



научно-производственное предприятие

БУРИНТЕХ



КАТАЛОГ
БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ





СОДЕРЖАНИЕ

● ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	6
● ОПЫТ И ГЕОГРАФИЯ РАБОТ	7
● НАЛИЧИЕ ИНФРАСТРУКТУРЫ	8
● ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ	9
● БУРОВОЙ РАСТВОР «СКИФ»	12
● БУРОВОЙ РАСТВОР «СКИФ+»	13
● БИОПОЛИМЕРНЫЙ ИНГИБИРУЮЩИЙ КАРБОНАТНЫЙ РАСТВОР «ПОЛИКАРБ БИО»	15
● РАСТВОРЫ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ «ЭМУЛЬКАРБ»	17
● БУРОВОЙ РАСТВОР «ОЙЛКАРБ БИО»	20
● БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ БУРЕНИЯ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ «СУЛЬФОБИТ»	21
● ГЕЛЕВО-ЭМУЛЬСИОННЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР «МУЛЬТИБУР»	23
● ИЗВЕСТКОВЫЕ РАСТВОРЫ	25
● БУРОВОЙ РАСТВОР «ГЕЛЬ-ДРИЛЛ»	26
● ТЕРМОСТОЙКИЙ БИОПОЛИМЕРНЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР	28
● СИЛИКАТНЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР	29
● МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНАЯ ДОБАВКА ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ «ВАЛЬКИРИЯ»	30
● СОСТАВ ДЛЯ ХИМИЧЕСКОГО УДАЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ КОРКИ «БАРКБИТЛ»	31
● КОЛЬМАТИРУЮЩИЙ МАТЕРИАЛ «BIT-PLUG»	32
● СОСТАВ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ «BIT-SBC»	34
● КОНТАКТЫ	36



ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

По направлениям деятельности Служба буровых растворов разделена на:

- Сервисное сопровождение буровых растворов
- Супервайзинг буровых растворов и аудит-систем очистки
- Сервис дополнительных услуг (жидкости глушения, блокирующие составы, изолирующие жидкости, тампонажные смеси и добавки к ним)

Служба буровых растворов (СБР) ООО НПП «БУРИНТЕХ» организована в 2005 году на основе созданной лаборатории буровых растворов. За 13 лет СБР разработаны и внедрены к применению системы буровых растворов для бурения в различных горно-геологических условиях в регионах оказания сервисных услуг по сопровождению буровых растворов, а также линейка химических реагентов для буровых растворов собственного производства.

Сервис буровых растворов НПП «БУРИНТЕХ» предлагает свои решения для бурения и заканчивания глубоких и сверхглубоких скважин, боковых стволов в сложных горно-геологических условиях в виде собственных систем буровых растворов и технологических жидкостей.

- 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 в соответствии со стандартами ISO и ГОСТ, на оборудовании фирмы «OFITE» производства США, квалифицированными инженерами по буровым растворам.

- На данный момент состав службы насчитывает порядка 100 человек. 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 систематически весь персонал проходит обучение по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве, общим требованиям промышленной безопасности, безопасному ведению работ при строительстве скважин на месторождениях с высоким содержанием сероводорода, управлению скважин при ГНВП, пожаро-техническому минимуму и т.д.

- Также весь персонал согласно внутреннему регламенту ежегодно проходит профильное обучение и тренинги, касаемые 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:

- ISO 10414-1 (Методика контроля параметров бурового раствора на водной основе),

- ISO 10414-2 (Методика контроля параметров бурового раствора на углеводородной основе).

ОПЫТ И ГЕОГРАФИЯ РАБОТ

- С сервисным сопровождением буровых растворов пробурено более 1000 скважин в различных геологических условиях, разной категории сложности конструкций. Более 400 боковых стволов, в т.ч. более 200 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 ПАРТНЁРЫ:

- ОАО «Сургутнефтегаз»
 - ОАО НК «Роснефть»
 - ОАО «Газпром нефть»
 - ОАО АНК «Башнефть»
 - ОАО «Татнефть»
 - ОАО НК «РуссНефть»
 - ООО «Белоруснефть-Сибирь»
 - ЗАО «Самотлорнефтепромхим»
 - ООО «НК Красноленинскнефтегаз»
 - ООО «НПРС-1»
 - ООО «Катобьнефть»
 - ООО «ВПТ-Нефтемаш»
 - ООО «Варьеганская Нефтяная Буровая Компания»
 - ООО «Сервисная Буровая Компания»
 - ООО «Ямал-Бурение»
- и другие

НАЛИЧИЕ ИНФРАСТРУКТУРЫ



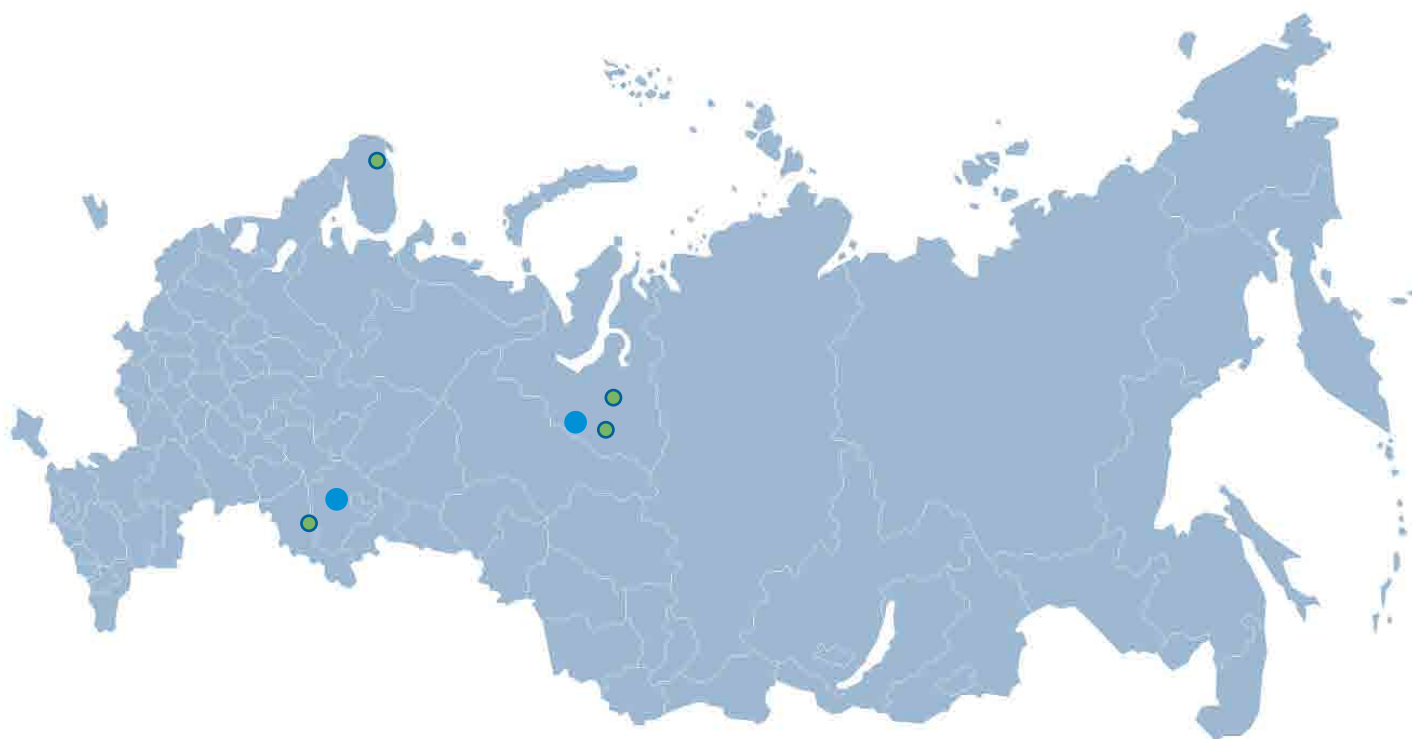
ООО НПП «БУРИНТЕХ» располагает собственными базами производственно-технического обеспечения и складами хранения:

- Центральная БПО – г. Уфа.
- Региональная БПО – г. Нефтеюганск.

Склады временного хранения: Пыть-Ях, Нижневартовск, Ноябрьск, Пурпе, Новый Уренгой, Оренбург, Бузулук, Мурманск.

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

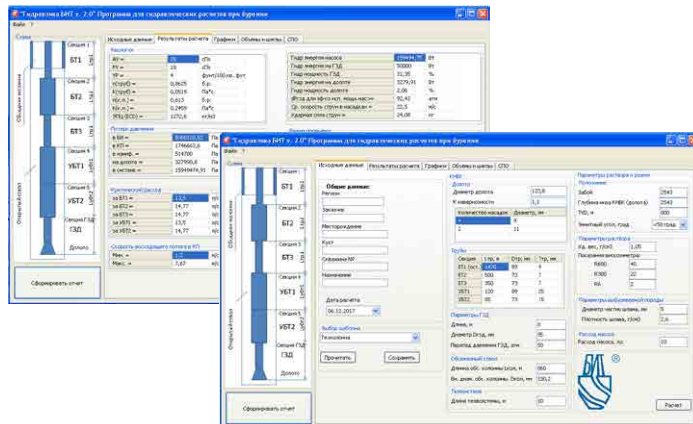
Для проведения работ на рассредоточенных и отдаленных объектах предприятие имеет достаточное количество единиц автотранспортной техники.



ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

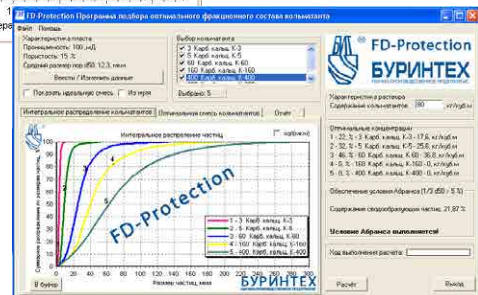
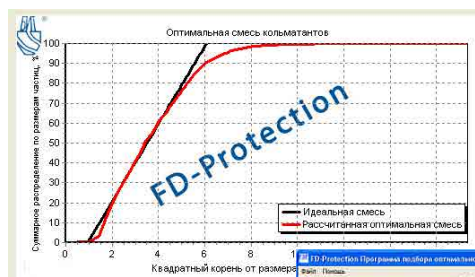
«ГИДРАВЛИКА БИТ» ↓

«Гидравлика БИТ» предназначена для расчета и проектирования гидравлических параметров бурения, в помощь инженеру-технологу по буровым растворам (свидетельство № 2017661040).



↓ «FD-PROTECTION»

Программа подбора фракционного состава кольматанта «FD-Protection» – в программе применяется новая методология подбора фракционного состава кольматанта по критериям Викарса, 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.



↓ «LANDMARK» – «WELLPLAN»

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





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

- высокая 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

Параметры	Значение
Плотность, г/см ³	1,06–2,10
Условная вязкость, сек/кварта	35–55
ПФ, мл/30 мин	6–9
Пластическая вязкость, сП (мПа · с)	≤ 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

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

- высокая термостойкость (до 130 °С)
- обеспечение стабильности ствола скважины
- высокие инкапсулирующие и флокулирующие свойства
- минимальное содержание в растворе коллоидной твёрдой фазы
- высокое удельное электрическое сопротивление (~ 1 Ом·м)

→ ПРЕИМУЩЕСТВА

- низкий показатель фильтрации
- высокие смазочные свойства
- высокая скорость бурения
- отсутствие сальникообразования

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Параметры	Значение
Плотность, г/см ³	1,06–2,1
Условная вязкость, сек/кварта	35–45
ПФ, мл/30 мин	6–9
Пластическая вязкость, сП (мПа ·с)	10–20
ДНС, фунт/100 фут ²	5–25
СНС _{10с/10мин} 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

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ «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.



ВЛИЯНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ «СКИФ» И «СКИФ+» НА СНИЖЕНИЕ НЕФТЕПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

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

Примечание:

$L_{\text{фильтр}}$ – глубина проникновения фильтрата жидкости для глушения 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.

- Система «СКИФ» успешно применяется на месторождениях Западной и Восточной Сибири, Татарстана, Башкортостана, Оренбургской и Самарской областей.
- Система «СКИФ+» успешно применяется на месторождениях Западной Сибири. Пробурено более 150 скважин в различных геологических условиях.

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

- возможность выбора ингибирующей добавки
- регулируемые в широком диапазоне реологические свойства
- низкий показатель фильтрации
- использование в качестве коьматанта карбоната кальция рассчитанного фракционного состава
- обратимая гидрофобизирующая способность по отношению к поверхности поровых каналов пласта

→ ПРЕИМУЩЕСТВА

- минимальное снижение нефтепроницаемости призабойной зоны пласта
- использование экологически безопасных реагентов
- 100% деструкция при кислотной обработке

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Параметры	Значение
Плотность, г/см ³	1,06–1,40
Условная вязкость, сек/кварта	45–65
ПФ, мл/30 мин	≤ 6
НРНТ, мл/30 мин (Т=130°С, ΔР=35атм)	≤ 12
Пластическая вязкость, сП (мПа · с)	≤ 15
ДНС, фунт/100 фут ²	15–35
СНС _{10с/10мин} , 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
Содержание хлоридов Cl ⁻ , мг/л	15000–30000

БИОПОЛИМЕРНЫЙ ИНГИБИРУЮЩИЙ КАРБОНАТНЫЙ РАСТВОР «ПОЛИКАРБ БИО»

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 / 6,2	85,9
Раствор «ПОЛИКАРБ Био» (3% NaCO ₂ H) $k_{\text{абс}} = 41,18$ мД	220	91,9 / 6,3	71,2

Примечание:

$L_{\text{фильтр}}$ – глубина проникновения фильтрата жидкости для глушения 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.

- Система «ПОЛИКАРБ БИО» успешно применяется на месторождениях Западной и Восточной Сибири, Татарстана, Башкортостана, Оренбургской и Самарской областей.

РАСТВОРЫ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ «ЭМУЛЬКАРБ»

«ЭМУЛЬКАРБ» – семейство инвертно-эмульсионных буровых растворов.

ПРИМЕНЕНИЕ

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

Система	Углеводородная основа	Отношение углеводород/вода
ЭМУЛЬКАРБ Д	Дизельное топливо	60/40
ЭМУЛЬКАРБ М	Минеральное или синтетическое 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 облегчают 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
- высокая термостойкость
- возможность бурения истощенных пластов
- профилактика прихватов
- низкая коррозионная активность

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Параметры	Значение
Плотность, г/см ³	0,98–2,0
Электростабильность при 50 °С, В	> 300
НРНТ фильтрация (Т=100 °С, ΔР=35 атм), мл/30 мин	< 4
Пластическая вязкость при 50 °С, сП (мПа · с)	20–40
ДНС при 50 °С, фунт/100 фут ²	10–30
СНС _{10с/10мин} при 50 °С, фунт/100 фут ²	3–10 / 4–15
Содержание избыточной извести, кг/м ³	> 8
Активность	0,4

РАСТВОРЫ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ «ЭМУЛЬКАРБ»

ВЛИЯНИЕ ЭМУЛЬСИИ НА СНИЖЕНИЕ НЕФТЕПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

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

Примечание:

$L_{\text{фильтр}}$ – глубина проникновения фильтрата жидкости для глушения 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.

- Уже пробурено более 43 скважин.

БУРОВОЙ РАСТВОР «ОЙЛКАРБ БИО»

«ОЙЛКАРБ БИО» – новое поколение безглинистых биополимерных систем низкой плотности (от 0,94 кг/м³). Представляет собой эмульсию первого рода с содержанием углеводородной фазы от 10 до 50%, стабилизированную эмульгаторами.

ПРИМЕНЕНИЕ

Буровой раствор «ОЙЛКАРБ БИО» предназначен для вскрытия продуктивных горизонтов с аномально низким пластовым давлением (АНПД).

→ ПРЕИМУЩЕСТВА

- плотность раствора менее 1000 кг/м³
- высокие ингибирующие свойства
- малое содержание твердой фазы
- стабильность во времени
- простота в приготовлении
- высокое удельное сопротивление фильтрата позволяет качественно проводить ГИС ($R > 4,0$ Ом·м)
- отсутствие вредного воздействия на окружающую среду
- является альтернативой РУО при вскрытии продуктивных горизонтов

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Параметры	Значение
Плотность, г/см ³	0,94–1,20
Условная вязкость, сек/кварта	40–65
ПФ, мл/30 мин	≤ 4
Пластическая вязкость, сП (мПа · с)	≤ 35
ДНС, фунт/100 фут ²	20–40
СНС _{10с/10мин} , фунт/100 фут ²	4–10 / 7–15
рН	7–10
ВНСС, сП	≥30000

ВЛИЯНИЕ РАСТВОРА «ОЙЛКАРБ БИО» НА СНИЖЕНИЕ НЕФТЕПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Тип раствора / образец керна	Образец керна $k_{абс}$, мД	$k_{1неф}$, мД	$k_{2кольм}$, мД	$\beta_{кольм}$, %	$P_{отрыва}$, psi / атм
ОЙЛКАРБ БИО	99,94	73,49	48,43	65,9	47,3 (3,31)

Примечание:

k_1 – начальная нефтепроницаемость образца керна (с начальной остаточной водонасыщенностью).

k_2 – нефтепроницаемость образца керна после воздействия бурового раствора и брейкера.

$\beta_{кольм}$ – восстановление нефтепроницаемости после воздействия бурового раствора по отношению к нефтепроницаемости пласта до воздействия.

$P_{отрыва}$ – давление инициации вызова притока нефти после воздействия бурового раствора.

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 °С.

→ 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

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Параметры	Значение
Плотность, г/см ³	1,06–1,35
Условная вязкость, сек/кварта	45–65
ПФ, мл/30 мин	≤ 6
НРНТ, мл/30 мин	≤ 12
Пластическая вязкость, сП (мПа · с)	≤ 15
ДНС, фунт/100 фут ²	15–35
СНС _{10с/10мин} , фунт/100 фут ²	5–10 / 8–20
рН	8,0–9,5
МВТ, кг/м ³	≤ 30
Содержание твердой фазы, %	≤ 6
Общая жесткость, мг/л	200–2000

БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ БУРЕНИЯ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ «СУЛЬФОБИТ»

ВЛИЯНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА НА СНИЖЕНИЕ НЕФТЕПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

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

Примечание:

$L_{\text{фильтр}}$ – глубина проникновения фильтрата жидкости для глушения 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.

- Система «СУЛЬФОБИТ» успешно применяется на месторождениях Западной и Восточной Сибири, Татарстана, Башкортостана, Оренбургской и Самарской областей.

ГЕЛЕВО-ЭМУЛЬСИОННЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР «МУЛЬТИБУР»

«МУЛЬТИБУР» — гелево-эмульсионный буровой раствор с повышенной ингибирующей способностью. Благодаря применению солей двухвалентных металлов в «МУЛЬТИБУР» достигается плотность до 1500 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 фильтра-та 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 фильтра-та 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
- возможно вторичное использование
- предотвращает наработку коллоидной глинистой фазы и общий объем бурового раствора
- обеспечивает высокую механическую скорость проходки – на 35% больше по сравнению с традиционным ингибированным биополимерным раствором
- возможно приготовление на пресной, высокоминерализованной пластовой и морской воде



ГЕЛЕВО–ЭМУЛЬСИОННЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР «МУЛЬТИБУР»

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Параметры	Значение
Плотность, г/см ³	1,03–1,50
Условная вязкость, сек/кварта	35–55
ПФ, мл/30 мин	4–7
Пластическая вязкость, сП (мПа · с)	≤ 40
ДНС, фунт/100 фут ²	20–50
СНС _{10с/10мин} , фунт/100 фут ²	5–10 / 10–15
рН	8–9
МВТ, кг/м ³	≤ 40
Содержание твердой фазы, %	≤ 15

ЭКОНОМИЯ

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

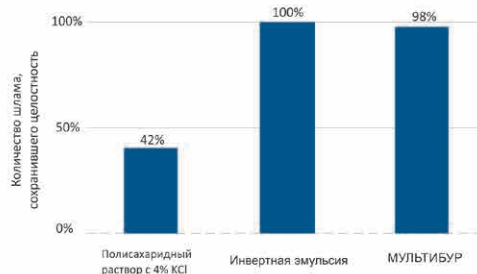


Рис. 1. Оценка способности растворов препятствовать диспергированию шлама

ВЛИЯНИЕ «МУЛЬТИБУР» НА ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА

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

Тип раствора	Образец керна	$\beta_{ост}$, %
МУЛЬТИБУР	831	91,5
РУО	2500	98

Примечание:

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

- Система «МУЛЬТИБУР» широко применяется на месторождениях Западной и Восточной Сибири, Татарстана, Башкортостана, Оренбургской и Самарской областей. Пробурено более 150 скважин в различных геологических условиях.
- С применением системы «МУЛЬТИБУР» пробурено с десятков горизонтальных скважин с успешным спуском компоновки, предназначенной для многостадийного гидроразрыва пласта – свидетельство того, что в России имеется экономически выгодная технология бурения скважин в аргиллитовых пластах с освоением сланцевой нефти.

ИЗВЕСТКОВЫЕ РАСТВОРЫ

Известковые растворы – это ингибирующие кальциевые системы, содержащие в качестве поставщиков ионов кальция известь или совместно 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.

ОСОБЕННОСТИ

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

→ ПРЕИМУЩЕСТВА

- высокая ингибирующая способность
- термостойкость до 160 °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
- высокое удельное электрическое сопротивление ($\geq 0,5$ Ом·м)
- качественная очистка ствола скважины от выбуренной породы
- повышенная удерживающая способность в статическом состоянии

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Параметры	Значение
Плотность, г/см ³	1,10–2,20
Условная вязкость, сек/кварта	40–60
ПФ, мл/30 мин	4–5
Пластическая вязкость, сП (мПа ·с)	20–50
ДНС, фунт/100 фут ²	25–80
СНС _{10с/10мин} , фунт/100 фут ²	12–20 / 15–45
рН	9,0–11,5
МВТ, кг/м ³ , не менее	35
Содержание Ca_2^+ , мг/л	200–3000

● Разработанные в ООО НПП «БУРИНТЕХ» известковые растворы широко применяются в Ставропольском крае, в Самарской и Оренбургской областях.

БУРОВОЙ РАСТВОР «ГЕЛЬ-ДРИЛЛ»

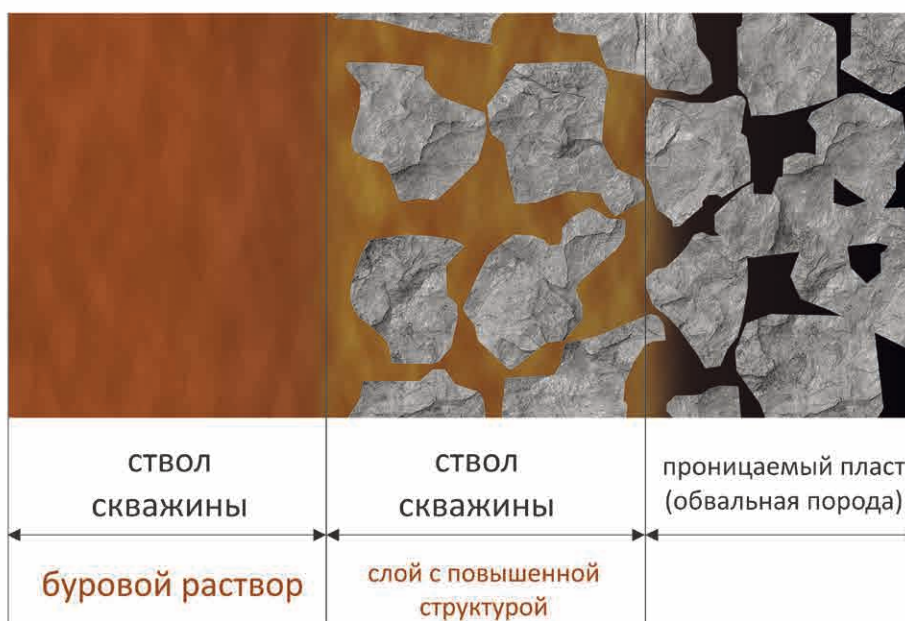
«ГЕЛЬ-ДРИЛЛ» – промывочная жидкость на водной основе с повышенной ингибирующей способностью и уникальными реологическими свойствами.

ПРИМЕНЕНИЕ

- бурение нецементированных и слабощементированных пород
- вскрытие протяженных интервалов с потерей циркуляции
- агрессия кислых газов
- осыпи и обвалы неустойчивых глинодержащих пород

ОСОБЕННОСТИ

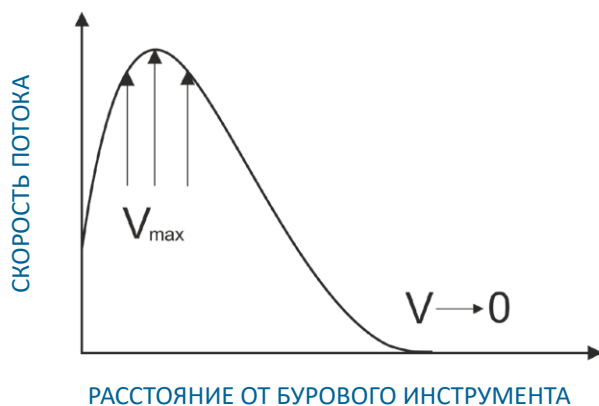
- в состоянии покоя приобретает свойства твердого тела
- создает непроницаемый кольматационный экран при вскрытии интервалов с поглощающими пластами
- предотвращает осыпи и обвалы неустойчивых пород вследствие образования высокоструктурированного кольматационного слоя
- за счет уникальных реологических свойств требует минимальных затрат энергии на прокачивание раствора с одновременным созданием высокоструктурированного пристенного слоя и слоя в зоне кольматации
- возможно применение совместно с кольмататором



БУРОВОЙ РАСТВОР «ГЕЛЬ-ДРИЛЛ»

→ ПРЕИМУЩЕСТВА

- высокое качество очистки ствола скважины
- высокая ингибирующая способность
- предотвращает эрозию стенок скважины, так как скорость потока раствора вблизи стенок скважины равна нулю
- длительная устойчивость к биодеструкции
- повышенная удерживающая способность в статическом состоянии
- высокое удельное сопротивление фильтрата позволяет качественно проводить ГИС ($R > 0,4 \text{ Ом}\cdot\text{м}$)
- относительно низкая стоимость
- использование экологически безопасных реагентов



ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Параметры	Значение
Плотность, г/см ³	1,10–1,45
Условная вязкость, сек/кварта	60–120
ПФ, мл/30 мин	≤5
Пластическая вязкость, сП (мПа·с)	30–45
ДНС, фунт/100 фут ²	25–40
СНС _{10с/10мин} , фунт/100 фут ²	5–12 / 15–40
рН	11,5–12,0
МВТ, кг/м ³ , не менее	35–45
Содержание твердой фазы, %	≤24
Содержание смазки, %	2–5

- На буровом растворе «ГЕЛЬ-ДРИЛЛ» пробурено более 15 скважин.

ТЕРМОСТОЙКИЙ БИОПОЛИМЕРНЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР

Безглинистый буровой раствор, сохраняющий стабильность при длительном воздействии высоких температур благодаря специальным добавкам.

ПРИМЕНЕНИЕ

- шельфовое бурение
- вскрытие пластов с аномальным высоким пластовым давлением
- вскрытие пластов в условиях высоких температур
- бурение глинистых сланцев и аргиллитов (нижний миоцен; верхний олигоцен)
- вскрытие продуктивных пластов
- бурение протяженных наклонных и горизонтальных стволов

→ ПРЕИМУЩЕСТВА

- ингибирование глин
- термостойкость до 130 °С
- длительное сохранение свойств во времени
- широкий диапазон плотностей

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Параметры	Раствор			
	на пресной воде		на морской воде	
	1,20 г/см ³	1,65 г/см ³	1,20 г/см ³	1,65 г/см ³
	после старения при 25 °С в течение 16 часов			
ПВ, мПа·с	18	33	15,5	33
ДНС, фунт/100 фут ²	25	33	24	33
СНС _{10с/10мин'} , фунт/100 фут ²	9/11	10/14	7/9	9/14
ПФ, см ³ /30 мин	3,3	5,2	3,6	4,8
рН	9,18	9,23	9	9,36
ВТВД (130 °С; 3,5 МПа), см ³ /30 мин	11,3	11,8	10	11,6
Содержание Cl ⁻ , мг/л	20 300	29 800	21 100	30 500
Коэффициент трения	0,15	0,08	0,16	0,12
	после старения при 130 °С в течение 40 часов			
ПВ, мПа·с	18,5	20	18	33,5
ДНС, фунт/100 фут ²	26	29	20	29
СНС _{10/10минут'} , фунт/100 фут ²	10/13	10,5/15	7/9	10/13
ПФ, см ³ /30 мин	3,2	4,1	3,3	3,9
рН	8,89	8,86	8,52	8,51
ВТВД (130 °С; 3,5 МПа), см ³ /30 мин	11,3	12,1	11	12,5
Содержание Cl ⁻ , мг/л	20 300	29 800	21 100	30 500
Коэффициент трения	0,16	0,1	0,1	0,09

● Разработанный в ООО НПП «БУРИНТЕХ» термостойкий биополимерный раствор успешно прошел испытания на месторождении Белый Заяц (СР Вьетнам, шельф) при бурении наклонно-направленных стволов, сложенных глинистыми сланцами, в условиях высоких забойных температур (110-130 °С).

СИЛИКАТНЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР

Промывочная жидкость на основе силикатов предназначена для бурения неустойчивых глиносодержащих пород с минимальной пористостью и проницаемостью.

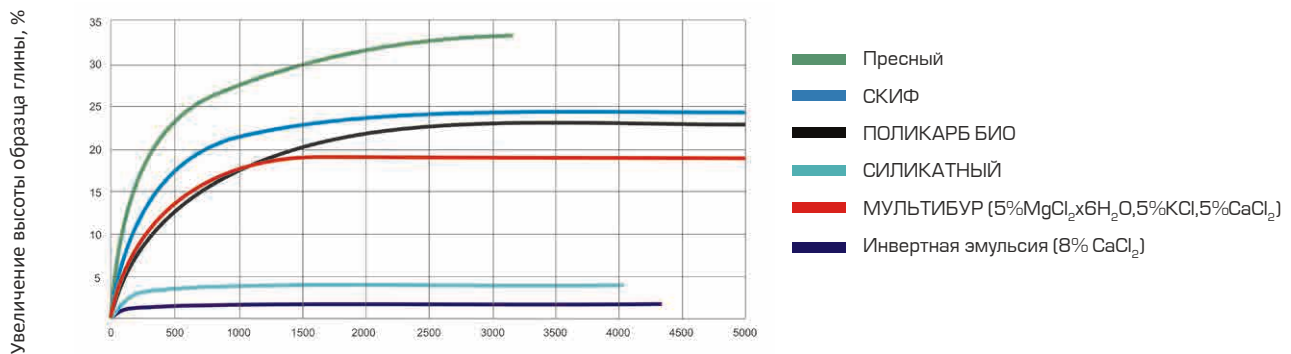
ПРИМЕНЕНИЕ

- бурение интервалов в условиях водопроявлений
- бурение неустойчивых глиносодержащих пород (глинистые сланцы, аргиллиты, алевролиты, мергели), склонных к осыпям и обвалам
- вскрытие пластичных меловых пород

МЕХАНИЗМ ДЕЙСТВИЯ

- При величине водородного показателя менее 9 содержащийся в фильтрате бурового раствора силикат образует слаборастворимую гелеобразную кремниевую кислоту, запечатывающую поры пласта.
- Поступающий в пласт силикат, вступая в реакцию с двухвалентными ионами, образует вещества, выпадающие в осадок, которые, в свою очередь, заделывают пластовые трещины.

По ингибирующей способности силикатная система сопоставима с РУО – адсорбируясь на поверхности глины, силикаты создают непроницаемую для воды защитную оболочку.



ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Параметры	Значение
Плотность, г/см ³	1,05–1,65
Условная вязкость, сек/кварта	45–80
ПФ, мл/30 мин	≤7
Пластическая вязкость, сП (мПа ·с)	5–45
ДНС, фунт/100 фут ²	10–30
СНС _{10с/10мин} , фунт/100 фут ²	2–15/5–25
рН	11,5–12,5
Содержание смазки, %	2–5
Содержание твердой фазы, %	≤24
Содержание смазки, %	2–5

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНАЯ ДОБАВКА ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ «ВАЛЬКИРИЯ»

Представляет собой суспензию природных асфальтенов, полимерных компонентов и поверхностно-активных веществ.

→ ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Применяется при обработках буровых растворов при работах в сложных геологических условиях: обвалоопасные интервалы, набухающие активные глины. Может применяться для обработки всех типов буровых растворов на водной основе.



ОСНОВНЫЕ ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

Параметры	Значение
Внешний вид	Вязкая суспензия черного цвета со специфическим запахом
Плотность при 20 °С, г/см ³ , не менее	1,1
Показатель активности водородных ионов (рН) 2% раствора при температуре 20 °С, не менее	7,0

→ ОСОБЕННОСТИ

- повышает устойчивость стенок скважины в обвалоопасных интервалах
- снижает коэффициент трения бурового инструмента о стенки скважины
- снижает высокотемпературную фильтрацию
- уменьшает опасность возникновения дифференциальных прихватов
- оказывает дополнительное ингибирующее действие на глинистые и глиносодержащие горные породы
- для обработки раствора реагентом не требуется специального оборудования

ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

Рекомендуемые концентрации реагента от 20 до 50 кг/м³. Дозирование возможно осуществлять как в циркулирующий раствор, так и изготовление высококонцентрированных пачек, в определенных интервалах принимаемых впоследствии в циркулирующий раствор.

Реагент рекомендуется добавлять либо в емкость с эффективными перемешивателями, либо с помощью гидроворонки для более равномерного распределения по всему объему раствора.

СОСТАВ ДЛЯ ХИМИЧЕСКОГО УДАЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ КОРКИ «БАРКБИТЛ»

Представляет собой набор или смесь реагентов (комплексообразователей, окислителей, энзимов, продуцентов кислоты), химически взаимодействующих с одним или несколькими компонентами фильтрационной корки. Состав предназначен для удаления фильтрационной корки и остатков бурового раствора после первичного вскрытия и глушения скважины.

→ ОСОБЕННОСТИ

- равномерная и полная очистка ствола скважины от фильтрационной корки вдоль всего участка открытого ствола
- низкая коррозионная активность составов – в отличие от традиционного метода кислотных обработок
- экологическая безопасность и низкая токсичность реагентов
- регулируемая скорость удаления фильтрационной корки
- применим в широком диапазоне температур
- позволяет разрушать фильтрационную корку, включающую в себя как природные (крахмал, ксантановая камедь), так и полусинтетические (ПАЦ) полимеры

ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

У каждого реагента системы «БАРКБИТЛ» имеется своя действующая концентрация:

Реагенты	Разрушающий компонент	Концентрация, кг/м ³
Реагент К (комплексообразователь)	Карбонат кальция, глина	88
Реагент О (окислитель)	Полимеры	3
Реагент Э (энзим)	Крахмал	27
Реагент А (продуцент кислоты)	Полимеры, карбонат кальция, глина	100

Для достижения необходимой плотности состава используются различные соли.

Концентрации реагентов в составе и pH состава зависят от требуемой скорости разрушения фильтрационной корки и используемого для первичного вскрытия бурового раствора. Увеличение концентрации реагентов и снижение pH состава ниже 7 резко увеличивают скорость разрушения фильтрационной корки.

Время эффективной работы жидкости «БАРКБИТЛ» зависит от разных факторов и может составлять от 12 до 48 часов.

ОГРАНИЧЕНИЯ

- для приготовления состава с использованием Реагента К не использовать воду с большим содержанием солей кальция и магния (не более 500 мг/л Ca или Mg);
- не разрушает синтетические полимеры (ЧГПА, полиакрилаты натрия);
- в случае использования поверхностно-активных веществ перед введением в скважину обязательно провести пилотное испытание состава на образование эмульсии с нефтью или керосином.

КОЛЬМАТИРУЮЩИЙ МАТЕРИАЛ «BIT-PLUG»

Предназначен для ликвидации поглощений технологических жидкостей при строительстве нефтяных и газовых скважин. Материал представляет собой порошкообразное сухое вещество, состоящее из органо-минеральных компонентов и кольматантов.

Кольматирующий материал выпускается двух марок:

- **Марка F** – материал затворяется на технической воде с получением седиментационно-устойчивой суспензии с высоким содержанием твердой фазы и практически мгновенной фильтрацией, оставляя пробку в зоне поглощения (фильтрации) в мелкопористых и мелкотрещиноватых пластах.

- **Марка M** – модифицированный материал с увеличенной закупоривающей способностью для ликвидации интенсивных поглощений технологических жидкостей в крупнопористых и крупнотрещиноватых пластах.



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Наименование показателя	Значение	
	F	M
Внешний вид	Порошок от белого до темно-коричневого цвета с вкраплениями кольматантов	
Водоотделение водной суспензии, мл, не более	50	50
Показатель фильтрации водной суспензии, мл за 30 мин., не менее	900	550

→ ОСОБЕННОСТИ

- в жидком состоянии раствор не отверждается (нет риска цементации оборудования и бурильных труб)
- после фильтрации, в процессе циркуляции полученная корка остаётся плотной, не разрушается
- плотность раствора можно варьировать от 1,02 до 1,40 г/см
- можно дополнительно ввести кольматирующие наполнители (резиновая крошка, шелуха, волокна и др.)

ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

Материал применяется в виде суспензии в концентрациях:

для марки F – 14–18% раствор, для марки M – 26–30% раствор на водном либо солевом растворе в зависимости от требуемых условий.

Для закачки материала необходим стандартный флот для цементирования скважины.

КОЛЬМАТИРУЮЩИЙ МАТЕРИАЛ «BIT-PLUG»

ТОКСИЧНОСТЬ

Материал не является токсичным, относится к 3-му классу опасности (вещество умеренно опасное). Материал обладает раздражающим действием на слизистые оболочки глаз и на кожные покровы. Следует обращаться в соответствии с требованиями и общими требованиями к транспортировке, хранению и использованию промышленных химреагентов. Рекомендуется использовать средства индивидуальной защиты (очки, перчатки) и соблюдать правила личной гигиены.

УПАКОВКА

Полипропиленовые мешки с полиэтиленовым вкладышем или мешки бумажные многослойные с полиэтиленовым вкладышем массой нетто по 25 кг, или мягкие контейнеры с водонепроницаемым вкладышем массой 0,4 т.

ХРАНЕНИЕ

Гарантийный срок годности продукта – 6 месяцев со дня изготовления в сухом прохладном месте (относительная влажность воздуха не более 60%), защищенном от попадания атмосферных осадков и почвенной влаги, вдали от источников огня. Изготовитель гарантирует соответствие параметрам при условии целостности упаковки и соблюдения условий хранения и транспортировки.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ

- Волостновское месторождение, скважина № 64, ПАО «Оренбургнефть». Окский, Серпуховской горизонт. Поглощение 14 м³/ч. Для ликвидации поглощения было прокачано 20 м³ «BIT-Plug» марки F плотностью 1,26 г/см³. Поглощение ликвидировано, циркуляция 100%.
- Зайкинско-Зоринское месторождение, скважина № 3010, ПАО «Оренбургнефть». Окский, Серпуховской горизонт. Поглощение без выхода бурового раствора, при бурении данного интервала произошел провал инструмента на 2 м. Для ликвидации поглощения «BIT-Plug» марки F был прокачан в 2 этапа. На 1-м этапе прокачано 28,5 м³. Получено снижение интенсивности поглощения до 80 м³/ч. Через 24 ч определено поглощение 60 м³/ч. На 2-м этапе прокачано 30 м³ данного материала. Получено снижение интенсивности поглощения до 16 м³/ч. При дальнейшей проработке интервала установки материала «BIT-Plug» марки F получено возобновление поглощения до первоначальных значений.
- Зайкинско-Зоринское месторождение, скважина № 3002, ПАО «Оренбургнефть». Окский надгоризонт. Поглощение 30 м³/ч. Для ликвидации поглощения было прокачано две пачки «BIT-Plug» марки F общим объемом 15 м³, плотностью 1,18 г/см³. Поглощение ликвидировано, циркуляция 100%.

СОСТАВ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ «ВІТ–SBC»

Представляет собой двухкомпонентный состав, который при смешении в зоне поглощений затвердевает в прочный, устойчивый к агрессивным воздействиям (кислоты, соли и т.д.) материал.

Два компонента состава представлены в таблице.

- Основной компонент смеси – полимер – поставляется в жидком виде.
- Отвердитель может поставляться в жидком или сухом виде.



ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Предназначен для ликвидации поглощений различной интенсивности, а также устранения рапопроявления при строительстве скважин.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Наименование показателя	Компоненты ВІТ-SBC		
	A611	AC611	ГС
Внешний вид	Прозрачная или желтая жидкость	Кристаллический порошок, гранулы	Жидкость желтого или серого цвета
Показатель активности водородных ионов (pH) 5%-го водного раствора, в пределах	2–7	2–7	10–14
Плотность при 20 °С, г/см ³ , в пределах	1,1–1,4	-	1,2–1,6

→ ОСОБЕННОСТИ

- время реакции отверждения составляет 10–60 секунд
- закачивается в скважину послойно, что предотвращает застывание в трубах
- обладает высокой проникающей способностью
- для разделения компонентов используется вязкий буфер с ксантановым биополимером
- обладает хорошей адгезией к различным видам пород

ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

Непосредственно на скважине заготавливается разделительная буферная жидкость, основной компонент и отвердитель.

Закачка ведется пачками Отвердитель – Разделительный буфер – Основной компонент – Разделительный буфер – Отвердитель – Разделительный буфер и т.д. в зависимости от интенсивности поглощения и объема закачиваемой смеси. Рекомендуется использовать пакеры для изоляции зоны поглощения.

СОСТАВ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ «BIT-SBC»

ТОКСИЧНОСТЬ И ОБРАЩЕНИЕ

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

УПАКОВКА И ХРАНЕНИЕ

Компоненты в сухом виде упаковывают в трех-, четырехслойные бумажные мешки с полиэтиленовым вкладышем, полипропиленовые мешки с полиэтиленовым вкладышем, массой нетто 20–25 кг или МКР массой 600–1000 кг.

Компоненты в жидком виде заливают, упаковывают и перевозят в полиэтиленовых бочках вместимостью 227 дм³ или еврокубах. Реагент хранят в неотапливаемых складских помещениях, защищенных от попадания атмосферных осадков и почвенной влаги в герметично закрытой таре предприятия-изготовителя.

КОНТАКТЫ

↓ СЛУЖБА ПО РАЗРАБОТКЕ БУРОВЫХ И ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

- Начальник Службы по разработке буровых и тампонажных растворов
Ложкин Сергей Сергеевич
e-mail: lozhkin@burinteh.com
- Заведующий Испытательной лабораторией буровых растворов
Гараев Артур Вагизович
e-mail: garaevav@burinteh.com

↓ СЛУЖБА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

- Начальник Службы буровых растворов
Якунов Александр Иванович
yakunovai@burinteh.com
- Заместитель начальника службы по общим вопросам
Гадеев Айдар Талгатович
gadeevat@burinteh.com
- Заместитель начальника службы по технологии
Христенко Алексей Витальевич
khristenko@burinteh.com





 **BURINTEKH**

Адрес: 450029, Россия, Республика Башкортостан,
г. Уфа, ул. Юбилейная, 4/1
Телефон: 8 (347) 246-08-72,
Факс: 8 (347) 291-25-32, 291-25-33
E-mail: bit@burinteh.com;
www.burintekh.ru