

**УТВЕРЖДЕНА**

**Приказом ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»**

**от «27» июня 2024 г. № 764**

**Введена в действие с «27» июня 2024 г.**

|  |
| --- |
| **ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ИНСТРУКЦИЯ**  **ООО «СЛАВНЕФТЬ-КРАСНОЯРСКНЕФТЕГАЗ»** |
| **ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ТЕКУЩЕГО И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН** |
| **№ П1-01.05 ТИ-0031 ЮЛ-428** |
| **ВЕРСИЯ 2** |

**Г. КРАСНОЯРСК**

**2024**

**СОДЕРЖАНИЕ**

1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ 3

НАЗНАЧЕНИЕ 3

ОБЛАСТЬДЕЙСТВИЯ 3

ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ 3

2. ГЛОССАРИЙ 4

2.1. РОЛИ КОПРОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ 4

2.2. ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА 4

2.3. СОКРАЩЕНИЯ 4

3. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КОТОРЫХ НЕОБХОДИМ ЗАМЕР УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ 5

3.1. ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГЛУШЕНИЯХ НА СКВАЖИНАХ С ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ БОЛЕЕ 200м3/т ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТЬЮ БЕЗ ПРИМЕНЕНИЯ БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ 5

3.2. ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГЛУШЕНИЯ ИЛИ ПРОМЫВКИ СКВАЖИНЫ БЕЗ ВЫХОДА ЦИРКУЛЯЦИИ 5

3.3. ПЕРЕД ПРОВЕДЕНИЕМ МОНТАЖА УЭЦН 5

3.4. ПРИ ОСЛОЖНЕНИЯХ ПО СРЫВУ И ИЗВЛЕЧЕНИЮ ПАКЕРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ 6

3.5. ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ПЕРФОРАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ 6

3.6. ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ОСВОЕНИЮ СКВАЖИНЫ 6

4. РАЗГРАНИЧЕНИЕ ОТВЕТСТВЕННОСТИ 7

5. ССЫЛКИ 8

# 1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

## НАЗНАЧЕНИЕ

Настоящая Технологическая инструкция устанавливает единые требования к технологии определения статического уровня жидкости при проведении работ по текущему и капитальному ремонту скважин на месторождениях ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

Настоящая Технологическая инструкция разработана с учетом требований приказа Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Регламента бизнес-процесса ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П2-05.01 РГБП-0010 ЮЛ-428 «Производство текущего, капитального ремонта скважин».

## ОБЛАСТЬДЕЙСТВИЯ

Настоящая Технологическая инструкция обязательна для исполнения работниками:

* управления добычи нефти и газа ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»;
* отдела супервайзинга ремонта скважин и скважинных технологий ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»;
* укрупненного нефтепромысла ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»;
* центральной инженерно-технологической службы ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

Структурные подразделения ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» при оформлении договоров с подрядными организациями, выполняющими работы при текущем и капитальном ремонте скважин, обязаны включать в договоры соответствующие условия, для соблюдения подрядной (сервисной) организацией требований, установленных настоящей Технологической инструкцией.

## ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ

Настоящая Технологическая инструкция является локальным нормативным документом постоянного действия.

# 2. ГЛОССАРИЙ

## 2.1. РОЛИ КОПРОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

В настоящем Регламенте бизнес-процесса используются роли Корпоративного глоссария: *Подрядная организация (Подрядчик).*

## 2.2. ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН | ⎯ | комплекс работ, направленных на временное прекращение притока жидкости из пласта в открытой скважине, путем создания противодавления на продуктивный пласт жидкостью расчетной плотности. |
| ЗАКАЗЧИК | ⎯ | ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», участвующее в договорных отношениях с подрядными (сервисными) организациями. |
| КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН | ⎯ | комплекс работ по восстановлению работоспособности скважин и повышению нефтеотдачи пластов, промышленной, экологической безопасности и безопасности пользования недрами. |
| СКВАЖИНА | ⎯ | горная выработка круглого сечения, пробуренная с поверхности земли под любым углом к горизонту, диаметр которой много меньше ее глубины. |
| ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ СКВАЖИНЫ | ⎯ | комплекс работ по восстановлению работоспособности внутрискважинного оборудования и работ по изменению режима и способа эксплуатации скважины. |

## 2.3. СОКРАЩЕНИЯ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| АНПД | ⎯ | аномально низкое пластовое давление. |
| КВУ | ⎯ | кривая восстановления уровня. |
| НКТ | ⎯ | насосно-компрессорные трубы. |
| СПО | ⎯ | спускоподъемные операции. |
| ТКРС | ⎯ | текущий и капитальный ремонт скважин. |
| УЭЦН | ⎯ | установка электроприводного центробежного насоса. |

# 3. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КОТОРЫХ НЕОБХОДИМ ЗАМЕР УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ

## 3.1. ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГЛУШЕНИЯХ НА СКВАЖИНАХ С ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ БОЛЕЕ 200м3/т ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТЬЮ БЕЗ ПРИМЕНЕНИЯ БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ

3.1.1. По окончании глушения (промывки) и истечении времени технологического отстоя, необходимо произвести замер статического уровня в течение часа с отбивкой уровня в скважине с интервалом 15 минут. По результатам замеров принимается решение об объеме долива скважины в процессе проведения СПО.

3.1.2. Если по результатам замеров установлена стабилизация уровня в скважине без его падения и роста, объем долива при подъеме подземного оборудования должен равняться объему металла НКТ поднимаемого из скважины.

3.1.3. Если замеры показывают падение уровня в скважине с течением времени, требуется произвести расчет необходимого объема долива по формуле:

**Vдол** **(Vэк\*Hпу)+Vнкт**,

где:

**Vдол -** объем долива скважины, л/час;

**Vэк -** внутренний объем эксплуатационной колонны, л;

**Vнкт -** объем поднятых НКТ, л;

**Нпу** - величина падения уровня жидкости в скважине по КВУ, м/час.

3.1.4. В процессе проведения СПО, отбивку уровня в скважине производить через каждые 4 часа работы. При изменении уровня в скважине от первоначально замеренного на 100 и более метров в сторону уменьшения или возрастания, необходимо скорректировать объем долива и добиться стабилизации уровня в скважине.

3.1.5. Если по данным замера уровень в скважине растет, необходимо выполнить повторное глушение скважины, сделав перерасчет плотности жидкости глушения в соответствии с уточненными геологической службой данными по пластовому давлению. Геологическая служба укрупненного нефтепромысла производит перерасчет плотности жидкости глушения на основании предоставленных актов от Подрядчика на глушение, с приложением данных системы контроля параметров жидкости и актов инструментальных замеров удельного веса жидкости глушения на скважине.

3.2. ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГЛУШЕНИЯ ИЛИ ПРОМЫВКИ СКВАЖИНЫ БЕЗ ВЫХОДА ЦИРКУЛЯЦИИ

На скважинах с АНПД по окончании глушения (промывки) технологический отстой не производится, замер КВУ проводится сразу. По результату КВУ производится расчет объема доливаемой жидкости.

## 3.3. ПЕРЕД ПРОВЕДЕНИЕМ МОНТАЖА УЭЦН

На скважинах с АНПД или высоким газовым фактором более 200 м3/т, с целью недопущения газонефтеводопроявления в процессе спуска оборудования проводится снятие КВУ в течение часа для определения стабильности статического уровня в скважине. Если уровень не стабилен, добиться его стабилизации регулированием объема долива. При не стабильном уровне в скважине, монтаж УЭЦН не начинать.

## 3.4. ПРИ ОСЛОЖНЕНИЯХ ПО СРЫВУ И ИЗВЛЕЧЕНИЮ ПАКЕРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

На скважинах оборудованных пакером и не возможности его срыва, при подъеме с поршневанием производить отбивку уровня для определения разности уровней в затрубном пространстве и НКТ. При установлении значительной разницы в уровнях (100 и более метров) выполнить мероприятия по выравниванию уровней в НКТ и затрубном пространстве, после чего повторить попытку срыва и извлечения пакера из скважины.

## 3.5. ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ПЕРФОРАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

3.5.1. В интервалах продуктивных горизонтов, с использованием корпусных перфораторов, спускаемых на НКТ, перед инициацией перфоратора необходимо произвести отбивку статического уровня в скважине.

3.5.2. После инициации перфоратора произвести снятие КВУ в течение часа с интервалом 15 минут. После стабилизации уровня, определиться в необходимости глушения скважины перед подъемом перфоратора.

3.5.3. При подъеме уровня в скважине и образовании избыточного давления на устье, выполнить замер пластового давления или вычислить его расчетным методом. На основании величины пластового давления. выполнить расчет плотности жидкости глушения и произвести глушение. По окончании глушения и истечении времени технологического отстоя, дальнейшие работы производить аналогично указанным в подразделе 3.1 настоящей Технологической инструкции.

## 3.6. ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ОСВОЕНИЮ СКВАЖИНЫ

3.6.1. Перед подъемом подземного оборудования, после проведённых работ по освоению выполнить снятие КВУ в течение часа для определения стабильности статического уровня в скважине. При подъеме уровня в скважине и образовании избыточного давления на устье, выполнить замер пластового давления или вычислить его расчетным методом. На основании величины пластового давления выполнить расчет плотности жидкости глушения и произвести глушение. По окончании глушения и истечении времени технологического отстоя, дальнейшие работы производить аналогично указанным в подразделе 3.1 настоящей Технологической инструкции.

3.6.2. Если в течение суток уровень в скважине стабилен при установленном объеме долива, временной промежуток между отбивкой уровней возможно увеличить по согласованию с технологическими службами Заказчика и Подрядчика.

# 4. РАЗГРАНИЧЕНИЕ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

4.1. Технологическая и геологическая службы укрупненного нефтепромысла, участвующие в составлении планов работ на ремонт скважин 1 и 2 категории по газовому фактору, указывают в плане работ на необходимость контроля уровня жидкости в скважине во время проведения СПО через каждые 4 часа работы.

4.2. Мастер бригады ТКРС обеспечивает готовность скважины для проведения замеров.

4.3. Бурильщик капитального ремонта скважин производит отбивку статического уровня жидкости в скважине и заносит в вахтовый журнал бригады ТКРС данные по отбивке уровня с указанием времени.

# 5. ССЫЛКИ

1. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
2. Регламент бизнес-процесса ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» № П2-05.01 РГБП-0010 ЮЛ-428 «Производство текущего, капитального ремонта скважин».