перетариванием из одного смесителя в другой. В цементировочном агрегате ЦА-320А готовился водный раствор с добавлением 0,25% пеногасителя ЭГП-060. Затворение, закачивание и продавливание как первой (обычной), так и второй (расширяющейся) порции тампонажного раствора осуществлялось по общепринятой технологии цементирования, причем расширяющийся цемент после продавливания в

Таблица 3 - Технологические свойства облегченных тампонажных растворов

№ п/п	Состав тампонажного раствора, %				В/Ц	Расте- кае- мость, мм	Плот- ность, кг/м ³	Услов. водо- отдача, см ³ /30 мин	Водо- отде- ление, мл	Сроки схватывания, час-мин		Предел прочности камня на изгиб через 48 ч, МПа
	ПЦТ	ускори- тель схваты- вания	пони- зитель водо- отдачи	облег- чающая добавка						начало	конец	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	100	-	-	-	0,5	225	1830	132	12	6-00	7-05	4,15
2.	80	-	-	20	0,5	200	1500	139	4	6-20	8-00	2,32
3.	70	-	-	30	0,55	200	1340	190	5	6-35	8-05	1,73
4.	90	CaCl ₂ -3	ПОЭ-0,25	10	0,525	205	1570	70	нет	3-30	4-25	2,59
5.	80	CaCl ₂ -3	ПОЭ-0,25	20	0,55	200	1410	88	нет	3-45	5-05	2,13
6.	70	CaCl ₂ -3	ПОЭ-0,25	30	0,625	185	1310	88	нет	3-25	4-10	1,58
7.	60	CaCl ₂ -3	ПОЭ-0,25	40	0,675	220	1220	152	нет	7-30	8-50	0,82

Примечание. ПЦТ – портландцемент тампонажный; ПОЭ - полиоксиэтилен

заколонное пространство скважины устанавливался в интервале продуктивного пласта.

Опытно-промышленные испытания разработанного расширяющегося состава показали увеличение участков хорошего сцепления цементного камня с обсадной колонной, по сравнению с базовыми скважинами, зацементированными по обычной технологии, в среднем, на 30-40%. Экономический эффект от использования расширяющегося цементного раствора составил 156,6 тыс. руб. на одну скважину.

В результате анализа исследований крепи скважин новыми геофизическими методами (магнито-импульсной дефектоскопией МИД, сканирующей акустической дефектоскопией и скважинным акустическим телевизором САТ) разработан комплекс геофизических исследований ГИС для детальной оценки крепи скважин.

По нашему мнению, комплекс ГИС для детальной оценки крепи скважин должен включать:

- 1) обязательный комплекс, выполняемый во всех пробуренных скважинах и предусматривающий совместное исследование методами акустической цементометрии (АКЦ), гамма-гамма цементометрии (ГГЦ) и магнито-импульсной дефектоскопии (МИД) до проведения перфорационных работ и повторное исследование методом АКЦ после перфорации. Отличие предлагаемого комплекса от применяемого в том, что в качестве обязательного выполнения во всех скважинах рекомендовано, помимо стандартных исследований АКЦ и ГГЦ до перфорации, исследование обсадной колонны методом МИД для эталонного замера состояния колонн до перфорации и повторное исследование методом АКЦ после перфорации, чтобы оценить состояние заколонного пространства и, при значительных разрушениях цементного камня, принять необходимые меры еще на этапе заканчивания.
- 2) исследовательский комплекс, который выполняется для детализации дефектов крепи, обнаруженных обязательным комплексом ГИС, и

включает исследование методами МИД и САТ (скважинный акустический телевизор) в интервале нарушения;

- 3) оценочный комплекс, предусматривающий повторное исследование после проведения ремонтно-восстановительных работ для оценки их эффективности методами АКЦ и ГГЦ.

Мы полагаем, что совместная интерпретация данного комплекса позволит получить более полную и точную информацию о состоянии обсадных труб и за колонного пространства, необходимую для разработки методов предотвращения и ликвидации межпластовых перетоков.

Опытно-промышленные испытания предложенного комплекса показали, что во всех скважинах, исследованных методом АКЦ на преломленных волнах (прибор МАК-2), обнаружены нарушения цементной крепи после кумулятивной перфорации. В некоторых скважинах, особенно в местах частичного и плохого сцепления цементного камня с колонной, нарушения значительные. В большинстве скважин, исследованных методом магнито-импульсной дефектоскопии, обнаружены повреждения обсадной колонны после перфорирования кумулятивной перфорацией. Однако в некоторых скважинах интервалы перфорации не выделяются. Опыт работ по исследованию методом МИД показал, что перфорированные участки стальных труб хорошо отмечаются на толщинограммах и дефектограммах, если вокруг отверстий появляются лучевые трещины. Для надежного выделения интервалов перфорации необходимо применять сканирующие методы. Метод магнито-импульсной дефектоскопии предназначен, скорее всего, для определения толщины стенки отдельных секций обсадных колонн и рекомендуется для применения во вновь пробуренных скважинах с целью сравнения толщин колонны в разные периоды жизни скважины.

Основные выводы и рекомендации

1. В настоящее время применяемые буровыми предприятиями мероприятия не всегда гарантируют качественного крепления скважин и разобщения пластов, поскольку основной причиной некачественного крепления является отсутствие или нарушение контактных зон цементного кольца.
2. Для оценки качества строительства скважин необходимы критерии изоляции заколонного пространства в виде конкретного параметра, закладываемого еще на стадии проектирования. В качестве такого параметра предлагается интегральная количественная характеристика герметичности заколонного пространства - величина перепада давления, выдерживаемая цементным камнем на единицу длины заколонного пространства.
3. Впервые для исследований контактных напряжений и измерений их величин при твердении цементного камня в стесненных условиях применен поляризационно-оптический метод. Определено, что среднее значение контактных давлений составляет 0,21 МПа.
4. Значения давления гидропрорыва расширяющегося цементного камня на контакте с естественной поверхностью породы выше, чем цементного без добавок. Наличие фильтрационной корки на основе крахмального реагента на контакте с породой снижает сопротивление гидропрорыву цементного камня, несмотря на применение расширяющегося цемента с большим процентом расширения. Наибольшие значения давления гидропрорыва ($> 2,5$ МПа) получены при испытании контактных зон «расширяющийся камень-порода» и «расширяющийся камень-биополимерная корка-порода».
5. Показано, что герметичность контактных зон цементного камня, наряду с технологией подготовки ствола, обеспечивается применением расширяющихся тампонажных растворов. Для широкого применения в условиях Татарстана с целью цементирования продуктивного интервала обоснован расширяющийся тампонажный состав на

оксидной основе. Опытно-промышленные испытания разработанного расширяющегося состава показали увеличение участков хорошего сцепления цементного камня с обсадной колонной, по сравнению с базовыми скважинами, зацементированными по обычной технологии, в среднем, на 30-40%.

6. Для цементирования верхних интервалов скважины в условиях месторождений ОАО «Татнефть» рекомендовано применение полых алюмосиликатных микросфер, изготавливаемых из золошлаковых отходов ТЭС и обладающих достаточной прочностью на сжатие.
7. Предложен комплекс геофизических исследований для детальной оценки состояния крепи, включающий обязательный, исследовательский и оценочный комплексы. Опытно-промышленными испытаниями предложенного комплекса показана его большая информативность, по сравнению со стандартным.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Бикбулатов И.И., Юсупова С.И. Седиментационная устойчивость тампонажных растворов при креплении скважин в объединении «Удмуртнефть» // Тезисы докладов XIX научно-практической конференции молодых ученых и специалистов. - Бугульма: ТатНИПИнефть, 1985. – С.169-170.
2. Юсупова С.И., Васильева З.И. Исследование с помощью ЭВМ влияния качества крепления скважин месторождений ПО «Удмуртнефть» на обводненность // Тезисы докладов XX научно-практической конференции молодых ученых и специалистов. - Бугульма: ТатНИПИнефть, 1987. – С.129-130.
3. Бикбулатов И.Х., Бикбулатов И.И., Курочкин Б.М., Юсупова С.И. Подготовка ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны // Нефтяник. - М.: Недра, 1987. – № 3. - С. 8-9.

4. Юсупова С.И., Бикинеев А.А., Васильева З.И., Бикбулатов И.И. Обводненность нефтедобывающих скважин ПО «Удмуртнефть» // Исследование технологических процессов добычи нефти в Татарии: Тр. ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1988. – Вып. 93. - С. 19-24.
5. Патент на изобретение № 1402662 РФ. Устройство для цементирования скважин./ И.Х. Бикбулатов, Ш.К. Шаяхметов, А.А. Бикинеев, И.И. Бикбулатов, С.И. Юсупова./Опубл. 15.06.88.// Б.И.- № 22.- С.88.
6. Амерханова С.И., Бикбулатов И.Х., Корженевский А.Г., Юсупов Р.И. Промысловые исследования герметичности крепи добывающих скважин трубными пластоиспытателями // Нефтяное хозяйство. - 1991. - № 8. - С. 37-39.
7. Патент на изобретение № 1645462 РФ. Тампонажный раствор. / И.С. Катеев, Н.Т. Москвичева, С.И. Юсупова, Г.С. Воронцова, М.О. Лозинский, Г.А. Голик, С.А. Кашапов, Г.В. Чирсков /Опубл. 30.04.91.// Б.И.- № 16. – С. 107.
8. Патент на изобретение № 1721216 РФ. Тампонажный раствор. / И.С. Катеев, Н.Т. Москвичева, С.И. Юсупова, Г.С. Воронцова, Г.А. Голик, А.И. Акимов, С.А. Кашапов, Г.В. Чирсков. /Опубл. 23.03.92.// Б.И.- №11.- С.106
9. Амерханова С.И., Катеев Р.И., Хуснутдинова Р.К. Исследование факторов, влияющих на качество крепления скважин // Нефть Татарстана. – Бугульма, 1999. - №3-4. - с.13-16.
- 10.Сборник инструкций, регламентов и РД по технологии крепления скважин на месторождениях АО «Татнефть». РД 39-0147585-201-00. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2000. – 157 с.
- 11.Юсупов Р.И., Амерханова С.И., Баженов В.В. Детальная оценка качества крепления скважин ОАО «Татнефть» с применением новой геофизической аппаратуры // Нефть Татарстана. – Бугульма, 2001. - №3. - С. 12-15.

12.Амерханова С.И., Юсупов Р.И. Опыт применения новой геофизической аппаратуры для детальной оценки качества крепления скважин ОАО «Татнефть» //Тезисы докладов на молодежной научно-практической конференции ОАО «Татнефть».- Альметьевск, 2001.- С.112-113

Аспирант

Амерханова С.И.