

622.24(043)  
Б 90

На правах рукописи

**БУДЬКО АНДРЕЙ ВАСИЛЬЕВИЧ**

**ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИЧЕСКИЕ  
СРЕДСТВА ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН  
(научное обобщение, результаты исследований и внедрения)**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Автореферат диссертации на соискание ученой степени  
доктора технических наук

Москва – 2011

Работа выполнена в Технологическом отделе Управления по бурению  
ООО «Газпром бурение»

**Научный консультант** – доктор технических наук, профессор  
**Овчинников Павел Васильевич**

**Официальные оппоненты:** – доктор технических наук

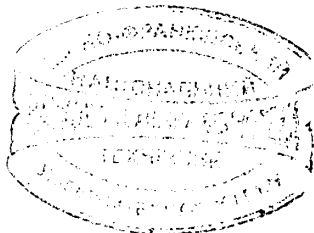
**Киреев Анатолий Михайлович**

– доктор технических наук, профессор

**Ишбаев Гиният Гарифуллович**

– доктор технических наук

**Аржанов Андрей Феликсович**



**Ведущая организация** – Государственное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Уфимский государственный нефтяной технический  
университет» (УГНТУ)

Защита состоится 21 сентября 2011 г. в 10.00 часов на заседании  
диссертационного совета ДМ 002.263.01 при филиале учреждения Российской  
академии наук Института машиноведения им. А.А.Благонравова РАН  
«Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН» (НЦ  
НВМТ РАН) по адресу: 119334, Москва, ул. Бардина, 4.

Автореферат разослан 19 августа 2011 г.

**Ученый секретарь**  
**диссертационного совета,**  
**доктор технических наук**

**А.П. Аверьянов**



## ВВЕДЕНИЕ

### Актуальность

ООО «Газпром бурение» - основной буровой подрядчик ОАО «Газпром», созданный для обеспечения строительства эксплуатационных и разведочных скважин. В состав буровой компании входят филиалы: «Уренгой бурение», «Оренбург бурение», «Астрахань бурение», «Краснодар бурение», «Ухта бурение», «Центр горизонтального бурения», «Центр цементирования скважин», осуществляющие свою деятельность в разных регионах, с широким спектром горно-геологических условий и с различным уровнем технологической и технической организации. На базе филиалов, для реализации программы ОАО «Газпром» по освоению месторождений Ямала, Восточной Сибири и Дальнего Востока, организованы: Красноярская, Камчатская, Иркутская, Якутская экспедиции глубокого бурения и Ямальское управление буровых работ. Объекты работ - месторождения севера Тюменской области, полуостровов Ямал и Камчатка, Республики Коми, Оренбургской, Астраханской, Иркутской областей, Красноярского края. Динамика показателей объемов бурения представлена на рисунке 1.

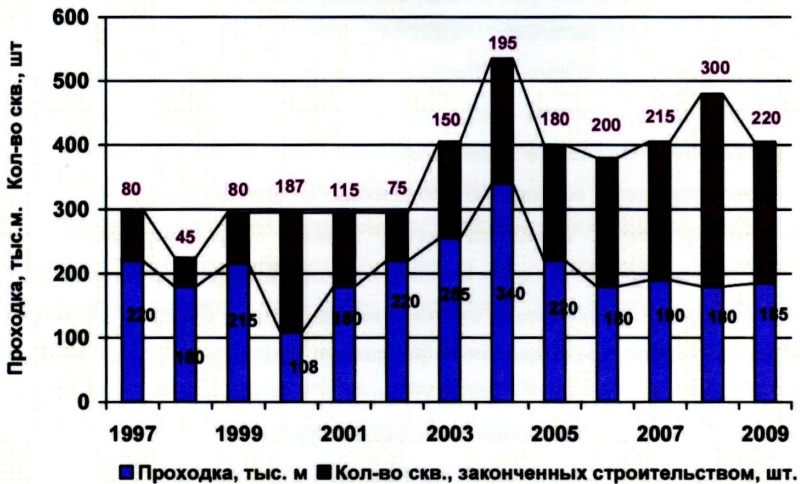


Рисунок 1 – Динамика показателей объемов бурения ООО «Газпром бурение»

МБА

Для ведения буровых работ компания имеет современный парк бурового оборудования (буровые установки грузоподъемностью от 125 до 500 т), комплекты противовыбросового оборудования, системы четырехступенчатой очистки промывочной жидкости, современные конструкции цементировочной техники, системы сопровождения (телеметрия) проводки горизонтальных стволов, системы верхнего привода и другое необходимое оборудование и инструменты. Около трети всего бурового оборудования иностранного производства, две трети – отечественного, в том числе буровые установки БУ-4200/250 ЭК-БМ (Ч) Екатерина, производства завода ООО «Уралмаш - буровое оборудование». Отличительная особенность последних – наличие современной системы очистки промывочной жидкости и автономного цементировочного комплекса, эшелонированная система исполнения. Установка оснащена верхним приводом, компьютеризированной системой контроля процесса бурения, воздухообогревом, привод буровых насосов – асинхронный двигатель с частотным управлением.

В технологическом обеспечении работ также произошли заметные изменения. Если в предыдущие годы все операции по строительству скважин выполнялись собственными силами предприятия, а возникающие технологические проблемы решались за счет опыта и профессионализма специалистов, применения результатов НИОКР и оперативной научной поддержки, то в настоящее время компания ориентирована на использование специализированного сервиса по проведению отдельных операций или видов работ: отбор керна, обработка долот, подбор и регулирование свойств промывочных и других технологических жидкостей, цементирование обсадных колонн, роторные управляемые системы направленного бурения. Используется внутренний сервис, представленный филиалами компании, и привлеченный.

Переход на сервисное обслуживание с одной стороны способствовал некоторому совершенствованию организации буровых работ, с другой – привел к снижению собственного интеллектуального потенциала компании, потере опыта и квалификации сотрудников. В результате этого не создаются и не

внедряются новые инновационные технологии, не используются имеющиеся разработки и т.п.

Подтверждением изложенному служит спад некоторых результатов производственной деятельности компании за последние годы – увеличилось число скважин с заколонными давлениями; качество вскрытия продуктивных горизонтов, оцениваемое по показателю ОП, не превышает 0,6; не всегда при сопровождении бурения боковых горизонтальных стволов оправдано применение дорогостоящего телеметрического оборудования; сроки эксплуатации винтовых забойных двигателей не соответствуют технологическим возможностям современных матричных долот и т. д. Это только основная часть возникших проблем, требующих безотлагательного решения.

### **Цель работы**

Обеспечение качества строительства скважин на месторождениях со сложными горно-геологическими условиями путем разработки и внедрения комплекса инновационных научно-технических решений, направленных на ускорение сроков строительства, обеспечение качества вскрытия и надежности разобщения продуктивных пластов с минимизацией затрат на их реализацию.

**Для реализации поставленной цели необходимо решить следующие задачи.**

1. Обобщить результаты деятельности компании по строительству скважин при переходе на сервисное обслуживание.

2. Провести анализ применяемых технологий и технических средств по качеству вскрытия продуктивных пластов и их разобщению, условиям и эффективности работы забойных двигателей и породоразрушающего инструмента.

3. Разработать теоретические предпосылки и научные гипотезы, направленные на улучшение качества и ускорение сроков строительства скважин.

4. Осуществить научно-исследовательские работы по созданию и изучению физико-механических свойств технологических жидкостей для

вскрытия и разобщения продуктивных пластов с различными термобарическими условиями.

5. Разработать технические средства, направленные на увеличение сроков эксплуатации и повышение эффективности работы винтовых забойных двигателей.

6. Осуществить мониторинг внедрения разработанных технических средств, технологий. Разработать и ввести в действие необходимые нормативные руководящие документы (регламенты, инструкции, стандарты предприятия).

#### **Научная новизна предлагаемых разработок и решений:**

– научно обосновано, что основными, наиболее перспективными и эффективными направлениями решения проблемы обеспечения потенциальной производительности скважин являются: создание условий для максимально возможной сохранности естественных коллекторских свойств продуктивных пластов с различными горно-геологическими условиями залегания путем ускорения процесса их вскрытия; разработка и применение технологических жидкостей с минимальными величинами фильтратоотдачи;

– теоретически обоснован и экспериментально подтвержден механизм формирования межтрубных и заколонных газонефтеводопроявлений, связанных с взаимодействием дисперсионной среды технологических жидкостей со структурой порового пространства продуктивного горизонта, временем взаимодействия, физико-химическими явлениями, протекающими в твердеющем цементном камне, изменениями избыточных внутренних и наружных давлений при строительстве и эксплуатации скважины;

– научно обоснована и разработана концепция снижения показателя фильтратоотдачи буровых и тампонажных растворов за счет включения в их состав высокомолекулярных соединений (полимеров) соответствующего типа и электролитов, объяснен механизм повышения производительности скважин при их применении;

– теоретически обоснована возможность увеличения энергетических показателей работы забойных винтовых двигателей путем изменения механизма взаимодействия их узлов (ротора и статора).

### **Практическая ценность результатов исследований**

Результаты выполненных теоретических и экспериментальных исследований прошли широкую промышленную апробацию при строительстве скважин на многих месторождениях, разбуриваемых ООО «Газпром бурение», оформлены в виде руководящих документов на изготовление и применение. Их внедрение способствовало: ускорению сроков строительства скважин на 18–23 %, повышению качества вскрытия продуктивных пластов (по показателю ОП) на 30–34% и их разобщения (по наличию интервалов с жестким сцеплением цементного камня с обсадной колонной) – на 36–39%.

### **Объект и предмет исследования**

Объекты исследований – технологические процессы и технические средства по строительству нефтяных и газовых скважин.

Предмет – методологические, теоретические, экспериментальные исследования, направленные на решение поставленной цели и задач работы.

### **Апробация работы**

Основные положения и результаты исследований были отражены в докладах на ежегодных научно-технических советах ОАО «Газпром» и ООО «Газпром бурение» (с 2006 года), Всероссийской научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири» (Тюмень, 2007, 2009 г.г.), Международной научно-практической конференции, посвященной 40-летию кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского государственного нефтегазового университета «Новые технологии для ТЭК Западной Сибири» (Тюмень, 2008 г.), конференции, посвященной 45-летию кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Тюменского государственного нефтегазового университета «Инновационные технологии для нефтегазового комплекса», Тюмень, 2010 г.

### **Публикации**

По материалам исследований опубликованы 52 научные работы: в том числе 21 статья (все в издательствах, рекомендованных ВАК РФ), 4 монографии. Получены 14 патентов Российской Федерации.

### **Объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, шести разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников (276 наименований); изложена на 413 страницах машинописного текста, содержит 83 таблицы, 87 рисунков и приложения с 4 таблицами и 10 рисунками.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** представлена краткая характеристика диссертационной работы, обоснована ее актуальность, сформулированы цели и задачи исследований, показана научная и практическая значимость полученных результатов.

**В первом разделе** диссертационной работы представлено обобщение результатов строительства скважин, сооруженных буровой компанией в различных регионах страны.

В частности, на примере ачимовских отложений месторождений Уренгойской группы (Ново-Уренгойское, Восточно-Уренгойское, Южно-Песцовое) и Ямбургского месторождения (см. таблицы 1, 2) показано, что сроки освоения скважин значительны по времени. На наш взгляд, это напрямую связано с нарушением естественных фильтрационных свойств вскрываемых продуктивных пластов.

Оценить качество вскрытия более точно возможно некоторой величиной, которая соответствовала бы потенциальному уровню продуктивного пласта. В нефтегазопромысловой практике в качестве количественной меры продуктивности используют статистические зависимости между продуктивностью скважины и параметрами, характеризующими емкостные свойства коллектора, определяемые по результатам интерпретации геофизических исследований, например, по коэффициенту продуктивности. Он



обусловлен многими факторами, но определяющими являются фильтрационные параметры прискважинной зоны, характеризующие степень совершенства вскрытия объекта на момент его освоения, испытания. И в этом случае наиболее целесообразно использование таких показателей, как коэффициент восстановления проницаемости ( $\beta$ ) и отношение продуктивностей (ОП).

При проведении анализа было принято: величина депрессии при освоении – 10 МПа, межфазное натяжение на границе раздела фаз ( $\sigma_{20}$ ,  $\sigma_{80}$ ) соответственно 45,0 и 40,0 мН/м; краевые углы смачивания ( $\theta_{20}$ ,  $\theta_{80}$ ) 110 и 64 градуса; показатель фильтрации ( $\Phi_{20}$ ,  $\Phi_{80}$ ) – 5, 11 см<sup>3</sup> за 30 мин., скорость проникновения фильтрата 0,06 м/ч.

Полученные результаты вычислений для месторождений Уренгойской и Ямбургской групп представлены на рисунке 2. Установлено, что характер изменения проницаемости и отношения продуктивности для обоих месторождений практически идентичен. Явно отмечается, что увеличение времени воздействия приводит к заметному снижению проницаемости. Например, при времени контакта бурового раствора с пластом до 3 суток снижение продуктивности скважины вследствие загрязняющего воздействия фильтрата в пластах с первоначальной проницаемостью до  $10 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> составляет более 90 %, в пластах с проницаемостью более  $30 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> снижение продуктивности менее выражено (ОП = 0,63  $\pm$  0,84). При времени контакта до 8 сут. для высокопроницаемых пластов значение ОП уменьшается до 0,45, а в низкопроницаемых пластах потеря продуктивности скважины составляет 90–100 %.

Увеличение глинистости породы также приводит к снижению потенциальных добычных возможностей скважин. При глинистости от 0,10 до 0,17 (в долях)  $\beta$  и ОП близок к нулю.

Таким образом, результаты доказывают необходимость разработки и совершенствования технических средств и технологий, направленных на: создание промывочных жидкостей с малыми величинами показателя фильтратоотдачи; сокращение объема фильтрата и твердой фазы бурового раствора, проникающих в структуру порового пространства пласта; снижение времени вскрытия продуктивного проницаемого пласта.

Таблица 1 – Результаты освоения скважин Уренгойского, Ямбургского и Южно-Песцового месторождений

№ скважины	Интервал, м	Мощность пласта, м	Ожидаемое пластовое давление, МПа	Ожидаемый суточный абсолютный дебит, тыс.м <sup>3</sup> /сут	Вторичное вскрытие	Перфорационная среда	Время на очистку ПЗП, ч	Фактическое Пластовое давление, МПа	Фактический суточный дебит, тыс.м <sup>3</sup> /сут.	Время освоения, ч
П-1 Южно-Песцовое	4193-4204	11	80,0	1 000	ПРК 42 132 отв.	NaCl с Y=1120 кг/м <sup>3</sup>	648	-	Диафрагма Ø 5 мм 54,12	Ожид. 1559 осв. 1983
П-180 ЯКМ	4331-4337 4343-4349	12	80,0	5-30	ПР-43 240 отв.	CaCl <sub>2</sub> с Y=1300 кг/м <sup>3</sup>	650	78,7	Абс.своб. 19,41	1889
П-180 ЯКМ	4249-4264	15	78,0	5-30	ПР-43 300 отв.	CaCl <sub>2</sub> с Y=1250 кг/м <sup>3</sup>	123	78,0	Диафрагма Ø 4,3 мм 15,9	333
Р-741 УТКМ	3700-3712	12	60,1	120	ПР-43 120 отв.	CaCl <sub>2</sub> с Y=1250 кг/м <sup>3</sup>	243	62,0	Диафрагма Ø 11,9 мм 609	736
Р-737 УТКМ	3761-3772	11	60,5	120	ПК 105С 220 отв.	Буровой раствор с Y=1720 кг/м <sup>3</sup>	288	65,0	Диафрагма Ø 4,5 мм 29,26	Ожид. 6236 осв. 1968
Р-732 УТКМ	3578-3589	11	58,5	120	ПМИ-48 121 отв.	Тех. вода	1202	61,3	Диафрагма Ø 9,0 мм 302	2904
109(2) ННС* УТКМ	3333-3340 3349-3368	26	280	500	ЗПКТ 89 624 отв.	NaCl с Y=1050 кг/м <sup>3</sup>	456	23,5	Диафрагма Ø 14 мм 364,68	Ожидание 5040, осв. 960
Р-10300 УТКМ	2918-2927	9	240	100-300	ЗПКТ 89 180 отв.	Конденсат	216	16,1	Диафрагма Ø 14 мм 277,00	1488
Р-10300 УТКМ	2875-2860	15	235	100-300	ПК-105С 300отв. повтор ЗПКТ 89 300 отв.	NaCl с Y=1050 кг/м <sup>3</sup> Конденсат	816	18,1	Нефть 10 м <sup>3</sup> /сут	2016
Р-210 Песцовое	3931-39-37	6	81,0	1 млн. м <sup>3</sup>	ПКТ-89 144 отв.	Буровой раствор Y=2140 кг/м <sup>3</sup>	192	76,9	Диафрагма Ø 6,0 мм 146	1333

Примечания: 1) \* - наклонно направленная скважина

2) ЯКМ – Ямбургское газоконденсатное месторождение, УТКМ - Уренгойское газоконденсатное месторождение.

Таблица 2 – Сведения о результатах освоения скважин Восточно-Уренгойского месторождения на различных режимах

Скважина (интервал, м)	Время, затраченное на освоение скважины, сутки	Режим обработки скважины в процессе освоения				Время на обработку или набор давления, ч	Примечание (интенсификация)
		Р груб., МПа	Р загр., МПа	Т, °С	Диаметр шайбы, мм		
5272 (2951-3175)	Более 1 года	1,30	2,20	1,5	15,2	190	Кислотная обработка – 2 раза; установка песочной ванны; закачивание метанола; гидрофразыв пшата
		15,1	15,8	статика	статика	72	
5273 (3125-3175)	62	6,70	10,6	22,5	20,0	109	Кислотная обработка – 2 раза; промывка горячим конденсатом
		8,80	11,4	28,0	16,0	49,0	
		10,4	12,0	24,0	13,2	21,0	
		13,7	14,0	статика	статика	175	
5410 (3115-3280)	145	4,00	6,50	16,0	20,0	48,0	Кислотная обработка; установка песочной ванны; дополнительная перфорация
		6,30	8,60	23,0	16,0	168	
		9,30	10,2	23,0	11,0	11,0	
		11,2	11,5	19,0	10,0	14,0	
		13,8	14,0	статика	статика	168	
5371 (3025-3094)	28	4,20	4,30	16,0	23,0	24,0	-
		8,30	9,80	22,5	14,0	48,0	
		7,30	9,60	25,0	16,0	179	
		9,00	11,0	24,0	15,0	103	
		13,1	13,2	23,0	13,0	48,0	
		13,5	13,5	статика	статика	49,0	
		7,50	8,50	22,0	14,0	70,0	
5373 (3015-3190)	22	9,30	10,2	23,0	12,0	36,5	-
		9,20	10,2	22,0	11,0	8,00	
		9,10	10,7	20,0	12,1	34,0	
		15,0	15,0	статика	статика	56,0	
5372 (3282-3315)	23	9,30	11,0	26,5	16,0	84,0	-
		8,60	11,4	29,0	14,0	154	
		9,70	11,4	25,0	12,0	38,0	
		13,6	13,6	статика	статика	24,0	

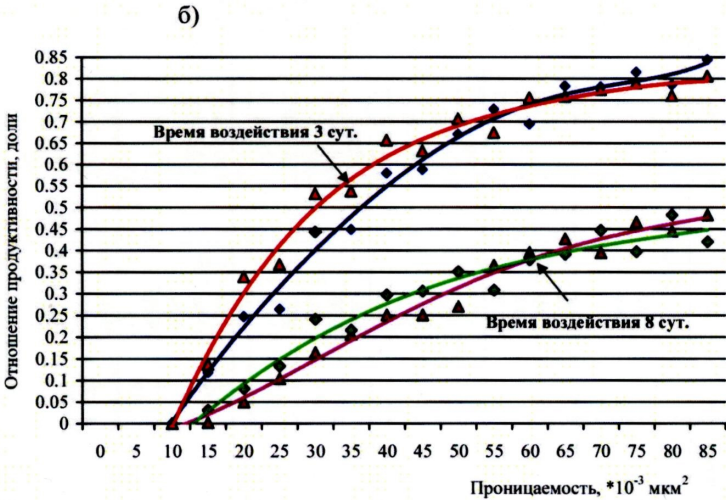
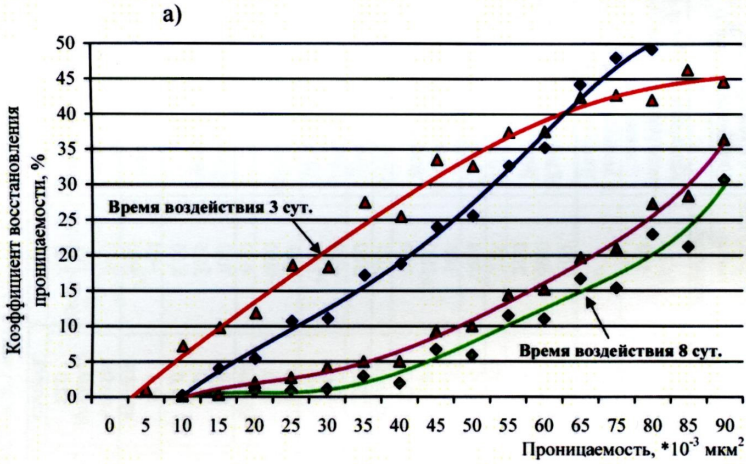


Рисунок 2 – Изменение величин коэффициента восстановления проницаемости (а) и отношения продуктивности (б) от проницаемости пласта и сроков воздействия промывочной жидкости на пласт (1-3 суток, 2-8 суток):

- ◆— по месторождениям Уренгойской группы;
- ▲— по месторождениям Ямбургской группы.

Что касается надежности разобщения продуктивных пластов, то, несмотря на большой объем исследований, проводимых ООО «Газпром бурение» совместно с кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин» ТюмГНГУ, проблема в настоящее время является актуальной.

Например, из пробуренных филиалом «Ухта бурение» за последние годы на Бованенковском месторождении 50 скважин: 17 имеют давление в межколонном пространстве, 11 - давление в колонне, в 3 скважинах давления отмечены и там, и там. В процессе бурения практически на всех скважинах наблюдалось поступление газа за направлением и кондуктором. При проведении работ по прогреву скважины в интервале 0 – 300 м до температуры 25–28 °С увеличились величины межколонных давлений и число скважин с ними. Причина межколонных давлений – негерметичность цементного кольца.

Решению проблем, связанных с обеспечением качества и надежности разобщения продуктивных пластов при различных термобарических условиях их залегания на месторождениях севера Тюменской области, посвящены исследования Овчинникова В.П. и его последователей – Вяхирева В.И., Фролова А.А., Овчинникова П.В., Уrosoва С.А., Гребенщикова В.М., Газгиреева Ю.О., Сорокина В.Ф., Шатова А.А. и др.

По результатам их исследований нашли широкое промышленное внедрение рецептуры облегченных термостойких тампонажных материалов с использованием газонаполненных кремнеземосодержащих материалов (микросфер), модифицированы и усовершенствованы технологии приготовления многокомпонентных тампонажных смесей и растворов на их основе, технические средства цементирования скважин и многое другое. Однако проблема обеспечения надежности разобщения продуктивных пластов с различными термобарическими условиями залегания, как это было показано выше, пока еще не нашла своего решения и в настоящее время является актуальной, что обусловило постановку цели и задач по ее достижению и реализации.

**Второй раздел** диссертационной работы посвящен совершенствованию технических средств и технологий по ускорению сроков строительства скважин, сокращению времени взаимодействия бурового раствора и его

компонентов с породами и насыщающими их флюидами для реализации поставленной задачи – обеспечение сохранности естественных коллекторских свойств продуктивных пластов.

Приоритетное использование при строительстве скважин в качестве привода породоразрушающего инструмента в последнее время нашли винтовые забойные двигатели (ВЗД), с применением которых обеспечивается до 50–60 % всего объема бурения. В их разработку, совершенствование узлов большой вклад внесли: М.Т. Гусман, В.Б. Голдобин, М.В. Двойников, Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, Т.Н. Бикчурин, Ю.В. Вадецкий, Ю.А. Коротаев, А.М. Кочнев, В.А. Каплун, В.С. Никомаров, В.П. Овчинников, Y. Forrest, M. Garrison, R. Yurgens, K. Wensel и др.

При работе объемного двигателя в тормозном режиме бурильная колонна (БК) испытывает максимальные напряжения в нижней части компоновки. При достижении критических значений реактивного момента возможен отворот резьбовых соединений компоновки (шпинделя, корпуса двигателя и т.д.) или излом гибкого вала (торсиона) ВЗД (таблица 3).

Таблица 3 – Сведения о количестве и причинах отказа ВЗД за 2008 г. в филиале Уренгой бурение ООО «Газпром бурение», КСА Deutag Drilling GmbH и ООО «РН-Бурение» ОАО «Роснефть»

Буровая компания	Тип забойного двигателя	Интервал бурения, м	Количество	Причина отказа
1	2	3	4	5
Филиал «Уренгой бурение» ООО «Газпром бурение»	D5-172	1365-1440	2	слом торсиона
		1478-1567	1	слом ротора
	ДР-172 (1 <sup>0</sup> 15 <sup>1</sup> )	2786-2845	1	слом торсиона
	Д-240	2591-2703	2	отворот переводника шпинделя
		3335-3416	1	слом торсиона
	ДГР-178	3276-3295	2	отворот корпуса в месте соединения регулятора угла
<b>Общее количество отказов:</b>			<b>9</b>	
КСА Deutag Drilling GmbH	Sp. Drill-171	2474-2527	1	отворот верхнего переводника шпинделя
	D775-195Drilex	1878-1893	2	отворот корпуса в месте соединения регулятора угла
	Dyna-Drill F2000-171	2499-3036	1	отворот шпинделя
	Navi-Drill(M1XL)-171	2273-2289	2	отворот нижнего переводника шпинделя
<b>Общее количество отказов:</b>			<b>6</b>	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
ООО «РН- Бурение» ОАО «Роснефть»	ДРУ-172РС	2349-2363	1	слом полумуфты шпинделя
	ДГР-178	3123-3145	1	отворот шпинделя
	Д-172РС	2579-2584	1	слом торсиона шпинделя
	Д3-195	3024-3041	1	слом ко1478-1567рпуса
	Д2-195	2771-2780	1	слом ротора
	Д5-195	2878-2897	2	отворот шпинделя, слом торсиона
<b>Общее количество отказов:</b>			<b>7</b>	

Оставление на забое элементов ВЗД в результате отворота является одной из сложных видов аварий в скважине, поскольку приводит к необходимости их подъема, разбуривания, установки цементного моста и т.д. Кроме того, стоимость самого двигателя довольно высока.

Причинами отворота элементов двигателя могут служить следующие факторы:

- недостаточный момент свинчивания резьбовых соединений двигателя (на заводе-изготовителе либо ремонтной базе);
- резкое увеличение реактивного крутящего момента за счет подклинивания долота на забое скважины.

Все это обусловлено недостаточным контролем за нагрузкой на долото, которое, в основном, осуществляется с помощью наземных приборов: по натяжению неподвижного конца талевого каната; непосредственными измерениями на буровом крюке или вертлюге; измерением усилий, передаваемых кронблоком на подкронблочные балки.

Указанным способам измерения присущи следующие существенные недостатки:

- поскольку профиль витого каната изменяется вдоль его длины, величина прогиба каната в датчике, установленном на буровой, может отличаться от прогиба, существовавшего во время тарировки. Вследствие этого ошибка в измерениях может достигать 10-15%;
- перемещение подвижного среднего ролика под действием измеряемой силы изменяет угол и, следовательно, вызывает нелинейность измерителя;

– при растяжении каната происходит его смещение относительно опорных роликов. Возникающие при этом в роликах силы трения являются причиной искажения в показаниях измерителей (до 2,5%);

– сложность монтажа и демонтажа датчика, увеличение его габаритов (поскольку датчик полностью воспринимает растягивающие усилия на неподвижном конце, увеличивается длина наземного оборудования);

– изменение показателей веса и нагрузки зависит от типа оснастки талей. Поэтому одно и то же показание индикатора веса может соответствовать разным действительным весам колонны.

Следует также отметить, что операция «взвешивание» в датчиках описанных устройств может быть использована при бурении скважин с углом искривления скважины не более 45 град. При углублении скважины, превышающем угол 45 град, контролировать истинный вес инструмента и нагрузку на долото практически невозможно. В этом случае требуется постоянный «проворот ротором» бурильной колонны для снижения трения колонны о стенки скважины, а также оперативный автоматизированный контроль и корректировка показателей нагрузки на долото.

Частично проблему оперативной корректировки режимов бурения можно решить, применяя современные бортовые вычислительные комплексы и соответствующее программно-методическое обеспечение, работающее на принципах автоматического управления: подачей бурового инструмента (регуляторами подачи долота – РПД, блоками автоматического управления осевой нагрузкой на долото – БАУ и др.); приводом ротора и приводом буровых насосов (использование параметров состояния приводного двигателя бурового насосного агрегата БНА в сочетании с РПД); а также, ориентируясь на величину момента двигателя, исходя из разницы перепадов давления в двигателе при его работе в рабочем режиме и режиме холостого хода, и показания тензодатчиков, устанавливаемых в немагнитном переводнике над двигателем.

Основными ограничениями для использования этих устройств являются невозможность их применения в условиях часто перемежающегося тонкслоистого разреза с резко различающимися по механическим свойствам



породами и сильного искривления ствола скважины, а также невозможность осуществления автоматического поиска и поддержания оптимального значения нагрузки для каждой разбуриваемой литологической разности пород без остановки процесса бурения.

Невозможность определения нагрузки по величине снижения (потере) веса бурильной колонны, перепаду (изменению) давления в манифольде буровой установки, а также по показаниям датчиков, устанавливаемых в телеметрических навигационных системах (настройка которых производится по оптимальной энергетической характеристике двигателя), напрямую объясняется возможным износом рабочих органов ВЗД в процессе его работы, износом долота, сальникообразованием и другими причинами.

Учитывая изложенное, предложена следующая методика определения фактической нагрузки на долото.

Компоновка бурильной колонны спускается в скважину. Не доходя до забоя, осуществляется циркуляция бурового раствора. При работе винтового забойного двигателя над забоем, в режиме холостого хода, определяют давление на манифольде буровой установки, а затем проворачивают бурильную колонну ротором (либо верхним приводом буровой установки) с замером величины момента  $M_{рх}$  (момент на роторе). Долото доводится до контакта с забоем, и плавно создается осевая нагрузка на долото. По величине давления на стояке буровой установки определяют рабочий режим работы ВЗД. Производят проворачивание БК ротором (либо верхним приводом буровой установки с замером величины момента  $M_{рр}$  (момент на роторе в рабочем режиме работы ВЗД).

Зная величину момента на роторе (верхнем приводе буровой установке)  $M_{рх}$ , и длину БК, работающей при растягивающих напряжениях, определяют силу трения о горную породу без нагрузки.

После создания осевой нагрузки на долото, замера рабочего давления на стояке буровой установки (верхнем приводе) и рабочего момента на роторе  $M_{рр}$ , определяют силу трения (усилие прижатия) БК о стенки скважины.

Зная осевую нагрузку по станции ГТИ  $G_{ос.ГТИ}$ , рассчитанную только по изменению веса на крюке буровой установки по показателям ГИВ

(гидравлический индикатор веса), определяют фактическую осевую нагрузку на долото

$$G_{\text{факт.}} = G_{\text{ос.ГТИ}} - \left( \frac{4 \cdot (M_{p.p} - M_{x.p}) \cdot v_n}{\omega_{\text{скв}} \cdot D_{\text{скв}}^2} \right), \quad (1)$$

где  $G_{\text{ос.ГТИ}}$  – осевая нагрузка на долото по станции ГТИ, Н;  $M_{p.x}$  – момент на роторе в режиме работы ВЗД на холостом ходу, Н·м;  $M_{p.p}$  – момент на роторе в рабочем режиме работы ВЗД, Н·м;  $D_{\text{скв.}}$  – диаметр скважины, м;  $v_n$  – скорость перемещения БК вдоль стенки скважины;  $\omega_{\text{скв}}$  – угловая скорость вращения БК относительно оси скважины.

Предлагаемый способ позволяет определять фактическую осевую нагрузку на долото и требуемую частоту вращения БК в процессе бурения, в особенности, наклонно направленных и горизонтальных скважин, что способствует увеличению механической скорости бурения и, естественно, сокращению времени взаимодействия бурового раствора с проницаемыми породами.

Известно, что уровень крутильных колебаний двигателя, влияющих на устойчивость его работы, зависит от инерционных  $F_{\text{ин}}$  и гидравлических  $F_r$  сил, действующих на ротор,

$$F_{\text{ин}} = mz_2^2 \omega^2 e, \quad F_r = \frac{M_{\text{инд}}}{ez_1}, \quad (2, 3)$$

где  $M_{\text{инд}}$  – индикаторный момент,  $M_{\text{инд}} = M_{\text{ИНД}} - M_c$  ( $M_c$  – момент механических сопротивлений);  $e$  – эксцентриситет;  $z_1, z_2$  – количество зубьев статора и ротора;  $m$  – масса ротора;  $\omega$  – угловая скорость.

Величина гидравлической силы  $F_r$ , а также длина уплотнительной части контактной линии  $L_y$  и угол давления  $\theta$  влияют на изменение удельной нормальной нагрузки в точке контакта зубьев РО

$$N = \beta(\kappa_\delta + 1) \frac{F_r \cdot \cos \theta}{L_y \cdot \cos \gamma}, \quad (4)$$

где  $\kappa_\delta$  – коэффициент влияния натяга в паре,  $\kappa_\delta = \frac{N_\delta}{N_f}$ ;  $\beta$  – коэффициент неравномерности распределения нагрузки по длине контактных линий.

Повышение энергетических характеристик двигателей героторного механизма, в особенности, отработавших в условиях скважины, возможно увеличением контактных напряжений в РО.

Контактные напряжения зависят от удельной нормальной нагрузки  $N$  в точках касания РО

$$\sigma_n = \sqrt{\frac{N \cdot E_{np}}{\pi \cdot \rho_{np} (1 - \mu^2)}}, \quad (5)$$

где  $E_{np}$  – модуль упругости материалов РО;  $\mu$  – коэффициент Пуассона;  $\rho_{np}$  – приведенный радиус кривизны сопряженных поверхностей.

Таким образом, увеличение индикаторного момента  $M_{инд}$  и контактных напряжений  $\sigma_n$  можно достичь путем снижения эксцентриситета  $e$  двигателя, что возможно за счет разделения ротора по окончании шагов винтовых линий  $T_2$  на несколько частей (модулей) (патент на изобретение №23113648, патент на полезную модель №70292). Модули соосно объединяются посредством резьбового соединения, например муфтой, при этом их оси разворачиваются на определенный угол ( $\psi$ ) по окончании шага винтовой линии относительно неподвижного статора и относительно оси предыдущего и последующего модуля на угол  $\psi_1$  (предложено совместно с М.В. Двойниковым).

На базе филиала «Центр горизонтального бурения» ООО «Газпром бурение» ОАО «Газпром» были восстановлены и прошли испытания опытные образцы, собранные по данному предложению. В качестве базовых моделей были взяты ВЗД Д1-195, ДГР-178.7/8.37 и ДГР-178.6/7.57, отработавшие в скважине от 100 до 160 часов.

Максимальный момент на валу двигателя Д1-195 (при требуемой частоте вращения  $n$  для объёмного разрушения породы и расходе жидкости  $Q=0,032$  м<sup>3</sup>/с) до его восстановления составлял 1,4 кН·м, показатель максимального тормозного момента (до полной остановки ВЗД), при  $n = 0$ ) варьировался от 2,7 до 3,0 кН·м. После восстановления: момент на валу увеличился до 2,9 - 3,5 кН·м (в рабочем – оптимальном режиме работы двигателя с сохранением показателя частоты вращения 1,82 с<sup>-1</sup> и  $Q=0,032$  м/с); максимальный тормозной момент (экстремальный режим работы ВЗД) увеличился до 4,0 – 4,5 кН·м.

Параметры используемой на стенде жидкости соответствовали параметрам промывочной жидкости, применяемой в процессе бурения в интервале 1200 – 2400 м.

Восстановленные ВЗД были использованы при бурении скважин на Ямбургском, Харвутинском, Заполярном месторождениях. Показатели их работы соответствовали прежним, а в некоторых случаях были лучше, о чем свидетельствовало увеличение момента и приемистости двигателей создаваемой нагрузки (до 180 кН). При этом увеличение механической скорости составило порядка 19 %, общее время работы двигателя было доведено до 230 – 250 часов (на уровне зарубежных).

При внедрении метода контроля и управления нагрузкой на долото на семи скважинах Уренгойского и Уренского месторождений с зенитными углами более 80° было установлено, что недогрузка работы двигателя и породоразрушающего инструмента составила 26% или, в кН, от 21 до 27. При ее корректировке путем увеличения оборотов механическая скорость бурения увеличилась на 18–33 % (с 17 до 28 м/ч), что способствовало снижению сроков строительства скважин до 3 суток.

Немаловажное влияние на снижение фильтрационно-емкостных свойств коллектора оказывают и фильтрационные свойства применяемых технологических жидкостей. Поэтому именно им в дальнейшем было уделено пристальное внимание.

**Третий раздел** диссертационной работы посвящен решению задачи разработки рецептур промывочных жидкостей, оказывающих незначительное воздействие на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов, представленных терригенными проницаемыми породами.

Исследованиями Мавлютова М.Р., Конесева Г.В., Крысина Н.И., Ангелопуло О.К., Овчинникова В.П., Нагарева О.В., Яковлева И.Г. и многих других было показано, что основными причинами снижения продуктивности коллекторов нефти и газа на стадии бурения является проникновение в структуру порового пространства пласта самого бурового раствора, его фильтрата или дисперсной фазы. Причины – присутствие несвязанной дисперсионной среды, капиллярные силы, осмотическое давление, репрессия на

пласт. На наш взгляд, определяющим фактором из всех перечисленных является первый, поскольку при отсутствии свободной дисперсионной среды другие факторы либо малозначимы, либо не проявляются.

Изложенное, а также анализ опубликованных по указанной проблеме работ, позволили обосновать перспективность использования биополимерсолевых буровых растворов. Была определена следующая программа исследований: изучение свойств биополимерного раствора; обоснование вида электролита; изучение свойств биополимерсолевого раствора; разработка технологии приготовления растворов и проведение промышленных испытаний, анализ полученных результатов.

В качестве биополимера рассмотрена возможность применения полисахаридов, поскольку:

- использование гуаровой смолы повышает реологические показатели раствора. Попытки их снижения до приемлемых значений за счет увеличения водосодержания приводят к увеличению значений фильтратоотдачи раствора; они устойчивы только в пресных системах;

- декстрины не обеспечивают регулирование физико-химических свойств ни в пресных, ни в минерализованных системах. Их можно использовать только дополнительно в качестве реагентов для регулирования реологических и структурно-механических свойств.

Из ряда рассмотренных полисахаридов предъявляемым требованиям отвечают крахмалы как отечественного, так и зарубежного производства. Крахмал является самым доступным полисахаридом, устойчивым к высокоминерализованным средам, экологически безопасен, легко поддается биологической и химической деструкции. Крахмалы используются как в чистом виде (без обработки), так и экструзионные (ЭКР).

Результатами исследований (таблица 4) установлено, что при равных условиях наиболее технологичным и экономичным является ячменный крахмал, так как при его содержании в растворе в количестве 1,0 % показатель фильтрации находится в пределах регламентируемых значений ( $\Phi$  до  $7,2 \text{ см}^3/30$  мин).

Таблица 4 – Свойства растворов на основе крахмалов

Модификация крахмала	Состав раствора, % масс.				Показатели свойств				
	крахмал	NaOH	ПВ	ТВ	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	УВ, с	$\Phi$ , см <sup>3</sup> /30 мин.	$\eta$ , мПа·с	$\tau_0$ , дПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
крахмалы ООО «Спецбуртехнология»									
18 МК-К, насыпная масса 300	5,0	-		Ост.	1120	30,0	6,5	Не замерялось	
	5,0	0,50		Ост.	1120	74,6	5,4	Не замерялось	
	2,0	0,20	60	Ост.	1123	23,0	7,5	11,0	6,0
18 МК-К, насыпная масса 150	5,0	-		Ост.	1120	23,7	8,0	Не замерялось	
	5,0	0,50		Ост.	1120	70,5	5,0	Не замерялось	
	5,0	0,60		Ост.	1120	Не теч.	5,0	Не замерялось	
	2,0	0,24	60	Ост.	1124	25,7	4,5	13,5	10,0
	1,0	0,12	80	Ост.	1138	20,1	12,0	7,05	4,0
Кукурузный, щелочной метод	5,0	-		Ост.	1125	16,2	10,0	Не замерялось	
	5,0	0,50		Ост.	1124	39,1	8,0	Не замерялось	
	5,0	0,60		Ост.	1125	Не теч.	4,0	Не замерялось	
	2,0	0,24	60	Ост.	1125	27,13	6,0	11,0	10,5
Кукурузный, кислотный метод	5,0	-		Ост.	1125	15,6	9,6	Не замерялось	
	5,0	0,50		Ост.	1126	21,8	6,4	Не замерялось	
	5,0	0,60		Ост.	1126	563	6,8	Не замерялось	
	2,0	0,24	60	Ост.	1125	24,6	5,5	6,5	7,5
	1,0	0,12	80	Ост.	1139	19,9	12,0	3,5	6,0
Кукурузный, нулевая кислотность	5,0	-		Ост.	1125	16,7	7,2	Не замерялось	
	5,0	0,50		Ост.	1124	20,9	3,8	Не замерялось	
	5,0	0,60		Ост.	1126	Не теч.	3,8	Не замерялось	
	2,0	0,20	60	Ост.	1126	27,0	3,5	16,5	7,5
	1,0	0,10	80	Ост.	1139	19,9	10,7	7,5	5,0
крахмалы фирмы «Полицелл» (экструзионные)									
ПС (полисахарид + сульфацелл)	3,0	-	-	Ост.	1100	971	8,0	Не замерялось	
	3,0	0,2	-	Ост.	1100	567	8,2	Не замерялось	
	2,0	-	-	Ост.	1160	185	9,0	Не замерялось	
	2,0	-	ост.	-	1180	87,2	4,0	27,0	66,0
	1,0	-	50	Ост.	1100	29,4	14,0	13,5	10,5
РС («реабур»+ сульфацелл)	2,0	-	-	Ост.	1180	40,63	12,0	Не замерялось	
	2,0	0,1	-	Ост.	1110	41,7	11,0	Не замерялось	
	2,0	-	ост.	-	1180	56,8	9,0	16,5	60,0
	1,0	-	50	Ост.	1100	23,0	12,0	17,5	45,0
крахмалы чистые									
Кукурузный	1,0	0,1	80	Ост.	1135	15,0	18,5	1,5	0,5
	1,0	0,12	60	Ост.	1153	18,8	8,0	4,5	10,5
	1,0	0,15	80	Ост.	1156	21,0	8,0	3,5	7,5
	2,0	0,2	60	Ост.	1121	15,0	9,2	2,75	0,8
	2,0	0,24	60	Ост.	1132	29,0	6,0	17,0	12,0
	2,0	0,3	60	Ост.	1131	30,0	3,5	17,0	13,5
	5,0	0,5		Ост.	1140	31,4	4,6	Не замерялось	
	5,0	0,6	-	Ост.	1146	Кап.	4,0	Не замерялось	
	5,0	0,75	-	Ост.	1148	Не теч.	3,8	Не замерялось	
Ржаной	5,0	0,5	-	Ост.	1124	305	Не замерялось		
	2,0	0,2	60	Ост.	1123	24,1	7,0	11,0	9,0
	1,5	0,15	70	Ост.	1128	19,9	9,0	7,5	4,5
	1,0	0,1	80	Ост.	1136	17,5	15,0	5,0	1,5

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Пшеничный	5,0	0,5	-	Ост.	1120	453	Не замерялось		
	2,0	0,2	60	Ост.	1122	22,1	6,0	9,0	6,0
	1,5	0,15	70	Ост.	1130	20,4	8,5	4,5	3,0
	1,0	0,1	80	Ост.	1138	18,2	12,0	4,05	3,0
Ячменный	5,0	0,5	Ост.	Ост.	1128	582	Не замерялось		
	2,0	0,2	60	Ост.	1125	23,6	4,6	11,5	3,0
	1,0	0,1	80	Ост.	1137	20,0	7,2	5,0	2,8
	0,75	0,075	85	Ост.	1145	18,5	8,0	1,5	1,0
Картофельный	5,0	0,5	-	Ост.	1134	Не теч	4,0	Не замерялось	
	2,0	0,2	60	Ост.	1130	27,7	2,0	11,0	10,5
	1,0	0,1	80	Ост.	1152	20,0	6,0	3,5	6,0
Примечание: ПВ – пластовая вода; ТВ – техническая вода; $\rho$ – плотность раствора; УВ – условная вязкость раствора; $\Phi$ – показатель фильтратоотдачи; $\eta$ – пластическая вязкость; $\tau_0$ – статическое напряжение сдвига									

Для других, в частности, экструзионных крахмалов при той же концентрации реагента показатель фильтрации в 1,6–2,5 раза выше. По эффективности применения исследованные экструзионные крахмалы располагаются в следующей последовательности: ячменный → пшеничный → ржаной → кукурузный.

Модифицированные крахмальные реагенты фирм «Спецбуртехнология» и «Полицелл» полностью в воде не растворяются. Для более полной их гидратации и гелеобразования требуется дополнительная обработка щелочью, хотя и в меньшей концентрации (в соотношении 15:1). Кроме того, высокая стоимость модифицированных крахмалов по сравнению с экструзионными (в 4 - 8 раз) при отсутствии других преимуществ, не позволяет рекомендовать их для приготовления безглинистых буровых растворов.

Сравнительные испытания чистых крахмалов (картофельного и кукурузного) показывают, что по сравнению с ЭКР эти крахмалы при равной концентрации в растворе имеют меньший показатель фильтрации и более высокие реологические свойства ( $\Phi = 2 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$ ,  $\eta = 11,0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ,  $\tau_0 = 10,5 \text{ дПа}$ ). Тем не менее, следует считать, что из рассмотренных реагентов наиболее эффективным является картофельный, так как для его получения требуется меньшее содержание каустической соды (для картофельного крахмала

соотношение крахмал : щелочь = 10:1, для кукурузного = 6,6-8,8:1), при этом он более устойчив к полисолевой агрессии хлоркальциевого типа.

Снижение фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов нефти и газа обычно связывают с изменением размеров поровых каналов вследствие набухания глинистых включений в горной породе. Для предупреждения этого используют ингибиторы набухания, представленные электролитами.

Для оценки эффективности реагентов-ингибиторов набухания и диспергирования глинистых минералов предложено использовать параметр ингибирующей способности, который равен отношению разницы коэффициентов набухания образца минерала в дистиллированной воде и в растворе реагента к значению этого коэффициента

$$\psi = \frac{K_2^B - K_2^P}{K_2^P} = \frac{K_2^B}{K_2^P} - 1, \quad (6)$$

где  $K_2^B$  – коэффициент набухания в воде, д.е.;  $K_2^P$  – коэффициент набухания в растворе реагента, д.е.;

В таблице 5 представлены сведения о набухании глин в исследуемых средах.

Сделан вывод, что по степени ингибирования набухаемости катионы металлов располагаются в следующий ряд:  $-K^+ > Ca^{2+} > Na^+$ , что согласуется с результатами исследований других авторов, по мнению которых влияние анионов, располагающихся в ряд  $HCOO^- > CH_3COO^- > Cl^-$ , оказывает не столь однозначное действие как в случае с катионами.

С повышением концентрации соли (примерно до 10 % вес.), степень влияния анионов муравьиной и уксусной кислот уравнивается. При дальнейшем повышении концентрации анион уксусной кислоты начинает оказывать большее влияние на ингибирование набухания глинистых минералов. По всей видимости, это связано со способностью анионов гидрофобизировать поверхность, т.к. в их составе содержится углеводородный радикал.



Наиболее подходящей средой, с точки зрения ингибирования глинистых минералов, является раствор ацетата калия.

В таблице 6 представлены результаты исследований свойств биополимерного раствора с использованием картофельного крахмального реагента на основе пластовой воды различной плотности, а в таблице 7 – биополимерсолевого раствора с использованием в качестве электролита формиата натрия.

Их анализ показывает, что:

- увеличение содержания крахмального реагента понижает подвижность раствора, условная вязкость повышается до 27 у.е.; при дальнейшем увеличении (более 2%) намечается ее стабилизация;

- содержание пластовой воды с малой величиной минерализации практически не влияет на изменение вязкостных свойств раствора ( $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$ ); показатель фильтратоотдачи снижается с увеличением содержания крахмального реагента. При его содержании около 2% показатель фильтрации близок к нулю, эффективная вязкость увеличивается;

- повышение содержания пластовой воды повышает фильтратоотдачу раствора, снижает эффективную вязкость. Изменение статического напряжения сдвига аналогично изменению эффективной вязкости;

- оптимальные концентрации крахмального реагента в растворе составляют: для минерализованных систем – 1,0-2,0 %, для пресных составов – от 0,75 % до 2 %;

- при содержании крахмального реагента в растворе в количестве 2 % фильтрационная корка формируется в первую минуту, причем максимальная скорость фильтрации отмечается в начальный момент, далее темп ее роста снижается с последующим затуханием через 3 минуты. При содержании в растворе крахмального реагента менее 0,75 % происходит более медленное формирование фильтрационной корки, при этом начальная скорость фильтрации в 5–7 раз выше;

Таблица 5 – Результаты исследований кинетики набухания глинистого вещества пласта Ачз-4 в различных средах

Раствор	Концентрация, % вес.	Время набухания, мин.	Показания индикатора, мм		Коэффициенты, д.е.		Ингибирующая способность, ψ
			h <sub>0</sub>	Δh	K <sub>1</sub>	K <sub>2</sub>	
Дистиллированная вода	-	300	5,2	6,19	2,27	1,27	0
Формиат натрия	4,760	300	6,15	2,22	1,38	0,38	2,33
	9,090	300	5,66	1,92	1,37	0,36	2,53
	16,67	300	5,26	1,62	1,33	0,33	2,87
	23,08	180	5,37	1,41	1,28	0,28	3,54
Ацетат натрия	4,760	480	5,56	2,68	1,51	0,51	1,48
	9,090	360	5,63	2,11	1,40	0,40	2,19
	16,67	300	5,60	1,77	1,34	0,34	2,78
	23,08	60,0	5,49	1,40	1,27	0,27	3,68
Формиат кальция	4,760	120	5,24	2,22	1,45	0,45	1,81
	9,090	120	5,36	2,12	1,42	0,42	2,02
Ацетат кальция	4,760	450	5,07	2,31	1,49	0,49	1,61
	9,090	450	5,46	2,19	1,43	0,43	1,98
	16,67	450	4,87	1,73	1,38	0,38	2,34
Ацетат калия	4,760	120	5,83	1,42	1,26	0,26	3,92
	9,090	120	5,85	1,22	1,22	0,22	4,75
	16,67	60,0	5,50	0,99	1,19	0,19	5,64
	23,08	120	5,74	0,84	1,16	0,16	7,18
Хлорид калия	4,1,18	150	5,20	0,64	1,13	0,13	8,67
	4,760	120	5,29	1,87	1,38	0,38	2,37
Хлорид калия	9,090	120	5,64	1,32	1,25	0,25	4,11
	16,67	120	5,43	1,15	1,23	0,23	4,64
	23,08	60,0	5,25	0,98	1,20	0,20	5,38

Таблица 6 – Результаты исследований влияния картофельного крахмального реагента на свойства промывочной жидкости

№	Крах-мал	Состав раствора, % мас.			Показатели свойств				
		NaOH	ТВ	ПВ	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	УВ, с	$\Phi$ , см <sup>3</sup> /30 мин.	$\eta$ , мПа·с	$\tau_0$ , дПа
1	2	0,20	100	-	1021	27,1	3,0	12,0	7,5
2	1	0,10	100	-	1020	23,0	4,5	8,0	4,5
3	0,75	0,075	100	-	1017	20,4	6,0	4,5	4,5
4	0,5	0,05	100	-	1017	17,5	8,0	1,5	1,5
5*	2	0,20	40	60	1064	24,5	4,2	10,0	6,0
6*	1	0,10	20	80	1068	21,7	8,0	4,5	4,5
7*	0,75	0,075	15	85	1071	19,5	12,0	3,0	1,5
8**	2	0,20	15	85	1125	23,6	4,6	11,5	3,0
9**	1	0,10	20	80	1138	20,0	7,2	5,0	2,75
10**	0,75	0,075	15	85	1145	18,5	8,0	1,5	1,0
11**	2	0,20	40	60	1123	21,3	2,0	7,0	4,5

Примечание: \* - пластовая вода плотностью 1084 кг/м<sup>3</sup>;  
\*\* - пластовая вода плотностью 1180 кг/м<sup>3</sup>

Таблица 7 – Результаты исследований физико-механических свойств технологических жидкостей с формиатом натрия

№ п/п	Содержание реагентов, %					Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Условная вязкость, с	Пластическая вязкость, мПа·с	ДНС, дПа	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин.
	формиат натрия	полимер КМК	вода	пеностабилизатор	наполнитель МР					
1	30,0	4,0	66,00	0,13	0	1220	67	-	-	5,0
2	37,0	3,0	59,87	0,13	0	1270	62	-	-	4,5
3	39,0	3,0	57,76	0,24	0	1280	62	-	-	4,0
4	40,0	3,0	56,77	0,23	0	1295	63	39	134,1	4,0
5	42,0	3,0	54,77	0,23	0	1310	63	52	86,21	3,5
6	44,0	3,0	52,68	0,32	0	1330	63	53	91,00	3,2
7	44,0	3,0	46,68	0,32	6	1380	80	56	119,7	2,2
8	44,0	3,0	42,68	0,32	10	1400	100	62	-	4,6
9	43,0	3,2	41,46	0,32	12	1450	95	29	134	5,0
10	42,7	3,7	39,30	0,30	14	1450	100	-	-	5,5
11	44,3	3,7	37,70	0,30	14	1450	115	-	-	6,0

– для безглинистых буровых растворов с полисахаридами характерна противоположная растворам на глинистой основе зависимость процессов фильтрации в статических и динамических условиях. Фильтрация в статических условиях выше, чем в динамических;

– раствор обладает достаточно высокой ферментативной устойчивостью и термостабильностью; фильтрационные корки – высокой устойчивостью к минерализованным водам (практически непроницаемые для пластовых вод), а после деструкции (через 20-30 дней) происходит повышение их пропускной способности для керосина и сохраняется непроницаемость для высокоминерализованных и пресных вод;

– набухаемость глинистой фазы в фильтрате раствора с формиатом натрия практически такая же, что и в фильтрациях, содержащих ионы калия;

– сочетание в рецептурах минерализованных растворов формиата натрия с карбонатом кальция разной степени дисперсности и полисахарида, в качестве регулятора реологических свойств с различными добавками, позволяет образовывать плотную, низкопроницаемую фильтрационную корку и не допускать проникновение фильтрата в пласт. Образование каркаса фильтрационной корки осуществляется, в основном, за счет карбоната кальция, размер фракции которого больше, чем размеры пор или трещин. Для заполнения каркаса более мелкими фракциями в качестве сшивателей подходят все предложенные полисахариды и их производные, в частности, КМК, сульфател и ПС;

– предлагаемые сочетания химических реагентов позволяют без особых сложностей регулировать реологические и тиксотропные свойства буровых растворов. Последние имеют стабильные параметры в условиях высоких температур и давлений в течение времени, необходимого для вскрытия продуктивного горизонта;

– реагенты, используемые в составе предлагаемых растворов, имеют невысокую стоимость, простую технологию приготовления, сочетаются с большинством широко применяемых в бурении добавок.

Наиболее эффективно приготовление рекомендованных растворов по следующей технологической схеме: растворение феррохромлигносульфоната заданной концентрации, ввод расчетного количества мраморной крошки, приготовление полимерного реагента требуемого состава с последующим его разбавлением водным раствором солей уксуснокислого калия либо формиата натрия. В процессе бурения осуществляется оперативный контроль качества бурового раствора. Корректировка состава и физико-механических свойств производится согласно карте технологической обработки (таблица 8).

Таблица 8 – Карта технологической обработки биополимеросолевого бурового раствора

Отклонение показателей бурового раствора	Метод определения	Причина	Методы предупреждения и устранения
Накопление твердой фазы	1) по росту плотности бур. раствора; 2) по увеличению осадка в пробе	Плохая очистка в результате: 1) несвоевременного введения флокул; 2) несвоевременная чистка отстойников или их отсутствие; 3) соединение емкостей в нижней части или параллельная обвязка насосных емкостей	1) постоянная обработка флокулянтам; 2) очистка отстойника; 3) изменение схемы обвязки циркуляционной системы; 4) при нарушении стабильности раствора, после очистки дополнительная обработка крахмальным реагентом
Повышение водоотдачи	По ВМ-6 или фильтрпрессу	1) плохая очистка бурового раствора; 2) низкое содержание крахмала (ниже регламентируемого); 3) нарушение стабильности раствора из-за попадания в него агрессивных флюидов; 4) разложение крахмала	1) указано выше; 2) дополнительная обработка крахмальным реагентом; 3) нейтрализация агрессивных флюидов вводом реагентов в зависимости от агрессивной среды (кальцинированная сода, двуокись марганца, ПГМ, обработка флокулянтам); 4) замена раствора
Вспенивание	По изменению плотности	1) поступление газа из пласта, сероводорода; 2) ввод не полностью растворенного хлорида калия; 3) образование эмульсии с нефтью; 4) начавшееся брожение крахмала; 5) нарушение герметичности насосных приемов; 6) низкий уровень бурового раствора в насосных емкостях; 7) избыток ПАВ	1) повышение плотности бурового раствора; 2) ввод эмульгатора МЛ-51; 3) замена раствора; 4) дополнительное приготовление бурового раствора; 5) ликвидация негерметичности; 6) ввод пеногасителя, исключить ввод ПАВ

К указанному виду промысловых жидкостей предъявляются те же требования экологической безопасности, что и при работе с глинистыми растворами и растворами солей натрия. К тому же данный тип раствора менее токсичен и химически агрессивен, чем растворы с  $KCl$ ,  $NaCl$ ,  $CaCl_2$ .

Опытно-промышленное внедрение разработанных технологий, материалов и технических средств подтвердило результаты теоретических и экспериментальных исследований. Таким образом, цель работы достигнута:

отмечается отсутствие загрязненных зон в приствольной части продуктивных пластов (отрицательный скин-эффект порядка 2,5-4,6), продуктивность скважин при испытании возросла в разведочных скважинах в 2,8–5,2 раза, в эксплуатационных: нефтяных – в 1,25–1,8 раз, в газовых в 1,7-1,9 раз по сравнению с базовыми. Это принесло предприятию доход в размере 250–275 рублей на метр проходки.

**В четвертом разделе** по результатам представленных выше исследований рассмотрена и изучена возможность и целесообразность использования при цементировании обсадных колонн высокомолекулярных соединений для регулирования (повышения) седиментационной устойчивости тампонажных растворов.

Исследованиями Булатова А.И., Бережного А.И., Обозина О.Н., Овчинникова В.П., Куксова А.К., Черненко А.В. и многих других отмечено, что седиментационная неустойчивость используемых рецептур тампонажных растворов приводит к осложнениям при проведении цементировочных работ и нарушениям герметичности заколонного пространства, в особенности, на участках с повышенными зенитными углами. Седиментационная устойчивость определяется количеством несвязанной жидкости затворения, ее реологическими свойствами и плотностью твердой фазы тампонажного раствора.

Изменение реологических свойств и снижение количества свободной воды затворения возможно за счет введения в состав раствора высокомолекулярных соединений (ВМС), из которых рекомендованы к использованию: полисахариды, акриловые полимеры, поливиниловые спирты, полиэтиленоксид, аллиламины, комплексные реагенты и другие. Другим перспективным направлением повышения седиментационной устойчивости тампонажных растворов является метод их гидроактивации в процессе цементирования, основанный на увеличении гидравлической активности тампонажного материала.

В работе обоснована целесообразность использования ВМС типа оксиэтилцеллюлозы (ОЭЦ). Они обладают хорошей растворимостью в воде (последняя наиболее широко используется как жидкость затворения),

устойчивы к воздействию солей и солям (хлоридам, нитратам, боратам, бихроматам и др.).

Рассмотрены ОЭЦ отечественного производства типа Сульфацил, а также ОЭЦ выпускаемые зарубежными изготовителями – фирмы Hoechst марки Tylose и фирмы Hercules марки Natrosol (таблица 9, 10).

Таблица 9 – Показатели реологических и фильтрационных свойств  
1 %-ных водных растворов Tylose, Сульфацил, Natrosol

ОЭЦ	Пластическая вязкость ( $\eta$ ), мПа·с		Предел текучести ( $\tau_0$ ), дПа		Водоотдача (Фсм <sup>3</sup> /30 мин.) при $\Delta P=0,1$ МПа	
	на техн. воде	на р-ре 40%-ного CaCl <sub>2</sub>	на техн. воде	на р-ре 40%-го CaCl <sub>2</sub>	на техн. воде	на р-ре 40%-го CaCl <sub>2</sub>
TYLOSE						
ЕНМ	33,0	53,0	62,0	102,0	20,0	14,0
ЕНН	46,0	52,0	183,0	84,0	6,5	6,0
ЕНЛ	21,0	43,0	14,0	24,0	мгнов.	мгнов.
Н20Р	7,0	20,0	0	3,0	50 за 8 мин.	50 за 18 мин.
СУЛЬФАЦИЛ						
6867	8,0	17,0	5,0	6,0	45,0	15,0
11047	9,0	15,0	1,0	5,0	36,0	14,0
11094	9,0	15,0	0	4,0	25,0	13,0
п.7994	5,0	11,5	0,5	3,5	11,5	31,5
п.В-56	9,0	22,0	2,5	8,0	14,5	12,0
п.6415	16,0	31,5	7,5	18,0	24,5	28,5
NATROSOL						
МВР	32,0	37,0	70,0	70,0	22,0	27,0
GR	11,0	26,0	14,0	10,0	50 за 20 мин.	50 за 18 мин.
Н4ВР	31,0	37,0	105,0	123,0	37,0	18,0
ННВР	29,0	37,0	138,0	140,0	8,0	9,0

По результатам выполненных исследований сделаны следующие выводы.

ОЭЦ Tylose:

– все марки легко растворяются в цементном растворе. Поэтому добавку Tylose в цементный раствор можно вводить в растворенном или сухом виде, но

по влиянию на консистенцию лучшие результаты дает ввод ОЭЦ в виде кашицы;

– небольшая добавка Tylose марки ЕНН (0,3%) совместно с ускорителем схватывания  $\text{CaCl}_2$  эффективно снижает показатель фильтратоотдачи. При этом 2-суточная прочность цементного камня соответствует прочности тампонажного состава без добавок; Tylose ЕНМ дает аналогичный эффект при содержании в количестве 0,3-0,5 % от массы цемента, прочность цементного камня в возрасте двух суток не снижается, а даже несколько увеличивается при добавках  $\text{CaCl}_2$  свыше 2 %; Tylose марки ЕНL, не снижая прочностных характеристик цементного камня, эффективно снижает водоотдачу, а добавка  $\text{CaCl}_2$  увеличивает 2-суточную прочность цементного камня (до 3,9 МПа); добавка  $\text{H}_2\text{O}_2$  в количестве 0,7% эффективно снижает фильтрацию цементного раствора, находящегося в динамике, но значительно увеличивает сроки схватывания при температуре +22°C;

– концентрация реагента ЕНМ в количестве 0,3-0,5 % исключает прорыв воды через столб цементного раствора, если в составе цемента не менее 3 %  $\text{CaCl}_2$ . Концентрация ЕНМ до 0,3 % без дополнительных добавок не исключает прорыва; добавка в состав тампонажного состава конденсата этилсиликата (ЭТСК) и ЛСТП позволяет дополнительно снизить проницаемость цементного теста, исключив при этом прорыв пластовых вод;  $\text{NaCl}$ , усиливая адгезионные свойства тампонажной смеси, в состав которой входит 0,5 % ЕНМ, позволяет полностью исключить гидропрорыв. При концентрации ЕНМ 0,3 % и наличии  $\text{NaCl}$  вероятность прорыва снижается на 40 %; ЭТСК обеспечивает кольматацию порового пространства за счет образования гидросиликатов. Кроме того, ЭТСК ускоряет сроки схватывания. Присутствие ЭТСК в цементном растворе с концентрацией ЕНМ 0,5 % и более исключает прорыв, при концентрации ЕНМ 0,3 % вероятность прорыва снижается на 80 %;

– необходимое время перемешивания при концентрации ЕНМ 0,5% составляет не менее 30 мин. Увеличение времени перемешивания до 2-х часов не оказывает существенного влияния на проницаемость. При концентрации



ЕНМ 0,3% для исключения прорыва воды через столб цементной массы требуется увеличение времени перемешивания до 2-х часов.

Таким образом, можно считать, что все испытанные марки Tylose можно использовать при цементировании скважин со следующими концентрациями: ЕНН – 0,3 %; ЕНМ – 0,3-0,5 %; ЕНЛ – 0,5 %; Н20р – 0,7 %; время перемешивания цементного раствора с добавками Tylose должно быть не менее 1 часа, время прокачивания – не более 2,5 часов.

#### ОЭЦ Natrosol:

– добавки Natrosol фирмы Геркулес типа Н4ВР, ННВР, МВР, GR растворяются в цементных растворах, при этом являются понизителем фильтрации цементного раствора;

– все реагенты Natrosol, кроме GR, сильно загущают тампонажные составы даже при обработке ЛСТП и увеличивают 2-суточную прочность цементного камня при содержании ускорителя схватывания не менее 2%. Растворы, содержащие их, имеют очень малое время загустевания – около 50% от времени начала схватывания. В частности, загустевание тампонажных смесей с добавками Natrosol марок ННВР, Н4ВР и МВР совместно с  $\text{CaCl}_2$  происходит в течение 1-1,5 часов. Через 30 минут после приготовления растворы практически не прокачиваются. Загустевание тампонажной смеси с маркой GR происходит в течение 2 часов;

– реагенты Н4ВР, ННВР, МВР не влияют на сроки схватывания цемента, увеличивая прочностные показатели цементного камня;

– растекаемость тампонажной смеси с добавками Natrosol типа Н4ВР, ННВР, МВР имеет низкие значения и не соответствует требованиям стандарта, обработка пластификаторами неэффективна;

– в качестве добавок, регулирующих сроки схватывания и прочность цементного камня, возможно использование реагентов  $\text{CaCl}_2$  и ЭТСК; в качестве пластификаторов - ЛСТП и НТФ. При их использовании следует учитывать, что:

Таблица 10 – Влияние ОЭЦ на свойства тампонажных составов

Цемент	ОЭЦ, %	СаCl <sub>2</sub> , %	ЛСТП	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин при ΔP=0,7 МПа	Расекаемость, мм	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Сроки схватывания, ч-мин.		Прочность на изгиб через 2 сут., МПа	Время загустевания, ч-мин.
							начало	конец		
100	-	-	-	98 за 33с	190	1810	4-00	7-30	3,5	3-40
Сульфател										
100	0,9 (6867)	2,0	-	33,0	130	1840	8-15	24-00	4,38	6-20
100	1,0 (6867)	3,0	-	12,0	150	1840	8-20	10-35	3,9	6-40
100	1,0 (11047)	3,0	-	15,0	180	1860	6-30	8-10	3,5	4-50
100	1,0 (11094)	3,0	-	12,5	170	1850	6-05	7-45	3,7	4-50
100	0,8 (B-56)	2,0	-	60,0	210	1840	>8-00	>10-00	3,4	8-45
100	1,0 (B-56)	2,0	-	25,0	170	1840	>8-00	>10-00	2,3	10-00
NATROSOL										
100	0,7 (GR)	2,0	0,1	11,5	215	1800	5-00	6-50	4,5	2-30
100	0,4 (HHR)	2,0	0,1	21,5	150	1860	2-35	3-50	4,98	1-15
100	0,5 (NBR)	2,0	0,1	27,0	160	1810	5-50	8-00	4,75	1-30
100	0,4 (H4BR)	2,0	0,1	24,5	160	1830	2-40	5-20	3,34	1-20
HOEHSI TYLOSE										
100	0,5 (EHM)	3,0	-	15,0	180	1840	6-50	8-50	2,9	2-30
100	0,3 (EHM)	3,0	-	22,0	220	1850	4-40	6-30	4,8	3-30
100	0,5 (EHL)	2,0	-	21,0	180	1830	6-25	8-25	3,9	5-00
100	0,3 (EHN)	2,0	-	52,0	190	1840	7-00	9-00	2,9	4-50
100	0,7 (H20p)	2,0	-	72,0	200	1830	>8-00	>10-00	2,6	8-40

Примечание: в скобках указан номер партии ВМС

- реагент ЭТСК в сочетании с добавками Natrosol повышает прочность цементного камня, но при этом водоудерживающая способность тампонажного раствора ухудшается, раствор получается неоднородным, комкообразным, сроки схватывания не соответствуют стандартным;

- добавки Natrosol в сочетании с  $\text{CaCl}_2$  и ЛСТП увеличивают водоудерживающую способность тампонажной смеси;

- Natrosol типа GR замедляет сроки схватывания и загущает тампонажную смесь, но добавка хлористого кальция позволяет регулировать сроки схватывания и растекаемость тампонажной смеси до значений, соответствующих стандарту.

#### ОЭЦ Сульфател:

- добавки Сульфатела в сухом виде снижают показатель водоотдачи только после 2-х часов перемешивания. При добавке Сульфатела в растворенном виде снижение показателя фильтрации тампонажного раствора достигается только после 1 часа перемешивания, что, по нашему мнению, связано с недостаточной его растворимостью в сравнении с ОЭЦ других торговых марок. Реагент Сульфател 6867 при содержании более 0,9 % эффективно снижает водоотдачу, но имеет низкую растекаемость и чрезмерно высокие сроки твердения. Наиболее оптимальна концентрация Сульфатела от 0,8 до 1,2 % (меньшее количество не обеспечивает снижения фильтрации, а большее, уменьшая растекаемость, снижает прокачиваемость тампонажного раствора);

- при достаточно низких показателях фильтрации сроки схватывания тампонажных материалов, обработанных Сульфателом, удлиняются; снижается прочность цементного камня. В качестве ускорителя сроков схватывания рекомендуется использовать  $\text{CaCl}_2$  в количестве 2-3 %. Растекаемость тампонажных составов становится выше или не ухудшается при концентрации Сульфатела не более 1,0 %, а при концентрации  $> 1,0$  % существенно снижается;

- наиболее эффективные партии Сульфатела для снижения фильтрации – В-56, 6867. Время их перемешивания при вводе в растворенном виде должно

быть не менее 1 часа, но максимальное снижение водоотдачи достигается через 2 часа перемешивания. Время прокачивания – до 5 часов.

На основании проведенных исследований установлено, что наиболее эффективными по снижению показателя фильтратоотдачи тампонажных растворов и поддержанию высоких реологических, структурно-механических свойств тампонажных составов является ОЭЦ фирмы Hoechst – Tylose ЕНМ и ЕНL. Доступность ОЭЦ марки ЕНМ определяет его выбор как реагента для рекомендации к промышленному внедрению.

Для уточнения и объяснения механизма снижения водоотдачи цементного раствора при вводе ОЭЦ был проведен анализ вязкости фильтратов цементных растворов, обработанных ОЭЦ; водных растворов ОЭЦ и их фильтратов, а также изучена кинетика фильтратоотдачи цементных растворов, обработанных ОЭЦ.

Установлено, что:

– вязкость фильтрата ОЭЦ, приготовленного на 40 %-ном водном растворе  $\text{CaCl}_2$ , значительно меньше вязкости исходного раствора ( $\mu_{\text{ф}} = 23,75$  мПа·с;  $\mu_{\text{р}} = 129,71$  мПа·с);

– показатель фильтрации водного раствора ОЭЦ, приготовленного на 40 % растворе  $\text{CaCl}_2$ , равен  $7,0 \text{ см}^3$  за 30 минут при перепаде давления 0,1 МПа, а при добавлении в раствор  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  снижается до  $2,0 \text{ см}^3$  за 30 минут.

Эти данные свидетельствуют о том, что при растворении Tylose ЕНМ в 40% растворе хлорида кальция происходит набухание и укрупнение макромолекул ОЭЦ до размеров, превышающих размеры пор фильтра (10 нм), в результате чего они задерживаются на его границе. Набухание ОЭЦ сопровождается связыванием свободной дисперсионной среды, на что указывает снижение показателя фильтрации.

Макромолекулы ОЭЦ в фильтрате тампонажного раствора не обнаружены. Плотность фильтрата через 5 минут предварительного перемешивания соответствует плотности жидкости затворения, а после 30 минут плотность фильтрата и его вязкость снижаются, причем вязкость фильтрата в дальнейшем остается на постоянном уровне. Таким образом, снижение фильтратоотдачи цементных растворов, обработанных ОЭЦ марки

Tylose ЕНМ, обусловлено связыванием свободной дисперсионной воды макромолекулами ОЭЦ и удержанием ее в системе портландцемент - дисперсионная среда при формировании цементного камня и возможном частичном осаждении макромолекул в порах фильтра.

На основании результатов экспериментальных и теоретических исследований, определены наиболее оптимальные тампонажные составы и проведены их промышленные испытания. Технологическая схема цементировочных работ практически не отличалась от принятой на предприятии. Оценка качества работ проводилась с использованием акустической цементометрии и скважинного гамма дефектомера-толщиномера (СГДТ). Негерметичность цементного кольца оценивалась методом опрессовки. Исследования показали, что число скважин с наличием межколонных давлений резко (в 7-8 раз) сократилось, число скважин с негерметичным кольцом практически отсутствует.

Таким образом, промышленные испытания подтвердили перспективность и целесообразность использования высокомолекулярных соединений в составе тампонажных растворов.

**В пятом разделе** представлено обоснование использования методов гидравлической активации тампонажных растворов в процессе цементирования скважин, описаны разработанные в соавторстве технические средства и технологии их применения.

Известно, что процессы твердения тампонажных растворов в значительной степени определяются степенью гидратации основных компонентов вяжущего материала. Воздействие на структурообразование тампонажного раствора принято называть активацией. Последствия активационной обработки в композиционных материалах ощущаются в течение длительного времени их службы. Выбор того или иного вида активации, а иногда и их совмещения, обуславливается технологическими задачами, главными из которых являются реализация потенциальных возможностей вяжущего для уменьшения расхода цемента; создание более пластичной системы без применения органических пластификаторов, замедляющих гидратацию и понижающих прочность; необходимость обеспечения

ускоренного твердения на определенном этапе структурообразования, например, в период схватывания и т.д.

В работе проанализированы различные технологические приемы и методы активации тампонажных систем, такие как: активация при помолке в присутствии органических веществ; виброактивация цементных растворов, бетонов; активация устройствами роторного типа, аэродинамическими излучателями; использование магнито-механического, электрогидравлического и термоэлектрического воздействия; пароразогрев тампонажной смеси и др.

Учитывая специфику проведения цементировочных работ, предложено использование роторно-пульсационных аппаратов (РПА) в технологической схеме цементирования и гидроакустического активатора в оснастке обсадной колонны. Прежде всего, это было обусловлено эффективностью их работы при приготовлении суспензий высокой концентрации, диспергированием дисперсной фазы за счет механического взаимодействия друг с другом.

Устройство РПА изготовлено в виде отдельного агрегата и включается в циркуляционную обвязку перед подачей тампонажного раствора в усреднительную емкость. В таблице 11 представлены результаты экспериментальных исследований по изучению влияния гидро-пульсационного воздействия на физико-механические свойства тампонажных растворов различного состава. Их анализ показывает, что в этом случае водоотделение тампонажных растворов значительно снижается (в 3-5 раз). Снижение отмечено и для тампонажного раствора с повышенным водосодержанием ( $V/C=0,7$ ); предел прочности цементного камня, в среднем, возрастает в 1,5 раза; ускоряется процесс формирования цементного камня (сроки начала схватывания сократились на 10-15 %, конца схватывания на 7-10 %, время загустевания на 6-10 %).

Учитывая важность и необходимость, в первую очередь, обеспечения качественного разобщения объекта, являющегося источником поступления пластового флюида в скважину (продуктивного горизонта), было принято решение совместить процесс гидравлической активации поставляемого тампонажного раствора непосредственно в скважине.

Таблица 11 – Влияние гидродинамической активации на физико-механические свойства тампонажных растворов

Состав тампонажного раствора	Водо-твердое отношение	Физико-механические свойства тампонажного раствора, камня							
		Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Водо-отделение, %	Растекаемость, м	Сроки схватывания		Время загустевания, ч-мин	Предел прочности при изгибе (МПа) в возрасте	
					начало	конец		2 суток	7 суток
Портланд-цемент	0,5	<u>1800</u>	<u>0,5</u>	<u>0,215</u>	<u>6-15</u>	<u>9-20</u>	<u>7-00</u>	<u>3,90</u>	<u>6,80</u>
		1870	2,5	0,220	6-35	9-40	7-25	2,75	6,20
	0,7	<u>1680</u>	<u>1,5</u>	<u>0,235</u>	<u>7-45</u>	<u>10-50</u>	<u>8-50</u>	<u>2,35</u>	<u>5,20</u>
		1700	3,5	0,240	7-55	11-20	9-00	2,15	4,50
Портланд-цемент + 6% CaCl	0,5	<u>1850</u>	<u>0,5</u>	<u>0,195</u>	<u>6-00</u>	<u>9-00</u>	<u>7-00</u>	<u>3,95</u>	<u>5,10</u>
		1845	0,4	0,190	5-40	8-10	6-15	4,1	7,15
	0,6	<u>1800</u>	<u>0,5</u>	<u>0,215</u>	<u>6-30</u>	<u>9-40</u>	<u>7-40</u>	<u>2,45</u>	<u>4,55</u>
	0,7	<u>1680</u>	<u>0,5</u>	<u>0,235</u>	<u>7-20</u>	<u>10-15</u>	<u>8-10</u>	<u>2,45</u>	<u>4,20</u>
		1685	0,4	0,215	6-30	9-25	7-40	3,15	4,45
Портланд-цемент + 3% CaCl + 0,5% ЛСТМ	0,5	<u>1660</u>	<u>0,5</u>	<u>0,210</u>	<u>8-15</u>	<u>10-35</u>	<u>9-15</u>	<u>2,40</u>	<u>5,80</u>
		1650	0,3	0,205	7-20	8-30	8-40	2,85	6,40
	0,6	<u>1620</u>	<u>0,5</u>	<u>0,210</u>	<u>8-45</u>	<u>11-00</u>	<u>9-25</u>	<u>2,20</u>	<u>3,15</u>
		1625	0,3	0,205	7-20	9-15	8-40	2,45	4,80
Портлаце-мент + 5% раствор глины	0,5	<u>1740</u>	<u>0,2</u>	<u>0,140</u>	<u>4-15</u>	<u>6-25</u>	<u>4-50</u>	<u>3,49</u>	<u>5,86</u>
		1730	0,2	0,140	3-35	5-15	3-10	3,40	6,40
	0,6	<u>1720</u>	<u>0,4</u>	<u>0,165</u>	<u>4-55</u>	<u>7-20</u>	<u>6-00</u>	<u>3,15</u>	<u>5,40</u>
		1730	0,4	0,165	3-40	5-50	7-50	3,50	6,60
	0,75	<u>1680</u>	<u>0,5</u>	<u>0,190</u>	<u>6-45</u>	<u>10-20</u>	<u>7-50</u>	<u>2,70</u>	<u>5,40</u>
		1680	0,5	0,180	5-15	9-10	6-10	3,05	6,80
0,8	<u>1680</u>	<u>0,5</u>	<u>0,195</u>	<u>6-55</u>	<u>10-40</u>	<u>8-00</u>	<u>2,55</u>	<u>5,30</u>	
	1685	0,5	0,180	5-15	9-10	6-50	2,60	6,40	
1,0	<u>1640</u>	<u>0,5</u>	<u>0,219</u>	<u>8-15</u>	<u>11-35</u>	<u>9-15</u>	<u>2,20</u>	<u>5,38</u>	
	1640	0,5	0,205	7-10	9-40	7-50	2,60	5,52	
Портланд-цемент + 10% активированного материала (AM)	0,5	<u>1800</u>	<u>3,0</u>	<u>0,210</u>	<u>6-15</u>	<u>10-05</u>	<u>8-50</u>	<u>3,15</u>	<u>6,15</u>
		1800	0,5	0,205	5-35	9-50	7-10	3,45	7,25
20 % AM	0,5	1780	2,5	0,215	6-25	10-00	-	3,35	4,4
40% AM	0,5	1760	2,5	0,210	6-30	9-45	-	3,5	3,9
60% AM	0,5	1760	2,0	0,25	6,05	9-25	-	3,7	3,9

Примечание: в числителе указаны физико-механические свойства тампонажного раствора, не подвергнутого активации; в знаменателе – подвергнутого.

Для этого совместно с профессорами Кузнецовым Ю.С. и Овчинниковым В.П. разработаны два варианта генераторов импульсов давления, устанавливаемых над башмаком обсадной колонны. Обе конструкции основаны на принципе генерирования в потоке прокачиваемой жидкости кавитационных импульсов давления. В первом варианте образование парогазовой области осуществляется за счет закручивания потока жидкости в гидровихревой насадке, во втором – на принципе жидкостного свистка. Струя потока жидкости подается под давлением через сопло на острие пластинки, закрепленной в двух местах в корпусе башмака. Под ударом струи жидкости пластинка колеблется, излучая два пучка ультразвука, направленных перпендикулярно к ее поверхности. Частота колебаний, возбуждаемых излучателем, составляет около 30 кГц. Дополнительно над пластиной размещается металлический шар. Колебания шара, вызванные генерируемыми импульсами, способствуют дополнительному механическому воздействию на дисперсную фазу цементно-водной суспензии, повышению ее удельной поверхности).

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

Весь комплекс предлагаемых решений был апробирован на скважинах Северо-Уренгойского месторождения на кустах: 109 (6 скважин) и 106 (6 скважин). Результаты однозначно показали повышение качества работ по обеспечению разобшения продуктивного пласта. Доля интервалов с классификацией наличия цементного камня за колонной (СГДТ) и жесткого сцепления цементного камня породой достигла в интервале продуктивного пласта 95-97 %, – выше 48-53 % (остальное на долю частичного сцепления).

Герметичность кольцевого пространства при эксплуатации скважин в течение определенного времени, как правило, нарушается. Это, прежде всего, вызвано изменениями избыточных внутренних и наружных давлений, приводящих к нарушению герметичности контактной зоны цементный камень – обсадная колонна.



Проведенными в институте «ТатНИПИнефть» экспериментальными исследованиями было показано, что при внутреннем давлении, равном 15 МПа, в трубах диаметром 146 мм и толщиной стенки 10 мм группы прочности Д возможна радиальная деформация в 40 мкм. Кроме того, изменение температуры приводит к образованию зазоров между обсадной колонной и цементным камнем, которые, в зависимости от диаметра и толщины стенок обсадных труб, могут достигать 0,652 мкм. При этом происходит нарушение сплошности цементной оболочки, ее разрыв и ухудшение сцепления цементного камня с обсадной трубой. Результат – преждевременное обводнение скважин или прорыв газа.

Предупреждение радиальных деформаций обсадных труб возможно путем включения в оснастку обсадной колонны специального устройства, исключающего радиальную деформацию обсадной колонны - компенсатора изменения избыточного давления.

Компенсатор представляет собой устройство, работающее по принципу рессоры и состоящее из внутренней и внешней трубы. Во внешней трубе имеется клапан. Пространство между трубами заполняется воздухом или другим газом, например, азотом.

При цементировании давление столба цементного раствора, воздействуя на наружную трубу, вызывает в ней деформацию в направлении оси скважины. Труба, находясь в напряженном состоянии после ОЗЦ, в результате снижения затрубного давления прижимает цементный камень к стенке скважины, тем самым повышая герметичность в зоне контакта «цементный камень – обсадная колонна», «цементный камень – горная порода».

Изменения (при эксплуатации скважины) внутреннего давления, деформируют внутреннюю трубу. За счет вызванного этим перемещения уменьшается объем межтрубного пространства в устройстве и, следовательно, увеличивается давление воздуха в нем. Увеличение давления воздуха не приводит к деформации наружной трубы, при которой возможно разрушение цементного камня.

Таким образом, за счет изменения давления воздуха в межтрубном пространстве, на контакте наружная труба – цементный камень не возникают

напряжения, способные разрушить цементный камень, что сохраняет его целостность, следовательно, надежность разобщения пластов повышается.

Разработана методика расчета прочностных характеристик обсадных труб в зависимости от давлений в интервале их установки. Расчетами показано, что до глубины 2000 м могут быть использованы обсадные трубы 168×9 группы прочности D. Начальное давление газа в межтрубном пространстве должно составлять 12–14 МПа, сминающее давление составляет 25,2 МПа, цементная оболочка снижает боковое давление до 13 МПа.

**В шестом разделе** предложены конструкции низа эксплуатационных колонн, позволяющие устранить отрицательные последствия первичного вскрытия и цементирования скважин при вторичном вскрытии продуктивных пластов, с использованием безперфораторного способа и термовоздействия на пласт.

Предлагается комплексная технология разобщения и вскрытия пластов безперфораторного воздействия с использованием фильтров специальной конструкции.

Устройство низа обсадной колонны для разобщения и вскрытия пластов (рисунок 3) состоит из фильтра 1 с заглушками 2 и втулкой 3, компенсатора давления 4, состоящего из внутренней трубы 5, наружной трубы 6, соединенных муфтами 7, соединительного (башмачного) патрубка 8, башмака 9, жесткого центратора 10, пружинного центратора 11, обсадных труб 12, соединительных муфт 13.

Фильтр представляет собой обсадную трубу диаметром 146 (168) мм с просверленными в ней отверстиями, спускаемую в скважину в составе эксплуатационной колонны. Заглушка изготавливается из магниевого сплава МЛ2 или МЛ3, который в условиях скважины разрушается под воздействием технической соляной кислоты, вследствие чего в обсадной колонне создаются перфорационные каналы. При глинистости продуктивного пласта 2 % и более (по объему) вместо соляной кислоты может быть применена грязевая кислота ( $\text{HCl} + \text{HF}$ ), или техническая соляная кислота с добавкой 4–5 % (по весу) бифторид-флюида аммония (БФА).

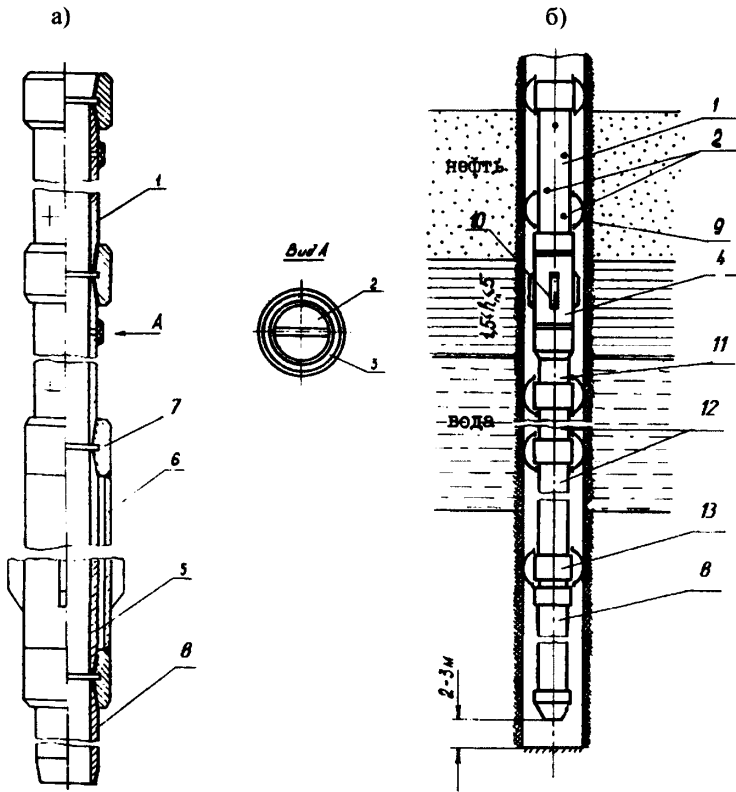


Рисунок 3 – Оборудование низа обсадной колонны (а) и схема ее расположения в скважине (б)

Использование фильтра способствует ускорению строительства скважин, уменьшению стоимости вторичного вскрытия и его совмещению с процессом опробования пласта, сохранению герметичности цементного кольца за обсадной колонной.

Порядок выполнения работ по указанной выше технологии следующий:

– по данным комплекса геофизических исследований определяют интервалы залегания нефтеносного, газоносного и водоносного пластов, их толщину, наличие и толщину глинистого пропластка. Геологическая служба бурового предприятия оценивает возможность применения данной компоновки, а также дает рекомендации по ее размещению;

– устанавливают оборудование в выбранном интервале. Подгонка оборудования и его точная установка в назначенном интервале корректируется использованием локатора муфт. Подготовка ствола осуществляется шаблонированием, а цементирование эксплуатационной колонны проводится по приятной технологии;

– спускается колонна НКТ с пусковыми муфтами под освоение, скважина тщательно промывается от глинистого раствора до чистой воды;

– после обвязки устья скважинной арматурой закачивается кислотная жидкость из расчета  $0,5 \text{ м}^3$  на 1 погонный метр фильтра. Через 2,5 – 3,0 часа реакции соляной кислоты с магниевыми заглушками создается избыточное давление не более 8,0–10,0 МПа, вследствие чего образуются перфорационные отверстия в обсадной колонне. Кислоту продавливают в пласт, если коллектор терригенный, или оставляют на забое в качестве кислотной ванны, если продуктивный пласт представлен карбонатами, после чего скважина осваивается. Оценка качества вскрытия и разобнения пластов производится методами геофизических исследований, а также по результатам освоения и эксплуатации в первый и последующий годы.

Вместо описанной конструкции фильтра возможно использование специальных фильтров (рисунок 4).

Фильтры изготовлены из обсадных труб и состоят из корпуса 1 с фильтрационными отверстиями 2, заглушенными магниевыми пробками 3. К корпусу присоединяются полумуфты 4, к которым приваривается кожух 5, изготовленный из обсадной трубы большего диаметра и имеющий вертикальные щели, расположенные в шахматном порядке и перекрывающие друг друга.

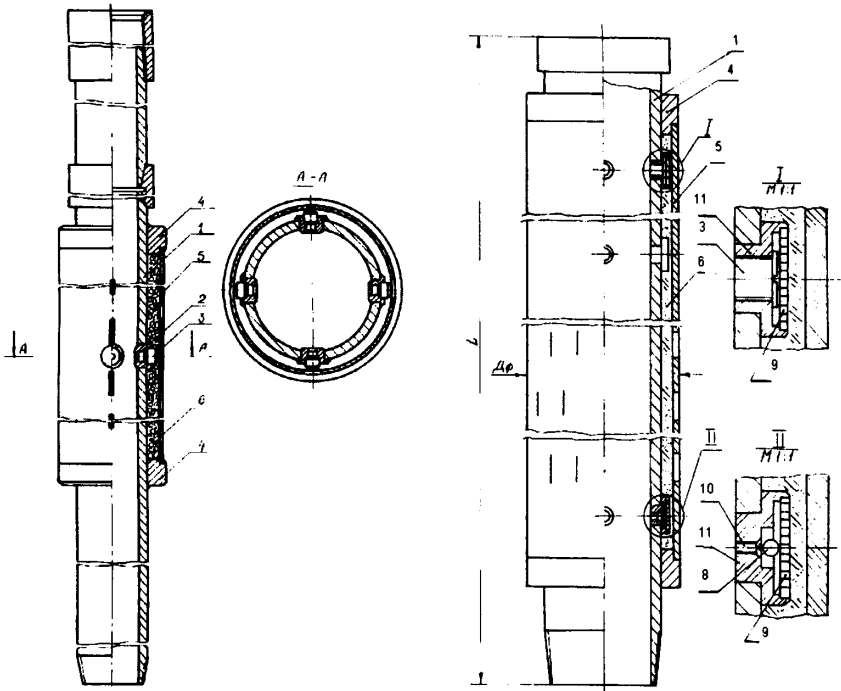


Рисунок 4 – Конструкция фильтра двухсторонней связи и противопесочного фильтра

Полость между корпусом 1 и кожухом 5 заполняется гранулированным магнеиом 6 крупной фракции (5–10 мм) марки МРШ-95. Отличительной особенностью второго фильтра является наличие клапанов 11.

Технология термокислотной обработки позволяет осуществлять вскрытие пластов без создания давления насосным агрегатом и обеспечивает полное разрушение цементного камня по всей толщине продуктивного пласта, так как толщина цементного камня против фильтра уменьшается почти в 2 раза по сравнению с базовым вариантом (безперфораторный способ ОРВ).

Подготовка ствола, спуск, шаблонирование и цементирование эксплуатационной колонны проводятся по обычной технологии.

Соляно-кислотная ванна устанавливается на 8-12 часов в скважине для растворения магниевых заглушек и реакции кислоты с гранулированным магнием:

Если  $P_{пл} < 0,9 P_r$ , то скважину осваивают ( $P_{пл}$  – пластовое давление;  $P_r$  – гидростатическое давление столба жидкости в стволе перед вторичным вскрытием). В случае, когда  $P_{пл} > 0,9 P_r$ , то кислоту продавливают в пласт. Скважину осваивают через 2–3 часа.

Преимущества термокислотной обработки перед кислотной являются неоспоримыми, так как скорость реакции горячей кислоты с породами в 4–5 раз выше, чем холодной. Термокислотная обработка способствует восстановлению коллекторских свойств продуктивного пласта, ухудшенных в процессе вскрытия его бурением и цементированием, а также предотвращению отложений смолисто-парафиновых веществ в призабойной зоне пласта, возникающих в результате охлаждения забоя, особенно, в зимних условиях строительства скважин.

Известно также, что при термокислотной обработке выделяется большое количество водорода, часть которого растворяется в пластовой нефти, снижая ее вязкость, а при создании депрессий на пласт нерастворившийся водород способствует ее вытеснению к забою скважины.

В скважинах, оборудованных фильтрами указанной выше конструкции, можно проводить и водоизоляционные работы с применением пакерующих устройств, используя специальные отверстия, выполненные против водоносного пласта. При этом обеспечивается направленная изоляция источника обводнения. В качестве изолирующих реагентов можно применять полимерные материалы. Работы выполняются с последующим цементированием. Повторная перфорация нефтеносного пласта не производится.

Наличие клапанов 11 и использование в качестве фильтрующего материала нерастворяемых твердых веществ, например, чугунной дробы с уменьшением крупности по высоте снизу вверх позволяет рекомендовать установку фильтра против пластов, склонных к пескопроявлениям. В этом

случае по колонне НКТ закачивается техническая соляная кислота до интервала расположения фильтра из расчета  $0,3 \text{ м}^3$  на 1 погонный метр вскрываемой части фильтра. Кислотная ванна устанавливается на 18–24 часа. Вступая в реакцию с соляной кислотой, магниевые заглушки полностью растворяются. В результате этого образуются каналы сообщения между внутриколонным пространством и полостью, образованной кожухом. Скважина осваивается.

При необходимости, очистку фильтра проводят следующим образом. В скважину на НКТ спускается пакер, который устанавливается между внутренним фильтрационным отверстием фильтра и обратным клапаном. После закачивания во внутриколонное пространство воды с ПАВ создается избыточное давление, открывается шариковый клапан фильтра, в результате чего вода с ПАВ под давлением поступает в кольцевое пространство, образуемое корпусом и кожухом, поднимается вверх до фильтрационных отверстий, далее – во внутриколонное пространство, увлекая при этом за собой илстые отложения; часть воды с ПАВ, находящаяся под давлением, проникает через вертикальные щели кожуха в пласт, в результате чего происходит очистка щелей фильтра.

## **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

1. В результате научного обобщения сделан вывод о том, что несмотря на определенные достижения ООО «Газпром бурение» в области строительства скважин, сегодняшнее организационно-техническое и технологическое состояние буровых работ требует разработки и внедрения инновационных технико-технологических проектов по ускорению сроков строительства скважин, обеспечению сохранности естественных фильтрационно-емкостных свойств и надежности разобщения вскрываемых продуктивных пластов.

2. Обоснованы и оптимизированы рецептуры промывочных жидкостей. Для вскрытия продуктивных пластов с коэффициентами аномальности до 1,24 рекомендован состав: картофельный крахмал – 2 %, каустическая сода (NaOH) – 0,08 %, метасиликат натрия – 1,2 %, хлорид калия – 3 %, остальное – пластовая либо техническая вода. Для пластов с коэффициентом аномальности более 1,24

можно использовать: полимер (сульфацел до 3 %, либо картофельный крахмальный реагент – до 5 %, либо Xanthan gum – 0,1-10,15 %) + электролит (формиат натрия 9-45 % или ацетат калия – 28 %) + утяжелитель (мраморная крошка – до 45 % или барит – 10-60 %). В случае применения инертных добавок (утяжелителей), последний предварительно обрабатывают ПАВ – ФХЛС (феррохромлигносульфонат) – до 3 %.

Для предупреждения возможного вспенивания раствора вводится пеногаситель МАС 200, растворенный в дизтопливе в соотношении 1 : 20 – до 0,4 %, остальное – техническая вода. Разработаны технологические схемы их приготовления. В зависимости от степени минерализации дисперсионной среды параметры раствора остаются стабильными при температурах 20-30°C в течение 20-30 суток, а при циклическом повышении и снижении температуры раствора в диапазоне 20-90 °C – в течение 15-20 суток. Растворы без метасиликата натрия ферментативно устойчивы в течение 7-10 дней.

При опытно-промышленном внедрении отмечено отсутствие загрязненных зон в приствольной части продуктивных пластов (отрицательный скин-эффект порядка 2,5-4,6), продуктивность скважин при испытании возросла: в разведочных скважинах в 2,8-5,2 раза, в эксплуатационных, нефтяных – в 1,25-1,8 раз, в газовых – в 1,7-1,9 раза по сравнению с базовыми. Чистый экономический доход предприятия составил 250-275 рублей на метр глубины скважины.

3. Модернизирована технология вскрытия продуктивных пластов за счет использования метода кольматации в щадящем режиме, с применением в качестве кольматационной среды биополимерсолевого раствора. Время «существования» кольматационного экрана управляется реагентами-деструкторами (метасиликат натрия, пероксид водорода и пергидрат мочевины). При введении в раствор порядка 0,1 % пергидрата мочевины проницаемость коллектора восстанавливается полностью. Пероксид водорода в сочетании с мочевиной нейтрализует активность ферментов, процесс ферментативного брожения прекращается. После дополнительной обработки крахмальным реагентом раствор восстанавливает свои свойства и может быть использован на следующей скважине.



4. Для решения проблемы обеспечения сохранности коллекторских свойств продуктивных пластов рекомендовано использование биополимерсолевых растворов. Биополимер адсорбируется на поверхности поровых каналов, сужает их, образует кольматационный экран на глинистых включениях, предотвращает их гидратацию и набухание. Связывая значительное количество дисперсионной среды, он способствует снижению процесса фильтратоотдачи бурового раствора. Электролиты (соли хлорида калия, ацетата калия либо формиата натрия) ингибируют процессы гидратации и диспергации глинистых включений, снижают поверхностное натяжение и капиллярное давление, защищают биополимерный реагент от воздействия бактерицидов и регулируют плотность раствора. Для повышения ферментативной устойчивости и термостабильности крахмального реагента предложен ввод в его состав метасиликата натрия.

5. Разработана и рекомендована к внедрению методика контроля и управления осевой нагрузкой на долото и частотой вращения породоразрушающего инструмента при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин для изменения величин момента и нагрузки до посадки долота на забой и непосредственно при нагружении долота. Методика успешно использована при бурении скважин на Уренгойском и Уренском месторождениях.

6. Теоретически обосновано и экспериментально доказано, что модульное разделение ротора винтового забойного двигателя по окончании шага винтовой линии, последующее их объединение и разворот осей на определенный угол снижает уровень поперечных колебаний двигателя, повышает энергетические характеристики и увеличивает сроки его работы. Для двигателей Д1-195В, ДГР-178.6/7.57 и ДГР-178.7/8.37 установлено увеличение механической скорости бурения в среднем на 18 %, моторесурса двигателя на 60-70 %.

7. Для повышения надежности разобщения продуктивных горизонтов рекомендовано использование методов гидроактивации тампонажного раствора: при его приготовлении включением в технологическую схему цементирования ротационно-пульсационного активатора (РПА). Гидродинамическая активация

РПА осуществляется воздействием на обрабатываемую среду гидравлических ударов, кавитации, больших напряжений сдвига, возникающих в узких радиальных зазорах между вращающимися и неподвижным цилиндрами. Изучено положительное их влияние на изменение физико-механических свойств тампонажных растворов.

Для осуществления гидровоздействия на свойства тампонажного раствора при его выходе из башмака обсадной колонны разработаны два варианта конструкции последнего. В первом варианте генерирование импульсов давления основано на принципе образования парогазовой воронки за счет закручивания потока, во втором - генератор сконструирован на принципе жидкостного свистка.

Разработана техническая документация на их изготовление и применение, РПА использован на 18 скважинах, забойные генераторы кавитационных импульсов давления на – 23 скважинах. В полном комплексе (РПА и забойные генераторы) использованы на 13 скважинах.

8. Доказано, что применение водорастворимых высокомолекулярных соединений в составе тампонажных растворов снижает их фильтратоотдачу, повышает седиментационную устойчивость и герметичность заколонного пространства. Обоснован выбор полимеров из группы оксиэтилцеллюлозы – Tylose марок ЕНМ в количестве 0,3-0,5 % и ЕНЛ – 0,5 %. Рекомендуется их введение в состав раствора виде кашицы, не исключается – в растворенном и сухом виде. Время перемешивания тампонажного раствора должно быть не менее одного часа. Для регулирования сроков схватывания и реологических свойств тампонажного раствора рекомендуемые полимеры успешно могут сочетаться с хлоридом кальция (2-3 %) и ЛСТП (0,1 %). Усадочные явления не оказывают воздействия на качество цементирования, поскольку они протекают в ранние сроки твердения. Объяснен механизм снижения фильтратоотдачи. Внедрено с положительным результатом на более чем 150 скважинах.

9. Разработана конструкция устройства, снижающего воздействия на цементный камень изменений внутренних и наружных давлений, температурных напряжений в процессе ожидания затвердевания тампонажного раствора и

эксплуатации скважин, что исключает формирование каналов в контактных участках «цементный камень – обсадная колонна», «цементный камень – горная порода». Расчетным методом, по известным и принятым математическим моделям, проведена оценка прочностных характеристик основных узлов устройства. Результаты показали его работоспособность и возможность использования в составе обвязки обсадной колонны.

10. Для предупреждения трещинообразования в цементном камне рекомендуется использование безперфораторного способа вторичного вскрытия с термофизическим воздействием на пласт, реализация которого обеспечивается установкой в компоновке низа обсадной колонны фильтров: односторонней связи, заколонного, противопесочного. Описаны технологии работ, области применения и варианты установок в зависимости от геологического расположения и строения залежей нефти и газа.

11. Теоретические и конструкторские разработки, результаты экспериментальных и промысловых исследований вошли в учебно-методические комплексы и используются при подготовке специалистов специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин», бакалавров и магистров направления «Нефтегазовое дело», а также специалистами отраслевых институтов при разработке технологических регламентов и проектов на строительство скважин.

**Содержание диссертационной работы опубликовано в 52 печатных работах, основные из которых следующие:**

**а) научные статьи, в изданиях по перечню ВАК РФ**

1. Ключов А.А. Гидродинамическая активация тампонажных растворов / А.А. Ключов, А.Н. Гноевых, Ю.Р. Кривобородов, А.В. Рудницкий, А.А. Рябоконе, Е.А. Коновалов, А.В. Будько // Газовая промышленность. – 1997. – № 1. – С. 36-37.

2. Татауров В.Г. Повышение качества разобщения проницаемых пластов полимерцементными составами / В.Г. Татауров, П.В. Овчинников, А.В. Будько // Известия вузов. Нефть и газ. – 1997. – № 6. – С. 58.

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

4. Бudyко А.В. Облегченные тампонажные растворы для цементирования газовых скважин месторождений Крайнего Севера / А.В. Бudyко, А.А. Фролов, В.П.Овчинников, П. В. Овчинников // Известия вузов. Нефть и газ. – 2000. – № 2. – С. 27-33.

5. Овчинников В.П. Буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова, П.В. Овчинников, В.В. Салтыков, В.Ф. Сорокин, А.В. Бudyко, О.В. Гаршина, А.М. Нацепинская, В.Г. Татауров // Известия вузов. Нефть и газ. – 2000. – № 4. – С. 21-26.

6. Бudyко А.В. Совершенствование технологий и технических средств для цементирования скважин месторождений Крайнего Севера / А.В. Бudyко, А.А. Фролов, П.В. Овчинников // Известия вузов. Нефть и газ. – 2000. – № 5. – С. 38-43.

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

8. Овчинников П. В. Крепление скважин в условиях аномально низких пластовых давлений/ П.В. Овчинников, М.В. Двойников, В.П.Овчинников, А.А. Фролов, А.В. Бudyко, С.В. Пролубщиков, Ш.К. Арыпов // Известия вузов. Нефть и газ. – 2005. – № 2. – С.28-34.

9. Овчинников В.П. Применение методов математической статистики к анализу промысловых данных / В.П. Овчинников, Е.Г. Гречин, С.Г. Атрасев, А.Л. Каменский, А.В. Бudyко // Бурение и нефть. – 2006. – № 7-8. – С. 14-15.

10. Бudyко А.В. Совершенствование технологии бурения скважин с горизонтальным окончанием на месторождениях севера Тюменской области / А.В. Бudyко, В.П. Овчинников, М.В. Двойников, С.В. Пролубщиков // Бурение и нефть. – 2006. – № 11. – С. 31-34.

11. Будько А.В. Технология вскрытия продуктивных отложений Оренбургского НГКМ с применением метода химической кольматации / А.В. Будько, В.П. Овчинников, М.В. Двойников, С.В. Пролубщиков // Известия вузов. Нефть и газ. – 2006. – № 3. – С. 25-31.

12. Овчинников В.П. Совершенствование узлов винтовых забойных двигателей для бурения скважин / В.П. Овчинников, М.В. Двойников, А.В. Будько, С.В. Пролубщиков // Бурение и нефть. – 2007. – № 1. – С. 51-52.

13. Двойников М.В. Совершенствование конструкции винтовых двигателей для бурения скважин / М.В. Двойников, В.П. Овчинников, А.В. Будько, С.В. Пролубщиков // Бурение и нефть. – 2007. – № 3. – С. 52-54.

14. Будько А.В. Определение осевой нагрузки на долото при бурении скважин с горизонтальным окончанием / А.В. Будько, М.В. Двойников, В.П. Овчинников, С.В. Пролубщиков // Бурение и нефть. – 2007. – № 5. – С. 18-20.

15. Овчинников В.П. Управление потоком бурового раствора в кольцевом пространстве скважины при вскрытии продуктивных пластов / В.П. Овчинников, М.В. Двойников, А.В. Будько, С.В. Пролубщиков // Бурение и нефть. – 2007. – № 07-08. – С. 46-47.

16. Двойников М.В. К вопросу продления срока службы винтовых забойных двигателей / М.В. Двойников, В.П. Овчинников, А.В. Будько, С.В. Пролубщиков // Бурение и нефть. – 2007. – № 10. – С. 40-46.

17. Двойников М.В. Результаты исследований в области разработки техники и технологии бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин винтовыми забойными двигателями / М.В. Двойников, В.П. Овчинников, А.В. Будько, П.В. Овчинников, С.В. Пролубщиков // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – 2010. – № 1. – С. 15-32.

18. Будько А.В. Технологические жидкости для вскрытия терригенных пород-коллекторов с аномальными пластовыми давлениями / А.В. Будько, П.В. Овчинников, В.В. Салтыков, И.Г. Яковлев // Бурение и нефть. – 2007. – № 1. – С. 34-35.

19. Егорова Е.В. Эффективность применения новых ингибирующих реагентов на основе талового пека при бурении на Астраханском ГКМ / Е.В. Егорова, А.В. Будько, В.А. Мнацаканов и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. – № 1. – С. 29-35.

20. Двойников М.В. Исследование поперечных колебаний винтового забойного двигателя / М.В. Двойников, В.П. Овчинников, А.В. Будько, С.В. Пролубщиков // Бурение и нефть. – 2010. – № 1. – С. 10-12.

#### **б) монографии**

21. Будько А.В. Управление и контроль параметров бурения скважин винтовыми забойными двигателями: Монография / А.В. Будько, М.В. Двойников, В.П. Овчинников, П.В. Овчинников. – М.: ЗАО «Белгородская областная типография», 2009. – 136 с.

22. Будько А.В. Совершенствование конструкций винтовых забойных двигателей для бурения скважин: Монография / А.В. Будько, М.В. Двойников, В.П. Овчинников, П.В. Овчинников, А.И. Шиверских. – Тюмень: ООО «Печатник», 2010. – 141 с.

#### **в) патенты РФ**

23. Пат. 2277570 РФ, С1 С 09 К 8/04. Солестойкий буровой раствор для вскрытия продуктивных пластов / А.В. Будько, П.В. Овчинников, И.Г. Яковлев, А.А. Фролов, С.В. Пролубщиков (Россия). – № 2004134648/03; Заявлено 26.11.2004; Опубл. 10.06.2006, Бюл. № 16.

24. Пат. 2277569 РФ, С1 С 09 К 8/02. Буровой раствор / А.В. Будько, П.В. Овчинников, И.Г. Яковлев, А.А. Фролов, С.В. Пролубщиков (Россия). – № 204134762/03; Заявлено 29.11.2004; Опубл. 10.06.2006, Бюл. № 16.

25. Пат. 2277571 РФ, С1 С 09 К 8/08. Безглинистый буровой раствор / П.В. Овчинников, И.Г. Яковлев, А.А. Фролов, А.В. Будько, С.В. Пролубщиков (Россия). – № 2004135682/03; Заявлено 06.12.2004; Опубл. 10.06.2006, Бюл. № 16.

26. Пат. 2277572 РФ, С1 С 09 К 8/08. Высокоминерализованный безглинистый буровой раствор / А.В. Будько, П.В. Овчинников, И.Г. Яковлев, А.А. Фролов, С.В. Пролубщиков (Россия). – № 2004135683/03; Заявлено 06.12.2004; Опубл. 10.06.2006, Бюл. № 16.

27. Пат. 2303047 РФ. Высокоингибированный буровой раствор / А.В. Будько, А.Я. Третьяк, В.А. Мнацаканов, В.С. Зарецкий (Россия); Заявлено 10.05.2006; Опубл. 20.07.2007, Бюл. № 20.

28. Пат. на полезную модель № 53721 РФ. Устройство для передачи информации с забоя скважины / А.А. Фролов, А.В. Будько, К.Е. Панов, В.А. Мнацаканов и др. (Россия); Заявлено 20.12.2005; Опубл. 27.05.2006, Бюл. № 5.

29. Пат. 2313648 RU, E 21 В4/02. Устройство для бурения скважин / В.П. Овчинников, М.В. Двойников, А.В. Будько, А.Л. Каменский. – № 2006116075/03; Заявлено 10.05.2006; Опубл. 27.12.2007, Бюл. № 36.

Соиска

В. Будько



an2243