

**УТВЕРЖДЕНЫ**

Распоряжением ПАО «НК «Роснефть»

от «24» ноября 2017 г. № 634

Введены в действие «24» ноября 2017 г.

**ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ**

Приказом ООО «РН-Ванкор»

от «07» декабря 2017 г. № РНВ-372/лнд

Редакция ЛНД вступила в силу с 24.04.2025.

## **МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ КОМПАНИИ**

### **ТРЕБОВАНИЯ К ОКАЗАНИЮ УСЛУГ ПО ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ СОПРОВОЖДЕНИЮ ЖИДКОСТЕЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН**

**№ П2-05.01 М-0045**

**ВЕРСИЯ 1.00**

(с изменениями, внесенными приказом ПАО «НК «Роснефть» от 28.03.2022 № 164)  
(с изменениями, введенными в ООО «РН-Ванкор» Приказом от 11.04.2022 № РНВ-156/лнд)  
(с изменениями, внесенными приказом ПАО «НК «Роснефть» от 24.04.2025 № 00139-25)  
(с изменениями, введенными в ООО «РН-Ванкор» Приказом от 07.05.2025 № РНВ-148/лнд)

**МОСКВА  
2017**

# СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....</b>	<b>3</b>
<b>НАЗНАЧЕНИЕ .....</b>	<b>3</b>
<b>ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ .....</b>	<b>3</b>
<b>ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ .....</b>	<b>3</b>
<b>1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ .....</b>	<b>4</b>
<b>2. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ .....</b>	<b>6</b>
<b>3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....</b>	<b>8</b>
<b>4. КЛАССИФИКАЦИЯ ЖИДКОСТЕЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН .....</b>	<b>9</b>
<b>5. ОПИСАНИЕ И НАЗНАЧЕНИЕ ЖИДКОСТЕЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН .....</b>	<b>10</b>
5.1. РАССОЛЫ .....	10
5.2. УГЛЕВОДОРОДНАЯ ОСНОВА .....	10
5.3. НАДПАКЕРНЫЕ ЖИДКОСТИ .....	11
5.4. ЖИДКОСТИ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ .....	11
<b>6. ТРЕБОВАНИЯ К ЖИДКОСТЯМ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН .....</b>	<b>17</b>
6.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ЖЗС И ПРОЦЕДУРАМ РАБОТЫ С НИМИ .....	17
6.2. ТРЕБОВАНИЯ К НАДПАКЕРНЫМ ЖИДКОСТЯМ .....	18
6.3. ТРЕБОВАНИЯ К ПАРАМЕТРАМ ЖЗС .....	18
<b>7. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОГРАММЕ ПО ЖИДКОСТЯМ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН .....</b>	<b>21</b>
<b>8. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАМ НА ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ И СОЛИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН .....</b>	<b>23</b>
<b>9. ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ ПОДРЯДНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ПО ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ СОПРОВОЖДЕНИЮ ЖИДКОСТЕЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН .....</b>	<b>25</b>
<b>10. ЗАМЕЩЕНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА В СКВАЖИНЕ НА ЖИДКОСТЬ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН .....</b>	<b>26</b>
10.1. ЗАМЕЩЕНИЕ РВО НА ЖЗС .....	26
10.2. ЗАМЕЩЕНИЕ РУО НА ЖЗС .....	26
<b>11. ДИЗАЙНЫ ЖИДКОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАБОТЕ С ПРОТИВОПЕСЧАНЫМИ ФИЛЬТРАМИ .....</b>	<b>28</b>
<b>12. КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ .....</b>	<b>29</b>
<b>13. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПО ЖИДКОСТЯМ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН .....</b>	<b>30</b>
<b>14. ССЫЛКИ .....</b>	<b>31</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ .....</b>	<b>32</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ТЕМПЕРАТУРА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ СОЛЕВЫХ РАСТВОРОВ .....</b>	<b>33</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 2. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТМЫВАЮЩЕГО БУФЕРА .....</b>	<b>39</b>
<b>СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ ЛНД .....</b>	<b>40</b>

Права на настоящий ЛНД принадлежат ПАО «НК «Роснефть». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ПАО «НК «Роснефть».

© © ПАО «НК «Роснефть», 2017

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ КОМПАНИИ «ТРЕБОВАНИЯ К ОКАЗАНИЮ УСЛУГ ПО ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ СОПРОВОЖДЕНИЮ ЖИДКОСТЕЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН»  
№ П2-05.01 М-0045 ВЕРСИЯ 1.00

СПРАВОЧНО. Выгружено из ИС "НД" ООО "РН-Ванкор" 04.06.2025 8:20:29

# ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

## НАЗНАЧЕНИЕ

Настоящие Методические указания устанавливают единые требования к процессу выбора жидкостей заканчивания скважин при разработке проектной документации на строительство и реконструкцию скважин проектными организациями, а также к планированию и оказанию услуг подрядными организациями по инженерно-технологическому сопровождению жидкостей заканчивания при строительстве и реконструкции скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Компании с целью повышения эффективности оказания данных услуг.

## ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Настоящие Методические указания обязательны для исполнения работниками:

- Департамента бурения и управления внутренними сервисами ПАО «НК «Роснефть»;
- дочерних обществ ПАО «НК «Роснефть», в отношении которых Уставами Обществ, акционерными и иными соглашениями с компаниями - партнерами не определен особый порядок реализации акционерами/участниками своих прав, в том числе по управлению Обществом,

задействованными в процессах разработки проектной документации на строительство и реконструкцию скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Компании в части проектирования жидкостей заканчивания скважин и в процессе планирования услуг, оказываемых подрядными организациями по инженерно-технологическому сопровождению жидкостей заканчивания скважин при строительстве и реконструкции скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Компании.

Структурные подразделения ПАО «НК «Роснефть» и Общества Группы при оформлении договоров с подрядными организациями, оказывающими услуги по инженерно-технологическому сопровождению жидкостей заканчивания скважин, обязаны включать в условия договора пункт о неукоснительном выполнении подрядной организацией требований настоящих Методических указаний.

## ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ

Методические указания являются локальным нормативным документом постоянного действия.

# 1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

## ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

**БРЕЙКЕР** – состав, предназначенный для деструкции (разрушения) фильтрационной корки.

**ЗАРЕЗКА (БУРЕНИЕ) БОКОВОГО СТВОЛА** – комплекс работ по восстановлению или повышению работоспособности скважин, а также в целях доразведки запасов методом зарезки (бурения) боковых стволов или углубления забоя. Применяется с целью доизвлечения неохваченных ранее разработкой остаточных (неразрабатываемых) запасов углеводородного сырья, вывода из бездействия скважин, а также ликвидации аварий, осложнений.

*Примечание:* Комплекс работ подразумевает подготовку скважины к ведению в ней технологических операций, переезд и вышкомонтажные работы, вырезку окна, бурение бокового ствола и его крепление, освоение скважины, объединяет в себе типы работ: восстановление, реконструкцию и углубление скважин методом бурения боковых стволов.

**ОСЛОЖНЕНИЕ** – событие, связанное с нарушением нормального хода производственного процесса (без разрушения оборудования), требующее дополнительных затрат времени на устранение.

**ПОДРЯДНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ (ПОДРЯДЧИК)** – физическое или юридическое лицо, которое выполняет определенную работу по договору подряда, заключаемому с Заказчиком в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации.

**ПРИЗАБОЙНАЯ ЗОНА ПЛАСТА** – участок пласта, который примыкает к стволу скважины, в пределах которого изменяются фильтрационные свойства продуктивного пласта на этапе строительства, заканчивания и эксплуатации скважины.

**СКВАЖИНА** – горная выработка круглого сечения, пробуренная с поверхности земли или с подземной выработки под любым углом к горизонту, диаметр которой много меньше ее глубины.

**СМАЧИВАЕМОСТЬ** – это поверхностное явление, заключающееся во взаимодействии жидкости с твердым или другим жидким телом при наличии одновременного контакта 2-х или 3-х несмешивающихся фаз.

*Примечание:* По показателю смачиваемости ( $M$ ) горные породы ранжируются на гидрофобные ( $M=0...0,2$ ), преимущественно гидрофобные ( $0,2-0,4$ ), промежуточные ( $0,4-0,6$ ), преимущественно гидрофильные ( $0,6-0,8$ ) и гидрофильные ( $0,8-1,0$ ) типы смачиваемости.

**СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН** – комплекс работ по строительству скважин, включающий вышкомонтажные работы, бурение, крепление ствола и освоение скважины.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ** – документ, устанавливающий технические требования, которым должны удовлетворять конкретное изделие, материал, вещество и пр. или их группа.

**ЭНЗИМЫ** — каталитические химические вещества, которые ускоряют реакцию, но не расходуется в процессе реакции.

## ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА

**ПРЕКУРСОР** — вещество, участвующее в реакции, приводящей к образованию целевого вещества.

## 2. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

**АВПД** – аномально высокое пластовое давление.

**ГНВПиОФ** – газонефтеводопроявление и открытые фонтаны.

**ГРП** – гидравлический разрыв пласта.

**ДНС** – динамическое напряжение сдвига.

**ЖЗС** – жидкость заканчивания скважин.

**ЗАКАЗЧИК** – ПАО «НК «Роснефть» или Общество Группы, для удовлетворения потребностей которого подрядная организация оказывает услуги по инженерно-технологическому сопровождению жидкостей заканчивания скважин при строительстве и реконструкции скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях.

**ИНЖЕНЕР-ТЕХНОЛОГ ПО СОПРОВОЖДЕНИЮ ЖИДКОСТЕЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН** – инженерно-технический персонал подрядной организации, осуществляющий непосредственное руководство работами по сопровождению жидкостей заканчивания скважин на буровой установке.

**КОМПАНИЯ** – группа юридических лиц различных организационно-правовых форм, включая ПАО «НК «Роснефть», в отношении которых последнее выступает в качестве основного или преобладающего (участвующего) общества.

**ЛНД** – локальный нормативный документ.

**ММП** – многолетнемерзлые породы.

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы.

**ПЗП** – призабойная зона пласта.

**ПАВ** – поверхностно активное вещество.

**ПАЦ** – полианионная целлюлоза.

**ПБОТОС** – промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды.

**РВО** – раствор на водной основе.

**РСО** – раствор на синтетической основе.

**РУО** – раствор на углеводородной основе.

**ТУ** – технические условия.

**ТЭП** – технико-экономические показатели строительства скважины.

**ЭЦП** – эквивалентная циркуляционная плотность.

**NTU** – Nephelometric Turbidity Units – нефелометрические единицы мутности, характеризующие степень чистоты жидкости по турбидиметру.

**pH** – водородный показатель, характеризующий концентрацию свободных ионов водорода в воде.

**PST** – Production Screen Tester – прибор, позволяющий оценить степень кольматации оборудования заканчивания технологической жидкостью (буровым раствором, жидкостью заканчивания и тд.).

**TCT** – True Crystallization Temperature – истинная температура кристаллизации.

### 3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Технологические аспекты работы с ЖЗС являются важным элементом процесса строительства скважин и зарезки боковых стволов. От правильного выбора, подготовки и обращения с ЖЗС зависят ТЭП строительства скважины. Целью настоящих Методических указаний является установление четких требований к процессу инженерно-технологического сопровождения ЖЗС при строительстве скважин и зарезке боковых стволов.

Основные задачи инженерно-технологического сопровождения ЖЗС включают:

- выбор оптимальных типов и рецептур ЖЗС;
- определение необходимых параметров ЖЗС;
- контроль приготовления и фильтрации ЖЗС;
- контроль параметров ЖЗС;
- подготовка отчетов и рекомендаций по ЖЗС.

Основными участниками процесса инженерно-технологического сопровождения ЖЗС являются подрядные организации по инженерно-технологическому сопровождению ЖЗС, подрядные организации по бурению и реконструкции скважин, Общества Группы и структурные подразделения ПАО «НК «Роснефть».

Планирование и оказание услуг по инженерно-технологическому сопровождению ЖЗС при бурении и реконструкции скважин должно осуществляться согласно действующим нормативным требованиям Ростехнадзора, других соответствующих органов государственного надзора и ЛНД Компании в области ПБОТОС.

В случаях, если требования настоящих Методических указаний являются более жесткими по сравнению с аналогичными требованиями вышеуказанных органов, необходимо руководствоваться требованиями настоящих Методических указаний.

В случае необходимости разработки проектной документации на строительство и реконструкцию скважин, выбор ЖЗС, оказания услуг по инженерно-технологическому сопровождению ЖЗС, не описанных в настоящих Методических указаниях, работники Общества Группы, ответственные за производство работ по заканчиванию скважин, совместно с Департаментом бурения и управления внутренними сервисами ПАО «НК «Роснефть» должны провести оценку и изучение конкретных рисков.



## 4. КЛАССИФИКАЦИЯ ЖИДКОСТЕЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

В зависимости от состава и назначения ЖЗС подразделяются на несколько классов.

Классификация ЖЗС представлена в Таблице 1.

**Таблица 1**  
**Классификация жидкостей заканчивания**

НАИМЕНОВАНИЕ КЛАССА (ПОДКЛАССА)		ОСНОВА	ДИАПОЗОН ПЛОТНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
1		2	3
На водной основе	Низкой плотности	Хлорид калия	1,01 - 1,16 г/см <sup>3</sup>
		Хлорид натрия	1,01 - 1,2 г/см <sup>3</sup>
		Формиат натрия	1,10 – 1,28 г/см <sup>3</sup>
		Хлорид кальция	1,18 – 1,39 г/см <sup>3</sup>
		Бромид натрия	1,30 – 1,39 г/см <sup>3</sup>
	Высокой плотности	Бромид натрия	1,39 – 1,5 г/см <sup>3</sup>
		Нитрат кальция	1,35 – 1,51 г/см <sup>3</sup>
		Бромид кальция	1,50 – 1,77 г/см <sup>3</sup>
		Формиат калия	1,30 – 1,57 г/см <sup>3</sup>
		Смесь бромида цинка и бромида кальция	1,72 – 2,30 г/см <sup>3</sup>
		Бромид цинка	1,72 – 2,31 г/см <sup>3</sup>
На углеводородной основе		Нефть	0,83 – 0,89 г/см <sup>3</sup>
		Дизельное топливо	0,82 – 0,86 г/см <sup>3</sup>
		Минеральное масло	0,81 – 0,88 г/см <sup>3</sup>
		Синтетическое масло	0,8 – 0,88 г/см <sup>3</sup>
Надпакерные жидкости		Вода / рассолы	1 – 2,45 г/см <sup>3</sup>
		Углеводородная жидкость	0,8 – 0,89 г/см <sup>3</sup>
Жидкости специального назначения		Разрушитель фильтрационной корки	1,02 – 2,0 г/см <sup>3</sup>
		Буферные жидкости	0,8 – 2,45 г/см <sup>3</sup>
		Добавки	Не классифицируются

Возможны смеси некоторых солей, требующие дополнительных лабораторных исследований.

## 5. ОПИСАНИЕ И НАЗНАЧЕНИЕ ЖИДКОСТЕЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

### 5.1. РАССОЛЫ

Солевые растворы или рассолы, применяемые в качестве ЖЗС, не должны содержать твердую фазу. Рассолы могут быть приготовлены в широком диапазоне плотностей. В некоторых случаях, солевые растворы возможно использовать повторно. Широко используемые солевые растворы подразделяются на две основные группы:

- Галиды (хлориды, нитраты, бромиды)
- Формиаты.

К рассолам низкой плотности относят солевые растворы удельным весом от 1,01 г/см<sup>3</sup> до 1,30 г/см<sup>3</sup>.

К рассолам высокой плотности относят солевые растворы удельным весом от 1,39 г/см<sup>3</sup> до 2,31 г/см<sup>3</sup>.

Все рассолы независимо от их удельного веса подлежат дополнительному фильтрованию через фильтрационное оборудование, во избежание ухудшения свойств пласта за счет проникновения мелкодисперсных частиц твердой фазы, способных коагулировать поровые каналы ПЗП. Требования к фильтрованию указываются с учетом характеристик пласта. Чистота рассола измеряется в количестве единиц NTU и не должна превышать значение в 65 единиц NTU. Исключением является вид заканчивания, с применением гравийного фильтра, при этом чистота ЖЗС подбирается из гранулометрического состава пропанта и полученного линейного размера пор. При этом минимальная чистота ЖЗС при гравийном фильтре не должна превышать значения в 40 единиц NTU.

### 5.2. УГЛЕВОДОРОДНАЯ ОСНОВА

При преимущественно гидрофобном и гидрофобном характере смачиваемости слагающих пород коллектора, в качестве ЖЗС необходимо применять жидкость на углеводородной основе. В качестве ЖЗС на углеводородной основе принимается несколько жидкостей:

- Нефть.
- Дизельное топливо арктического и летнего исполнения.
- Минеральные масла.
- Синтетические масла.

Углеводородная основа устанавливается в интервал продуктивного участка. Выше интервала установки углеводородной основы, для снижения риска миграции легкой фазы и для снижения риска образований эмульсионных соединений устанавливается вязкоупругий состав, объемом заполнения не менее 100 метров по длине ствола.

Температура вспышки углеводородной основы на углеводородной основе должна на 50°C превышать максимально ожидаемую температуру раствора на устье скважины.

### 5.3. НАДПАКЕРНЫЕ ЖИДКОСТИ

Надпакерная жидкость предназначена для заполнения кольцевого пространства скважины над пакером между обсадными колоннами и НКТ и служит для создания гидростатического давления и управления скважиной на случай нарушения герметичности пакера или лифтовой колонны, препятствует поступлению пластового флюида в межтрубное пространство и снижает нагрузку на пакер. Специализированная надпакерная жидкость закачивается поверх эксплуатационного пакера в затрубное пространство колонны НКТ выше продуктивного интервала. Надпакерная жидкость также снижает перепад давления между лифтовой колонной и кольцевым пространством эксплуатационной колонны. Надпакерные жидкости должны защищать наружную стенку лифтовой и внутреннюю эксплуатационной колонн от коррозионного воздействия и не мешать подъему НКТ и пакера при их ремонте.

#### Типы и свойства надпакерных жидкостей.

При выборе надпакерных жидкостей необходимо рассматривать следующие типы:

- Чистые солевые растворы без содержания твердой фазы могут применяться в качестве надпакерных жидкостей при условии добавления надлежащих ингибиторов коррозии и бактерицидов. Диапазоны плотности и требования к приготовлению соляных растворов аналогичны указанным диапазонам солевых растворов для ЖЗС;
- Жидкости на углеводородной основе считаются хорошими надпакерными жидкостями в силу высокой температурной стабильности и отсутствия у них коррозионной активности. Вопрос о применении жидкостей на углеводородной основе должен рассматриваться при выявлении высокого риска коррозии или при чрезмерно высоких температурах для применения жидкостей на водной основе;
- Жидкости с высоким содержанием твердой фазы, в т.ч. буровой раствор на водной основе, не рекомендуются к применению в качестве надпакерной жидкости, в силу их потенциальной коррозионной активности и риска выпадения твердой фазы в осадок поверх пакера.

### 5.4. ЖИДКОСТИ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

#### 5.4.1. БРЕЙКЕРЫ

Брейкеры предназначены для разрушения целостности фильтрационной корки, сформированной в процессе бурения.

Разрушение фильтрационной корки предполагает удаление одного - двух компонентов бурового раствора в составе фильтрационной корки или удаление такого количества компонентов, какое представляется целесообразным. Эти два подхода могут быть названы соответственно «дисперсия фильтрационной корки» и «растворение фильтрационной корки». В первом случае разрушаются основные структурно связующие компоненты корки, а именно: полисахаридная и ксантановая группа входящих в РВО реагентов. Второй подход является наиболее предпочтительным и предполагает воздействие на основные связующие компоненты и коагулянты. Такой подход приводит к полной деструкции фильтрационной корки.

## Основные цели применения разрушителей фильтрационной корки:

- улучшение показателей продуктивности скважины;
- снижение времени вывода скважины на режим, за счет удаления дополнительного механического барьера между продуктивным пластом и скважинной;
- отсрочка времени реакции и равномерное разрушение фильтрационной корки по всему интервалу обработки;
- снижение риска колюматации фильтров для контроля поступления песка в скважину.

## Химические реагенты допустимые к применению в качестве разрушителей фильтрационной корки:

Разрушители фильтрационной корки состоят из комбинации одного или более химических реагентов, которые способствуют разрушению фильтрационной корки. Выбор химического реагента зависит от нескольких факторов, в том числе, от скважинных условий, метода разрушения фильтрационной корки (растворение или дисперсия) и совместимости с пластовым флюидом.

### 1. Энзимы

Энзим может применяться как в составе комплексного разрушителя фильтрационной корки для системы на водной основе, так и в качестве отдельного реагента. Энзим вступает в реакцию с крахмалом и разрушает его до тех пор, пока весь крахмал не будет поглощен или энзим не изменит природные свойства из-за изменений pH или температуры.

Преимущество использования энзимов заключается в том, что их продолжительная реакция обеспечивает очень равномерное разрушение фильтрационной корки. Кроме того, энзимы не вступают в реакцию с металлами или выбуренной твердой фазой.

На качество работы энзима значительно влияет качество крахмала. Крахмалы могут содержать сложные цепи, которые энзимы не способны эффективно разрушить. Помимо крахмала, такие добавки, как некоторые понизители фильтрации (например, ПАЦ), смазочные добавки или ПАВ, могут затруднять доступ к крахмалу и ограничивать эффективность энзима. Реагенты для предотвращения образования эмульсий, диспергирующие добавки и понизители поверхностного натяжения, несовместимы с большинством энзимов. При необходимости их использования необходимо провести лабораторные испытания на предмет подтверждения эффективности предлагаемой энзимной группы с применяемыми добавками.

### Ограничения по применению энзимов:

- Забойные температуры выше 120<sup>0</sup>C;
- pH выше 11.

### 2. Хелаты

Хелатообразующие агенты действуют как растворители карбоната кальция. В отличие от кислот хелаты эффективно растворяют карбонат кальция как при низкой, так и при высокой температуре. Хелаты чувствительны к уровню минерализации, pH. Они не вызывают коррозию и имеют низкую скорость реакции по сравнению с кислотами. Хелатирующие агенты или поликарбоновые аминокислоты контролируют ионы металла путем

блокирования химически активных участков, предотвращая их вступление в нормальные и, во многих случаях, нежелательные реакции. Хелатообразование – это равновесная реакция между ионом металла и комплексообразующим агентом. Дополнительным преимуществом является то, что хелаты могут изолировать ненужные ионы во время реакций с кислотой.

Соединения органических кислот, включая EDTA (этилендиаминтетрауксусная кислота), HEDTA (гидроксиэтил этилендиаминацетилацетоуксусная кислота), GLDA (глутаминовая кислота ацетоуксусная кислота) и NTA (нитрилтрёхуксусная кислота), являются наиболее широко используемыми хелатирующими агентами для ионов металла.

При выборе хелатообразующего агента следует учитывать совместимость и pH соляного раствора. Различные хелатообразующие агенты образуют комплексы с кальцием при разных значениях pH. Если pH вне допустимого диапазона, хелатирующий агент не будет образовывать комплекс с кальцием, что делает его неэффективным для обработки фильтрационной корки. На Рисунке 1 показано, где различные виды EDTA эффективней всего образуют комплексы (максимальный захват частиц).

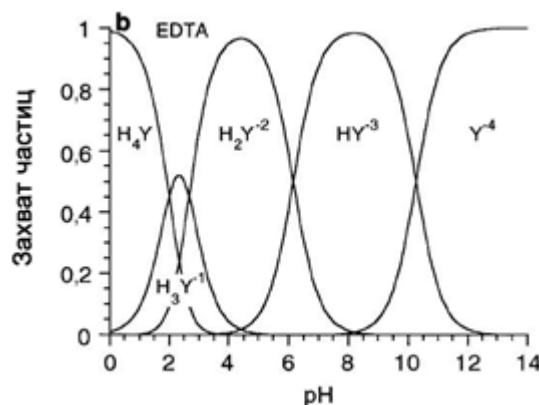


Рис. 1

### 3. Окислители

Окислители воздействуют на крахмал и ксантановый полимер путем преобразования органических молекул в углекислый газ. В ходе этого процесса полимерные цепи в фильтрационной корке разрываются.

Окислители по методу воздействия на фильтрационную корку делятся на **внешние** и **внутренние**.

**Внешние** окислители устанавливаются поверх сформированной фильтрационной корки. Внутренние окислители добавляют в процессе бурения в виде инертных частиц, поэтому они входят в состав фильтрационной корки. Они активируются с течением времени при изменении уровня pH.

Главный недостаток внешних окислителей заключается в их крайней агрессивности в отношении всего, что находится в скважине – металлу, пластовым флюидам и фильтрационной корке.

Растворы с высоким или низким уровнем pH растворяют силикаты или микропористые породы с кремнием, в результате чего образуются мелкие фракции, способные забивать устья пор. Чем ниже проницаемость породы, тем больше вероятность повреждений

коллекторских свойств пласта. Окислители также вступают в реакцию с глинами, и могут образовывать эмульсии.

При использовании внешнего окислителя трудно добиться равномерного разрушения фильтрационной корки.

*Примечание:* Внешний окислитель запрещается к использованию в качестве жидкостей для заканчивания при строительстве и реконструкции скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Компании.

**Внутренние** окислители добавляются к растворам для вскрытия продуктивных пластов во время бурения. Такие добавки могут быть нерастворимы при типичном уровне pH раствора или покрыты специальным материалом, предотвращающим преждевременную реакцию. Позже, во время заканчивания скважины, уровень pH снижается и происходит растворение внутреннего окислителя и/или разрушение покрытия.

Покрытие окисляющего химического реагента позволяет не допустить быстропотекающей реакции с компонентами бурового раствора. Окислитель становится частью фильтрационной корки, в качестве инертного компонента. При понижении уровня pH покрытие разрушается и окислитель активируется. Преимущество такого метода состоит в том, что окислитель имеет прямой доступ к компонентам фильтрационной корки.

#### 4. Кислоты и прекурсоры кислот

**Прекурсоры кислот** имеют отсрочку времени реакции и с течением времени превращаются в кислоты. Прекурсоры кислот обеспечивают более равномерную кислотную обработку фильтрационной корки, так как они могут вступать в реакцию с фильтрационной коркой постепенно, в ходе процесса превращения в кислоту. Превращение прекурсора кислоты в кислоту зависит от наличия свободной воды, от времени и температуры. В результате реакции образуется кислота и спирт или гликоль. Реакция протекает относительно медленно, обеспечивая более равномерное растворение фильтрационной корки по сравнению с обычной кислотой. Прекурсор кислоты имеет низкую скорость коррозии, так как он реагирует с самыми кислоторастворимыми материалами (фильтрационная корка) в ходе превращения.

**Кислоты** воздействуют на полимеры и карбонат кальция, используемый в качестве коагулянта. Их главный недостаток заключается в том, что кислоты являются коррозионными и агрессивными. Кислоты вступают в реакцию со многими объектами в скважине: пластовыми флюидами, металлом и т.п. Предварительно следует оценить совместимость кислот и основы соляных растворов, а также их совместимость с другими добавками в этих растворах, например, с ингибиторами коррозии, ПАВ и реагентами-стабилизаторами кислоты. Наиболее применяемые кислоты - соляная, муравьиная, уксусная и лимонная. Кислоты могут быть «сильными» или «слабыми», в зависимости от концентрации иона водорода ( $H^+$ ) как результата ионизации. Выбор кислоты зависит от свойств скважины, экологических требований и соображений безопасности.

Ограничения применения – низкие забойные температуры, ниже +18 °C.

### 5.4.2. БУФЕРНЫЕ ЖИДКОСТИ

Под буферными жидкостями понимаются жидкости, используемые при операциях по замещению скважины с бурового раствора на ЖЗС.

Переход от бурового раствора к ЖЗС, часто становится ключевым этапом процесса заканчивания скважины. В силу того, что системы бурового раствора и соляного раствора по своей природе могут быть несовместимы, разработка и осуществление спроектированного замещения является важной составляющей успешного заканчивания скважины. Замещающие буферные жидкости предназначены для специализированного применения в соответствии с типом замещаемого бурового раствора, функцией конкретной буферной жидкости в системе и объемом буферной жидкости, необходимым для обеспечения достаточного времени обработки при указанной подаче насосов.

Типы буферных жидкостей:

- Низковязкие.
- Вязкие.
- Переходные.
- Очищающие.
- Транспортные.
- Замыкающие.

В разделе 8 настоящих Методических указаний более подробно описаны различные методы замещения, буферные жидкости, используемые для удаления бурового раствора, очистки обсадной колонны и НКТ.

### 5.4.3. ДОБАВКИ

Под добавками понимаются специализированные добавки к ЖЗС, направленные на выполнение определенных задач. Добавки могут быть использованы как для обработки всего объема ЖЗС, так и отдельными буферными составами.

К добавкам относятся:

1. *Ингибиторы коррозии* - химические реагенты, которые при введении в коррозионную среду (в незначительном количестве) снижают скорость коррозии металла.
2. *Поглотители кислорода* – химические реагенты, предназначенные для предотвращения коррозионной активности солевых растворов в виду присутствия в них растворенного кислорода. Поглотители кислорода могут быть использованы во всех типах моновалентных солей, отдельные классы поглотителей кислорода используются в рассолах, содержащих ионы поливалентных солей.
3. *Поверхностно-активные вещества (ПАВ)* – химические соединения, способные вследствие положительной адсорбции изменять фазовые и энергетические взаимодействия на различных поверхностях раздела жидкость - воздух, жидкость - твердое тело, нефть - вода.
4. *ПАВ-гидрофобизаторы* – применяются для обработки буровых растворов, ЖЗС, а также для использования в составах, применяемых для обработки призабойных зон



добывающих и нагнетательных скважин, с целью интенсификации добычи нефти или приемистости скважин. Этот класс ПАВ предназначен для удаления рыхлосвязанной воды из призабойной зоны скважин и предотвращения её образования, кроме того гидрофобизаторы являются наиболее эффективными реагентами для ингибирования набухания глин под действием закачиваемой воды.

5. *Ингибиторы солеотложений* – химические реагенты, способствующие предотвращению отложений минеральных солей при взаимодействии пластовых вод с ЖЗС.
6. *Поглотители (нейтрализаторы) сероводорода* используются в составе ЖЗС в случаях проявлений сероводорода.
7. *Растворители* – класс химических реагентов, направленных на удаление компонентов бурового раствора на углеводородной основе, сформированных отложений тяжелых нефтяных компонентов. В качестве растворителей, как правило, используются индивидуальные вещества или композиции органических веществ: спиртов, кетонов, насыщенных и/или ароматических углеводородов и т.д.
8. *Загустители* применяются для снижения приемистости в пласт ЖЗС, а также, могут служить замедлителями реакции разрушителей фильтрационной корки. Предпочтение отдается высококачественным полимерам гидроксипропилцеллюлозы.
9. *Ингибиторы глин* могут использоваться в составе ЖЗС для усиления ингибирующей способности по отношению к глинистому минералу, присутствующему в составе пород коллектора.
10. *Неэмульгаторы* применяются в качестве добавки к ЖЗС для предотвращения образования стойких эмульсий ЖЗС с пластовым флюидом.



## 6. ТРЕБОВАНИЯ К ЖИДКОСТЯМ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

### 6.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ЖЗС И ПРОЦЕДУРАМ РАБОТЫ С НИМИ

ЖЗС являются одним из основных элементов процесса заканчивания скважин, поэтому к ним предъявляются следующие минимальные требования:

- ЖЗС должны иметь ограниченное проникновение фильтрата и твердых частиц в коллектор за счет повышения вязкости фильтрата, уменьшения времени контакта, снижения репрессии на пласт и т.д.
- ЖЗС должны противостоять физико-химическому воздействию пластовой среды (температура, давление, физико-химические свойства пластового флюида).
- ЖЗС должны быть совместимыми с породами пласта; в частности, должны демонстрировать совместимость с глинистыми минералами в горной породе продуктивного пласта.
- плотность ЖЗС должна соответствовать требованиям п. 210 Раздела XVII Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
- ЖЗС должны быть обработаны соответствующим образом для снижения скорости кислородной коррозии и не должны содержать свободный кислород во избежание его вступления в реакции с металлом труб.
- ЖЗС должны обеспечивать работоспособность оборудования хвостовиков пакера, портов ГРП.
- ЖЗС должны обеспечивать длительную стабильность во времени, в пластовых условиях, исключаящую преобразование в составы, которые могут повлиять на работоспособность оборудования заканчивания (хвостовиков, пакеров, портов ГРП).
- ЖЗС должны обеспечивать сочетаемость с другими жидкостями специального назначения.
- ЖЗС должны обеспечивать минимальное коррозионное воздействие на внутрискважинный инструмент, трубы и оборудование, спущенное в скважину. Скорость коррозии определяется в соответствии со скважинной температурой, типом жидкости заканчивания и маркой стали инструмента, находящегося в скважине.

Для закачки в скважину ЖЗС должен применяться отдельный парк емкостей и отдельный насос. Перед началом работ емкости под ЖЗС должны быть очищены, с фиксированием в акте приемки работ.

Требования к фильтрованию ЖЗС должны быть определены с учетом возможного повреждения ПЗП и указаны в программе по ЖЗС (раздел 7 настоящих Методических указаний).

При проектировании работ по заканчиванию скважин, особенно в условиях АВПД и сероводородной агрессии, важно оценить надежность принимаемых решений по безопасности ведения работ и снижению возможного риска ГНВПиОФ.

Для всех типов ЖЗС подрядная организация осуществляющая инженерно-технологическое сопровождение ЖЗС, предоставляет заключение аккредитованной лаборатории о числовой характеристике отходов ЖЗС, определяющее вид и степень опасности для окружающей среды (класс опасности). В зависимости от определенного класса опасности, в Заказчиком определяются мероприятия по управлению отходами в соответствии с требованиями Стандарта Компании «Управление отходами» № ПЗ-05 С-0084.

## 6.2. ТРЕБОВАНИЯ К НАДПАКЕРНЫМ ЖИДКОСТЯМ

Минимальные технические требования, предъявляемые к надпакерным жидкостям:

- надпакерная жидкость должна быть стабильной, не допускать выпадение частиц твердой фазы в осадок в прогнозируемом диапазоне температур и давлений на забое;
- надпакерная жидкость должна обеспечивать защиту от коррозии;
- в интервале сезонного промерзания грунта и в интервале ММП надпакерная жидкость во избежание замерзания должна быть дополнена соевым раствором или гликолем в соответствии с ожидаемой минимальной температурой по разрезу в данных интервалах;
- для снижения теплопередачи и предотвращения эффектов таяния и обратного промерзания ММП, а также в скважинах, где предусматривается закачка теплоносителя, должно быть предусмотрено использование в качестве надпакерных жидкостей специальных гелей с низкой теплопроводностью;
- для снижения теплопередачи от породы к надпакерной жидкости допускается использование изоляционных пакерных жидкостей, размещаемых в пространстве между колоннами в интервале вечномерзлых пород;
- надпакерная жидкость должна оставаться на месте закачки до возникновения необходимости в проведении ремонтных работ в скважине.

## 6.3. ТРЕБОВАНИЯ К ПАРАМЕТРАМ ЖЗС

К классифицируемым ЖЗС предъявляются следующие технические требования:

### 1. Плотность (удельный вес) жидкости заканчивания.

Минимальная и максимальная допустимая плотность ЖЗС регламентируется в Таблице 1 настоящих Методических указаний и зависит от требуемого минимально необходимого создания гидростатического противодействия на пласт. Определение плотности проводится согласно ГОСТ 3900.

### 2. Температура кристаллизации для ЖЗС на водной основе.

При выполнении технологических операций должна быть определена минимальная температура хранения и работы с ЖЗС. Эта минимальная температура должна быть выше температуры кристаллизации (образования первых кристаллов соли) при охлаждении солевого раствора. В случае использования композиции солей температура кристаллизации солевого раствора подлежит проверке в лабораторных условиях. Методы определения температуры кристаллизации описаны в ГОСТ 5066. Для стандартных однокомпонентных рассолов представлены таблицы зависимости удельного веса и температуры кристаллизации в [Приложении 1](#).

### 3. Совместимость ЖЗС с пластовой нефтью и газом.

При смешивании ЖЗС с содержащимися в пласте углеводородами не должно образовываться водонефтяной эмульсии и/или твердого осадка, что должно быть подтверждено предварительными лабораторными исследованиями. Такая эмульсия и/или твердый осадок способны приводить к закупорке устьев пор, повреждению пласта, а в составе добываемого флюида – к нарушению работы наземного оборудования. Проверка совместимости ЖЗС с нефтью имеет особую важность при использовании тяжелых солевых растворов и солевых растворов с кислой реакцией среды, а также при планируемой кислотной обработке пласта. Методы определения совместимости ЖЗС с пластовыми флюидами описаны в Типовых требованиях Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 ТТР-0148.

#### 4. Совместимость ЖЗС с пластовой водой.

При смешивании ЖЗС с пластовой водой не должно образовываться твердых осадков. Последние обычно представляют собой отложения неорганических минералов, главным образом карбонатов кальция и железа, сульфатов кальция, бария и стронция, хлорида натрия, сульфида железа и силикатов. Отложения могут образовываться при смешении вод с несовместимым составом, при изменении растворимости с изменением температуры и давления, или при испарении воды. Во избежание образования отложений должна быть проведена лабораторная проверка совместимости солевых растворов для заканчивания с пластовой водой в различных соотношениях, как в условиях пласта, так и в условиях поверхности. Методы определения совместимости ЖЗС с пластовыми флюидами описаны в Типовых требованиях Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 ТТР-0148.

#### 5. Совместимость ЖЗС с глинистыми минералами ПЗП.

При выборе состава ЖЗС лабораторными исследованиями должна быть подтверждена ее ингибирующая способность по отношению к глинистым минералам. Под ингибирующей способностью понимается предотвращение набухания, диспергирования и/или миграции глинистых частиц. Набухание и миграция глин может привести к закупорке устьев пор, что является наиболее типичным механизмом повреждения пласта. При наличии в горной породе продуктивного пласта глинистых минералов к ЖЗС на водной основе предъявляются требования по минимальной концентрации соли обеспечивающей, предотвращение набухания глин. При обосновании типа ЖЗС, необходимо провести исследования по оценке повреждения коллекторских свойств ПЗП ЖЗС, путем проведения потоковых фильтрационных исследований, с использованием кернового материала в соответствии с Положением Компании «Исследование керна» № П1-01.03 Р-0136.

#### 6. Пониженное межфазное натяжение на границе раздела фаз.

ЖЗС не должна образовывать водных барьеров и должна способствовать гидрофобизации поверхности поровых каналов коллектора и снижению капиллярных давлений в порах пласта за счет уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз «ЖЗС - пластовый флюид». Для снижения поверхностного натяжения и снижения риска гидрофилизации порового пространства, необходимо использовать ПАВ, обладающие высокой адсорбционной способностью на полимиктовом песчанике, в результате чего подавляются процессы набухания и диспергирования пелитовой части горной породы и происходит инверсия смачиваемости пористой среды (гидрофобизация). ПАВ-гидрофобизатор должен обеспечивать снижение поверхностного натяжения водного раствора на границе раздела фаз нефть-ЖЗС, керосин-ЖЗС, ЖЗС-порода, не менее чем на 30 % по сравнению с поверхностным

натяжением без применения реагента. Изменения поверхностного натяжения определяют по ГОСТ Р 50097.

7. Коррозионная активность ЖЗС.

ЖЗС должна обладать низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование. Скорость коррозии не должна превышать 0,12 мм/год для солевых растворов и 0,2 мм/год для разрушителей фильтрационной корки. При проектировании выбора ЖЗС в условиях АВПД необходимо проводить предварительное тестирование коррозионной активности ЖЗС высокой плотности согласно ГОСТ Р 9.905. При необходимости, для снижения скорости коррозии, весь объем ЖЗС обрабатывается ингибиторами коррозии.

8. Степень чистоты ЖЗС.

В зависимости от типа заканчивания скважины, необходимо так же учитывать степень чистоты ЖЗС. Для скважин с заканчиванием гравийным фильтром, ЖЗС подлежит фильтрованию для снижения ухудшения свойств гравийной набивки. Требования к фильтрованию указываются с учетом характеристик подбора пропанта. В целом, мутность несущей ЖЗС не должна превышать 40 NTU. Для всех остальных скважин, для снижения риска кольматации поровых каналов чистота ЖЗС не должна превышать 65 NTU и/или 20 мг/л и диаметр твердых частиц не более 5 микрон. Все ЖЗС не подходящие под эти параметры подлежат фильтрованию.

## 7. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОГРАММЕ ПО ЖИДКОСТЯМ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Программа по ЖЗС разрабатывается подрядной организацией по сопровождению ЖЗС для каждой отдельной скважины в соответствии с формой, установленной подрядчиком, и требованиями настоящего раздела и согласовывается Заказчиком.

Программа по ЖЗС должна быть предоставлена инженерам-технологам по сопровождению ЖЗС до начала заканчивания скважины.

В программе по ЖЗС должны указываться свойства и диапазон допустимых значений параметров ЖЗС.

Программа по ЖЗС должна включать следующие разделы:

- Основные технические и экономические цели, и задачи применения данного типа ЖЗС.
- Обоснование выбора типа ЖЗС для каждого интервала. Тип и предлагаемая рецептура ЖЗС должна быть испытана в лаборатории корпоративных институтов.
- Обоснование плотности ЖЗС.
- Рекомендации и мероприятия по доработке системы очистки бурового раствора.
- Конструкция скважины.
- Описание основных ожидаемых осложнений и проблем, при этом должен учитываться опыт, полученный в результате заканчивания скважин на данном или других месторождениях с аналогичными горно-геологическими условиями.
- Потребность ЖЗС.
- Технические характеристики и эффективность оборудования очистки ЖЗС.
- Расчетные объемы приготовления, потерь и утилизации ЖЗС.
- Параметры ЖЗС.
- Потребность в материалах для приготовления и обработки ЖЗС, включая потребность технической воды.
- Инженерные рекомендации и мероприятия по обработке и поддержанию свойств ЖЗС для каждого интервала.
- Процедуру приготовления ЖЗС.
- Рекомендации по режиму работы оборудования очистки, планируемый расход сеток.
- Результаты гидравлических расчетов, основанных на:
  - ♦ качественном замещении бурового раствора на ЖЗС;
  - ♦ предотвращение эрозии стенок ствола скважины;
  - ♦ непревышении допустимого уровня ЭЦП;
  - ♦ характеристиках наземного, скважинного оборудования и инструмента.
- Сводную потребность в материалах для приготовления ЖЗС и специальных составов по скважине.

- Сводную потребность в сетках для вибросит.
- Регламент контроля параметров ЖЗС.
- Рекомендации по режиму замещения.
- Планы действий и описание применения конкретных методик, материалов при возникновении следующих осложнений:
  - ♦ поглощения ЖЗС;
  - ♦ нарушение устойчивости (осыпи и обвалы) стенок скважины;
  - ♦ воздействие различных загрязнителей (резкое ухудшение свойств ЖЗС);
  - ♦ ГНВПиОФ.
- Требования в области ПБОТОС;
- Описание материалов, применяемых для приготовления и обработки ЖЗС и специальных составов, их назначения и функций.

## 8. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАМ НА ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ И СОЛИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Соли и химические реагенты *отечественного производства*, применяемые для производства ЖЗС, должны иметь следующий комплект сопроводительной документации:

- ТУ или стандарт на продукцию;
- инструкцию по применению (кроме солей для приготовления растворов глушения);
- сертификат о соответствии, выданный органом по сертификации, аккредитованным в Национальной системе аккредитации РФ;
- паспорт безопасности реагента, паспорт безопасности является обязательной составной частью технической документации на химическую продукцию;
- свидетельство о государственной регистрации товаров, подлежащих санитарно-эпидемиологическому надзору (контролю) на территории Таможенного Союза, выданное Федеральной службой по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека;
- паспорт качества на поставляемую партию (при поставке).

Соли и химические реагенты *иностранного производства*, применяемые для производства ЖЗС в соответствии с настоящими Методическими указаниями, должны иметь следующий комплект сопроводительной документации:

- паспорт безопасности вещества (Material Safety Data Sheet);
- техническую информацию (инструкцию по применению);
- свидетельство о государственной регистрации товаров, подлежащих санитарно-эпидемиологическому надзору (контролю) на территории Таможенного Союза, выданное Федеральной службой по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека;
- спецификацию на поставку с указанием номера контракта (при промышленном применении химического реагента);

Документация на реагент иностранного производства должна быть на языке оригинала и на русском языке, заверенная подписью руководителя производителя (поставщика) и печатью.

Техническая документация на реагент (ТУ, инструкция по применению или др.) предъявляется в актуальном виде (с учетом последних изменений) на момент требования и должна содержать следующую информацию:

- физико-химические свойства реагента;
- назначение, область и условия применения (с указанием количественных характеристик эффективности при их использовании);
- требования к маркировке, упаковке, транспортированию и хранению;
- агрегатное состояние;
- класс химического соединения активной основы;

- методика определения массовой доли активной химической основы;
- характеристика реагента по пожаровзрывобезопасности;
- требования безопасности при применении реагента;
- меры по оказанию первой помощи при отравлении;
- меры по охране окружающей среды, способы утилизации (обезвреживания) реагента;
- правила приемки и хранения;
- методы испытаний;
- гарантии изготовителя, срок годности реагента;
- класс опасности реагента.

Формы документов устанавливает производитель в соответствии с требованиями нормативных и технических документов РФ.



## **9. ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ ПОДРЯДНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ПО ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ СОПРОВОЖДЕНИЮ ЖИДКОСТЕЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН**

К руководству и ведению работ по инженерно-технологическому сопровождению ЖЗС допускаются лица, имеющие профессиональное образование по специальности, а также опыт работы в инженерно-технической должности, связанной с бурением скважин на нефть и газ, не менее 3-х лет. Указанные лица один раз в 2 года должны дополнительно проходить проверку знаний по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВПиОФ».

Весь персонал, задействованный в операциях с ЖЗС должен пройти обучение и проверку знаний по охране труда в соответствии с постановлением Правительства РФ от 24.12.2021 № 2464 «О порядке обучения по охране труда и проверки знания требований охраны труда» и быть аттестованным в области промышленной безопасности в соответствии с разделом 9 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

## 10. ЗАМЕЩЕНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА В СКВАЖИНЕ НА ЖИДКОСТЬ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Для замещения буровых растворов на углеводородной (РУО), синтетической (PCO) или водной (РВО) основе используются различные системы буферных жидкостей. При замещениях РУО/PCO в качестве основных очищающих агентов используются растворители/ПАВ. При замещениях РВО используются щелочные растворы и смачивающие ПАВ.

### 10.1. ЗАМЕЩЕНИЕ РВО НА ЖЗС

**Продавочная буферная жидкость** - это вязкая буферная жидкость, приготовленная на основе раствора соли, бурового раствора, технической воды для бурения, которая должна иметь более высокую вязкость и плотность (до 0,1 г/см<sup>3</sup>), чем замещаемый буровой раствор. Она может быть утяжелена баритом. В качестве загустителя рекомендуется использовать биополимер ксантановой группы, обеспечивающий высокие значения вязкости при низкой скорости сдвига. Функция продавочной буферной жидкости состоит в том, чтобы удалять буровой раствор из скважины с меньшими потерями при смешивании.

**Щелочная буферная жидкость** - это первая очищающая буферная жидкость, представляющая собой щелочной раствор, приготовленный на основе технической воды для бурения и каустической соды или оксида магния. Она служит для разрушения РВО и придания ему мобильности, создавая среду с высоким уровнем pH. Повышение значения pH способствует осаждению железа, облегчая его удаление из соляного раствора или замещающей жидкости. Щелочная буферная жидкость должна закачиваться в несколько этапов, разделенных технической водой для бурения. Благодаря этому продлевается время воздействия щелочного раствора. Закачка воды для бурения или морской воды перед щелочной буферной жидкостью минимизирует негативное воздействие щелочи на реологию вязкой продавочной буферной жидкости. Рекомендуемый объем очищающей буферной жидкости ≈150 метров по большому кольцевому зазору.

**Очищающая буферная жидкость с ПАВ-гидрофобизатором** – это, как правило, вторая очищающая буферная жидкость, представляющая собой раствор ПАВ, приготовленный на основе технической воды для бурения или соляного раствора. Эффективность большинства ПАВ снижается при смешивании с соляными растворами с высокой степенью минерализации.

**Замыкающая буферная жидкость** приготавливается на основе раствора соли. Ее функция заключается в отделении промежуточной замещающей жидкости от остальных буферных жидкостей. Она также служит для выноса остатков твердой фазы бурового раствора из скважины. В качестве загустителя рекомендуется использовать биополимер ксантановой группы, обеспечивающий высокие значения вязкости при низкой скорости сдвига.

### 10.2. ЗАМЕЩЕНИЕ РУО НА ЖЗС

**Низковязкая буферная жидкость** представляет собой основу РУО или PCO (минеральное масло, синтетическое масло, дизельное топливо). Обеспечивает разрушение застойных зон турбулентным потоком, снижение вязкости раствора и облегчение химической очистки

поверхности моющим буфером. Рекомендуемый объем не менее 100 метров по большому кольцевому зазору, что примерно составляет 2-5 м<sup>3</sup>.

**Переходная буферная жидкость** применяется в случае если замещающаяся жидкость по удельному весу выше чем 1,16 г/см<sup>3</sup>. Переходная буферная жидкость находится на границе перехода от углеводородной или синтетической среды к водной среде. Представляет собой вязкую тяжелую пачку (на 0,2 г/см<sup>3</sup> выше плотности бурового раствора) на основе раствора соли с добавлением ПАВ/растворителя. По возможности утяжеляется раствором соли за счет увеличения концентрации соли, в случае невозможности утяжеления солью, утяжеляется баритом.

**Очищающая буферная жидкость** представляет собой смесь раствора соли для приготовления ЖЗС с комплексом растворителей и неионогенных поверхностно-активных веществ. Предназначена для разжижения и диспергирования остатков бурового раствора и твердой фазы при одновременной смене смачиваемости поверхностей. Рекомендуется провести предварительное тестирование замещаемого бурового раствора, чтобы определить эффективность очищающего раствора. При низкой забойной температуре (65,5°С) может понадобиться увеличение концентрации растворителя или ПАВ в очищающих буферных жидкостях, чтобы обеспечить удаление отложений раствора на углеводородной или синтетической основе. Рекомендуемый объем не менее 10 минут контакта или 15% объема скважины. Методика проведения тестирования приведена в [Приложении 2](#).

**Высоковязкий транспортировочный буфер** представляет собой загущенный раствор соли биополимером ксантановой группы. Предназначен для вытеснения продуктов реакции и остатков предыдущих буферных жидкостей. Рекомендуемый режим прокачки – ламинарный. Удельный вес на 0,02 г/см<sup>3</sup> выше плотности бурового раствора. ДНС в 1,5 раза выше замещаемой жидкости. Рекомендуемый объем не менее 200 метров наибольшего кольцевого пространства или 10% от объема скважины.

## 11. ДИЗАЙНЫ ЖИДКОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАБОТЕ С ПРОТИВОПЕСЧАНЫМИ ФИЛЬТРАМИ

В условиях песконесущих пластов, одним из технических решений по предотвращению поступления механических примесей из пласта в скважину при ее эксплуатации, является применение скважинного фильтр-хвостовика на этапе заканчивания. По своим конструктивным особенностям, фильтр-хвостовик условно можно разделить на 5 типов:

- Фильтр скважинный с проволочной намоткой;
- Фильтр скважинный с металлической сеткой;
- Фильтр скважинный – труба перфорированная;
- Фильтр скважинный – труба с щелевыми отверстиями;
- Фильтр скважинный с проволочной намоткой бескаркасный.

В случае применения скважинного фильтра-хвостовика, во избежание кольматации фильтра на этапе спуска фильтр-хвостовика, запуска скважины, Компанией установлен ряд минимальных технических требований:

- В случаях спуска фильтра скважинного с проволочной намоткой с размерностью ячейки **менее 500 мкм**, а также всех типоразмеров сетчатых фильтров необходимо предусмотреть до спуска хвостовика замещение скважины на свежеприготовленный буровой раствор без твердой фазы. Набор плотности ведется за счет увеличения концентрации соли до достижения необходимого удельного веса (актуально для РВО).
- В условиях бурения на РУО перед спуском фильтра скважинного с проволочной намоткой с размерностью ячейки **менее 500 мкм**, а также всех типоразмеров сетчатых фильтров необходимо предусмотреть очистку бурового раствора путем циркуляции минимум 4-х объемов скважины, через вибросита с установленными вибропанелями с размером ячейки не более 75 мкм. Готовность раствора к спуску фильтр-хвостовика принимается на основании проведения экспресс теста на приборе PST непосредственно перед спуском фильтра скважинного с проволочной намоткой.
- В условиях применения фильтра скважинного с проволочной намоткой или труба с щелевыми отверстиями с размерностью ячейки **более 500 мкм**, перед спуском необходимо предусмотреть очистку бурового раствора путем циркуляции минимум 4-х объемов скважины, через вибросита с установленными вибропанелями с размером ячейки не более 75 мкм. Готовность раствора к спуску фильтр-хвостовика принимается на основании проведения экспресс теста на приборе PST непосредственно перед спуском фильтра скважинного с проволочной намоткой или трубы с щелевыми отверстиями.
- В случае применения фильтра скважинного, вне зависимости от конструктивного исполнения и размера ячейки, с целью исключения кольматации фильтрационной коркой при вызове притока, обработка призабойной зоны комплексными брейкерными системами является обязательным этапом заканчивания скважины.
- Для безаварийной установки разрушителя фильтрационной корки на этапе заканчивания скважины, необходимо предусмотреть наличие комплекса оборудования заканчивания с промывочной трубой, позволяющей осуществлять циркуляцию через башмак обсадной колонны.

## 12. КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

На этапе предварительного планирования по выбору типа и дизайна установки ЖЗС, необходимо использовать специализированное программное обеспечение, позволяющее моделировать процесс замещения бурового раствора на ЖЗС. Подрядные организации, осуществляющие инженерно-технологическое сопровождение ЖЗС, должны обладать программным обеспечением и проводить моделирование по запросам Заказчика. Программное обеспечение должно включать в себя следующие минимальные технические возможности:

- возможность расчета критических переменных во время замещения, включая анализ режима и скорости потока в любой точке скважины в зависимости от типа реологической модели каждой из жидкостей;
- время контакта отмывающего буфера и коэффициент очистки металла от пленки бурового раствора;
- подбор дизайна замещения согласно ограничениям по давлению как для оборудования на устье, так и внутри скважины на любой глубине, включая расчет противодействия в затрубном пространстве для соблюдения баланса целостности скважины и эффективного замещения.

## 13. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПО ЖИДКОСТЯМ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

До начала работ инженер-технолог по сопровождению ЖЗС подготавливает акт по форме, согласованной с Заказчиком, о соответствии ЖЗС требованиям данных Методических указаний.

После завершения операции по заканчиванию скважин с применением любого типа ЖЗС, инженером-технологом по сопровождению ЖЗС должен составляться итоговый отчет по форме, согласованной с Заказчиком, включающий в себя:

- Данные об объекте применения ЖЗС.
- Описание работ.
- Описание применяемой ЖЗС, включая буферные и специальные жидкости.
- Объем использованной ЖЗС.
- Фактический процент эффективности замещения.
- Параметры ЖЗС (удельный вес, NTU, PST и тд.).
- Гидравлические расчеты в специализированном программном обеспечении.

## 14. ССЫЛКИ

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534.
2. Постановление Правительства РФ от 24.12.2021 № 2464 «О порядке обучения по охране труда и проверки знания требований охраны труда».
3. ГОСТ 3900-2022 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.
4. ГОСТ 5066-2018 Топлива моторные. Методы определения температур помутнения, начала кристаллизации и замерзания.
5. ГОСТ Р 50097-92 Вещества поверхностно-активные. Определение межфазного натяжения. Метод объема капли.
6. ГОСТ Р 9.905-2007 (ИСО 7384:2001, ИСО 11845:1995) Методы коррозионных испытаний. Общие требования.
7. РД 153-39-023-97 Правила ведения ремонтных работ в скважинах.
8. Стандарт Компании «Управление отходами» № ПЗ-05 С-0084 версия 4.00, утвержденный решением Правления ПАО «НК «Роснефть» 14.07.2017 (протокол от 14.07.2017 № Пр-ИС-24п), введенный в действие приказом ПАО «НК «Роснефть» от 28.09.2017 № 562.
9. Типовые требования Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 ТТР-0148 версия 1, утвержденные приказом ПАО «НК «Роснефть» от 01.04.2023 № 148.
10. Положение Компании «Исследование керна» № П1-01.03 Р-0136 версия 1.00, утвержденное приказом ПАО «НК «Роснефть» от 23.08.2017 № 481.

# ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 2  
Перечень Приложений к Методическим указаниям Компании

НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ	НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3
1	Температура кристаллизации солевых растворов	Включено в настоящий файл
2	Методика оценки эффективности отмывающего буфера	Включено в настоящий файл



## ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ТЕМПЕРАТУРА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ СОЛЕВЫХ РАСТВОРОВ

Таблица 3

Температура кристаллизации растворов солей хлорида натрия и хлорида калия

ХЛОРИД НАТРИЯ (NaCl)			ХЛОРИД КАЛИЯ (KCl)		
УДЕЛЬНЫЙ ВЕС, (Г/СМЗ)	КОНЦЕНТРАЦИЯ (КГ/МЗ)	ТЕМПЕРАТУРА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ/ТСТ (°С)	УДЕЛЬНЫЙ ВЕС, (Г/СМЗ)	КОНЦЕНТРАЦИЯ (КГ/МЗ) (97-98%)	ТЕМПЕРАТУРА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ/Т СТ (°С)
1	2	3	4	5	6
1,01	14,1	-0,6	1,01	15,7	-1,0
1,02	28,5	-1,7	1,02	31,7	-2,0
1,03	43,1	-2,2	1,03	47,9	-2,0
1,04	57,8	-3,3	1,04	64,2	-3,0
1,05	72,6	-3,9	1,05	80,7	-4,0
1,06	87,6	-5,0	1,06	97,4	-5,0
1,07	102,7	-6,1	1,07	114,2	-5,0
1,08	117,9	-7,2	1,06	131,2	-6,0
1,09	133,3	-8,3	1,09	148,3	-7,0
1,10	148,9	-9,4	1,10	165,5	-8,0
1,11	164,5	-10,6	1,11	182,9	-9,0
1,12	180,3	-11,7	1,12	200,3	-10,0
1,13	196,3	-13,3	1,13	217,9	-11,0
1,14	212,4	-14,4	1,14	235,5	-6,0
1,15	228,7	-16,1	1,15	253,2	1,0
1,16	245,1	-17,8	1,16	270,9	8,0
1,17	251,7	-19,4	-	-	-
1,18	278,4	-21,1	-	-	-
1,19	295,2	-12,2	-	-	-
1,20	312,3	-3,3	-	-	-

**Таблица 4**

**Температура кристаллизации растворов солей формиата натрия и хлорида кальция**

ФОРМИАТ НАТРИЯ (NAHCO <sub>2</sub> )			ХЛОРИД КАЛЬЦИЯ (CaCl <sub>2</sub> )		
УДЕЛЬНЫЙ ВЕС, (Г/СМ <sup>3</sup> )	КОНЦЕНТРАЦИЯ (КГ/М <sup>3</sup> ) 96%	ТЕМПЕРАТУРА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ/Т СТ (°С)	УДЕЛЬНЫЙ ВЕС, (Г/СМ <sup>3</sup> )	КОНЦЕНТРАЦИЯ (КГ/М <sup>3</sup> ) 94-97%	ТЕМПЕРАТУРА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ/Т СТ (°С)
1	2	3	5	6	7
1,10	161,6	-10	1,18	240,0	-17,8
1,11	178,9	-11	1,19	255,0	-19,5
1,12	196,4	-12	1,20	269,0	-21,4
1,13	214,2	-13	1,21	283,0	-23,4
1,14	232,3	-14	1,22	297,0	-25,5
1,15	250,6	-16	1,23	311,0	-27,8
1,16	269,2	-16	1,24	326,0	-30,2
1,17	288,1	-14	1,25	340,0	-32,8
1,18	307,3	-13	1,26	355,0	-35,3
1,19	326,8	-11	1,27	369,0	-38,4
1,20	346,6	-10	1,28	384,0	-41,4
1,21	366,6	-8	1,29	399,0	-52,2
1,22	387,0	-7	1,30	413,0	-45
1,23	407,7	-4	1,31	428,0	-38,1
1,24	428,6	-2	1,32	443,0	-31,7
1,25	449,9	0	1,33	458,0	-25,7
1,26	471,6	3	1,34	473,0	-20,1
1,27	493,5	6	1,35	488,0	-14,9
1,28	515,8	8	1,36	504,0	-10,1
-	-	-	1,37	519,0	-5,7
-	-	-	1,38	534,0	-1,7
-	-	-	1,39	550,0	1,9

**Таблица 5**

**Температура кристаллизации растворов солей бромида натрия и нитрата кальция**

БРОМИД НАТРИЯ (NaBr)			НИТРАТ КАЛЬЦИЯ (Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> )		
УДЕЛЬНЫЙ ВЕС, (Г/СМЗ)	КОНЦЕНТРАЦИЯ (КГ/МЗ) 97%	ТЕМПЕРАТУРА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ/Т СТ (°С)	УДЕЛЬНЫЙ ВЕС, (Г/СМЗ)	КОНЦЕНТРАЦИЯ (КГ/МЗ) «ПРЕМИУМ»	ТЕМПЕРАТУРА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ/Т СТ (°С)
1	2	3	4	5	7
1,30	409,5	-21	1,35	556,7	-24
1,31	423,3	-22	1,36	560,8	-24,5
1,32	437,2	-23	1,37	579,1	-25
1,33	451,0	-24	1,38	597,5	-27
1,34	464,9	-24	1,39	616,2	-28,2
1,35	478,8	-25	1,40	635,0	-29
1,36	492,6	-26	1,41	646,9	-25
1,37	506,5	-27	1,42	658,8	-20
1,38	520,3	-28	1,43	678,1	-18
1,39	534,2	-28	1,44	697,7	-15
1,40	548,0	-28	1,45	717,5	-13
1,41	561,9	-28	1,46	737,5	-5
1,42	575,8	-27	1,47	757,7	0
1,43	589,6	-24	1,48	778,1	3,6
1,44	603,5	-21	1,49	798,8	5
1,45	617,3	-17	1,51	825,1	8,6
1,46	631,2	-15	-	-	-
1,47	645,0	-12	-	-	-
1,48	658,9	-7	-	-	-
1,49	672,7	-2	-	-	-
1,5	700,5	3	-	-	-

**Таблица 6**  
**Температура кристаллизации растворов солей бромид кальция и смеси солей бромид цинка и бромид кальция**

БРОМИД КАЛЬЦИЯ (CaBr <sub>2</sub> )			СМЕШИВАНИЕ БРОМИД ЦИНКА (ZnBr) И БРОМИДА КАЛЬЦИЯ (CaBr <sub>2</sub> )			
УДЕЛЬНЫЙ ВЕС, (Г/СМ <sup>3</sup> )	КОНЦЕНТРАЦИЯ (КГ/М <sup>3</sup> ) 95%	ТЕМПЕРАТУРА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ/ТСТ (°С)	УДЕЛЬНЫЙ ВЕС, (Г/СМ <sup>3</sup> )	ZnBr 1,705 Г/СМ <sup>3</sup> , МЗ/МЗ	CaBr <sub>2</sub> 2,31 Г/СМ <sup>3</sup> , МЗ/МЗ	ТСТ (°С)
1	2	3	4	5	6	7
1,50	651,2	-35	1,72	0,9780	0,0220	-22
1,51	664,6	-35	1,73	0,9613	0,0387	-24
1,52	677,9	-35	1,74	0,9447	0,0553	-27
1,53	691,3	-35	1,75	0,9281	0,0719	-29
1,54	704,6	-35	1,76	0,9114	0,0886	-31
1,55	718,0	-35	1,77	0,8948	0,1052	-32
1,56	731,4	-35	1,78	0,8781	0,1219	-34
1,57	744,8	-36	1,79	0,8615	0,1385	-36
1,58	758,2	-36	1,8	0,8449	0,1551	-38
1,59	771,6	-36	1,81	0,8282	0,1718	-39
1,6	785,0	-37	1,82	0,8116	0,1884	-41
1,61	798,5	-37	1,83	0,7949	0,2051	-42
1,62	811,9	-37	1,84	0,7783	0,2217	-43
1,63	825,4	-37	1,85	0,7617	0,2383	-44
1,64	838,9	-38	1,86	0,7450	0,2550	-46
1,65	852,3	-38	1,87	0,7284	0,2716	-47
1,66	865,8	-39	1,88	0,7117	0,2883	-48
1,67	879,3	-34	1,89	0,6951	0,3049	-49
1,68	892,8	-30	1,9	0,6785	0,3215	-51
1,69	906,4	-25	1,91	0,6618	0,3382	-52
1,7	920,0	-21	1,92	0,6452	0,3548	-51
1,71	933,5	-17	1,93	0,6285	0,3715	-49
1,72	947,0	-13	1,94	0,6119	0,3881	-47
1,73	960,6	-10	1,95	0,5953	0,4047	-45
1,74	974,2	-6	1,96	0,5786	0,4214	-43
1,75	987,8	-3	1,97	0,5620	0,4380	-41
1,76	1001,4	0	1,98	0,5454	0,4546	-39
1,77	1028,6	3	1,99	0,5287	0,4713	-37
-	-	-	2,0	0,5121	0,4879	-34
-	-	-	2,01	0,4954	0,5046	-32
-	-	-	2,02	0,4788	0,5212	-31
-	-	-	2,03	0,4622	0,5378	-29
-	-	-	2,04	0,4455	0,5545	-28
-	-	-	2,05	0,4289	0,5711	-27
-	-	-	2,06	0,4122	0,5878	-25
-	-	-	2,07	0,3956	0,6044	-24
-	-	-	2,08	0,3790	0,6210	-23
-	-	-	2,09	0,3623	0,6377	-22

БРОМИД КАЛЬЦИЯ (CABR <sub>2</sub> )			СМЕШИВАНИЕ БРОМИД ЦИНКА (ZNBR) И БРОМИДА КАЛЬЦИЯ (CABR <sub>2</sub> )			
УДЕЛЬНЫЙ ВЕС, (Г/СМ <sup>3</sup> )	КОНЦЕНТРАЦИЯ (КГ/М <sup>3</sup> ) 95%	ТЕМПЕРАТУРА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ/ТСТ (°С)	УДЕЛЬНЫЙ ВЕС, (Г/СМ <sup>3</sup> )	ZNBR 1,705 Г/СМ <sup>3</sup> , МЗ/МЗ	CABR <sub>2</sub> 2,31 Г/СМ <sup>3</sup> , МЗ/МЗ	ТСТ (°С)
1	2	3	4	5	6	7
-	-	-	2,1	0.3457	0.6543	-21
-	-	-	2,11	0.3290	0.6710	-20
-	-	-	2,12	0.3124	0.6876	-19
-	-	-	2,13	0.2958	0.7042	-19
-	-	-	2,14	0.2791	0.7209	-18
-	-	-	2,15	0.2625	0.7375	-18
-	-	-	2,16	0.2458	0.7542	-17
-	-	-	2,17	0.2292	0.7708	-17
-	-	-	2,18	0.2126	0.7874	-16
-	-	-	2,19	0.1959	0.8041	-16
-	-	-	2,2	0.1793	0.8207	-16
-	-	-	2,21	0.1626	0.8374	-14
-	-	-	2,22	0.1460	0.8540	-14
-	-	-	2,23	0.1294	0.8706	-13
-	-	-	2,24	0.1127	0.8873	-12
-	-	-	2,25	0.0961	0.9039	-11
-	-	-	2,26	0.0794	0.9206	-11
-	-	-	2,27	0.0628	0.9372	-10
-	-	-	2,28	0.0462	0.9538	-11
-	-	-	2,29	0.0295	0.9705	-11
-	-	-	2,3	0.0129	0.9871	-12

Таблица 7

Температура кристаллизации растворов солей формиата калия

ФОРМИАТ КАЛИЯ (KHCO <sub>2</sub> )*			
УДЕЛЬНЫЙ ВЕС РАССОЛА, (Г/СМЗ)	ТЕМПЕРАТУРА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ/ТСТ (°С)	УДЕЛЬНЫЙ ВЕС РАССОЛА, (Г/СМЗ)	ТЕМПЕРАТУРА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ/ТСТ (°С)
1	2	3	4
1,3	-45	1,46	-36
1,31	-48	1,47	-33
1,32	-50	1,48	-31
1,33	-52	1,49	-28
1,34	-55	1,50	-25
1,35	-57	1,51	-22
1,36	-60	1,52	-19
1,37	-61	1,53	-16
1,38	-58	1,54	-13
1,39	-56	1,55	-10
1,4	-53	1,56	-8
1,41	-50	1,57	-4
1,42	-48	-	-
1,43	-45	-	-
1,44	-42	-	-
1,45	-39	-	-

*Примечание\*:* Формиат калия является сильно гигроскопичной солью, поэтому к транспортировке принимается только лишь в разведенном (жидком) виде.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТМЫВАЮЩЕГО БУФЕРА

Оборудование – многоскоростной ротационный вискозиметр (FANN 35, OFITE 700, 900 и др.), цилиндр (боб) из модифицированной углеродистой стали (гильза должна быть с закрытым отверстием дна).

1. Приготовить раствор отмывающего буфера согласно рекомендациям Поставщика (с концентрацией не более 20% по объему);
2. Взвесить цилиндр из углеродистой стали и записать показатель (обратить внимание вес обозначаем как W1);
3. При комнатной температуре, погрузить цилиндр из углеродистой стали в стальной стакан вискозиметра с буровым раствором на углеводородной (синтетической) основе;
4. При скорости вращения цилиндра 100 об/мин в течение 15 минут обеспечить смачивание поверхности цилиндра буровым раствором;
5. После 15 минут, опустить стальной стакан, дать раствору стечь за ~1-2 минуты, сфотографировать цилиндр;
6. Снять цилиндр с втулки вискозиметра, без обработки или снятия раствора с его поверхности, взвесить его, записать результат (вес обозначаем как W2);
7. Установить цилиндр на втулку вискозиметра;
8. Погрузить в раствор отмывающего буфера. Установить показатель вискозиметра на 100 об/мин в течение 1, 3, 5, 10, 12, 15 и 20 минут. После каждого интервала времени произвести замер веса цилиндра, аналогично п.6 - вес Wt. Сфотографировать результат;
9. Рассчитать процент удаления раствора для каждого значения времени, используя следующую формулу:

$$\text{эффективность удаления (\%)} = 100 * [1 - (Wt - W1) / (W2 - W1)].$$

Полученное значение является эффективностью предлагаемого реагента для использования в качестве отмывающего буфера при заданном времени воздействия.

## СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ ЛНД

ВЕРСИЯ/ ИЗМЕНЕНИЯ	ДАТА И РЕКВИЗИТЫ РД ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»			КРАТКАЯ АННОТАЦИЯ	ДАТА И РЕКВИЗИТЫ РД [ООО «РН-БАНКОР»]	
	УТВЕРЖДЕНИЯ	ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ (ВСТУПЛЕНИЯ В СИЛУ)	УТРАТЫ СИЛЫ		ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ (ВСТУПЛЕНИЯ В СИЛУ)	УТРАТЫ СИЛЫ
1.00	24.11.2017 распоряжение от 24.11.2017 № 634	24.11.2017 распоряжение от 24.11.2017 № 634	28.03.2022	–	07.12.2017 Приказ от 07.12.2017 № РНВ-372/лнд	11.04.2022
Изм. 1	28.03.2022 приказ от 28.03.2022 № 164	28.03.2022 приказ от 28.03.2022 № 164	24.04.2025	–	11.04.2022 Приказ от 11.04.2022 № РНВ-156/лнд	07.05.2025
Изм. 2	24.04.2025 приказ от 24.04.2025 № 00139-25	24.04.2025 приказ от 24.04.2025 № 00139-25		Проведена техническая актуализация: 1) замена по тексту ЛНД упраздненного наименования структурного подразделения «Департамент бурения» на «Департамент бурения и управления внутренними сервисами» в связи с организационно-штатными изменениями; 2) обновление ссылок на документы	07.05.2025 Приказ от 07.05.2025 №РНВ-148/лнд	