

На правах рукописи

УДК 622.245.42

**АКСЕНОВА НАТАЛЬЯ АЛЕКСАНДРОВНА**

**ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНИКИ, ТЕХНОЛОГИИ  
ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН С НЕУСТОЙЧИВЫМИ  
КОЛЛЕКТОРАМИ**

**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» (ГОУ ВПО ТюмГНГУ)

Научный руководитель - доктор технических наук, профессор  
**Овчинников Василий Павлович**

Официальные оппоненты - доктор технических наук, профессор  
**Агзамов Фарит Акрамович**  
- кандидат технических наук  
**Балуев Анатолий Андреевич**

Ведущее предприятие: - Общество с ограниченной ответственностью  
«Тюменский научно-исследовательский и проектный институт природного газа и газовых технологий (ООО «ТюменНИИгипрогаз»)

Защита состоится “19” июля 2004 года в 8<sup>30</sup> 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 Тюменского государственного университета 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**

Приток пластового флюида в скважину, как на этапах освоения, так и при последующей ее эксплуатации определяется величиной депрессии в интервале продуктивного пласта. Изменение ее величины, непосредственным образом, сказывается на протекании фильтрационных процессов и на состоянии структуры порового пространства продуктивного пласта.

Так, например, повышенные значения депрессии в скважинах, вскрывающих сеноманские отложения, пласты - коллекторы которых представлены рыхлыми породами, приводят к разрушению призабойной зоны продуктивного пласта (ПЗП), выносу песка в скважину и образованию песчаных пробок. По оценочным данным, на сегодня в 23% от общего фонда сеноманских скважин зафиксировано наличие выноса песка. Для снижения его поступления установлены ограничения по депрессии, число таких скважин в 2002 году было порядка четырехсот, что привело к значительному снижению уровня добычи газа.

Поэтому разработка технологий и технических средств оборудования призабойной части ствола, обеспечивающих снижение уровня поступления твердых частиц горных пород в скважину, является актуальной проблемой для эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений.

Актуальность этой проблемы ещё больше усиливается на перспективу вследствие постепенного увеличения доли трудноизвлекаемых запасов, из-за непрерывного ухудшения структуры коллекторов на действующих и неблагоприятной ее характеристики на вновь открываемых месторождениях, выработка запасов которых потребует массового применения химических, тепловых и других методов интенсификации.

### **Цель работы**

Повышение производительности работы газовых скважин, увеличение сроков их межремонтного периода эксплуатации путем разработки технологий и технических средств по предупреждению пескопроявлений.

### **Основные задачи исследований**

1. Анализ геолого-промысловой характеристики неустойчивых коллекторов.
2. Изучение причин пескопроявлений, механизма разрушения слабосцементированных пластов и последствий выноса песка в скважину.
3. Анализ современного состояния существующих технических и технологических решений, по предупреждению выноса песка в скважину при заканчивании и эксплуатации скважин, их классификация.
4. Разработка требований и обоснование оптимальных физико-механических и конструктивных характеристик цементного фильтра.
5. Разработка рецептуры и исследование технологических свойств тампонажного материала, формирующего проницаемый тампонажный камень-фильтр.
6. Разработка технологии крепления призабойной зоны скважины с формированием в нем цементного фильтра.
7. Промышленная апробация и внедрение в производство предложенных решений, оценка их эффективности.

### **Научная новизна выполненной работы**

1. Выявлены и классифицированы основные причины движения пластового песка из слабосцементированных пластов.
2. Научно обоснованы требования к параметрам фильтра для предотвращения пескопроявлений. Предложена методика оценки эффективности цементного фильтра из условий обеспечения максимально возможного дебита скважины.

3. Теоретически обоснована и экспериментально подтверждена возможность создания в интервале продуктивного пласта проницаемого цементного камня-фильтра. Объяснен механизм и химизм процесса его формирования.

4. Разработана конструкция и технология оборудования призабойной зоны продуктивного пласта неустойчивых коллекторов специальным тампонажным составом.

### **Практическая ценность и реализация работы**

Разработанная рецептура тампонажного состава, формирующего проницаемый цементный камень, и технология его формирования на забое позволяет уменьшить вынос песка в скважину. Отсутствие в предложенной технологии перфорационных работ, связанных с большими кратковременными динамическими нагрузками, предохраняет эксплуатационную колонну, продуктивный пласт, цементное кольцо выше и ниже фильтра от разрушения.

Результаты исследований вошли в нормативные документы (инструкции, стандарты предприятий, технико-технологические предложения) и будут реализованы при строительстве газовых скважин на месторождениях Западной Сибири.

### **Апробация результатов исследований**

Проблема создания проницаемого цементного камня-фильтра для предотвращения выноса песка обсуждалась на конференциях: “Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий” (втор. Всеросс. науч-техн. конф. 19-21 апр. 2000 г. -Тюмень: ТюмГНГУ, 2000); “Наука и технология углеводородных дисперсных систем” (второй Международный симпозиум 2-5 окт. –Уфа, 2000г.) “Проблемы развития нефтяной промышленности Западной Сибири” (научн.-техн. конф. молодых ученых и специалистов 12-15 марта 2001 г., Тюмень, СибНИИНП, 2001); “Повышение эффективности работы нефтегазодобывающего комплекса Ямала путем применения прогрессивных технологий и совершенствования транс-

портного обслуживания“ (г. Салехард, 11-12 июня 2002 г); “Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири” (XIII Научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов 17-21 мая 2004 г. –Тюмень, ООО “ТюменНИИгипрогаз”, 2004).

### **Публикации**

По материалам исследований опубликовано 15 научных работ, в том числе 4 статьи, 5 статей в сборнике докладов, 6 тезисов, заявка на изобретение.

### **Объем и структура работы**

Диссертационная работа изложена на 178 страницах машинописного текста, содержит 36 таблиц, 43 рисунка. Состоит из 5 разделов и заключения. Список использованных источников включает 114 наименований.

Неоценимую помощь при выполнении работы оказали сотрудники кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ТюмГНГУ: д-р. техн. наук, профессор Овчинников В.П., д-р. техн. наук, профессор Кузнецов Ю.С. и сотрудники тампо-нажного управления филиала «Тюменбургаз» ДООО «Бургаз»: канд. техн. наук. Белей И.И., Коновалов В.С., сотрудники института «ТюменНИИгипрогаз»: Сохошко С.К., Баймурзина Т.Н.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** показана актуальность проблемы, основные направления и пути ее решения, определены цель и задачи исследований, сформулированы научная новизна и практическая ценность работы.

**В первом разделе** работы приведено краткое описание геологического строения верхнеапт-сеноманского нефтегазоносного комплекса Западно-Сибирской плиты и дана геолого-промысловая характеристика неустойчивых коллекторов Уренгойской группы месторождений. Проведен анализ технического

состояния сеноманских скважин Уренгойского месторождения. Выявлены причины и последствия выноса песка в скважину, предложена их классификация.

Продуктивная толща Западно-Сибирской плиты представлена чередующимися преимущественно песчаными и алевроито-глинистыми пачками различной толщины, часто линзовидной формы. Глинистые линзы не имеют значительной протяженности. Это обуславливает газодинамическую связь проницаемых пород абсолютно всех газовых залежей, как по площади, так и по глубине. Такая неоднородность строения продуктивного пласта оказывает определяющее влияние на технологический режим его эксплуатации. Анализ кернового материала показал, что содержание глины и карбонатов для коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) составляет 42-62 %, а для коллекторов с высокими ФЕС 15-30 %, проницаемость изменяется от 0,002 до 3,5 мкм<sup>2</sup>, коэффициент открытой пористости 19,2-40,7 %, коэффициент газонасыщенности 0,04-0,90.

Ахметов А.А. разделяет коллекторы с высокими ФЕС на три типа: песчаники с высокими ФЕС, очень высокими ФЕС и сверхвысокими ФЕС – суперколлекторы. Главными признаками суперколлекторов является низкое содержание -до 6 % глинистых фракций, проницаемость их достигает 3,5 мкм<sup>2</sup>. Суперколлекторы имеют очень низкие прочностные свойства и способны разрушаться при минимальных депрессиях от 0,1 до 0,4 МПа, при этом они являются самыми продуктивными – 45-75 % дебита скважин приурочены к интервалам залегания суперколлекторов.

Опыт эксплуатации сеноманских скважин Уренгойского месторождения и фактические промысловые данные показывают ухудшение их технического состояния. В начальный период разработки УГКНМ (1978-1985 гг.) осложнений

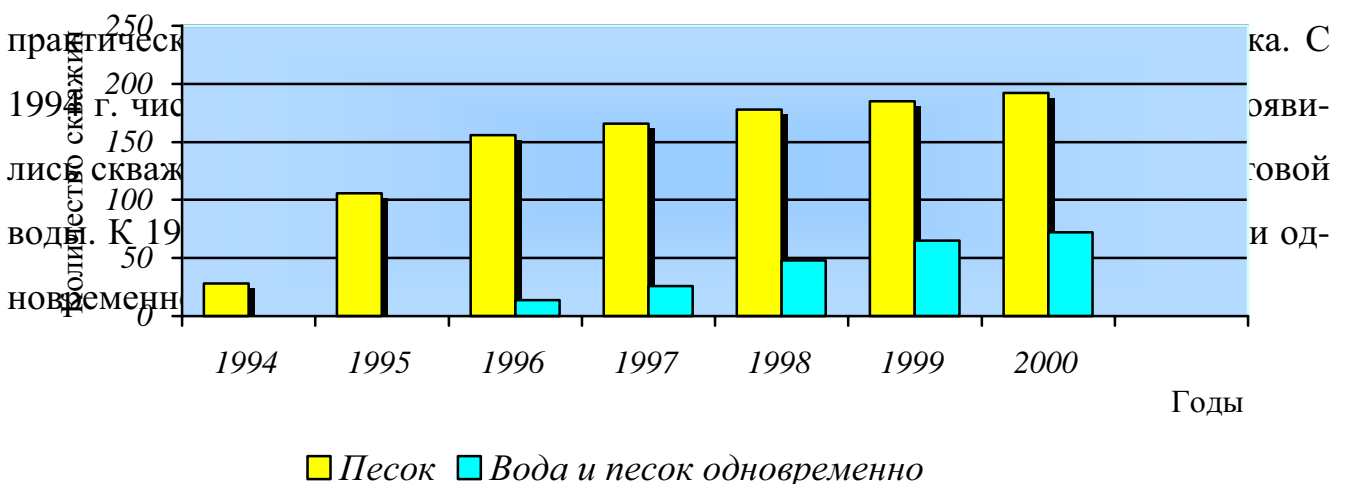


Рисунок 1 – Динамика роста количества сеноманских скважин, осложненных выносом песка, воды и песка одновременно

Средние значения выноса песка в сеноманских скважинах в зависимости от дебита колеблются от нескольких грамм до нескольких килограмм в сутки.

Вынос песка в скважину нельзя объяснять только поступлением пластовой воды, поскольку в большинстве случаев (в 73% осложненных скважин на УГКНМ) выносятся только песок. Подтверждается это и тем, что песок выносятся не сразу, а через 10-12 лет после начала эксплуатации.

Предложена классификация причин разрушения коллектора и выноса песка разделением их на три основные группы, исходя из условий возникновения: геологические (особенности залегания пласта-коллектора, литология), технологические (условия вскрытия пластов и эксплуатации скважин) и технические (конструкция забоя).

Геологические: глубина залегания пласта и пластовое давление; горизонтальная составляющая горного давления; степень сцементированности породы пласта, ее уплотненность и естественная проницаемость; характер добываемого флюида и его фазовое состояние; характеристика пластового песка (угловатость, глинистость); внедрение подошвенных вод в залежь и растворение цементирующего материала; продолжительность выноса песка.

Технологические: дебит скважины; величина репрессии и депрессии на пласт; ухудшение естественной проницаемости (скин-эффект); фильтрационные нагрузки и нарушение капиллярного сцепления песка.

Технические: конструкция забоя; поверхность забоя, через которую происходит фильтрация (интервал вскрытия пласта, открыты или закупорены перфорационные каналы и т.д.).

Последствия выноса песка приводят: к снижению дебита из-за образования песчаных пробок; к разрушению обсадных колонн и фильтров (в результате уплотнения пород, проседания земной поверхности, абразивного износа и эрозии); к



затратам на ликвидацию аварий; очистку добытого продукта от песка и его утилизацию.

Результаты комплексного анализа геолого-промыслового материала, причин разрушения слабосцементированных коллекторов и механизма выноса пластового песка позволили оценить условия, в которых происходит формирование цементного камня-фильтра и обосновать требования к его физико-механическим и конструктивным характеристикам.

**Во втором разделе** проведен анализ методов предотвращения пескопроявлений при заканчивании скважин в интервалах залегания неустойчивых коллекторов.

В настоящее время наиболее рациональными путями борьбы с выносом песка являются: разработка технических и технологических решений по предупреждению обводнения скважин; создание новых конструкций забоя скважин; регулирование технологического режима эксплуатации скважин.

Основные методы эксплуатации пескопроявляющих скважин можно условно разделить на две группы:

- методы эксплуатации скважин с выносом песка на поверхность;
- методы эксплуатации с предотвращением выноса песка из пласта.

Для первой группы методов характерным является применение различных технико-технологических решений по обеспечению очистки добываемого пластового флюида от песка на устье или на забое.

Более эффективны методы борьбы с пескопроявлениями, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину. С этой целью применяются химические, физико-химические, механические методы и их комбинации для крепления пород пласта в призабойной зоне скважин.

**К механическим методам** относятся противопесочные фильтры различной конструкции - гравийно-намывные, каркасногравийные, многослойные сетчатые, гравийно-набивные и другие.

**Физико-химические методы** закрепления коллекторов основаны на применении физических (температура, перепады давления и т.д.) и химических (химреагенты и продукты реакции) методов - коксование нефти в призабойной зоне, обработка призабойной зоны пласта реагентами с последующей термической обработкой.

**Химические методы** основаны на искусственном закреплении призабойной зоны пласта (ПЗП) смолами, цементом с соответствующими наполнителями и т.д.

**Технологические методы** – особенности вскрытия и эксплуатации скважин: метод ограничения депрессии на пласт; водоизоляция подошвенных вод.

Последствиям разрушения коллектора, способам и средствам предупреждения выноса песка в процессе эксплуатации и заканчивания скважин посвящены работы многих исследователей: Дадьки В.И., Алишаняна Р.Р., Гольдштейна В.В., Гамзатова С.М., Ашрафьяна М.О., Свиридова В.В., Мелика-Асланова Л.С., Рахимова Н.Р., Чарыева О.М., Арестова Б.В., Ахметова А.А., Ремизова В.В., Цайгера М.А., Спарлина Д.Д., Стейна Н., Сьюмена Д, Коберли С.Д., Элиса Р. и др.

Анализ результатов исследований по этому направлению выявил следующее.

Использование фильтров имеет ряд недостатков, ведущих к снижению потенциального дебита: засорение механическими примесями (песок, ил); бактериологическое зарастание фильтров; коррозия фильтров. Кроме того, использование фильтра связано с применением пакера, его надежной герметизацией.

Использование составов на основе смол требует проведения дополнительных трудоемких операций по получению проницаемого состава для крепления неустойчивых пород, который со временем теряет прочность, дает усадку или сопровождается выделением воды в продуктивный пласт, что ухудшает коллекторские свойства продуктивных пластов. Кроме того, они дороги, дефицитны и экологически не безопасны.

Анализ известных рецептур тампонажных составов, формирующих проницаемый цементный камень, показал, что исследования проводились при нормальных условиях. Эти тампонажные составы в термобарических условиях не способствуют достижению желаемого результата, кроме того, их использование в большинстве случаев сопряжено с большими материальными затратами и усложнением технологии работ. В целом успешность работ по креплению при скважинной зоне проницаемым цементным фильтром остается низкой и составляет 30—40%.

На основе проведенного анализа патентной, научно-технической и периодической литературы выявлены факторы, определяющие выбор способа задержания песка для конкретного месторождения или скважины: первоначальные затраты при данном методе задержания песка; ожидаемая успешность метода; влияние метода на продуктивность скважины; затраты на ремонт; качество пластового песка; наличие в пласте большого числа тонких продуктивных пропластков; исключение поступления внутрислоевой воды или газа; присутствие в пласте нежелательных глинистых прослоев; величина снижения пластового давления по сравнению с первоначальным; информация о выносе песка.

Для сеноманских скважин Уренгойского месторождения с коллекторами проницаемостью  $0,002 - 0,05 \text{ мкм}^2$  согласно рассмотренных факторов предложен способ заканчивания скважин с цементным фильтром.

Актуальным является создание такого тампонажного раствора, который формировал бы проницаемый тампонажный камень, не требующий дополнительных технологий, был прост в изготовлении, не содержал большого количества реагентов, требуемых для физических и химических процессов его формирования.

**В третьем разделе** диссертационной работы оценено влияние степени вскрытия продуктивного пласта скважиной, соотношения проницаемости цементного камня и продуктивного пласта, радиуса цементного камня-фильтра.

Уравнение притока к несовершенной газовой скважине имеет следующий вид:

$$P_{пл}^2 - P_c^2 = (A_1 + A_2)Q + (B_1 + B_2)Q^2,$$

где,  $P_{пл}$  и  $P_c$  – соответственно пластовое и забойное давление, Па;

$A$  и  $B$  – коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пласта и конструкции забоя скважины;

$Q$  – дебит газа при  $P_{атм}$  и  $T_{ст}$ , м<sup>3</sup>/сут.

Несовершенство газовой скважины определяется такими показателями, как коэффициентом несовершенства по степени вскрытия продуктивного пласта скважиной (интервал), так и коэффициентом несовершенства по характеру вскрытия (радиус и число отверстий, по высоте интервала перфорации).

Расчет зависимости влияния проницаемости приствольного участка на дебит скважины проводился по специально разработанной программе. Анализ результатов показал что:

- чем больше коэффициент совершенства по степени вскрытия продуктивного пласта, тем выше производительность скважины (рисунок 2).

- с увеличением проницаемости цементного камня-фильтра производительность скважины сначала резко увеличивается, а затем ее влияние носит незначительный характер.

- установлено, что для низкопроницаемого пласта предельная проницаемость фильтра (проницаемость, при которой ее влияние носит менее выраженный характер) составляет 1,5 – 1,6 проницаемости пласта (рисунок 3). Для среднепроницаемых пластов предельная проницаемость фильтра примерно равна проницаемости пласта. Для высокопроницаемых пластов предельная проницаемость равна 150-200 мД. Увеличение проницаемости цементного фильтра свыше указанных величин предельной проницаемости не приводит к значительному повышению производительности скважины.

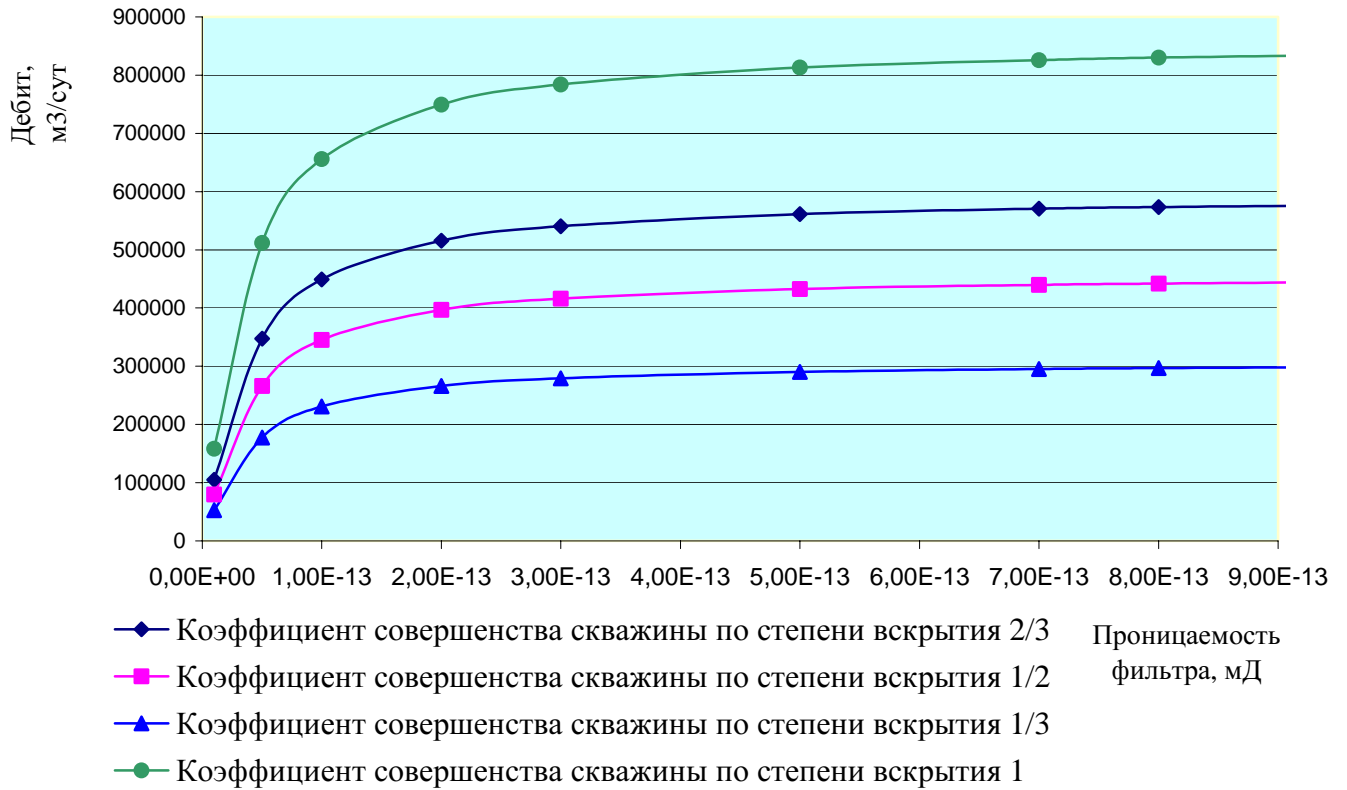


Рисунок 2 – Производительность скважины с цементным фильтром за обсадной колонной при различной степени вскрытия пласта скважиной

- увеличение радиуса проницаемого цементного камня-фильтра с проницаемостью меньшей, чем проницаемость продуктивного пласта приводит к снижению дебита скважины. В случае одинаковой проницаемости цементного камня-фильтра и породы продуктивного пласта наблюдается незначительное снижение дебита скважины.

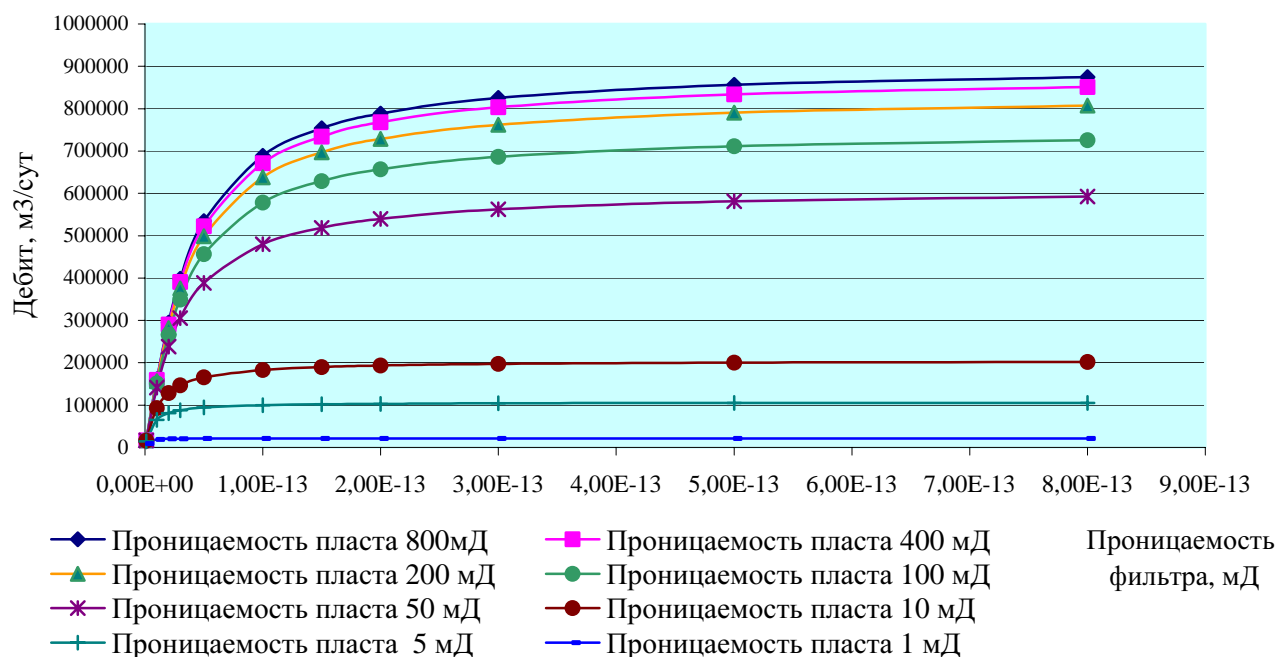


Рисунок 3 – Зависимость продуктивности скважины при различных соотношениях проницаемостей цементного камня-фильтра и пласта (коэффициент совершенства скважины по степени вскрытия 1)

При увеличении проницаемости цементного камня - фильтра больше проницаемости пласта наблюдается рост дебита на 3%. В целом увеличение радиуса фильтра не приводит к значительному росту дебита, а его уменьшение, наоборот, позволяет увеличить дебит.

Полученные результаты проведенных исследований позволяют рекомендовать выбор или разработку технологических решений по оборудованию низа эксплуатационной колонны, например:

- для низкопроницаемых, слабоустойчивых коллекторов требуется разработка технологических решений, направленных на повышение проницаемости цементного камня;
- для коллекторов средней проницаемости могут использоваться существующие технологии и технические средства;

- для высокопроницаемых пластов перспективны технологические решения, связанные с использованием гравийных фильтров.

Теоретические предпосылки создания проницаемого цементного камня, представленные в данном разделе, позволили определить требования к тампонажному составу и камню для формирования его проницаемости, задачи исследования и разработать методику проведения экспериментов.

Показано, что проницаемость цементного камня увеличивается при увеличении водоцементного отношения, формирование проницаемой структуры цементного камня возможно на ранних сроках его твердения при фильтрации через него газа.

Исследования проводились в соответствии с ГОСТ 1581-96, ГОСТ 26798.1-96, ГОСТ 26798.2-96, ГОСТ 30515-97. Отбор проб тампонажных материалов проводился согласно ГОСТ 30515-97.

Определение проницаемости образцов цементного камня проводилось на импортной установке фирмы Chandler engineering – Formation Response Tester - Тестер реакции пород модель 6100, приборная часть и компьютерное обеспечение которой позволяет варьировать в широких пределах входные параметры (давление, температуру, расход жидкости и максимально приблизить условия проведения эксперимента к пластовым.

**В четвертом разделе** диссертационной работы описываются результаты экспериментальных исследований по изучению влияния газообразующих добавок, крупнодисперсных наполнителей на физико-механические свойства тампонажных растворов и камня.

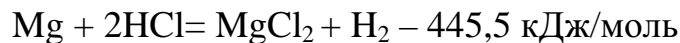
Анализ результатов проведенных экспериментальных исследований по формированию проницаемого цементного камня показал эффективность и перспективность применения пористых и крупнодисперсных наполнителей в сочетании с газообразующей добавкой, разрушающейся при определенной температуре и некоторого количества нефти, вводимой в жидкость затворения. В качестве газообразующей добавки предложен карбонат аммония. Воздействие темпе-

ратуры порядка 60 °С приводит к разложению добавки согласно химическому уравнению:



Разрушение газообразующей добавки с выделением газа в ранние сроки твердения цементного камня при наличии перепада давления способствует раздвижке структур еще не затвердевшего камня и вытеснению из него несвязанной жидкости затворения, газа и нефти.

Повышение забойной температуры до требуемой (60°С) предложено использованием в технологии заканчивания скважины обсадных труб с магниевыми заглушками и технической соляной кислоты. Взаимодействие магния с соляной кислотой протекает по следующему уравнению:



$$\Delta\text{H} = (-641,1) - 2(-92,3) = -445,5 \text{ кДж/моль}$$

Результаты экспериментов обработаны методами математической статистики и представлены на рисунках 4, 5. Их анализ позволил, исходя из достижения наибольшей проницаемости и прочности сформированного камня, обеспечения процесса установки, рекомендовать оптимальный состав смеси: карбонат аммония – 8%, ПЦТ-20%, керамзит - 40% , песок 40%, нефть 1,6% от смеси В/Ц 0,75-0,8.

Количество магния (число заглушек) и концентрация соляной кислоты для создания температуры на забое необходимой для разложения карбоната аммония в цементном камне представлены в таблице 1.



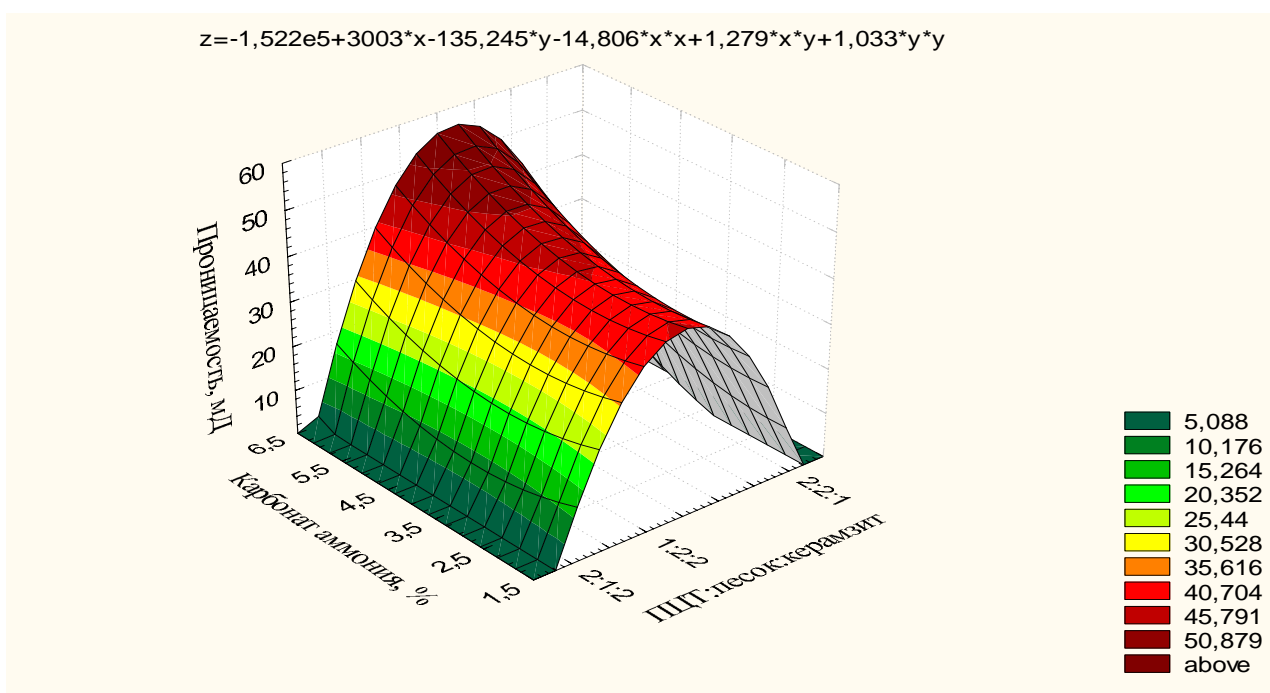


Рисунок 4 - Зависимость проницаемости цементного камня от состава тампонажной смеси и содержания карбоната аммония при температуре 20<sup>0</sup>С

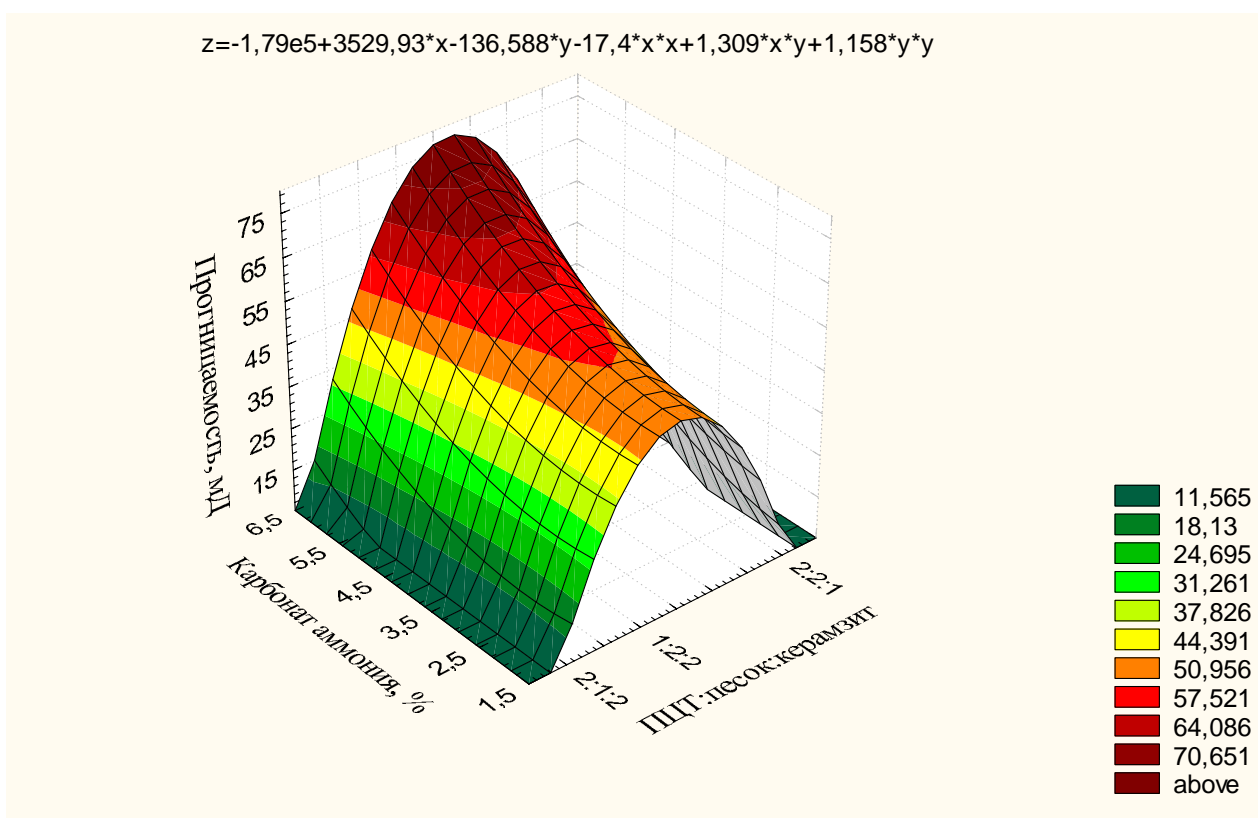


Рисунок 5 - Зависимость проницаемости цементного камня от состава тампонажной смеси и содержания карбоната аммония при температуре 60<sup>0</sup>С

Таблица 1 – Результаты эксперимента по определению влияния количества магния и соляной кислоты для создания температуры на забое

Диаметр фильтра, мм	Количество HCl, на 1 м фильтра, л	Количество магниевых заглушек, шт	Вес магниевой заглушки, г	Концентрация соляной кислоты, %	Температура на забое, °С	Давление, МПа	T <sub>кон</sub> , °С	Время растворения заглушки, мин
168,3	22,15	20	13	27	30	10	57	90
				27	40	10	63	90
				24	40	10	61	90
146	16,7	20	13	27	30	10	57	90
				27	40	10	63	90
				24	40	10	61	90

**В пятом разделе** предложена технология заканчивания скважин для сеноманских газоносных слабосцементированных пластов-коллекторов, приведены результаты промысловых испытаний, дана оценка технико-экономической эффективности применения.

Представленные результаты теоретических и экспериментальных исследований послужили основой разработки технологии оборудования интервала против продуктивного горизонта, склонного к пескопроявлениям, проницаемым цементным камнем-фильтром, суть которой сводится к следующему.

По окончании процесса бурения осуществляется спуск эксплуатационной колонны, обсадные трубы которой, располагающиеся в интервале продуктивного пласта, заранее проперфорированы. В отверстиях установлены магниевые заглушки. Число отверстий выбирается из расчета повышения забойной температуры до требуемой для разложения карбоната аммония, но не менее числа отверстий, обеспечивающих максимально возможную производительность скважины (устанавливается из опыта эксплуатации месторождения или расчетным методом). Процесс цементирования осуществляется практически без изменения существующей технологии прямого одноступенчатого способа цементирования.

Интервал выше (на 150 м) и ниже продуктивного пласта заполняется чистым бездобавочным тампонажным раствором с пониженным

водосодержанием (В/Т не более 0,4), особенно при наличии подошвенных вод, в целях предупреждения преждевременного обводнения.

По окончании цементирования скважина выдерживается в течении времени требуемого для затвердевания тампонажного раствора. Затем после ОЗЦ скважину осваивают. В качестве части жидкости освоения, располагающейся против интервала продуктивного пласта, используется техническая соляная кислота. Температура окружающей среды в результате процесса взаимодействия увеличится. В формирующейся структуре цементного камня карбонат аммония разлагается с выделением углекислого газа и аммиака, что способствует протеканию дальнейших процессов, связанных с формированием пористой структуры цементного камня. Образующийся в результате реакции взаимодействия соляной кислоты и магния водород вызывает повышение давления в скважине. Для обеспечения притока газа из пласта и образования проницаемой структуры в цементном камне давление в скважине снижают на 0,5-0,6 МПа, но не более 1МПа для предотвращения разрушения цементного камня, так как его прочность еще незначительна.

## **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

1. Проведенный анализ геолого-промысловой характеристики неустойчивых пластов сеноманских газовых скважин Уренгойского месторождения позволил выявить основные причины разрушения коллекторов и выноса песка, провести их классификацию исходя из условий их возникновения и рекомендовать применение цементного камня - фильтра для низкопроницаемых коллекторов.

2. Оценено влияние коэффициента несовершенства по степени и характеру вскрытия продуктивного пласта на продуктивность скважины из условия обеспечения максимально возможного дебита скважины, проницаемости цементного камня-фильтра и продуктивного пласта.

3. Научно обоснована и экспериментально подтверждена эффективность применения карбоната аммония в качестве газообразующей добавки для форми-

рования проницаемой структуры цементного камня, объяснен механизм и химизм ее формирования.

4. Предложена конструкция забоя и разработана технология крепления призабойной зоны продуктивного пласта цементным фильтром и фильтром с магниевыми заглушками. Экспериментально подтверждена ее эффективность.

5. Предлагаемое решение проблемы пескопроявлений при эксплуатации скважин позволит сохранить коллекторские свойства пласта, сократить сроки освоения скважины и увеличить время межремонтного периода эксплуатации. При его внедрении не требуется проведения дополнительных технологических операций по его формированию, уменьшается вынос песка в скважину, не предполагается ограничения по устьевым давлениям (создание депрессии) и снижение дебита, исключается необходимость очистки добываемого продукта от песка и его утилизации.

## **ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ НАШЛИ ОТРАЖЕНИЕ В СЛЕДУЮЩИХ ПЕЧАТНЫХ РАБОТАХ**

1. Овчинников В.П. К решению проблемы качественного вскрытия и разобщения пластов / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова, В.В. Салтыков, П.В. Овчинников, А.В. Кузнецов // журн. Бурение. - М.: Московская буровая компания, 2000.- № 3. – С.8-10.

2. Аксенова Н.А., Использование полимерцементного фильтра в интервале продуктивного пласта с повышенной фильтрационной способностью / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова, П.В. Овчинников // Нефть и газ Украины: Сб. науч. тр. 6<sup>й</sup> Международной научн.-практич. конф. 31.10-3.12.2000г. –Ивано-Франковск: И-ФГТУНиГ, 2000. –С.103-105.

3. Аксенова Н.А. Анализ состояния технологических средств и технологий вскрытия продуктивных горизонтов на Уренгойском месторождении / Н.А. Аксенова, В.В. Салтыков // Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных инфор-

мационных технологи: Сб. тез. втор. Всеросс. научн.-техн конф. 19-21 апр.2000г. -Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. -С.8-9.

4. Овчинников В.П. Особенности и закономерности условий формирования и строения основных нефтегазоносных комплексов на Уренгойском месторождении / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова, Салтыков В.В. // Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий: Сб. тез. втор. Всеросс. научн.-техн. конф. 19-21 апр. 2000г.-Тюмень: ТюмГНГУ. 2000. - С.7-8.

5. Овчинников В.П. Специальные тампонажные композиции для строительства скважин / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова, В.Ф. Сорокин, П.В. Овчинников // Освоение шельфа арктических морей России: Труды пятой междунар. конф. РАО-01 11-14 сентября 2001. – Санкт-Петербург: ЦНИИ им. ак. А.Н. Крылова, 2001. –С.144-146.

6. Аксенова Н.А., Комплексная технология разобщения и вторичного вскрытия продуктивных пластов / Н.А. Аксенова, В.П. Овчинников, Ю.С. Кузнецов // журн. Бурение.- М.: Московская буровая компания. 2001. -№6. -С.27-30.

7. Кузнецова О.Г. Стабилизация реологических и фильтрационных свойств тампонажных растворов / О.Г. Кузнецова, В.П. Овчинников., Н.А. Аксенова, В.Г. Татауров, П.В. Овчинников // Известия высших уч. зав. «Нефть и газ». -Тюмень: ТюмГНГУ. 2001. -№6 -С.32-36.

8. Аксенова Н.А. Обоснование возможности создания цементного камня – фильтра / Н.А. Аксенова, В.П. Овчинников, Ю.С. Кузнецов, В.М. Предигер // Проблемы развития промышленности западной Сибири: Сб. докл. Научно-практической конференции молодых ученых и специалистов 12-15 марта 2001г. - Тюмень: ОАО «СибНИИНП», 2001. – С.39-44.

9. Овчинников В.П. Технологические жидкости для вскрытия и разобщения продуктивных пластов / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова, А.А Фролов // Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей: Тез. докл. 3-й

Международной конф. 24-28 сентября 2001г. г. Анапа. - Краснодар: Советская Кубань, 2001. – С.331-339.

10. Овчинников В.П. Условия разработки месторождений Уренгойской группы севера Тюменской области / В.П. Овчинников, В.Ф. Сорокин, Н.А. Аксенова, Н.М. Добрынин // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ: Сб. научн. докл. Всерос. научн.-практич. конф. 8-10 февраля 2000 г. - Пермь: КамНИКИГС, 2001. –С.424-428.

11. Аксенова Н.А. Предотвращение пескопроявлений при заканчивании скважин / Н.А. Аксенова, В.П. Овчинников, З.Ш. Бодреев // Известия высших уч. зав. «Нефть и газ». –Тюмень: ТюмГНГУ, 2002. -№6. –С.11-14.

12. Аксенова Н.А. К вопросу выбора способа вскрытия слабоустойчивых и неустойчивых коллекторов / Н.А. Аксенова, З.Ш. Бодреев, В.П. Овчинников, П.В. Овчинников // Повышение эффективности работы нефтегазодобывающего комплекса Ямала путем применения прогрессивных технологий и совершенствования транспортного обслуживания: Материалы конф. г. Салехард, 11-12 июня 2002. –Тюмень: «Вектор Бук», 2002. –С.98-103.

13. Аксенова Н.А. Причины выноса песка в скважину и их классификация / Н.А. Аксенова, Н.В. Овчинникова // Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири: Сб. тез. докладов XIII науч.-практич. конф. молодых ученых и специалистов ТюменНИИгипрогаза 17-21 мая 2004 г. –Тюмень: ООО “ТюменНИИгипрогаз”, 2004. –С.185-187.

14. Аксенова Н.А., К решению проблемы выноса песка при заканчивании скважин / Н.А. Аксенова, В.П. Овчинников, С.К. Сохошко // Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири: Сб. тез. докладов XIII науч.-практич. конф. молодых ученых и специалистов ТюменНИИгипрогаза 17-21 мая 2004 г. –Тюмень: ООО “ТюменНИИгипрогаз”, 2004. –С.192-194.

15. Аксенова Н.А., Овчинникова Н.В. Методы предотвращения выноса песка в скважину и их классификация / Н.А. Аксенова, Н.В. Овчинникова //

Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири: Сб. тез. докладов XIII науч.-практич. конф. молодых ученых и специалистов ТюменНИИгипрогаза 17-21 мая 2004 г. –Тюмень: ООО “ТюменНИИгипрогаз”, 2004. –С.194-196.

Соискатель

Н.А. Аксенова