

СЛУЖБА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ



Контакты	3
1. СЛУЖБА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	4
Общие сведения	5
Опыт и география работ	6
Наличие инфраструктуры	7
Программное обеспечение	7
2. ИСПЫТАТЕЛЬНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	8
2.1. Общие сведения	9
2.2. Методы испытаний буровых растворов и их компонентов	10
2.2.1. Буровые растворы на водной и углеводородной основе	10
Основные параметры буровых растворов, измеряемые по стандартным методикам	10
Специфические исследования	13
2.2.2. Реагенты для буровых растворов	22
Контроль качества реагентов для буровых растворов по стандартным методикам	23
Контроль качества реагентов по нестандартным методикам	27
3. ПРОМЫВочные и ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ для БУРЕНИЯ и РЕМОНТА НЕФТЯНЫХ и ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	33
Буровой раствор СКИФ	34
Буровой раствор СКИФ+	35
Биополимерный ингибирующий карбонатный раствор ПОЛИКАРБ БИО	37
Растворы на углеводородной основе ЭМУЛЬКАРБ	38
Аэрированный буровой раствор	40
Буровой раствор для бурения трещиноватых коллекторов СУЛЬФОБИТ	41
Гелево-эмульсионный буровой раствор МУЛЬТИБУР	42
Раствор на водной основе для бурения в условиях высоких температур (до 240°C)	44
Известково-гипсовый раствор	45
Технологические жидкости без твердой фазы плотностью 1,35–2,30 г/см ³	46
Тампонирующая смесь для ликвидации поглощений промывочных жидкостей	47
Технологическая жидкость для очистки призабойной зоны пласта	48
Изолирующая жидкость для керноотборного снаряда ИЗОКОР	49

СОДЕРЖАНИЕ

4. РЕАГЕНТЫ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	50
БИО XX (органический ингибитор)	51
ДПС (детергент противосальниковый)	52
БЛ САЛТ (смазочная добавка)	53
БЛ (смазочная добавка)	54
БЛ-ЭКО (смазочная добавка)	55
ФИБРОВЛОКНО (реагент для очистки ствола скважины)	56
ОПТИБУР (противосальниковая добавка)	57
Сульфированный асфальтит	58
РТП (понижитель твердости горных пород)	59
БУРИНТЕХ-АНТИСТИК (БАС)	60
5. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА	61
5.1. Исследование кернов	62
Изготовление образцов керна необходимой геометрической формы	62
Экстрагирование образцов, определение водо- и нефтенасыщенности (аппараты Сокслета и Закса)	62
Сушка образцов под вакуумом	62
Определение абсолютной проницаемости образцов кернов по воздуху	63
Определение открытой пористости, плотности образца керна	63
Определение остаточной водонасыщенности и смачиваемости коллекторов	64
Определение содержания карбонатов и глины в породе	64
Определение гранулометрического состава породы	65
Исследования эксплуатационных характеристик пластов с использованием экспериментальной установки FDS-350	66
5.2. Исследование пластовых флюидов	68
Определение реологических характеристик	68
Определение плотности нефтепродуктов ареометром	68
Определение содержания воды в нефтепродуктах	69
6. ЛАБОРАТОРИЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН	70
6.1. Основные направления работ лаборатории крепления скважин	71
6.2. Оборудование лаборатории крепления скважин	71
Расширяющийся тампонажный материал РТМ-75	72

**Начальник службы
буровых растворов**

Дильмиев Марат Рафаилович
Тел. (347) 292-26-46,
e-mail: mdilmiev@burinteh.com

**Заместитель начальника
службы буровых растворов**

Старцев Вячеслав Анатольевич
Тел. (347) 292-71-94,
e-mail: starcev@burinteh.com

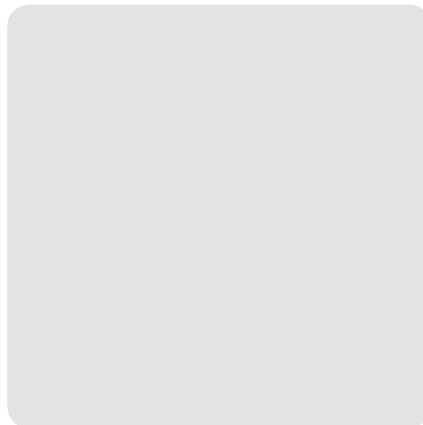
**Заведующий Испытательной
лабораторией буровых растворов**

Христенко Алексей Витальевич
Тел. (347) 291-25-43,
e-mail: khristenko@burinteh.com

**Заведующий Лабораторией
крепления скважин**

Газизов Хатим Валиевич
Тел. (347) 246-08-74,
e-mail: gazizovhv@burinteh.com

1. СЛУЖБА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ



ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Служба буровых растворов (СБР) ООО НПП «**БУРИНТЕХ**» создана в **2005** году. Численность службы буровых растворов составляет **65** человек, из них более **40** полевых инженеров, занятых непосредственно сервисным сопровождением.

НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СЛУЖБЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ:

1. Сервисное сопровождение буровых растворов.
2. Супервайзинг буровых растворов и аудит систем очистки.
3. Сервис дополнительных услуг (жидкости глушения, блокирующие составы, изолирующие жидкости, тампонажные смеси и добавки к ним).
4. Продажа химических реагентов (смазочные добавки, ингибиторы, детергенты, противoadгезионные добавки и т. д.).



- Каждый объект, на котором предоставляются услуги, оснащается современным жилым вагоном-домом с оборудованным в нем отсеком для размещения полевой лаборатории с соблюдением всех требований и норм.
- Замер параметров и свойств промывочных жидкостей производится по стандартам API на оборудовании фирмы «**OFITE**» (США), квалифицированными инженерами по буровым растворам.
- Весь задействованный при оказании услуг персонал в обязательном порядке прошел обучение и аттестован на знание нормативно-правовых актов законодательства РФ относительно охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды и имеет соответствующие удостоверения. Дополнительно весь персонал проходит обучение безопасному вождению, курсы по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве и т. д.
- Весь персонал согласно внутреннему регламенту ежегодно проходит профильное обучение и тренинги, касающиеся специфики выполняемых работ. Каждые два года проводится повышение квалификации с отрывом от производства и выдачей дипломов и сертификатов.
- Контроль параметров бурового раствора проводится в соответствии со стандартами:
 - API R.P. 13B-1 (Методика контроля параметров бурового раствора на водной основе)
 - API R.P. 13B-2 (Методика контроля параметров бурового раствора на углеводородной основе):
- определение фильтрационных свойств при нормальных условиях и высоких температуре и давлении;
- определение реологических свойств бурового раствора;
- определение химических свойств фильтрата бурового раствора (содержания ионов кальция, калия и магния, ионов хлора, анализ жесткости, щелочности и т. д.);
- ретортный анализ, анализ метиленовой синью;
- определение концентрации кольматанта в системе;
- определение смазывающей способности и т. д.

ОПЫТ И ГЕОГРАФИЯ РАБОТ

С сервисным сопровождением буровых растворов пробурено несколько сотен скважин в различных геологических условиях, категорий сложности и конструкции. Более **100** боковых стволов, в т. ч. более **75** с горизонтальным окончанием.



Накоплен успешный опыт работ в различных горно-геологических условиях на более чем **100** месторождениях Западной и Восточной Сибири, Оренбургской и Самарской областей, Ставропольского края, Башкортостана и Татарстана.

НАШИ ПАРТНЕРЫ:

- ОАО «Сургутнефтегаз»
- ОАО «НК «Роснефть»
- ОАО «ТНК-ВР»
- ОАО НК «РуссНефть»
- ОАО «Газпромнефть»
- ОАО «Татнефть»
- ОАО АНК «Башнефть»
- ООО «Сервисная Буровая Компания»
- ООО «Варьеганская Нефтяная Буровая компания»
- ЗАО «Самотлорнефтепромхим»
- НК Краснотенинскнефтегаз
- ООО «Белоруснефть-Сибирь»
- ООО «НК Краснотенинскнефтегаз»
- ООО «НПРС-1»
- ООО «ТБНГ-Бурение»

НАЛИЧИЕ ИНФРАСТРУКТУРЫ

ООО НПП «**БУРИНТЕХ**» располагает собственными базами производственно-технического обеспечения и складами хранения:

Центральная БПО • **Уфа**

Региональная БПО • **Нефтеюганск**

Склады временного хранения:

- **Пыть-Ях**
- **Нижневартовск**
- **Ноябрьск**
- **Пурпе**
- **Новый Уренгой**
- **Оренбург**
- **Бузулук**



Складские помещения имеют достаточную площадь и обеспечивают выполнение всех необходимых норм и ограничений, предъявляемых к хранению оборудования, материалов и реагентов.

Для проведения работ на рассредоточенных и отдаленных объектах предприятие имеет достаточное количество единиц автотранспортной техники.

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

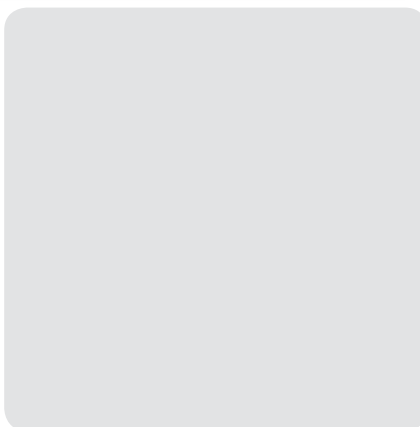
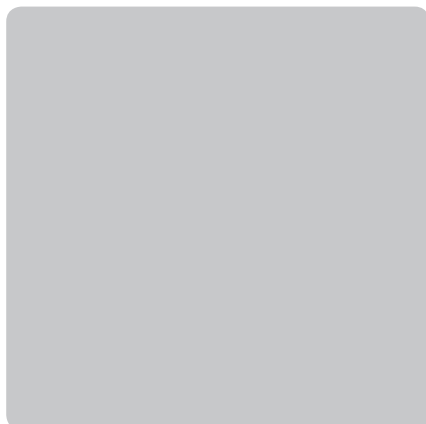
«**Landmark**» – «**WELLPLAN**» предназначена для проектирования параметров бурового раствора и обеспечивает соответствие проектной информации современным достижениям науки в области гидравлики бурения.

РАЗРАБОТАНЫ КОМПЬЮТЕРНЫЕ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ИНЖЕНЕРОВ ПО БУРОВЫМ РАСТВОРАМ

«**Гидравлик БИТ**» предназначена для расчета и проектирования гидравлических параметров бурения, в помощь инженеру-технологу по буровым растворам.

Программа подбора фракционного состава кольматанта «**FD-Protection**» – в программе применяется новая методология подбора фракционного состава кольматанта по критериям Вика, включающим в себя как теорию Абрамса, так и Кауффера (теория идеальной упаковки) и подразумевающим более точный подбор фракций для крупных, средних, мелких и промежуточных размеров пор в пласте.

2. ИСПЫТАТЕЛЬНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ



2.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Лаборатория буровых растворов ООО НПП «**БУРИНТЕХ**» представляет собой научно-исследовательскую базу с полным циклом исследований по созданию и внедрению новых перспективных разработок в области буровых промывочных жидкостей. Специалисты лаборатории занимаются разработкой рецептур буровых растворов на водной основе: биополимерных, без твердой фазы с высокой плотностью, аэрированных буровых растворов с пониженной плотностью, технологических жидкостей без твердой фазы; на углеводородной основе: инвертно-эмульсионных растворов для различных экологических требований. Лабораторией производится поиск, подбор и, если необходимо, синтез новых реагентов, используемых в качестве компонентов буровых растворов. Лабораторией буровых растворов также оперативно решаются и устраняются проблемы, возникающие при инженерном сопровождении буровых растворов.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАБОТЫ ЛАБОРАТОРИИ

- Разработка специализированных систем буровых растворов на водной и углеводородной основе для бурения с использованием долот PDC производства ООО НПП «**БУРИНТЕХ**», оптимизированных для обеспечения их эффективной работы; буровых растворов, обладающих повышенными смазывающими и гидрофобизирующими свойствами, увеличивающих скорости проходки, предполагающих инкапсуляцию, эффективное ингибирование и вынос выбуренной породы.
- Входной анализ и отбор образцов химических реагентов, производимых в России и за рубежом. Контроль качества реагентов, используемых при оказании сервиса.
- Оптимизация и подбор реагентов для разрабатываемых систем буровых растворов, в т. ч. инвертно-эмульсионных на различных углеводородных основах, начиная от дизельного топлива и минеральных масел до синтетических полиальфаолефинов и эфиров жирных кислот, эмульгаторов, биоразлагаемых углеводородных основ для инвертных эмульсий.
- Создание синтетических полимерных систем буровых растворов для регулирования их реологии и фильтрации в условиях высокой температуры и солевой агрессии (одно- и двухвалентных солей) с применением сополимеров акриламида и его неионогенных производных, сульфопроизводных акриламида.
- Поиск новых эффективных ингибиторов набухания глинистых сланцев на основе неорганических и органических соединений: гликоли, полиамины, четвертичные аммонийные соединения, полиамино-полиэфиры.
- Синтез и лабораторные испытания новых эффективных смазочных добавок к буровым растворам на водной основе.
- Химическая обработка призабойной зоны пласта: химические агенты – брейкеры для мягкого и эффективного удаления фильтрационных корок различного состава.
- Системы для ликвидации интенсивных поглощений буровых растворов.
- Пеногасители для буровых растворов на водной основе.
- ПАВ, ускорители бурения и гидрофобизаторы поверхности коллектора.



Испытательная лаборатория буровых растворов ООО НПП «**БУРИНТЕХ**» аккредитована в системе **ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2006 (ИСО/МЭК 17025-2005)** 10 ноября 2010 г. на техническую компетентность согласно области аккредитации

2.2. МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЙ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ИХ КОМПОНЕНТОВ

2.2.1. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ВОДНОЙ И УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ,
ЗАМЕЛЯЕМЫЕ ПО СТАНДАРТНЫМ МЕТОДИКАМ

**Плотность,
истинная
плотность**



Весы рычажные
OFITE
по API 13B

Весы рычажные под
давлением по API 13B.
Повышают точность
измерений за счет
устранения воздуха
из бурового
раствора



**Условная
вязкость**



Замер условной вязкости по
воронке Марша

Вискозиметр
ВП-5 по
РД 39-00137001-772.
Воронка Марша
по API 13B

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ЗАМЕРЯЕМЫЕ ПО СТАНДАРТНЫМ МЕТОДИКАМ

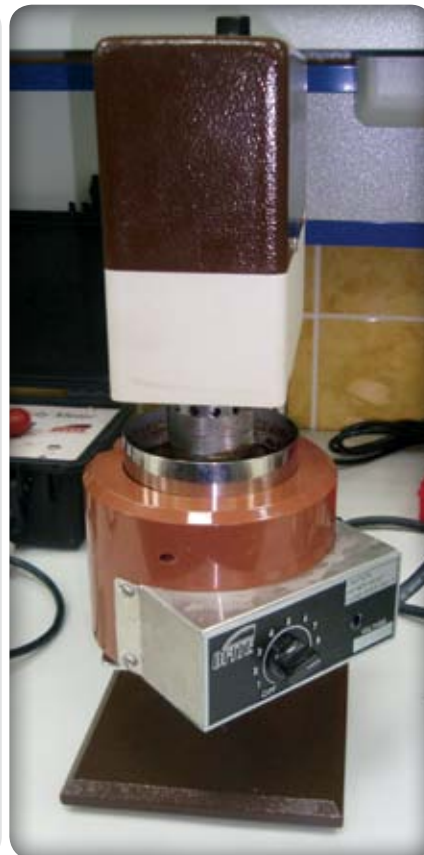
Реологические параметры

Вискозиметр 8-скоростной OFITE 800 по API 13B

Позволяет измерить реологические параметры бурового раствора при нормальной и повышенной температуре.

Из показаний вычисляются:

- пластическая вязкость (сП)
- предельное динамическое напряжение сдвига (фунт/100 фут²)
- показатель нелинейности, показатель консистенции
- эффективная вязкость (сП)
- предельное статическое напряжение сдвига (фунт/100 фут²).



Фильтр-пресс настольный по API 13B-1

Предназначен для измерения статической фильтрации при комнатной температуре и перепаде давления 0,7 МПа.

Показатель фильтрации

Содержание воды, углеводородов и твёрдой фазы

Реторта OFITE по API 13B

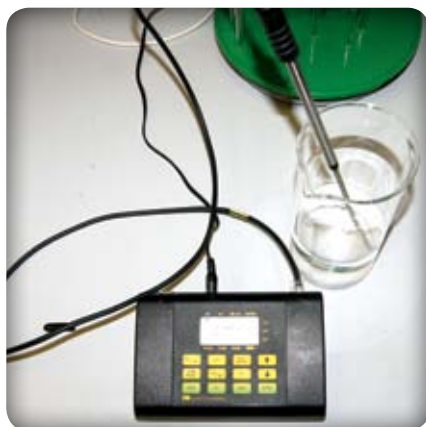
Увеличенный до 50 мл объем пробы раствора позволяет более точно определить содержание углеводородов, воды и твердой фазы.



ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ЗАМЕРЯЕМЫЕ ПО СТАНДАРТНЫМ МЕТОДИКАМ

Содержание песка

Набор для определения содержания песка
OFITE по API 13B-1.
Простой и быстрый способ определения
содержания до 10% песка в буровом растворе.



Водородный показатель

pH-метр по API 13B-1 или
индикаторные полоски.

Химический анализ фильтрата бурового раствора

Определение содержания хлоридов, щелочности, извести, общей жесткости по кальцию по API 13B, API 13I. Химический анализ проводится как титриметрическими методами, так и с помощью измерителя SevenMulti, комбинированного с pH-метром, который предназначен для быстрого и точного определения концентрации ионов Ca^{2+} , Na^+ , Cl^- , K^+ .



Электростабильность

- Определяется для растворов на углеводородной основе с помощью:
- тестера стабильности эмульсии ТЭЭ-01Ц по РД 39-00137001-772;
 - тестера стабильности эмульсии OFITE по API 13B-2.

СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Фильтрация при высокой температуре, высоком давлении (ВТВД)

Для имитации условий на забое скважины используется фильтр-пресс НРНТ по API 13В, позволяющий проводить испытания фильтрационных свойств в условиях высокой температуры и высокого давления. Температура испытаний может достигать 175°C, давление в ячейке – свыше 500 psi (3,45 МПа).

В качестве замены фильтровальной бумаги возможно использование керамических дисков с порами разного диаметра, что позволяет проводить фильтрационный анализ при тех же значениях пористости, что и у разбуриваемого пласта.



Реология при высокой температуре, высоком давлении (ВТВД)

Для изучения реологии буровых растворов на забое используется вискозиметр OFITE НРНТ.



Эта полностью автоматическая система прекрасно определяет реологические свойства жидкостей при температуре до 260°C и давлении до 30000 psi (207 МПа). Программное обеспечение позволяет задать необходимые параметры и сохраняет полученные результаты, являясь частью многофункциональной системы для научных исследований.

СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Реология при низких скоростях сдвига

Вискозиметр Brookfield модели LVD-II+PRO предназначен для определения пластической вязкости при низких скоростях сдвига. Это наиболее универсальный вискозиметр с непрерывным считыванием и отображением вязкости, температуры, скорости сдвига и крутящего момента на цифровом дисплее, имеющий возможность автоматического сбора данных.

Диапазон измерений: от 15 до 6000000 сП.

Диапазон скоростей: от 0,01 до 200 об/мин



Реология при отрицательных температурах

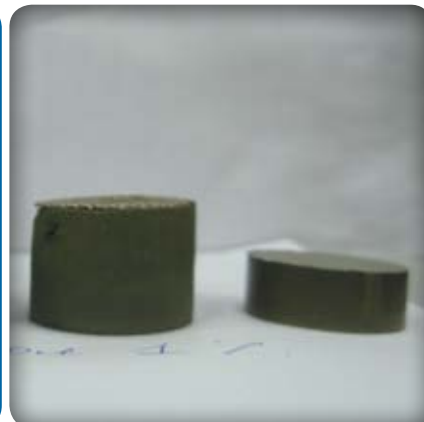


В ИЛБР есть возможность исследовать реологические параметры бурового раствора (например, на углеводородной основе) при отрицательных температурах. С помощью циркуляционной бани с режимами охлаждения и нагрева CARON можно поддерживать температуру раствора от минус 15 до плюс 90 °С. Параметры раствора измеряются, например, с помощью вискозиметра OFITE 900, подключенного к компьютеру. Программное обеспечение превращает прибор в автоматизированную систему, одновременно являясь системой сбора данных, существенно сокращая время работы исследователя и снижая вероятность ошибки.

СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ



Ингибирующая способность



Тестер продольного набухания глинистых сланцев OFI помогает определять ингибирующую способность буровых растворов в динамическом режиме при различных температурах. В тесте исследуется поведение жидкости и глины как за короткое (3–5 мин), так и за длительное время (несколько суток).

Автоматически через определенные промежутки времени микрометром замеряется изменение высоты глинистого образца относительно первоначального значения. Чем меньше изменение высоты, тем выше ингибирующая способность среды.



Склонность к сальникообразованию



Для теста на сальникообразование в ячейку старения, содержащую исследуемый буровой раствор, помещают стальной стержень и частицы набухающего шлама. Ячейку закрывают и вращают в роллерной печи OFI-5 при определенной температуре необходимый промежуток времени. Чем больше процент шлама, прилипшего к стержню, тем выше склонность раствора к образованию сальников.

СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Смазывающая способность и тест на предельное давление



**ИЛБР исследует
смазывающую
способность буровых
растворов несколькими
методами.**

Статический коэффициент трения глинистой корки определяется с помощью прибора КТК-2. На подъемный столик укладывается глинистая корка бурового раствора, на которую помещается отполированный цилиндр. Столик поднимается под углом к горизонтальной поверхности, и отмечается угол, при котором цилиндр стронулся с места. Чем выше угол страгивания, тем выше коэффициент трения.



Испытание смазывающей способности и тест на предельное давление по РД 39-00137001-772 проводятся на тестере предельного давления и смазывающей способности OFITE. Это высококачественный прибор, используемый для измерения смазывающей способности буровых растворов, получения данных для определения типа и количества смазочных добавок и скорости износа механических деталей. С его помощью можно моделировать скорость вращения буровой колонны и давление, оказываемое буровой колонной на стенку скважины.

Испытание смазывающей способности дает представление об эффективности различных смазывающих добавок к буровому раствору. На жидкость, находящуюся между двумя движущимися стальными поверхностями, создается давление от 5000 до 10000 psi (34,5 до 69 МПа). Стальной блок и стальное кольцо вращаются со скоростью 60 об/мин.

Тест на предельное давление дает представление о прочности пленки испытуемого раствора. Испытание выполняется путем приложения измеренного усилия с помощью стопорного кронштейна к наружному кольцу подшипника, чувствительному к крутящему моменту. Обычно выполняется при высокой скорости сдвига – 1000 об/мин, при давлении жидкости в диапазоне от 5000 до 10000 psi (от 34,5 до 69 МПа) между двумя движущимися стальными поверхностями.

СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Высокотемпературное старение буровых растворов



Для ускорения достижения равновесного уровня гидратации глин и/или полимеров в буровом растворе или для выдерживания раствора в условиях, приближенных к скважинным, используется старение раствора при высокой температуре по API 131. Буровой раствор заливается в стальную ячейку старения, куда при необходимости подается давление до 2000 psi (13,8 МПа). Ячейка герметично закрывается и помещается в роллерную печь OFI-5, где вращается при заданной температуре определенное время.

Определение прихватаопасности



Прибор для испытания на прихват под перепадом давлений обеспечивает измерение характерного для промывочных жидкостей «коэффициента прихвата бурильных колонн», а также позволяет определить эффективность методов обработки того или иного бурового раствора. Указанный коэффициент учитывает трение или «налипание» глинистой корки,

при котором будет происходить застывание или прихватывание труб в скважине.

Стандартное испытание проводится при давлении 477 psi (3,3 МПа) со стальными дисками с плоским торцом и со сферической торцевой поверхностью, которые имитируют трубу в обсадной колонне или УБТ в необсаженной скважине с радиусом 31,75 см.

Определение адгезии



Влияние различных добавок к буровому раствору на силу адгезии спрессованного глинистого материала с металлической поверхностью в среде бурового раствора позволяет оценить специально разработанная ИЛБР экспериментальная установка «Адгезиометр». С помощью цифрового динамометра определяется сила отрыва металла от спрессованного глинистого образца либо сила разлома образца.

СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Фильтрация при высокой температуре, высоком давлении с использованием тестера проницаемости тампонирующих материалов



Для проведения фильтрационных испытаний без оседания частиц твердой фазы на фильтровальной среде по API 131 используется тестер проницаемости тампонирующих материалов. Ячейка тестера работает в перевернутом положении, фильтровальная среда и приемник находятся в верхней части прибора. В качестве фильтровальной среды можно использовать фильтровальную бумагу, керамические диски или метал-

локерамические фильтры. Во время испытания замеряется объем фильтрата бурового раствора и строится зависимость объема фильтрата (мл) от квадратного корня времени (\sqrt{t} мин). По значениям собранного объема фильтрата делается заключение о способности бурового раствора проникать в пористую среду и образовывать фильтрационную корку в пластовых условиях. Рабочее давление может достигать 2000 psi (13,8 МПа), температура – 260 °C.

Активность водной фазы растворов на углеводородной основе



Проникновение в пласт воды из эмульсионного бурового раствора и взаимодействие сланцевой породы с водой способствует снижению устойчивости ствола скважины. Потери воды в пласт из раствора на углеводородной основе могут быть снижены путем растворения соли в водной фазе и, как следствие, снижением активности воды.

Для определения активности (химического потенциала) или возможности реакции с участием воды) служит гигрометр. Он измеряет относительную влажность в замкнутом пространстве над эмульгированным раствором. Диапазон определения относительной влажности – 20÷100%, температуры – 0÷50 °C; также прибор определяет температуру точки росы и показатели равновесной относительной влажности исследуемого материала.

Для определения активнос-

Содержание растворимых сульфидов и карбонатов



Для определения концентрации растворимых сульфидов (H_2S , S^{2-} , HS^-) и карбонатов (CO_2 , $(CO_3)^{2-}$, $(HCO_3)^-$) в буровом растворе служит аппарат Гаррета. Фильтрат бурового раствора, проходя через последовательность склянок и трубок, окисляется, превращая все сульфиды в H_2S или все карбонаты в CO_2 . Газ отделяется от жидкости и с потоком инертного газа проходит через индикаторную трубку

Drager, которая темнеет пропорционально концентрации определяемого газа.

СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Удельное сопротивление



Удельное сопротивление бурового раствора, фильтрата, глинистых суспензий и полутвердых веществ измеряется с помощью цифрового резистивиметра OFITE.

Диапазон измерений: 0,01–400 Ом•м²/м. Дополнительно прибор показывает концентрацию NaCl и температуру.

Содержание карбонатного утяжелителя



Содержание в буровом растворе мела или мраморной крошки определяется титриметрическим и аппаратным методами. В первом случае карбонат кальция в растворе растворяется кислотой и титрованием определяется содержание кальция.

Во втором случае используется кальциметр. Он представляет собой герметично закрывающийся цилиндр с ма-

нометром. В цилиндр помещается образец раствора с определенным количеством кислоты. По количеству выделившегося в результате реакции газа определяется содержание карбоната кальция.

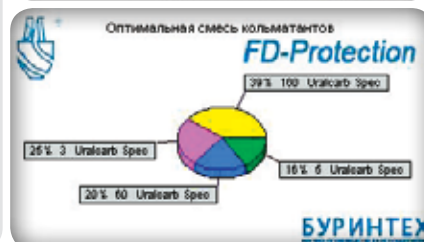
Капиллярная пропитка



Влияние реагента на впитывание воды из бурового раствора глиной определяется по увеличению массы глинистых образцов при непосредственном контакте с буровым раствором. Изотермы удельной адсорбции глиной воды из бурового раствора позволяют делать заключения о влиянии тестируемого реагента на ингибирующую способность раствора.

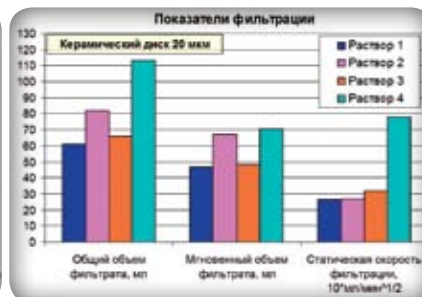
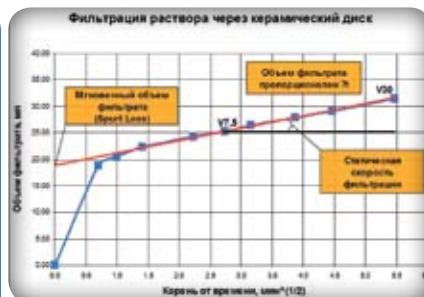
Расчет оптимального фракционного состава кольматанта для минимального загрязнения продуктивного пласта

По известным характеристикам пласта (проницаемость, пористость) программа «FD-Protection» производит расчет идеальной кольматирующей смеси (с оптимальным соотношением фракционных кольматантов) для блокирования пор путем образования низкопроницаемой фильтрационной корки на стенке скважины.



СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Определение показателей фильтрации и колюматрующей способности промывочных жидкостей на проницаемых керамических дисках



Тестер определения проницаемости тампонирующих материалов PPT

Тестер определения проницаемости тампонирующих материалов PPT по ANSI/API 131/ISO 10416 позволяет оперативно определить показатели фильтрации буровой промывочной жидкости на керамических дисках различной проницаемости при температуре и давлении близких к пластовым условиям и оценить эффективность колюматанта.

Рабочие характеристики:

Температура до 500 °F (260 °C)

Давление до 2000 psi (≈ 140 атм)

Фильтрационная среда – керамические диски / фильтровальная бумага.

Во время испытания замеряется объем фильтраты бурового раствора и строится зависимость объема фильтраты (мл) от квадратного корня времени (\sqrt{t} мин).

По значениям собранного объема фильтраты в мл за 7,5 ($V_{\Phi 7,5}$) и 30 ($V_{\Phi 30}$) минут высчитываются следующие значения показателей фильтрации в соответствии с методикой:

1. Общий объем фильтраты.
2. Мгновенный объем фильтраты.
3. Статическая скорость фильтрации.
4. Глубина проникновения фильтраты.
5. Проницаемость фильтрационной корки.

Мгновенный объем фильтраты позволяет оценить объем раствора, попадающего в пласт до формирования фильтрационной корки на поверхности пористой среды.

По определенным показателям фильтрации делается заключение о способности бурового раствора проникать в пористую среду и образовывать фильтрационную корку в пластовых условиях.

2.2.2. РЕАГЕНТЫ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

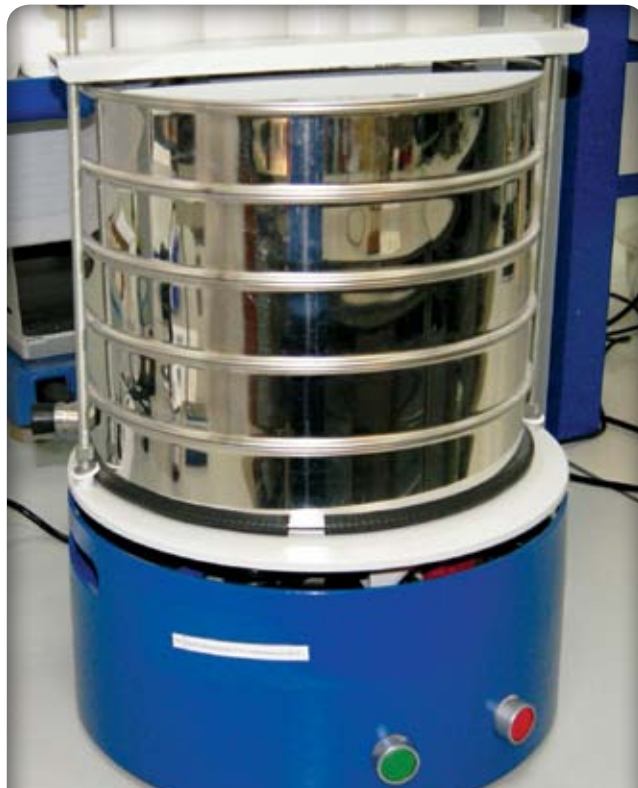
Барит, гематит

Для утяжелителей буровых растворов по API 13A измеряются следующие параметры:

истинная плотность – измеряется с помощью колбы Ле Шателье;

содержание частиц более 75 мкм и менее 6 мкм – методом просева либо лазерным анализатором Horiba;

содержание растворимых щелочноземельных металлов – титриметрией.



Грохот вибрационный ГР 30

Бентонит

Бентонит – это глина природного происхождения, содержащая глинистый минерал смектит. Также может содержать такие минералы, как кварц, слюда, полевой шпат и кальцит.

По API 13A нормируются параметры суспензии:

*показания шкалы вискозиметра при 600 об/мин;
отношение пластической вязкости к ДНС;
объем фильтрата;
остаток диаметром более 75 мкм;
катионообменная емкость.*



Измерение реологических параметров
8-скоростным вискозиметром OFITE 800

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА РЕАГЕНТОВ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПО СТАНДАРТНЫМ МЕТОДИКАМ



Приготовление диспергированной бентонитовой суспензии

Необработанный бентонит

Необработанный бентонит для бурения – это глина, высушенная и измельченная, но не обработанная химически, в основном состоящая из минерала смектит. Также может содержать такие минералы, как кварц, слюда, полевошпат и кальцит.

По API 13A нормируются параметры:

*отношение пластической вязкости к ДНС;
пластическая вязкость диспергированной суспензии;
объем фильтрата диспергированной суспензии;
катионообменная емкость.*



Высокоскоростной миксер Hamilton Beach используется для приготовления растворов

Бентонит сорта ОСМА

Бентонит сорта ОСМА – это монтмориллонитовая глина, которая по природе ее источника не отвечает всем требованиям к бентониту. Этот бентонит может быть обработан кальцинированной содой, полимерами или другими химикатами для улучшения свойств суспензии.

По API 13A нормируются параметры:

*показания вискозиметра при 600 об/мин;
отношение пластической вязкости к ДНС;
объем фильтрата;
остаток диаметром более 75 мкм;
катионообменная емкость.*



Программируемый сушильный шкаф SNOL

Аттапульгит и сепиолит

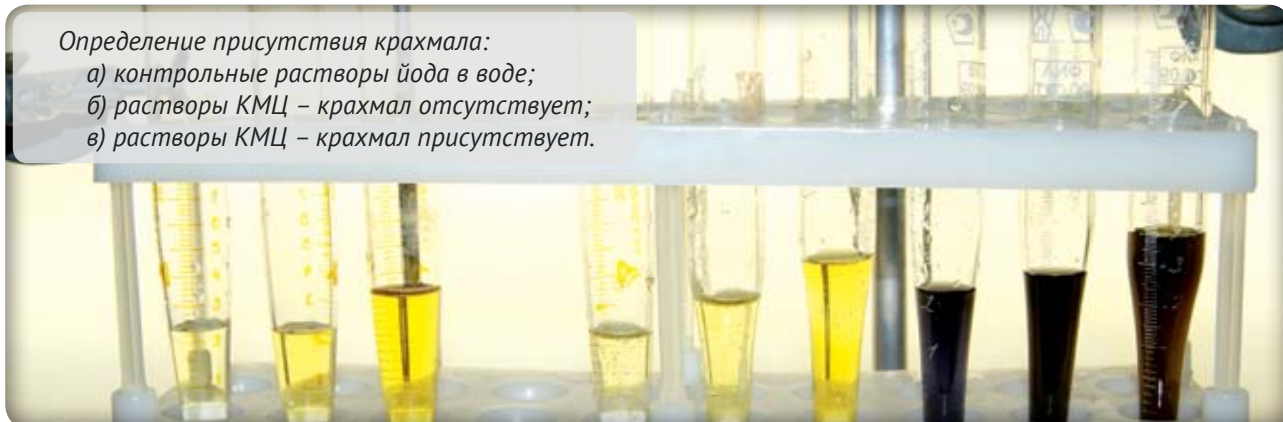
Сепиолит и аттапульгитовая глина для бурения – это глинистые минералы природного происхождения. Могут содержать примеси кварца, полевошпата и кальцита.

По API 13A нормируются параметры:

*показания вискозиметра при 600 об/мин для суспензии в 40% растворе NaCl;
остаток диаметром более 75 мкм;
влажность.*

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА РЕАГЕНТОВ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПО СТАНДАРТНЫМ МЕТОДИКАМ

Определение присутствия крахмала:
а) контрольные растворы йода в воде;
б) растворы КМЦ – крахмал отсутствует;
в) растворы КМЦ – крахмал присутствует.



Карбоксиметилцеллюлоза низкой вязкости технического сорта (КМЦ НВТ)

КМЦ НВТ – это соль щелочного металла карбоксиметилцеллюлозы. Продукт представляет собой сыпучий или гранулированный порошок, как правило, не очищенный от побочных продуктов реакции.

По API 13A нормируются параметры:

*присутствие крахмала и его производных;
показания вискозиметра при 600 об/мин;
показатель фильтрации.*

Дополнительно определяется массовая доля основного вещества по ГОСТ 16932-93.

Карбоксиметилцеллюлоза высокой вязкости технического сорта (КМЦ ВВТ)

КМЦ ВВТ – это соль щелочного металла карбоксиметилцеллюлозы. Продукт представляет собой сыпучий или гранулированный порошок, как правило, не очищенный от побочных продуктов реакции.

По API 13A нормируются параметры:

*присутствие крахмала и его производных;
показания вискозиметра при 600 об/мин:
в дистиллированной воде;
в растворе соли 40 г/л;
в насыщенном соленом растворе;
показатель фильтрации.*

Дополнительно определяется массовая доля основного вещества по ГОСТ 16932-93.



Жидкостный термостат используется для определения кинематической вязкости

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА РЕАГЕНТОВ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПО СТАНДАРТНЫМ МЕТОДИКАМ



Измерение показателя
фильтрации

Крахмал

Крахмал для бурения производится из нескольких видов природного крахмала. Крахмал должен гидратироваться в холодной воде и может быть обработан таким образом, чтобы использоваться в качестве понизителя фильтрации в растворах на водной основе.

По API 13A нормируются параметры:

*показания вискозиметра при 600 об/мин и показатель фильтрации:
в растворе соли 40 г/л;
в насыщенном соленом растворе;
остаток более 2000 мкм.*

Реагенты на основе углеводов

Для углеводов и реагентов на их основе проводится ряд стандартных анализов для определения их общих свойств.

Определение массовой доли воды по ГОСТ 2477-65 производится с помощью аппарата АКОВ-10.

Определение плотности по ГОСТ 3900 производится ареометрами.

Определение температуры текучести и застывания по ГОСТ 20297-91 производят прибором ЛЗН-75М.

Определение кислотности и кислотного числа по ГОСТ Р 50497-52 – титрованием.

Определение ароматических углеводов и анилиновой точки по ГОСТ 12329-77 – аппаратом для определения анилиновой точки АТ-ПХП.



Определение анилиновой точки
аппаратом АТ-ПХП



АКОВ-10 для определения массовой
доли воды

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА РЕАГЕНТОВ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПО СТАНДАРТНЫМ МЕТОДИКАМ

Высоковязкая полианионная целлюлоза (ПАЦ ВВ) и низковязкая полианионная целлюлоза (ПАЦ НВ)

ПАЦ ВВ и ПАЦ НВ – это водорастворимые полимеры, получаемые только из целлюлозы химической реакцией с карбоксиметильными (анионными) группами, не содержащие других полисахаридов, таких как крахмал, гуар, и других природных полимеров и их производных.

Несмотря на то, что ПАЦ ВВ и ПАЦ НВ широко используются в бурении для разнообразных целей, тесты по API 13I сфокусированы на характеристиках вязкости и фильтрации. Для испытаний используют модель морской воды.

Определяются следующие параметры:

*влажность;
показатель фильтрации;
эффективная вязкость;
содержание ионов хлора.*



*Определение содержания
ионов хлора*

Мрамор молотый. Мел

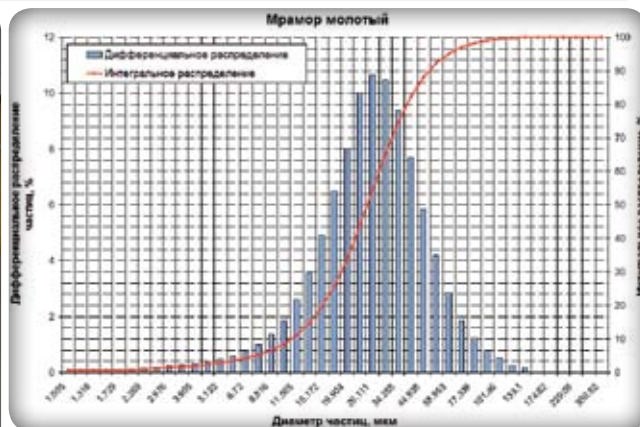
Молотый мрамор используется в буровых растворах как утяжелитель и кольматант. В зависимости от размера пор пласта подбирается фракционный состав мела или мрамора. Испытываются следующие показатели:

*массовая доля углекислого кальция в соответствии с ГОСТ 8253-79;
влажность;
гранулометрический состав.*

Для определения гранулометрического состава используется лазерный анализатор размеров частиц HORIBA. С помощью лазера прибор оценивает размер частиц в пробе и за 10 мин выдает дифференциальное и интегральное распределения диаметров частиц в диапазоне от 0,1 до 600 мкм.



*Лазерный анализатор размеров частиц
HORIBA*



*Типовое распределение
гранулометрического состава мела*

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА РЕАГЕНТОВ ПО НЕСТАНДАРТНЫМ МЕТОДИКАМ



Пеногасители

Пеногаситель – это реагент, способный разрушать стабильную пену во всех видах буровых растворов. Чаще всего это спирты с высокой молекулярной массой или силиконы. Для определения рабочих характеристик пеногасителя используется несколько методов.

Барботажный метод. Вспененный водный раствор пенообразователя переливают в колонку, куда подается воздух с постоянной скоростью через стеклянный фильтр. Вспенивающая способность определяется замером максимальной высоты столба жидкости с помощью градуированной шкалы, нанесенной на колонке. Пеногасящая способность определяется путем измерения высоты столба остаточной пены после добавления пеногасителя.

Определение показателя эффективности пеногашения пены, образованной реагентами – дефлокулянтами. Мерным цилиндром измеряется объем пены до и после пеногашения.

Определение пеногасящей способности по изменению плотности бурового раствора. Определение эффективности работы пеногасителя производится из разницы между удельным весом вспененного бурового раствора и удельным весом бурового раствора после пеногашения.

Детергенты (противосальниковые реагенты)

Детергент – это комплекс водорастворимых ПАВ, который оказывает противосальниковое действие за счет измельчения и диспергирования шлама в буровом растворе.

Помимо общих исследований ПАВ, для детергентов проводится *тест на аккрецию с помощью вращающегося металлического стержня*. В ячейку для тестирования помещается очищенный металлический стержень, стандартный буровой раствор, детергент и шлам. Ячейка закрывается и помещается в лабораторную роллерную печь OFI-5, где вращается с частотой 26,5 об/мин при комнатной температуре в течение 20 минут. По истечении заданного времени вращения стержень вынимают и промывают под струей воды. Стержень с образовавшимся сальником и шлам, оставшийся в растворе, переносятся в сушильный шкаф и сушатся при температуре 105 °С в течение 24 часов. Высохший шлам удаляется со стержня и взвешивается. Отдельно находят массу недиспергированного шлама. Эффективность детергента рассчитывают по формулам.



Металлический стержень с сальником после базового раствора



Металлический стержень после раствора с детергентом

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА РЕАГЕНТОВ ПО НЕСТАНДАРТНЫМ МЕТОДИКАМ

Ингибиторы набухания глин

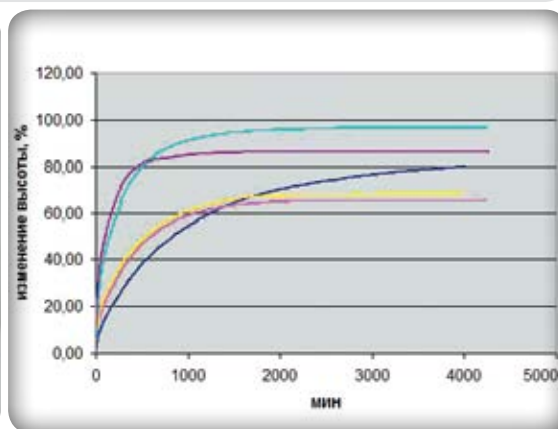
Сравнение эффективности ингибиторов набухания глин производится с помощью тестера продольного набухания глинистых сланцев OFI. В водный раствор ингибиторов с различными концентрациями погружаются спрессованные образцы глины или шлама с известной влажностью. Растворы ингибиторов перемешиваются магнитными мешалками и при необходимости нагреваются. Изменение высоты образцов автоматически измеряется микрометрами и заносится в память компьютера. Продолжительность теста – от нескольких минут до нескольких суток. Эффективность работы ингибитора определяется по формуле; чем больше изменение высоты образца, тем менее эффективен ингибитор.



Гидравлический пресс
для прессования
глинистых образцов



Спрессованный
образец глины
до и после испытания



Ингибиторы коррозии

Определение ингибирующей способности ингибиторов коррозии проводится в соответствии с ГОСТ 9.905-82. В испытаниях используются металлические пластины Ст3. Пластины с известной массой помещаются в колбы с раствором кислоты и ингибитора и при непрерывном перемешивании и нагреве (до 60 °С) выдерживаются в течение определенного времени. По окончании испытания металлические пластины снова взвешиваются и производится расчет показателя изменения массы металла K и скорости коррозии P .

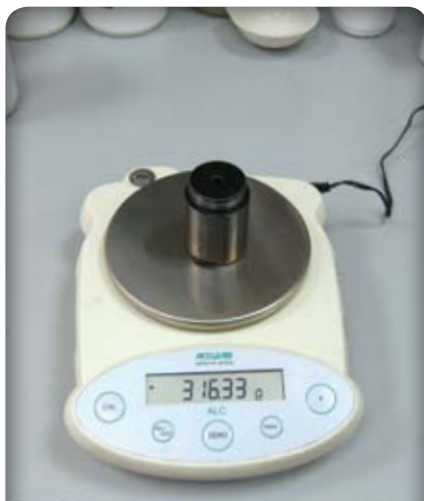


Испытание ингибиторов коррозии



Металлическая пластина
для испытаний коррозии

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА РЕАГЕНТОВ ПО НЕСТАНДАРТНЫМ МЕТОДИКАМ



*Определение плотности
бурового раствора
с помощью пикнометра*



Сталагмометр СТ-2

Поверхностно-активные вещества

ПАВ представляют собой сложные органические соединения с асимметричной молекулярной структурой, содержащей в молекулах углеводородный радикал и активные функциональные группы. При бурении ПАВ применяются для следующих целей: понижения твердости пород; повышения смазочных свойств буровых растворов и их термостойкости; эмульгирования нефти в растворах; аэрирования буровых растворов. Для определения свойств ПАВ проводят ряд исследований.

Пенообразующая способность водорастворимых ПАВ определяется по снижению плотности базового бурового раствора.

Определение температуры помутнения неионогенных ПАВ, полученных на основе окиси этилена, производится визуальным методом с помощью ртутного термометра.

Определение межфазного поверхностного натяжения проводится сталагмометром методом определения объема капель, выдавливаемых на границе: раствор ПАВ в воде – неполярная жидкость. Также определяется поверхностное натяжение жидкостей на границе с воздухом, характеризующее их когезионные свойства. Принцип действия сталагмометра следующий: при вращении микрометра наконечник оказывает давление на подвижный шток поршня, который выдавливает из шприца по капилляру жидкость в виде капли. Объем капли измеряется микрометром, и по формуле рассчитывается поверхностное натяжение.

Эмульгирующая способность ПАВ определяется визуально по устойчивости (продолжительности жизни) эмульсии при различных концентрациях ПАВ.

Определение краевого угла смачивания

Принцип измерения краевого угла избирательного смачивания основан на измерении значения угла между поверхностью твердого тела и касательной к капле углеводорода в точке контакта с жидкостью. При этом капля углеводородной жидкости контактирует (всплывает вверх) с поверхностью металла, погруженной под уровень воды, или водного раствора ПАВ. Каплю фотографируют с большим увеличением, а угол смачивания определяется методом непосредственного измерения капли, находящейся на металле.



Определение краевого угла смачивания



Определение краевого угла смачивания

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА РЕАГЕНТОВ ПО НЕСТАНДАРТНЫМ МЕТОДИКАМ



*Проведение фильтрации
ВТВД*

Термостабилизирующие реагенты

Эти реагенты обеспечивают отличный контроль фильтрации ВТВД бурового раствора на водной основе наряду с приданием стабильности реологическим свойствам. Рабочие характеристики термостабилизирующего реагента проверяют с использованием базовых бентонитовых растворов: пресного и минерализованного. Измеряют пластическую вязкость и динамическое напряжение сдвига после старения при 230 °С и показатель фильтрации ВТВД при 230 °С.

Закупоривающие материалы

Способность материала закупоривать зону поглощения важна при определении свойств материала. В зависимости от породы изменяются размеры отверстий зоны поглощения, поэтому, чтобы должным образом перекрыть отверстие, частицы закупоривающего материала должны иметь определенный размер.

Для определения рабочих характеристик закупоривающего материала проводятся испытания в специальной ячейке с щелями различного размера на дне и испытания с насыпным слоем металлических шариков различного диаметра. Целью этих испытаний является определение необходимого размера и концентрации закупоривающего материала, при которых будут закупориваться щели или слой шариков и будет предотвращена дальнейшая потеря бурового раствора из ячейки.



*Тестер проницаемости
тампонирующих материалов*



*Керамические диски различной
проницаемости и металлические
диски с отверстиями и щелями*

Разжижители

Для сравнительной оценки разжижителей проводится тест на дефлокуляцию. Это испытание предназначено для оценки относительной эффективности разжижителя в среде с высоким содержанием твердой фазы. Для теста готовят вязкую бентонитовую суспензию, доводят pH до необходимого уровня, добавляют исследуемый разжижитель и измеряют реологические параметры раствора и показатель фильтрации. При необходимости раствор с разжижителем подвергают старению при высокой температуре.

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА РЕАГЕНТОВ ПО НЕСТАНДАРТНЫМ МЕТОДИКАМ



Определение реологических параметров при низких скоростях сдвига

Ксантановая камедь

Ксантановая камедь – это растворимый в воде биополисахарид с высокой молекулярной массой. Используется в качестве загустителя в буровых растворах как пресных, так и минерализованных до насыщения.

Нормируются следующие параметры раствора ксантановой камеди:

присутствие крахмала и его производных;
присутствие гуаровой смолы;
показания вискозиметра при низких оборотах – определяются вискозиметром Брукфильда при 0,3 и 60 об/мин;
пластическая вязкость и ДНС – определяются из показаний 8-скоростного вискозиметра;
показатель фильтрации.

Смазочные добавки

Обеспечение смазывающих свойств бурового раствора определяется рабочими характеристиками смазывающей добавки, входящей в его состав, в частности, ее смазывающей способностью, термостойкостью, устойчивостью к солевой агрессии, низкой пенообразующей способностью.

Для изучения свойств смазочных добавок проводится следующий комплекс исследований.

Динамический коэффициент трения тестируемых смазочных добавок определяется на тестере предельного давления и смазывающей способности OFITE.

Влияние смазочных добавок на реологические и фильтрационные параметры бурового раствора определяется по стандартным методикам для буровых растворов.

Кислотное число смазочных добавок определяется по ГОСТ Р 50497-52.

Определение температуры потери текучести.

Определение температуры вспышки.

Определение плотности.

Определение кинематической вязкости.

Определение содержания воды.

Толерантность смазывающих добавок к изменению pH и жесткости.

Эмульгирующая способность смазочных добавок в буровом растворе в присутствии минерального масла.

Пенообразующая способность определяется по изменению плотности бурового раствора после добавления смазки и интенсивного перемешивания.

Набор ареометров для определения плотности



Определение кинематической вязкости

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА РЕАГЕНТОВ ПО НЕСТАНДАРТНЫМ МЕТОДИКАМ



Адгезиометр

Противоадгезионные добавки

Противоадгезионные добавки представляют собой комплекс ПАВ, растворенных в углеводородной основе. Образуя на металле долота и бурильных труб пленку, они предотвращают образование сальников и прихват инструмента. Помимо стандартных испытаний для ПАВ и углеводородов проводится *тест на адгезию*, определяющий рабочие характеристики противоадгезионных добавок. Результаты, полученные с помощью адгезиометра, позволяют оценить влияние различных добавок к буровому раствору на силу адгезии спрессованного глинистого материала с металлической поверхностью в среде бурового раствора.

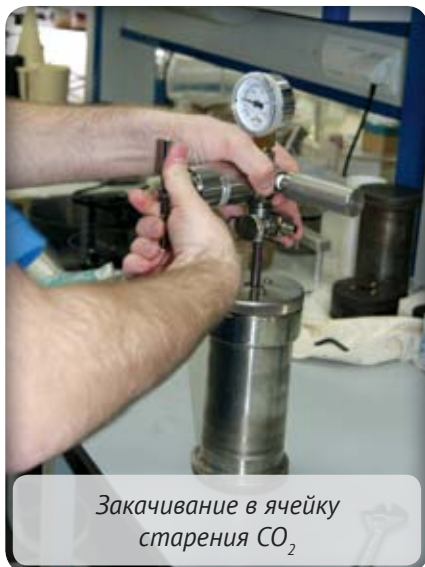
Полиакрилат натрия (ПАН)

Полиакрилат натрия – это химическое соединение с низкой и средней молекулярной массой. Он обеспечивает контроль фильтрации в пресном и минерализованном буровом растворе (кроме присутствия кальция), имеет высокую устойчивость к бактериальной агрессии и стабильность при температурах выше 200 °С.

Исследуются следующие характеристики ПАН:
эффективная вязкость раствора ПАН в дистиллированной и минерализованной воде;
реологические параметры пресного и минерализованного бурового раствора до и после высокотемпературного старения;
показатель фильтрации пресного и минерализованного бурового раствора до и после высокотемпературного старения.



Старение растворов при высокой температуре в роллерной печи

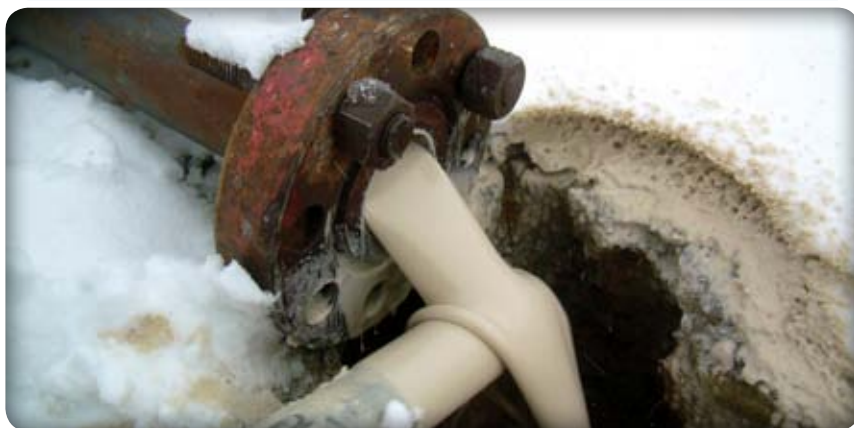
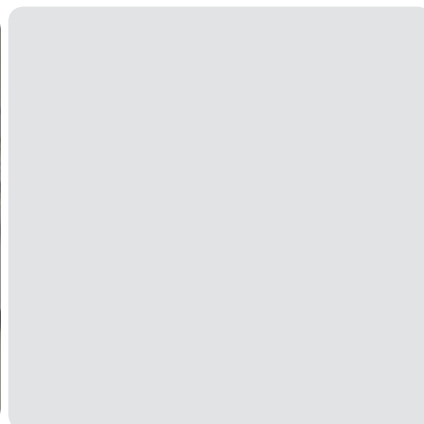


Закачивание в ячейку старения CO_2

Реагенты для устранения загрязнений бурового раствора

К таким реагентам относятся: реагенты для связывания кальция и магния, реагенты для нейтрализации сероводорода, реагенты для нейтрализации углекислого газа. Для исследования свойств этих реагентов базовый буровой раствор загрязняется необходимыми веществами (например, сероводородом или углекислым газом), часть раствора обрабатывается реагентом для нейтрализации. Растворы подвергаются высокотемпературному старению, затем сравниваются их параметры и оценивается эффективность работы нейтрализатора.

3. ПРОМЫВОЧНЫЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БУРЕНИЯ И РЕМОНТА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН



БУРОВОЙ РАСТВОР **СКИФ**

СКИФ – специализированная промывочная жидкость с оптимальными эксплуатационными свойствами для бурения в истощенных песчаниках, в водочувствительных породах, где велика вероятность дифференциального прихвата, при бурении стволов с большим отклонением.

Применение

Бурение скважин с большими отходами от вертикали, продолжительных интервалов неустойчивых и водочувствительных пород, вскрытие продуктивных пластов.

Особенности

- Высокое качество очистки ствола скважины.
- Использование биоразлагаемых компонентов.
- Применение комплексного ингибирования.
- Минимальное влияние на коллекторские свойства продуктивного пласта.

Преимущества

- Высокая ингибирующая способность.
- Низкий показатель фильтрации.
- Легкое регулирование параметров раствора.
- Хорошие смазочные свойства.



Основные параметры (API)

Плотность, г/см ³	1,06–1,10
Условная вязкость, с	35–55
ПФ, мл/30 мин	6–9
Пластическая вязкость, сП	≤ 22
ДНС, фунт/100 фут ²	15–30
СНС _{10с/10мин} , фунт/100 фут ²	4–12/6–20
рН	8–9
МВТ, кг/м ³	≤ 40
Содержание твердой фазы, %	≤ 8
Общая жесткость, мг/л	≤ 200
Содержание хлоридов Cl ⁻ , мг/л	1,0–30,0

БУРОВОЙ РАСТВОР **СКИФ+**

СКИФ+ – система комплексная инкапсулирующая формиатная, предназначена для бурения наклонно-направленных и пологих скважин в условиях неустойчивых пород и набухающих глинистых сланцев.

Применение

Бурение скважин в сильно набухающих глинистых сланцах, вскрытие продуктивного пласта в скважинах, предполагающих в дальнейшем освоение посредством гидроразрыва пласта.

Особенности

- Синергизм работы органического ингибитора и акриловых сополимеров.
- Высокая термостойкость (до 120°C).
- Обеспечение стабильности ствола скважины.
- Высокие инкапсулирующие и флокулирующие свойства.
- Минимальное содержание в растворе коллоидной твердой фазы.
- Высокое удельное электрическое сопротивление (~1 Ом•м).

Преимущества

- Высокая ингибирующая способность.
- Низкий показатель фильтрации.
- Высокие смазочные свойства.
- Высокая скорость бурения.
- Отсутствие сальникообразования.

Основные параметры (API)

Плотность, г/см ³	1,06–1,10
Условная вязкость, с	35–45
ПФ, мл/30 мин	6–9
Пластическая вязкость, сП	10–20
ДНС, фунт/100 фут ²	5–25
СНС _{10с/10 мин} , фунт/100 фут ²	3–10/5–20
рН	8–9
МВТ, кг/м ³	≤ 40
Содержание твердой фазы, %	≤ 8
Общая жесткость, мг/л	≤ 200
Содержание хлоридов Cl ⁻ , мг/л	≤ 1500

БУРОВОЙ РАСТВОР **СКИФ** и **СКИФ+**

Системы **СКИФ и **СКИФ+** обеспечивают качественную очистку скважины от выбуренной породы и устойчивость стенок скважины.**

Нелинейность реологических свойств систем **СКИФ** и **СКИФ+** обуславливается применением в составе биополимера ксантанового ряда. При этом раствор отличается повышенной удерживающей способностью в статическом состоянии и создает низкие сопротивления течению при увеличении скорости сдвига.

Способность систем приобретать свойства псевдопластичной жидкости обеспечивает хорошую очистку ствола скважины от выбуренной породы, а невысокие значения пластической вязкости обеспечивают хорошую очистку бурового раствора от шлама на поверхности.

Системы **СКИФ и **СКИФ+** успешно применяются на месторождениях Западной Сибири; пробурено более 150 скважин в различных геологических условиях.**

Влияние буровых растворов **СКИФ и **СКИФ+** на снижение нефтепроницаемости призабойной зоны пласта**



Тип раствора / образец керна	$L_{\text{фильтр}}, \text{мм}$	$P_{\text{отрыва}}, \text{psi/атм}$	$\beta_{\text{ост}}, \%$
Раствор СКИФ / $k_{\text{абс}} = 17 \text{ мД}$	248	204/14	85,9
Раствор СКИФ+ / $k_{\text{абс}} = 15,8 \text{ мД}$	242	258/17,8	71,2

Примечание:

$L_{\text{фильтр}}$ – глубина проникновения фильтрата в образец керна;

$P_{\text{отрыва}}$ – давление инициации вызова притока нефти после воздействия бурового раствора;

$\beta_{\text{ост}}$ – восстановление нефтепроницаемости после имитации вторичного вскрытия по отношению к нефтепроницаемости пласта до воздействия бурового раствора.

БИОПОЛИМЕРНЫЙ ИНГИБИРУЮЩИЙ КАРБОНАТНЫЙ РАСТВОР **ПОЛИКАРБ БИО**

ПОЛИКАРБ БИО – безглинистая промывочная жидкость для первичного вскрытия продуктивных пластов и бурения горизонтальных участков.

Применение

Вскрытие продуктивных пластов со средней и высокой проницаемостью с целью сохранения их физико-химических характеристик.

Особенности и преимущества

- Возможность выбора ингибирующей добавки.
- Регулируемые в широком диапазоне реологические свойства.
- Низкий показатель фильтрации.
- Использование в качестве кольматанта карбоната кальция рассчитанного фракционного состава.
- Обратимая гидрофобизирующая способность по отношению к поверхности поровых каналов пласта.
- Минимальное снижение нефтепроницаемости призабойной зоны пласта.
- Использование экологически безопасных реагентов.
- 100% деструкция при кислотной обработке.

Преимущества

- Высокая ингибирующая способность.
- Низкий показатель фильтрации.
- Легкое регулирование параметров раствора.
- Хорошие смазочные свойства.

Основные параметры

Плотность, г/см ³	1,06–1,10
Условная вязкость, с	45–65
ПФ, мл/30 мин	≤ 6
НРНТ, мл/30 мин	≤ 12
Пластическая вязкость, сП	≤ 15
ДНС, фунт/100 фут ²	15–35
СНС _{10с/10 мин} , фунт/100 фут ²	5–10/8–20
рН	8–9,5
МВТ, кг/м ³	≤ 30
Содержание твердой фазы, %	≤ 6
Общая жесткость, мг/л	≤ 200

Влияние растворов **ПОЛИКАРБ БИО** на снижение нефтепроницаемости призабойной зоны пласта с различными ингибиторами

Тип раствора / образец керна	$L_{\text{фильтр}}$, мм	$P_{\text{отрыва}}$, psi/атм	$\beta_{\text{ост}}$, %
Раствор ПОЛИКАРБ БИО (4% KCL)/ $k_{\text{абс}} = 41,15$ мД	205	91,2	85,9
Раствор ПОЛИКАРБ БИО (3% NaCO ₂ H)/ $k_{\text{абс}} = 41,18$ мД	220	91,9	71,2

Примечание:

$L_{\text{фильтр}}$ – глубина проникновения фильтрата в образец керна;

$\beta_{\text{ост}}$ – восстановление нефтепроницаемости после имитации вторичного вскрытия по отношению к нефтепроницаемости пласта до воздействия бурового раствора.

РАСТВОРЫ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ЭМУЛЬКАРБ

ЭМУЛЬКАРБ – семейство инвертно-эмульсионных буровых растворов, сохраняющих проницаемость продуктивных пластов.

Применение

Системы **ЭМУЛЬКАРБ** обычно используются для вскрытия продуктивных пластов, разбуривания водочувствительных глин и водорастворимых (ангидриды, гипсы, соли) пород, для бурения скважин с большими зенитными углами и горизонтальных стволов.

Система	Углеводородные основы	Отношение углеводород/вода
ЭМУЛЬКАРБ Д	Дизельное топливо	60/40
ЭМУЛЬКАРБ М	Минеральное или гидравлическое масло	70–80/30–20
ЭМУЛЬКАРБ ЭКО	Сложный эфир	80/20

Особенности ЭМУЛЬКАРБ Д

- Из-за низкого водонефтяного отношения требует меньше затрат на приготовление.
- Имеет низкую температуру застывания (менее -30 °C).
- Подходит для бурения скважин с низкими пластовыми температурами.
- Имеет низкую пластическую вязкость и высокое динамическое напряжение сдвига, что обеспечивает хороший вынос шлама и очистку раствора на поверхности.
- Обеспечивает эффективное бурение наклонных скважин за счет обеспечения устойчивости ствола скважин и высоких смазочных свойств, снижающих вероятность прихвата бурильных труб.
- Минимизирует загрязнение продуктивного пласта.



Особенности ЭМУЛЬКАРБ М

- Подходит для бурения скважин с высокими пластовыми температурами.
- Высокая температура вспышки и низкая температура застывания облегчает работу с углеводородом.
- Обеспечивает эффективное бурение наклонных скважин.
- Позволяет максимально сохранить коллекторские свойства и в дальнейшем облегчить извлечение пластового флюида.

Особенности ЭМУЛЬКАРБ ЭКО

- Система бурового раствора на основе сложных эфиров для бурения в условиях повышенных экологических требований.
- Учитывает экологическую составляющую при утилизации отходов бурения.
- Может применяться при бурении скважин с большим отходом от вертикали и горизонтальных скважин, а также при вскрытии продуктивных пластов.
- По смазывающей способности превосходит растворы на углеводородной основе и исключает вероятность прихвата бурильного инструмента.
- Особенно эффективна для работы в скважинах со сложным профилем и горизонтальным окончанием.

РАСТВОРЫ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ **ЭМУЛЬКАРБ**

После окончания процесса бурения и регенерации системы **ЭМУЛЬКАРБ** могут храниться длительное время или использоваться следующим образом:

- повторно на других скважинах;
- в качестве жидкости для консервации скважин;
- в качестве пакерной жидкости;
- для обработки и приготовления буровых растворов на водной основе в качестве эффективной смазывающей и антикоррозионной добавки;
- в капитальном ремонте скважин в качестве технологических жидкостей.

Преимущества систем **ЭМУЛЬКАРБ**

- Сохранение продуктивности скважин.
- Снижение крутящего момента и силы трения.
- Увеличение механической скорости бурения.
- Обеспечение стабильности стенок скважины.
- Возможность повторного или альтернативного использования.



Шлам при бурении долотами РСД на растворе Эмулькарб М

Влияние эмульсии на снижение нефтепроницаемости призабойной зоны пласта

Тип раствора / образец керна	$L_{\text{фильтр}}, \text{мм}$	$P_{\text{отрыва}}, \text{psi/атм}$	$\beta_{\text{ост}}, \%$
ЭМУЛЬКАРБ Д (40 °C)/ $k_{\text{абс}} = 24,7$ мД	53	-/-	99,8
ЭМУЛЬКАРБ М (40 °C)/ $k_{\text{абс}} = 65,1$ мД	41	-/-	97
Эмульсия (смесь масла и Д/Т) (40°C)/ $k_{\text{абс}} = 2500$ мД	69	8/0,5	100

Примечание:

$L_{\text{фильтр}}$ – глубина проникновения фильтрата в образец керна;

$P_{\text{отрыва}}$ – давление инициации вызова притока нефти после воздействия бурового раствора;

$\beta_{\text{ост}}$ – восстановление нефтепроницаемости после имитации вторичного вскрытия по отношению к нефтепроницаемости пласта до воздействия бурового раствора.

АЭРИРОВАННЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР

Аэрированный буровой раствор – вспененный биополимерный раствор с удельным весом ниже плотности воды.

Применение

Бурение пластов с низким пластовым давлением, качественное вскрытие истощенных продуктивных коллекторов с АНПД с минимальным негативным воздействием на коллекторские свойства пласта при имеющихся пластовых условиях.

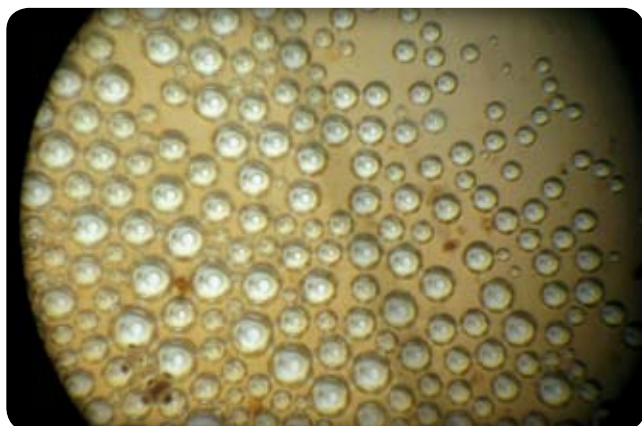
Особенности и преимущества

Данный раствор может быть приготовлен с использованием:

- пресной воды;
- минерализованной воды;
- морской воды;
- насыщенного раствора хлорида натрия;
- различных солей муравьиной кислоты (индивидуальные соли и смеси солей);
- растворов различных бромидов;
- с добавлением коагулянта – CaCO_3 .

Основные параметры (API)

Плотность, г/см ³	0,83–1,06
PV, сП (мПа*с)	21
AV, сП	44,5
УР, дПа	225,13
n	0,39
k, сП	3089,87
Gel 10 сек, дПа	110,17
Gel 10 мин, дПа	124,54
Время стабильности, ч	Не менее 96



Аэрированный буровой раствор

БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ БУРЕНИЯ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ **СУЛЬФОБИТ**

СУЛЬФОБИТ – буровой раствор, в состав которого входит специальный реагент на битуминозной основе, обработанный по особой технологии. Этот реагент является ингибитором набухания глинистых сланцев, предотвращает обвалообразование в интервалах неустойчивых пород (аргиллитов), существенно улучшает смазочные свойства бурового раствора и понижает показатель фильтрации.

Применение

Раствор **СУЛЬФОБИТ** хорошо подходит для бурения трещиноватых коллекторов и в набухающих глинистых сланцах. Ингибирующий и стабилизирующий эффект достигается закупориванием микротрещин в глинах. Кроме того, на стенке скважины образуется резиноподобная нефтепроницаемая корка, предотвращающая проникновение фильтрата в пласт, но не ухудшающая остаточную проницаемость пласта при вызове притока.

Добавление специального компонента увеличивает термостабильность реагентов и позволяет использовать раствор при температурах до 160°C.

Особенности и преимущества

- Предотвращает и существенно снижает обвалообразование неустойчивых горных пород (аргиллитов) за счет ингибирующего эффекта.
- Имеет низкий коэффициент трения корки.
- Экологически безопасен – не содержит экологически опасных реагентов.
- Имеет высокую термостойкость.
- Не влияет на результаты каротажа.
- Практически не ухудшает первоначальные эксплуатационные характеристики продуктивного пласта.

Влияние бурового раствора на снижение нефтепроницаемости призабойной зоны пласта

Тип раствора / образец керна	$L_{\text{фильтр}}, \text{мм}$	$P_{\text{отрыва}}, \text{psi/atm}$	$\beta_{\text{ост}}, \%$
СУЛЬФОБИТ / $k_{\text{абс}} = 537 \text{ мД}$	389	19,2/1,3	93,9
СУЛЬФОБИТ / $k_{\text{абс}} = 37,2 \text{ мД}$	201	128/8,8	97,6

Примечание:

$L_{\text{фильтр}}$ – глубина проникновения фильтрата в образец керна;

$P_{\text{отрыва}}$ – давление инициации вызова притока нефти после воздействия бурового раствора;

$\beta_{\text{ост}}$ – восстановление нефтепроницаемости после имитации вторичного вскрытия по отношению к нефтепроницаемости пласта до воздействия бурового раствора.

ГЕЛЕВО-ЭМУЛЬСИОННЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР МУЛЬТИБУР

МУЛЬТИБУР – гелево-эмульсионный буровой раствор с повышенной ингибирующей способностью. Благодаря применению солей двухвалентных металлов в **МУЛЬТИБУР** достигается плотность до 1600 кг/м³. Из-за отсутствия в составе баритового утяжелителя раствор идеально подходит для вскрытия продуктивных пластов.

Применение

Для бурения различных типов скважин, содержащих протяженные интервалы активных глин, обвалных и неустойчивых глин, и вскрытия продуктивных пластов.

Особенности

- Применение ингибирования двухвалентными катионами позволяет обеспечить активность фильтрата ниже активности флюидов, насыщающих глинистые породы, что приводит к осушке призабойной зоны и исключает набухание глинистых минералов.
- Повышенная смазочная способность и устойчивость стенок скважины достигается из-за применения эмульсии 1-го рода.
- Высокое качество очистки ствола скважины обеспечивается применением специально подобранных неионогенных полимеров, структурообразователей и понизителей фильтрации.
- Наличие в составе специально выбранного фракционного карбоната кальция приводит к минимальному проникновению фильтрата и твердой фазы в пласт и обеспечивает минимальное влияние на коллекторские свойства продуктивного пласта.

Преимущества

- Высокая ингибирующая способность.
- Низкий показатель фильтрации.
- Хорошие смазочные свойства.
- Относительно низкая стоимость.
- Сохранение проницаемости продуктивного пласта.
- Широкий диапазон плотностей без применения баритовых утяжелителей.

Основные параметры (API)

Плотность, г/см ³	1,3–1,60
Условная вязкость, с	35–55
ПФ, мл/30 мин	4–7
Пластическая вязкость, сП	≤ 40
ДНС, фунт/100 фут ²	20–50
СНС _{10с/10 мин} , фунт/100 фут ²	15–20/9–10
рН	8–9
МВТ, кг/м ³	≤ 40
Содержание твердой фазы, %	≤ 15

ГЕЛЕВО-ЭМУЛЬСИОННЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР МУЛЬТИБУР

Экономия

Благодаря улучшенным ингибирующим, смазочным, капиллярным воздействиям на стенки скважины **МУЛЬТИБУР** по эксплуатационным свойствам не только не уступает **РУО**, но превосходит его по экономическим характеристикам.

Влияние **МУЛЬТИБУР** на вскрытие продуктивного горизонта

Разработанный раствор приводит к минимальному загрязнению продуктивного пласта на уровне с **РУО**.

Раствор	Образец керна $k_{абс}$, мД	$\beta_{ост}$, %
МУЛЬТИБУР	831	93,9
РУО	2500	97,6

Примечание:

$\beta_{ост}$ – восстановление нефтепроницаемости после воздействия раствора на продуктивный пласт.

Проведены промышленные испытания раствора на скважине, при этом было отмечено следующее:

- раствор исключительно стабилен (не расслаивается и не пенит);
- отлично ингибирует глину (после бурения больше 800 м **МВТ** = 7 кг/м³);
- низкое содержание коллоидной фазы не загрязняет пласт;
- спуско-подъемные операции проходили без затяжек и посадок;
- возможно вторичное использование данной системы;
- достигнуто увеличение средней механической скорости на **35%**;
- сокращены затраты на буровой раствор из-за снижения объема приготовленного раствора (в среднем на **33%**).

РАСТВОР НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР (ДО 240°C)

Раствор на основе сульфированных синтетических акриловых сополимеров.

Применение

Предназначен для бурения в условиях высоких забойных температур (до 240°C) и высокой минерализации, полиминеральной и сероводородной агрессии.

Особенности

При составлении рецептуры термостойкого бурового раствора используются четыре ключевых реагента:

- **Ингибитор набухания глинистых сланцев** – предпочтение отдается неорганическим солям.
- **Сополимеры акриламида** – регуляторы фильтрации и реологии.
- **Сульфированный асфальт** – регулятор фильтрации и реологии.
- **Бентонит** – для создания фильтрационной корки и структуры бурового раствора.
- **Термостойкий дефлокулянт на основе танина** – регулятор вязкости.

Основные параметры (API)

Плотность, г/см ³	2,09
PV, сП (мПа*с)	43
AV, сП	57
YP, дПа	134,12
n	0,68
k, сПз	513,47
Gel 10 сек, дПа	23,95
Gel 10 мин, дПа	33,53

ИЗВЕСТКОВО-ГИПСОВЫЙ РАСТВОР

Известково-гипсовые растворы – это ингибирующие кальциевые системы, содержащие в качестве поставщиков ионов кальция известь и гипс, действие которых основано на переводе натриевой глины в кальциевую и предотвращении перехода выбуренной глины в натриевую, в результате чего снижается гидратация и набухание глиносодержащих пород.

Применение

Бурение в интервалах неустойчивых глиносодержащих пород, в условиях углекислой агрессии и высоких температур.

Преимущества

- Высокая ингибирующая способность.
- Термостойкость до 160–200 °С.
- Постоянное содержание Ca^{2+} в фильтрате бурового раствора.
- Низкий показатель фильтрации.
- Возможность получения растворов высокой плотности (до 2,2 г/см³).
- Длительная устойчивость к биодеструкции.

Основные параметры (API)

Плотность, г/см ³	1–10–2,20
Условная вязкость, с	40–60
ПФ, мл/30 мин	4–5
Пластическая вязкость, сП	20–50
ДНС, фунт/100 фут ²	25–80
СНС _{10с/10 мин} , фунт/100 фут ²	12–20/15–45
рН	8 – 9,5
МВТ, кг/м ³	≤40
Содержание Ca^{2+} , мг/л	700–3000

Вследствие невысокой растворимости гидроокиси и сульфата кальция известково-гипсовые растворы являются саморегулирующимися системами. Содержание кальция в них практически постоянно, т. к. известь и сернокислый кальций в раствор добавляют в избытке.

Известково-гипсовые растворы обеспечивают качественную очистку ствола скважины от выбуренной породы, устойчивость стенок скважины, обладают повышенной удерживающей способностью в статическом состоянии.

Разработанный в ООО НПП «БУРИНТЕХ» известково-гипсовый раствор успешно прошел испытания на месторождении Озек-Суат (Ставропольский край) в условиях высокой углекислой агрессии, высоких температур (до 165 °С) и водопроявлений.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ БЕЗ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ ПЛОТНОСТЬЮ 1,35–2,30 Г/СМ³

Основной задачей подбора жидкости для глушения и заканчивания скважин является минимизация загрязнения продуктивного пласта. В большинстве районов с невысокими пластовыми давлениями для выполнения этой задачи используются рассолы солей калия, натрия, кальция, которые дают возможность готовить жидкости с удельным весом от 1,02 до 1,36 г/см³. В тех случаях, когда необходимо применение жидкостей с удельным весом выше 1,36 г/см³, широкое применение в мировой практике нашли соли бромидов кальция, натрия и цинка, а в последнее время также растворы на основе формиата натрия, калия и цезия. Среди стандартных операций, в которых применяются чистые рассолы – глушение, ловильные работы, перфорация, промывка, бурение и намывка гравийного фильтра, а также приготовление пакерных жидкостей. Для выполнения необходимых функций жидкости заканчивания должны оказывать противодействие на продуктивный пласт, транспортировать твердые частицы, наносить минимальное загрязнение продуктивному пласту, быть стабильными на поверхности и в забойных условиях, быть экологически приемлемыми или использоваться при контролируемом воздействии на окружающую среду, при этом использование таких жидкостей должно быть экономически обоснованно.

Основными свойствами жидкостей заканчивания на основе солей являются плотность, содержание механических примесей и температура кристаллизации. Заданная плотность необходима для контроля пластового давления. Прозрачность или содержание механических примесей определяется с целью контроля загрязнения продуктивного пласта и перфорационных отверстий. Температура кристаллизации определяет возможность применения рассолов в различных климатических условиях.

Используемые неорганические соли и плотности получаемых рассолов

Применяемые неорганические соли	Плотность, г/см ³	
	минимальная	максимальная
HCOONa	1,1	1,34
CaCl ₂	1,08	1,39
NaBr	1,2	1,50
NaCl/NaBr	1,2	1,50
K ₂ CO ₃	1,2	1,55
HCOOK	1,3	1,60
CaBr ₂	1,40	1,81
CaCl ₂ / CaBr ₂	1,4	1,81
CaBr ₂ / ZnBr ₂	1,68	2,3
CaCl ₂ / CaBr ₂ / ZnBr ₂	1,7	2,3
ZnBr ₂	2,30	2,52
HCOOCs	1,73	2,46

ТАМПОНИРУЮЩАЯ СМЕСЬ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Тампонирующая смесь – порошкообразная композиция эффективных полимерных и неорганических кольматантов в синергетической смеси с реагентом-сшивателем, распределенная в инертной жидкости-носителе.

Применение

Для ликвидации поглощений посредством изоляции пластов с интенсивностью поглощений до 40 м³/час.

Особенности

- Подается непосредственно к месту поглощений и, попадая в проницаемый пласт, в течение 10–20 минут, интенсивно поглощая воду, увеличивается в размерах в 5–10 раз, закупоривая зоны поглощения.
- Создает жесткую упругую непроницаемую корку на поверхности пласта с высокой проницаемостью.

Преимущества

- **Доступность сырья** – все реагенты отечественного производства и активно используются в буровой практике.
- **Простота применения** – предлагаемая композиция не требует применения специального оборудования для приготовления и использования.
- **Высокая эффективность** – быстрое и эффективное изолирование пластов с высокой проницаемостью.

Лабораторные исследования на керамических фильтрах проницаемостью 5 Д, пропускные характеристики которых соответствуют характеристикам пласта с интенсивностью поглощения до 40 м³/час, показали, что в течение 10 минут с начала испытания наблюдается полное прекращение фильтрации и на поверхности фильтра образуется жесткая непроницаемая корка.

Основные компоненты

- **Полимерный кольматант гелеобразователь** – твердый, аморфный белый или частично прозрачный растворимый в воде порошок. Молекулярная масса до 5 500 000. Используется как гелеобразователь и инкапсулятор. В сочетании с реагентом-сшивателем образует жесткий упругий гель.
- **Кольматант неорганического типа** – слоистый высокодисперсный алюмосиликат с высокой гидрофильностью. Вода проникает в межслоевое пространство реагента, гидратирует его поверхность и обменные катионы, что вызывает набухание. При дальнейшем разбавлении водой образует устойчивую вязкую суспензию с выраженными тиксотропными свойствами.
- **Реагент-сшиватель** – комплексные соединения двойных солей переходных металлов III–VIII групп.



Тампонирующая смесь



Испытание на керамических дисках

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЖИДКОСТЬ ДЛЯ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Технологическая жидкость для химической очистки ПЗП представляет собой синергетическую смесь химических и биологических реагентов, селективно действующих на компоненты бурового раствора, используемого для вскрытия продуктивного пласта, и созданную фильтрационную корку.

Применение

Очистка ПЗП от фильтрационной корки, отложившейся на стенках скважины, увеличение проницаемости продуктивного пласта.

Особенности и преимущества

- Экологическая безопасность и низкая токсичность реагентов – все используемые агенты биоразлагаемы, имеют низкий класс биологической опасности и малотоксичны.
- Низкая коррозионная активность – в отличие от традиционного метода кислотных обработок данная система не является коррозионно-активной и не требует дополнительного использования дорогостоящих ингибиторов коррозии и особых мер предосторожности при транспортировке и хранении.
- Скорость реакции растворов-разрушителей – компоненты системы работают гораздо медленнее и «мягче» кислот, не склонны к активным химическим реакциям с пластовыми флюидами или минералами, слагающими коллектор, что позволяет существенно снизить риск загрязнения ПЗП.
- Аномально высокая вязкость фильтрата, ограничивающая его проникновение в продуктивный пласт.
- Низкая вероятность загрязнения коллектора продуктами реакции – компоненты технологической жидкости для очистки ПЗП действуют селективно на компоненты фильтрационной корки, не вступая во взаимодействие с коллектором и пластовым флюидом, переводя в полностью водорастворимую форму компоненты фильтрационной корки, не создавая механических примесей, способных дополнительно загрязнить ПЗП.
- Компонентный состав подбирается индивидуально в зависимости от компонентов фильтрационной корки, которую необходимо удалить.

Состав ферментативно-хелатной композиции (ФХК) определяется путем воздействия тестируемой жидкости на фильтрационную корку, получаемую на керамическом диске.



Исходный фильтр



Фильтрационная корка



После обработки ФХК

ИЗОЛИРУЮЩАЯ ЖИДКОСТЬ ДЛЯ КЕРНООТБОРНОГО СНАРЯДА **ИЗОКОР**

ИЗОКОР – изолирующая жидкость для отбора изолированного керна, представляющая собой раствор высокомолекулярного соединения в полиэфирах, содержащий сшивающий агент.

Применение

ИЗОКОР предназначен для отбора изолированного керна путем защиты керна от загрязнения во время извлечения, обработки поверхности керна и транспортировки. Во время бурения **ИЗОКОР** инкапсулирует выбуриваемый керн с помощью вязкой, неинвазивной защитной пленки и защищает керн от вторжения фильтра бурового раствора. Полученный образец керна является более представительным на предмет определения необходимых характеристик (водонасыщенности, смачиваемости и т. д.).

Реагент **ИЗОКОР** загружается непосредственно в керноотборную трубу снаряда перед спуском на отбор керна. Загрузка необходимого объема жидкости **ИЗОКОР** производится до полного заполнения керноотборной трубы и рассчитывается в зависимости от объема и количества секций керноотборной трубы снаряда для отбора изолированного керна. Непосредственно в процессе отбора керна реагент, вытесняемый выбуриваемым керном, смешивается с буровым раствором и транспортируется на поверхность, где удаляется системой очистки бурового раствора.

Преимущества

- Обладает вязкоупругими свойствами и имеет подвижную консистенцию геля.
- Обладает хорошей смазывающей способностью и обеспечивает снижение коэффициента трения в контакте керн – керноприемник.
- Полное отсутствие в составе углеводородов и воды.
- Не проникает в керн.
- Не оказывает влияния на промывочную жидкость и узлы циркуляционной системы (насосы, вибросита, гидроциклоны).

Основные свойства

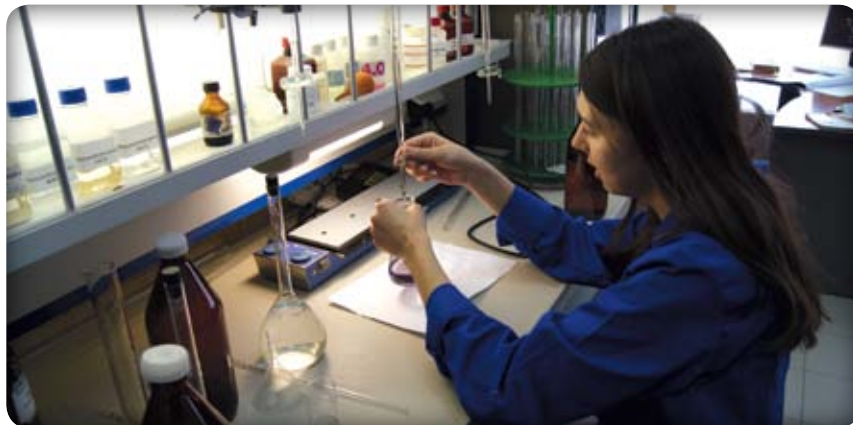
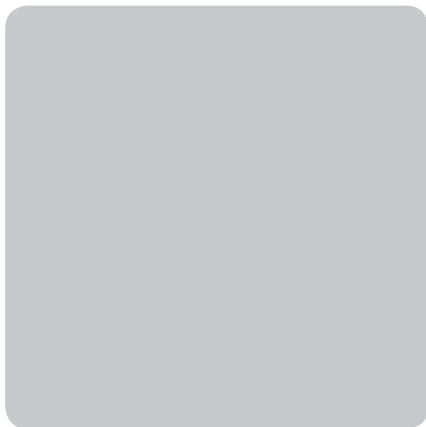
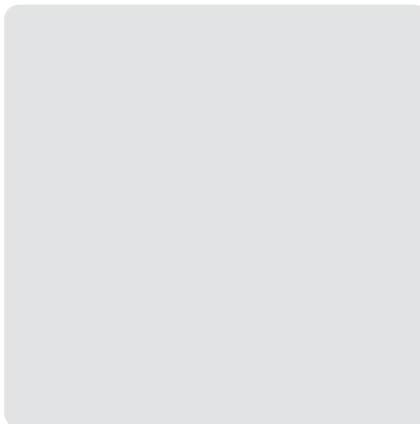
Наименование показателя	Таблица значений
Внешний вид	Вязкая однородная масса светло-желтого цвета
Плотность при 20 °С, г/см ³	1,2
Пластическая вязкость при 20 °С, сПз	160–240
Показатель фильтрации при $\Delta P=3,4$ МПа, мл/30 мин	0
Температура застывания, °С	Не более -70

Транспортировка и хранение

ИЗОКОР заливают, упаковывают и перевозят в полиэтиленовых канистрах с навинчивающейся крышкой по ТУ 2297-002-5411141-2002 вместимостью 20–30 л. По согласованию с потребителем допускается упаковка в аналогичную тару, не ухудшающую качество реагента.



4. РЕАГЕНТЫ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ



БИО XX (ОРГАНИЧЕСКИЙ ИНГИБИТОР)

БИО XX – органический ингибитор глин и глинистых сланцев. Эффективно подавляет процессы гидратации и набухания глин и глинистых сланцев, предотвращает дальнейшее диспергирование выбуренного глинистого шлама, помогает снизить сальникообразование на элементах КНБК и зашламование долота. Помимо ингибирования глин и глинистых сланцев, реагент помогает улучшить устойчивость стенок скважины, снизить вероятность образования сальников и зашламования долота, улучшить эффективность работы оборудования по очистке раствора.

Основные физические свойства

Наименование показателя	Таблица значений
Внешний вид	Прозрачная или бесцветная жидкость с запахом аминов
Удельная плотность, г/см ³	1,1–1,2
pH 1% раствора	6,5–8,5
Растворимость	100%
Температура застывания, °C, не выше	- 18
Температура вспышки, °C	>99 (PMCC)

Область и способ применения

Реагент может быть использован во всех типах буровых растворов на водной основе. При использовании не требует какого-либо дополнительного оборудования или специальных мер по обработке раствора и может быть добавлен как непосредственно в емкости при приготовлении раствора, так и через смесительную воронку. **БИО XX** ингибирует только недиспергированные глинистые частицы, поэтому обрабатывать раствор реагентом следует перед началом разбуривания глинистых пород. При необходимости обработки раствора бентонитом (для формирования глинистой корки и снижения водоотдачи) следует предварительно гидратировать его в воде.

Рекомендуемая концентрация **БИО XX** в растворе – от 12 до 24 кг/м³. Оптимальный уровень pH раствора для обеспечения максимальной эффективности **БИО XX** – 8–9. Практическая концентрация реагента зависит от типа глинистых пород, диаметра скважины, скорости проходки и желаемого уровня ингибирования.

Ограничения

- При необходимости ввода в раствор бентонита следует предварительно гидратировать последний в воде.
- При добавлении в раствор с высоким содержанием мелкодисперсной активной твердой фазы может наблюдаться кратковременное флокулирование раствора. Предварительная обработка раствора разжижителями и дефлокулянтами позволяет избежать или устранить данный эффект.
- Термостойкость до +150 °C.

Токсичность и обращение

Следует обращаться в соответствии с общими требованиями к транспортировке, хранению и использованию промышленных химреагентов. Рекомендуется использовать средства индивидуальной защиты (очки, перчатки) и соблюдать правила личной гигиены.

Упаковка и хранение

БИО XX поставляется в пластиковых бочках объемом 215 л. Рекомендуется хранить в сухом прохладном месте. Сохраняет свои свойства при замерзании и последующем оттаивании.

ДПС (ДЕТЕРГЕНТ ПРОТИВОСАЛЬНИКОВЫЙ)

Буровой детергент **ДПС** представляет собой водную смесь поверхностно-активных веществ. Предназначен для снижения поверхностного натяжения всех буровых растворов на водной основе и уменьшения склонности к налипанию глинистых частиц.

ДПС может использоваться практически в любых буровых растворах на водной основе. В основном он используется при бурении верхних интервалов для уменьшения образования сальников на долоте и КНБК, снижения поверхностного натяжения и оптимизации выноса выбуренной твердой фазы. Реагент может использоваться на любой стадии процесса бурения для эмульгирования нефти и снижения вязкости растворов, загрязненных нефтью. **ДПС** уменьшает крутящий момент и сопротивления в скважине, возникающие из-за трения, даже если в системе нет нефти.

Основные физические свойства

Наименование показателя	Таблица значений
Внешний вид	Прозрачная вязкая бесцветная или желтоватая жидкость со специфическим запахом
Плотность при 20 °С, г/см ³	1,00–1,10
pH при температуре 20 °С	5–10
Растворимость в воде	смешивается

Инженерные рекомендации

Оптимальная концентрация **ДПС** составляет от 0,5 до 1 л/м³, в зависимости от содержания твердой фазы в буровом растворе. В сложных условиях бурения высоковязких глин рекомендуются концентрации до 5 л/м³ для снижения образования сальников на долоте и КНБК; при более высокой концентрации может наблюдаться пенообразование, что потребует применения пеногасителя.

Преимущества

- Эффективен в растворах на пресной, слабо-минерализованной, морской воде и насыщенных соленых растворах.
- Увеличивает механическую скорость бурения при использовании водных растворов.
- Снижает трение бурового инструмента о стенки скважины.
- Образует плотную фильтрационную корку, снижает показатель фильтрации.
- Предотвращает сальникообразование на долоте и элементах КНБК.
- Препятствует диспергированию глинистого шлама.
- Не изменяет параметры бурового раствора.

Упаковка и хранение

ДПС хранится и транспортируется в закрытых бочках при температуре 10–50 °С, защищать от мороза. Хранить и использовать в проветриваемых местах, избегать прямого соприкосновения с продуктом.



БЛ САЛТ (СМАЗОЧНАЯ ДОБАВКА)

БЛ САЛТ – это смазочная добавка для буровых растворов на основе соленой воды и для солевых растворов для заканчивания скважин. Представляет собой смазочную добавку, специально разработанную для снижения сил трения при вращательном и поступательном движении бурового инструмента с использованием бурового раствора с высоким содержанием солей одно- и двухвалентных металлов, а также для бурения скважин со сложным профилем и повышенной протяженностью. Она подвержена быстрому биологическому разложению и нетоксична. Добавка также предотвращает образование сальников, увеличивает механическую скорость бурения и уменьшает риск прихватов из-за перепада давления. Быстро диспергируется в любом буровом растворе, не содержащем твердой фазы.

Физико-химические свойства

Смазочная добавка для буровых растворов **БЛ САЛТ** представляет собой маслянистую жидкость от светло-желтого до желто-коричневого цвета, состоящую из смеси поверхностно-активных веществ и добавок, изготовленных на основе смеси сложных эфиров жирных кислот растительного масла.

Основные физические свойства

Наименование показателя	Таблица значений
Внешний вид	Вязкая жидкость темно-коричневого цвета
Плотность при 20 °С, кг/м ³	933
Вязкость при 40 °С, мм ² /с	44,7
Температура потери текучести, °С	-16

Инженерные рекомендации

При использовании реагента **БЛ САЛТ** в пресном и слабо минерализованном буровом растворе рекомендуемой и достаточной концентрацией является 5 кг/м³. Для буровых растворов с большим содержанием солей натрия, калия и кальция, а также соленасыщенных буровых растворов с большим содержанием твердой фазы, карбоната кальция и баритового утяжелителя рекомендуется концентрация 10–20 кг/м³.

При обработке раствора смазочной добавкой **БЛ САЛТ** рекомендуется добавлять реагент в емкость с перемешивателями или с помощью гидроворонки для эффективного диспергирования реагента и его равномерного распределения по всему объему раствора.

Токсичность и обращение

Следует обращаться в соответствии с общими требованиями к транспортировке, хранению и использованию промышленных химреагентов. Рекомендуется использовать средства индивидуальной защиты (очки, перчатки) и соблюдать правила личной гигиены.

Упаковка и хранение

БЛ САЛТ поставляется в металлических бочках объемом 200 л. Рекомендуется хранить в сухом прохладном месте. Сохраняет свои свойства при замерзании и последующем оттаивании.

БЛ (СМАЗОЧНАЯ ДОБАВКА)

Смазочная добавка для буровых растворов **БЛ** предназначена для обработки пресных и минерализованных буровых растворов при бурении вертикальных и наклонно-направленных участков нефтяных и газовых скважин. Добавка **БЛ** эффективно снижает коэффициент трения, существенно уменьшает опасность возникновения дифференциальных прихватов, моменты при вращении колонны бурильных труб, облегчает движение бурового инструмента, увеличивает срок службы буровых долот и обеспечивает рост скоростей бурения.

Добавка **БЛ** не вызывает пенообразования и, кроме снижения коэффициента трения, улучшает параметры основных технологических свойств буровых растворов: структурно-реологические, фильтрационные, качество и прочность фильтрационной корки (обеспечивает уменьшение коэффициента трения корки), оказывает ингибирующее действие на глинистые и глиносодержащие горные породы. Добавка **БЛ** легко диспергируется даже в холодной воде, не создает проблем при утилизации, может применяться в любых условиях бурения, совместим со всеми химическими реагентами. Рекомендуется для буровых растворов на водной основе в виде 0,3–2% добавки. Добавляется непосредственно в буровой раствор. Объем дообработки зависит от типа разбуриваемых пород, скорости проходки и эффективности работы оборудования очистки раствора.

Физико-химические свойства

Смазочная добавка для буровых растворов **БЛ** представляет собой маслянистую жидкость коричневого цвета, состоящую из смеси поверхностно-активных веществ и добавок, изготовленных на основе природного минерального масла.

Основные физические свойства

Наименование показателя	Таблица значений
Внешний вид	Однородная прозрачная жидкость темно-коричневого цвета без посторонних включений
Плотность при 20 °С, г/см ³ , не более	0,930
Вязкость кинематическая при 40 °С, мм ² /с	32,5–180,5
Массовая доля воды, %, не более	2,00
Увеличение смазывающей способности 0,3% продукта, %, не менее	70–75
Температура застывания, °С, не выше	-12

Инженерные рекомендации

При обработке раствора смазочной добавкой **БЛ** рекомендуется добавлять реагент в емкость с перемешивателями или с помощью гидроворонки для эффективного диспергирования реагента и его равномерного распределения по всему объему раствора.

Токсичность и обращение

Следует обращаться в соответствии с общими требованиями к транспортировке, хранению и использованию промышленных химреагентов. Рекомендуется использовать средства индивидуальной защиты (очки, перчатки) и соблюдать правила личной гигиены.

Упаковка и хранение

Добавка **БЛ** поставляется в металлических бочках объемом 200 л. Рекомендуется хранить в сухом прохладном месте. Сохраняет свои свойства при замерзании и последующем оттаивании.

БЛ-ЭКО (СМАЗОЧНАЯ ДОБАВКА)

Смазочная добавка для буровых растворов **БЛ-ЭКО** предназначена для обработки пресных и минерализованных буровых растворов для вертикальных и наклонно-направленных участков нефтяных и газовых скважин при бурении на суше и на море. Добавка полностью биоразлагаема и не наносит вред окружающей среде. Добавка **БЛ-ЭКО** эффективно снижает коэффициент трения, существенно уменьшает опасность возникновения дифференциальных прихватов, моменты при вращении колонны бурильных труб, облегчает движение бурового инструмента, увеличивает срок службы буровых долот и обеспечивает рост скоростей бурения. Добавка **БЛ-ЭКО** не вызывает пенообразования и, кроме снижения коэффициента трения, улучшает параметры основных технологических свойств буровых растворов: структурно-реологические, фильтрационные, качество и прочность фильтрационной корки (обеспечивает уменьшение коэффициента трения корки), оказывает ингибирующее действие на глинистые и глиносодержащие горные породы. Добавка **БЛ-ЭКО** легко диспергируется даже в холодной воде, не требует утилизации, может применяться в любых условиях бурения, совместим со всеми химическими реагентами. Рекомендуется для буровых растворов на водной основе в виде 0,3–2% добавки. Добавляется непосредственно в буровой раствор. Объем дообработки зависит от типа разбурываемых пород, скорости проходки и эффективности работы оборудования очистки раствора.

Физико-химические свойства

Смазочная добавка для буровых растворов **БЛ-ЭКО** представляет собой маслянистую жидкость желто-коричневого цвета, состоящую из смеси безвредных для окружающей среды поверхностно-активных веществ, синтетических жидкостей и добавок, изготовленных на основе природных растительных жирных кислот.

Основные физические свойства

Наименование показателя	Таблица значений
Внешний вид	Однородная прозрачная жидкость желто-коричневого цвета без посторонних включений
Плотность при 20 °С, г/см ³ , не более	0,910
Вязкость кинематическая при 40 °С, мм ² /с	6,5–12,5
Массовая доля воды, %, не более	2,00
Увеличение смазывающей способности 0,3% продукта, %, не менее	70–75
Температура застывания, °С, не выше	-5

Инженерные рекомендации

При обработке раствора смазочной добавкой **БЛ-ЭКО** рекомендуется добавлять реагент в емкость с перемешивателями или с помощью гидроворонки для эффективного диспергирования реагента и его равномерного распределения по всему объему раствора.

Токсичность и обращение

Следует обращаться в соответствии с общими требованиями к транспортировке, хранению и использованию промышленных химреагентов. Рекомендуется использовать средства индивидуальной защиты (очки, перчатки) и соблюдать правила личной гигиены.

Упаковка и хранение

БЛ-ЭКО поставляется в металлических бочках объемом 200 л. Рекомендуется хранить в сухом прохладном месте. Сохраняет свои свойства при замерзании и последующем оттаивании.

ФИБРОВЛОКНО (РЕАГЕНТ ДЛЯ ОЧИСТКИ СТОЛА СКВАЖИНЫ)

Это современный продукт для интенсификации выноса шлама буровыми растворами без увеличения вязкости жидкости. Фиброволокно представляет собой полипропиленовые синтетические волокна белого цвета. Волокна химически инертны и не токсичны, совместимы с любыми типами воды, маслами и растворами на синтетической основе. Волокна не вызывают коррозию, химически инертны, термостабильны.

Фиброволокно – эффективный реагент для удаления песка, ила, гравия, глинистого сланца, металлических остатков. В отличие от высоковязких, удаляющих шлам, полимеров волокно может использоваться так часто, как это необходимо без риска увеличения вязкости. Упаковывается в 18-килограммовые мешки по 30 упаковок по 600 г или 20 упаковок по 900 г или мешки по 10 кг. Может быть быстро добавлено в систему подачи и приготовления раствора через загрузочную воронку. Волокна и захваченный ими шлам легко отделяются системой очистки раствора.

Основные функции и свойства

- Волокна добавляются к различным типам буровых растворов для увеличения выноса шлама.
- Легко удерживаются во взвешенном состоянии и равномерно распределяются в буровых растворах на пресной и соленой воде, позволяя эффективно удалять шлам при процессе бурения.
- Полное отсутствие химического влияния на буровой раствор и призабойную зону пласта.
- Не увеличивают вязкость бурового раствора.
- Способствуют удалению металлических остатков, образующихся во время фрезерования.
- Предотвращают скопление шлама в кольцевом пространстве.
- Могут быть использованы в любом интервале бурения скважины.
- Химически совместимы со всеми типами пластовых вод, масел и растворами на синтетической основе.
- Термостабильны до 148 °C.
- Безопасны для окружающей среды.
- Не подвергаются влиянию отрицательных температур в отличие от некоторых полимеров.

Основные физические свойства

Наименование показателя	Таблица значений
Внешний вид	Синтетические волокна белого цвета без запаха
Длина волокна, мм	5–12

Инженерные рекомендации

Рекомендуется использовать для приготовления очищающих пачек, предназначенных для очистки забоя от бурового шлама. Очищающая пачка с волокнами с помощью насосов подается в систему циркуляции бурового раствора. Волокна и поднятые с забоя перемещаемые с его помощью остатки породы подаются на вибрационное сито или сбрасываются в шламонакопитель.

Рекомендуемая концентрация

Рекомендуемая концентрация в составе очищающей пачки составляет 2 кг/м³. Объем очищающей пачки должен покрывать 150 м кольцевого пространства. Соответственно для бурения боковых стволов объем очищающей пачки составляет 3 м³, а при бурении эксплуатационных скважин – 5 м³.

ОПТИБУР (ПРОТИВОСАЛЬНИКОВАЯ ДОБАВКА)

ОПТИБУР – это специально разработанная экологически безопасная добавка к водным буровым растворам, повышающая механическую скорость бурения. Наиболее эффективно применение **ОПТИБУР** при бурении скважин долотами PDC.

Добавка покрывает стенки скважины, выбуренную породу и металлические поверхности слоем синтетических жидкостей, в результате чего максимально предотвращает сальникообразование и износ бурового оборудования.

Присутствие **ОПТИБУР** в буровом растворе в процессе бурения предотвращает скопление шлама под долотом, что позволяет резцам долота PDC находиться в непрерывном контакте с забоем, максимально разрушать пластичную породу.

ОПТИБУР снижает трение бурильной колонны о стенки скважины, предотвращает прихваты и затяжки во время СПО.

Основные физические свойства

Наименование показателя	Таблица значений
Внешний вид	Однородная маслянистая жидкость от золотистого до темно-коричневого цвета со слабым запахом растительных масел
Плотность при 20 °С, г/см ³	0,85–0,89
Вязкость кинематическая при 40 °С, мм ² /с, не более	8,00
Массовая доля воды, %, не более	0,20
Увеличение смазывающей способности 3% продукта, %, не менее	70–75
Температура застывания, °С, не выше	-10

Применение

ОПТИБУР рекомендуется к применению при бурении скважин в геологических разрезах с высоким содержанием глинистых пород. Рабочая концентрация 2–3% от объема промывочной жидкости. Для увеличения эффективности добавка вводится вблизи всасывающих отверстий буровых насосов или непосредственно в бурильную трубу при наращивании. При дальнейшем бурении необходимо поддерживать заданную концентрацию добавки в объеме раствора.

Преимущества

- Увеличение механической скорости бурения при использовании водных растворов.
- Снижение трения бурового инструмента о стенки скважины.
- Улучшение качества фильтрационной корки, снижение показателя фильтрации.
- Предотвращение сальникообразования на долоте, элементах КНБК.
- Препятствие диспергированию глинистого шлама.
- Отсутствие влияния на реологические параметры бурового раствора.

Транспортировка и хранение

- **ОПТИБУР** хранится и транспортируется в закрытых 200-литровых бочках при температуре 10–50 °С.
- Предохранять от контакта с окислителем, открытым огнем, источником воспламенения.
- Хранить и использовать в проветриваемых местах.
- Не хранить вблизи источников искр, под открытым солнцем.

СУЛЬФИРОВАННЫЙ АСФАЛЬТИТ

Основные функции реагента

Данный реагент представляет собой частично водорастворимый многофункциональный реагент на битуминозной основе:

- снижает риск обвалообразования в интервалах неустойчивых пород (аргиллитов) путем кольматации микротрещин мелкодисперсной нефтерастворимой частью реагента;
- улучшает смазочные свойства бурового раствора (снижает липкость фильтрационной корки);
- понижает водоотдачу бурового раствора, снижает диспергируемость (измельчение) частиц шлама в процессе бурения;
- является эмульгатором при обработке бурового раствора углеводородами (нефтью).

Основные физические свойства

Наименование показателя	Таблица значений
Внешний вид	Свободнотекущий порошок от темно-коричневого до черного цвета
рН 1% раствора продукта	7–9
Влажность, %, не более	14,0
Остаток, растворимый в воде, %, не менее	70,0
Остаток, растворимый в нефти, %, не менее	25,0
Водоотдача (НРНТ 220 °F), мл /30 мин, не более	25,0

Инженерные рекомендации

Реагент представляет собой сыпучий неомыляющийся порошок темно-коричневого цвета, может быть добавлен в любой удобный момент времени непосредственно в систему приготовления раствора как через смешательную воронку, так и непосредственно в емкость с готовящимся буровым раствором. Данный реагент не влияет на работоспособность большинства полимеров, используемых в буровой практике. Предпочтительно добавление реагента в начальный момент приготовления раствора в концентрации, предусмотренной программой.

Реагент может вызывать некоторое незначительное вспенивание раствора, поэтому необходимо иметь в наличии пеногаситель.

Сульфированный асфальт может быть использован как компонент большинства типов буровых растворов на водной основе вне зависимости от природного (РАС, КМЦ, крахмал, ксантановая камедь) или синтетического (РНРА) происхождения компонентов бурового раствора, а также эффективен при использовании в составе растворов на углеводородной основе.

Вниманию инженера буровых растворов

- При попадании реагента в раствор происходит окрашивание его в темный цвет.
- При добавлении реагента в раствор, содержащий достаточное количество твердой фазы, будь то бентонит или наработанный шлам, происходит падение реологических показателей и небольшое разжижение раствора. Сульфированный асфальт взаимодействует только с твердой фазой и не оказывает влияние на полимеры. Поэтому рекомендуется введение реагента при начальном приготовлении раствора с последующим постоянным дозированием реагента в концентрации, предусмотренной программой.
- Перед введением добавки в раствор обязательно провести пилотное испытание!

Рекомендуемая концентрация в буровом растворе

От 3 до 17 кг/м³ – для создания тонкой, прочной и эластичной фильтрационной корки и применения в качестве ингибитора обвалообразования неустойчивых пород (аргиллитов); для снижения фильтрации в буровых растворах; для повышения термостойкости бурового раствора; для улучшения состояния ствола скважины, в частности, предотвращения дифференциального прихвата бурильной колонны.

РТП (ПОНИЗИТЕЛЬ ТВЕРДОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД)

Добавка для буровых растворов «Понижитель твердости горных пород» (РТП) предназначена для использования в буровых растворах на водной основе для снижения прочности горных пород за счет уменьшения поверхностного натяжения на границе раздела «жидкость – горная порода». Реагент следует использовать для повышения скорости бурения при разбуривании твердых пород, устойчивых к осыпям и обвалам.

Физико-химические свойства

Добавка представляет собой смесь неионогенных поверхностно-активных веществ.

Наименование показателя	Таблица значений
Внешний вид	Вязкая жидкость от светло-желтого до светло-серого цвета
Плотность при 20 °С, г/см ³	1,0–1,10
рН при температуре 20 °С	6–7
Пенообразующая способность 0,1% продукта	отсутствует
Температура застывания, °С, не выше	-10

Область и способ применения

Добавка **РТП** усиливает моющее действие воды снижением ее поверхностного натяжения. Обеспечивая расклинивающий эффект в зоне работы долота, реагент **РТП** одновременно способствует процессу диспергирования бурового шлама, находящегося в буровом растворе.

Ограничения

Совместима с большинством буровых растворов. Может использоваться во всех типах буровых растворов, в том числе соленасыщенных системах.

Токсичность и обращение

Поверхностно-активные вещества, входящие в состав реагента, биоразлагаемы. Следует обращаться в соответствии с общими требованиями к транспортировке, хранению и использованию промышленных химреагентов. Рекомендуется использовать средства индивидуальной защиты (очки, перчатки) и соблюдать правила личной гигиены.

Упаковка и хранение

Поставляется в 30-литровых пластиковых канистрах или бочках объемом 200 л. Рекомендуется хранить в сухом прохладном месте. Сохраняет свои свойства при замерзании и последующем оттаивании.

БУРИНТЕХ-АНТИСТИК (БАС)

Комплексный реагент для установки жидкостных ванн для освобождения дифференциальных прихватов. Жидкость для освобождения прихваченных бурильных труб **БУРИНТЕХ-АНТИСТИК** является смесью эмульгирующих, гелеобразующих и суспендирующих агентов и смачивающих веществ, поставляемых в одной металлической бочке. **БАС** дегидратирует и разрушает глинистую фильтрационную корку, создавая каналы для прохода жидкости и уравнивания давления. Кроме того, **БАС** смачивает и смазывает бурильную колонну для снижения сил трения и крутящего момента, облегчая расхаживание и освобождение колонны.

Область и способ применения

БАС рекомендуется использовать во всех случаях, где требуется освободить колонну от дифференциального прихвата. Для приготовления ванны можно использовать как дизельное топливо, так и нефть или минеральные масла.

Эффективность противоприхватных мероприятий напрямую зависит от времени между возникновением прихвата и установкой ванны. Использование **БАС** позволяет избежать затрат времени на подбор рецептуры и приготовление ванны, так как для приготовления ванны требуется только любой удобный углеводородный растворитель и **БАС**.

Инструкция по приготовлению рабочей смеси

- Очистить и промыть линии подачи и емкость для затворения рабочей смеси.
- Залить минеральное масло или дизельное топливо, после чего добавить **БАС** через гидроворонку из расчета 100 л/м³ (10% об.) реагента на 1 м³ углеводородного растворителя.
- Перемешивать смесь в течение 30 минут при помощи центробежных насосов.

Установка ванны

- Рассчитайте объем кольцевого пространства от зоны прихвата до долота.
- Увеличьте рассчитанный объем на 25% для периодического освежения зоны контакта.
- Рассчитайте время продавки ванны до зоны прихвата.
- Закачайте ванну и выключите насосы.
- Производите периодическое расхаживание и вращение колонны.
- Каждые 30 минут включайте насосы и прокачивайте 0,1–0,2 м³ жидкости для освежения зоны контакта.

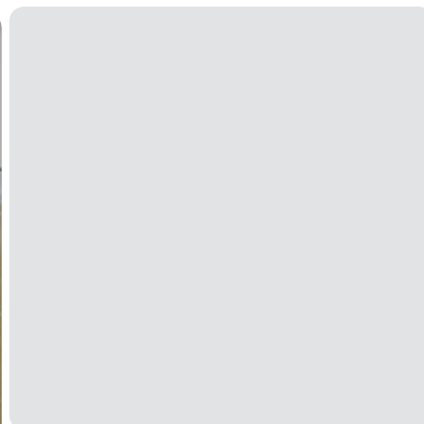
Основные физические свойства

Наименование показателя	Таблица значений
Внешний вид	Маслянистая жидкость темно-коричневого цвета
Удельный вес, кг/м ³	920
Вязкость при 40 °С, мм ² /с	43,9
Температура потери текучести, °С	-10

Транспортировка и хранение

БАС хранится и транспортируется в закрытых 200-литровых бочках при температуре 10–50 °С. Предохранять от контакта с окислителем, открытым огнем, источником воспламенения. Хранить и использовать в проветриваемых местах. Не хранить вблизи источников искр, под открытым солнцем.

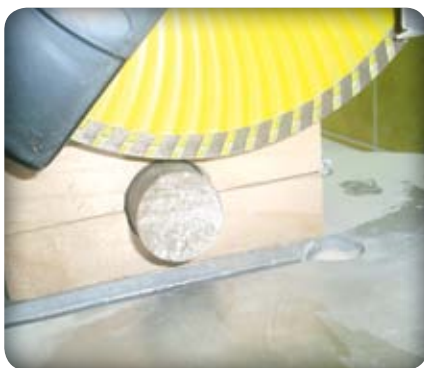
5. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА



5.1. ИССЛЕДОВАНИЕ КЕРНОВ

Изготовление образцов керна необходимой геометрической формы

В распоряжении специалистов ИЛБР имеется оборудование, позволяющее высверливать образцы из полноразмерного керна Ø30 мм, производить торцевание и шлифовку торцов образца керна.



Экстрагирование образцов, определение водо- и нефтенасыщенности (аппараты Сокслета и Закса)

Аппарат Сокслета. Аппарат Закса (Дина Старка)

Определение нефтенасыщенности образцов керна производится по стандартной методике

Характеристика

Диаметр образца 30 мм

Длина образца 30–100 мм

Методика

ГОСТ 26450-85 «Породы горные»

Типовые результаты

Содержание воды и нефти в образце, % вес.



Сушка образцов под вакуумом

Характеристики

Температура до 200 °C

Создание вакуума до 0,001 МПа

Методика

ГОСТ 26450-85 «Породы горные»

5.1. ИССЛЕДОВАНИЕ КЕРНОВ

Определение абсолютной проницаемости образцов кернов по воздуху

Дарсиметр

Достоинства

Быстрота измерения. Возможность измерения в стационарном и нестационарном режимах фильтрации. Управление с помощью ПК. Возможность ведения базы данных проверяемых образцов.

Характеристики

Измеряемый диапазон от 0 до 9000 мД
Диаметр образца 30 мм
Длина образца 30–100 мм

Методика

ГОСТ 26450-85 «Породы горные»
Типовые результаты
Измеренное значение абсолютной проницаемости образца керна по воздуху в мД.



Определение открытой пористости, плотности образца керна

Аналитические весы AND GH-252

Достоинства

Прямой метод измерения параметров

Характеристики

Наибольший предел взвешивания 101 г / 250 г
Минимальное значение измерения 0,01 мг / 0,1 мг
Диаметр образца 30 мм
Длина образца 30–100 мм

Методика

ГОСТ 26450-85 «Породы горные»
Типовые результаты
Пористость образца по насыщаемому флюиду, объемная и минералогическая плотность образца керна



5.1. ИССЛЕДОВАНИЕ КЕРНОВ

Определение остаточной водонасыщенности и смачиваемости коллекторов

Центрифуга ЦРС-8

Позволяет определять распределение по размерам пор, характер смачиваемости образца. Также позволяет создавать остаточную водонасыщенность в образце керна.

Достоинства

Широкая область применения. Высокоточная система управления температурой. Гироскопический привод позволяет использовать роторы бакерного типа на большие объемы.

Характеристики

Максимальное количество оборотов – 8000 об/мин
Точность поддержания частоты вращения ± 50 об/мин
Диапазон задания времени работы 0–23 часа 59 мин
Диаметр образца 30 мм
Длина образца от 30 до 80 мм

Методика

ОСТ 39-204-86 «Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщения от капиллярного давления»

ОСТ 39-180-85 «Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородосодержащих пород»

Типовые результаты

Остаточная водонасыщенность, %
Характер смачиваемости коллектора



Определение содержания карбонатов и глины в породе

Характеристика

Масса пробы (истертый образец керна) – не более 10 г

Методика

Карбонатность определяется газометрическим методом
Глинистость по методу определения емкости катионного обмена (MBT API),
ГОСТ 28177-89 «Определение массовой доли монтмориллонита»

Типовые результаты

Содержание карбонатов, в пересчете на известь
Содержание глины в породе

5.1. ИССЛЕДОВАНИЕ КЕРНОВ

Определение гранулометрического состава породы

Лазерный анализатор размеров частиц HORIBA LA-300, ситовой анализ

Достоинства

Время проведения анализа составляет менее 2 минут с момента погружения пробы. Встроенная ультразвуковая установка. Управление производится с помощью программного комплекса.

Характеристики

Диапазон размеров измеряемых частиц:

0,1–600 мкм – лазерный анализатор

>600 мкм – ситовой анализ

Количество пробы от 10 мг до 1 г на 300 мл в проточной ячейке

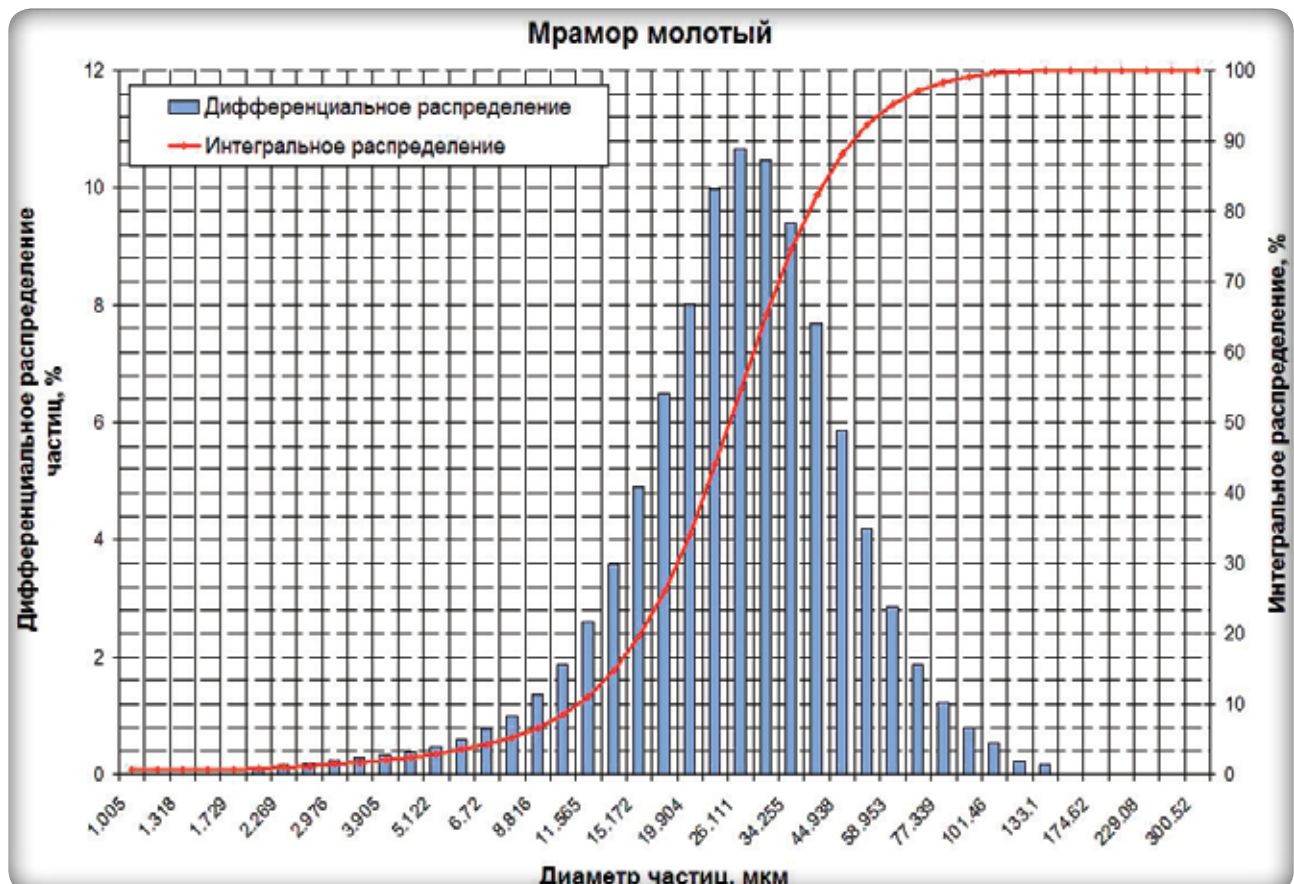
Длительность ультразвуковой обработки 0–30 минут.

Методика

API 13A

Типовые результаты

Кривые интегрального и дифференциального распределения частиц по размерам. Также выдается информация о медианном и среднем размере пор.



5.1. ИССЛЕДОВАНИЕ КЕРНОВ

Исследования эксплуатационных характеристик пластов с использованием экспериментальной установки FDS-350

Установка FDS-350 Vinci technologies

Достоинства

Позволяет моделировать процесс вскрытия продуктивного пласта в условиях, близких к пластовым. Управление инжекционным насосом и фиксирование результатов производится при помощи программного обеспечения AppliLab.

Особенностью кернодержателя данной установки является возможность омыwania торца керна буровым раствором, чем реализуется моделирование процесса фильтрации бурового раствора в пласт во время циркуляции. Также реализована возможность определения перепада давления по длине составного образца, что позволяет оценить глубину проникновения фильтрата в глубь пласта до 300 мм.

Выполняемые операции

- Определение начальной обратной проницаемости (пласт → скважина).
- Изучение проникновения бурового раствора в пласт (скважина → пласт) в статическом и динамическом режиме фильтрации.
- Определение восстановления обратной проницаемости (пласт → скважина) после воздействия буровым раствором.
- Экспериментальный подбор коьматанта в условиях, аналогичных пластовым.
- Оценка и минимизация негативного воздействия раствора на продуктивный коллектор.
- Испытания влияния процессов кислотной или иной обработки на образцы продуктивного пласта при пластовом давлении и температуре.

Характеристики

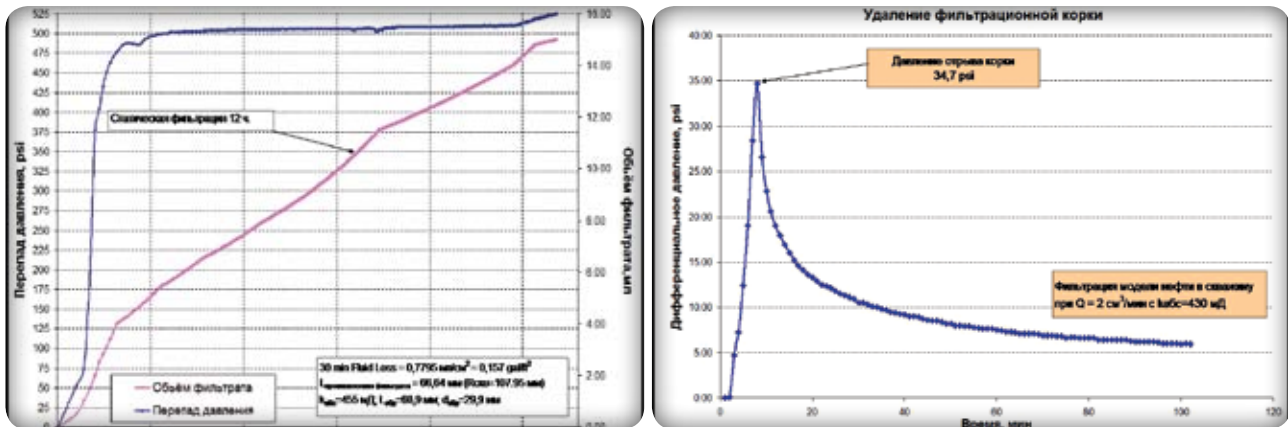
Температура до 300 °F (150 °C)
 Горное давление до 10000 psi (≈700 атм)
 Пороговое давление до 5000 psi (≈350 атм)
 Скорость омыwania керна потоком бурового раствора до 0,9 м/с (6 л/мин)
 Расход модели нефти 0,001–25 мл/мин



5.1. ИССЛЕДОВАНИЕ КЕРНОВ

Типовые результаты

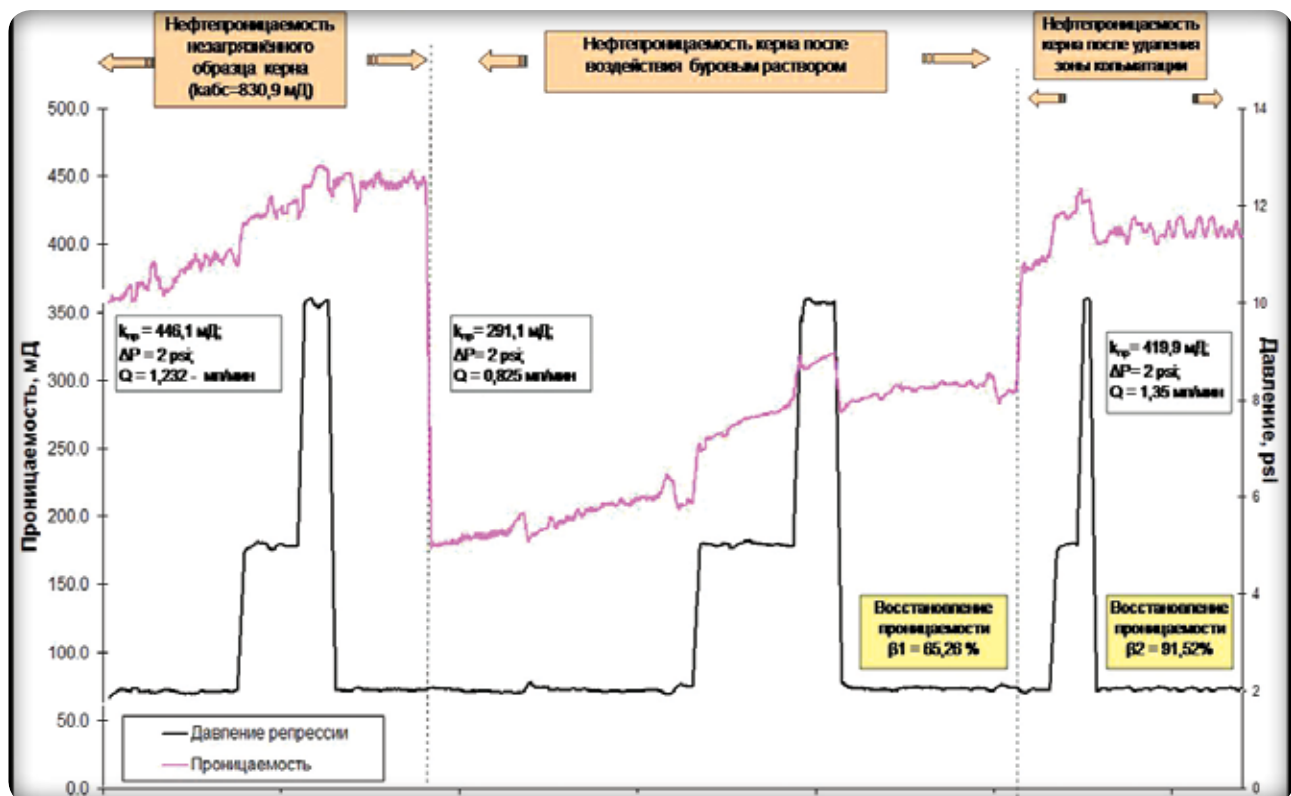
1. Динамика поглощения бурового раствора при воздействии на керн (динамический и статический режимы). Расчет глубины проникновения фильтрата бурового раствора.
2. Удаление фильтрационной корки бурового раствора.



3. Результаты определения проницаемости керна.

Результаты определения проницаемости до и после воздействия на керн буровым раствором (которые получаются в ходе указанных выше испытаний керна) представляются в виде графика. Вертикальные линии являются границами между группами результатов измерений до загрязнения буровым раствором, после загрязнения и после имитации вторичного вскрытия пласта.

Начальная проницаемость до воздействия на керн бурового раствора представлена в левой части графика, нефтепроницаемость после воздействия на керн бурового раствора – в средней секции, а проницаемость после удаления зоны коагуляции или кислотной обработки – справа.



5.2. ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Определение реологических характеристик

Определение вязкости нефтепродуктов с помощью капиллярных вискозиметров

Вискозиметры ВПЖ

Достоинства

Прямой метод измерения

Характеристики

Диапазон измерения вязкости от 0,6 до 30000 мм²/с

Методика

ГОСТ 33-2000 «Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости»

Типовые результаты

Вязкости жидкости



Определение плотности нефтепродуктов ареометром

Ареометры АОН

Достоинства

Прямой метод измерения параметров

Характеристики

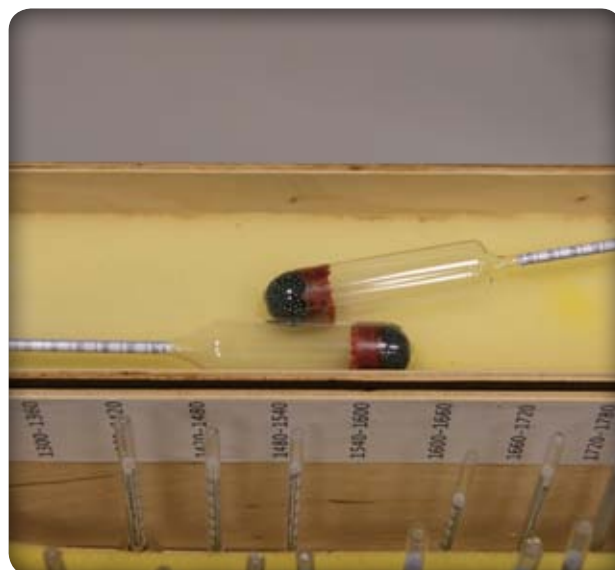
Диапазон измерения плотности 700–1800 кг/м³

Методика

ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности»

Типовые результаты

Плотность нефтепродуктов



5.2. ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Определение содержания воды в нефтепродуктах

АКОВ-10

Достоинства

Прямой метод измерения параметров

Методика

ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты.
Метод определения содержания воды»

Типовые результаты

Массовая и объемная доля воды



6. ЛАБОРАТОРИЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН



6. ЛАБОРАТОРИЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН

Лаборатория крепления скважин ООО НПП «БУРИНТЕХ» представляет собой научно-исследовательскую базу с полным циклом исследований по созданию и внедрению новых перспективных разработок в области тампонажных материалов и буферных жидкостей. Специалисты лаборатории занимаются разработкой рецептов тампонажных материалов с расширяющимися свойствами для повышения качества разобщения пластов в интервале продуктивных горизонтов и предотвращения возникновения перетоков при креплении обсадных колонн. Лаборатория крепления скважин производит анализ существующего положения с креплением ОК, выявляет причины низкого качества крепления ОК и определяет направления его повышения. Производит поиск и подбор компонентов тампонажных материалов для разработки рецептов тампонажных материалов с учетом особенностей месторождения.

Лабораторией крепления скважин также оперативно решаются и устраняются проблемы, возникающие при инженерном сопровождении цементирования ОК и установки цементных мостов.

6.1. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАБОТ ЛАБОРАТОРИИ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН

- **Разработка** рецептов тампонажных материалов с расширяющимися свойствами для крепления продуктивных интервалов в добывающих и нагнетательных скважинах. Разрабатываемые тампонажные материалы с расширяющимися свойствами направлены на повышение качества крепления обсадных колонн за счет повышения контактного давления цементного кольца с колонной и стенками скважины.
- **Входной анализ** базовых цементов и используемых при цементировании скважин, а также химических реагентов и добавок. Контроль качества реагентов, используемых в тампонажных материалах.
- **Оптимизация** и подбор добавок и реагентов для тампонажных материалов.
- **Разработка** рецептов буферных жидкостей для повышения качества подготовки ствола скважины к цементированию.

6.2. ОБОРУДОВАНИЕ ЛАБОРАТОРИИ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН

Лаборатория крепления скважин, созданная в мае 2011 года, оснащается оборудованием для проведения работ по контролю качества тампонажных материалов и химических реагентов для крепления скважин.

Контроль параметров тампонажных цементов проводится в соответствии с:
ГОСТ 1581-96 (ЦЕМЕНТЫ ТАМПОНАЖНЫЕ Технические условия)
ГОСТ 26798.1 (ЦЕМЕНТЫ ТАМПОНАЖНЫЕ Методы испытаний).

Лаборатория крепления скважин выполняет следующие стандартные испытания и анализы:

- Определение реологических параметров тампонажных растворов.
- Определение фильтрационных свойств.
- Определение времени загустевания.
- Определение прочности цементного камня на изгиб и сжатие.
- Определение тонкости помола цемента.
- Определение водоотделения тампонажного раствора.
- Определение плотности тампонажного раствора.
- Определение проницаемости цементного камня по газу.

РАСШИРЯЮЩИЙСЯ ТАМПОНАЖНЫЙ МАТЕРИАЛ **РТМ-75**

В 2011 году лабораторией разработан расширяющийся тампонажный материал (**РТМ-75**), выпускаемый по ТУ 5734-020-50783875-2011. На **РТМ-75** получен Сертификат соответствия № РОСС RU.AB75.H01261 от 9.11.2011 г. **РТМ-75** предназначен для цементирования продуктивного интервала эксплуатационных скважин, интервала нагнетания (в нагнетательных скважинах) с целью повышения качества разобщения пластов.

Расширение цементного камня в процессе твердения снижает вероятность возникновения перетоков и водо-, газопроявлений. В результате расширения раствора-камня в процессе его твердения в замкнутых условиях скважины формируется цементный камень более плотной структуры с меньшей проницаемостью, что повышает его стойкость к коррозии под действием агрессивных жидкостей и газов. При расширении цементного камня в процессе ОЗЦ также создается контактное напряжение между цементным кольцом и стенками скважины и колонной, что повышает герметичность крепи скважины.

Как известно, на месторождениях на поздней стадии эксплуатации применяются методы интенсификации притока нефти, одним из широко применяемых методов является ППД. В нагнетательных скважинах имеются проблемы с уходом нагнетаемой жидкости в соседние пласты. В связи с высокими давлениями в интервале нагнетания крепь скважины не выдерживает таких воздействий и в результате из-за высокого давления нагнетания крепь скважины нарушается и нагнетаемая жидкость уходит в другие – соседние пласты. Применение **РТМ-75** позволяет повысить герметичность затрубного пространства за счет создания контактного напряжения между цементным кольцом и стенками скважины в результате расширения цементного камня в период ОЗЦ, что повышает герметичность крепи скважины при больших перепадах давления.

Кроме расширяющейся добавки, **РТМ-75** содержит специально подобранные реагенты, снижающие водоотдачу тампонажного раствора, стабилизаторы, снижающие его водоотделение, а также регуляторы загустевания и набора прочности, которые подбираются под конкретные условия скважины.

РТМ-75 рекомендуется к применению при температурах от 45 до 80 °С.

Показатели **РТМ-75** приводятся в таблице (при 75 °С и атмосферном давлении):

№ п.п.	Наименование показателя	Норма по ТУ	Результаты испытаний от «ССК»*	Результаты испытаний от «ТомскНИПИнефть»
1	Водо-смесевое отношение	0,43–0,45	0,44	0,44
2	Плотность тампонажного раствора, г/см ³	1,88–1,92	1,90	1,90
3	Растекаемость тампонажного раствора, мм	Не менее 200	250	240
4	Водоотделение тампонажного раствора, мл	Не более 7,0	0	0
5	Время загустевания тампонажного раствора при температуре 75 °С, мин	Не более 90	215	333
6	Прочность цементного камня через 1 сут, при 75 °С, МПа (изгиб – сжатие)	Не менее 3,5 Не менее 12,0	5,52	5,31 21,37
7	Коэффициент линейного расширения раствора-камня при 75 °С, %	Не менее 1,5 %	5	2,25 %
8	Водоотдача при Δр=0,1 МПа, мл/30мин	Не регламентируется	-	22,6

Примечание: * состав РТМ-75, предоставленный для испытания ЗАО «ССК», отличается увеличенным содержанием расширяющейся добавки.

Адрес: 450029, Россия, РБ, г. Уфа, ул. Юбилейная, 4/1
Тел.: +7 (347) **246 08 72**,
+7 (347) **291 25 32**
Факс: +7 (347) **291-25-33**
E-mail: bit@burinteh.com
Сайт: www.burintekh.ru