

На правах рукописи

КУСТЫШЕВ ИГОРЬ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ
ПРИ КОНСЕРВАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ
ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Специальность: 25.00.15 – Технология бурения и освоения
скважин

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень-2004

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью «Тюменский научно-исследовательский и проектный институт природного газа и газовых технологий (ООО «ТюменНИИГипрогаз»)

Научный руководитель - доктор технических наук
Курбанов Яраги Маммаевич

Официальные оппоненты - доктор технических наук, ст. науч. сотр.
Лукманов Рауф Рахимович
- кандидат технических наук
Саунин Виктор Иванович

Ведущая организация - ООО «Надымгазпром»

Защита диссертации состоится 25 декабря 2004 года в 11⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при Государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ) по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72.

Автореферат разослан 25 ноября 2004 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор технических наук,
профессор

В.П. Овчинников

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (ЗСНГП) является крупнейшим нефтегазовым регионом России, в котором интенсивно эксплуатируются такие крупные газовые и газоконденсатные месторождения, как Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Юбилейное, Комсомольское и др. Строительство скважин на месторождениях осуществляется опережающим бурением. Это означает, что после завершения бурения скважины консервируются на определенный срок до подключения их к шлейфу. Разработка месторождений осуществляется скважинами большой производительности, общий фонд которых в настоящее время составляет около 4,5 тысяч. Из них более тысячи скважин требуют капитального ремонта, многие законсервированы.

Наличие на территории Западной Сибири большого количества скважин, пробуренных в разные годы для поиска и разведки месторождений природного газа и нефти, и зачастую брошенных представляют большую техногенную опасность. Скважины длительное время бездействуют, корродируют, их техническая надежность с каждым годом снижается. Ликвидация таких скважин - насущная потребность сегодняшнего дня, которая позволит предотвратить возможную экологическую катастрофу.

Наличие в разрезах мерзлых горных пород (МГП) зон аномальных пластовых давлений требует от консервации обеспечение надежности и недопущения загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП). Применение надежных и экологически чистых технологий при проведении работ обеспечит промышленную безопасность, предотвратит возможность возникновения аварийных ситуаций. Поэтому поиск новых технологических решений и разработка новых технологий, снижающих затраты и повышающих эффективность и промышленную безопасность при проведении работ на скважинах по консервации и ликвидации, являются актуальными и необходимыми.

Цель работы. Обеспечение долговечности разобшения продуктивных, сложнопостроенных залежей газа и нефти путем разработки и внедрения новых технологий и технических средств при консервации и ликвидации скважин.

Основные задачи исследований

1. Обобщение и анализ существующих технологий и технических средств для консервации и ликвидации газовых скважин.
2. Разработка новых тампонажных материалов, пакерующих устройств для герметизации ствола скважины и повышения качества цементирования газовых скважин.
3. Промысловые испытания в условиях северных месторождений ЗСНГП предложенных технологий и созданных технических средств, оценка эффективности их внедрения в производство.

Научная новизна

1. Объяснен механизм поступления газа на устья законсервированных и ликвидированных скважин.
2. Научно обоснована и экспериментально подтверждена необходимость применения новых составов тампонажных материалов при выполнении работ по консервации и ликвидации скважин. Разработаны новые составы расширяющихся и облегченных тампонажных материалов, обеспечивающих повышение качества разобшения пластов при установке цементных мостов. Разработана новая технология установки цементных мостов с помощью колтюбинговой техники, позволяющая производить закачивание тампонажных растворов через гибкую трубу малого диаметра.
3. Выявлена зависимость места расположения перекрывающей втулки пакерующего устройства по отношению к его входному отверстию на степень герметизации затрубного пространства скважины.

Практическая ценность работы

1. Созданные технологии консервации и ликвидации скважин (патенты РФ №№ 2183739, 2215137, 2222687, 2225500, 2231630, 2235852, 35816) уменьшают загрязнение призабойной зоны пласта (ПЗП) на 25-50 %, сокращают про-

должительность ремонтных работ на газовых скважинах на 25-30 % (по результатам внедрения на добывающих предприятиях севера Тюменской области).

2. Разработанные тампонажные материалы для консервации и ликвидации скважин, позволяют снизить процент возникновения газопроявлений за счет устранения зазоров между стенками обсадной колонны и цементным мостом, повысить надежность установки цементных мостов и их прочность, устранить межколонные газопроявления при негерметичной эксплуатационной колонне.

3. Разработанное техническое устройство для консервации скважин (патент РФ № 2209295) позволяет обеспечить его надежную работу и высокую степень герметизации затрубного пространства скважины.

4. Выполненные исследования явились основой для разработки 14 руководящих документов, регламентов и инструкций, используемых при строительстве, эксплуатации, ремонте, консервации и ликвидации газовых и газоконденсатных скважин, а также в проектах, на консервацию и ликвидацию скважин ряда северных месторождений ЗСНГП.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на: Третьей Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России (г. Москва, 1999); Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе (г. Тюмень, 2001), научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Проблемы развития нефтяной промышленности Западной Сибири» (г. Тюмень, 2001); Международной научно-практической конференции «Газовой отрасли – новые технологии и новая техника» (г. Ставрополь, 2002); Третьей Всероссийской научно-технической конференции, посвященной 40-летию ТюмГНГУ «Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий» (г. Тюмень, 2002); научно-технической конференции, посвященной 90-летию В.И. Муравленко «Нефть и газ: проблемы недропользования, добычи и транспортировки» (г. Тюмень,

2002); Международной научно-технической конференции, посвященной 40-летию Тюменского государственного нефтегазового университета «Проблемы развития ТЭК Западной Сибири на современном этапе» (г. Тюмень, 2003); Третьей научно-практической конференции молодых специалистов и ученых «Новые решения при освоении месторождений Ямала» (г. Надым, 2003); отраслевой научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Проблемы развития нефтяной промышленности» (г. Тюмень, 2003), заседаниях кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ТюмГНГУ (г. Тюмень, 2001, 2002, 2003, 2004).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 16 печатных работ, в том числе один обзор, 6 статей, 9 патентов РФ. Разработано 7 руководящих документов.

Структура диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, 6 разделов, основных выводов и рекомендаций, изложена на 165 страницах машинописного текста и содержит 17 рисунков, 8 таблиц, список использованных источников, включающий 184 наименований и одно приложение.

Автор выражает глубокую признательность и благодарность д-ру техн. наук, профессору Крылову Г.В., канд. техн. наук Штолю В.Ф., Щербичу Н.Е., д-ру геол.-минер. наук Клещенко И.И., инженерам Ребякину А.Н., Чижовой Т.И., Шестаковой Н.А. за помощь и содействие в выполнении работы.

Особую признательность и искреннюю благодарность автор выражает зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, доктору технических наук, профессору Овчинникову Василию Павловичу.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность работы, сформулированы направления, цели и задачи исследований, пути их решения, изложены научная новизна и практическая ценность выполненной диссертационной работы.

В первом разделе представлен обзор существующих методов и средств по консервации, расконсервации и ликвидации скважин, способов повышения качества изоляционных работ.

Изучением вопросов, связанных с проблемой консервации, расконсервации и ликвидации скважин, изучением природы заколонных перетоков, повышением качества изоляционных работ и совершенствованием составов тампонажных композиций занимались такие исследователи, как Агзамов Ф.А., Бережной А.И., Булатов А.И., Вяхирев В.И., Грачев В.В., Зозуля Г.П., Каримов Н.Х., Коморин В.К., Кравцов В.М., Кузнецов Ю.С., Куксов А.К., Леонов Е.Г., Малеванский В.Д., Овчинников В.П., Овчинников П.В., Сибирко И.А., Сидоров Н.А., Сорокин В.Ф., Тенн Р.А., Фролов А.А., Щербич Н.Е. и другие.

Консервация скважин осуществляется, в основном, тремя способами: изоляцией продуктивного пласта цементными мостами; созданием противодействия на пласт жидкостями глушения и перекрытием ствола скважины пакерующими устройствами. В зависимости от продолжительности консервации выбирается тот или иной способ. В газовых скважинах, оснащенных подземным оборудованием, цементные мосты не устанавливаются, трубное пространство перекрывается глухой пробкой, выше нее ствол скважины заполняется инвертным (эмульсионным) раствором.

Расконсервацию скважин производят разбуриванием цементного моста или извлечением пакерующего устройства, а вызов притока - снижением депрессии на продуктивный пласт.

При ликвидации разведочных скважин устанавливаются цементные мосты против всех интервалов испытания, интервала установки муфты ступенчатого цементирования, в местах стыковки при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн. Затем производится отворот незацементированной части эксплуатационной колонны и установка цементного моста в башмаке кондуктора. Оставшаяся часть ствола заполняется незамерзающим раствором. В эксплуатационных скважинах цементные мосты устанавливаются

выше продуктивного горизонта и в башмаке кондуктора. На устье скважины устанавливается бетонная тумба.

Во втором разделе представлен анализ состояния законсервированных и ликвидированных скважин. Анализ показывает, что во многих уже законсервированных и ликвидированных скважинах отмечается давление газа на устье, а порою и заколонные проявления, примером тому служат скважины №№ 153, 1007 Медвежьего месторождения, в которых отмечалось межколонное давление. Основными факторами возникновения заколонных проявлений являются геологические, технические, технологические, физико-химические и механические. Наиболее многочисленны физико-химические факторы. Они охватывают процессы, происходящие не только в тампонажном растворе при его твердении, но и на границах со стенками скважины и колонной. Наибольшее влияние на возникновение проявлений оказывают явления контракции, седиментации, поверхностное натяжение, заряд поверхностей раздела, осмос и другие. Кроме того, немаловажную роль играют способы цементирования скважины и установки цементных мостов, поскольку от качества разобщения пластов зависит срок ее службы, консервации или ликвидации.

В третьем разделе представлены результаты теоретических и экспериментальных исследований по изучению физико-механических свойств тампонажного раствора и цементного камня, применяемых при консервации и ликвидации скважин. Теоретические и экспериментальные исследования проводились с применением методов научного планирования эксперимента и статистической обработки результатов.

Опыт работ по консервации газовых и газоконденсатных скважин показывает, что в ряде скважин, законсервированных установкой цементных мостов, отмечаются давления газа на устье. Появление давления на устье законсервированной скважины может быть вызвано перетоками газа из пласта через каналы в тампонажном камне и в местах контакта цементного моста с внутренней поверхностью эксплуатационной колонны. После закачивания тампонажного раствора при установке цементного моста на начальной стадии твердения про-

исходит движение пузырьков газа из недостаточно заблокированного пласта через цементный раствор, что приводит к образованию в нем сообщающихся пор и капилляров в твердеющей структуре. На поздней стадии из-за контракционных явлений формируются каналы на границе раздела тампонажного камня с внутренней поверхностью эксплуатационной колонны. Именно по этим каналам возможен прорыв газа на поверхность. Такая вероятность подтверждается анализом результатов цементирования скважин на ряде месторождений. При установке цементного моста заметное влияние на образование каналов дополнительно оказывает наличие на стенках обсадной колонны жидкости глушения, чаще всего глинистого раствора, который в еще большей степени способствует образованию каналов. Со временем жидкость глушения начинает расслаиваться. Твердые частицы оседают на забой, снижая плотность раствора, освобождая верхнюю часть интервала перфорации от своего блокирующего воздействия. Газ из пласта получает возможность поступать через ранее образованные каналы в тампонажном камне или в месте контакта цементного моста с внутренней стенкой эксплуатационной колонны на дневную поверхность. Этим можно объяснить, что на некоторых скважинах устьевые давления появляются с некоторой задержкой во времени после окончания работ по консервации скважин.

Анализ работ по консервации скважин показывает, что практически во всех скважинах при установке цементных мостов используется тампонажный бездобавочный портландцемент, обладающий высокой прочностью на изгиб, хорошей растекаемостью, но большим временем загустевания и схватывания. Раствор, применяемый для установки цементных мостов, должен обладать хорошей прокачиваемостью, низкой проницаемостью и высокой адгезионной способностью для обеспечения плотного контакта со стенкой эксплуатационной колонны.

Автором совместно со Щербичем Н.Е. проведены исследования по использованию в качестве тампонажного материала для установки цементных мостов в процессе консервации и ликвидации скважин расширяющихся цемен-

тов. Расширение цементного камня возможно при введении в цемент вещества, образующего при химической реакции газообразные продукты, или при введении в него расширяющихся добавок, которые при химической реакции между собой или другими веществами, находящимися в цементном растворе, образуют кристаллические продукты большего объема, чем исходные. При расширении тампонажного камня увеличивается его сцепление со стенкой эксплуатационной колонны, что исключает образование возможных каналов газопроявлений.

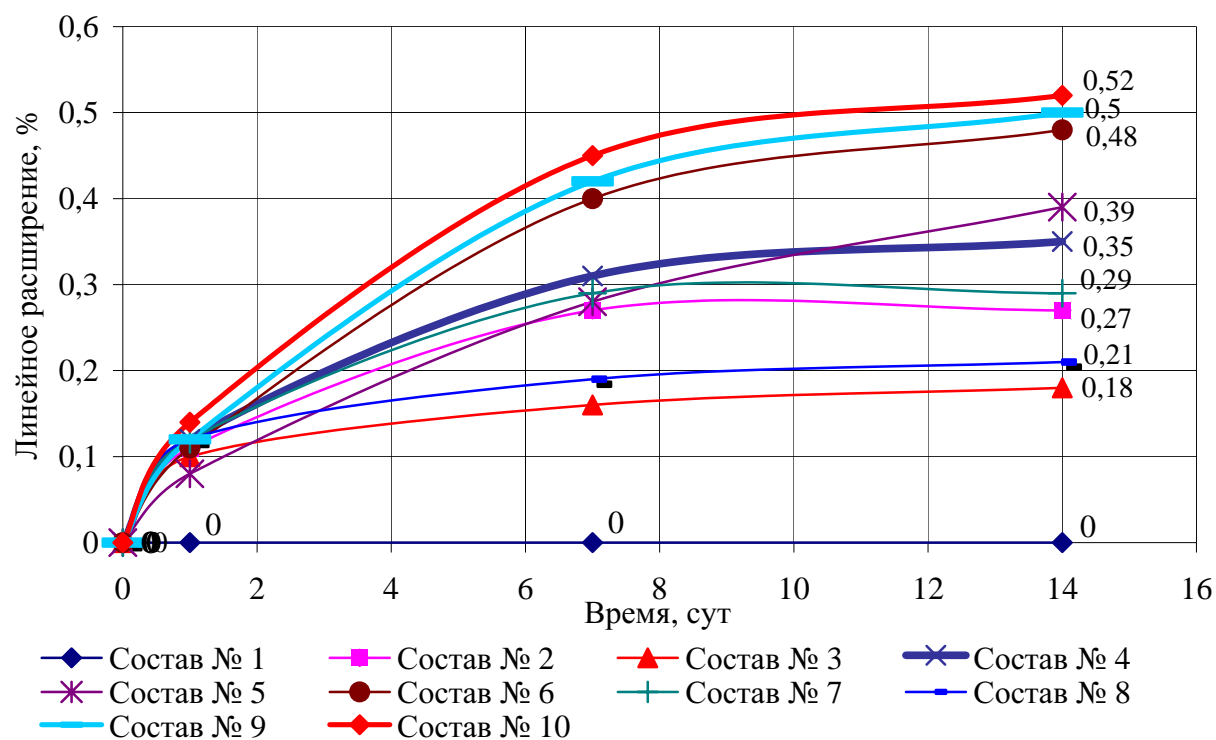
Введение гидрокарбоалюминатной добавки (ГКА) и гипса в одинаковых соотношениях в состав тампонажных растворов обеспечивает образование дополнительного количества гидросульфоалюмината кальция, который и обеспечивает расширение твердеющей смеси. При добавке этих компонентов более 4 % масс. получают нетекучие растворы с растекаемостью менее 180 мм. Для увеличения растекаемости такого раствора необходим ввод пластификатора.

Линейное расширение при исследованиях замерялось индикатором часового типа. Твердение одной части образцов производилось при температуре 20 °С, другой - при 40 °С, при одинаковом давлении, равном 15 МПа. Испытания образцов производились после одних, семи и четырнадцати суток твердения. Для приготовления образцов использовались следующие составы (таблица 1):

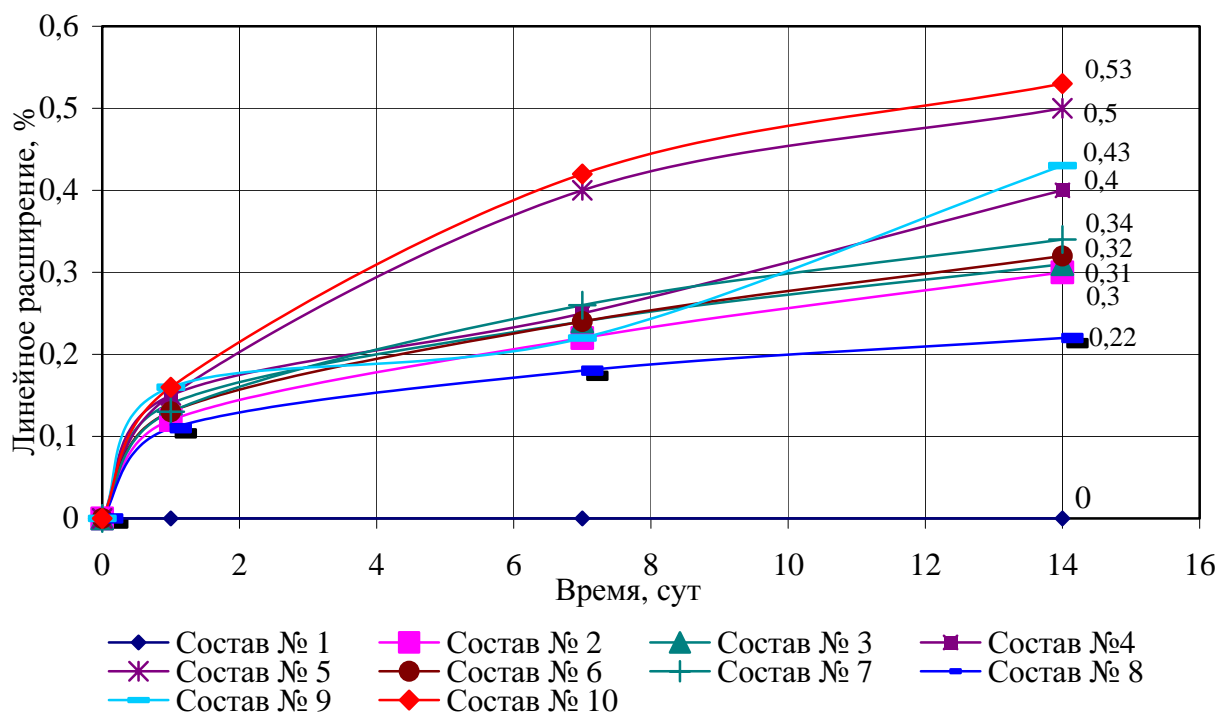
Таблица 1 – Составы исследуемых тампонажных материалов

№ состава	Состав исследуемых тампонажных материалов, мас. %:					
	цемент	добавки ГКА	гипс	пластификатор	вода	4 % раствор CaCl ₂
1	100	-	-	-	50	-
2	96	2	2	-	50	-
3	96	2	2	-	-	50
4	90	5	5	-	60	-
5	86	7	7	-	60	-
6	96	2	2	0,1	50	-
7	96	2	2	0,2	50	-
8	96	2	2	0,1	-	50
9	90	5	5	0,1	60	-
10	86	7	7	0,1	60	-

Результаты лабораторных исследований линейного расширения тампонажных растворов с добавками ГКА, гипса и пластификатора представлены на рисунке 1.



а)



б)

Рисунок 1 – Изменение линейного расширения во времени
а) при температуре 20 °C; б) при температуре 40 °C

Наибольший расширяющийся эффект был получен при содержании в смеси ГКА и гипса от 2 до 7 % масс., пластификатора – 0,2 % масс., тампонажного портландцемента 86-96 % при водосмесевом соотношении 0,5–0,6 (таблица 2).

Таблица 2 - Результаты лабораторных исследований линейного расширения тампонажных растворов с добавками ГКА, гипса и пластификатора

Состав раствора в мас. %	Плотность, кг/м ³	Расте- кае- мость, мм	Сроки схватывания, ч-мин		Предел прочности на изгиб (через 2 суток), МПа	Линейное расширение (через количество суток), %			
			начало	конец		1	7	14	
При температуре 20 °С									
цемент	86	1730	210	11-00	12-20	1,2	0,14	0,45	0,52
пластификатор	0,1								
добавка ГКА	7								
гипс	7								
вода	60								
При температуре 40 °С									
цемент	86	1670	200	6-15	6-50	3,2	0,16	0,42	0,53
пластификатор	0,1								
добавка ГКА	7								
гипс	7								
вода	60								

Анализ работ по ликвидации скважин с негерметичными эксплуатационными колоннами путем закачивания в заколонное пространство тампонажного раствора показывает на невысокую успешность этих работ. Результаты проведенных при участии автора исследований позволили определить основные требования, предъявляемые к таким растворам: облегченный состав, обеспечивающий высокую текучесть и одновременно длительные сроки схватывания, высокую адгезию, предел прочности на изгиб и сидементационную устойчивость.

Этим требованиям наиболее удовлетворяют водозмульсионные эпокси-полиуретановые композиции, состоящие из эпоксидноуретанового состава ЭПУ-01-Б, отвердителя (смесь алифатических аминов), воды, соэмульгатора

(для снижения водопотребления), растворителя, наполнителя (поливинилхлорид – ПВХ и алюмосиликатных микросфер - АСМ).

Экспериментальные исследования, проведенные при участии автора, позволили построить экспериментально-статистическую модель и разработать ряд рецептур эпоксиполиуретановых композиций, физико-механические характеристики которых приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Физико-механические характеристики составов тампонажных растворов на основе эпоксиполиуретановых сополимеров

Состав композиции, мас. %		Плотность, кг/м ³	Растекае- мость, мм	Прочность камня, МПа		Адгезия на сдвиг, МПа
				на изгиб	на сжатие	
<i>Состав № 1</i>						
ЭПУ-01-Б	45,0	1380	200	9,0/13,5*	15,0/22,*	3,6/5,4*
Цемент	15,3					
АСМ	2,7					
ПВХ	18,0					
Латекс	13,5					
ТМХС	0,1					
Отвердитель	5,4					
<i>Состав № 2</i>						
ЭПУ-01-Б	46,1	1500	200	8,7/13,0*	14,7/22,0*	3,5/5,2*
Цемент	15,0					
АСМ	1,2					
ПВХ	18,4					
Латекс	13,8					
Отвердитель	5,5					

* В числителе – через 2 суток, в знаменателе – через 7 суток.

Область оптимальных значений количества компонентов ЭПУ-01-Б составила для: отвердителя – (10-18) %, воды – (0-15) %, соэмульгатора – (1-7) %, растворителя – (5-25) %, наполнителя – (18-21) %.

Испытание композиции, состоящей из этих компонентов, после двухсуточного твердения при температуре 20 °С показало, что ее адгезия и предел прочности на изгиб соответственно составляют (3,5±5) МПа и (14,7±0,7) МПа, максимальная растекаемость от (210±30) мм до (230±30) мм.

Альтернативой установки цементного моста является способ консервации с применением пакерующего устройства, разработанного при участии ав-

тора (патент РФ № 2209295), по технологии, защищенной патентом РФ № 35816. На лифтовой колонне в скважину на определенную глубину спускаются пакер и посадочный нипель. Пакер распаковывается, в посадочном нипеле устанавливается или глухая пробка или забойный клапан - отсекатель. Затрубное надпакерное пространство и трубное над пробкой заполняется незамерзающим раствором.

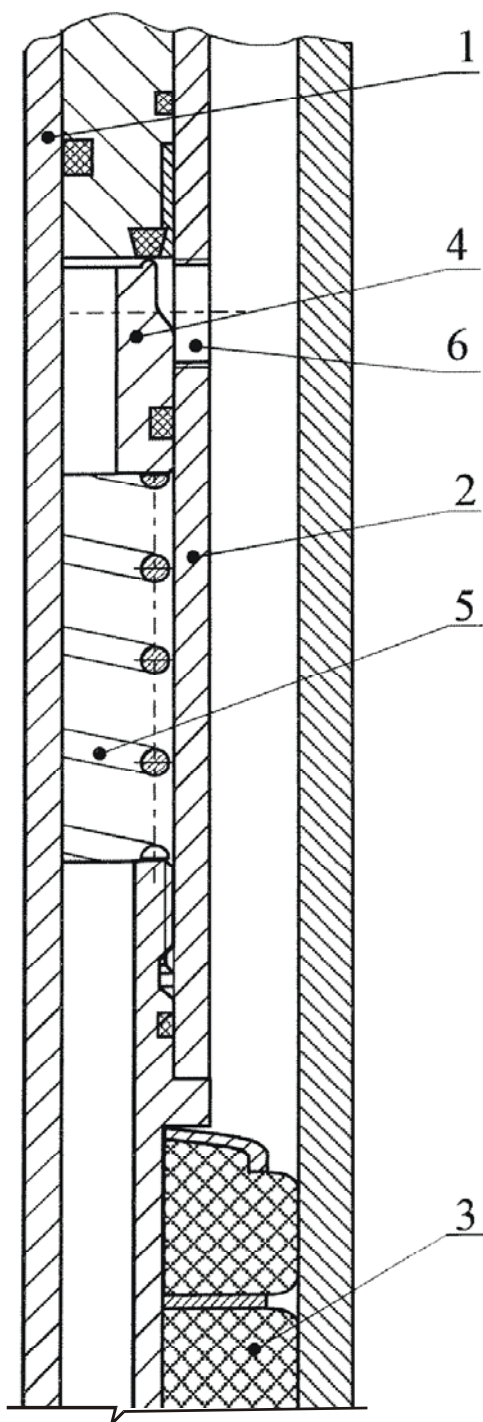


Рисунок 2 - Перепускной узел пакера:

1-ствол; 2-корпус; 3-уплотнительные элементы; 4-штулка; 5-пружина; 6-радиальные отверстия

Пакер распаковывается, в посадочном нипеле устанавливается или глухая пробка или забойный клапан - отсекатель. Затрубное надпакерное пространство и трубное над пробкой заполняется незамерзающим раствором. Основным показателем надежности этого способа консервации является степень герметизации пакера. Автором установлено, что герметизация пакера зависит от местоположения подпружиненной втулки, предусмотренной в конструкции перепускного узла пакера (рисунок 2).

Проведенные исследования (рисунок 3) показали, что наибольшая герметичность пакера достигается при расположении втулки в интервале 0-5 мм от входного отверстия.

Неотъемлемой операцией при консервации таких скважин является глушение скважин и заполнение ствола технологическим раствором с обеспечением требуемого противодавления на пласт (глинистым раствором, водными растворами солей).

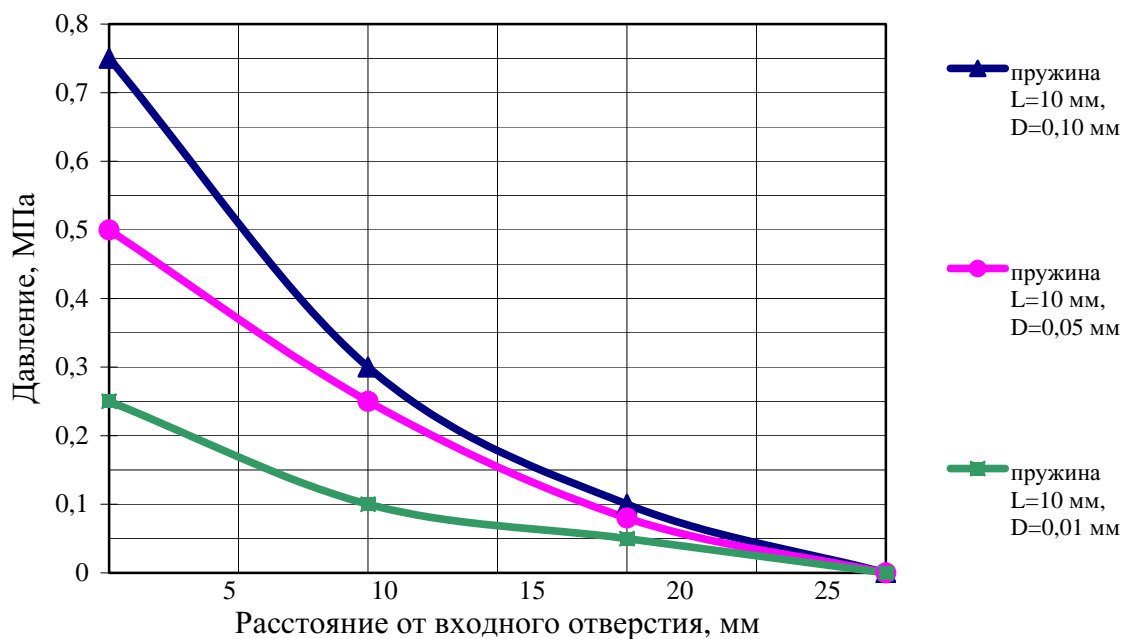


Рисунок 3 - Зависимость давления открытия радиальных отверстий пакера, от местоположения подпружиненной втулки относительно верхнего радиального отверстия

В четвертом разделе представлены результаты исследований по разработке технологий консервации скважин установкой цементных мостов и пакерирующих устройств.

Автором разработана технология консервации скважин путем установки цементных мостов с применением расширяющихся тампонажных материалов.

Предлагаемая технология включает глушение скважины технологическими растворами, извлечение из скважины подземного оборудования с использованием малогабаритных элеваторов (патент РФ № 2194840), непосредственное заливание без давления через насосно-компрессорные трубы (НКТ) тампонажного раствора и установку цементного моста над интервалом продуктивного пласта. Через 24 часа, не дожидаясь полного окончания затвердевания цемента (ОЗЦ), через НКТ закачивается под давлением дополнительное расчетное количество расширяющегося тампонажного раствора для заполнения им зазоров, образовавшихся между обсадной колонной и тампонажным камнем во время ОЗЦ. При этом в затрубном пространстве скважины поддерживается

противодавление, равное или чуть большее давления продавливания тампонажного раствора по НКТ. Затем производится вымывание излишек тампонажного раствора и скважина оставляется на ОЗЦ. После ОЗЦ производится проверка цементного моста на прочность и герметичность. Колонна НКТ или извлекается из скважины, или приподнимается над цементным мостом, но остается в скважине. Ствол скважины в интервале МГП заполняется незамерзающей жидкостью. С фонтанной арматуры снимаются штурвалы и манометры, на боковых отводах арматуры устанавливаются заглушки.

Предлагаемый способ консервации скважин более надежен, так как устраняет зазоры между обсадной колонной и тампонажным камнем, являющиеся одной из причин межколонных газопроявлений и позволяет повысить экологическую безопасность находящейся в консервации скважины. Проведенные промысловые исследования показали, что установленный по предлагаемой технологии цементный мост герметичен.

Разработана при участии автора и предлагается новая технология установки цементных мостов с использованием колтюбинговой установки (патент РФ № 2235852).

В скважину, находящуюся под давлением, с помощью колтюбинговой установки спускается гибкая труба. Ствол скважины заполняется стабильным газовым конденсатом, исключаяющим наличие в нем воды и водных растворов солей (CaCl_2 , NaCl), в расчетном объеме. После этого в скважину через гибкую трубу, пропущенную через блок превенторов, закачивается сначала буферная жидкость (метанол в объеме 0,3-0,6 объема гибкой трубы), затем тампонажный раствор с замедлителем схватывания раствора и реагентом, увеличивающим его растекаемость до 220 мм (плотность - 1600-1650 кг/м³; вязкость – 40-50 с) с продавливанием его в скважину буферной жидкостью (последовательным закачиванием метанола, в объеме 1,0-1,3 объема гибкой трубы) и затем продавочным раствором (газовым конденсатом) по расчету, но не более, внутреннего объема гибкой трубы, до момента освобождения гибкой трубы от тампонажного раствора.

После выдавливания из гибкой трубы тампонажного раствора одновременно в трубное и затрубное пространства начинают закачивать газовый конденсат для продавливания тампонажного раствора в скважину и формирования в ней цементного моста. Затем башмак гибкой трубы приподнимается на 1 м выше «расчетной» головы цементного моста, производится срезание головы цементного моста газовым конденсатом, подаваемым через гибкую трубу, и вымывание лишнего цементного раствора в трубное пространство. Скважина на 48 часов оставляется на период ОЗЦ. После ОЗЦ до головы цементного моста спускается гибкая труба и определяется фактическое местоположение головы цементного моста. При необходимости цементный мост наращивается путем заливания цементного раствора без давления. После этого производится проверка цементного моста на прочность с усилием не более 4,0-5,0 кН. Излишки тампонажного раствора остаются в трубном пространстве в жидком состоянии и удаляются из скважины при вызове притока и отработке скважины на факел. Схватывания тампонажного раствора в трубном пространстве не происходит из-за перемешивания его излишек с метанолом и газовым конденсатом. По окончании испытаний цементного моста на прочность и герметичность из скважины извлекают гибкую трубу.

Предлагаемый способ установки цементных мостов в скважинах, подлежащих консервации, позволяет снизить степень загрязнения ПЗП за счет использования растворов на углеводородной основе, сократить продолжительность работ в 5-6 раз, снизить стоимость в 3-4 раза за счет использования минимального количества технических средств и дешевых материалов, облегчить работы по расконсервации скважин и последующему их освоению.

Длительное нахождение скважины под воздействием технологических растворов негативно сказывается на продуктивной характеристике ПЗП. Практически эта зона становится нефльтрационной, не способной отдавать углеводороды.

Для восстановления скважин после длительного простоя необходимо преодолеть зону загрязнения (закальматированную зону).

Например, в настоящее время на Ямбургском месторождении более 200 скважин находятся в ожидании работ по восстановлению работоспособности (в ожидании освоения) после длительного простоя. Задача исследователей разработать технологию, позволяющую при минимальных затратах восстановить скважину и получить прирост добычи газа.

Для решения этой задачи предлагаются технологии восстановления скважин с использованием водоизолирующих и закрепляющих композиций (патент РФ № 2231630), а также проведением гидроразрыва пласта с использованием в качестве жидкости песконосителя отработанных моторных масел (патент РФ № 2183739).

В пятом разделе представлены результаты исследований по разработке технологий ликвидации скважин с использованием устьевого и подземного оборудования.

Опыт ликвидации скважин, расположенных в зоне МГП, показывает, что существующие технологии недостаточно надежны и не полностью учитывают периодическое растепление и замораживание крепи скважины, приводящие к разрушению бетонной тумбы. Кроме того, ликвидация скважин в условиях удаленности и труднодоступности местности сопряжена со значительными затратами на проведение работ из-за необходимости вывоза демонтированного оборудования.

Автором предложен более надежный по сравнению с традиционным (установка фланца на кондукторе или технической колонне и бетонной тумбы на устье) способ ликвидации, предотвращающий возможное смятие колонн при сезонном промерзании и расширении крепи и обеспечивающий длительную герметизацию устья, по технологии, защищенной патент РФ № 2225500. Технология предусматривает следующее (рисунок 4а). После глушения скважины и извлечения подземного оборудования в интервале продуктивного пласта и выше его устанавливается нижний цементный мост путем закачивания первоначально тампонажного раствора на основе бездобавочного портландцемента, а затем, не дожидаясь его полного затвердевания, дополнительно - раствора на

основе расширяющегося цемента, разработанного при участии автора. Ствол скважины заполняется жидкостью глушения, например глинистым раствором. В башмаке кондуктора аналогичным способом устанавливается верхний цементный мост, а выше него, в зоне МГП, ствол заполняется незамерзающей жидкостью.

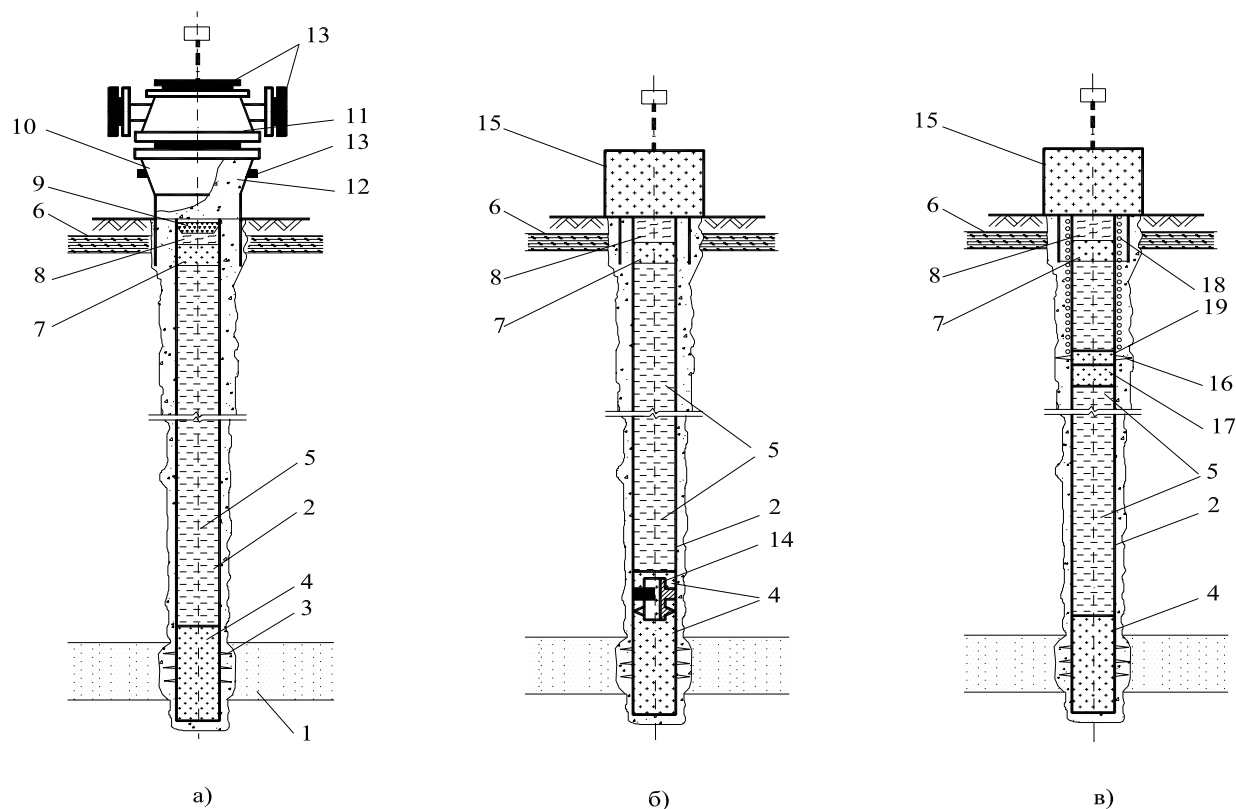


Рисунок 4 – Схемы ликвидации скважин:

а) с использованием устьевого оборудования; б) с использованием забойного оборудования; в) при негерметичности эксплуатационной колонны

- 1-продуктивный пласт; 2-эксплуатационная колонна; 3-интервал перфорации; 4-нижний цементный мост; 5-технологический раствор; 6-зона МГП; 7-верхний цементный мост; 8-незамерзающая жидкость; 9-глухая пробка; 10-колонная головка; 11-трубная головка; 12-цементный раствор; 13-заглушки; 14-эксплуатационный пакер; 15-бетонная тумба; 16-дополнительные перфорационные отверстия; 17-промежуточный цементный мост; 18-облегченный тампонажный раствор; 19-наращенный участок промежуточного цементного моста

После демонтажа фонтанной арматуры в стволе скважины на глубине залегания нейтрального слоя и слоя сезонных теплооборотов (3-10 м) устанавливается глухая пробка. Внутренние полости колонной, трубной головок и ствол скважины над глухой пробкой заполняются цементным раствором. Боковые отводы и верхний фланец трубной головки герметизируются заглушками.

Ликвидация скважин, оборудованных пакером, осуществляется после извлечения последнего. Автором предлагается производить ликвидацию таких скважин в соответствии с патентом РФ № 2222687. Вначале производится глушение скважины (рисунок 4б), лифтовая колонна отсоединяется от пакера и извлекается из скважины.

После этого через внутреннюю полость оставшегося в скважине запакованного пакера спускается колонна труб малого диаметра, например, колонна гибких труб колтюбинговой установки, через которую закачивается расчетное количество цементного раствора для заполнения ствола скважины ниже пакера, внутренней полости пакера и части ствола скважины выше пакера высотой 20-30 метров, после чего колонну труб малого диаметра приподнимают. После ОЗЦ и проверки нижнего цементного моста на прочность колонна труб малого диаметра приподнимается выше башмака кондуктора. При этом трубное пространство скважины остается заполненным жидкостью глушения. В интервале башмака кондуктора аналогичным способом устанавливается верхний цементный мост, выше которого закачивается незамерзающая жидкость, а на устье скважины - бетонная тумба.

Ликвидацию скважин с негерметичной эксплуатационной колонной или с не поднятым за колонной цементом, осложненные межколонными газопроявлениями, предлагается осуществлять следующим образом. После определения интервала некачественного цементирования заколонного пространства скважины над продуктивным пластом устанавливается нижний цементный мост (рисунок 4в), предназначенный для изоляции продуктивного пласта, а ниже интервала некачественного цементирования - промежуточный цементный мост. После этого производится дополнительная перфорация эксплуатационной ко-

лонны для сообщения заколонного пространства с трубным, и через вновь образованные перфорационные отверстия за эксплуатационную колонну закачивается облегченный тампонажный раствор, разработанный при участии автора, в объеме, достаточном для заполнения каналов в тампонажном камне или заколонного пространства скважины. После закачивания облегченного тампонажного раствора в заколонное пространство скважину оставляют на ОЗЦ, а после затвердения тампонажного камня в заколонном пространстве промежуточный цементный мост дополнительно заливают цементным раствором аналогичного состава. После повторного ОЗЦ промежуточного цементного моста в башмаке кондуктора устанавливается верхний цементный мост, выше которого, в интервале МГП, ствол скважины заполняется незамерзающей жидкостью.

Затем из скважины извлекаются бурильные трубы, демонтируется фонтанная арматура и колонная головка, устье скважины герметизируется бетонной тумбой.

При проведении ремонтно-изоляционных работ (РИР) возможны потери композиции в каналах и трещинах коллектора. В таком случае допускается регулировать рецептуру такими материалами как: акриловые латексы взамен воды, модификатор триметилхлорсилоксана (ТМХС) взамен растворителя. Дополнительно рекомендуется вводить цемент с алюмосиликатными микросферами (АСМ), что позволит сократить долю дорогих компонентов и улучшить физико-механические свойства композиции за счет совместного гидратационного твердения с ЭПУ-01-Б, снизить внутренние напряжения на стадии твердения.

В **шестом разделе** дана оценка экономической эффективности новых технологий. Показателем успешного проведения мероприятий по внедрению новых технологий в условиях рыночной экономики должна быть оптимальная цена операции, положительный баланс средств и прибыль.

Разработанные автором технологии внедрены на многих месторождениях ЗСНГП, эксплуатируемых добывающими предприятиями «Надымгазпром», «Уренгойгазпром», «Ноябрьскгаздобыча», «Ямбурггаздобыча» и разбуривае-

мых филиалом «Тюменбургаз».

Объем внедрения в 1998-2003 гг. составил более 1300 скважино-операций, а экономический эффект от применения разработанных технологий составил около 12 миллионов рублей.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Теоретически обоснованы и экспериментально подтверждены факторы, определяющие процесс поступления газа на устье законсервированных и ликвидированных скважин.

2. Разработаны новые составы тампонажных растворов с расширяющими и облегчающими добавками, обеспечивающие герметизацию ствола при консервации и ликвидации скважин на месторождениях ЗСНГП.

3. Разработана новая конструкция пакерующего устройства, обеспечивающая герметизацию ствола при консервации скважин и предотвращающая загрязнение ПЗП.

4. Научно обоснованы, подтверждены результатами экспериментальных и промысловых исследований новые технологии: консервация скважин установкой цементных мостов, в том числе с помощью колтюбинговой техники; консервация скважин пакерующим устройством новой конструкции; ликвидация скважин с использованием устьевого и забойного оборудования; ликвидация скважин с негерметичными эксплуатационными колоннами или с отсутствием цементного камня за колонной, осложненными межколонными газопровлениями, обеспечивающие эффективность, качество и надежность проведения ремонтно-изоляционных работ.

5. По результатам исследований разработано 7 руководящих документов, применяемых при консервации и ликвидации скважин.

6. За счет внедрения разработанных технологий получена экономическая эффективность в сумме 12,0 млн. руб.

Основные положения диссертации нашли отражение в следующих печатных работах (обзор, статьи, тезисы конференций различного уровня, патенты РФ на изобретения):

1. Кустышев И.А. Исследование, разработка и технология применения расширяющихся облегченных тампонажных растворов для скважин с низкими градиентами гидроразрыва пород // Аннотированный сб. конкурсных работ аспирантов и специалистов ОАО «Газпром».- М.: ВНИИГАЗ, 2000.- С.45-46.

2. Кустышев А.В., Чижова Т.И., Кустышев И.А., Чабаев Л.У., Шенбергер В.М. Ликвидация скважин в условиях Крайнего Севера // Известия вузов. Нефть и газ.- Тюмень: ТюмГНГУ, 2001.- № 6.- С. 59-64.

3. Кустышев И.А., Штоль В.Ф., Ребякин А.Н., Сехниашвили В.А. Особенности проектирования сложных капитальных ремонтов скважин на примере Медвежьего месторождения // Известия вузов. Нефть и газ.- Тюмень: ТюмГНГУ, 2002.- № 4.- С. 35-38.

4. Кустышев А.В., Симонов В.Ф., Чабаев Л.У., Барков А.П., Кустышев И.А. Обеспечение безопасности капитального ремонта скважин на действующих кустах газовых скважин // Актуальные проблемы строительства и эксплуатации газовых скважин, промыслового обустройства месторождений и транспорта газа: Сб. науч. тр. ТюменНИИгипрогаз.- Тюмень: Недра, 2002.- С. 86-91.

5. Кустышев И.А. Освоение скважин с открытым забоем в условиях аномально-высокого пластового давления // Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий: Материалы 3 Всерос. науч.-техн. конф., посвященной 40-летию Тюменского государственного нефтегазового университета.- Тюмень: Вектор Бук, 2002.- С. 135-136.

6. Бакеев Р.А., Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Кустышев И.А., Уросов С.А., Чабаев Л.У., Чижова Т.И. Предотвращение аварийного фонтанирования газовых скважин и восстановление их продуктивности // Обзорная информ. Сер.: Бурение газовых и газоконденсатных скважин.- М.: ИРЦ Газпром, 2003.- 43 с.

7. Кустышев И.А., Щербич Н.Е., Овчинников В.П. К вопросу разобщения продуктивных пластов на месторождениях севера Тюменской области в процессе консервации скважин // Проблемы развития ТЭК Западной Сибири на современном этапе: Тр. Междунар. науч.-техн. конф., посвященной 40-летию Тюменского государственного нефтегазового университета (25-27 сентября 2003 г.). Т.1.- Тюмень, ТюмГНГУ.- С. 36-39.

8 Пат. 2183739 РФ. Е 21 В 43/26, 43/263, 43/267. Способ гидроразрыва пласта / И.И. Клещенко, А.В. Кустышев, В.Г. Матюшов, И.А. Кустышев (РФ).- № 2000118632; Заяв. 12.07.00; Оpubл. 20.06.00, Бюл. № 17.

9. Пат. 2209295 РФ. Е 21 В 33/12. Пакер / А.В. Кустышев, Т.И. Чижова, С.Г. Кочетов, И.А. Кустышев, В.В. Кузнецов, С.В. Шейко (РФ).- № 2002104008; Заяв. 26.02.02; Оpubл.27.07.03, Бюл. № 21.

10. Пат. 2194840 РФ. Е 21 В 19/06. Элеватор для труб / А.В. Кустышев, В.В. Кузнецов, Т.И. Чижова, С.Г. Кочетов, И.А. Кустышев, М.Г. Аксенов, Я.И. Годзюр, В.Г. Якушев (РФ).- № 2001105853; Заяв. 01.03.01; Оpubл. 20.12.02, Бюл. № 35.

11. Пат. 2215137 РФ. Е 21 В 43/25. Способ освоения скважин / Г.В. Крылов, А.В. Кустышев, Ю.В. Сухачев, А.Д. Тодорив, Т.И. Чижова, И.А. Кустышев (РФ).- № 2002108986; Заяв. 08.04.02; Оpubл. 27.10.03; Бюл. № 30.

12. Пат. 2222687 РФ. Е 21 В 33/13. Способ ликвидации скважин / И.А. Кустышев, А.В. Кустышев, А.С. Зотов, М.Г. Гейхман, Т.И. Чижова, Л.У. Чабаев (РФ).- № 2002118485; Заяв. 09.07.02; Оpubл. 27.01.04; Бюл. № 3.

13. Пат 2225500 РФ. Е 21 В 33/13. Способ ликвидации скважин / А.В. Кустышев, Т.И. Чижова, И.А. Кустышев, Г.И. Облеков, Л.У. Чабаев (РФ).- № 2002112404; Заяв. 08.05.02; Оpubл. 10.03.04; Бюл. № 7.

14. Пат. № 35816 РФ. Е 21 В 33/00. Устройство для консервации газовых скважин / А.В. Кустышев, Т.И. Чижова, И.А. Кустышев.- № 2003128722, Заяв. 29.09.03, Оpubл. 10.02.04, Бюл. № 4.

15 Пат 2231630 РФ. Е 21 В 43/00, 43/32. Способ восстановления продуктивности и ввода в эксплуатацию простаивающих нефтяных и газовых скважин

/ И.А. Кустышев, А.В. Кустышев, И.И. Клещенко, С.К. Сохошко, Т.И. Чижова (РФ).- № 2002130668; Заяв. 22.11.02; Опубл. 27.06.04; Бюл. № 18.

16. Пат. № 2235852 РФ. Е 21 В 33/13. Способ установки цементного моста в скважине / И.А. Кустышев, Я.И. Годзюр, А.В. Кустышев.- 2003117290, Заяв.09.06.03, Опубл. 10.09.04, Бюл. № 25.

Соискатель

И.А. Кустышев

Подписано к печати 24.11.2004 г.

Бум. писч. № 1

Заказ № 1220

Уч.-изд.л. 0,8

Формат 60x84^{1/16}

Усл. печ. л. 0,8

Отпечатано на ризографе отделом оформления
ООО «ТюменНИИгипрогаз»

Тираж 100 экз.

Издательство ООО «ТюменНИИгипрогаз»

625019, Тюмень, ул. Воровского, 2