**Утверждаю**

**Операционный Директор**

**\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_**

**«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_г.**

**Технологический регламент**

**Системы сбора и установки подготовки нефти УПН месторождения «\_\_\_\_»**

Согласовано:

Операционный директор

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Менеджер по производству

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Инженер ОТ и ТБ

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**О Г Л А В Л Е Н И Е**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№№** | **Наименование главы** | **№№ Стр** |

**1. Введение................................................................................................ 1**

**2. Общая характеристика производства............................................. 3**

**3. Краткая, геолого-промысловая характеристика месторождения**

**\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_, ………………………………………………… 5**

**4. Описание технологического процесса и технологическое**

**схемы установки............................................................................. ... 11**

**5. Нормы технологического режима................................................... 47**

**6. Возможные неполадки технологического процесса, их причины**

**и способы устранения................................................................ ......... 52**

**7. Расходные нормы сырья, реагентов и энергоносителей............. 56**

**8. Материальный баланс процесса.......................................................... 57**

**9. Правила пуска, остановки и переключения на резервное**

**оборудование..................................................................................... ... 62**

**10. Контроль производства....................................................................... 65**

**11 Отходы производства, сточные воды и выбросы в атмосферу.. 65**

**12. Основные правила безопасного ведения процесса......................... 85**

**13. Защита технологического оборудования от коррозии.................. 88**

**14. Спецификация основного технологического оборудования ....... 90**

**15. Перечень обязательных рабочих инструкций по технике**

**безопасности........................................................................................... 114**

1. **Введение**

Данный технологический регламент написан для системы сбора и Установки подготовки нефти месторождения “\_\_\_\_\_\_”, рассчитанной на добычу нефти в объеме …………… в год. Он является основным документом, определяющим режим и порядок проведения операций технологического процесса. Безусловное выполнение всех требований технологического регламента является обязательным и обеспечивает необходимое качество выпускаемой продукции, рациональное и экономическое ведение производственного процесса, сохранность оборудования и безопасность труда.

Персонал установки записывает фактические показатели технологического режима в утвержденные технологические карты и журналы учета. Руководители смен, мастера, операторы и другие работники производства обязаны вести технологический процесс в строгом соответствии с нормами технологического регламента. Начальник смены и мастер обязаны ежедневно просматривать технологические карты и журналы учета и давать письменные указания по устранению отклонений от норм регламента, выявленных за истекшие сутки и последующему их предупреждению.

Генеральным проектировщиком …………………………………………………………….

Проект разработки месторождения выполнен ………………………………......................

Аппараты установки УПН изготовлены в …………………………………………………...

Оборудование установок изготовлено в сероводородо-стойком исполнении.

Срок ввода в эксплуатацию: ..…………………………………………………………………….

Автоматическое регулирование и управление процессом производства отсутствует, Контроль и управление производиться в ручную, визуально,\_\_\_\_. Комплекс мер по охране окружающей среды предусматривает сжигание технологических сбросов и продувок попутного газа на факел, очистные сооружения для очистки промышленных сбросов (нефтеловушки и фильтр) с последующим сбросом в пруд испаритель.

Использование попутного газа УПН в хозяйственных нуждах осуществляется по следующим направлениям:

- в качестве котельного топлива;

- на технологические нужды;

1. **Общая характеристика производства**

На месторождении \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ добывается нефть фонтанным способом из

скважин №№ 1, 3, 8, 9, 10, 11.

Из скважин нефть с попутным газом и пластовой водой поступает через шлейфы на Блок входных ниток (БВН) расположенного в районе замерного узла (схема № 1.).

По поступлению на БВН поток направляется в общий коллектор d- 219мм для дальнейшего направления в УПН.

На Блоке входных ниток, также производиться переключение скважин на замерную установку для проведения индивидуальных замеров дебита и исследований скважин. При исследовании скважин, поток продукции исследуемого скважины, направляется через замерную задвижку БВН, на замерной узел (ГЗУ), при этом закрыв задвижку на общий коллектор.

Групповая замерная установка (ГЗУ) состоит из замерного сепаратора, емкости V-50 м3 и факельной свечи. Поток жидкости и газа поступив в сепаратор, разделяется, газ уходит на факельную свечу и сгорает, а нефть поступает в замерную емкость. Контроль параметров замера и исследований осуществляется; Давление через манометр на нитке БВН, Уровень объемным методом на замерной емкости.

С общего коллектора поток продукции поступает **а)** в путевой подогреватель ПНТП-63 , нагревается до 50 градусов, затем поступить в сепаратор С-1 для разделения нефти от попутных газов (в зимний период), **б)** в сепаратор С-1 для разделения нефти от попутных газов (летный период). Разделенный газ отправляется на факельную линию d-219мм, а через него на факел для сжигания.

Нефть разделенная от попутных газов направляются в ПНТП-63 (летный период) с целью нагрева. Нагретая жидкость через трубопровод поступить в сепаратор С-2 (КТУ) для выветривания от остаточных газов.

Газы выветривания через трубы направляются на факел для сжигания. Жидкость, выветренная от остаточных газов, направляются в Технологическую емкость V -50м3 для разделения.

В технологической емкости производиться обессоливание и обезвоживание нефти.

Товарная нефть через трубопровод d-219мм поступает в товарные емкости резервуарного парка.

Пластовые воды с технологической емкости поступают в нефтеловушки, где производиться отделение остаточных углеводородов и масел от пластовых вод. Очищенный вода сбрасывается в пруд испаритель, а углеводороды и масла перекачивается в резервуарный парк.

В товарных емкостях ведется учет нефти и отбирается пробы для анализа, с целью определения качества нефти. Нефть с соответствующим качеством через трубопровод

подается на нефтеналивной гусак для отгрузки на автоцистерны для собственных нужд и в технологическую насосную по перекачки нефти для откачки нефти в нефтепровод « \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_».

В тех. насосной имеется два поршневых насосов НБ-32. Один насос рабочий, второй резервный. При необходимости два насоса можно эксплуатировать одновременно.

Нефть откачивается на нефтепровод «\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_» который иметь охранную задвижку в 180 метрах от насосной которая является границей коммерческого учета Между компанией «\_\_\_\_\_ и \_\_\_\_\_\_».

**3. Краткая геолога – промысловая характеристика**

**месторождения \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

Нефтегазовое месторождение \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ расположено в пределах \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ нефтегазоносной области.

Нефтегазоносное месторождение расположено на территории \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ района.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ области

На месторождении \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ введены в пробную эксплуатацию в 1991 году

скважины №№ 1,3,8.

Подсчет запасов нефти, природного и растворенного газа а так же конденсата было

осуществлено в 1993 году партией ПО «\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_».

1. *Начальные запасы газа - 2113 млн. т.*
2. *Коэффициент извлечения конденсата - 161 тыс. т.*

*Извлекаемые запасы конденсата - 161 тыс.т.*

1. *Балансовые запасы нефти - 4216 тыс.т.*

*Извлекаемые запасы нефти - 1857 тыс.т.*

*Отобрано нефти с начала разработки - 75,249 тыс.т.*

В орографическом отношении площадь представляет собой горный район, который входит в систему юго-западных отрогов гиссарского хребта. Абсолютные отметки местности колеблются в пределах 88-110 метров над уровнем моря.

Геологическое строение месторождения \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ изучено шестью поисковоразведочными скважинами.

Нефтегазоносным объектом на месторождении \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_, как и на соседних месторождениях \_\_\_\_\_\_\_\_\_, \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ являются известняки XV и XVa горизонтов.

Промышленные притоки получены при испытании горизонтов обсаженных скважинах:

нефти - 1,3,5,6; газа – 1,3,6;

Нефтегазоконденсатная залежь занимает самую верхнюю часть ловушки и приурочена к XV продуктивному горизонту, емкостная характеристика которого зависит от довольно сложного строения пород коллекторов.

1. **Обоснование положения контактов газ-нефть и нефть-вода.**

Отметки контактов газ-нефть и нефть-вода определялись по материалам промыслово-геофизических исследований и результатам опробования скважин №№ 1,3,5 и 6. Благодаря проведенным исследованиям оба контакта были выделены с достаточной степенью достоверности. Так ГНК прослеживается на глубине 2175 метров скважины №1, абсолютная отметка – 1203 метров и ВНК соответственно на глубине 2279 м (-1307 м).

Уровень ГНК кроме данных ГИС, определялся по скважинам №№ 1 и 3. За основу брались интервалы прострела 2190 – 2176 в скважине №1 и 2093-2087 в скважине №3. В первом случае получены притоки нефти, равные 73,3 м3/сут через 6мм штуцер и сравнительно слабые притоки растворенного газа до 24 тыс. м3/сут. Во втором случае в скважине №3, где интервал прострела в основном находится в газовой части залежи, но его нижние дыры максимально приближены к поверхности ГНК, получены закономерно промышленные притоки газа с незначительной нефтью.

В пределах всей части месторождения по материалам ГИС и результатам испытания скважин подошва предельно нефтенасыщенного интервала достаточно уверено прослеживается на уровне 2201 м в скважине №3 (интервалы совместного апробирования 2191 – 2182 и 2101 – 2196). Здесь получены безводные притоки нефти через 6мм штуцер, равные 60-48 м3/сут. Ниже этого уровня в скважинах №№ 1, 3 и5 повсеместно получены притоки воды без признаков нефти.

Таким образом, в пределах \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ месторождения однозначно принимается ГНК на уровне – 1203 м и ВНК на уровне – 1307м.

**5. Характеристика строений нефтегазоносной залежи**

С учетом принятых отметок ГНК, ВНК и геологической модели месторождения подгазовая нефтяная залежь на площади \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ характеризуются мощностью равной 104 м.

Коллекторы, содержащие залежь относятся к сложному типу за редким исключением, в скважине №1 и №3 присутствуют тонкие прослои коллектора гранулярного типа.

Размеры нефтеносного поля составляют 6х4 км, северо-восточного простирания, залежь тектонически-экранированная в северо-западной части запечатывается галогенными образованиями Кембридж – титана.

Эффективные нефтенасыщенные толщины распределены на площади равномерно, за исключением северо-восточного окончания. Например, в скважине №5 отмечается резкое литологическое изменение продуктивного разреза, который представлен здесь в основном плотными породами. Так, при мощности нефтяной залежи в 104 м эффективная нефтенасыщенная толщина составляет всего 6,8 м, а притоки нефти при испытании отмечались дебитами, для сравнения можно сказать, что ближайшая скважина №1, расположенная от скважин №5 в 1,3 км, при той же мощности залежи имеет эффективную нефтенасыщенную толщину равную 33,4 м.

**Сведения о положении ГНК, ВНК по материалам ГИС.**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № скв. | ГНК | | ВНК | | Кровля предельно водо-насыщенного пласта | |
| глубина. м | абсолютная отметка. м | глубина. м | абсолютная отметка. м | глубина. м | Абс.тная отметка. м |
| 1 | 2182 | -1210 (+7) | 2286 | -1314 (+7) | 3301 | -2329 |
| 2 | 2096 | -1203 (0) | 2201 | -1308 (+1) | 3208 | -1315 |
| 3 | 2201 | -1203 (0) | 2306 | -1308 (+1) | 2331 | -1333 |

**6.Характеристика толщин, коллекторских свойств**

**продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности.**

На месторождении \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ коллекторы продуктивной части разреза представлены порово-трещенными разностями, имеющими довольно низкие фильтрационно-емкостные свойства. Как говорилось выше, все коллекторы были выделены по данным ГИС уверенно по набору традиционных широко апробированных и известных качественных признаков.

Эффективные толщины в пределах нефтяной части разреза изменяются от 2,2 м (скв. №6) до 33,4 м (скв. №1), при среднем значении по месторождению равному 13,6 м.. Значения открытой пористости, определенные по результатам обработки акустического каротажа, колеблются от 7,6% до 0,4%.

Определены средние значения по скважинам, по которым в свою очередь определено среднее значение по всей площади, равное 6,3%.

1. **Свойства и состав газа, нефти, конденсата.**
   1. **Газоконденсатная характеристика месторождения.**

На месторождении \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ проведены промысловые газоконденсатные исследования на скважинах №1 (интервалы перфорации 2136-2121, 2099-2090 и 2076-2049 м), №3 (интервалы перфорации 2076-2067 и 2058-2045 м).

Лабораторные исследования отобранных проб сырого конденсата и отсепарированного газа включили в себя:

- состав пластового газа, определение потенциального содержания С-5+в

- снятие изотеры дифференциальной конденсации пластовых смесей на установке фазовых равновесий, обоснование коэффициентов извлечения конденсата

- физико-химический анализ стабильного конденсата,

7.2. **Состав пластового газа.**

Компонентный состав газов сепарации и дегазации определялся хроматографическим методом. Результаты этих определений легли в основу расчетов состава пластового газа и потенциального содержания конденсата на пластовый и сухой газ. Потенциальное содержание конденсата в расчете на 1 м3 пластового и сухого газа, а также результаты подсчетов содержания этана, пропана и бутанов приведены в таблице:

7.3. Физико-химические свойства пластовой нефти

На месторождении отобраны и исследованы на установке глубинные пробы из одной скважины №1 (интервал перфорации 2238-2326 м).

Согласно проведенным анализам нефть месторождения \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ относится к категории среднетяжелых. Газы растворенные в нефти, имеют довольно сходное содержание со свободной фракцией газовой шапки и относятся к категориям сухих метановых газов. В составе газов установлено наличие не углеводородных компонентов, таких как азота до 2,56%, углекислого газа 0,81 %, сероводорода до 0,17%. В целом по содержанию не углеводородных компонентов газ месторождения рассматривается как азотный, углекислотный, обогащенный сероводородом.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| скв | Интервал перфорации | горизонт | Потенциальное содержание С5+ в 1 м3 газа | | | | | Этан | | Пропан | | Изобутан | | Н-бутан | |
| пластового | | | сухого | | % мол | г/м3 | % мол | г/м3 | % мол | г/м3 | % мол | г/м3 |
| г/м3 | | см/м3 | г/м3 | см/м3 |
| 1 | 2136-2121 | XV | 81 | | 112 | 83 | 114 | 5,1 | 65,7 | 1,16 | 21,2 | 0,29 | 7 | 0,33 | 8,0 |
| 1 | 2099-2090 | XV | 80 | | 109 | 82 | 118 | 6,5 | 81,8 | 1,3 | 23,8 | 0,32 | 7,7 | 0,34 | 8,2 |
| 1 | 2076-2049 | XV | 76 | | 107 | 137 | 108 | 5,66 | 70,7 | 1,19 | 21,8 | 0,3 | 7,3 | 0,31 | 7,5 |
| 3 | 2076-2067 | XV | 130 | | 178 | 105 | 108 | 5,24 | 65,5 | 1,26 | 23,1 | 0,31 | 7,5 | 0,35 | 8,5 |
| 3 | 2058-2045 | XV | 103 | | 143 | 97 | 146 | 5,97 | 74,6 | 1,36 | 24,9 | 0,36 | 8,7 | 0,37 | 9 |
|  | Среднее |  | | 94 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Свойства пластового газа месторождения \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Свойства газоконденсатной смеси месторождения \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| скв | Интервал перфорации | горизонт | Давление начало конденс. | Давление опт. выхода конденсата | Потенциальное содержание газа С5+ в г/м3 | Коэффициент извлечения стабильнго конденсата при остаточном давлении, % | |
| 2,5 МПа | 0,1 МПа |
| 1 | 2136-2121 | XV | 26,4 | 4 | 83 | 79 | 87 |
| 1 | 2099-2090 | XV | 26,2 | 4 | 82 | 81,1 | 94 |
| 1 | 2076-2049 | XV | 26,1 | 4 | 77 | 83,1 | 91,9 |
| 3 | 2076-2067 | XV | 26,2 | 4 | 137 |  |  |
| 3 | 2058-2045 | XV | 26,4 | 4 | 105 |  |  |
|  |  |  | Среднее |  | 97 | 81,3 | 90,9 |

Физико-химическая характеристика конденсатов

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| скв | Интервал перфорации м | Плотность конденсата d20/4 | Молек. масса | Показатели преломления | Сера общая вес % | Разгонка по Энглеру | | | | | | | | | | | | |
| Н.К. С0 | 10% | 20% | 30% | 40% | 50% | 60% | 70% | 80% | 90% | А | Н | М |
| 1 | 2136-2121 | 0,72 | 103 | 1,416 | 0,02 | 65 | 80 | 93 | 105 | 115 | 130 | 145 |  |  |  |  |  |  |
| 1 | 2099-2090 | 0,721 | 102 | 1,415 | 0,02 | 60 | 80 | 88 | 100 | 110 | 125 | 140 |  |  |  |  |  |  |
| 1 | 2076-2049 | 0,719 | 102 | 1,419 | 0,02 | 65 | 80 | 90 | 100 | 110 | 120 | 135 |  |  |  |  |  |  |
| 3 | 2076-2067 | 0,722 | 125 | 1,419 | 0,13 | 65 | 85 | 95 | 105 | 115 | 125 | 135 |  |  |  |  |  |  |
| 3 | 2058-2045 | 0,721 | 127 | 1,416 | 0,13 | 60 | 80 | 90 | 100 | 115 | 125 | 140 |  |  |  |  |  |  |

1. Нормы технологического режима.

На месторождении Южный Кызилбайрак добывается нефть фонтанным способом из

скважин №№ 1,3,8,9,10,11. На выкидке скважин установлены штуцеры от 3мм до 5мм.

Из скважин нефть с попутным газом и пластовой водой под давлением 2,0-3,5атм.

через трубы d-73х5,51 и d- 108мм поступает на Блок входных ниток (БВН)

расположенного в районе замерного узла (схема № 1.). По поступлению на БВН поток продукции с давлением 2,0-2,2 атм. направляется на общий коллектор d- 219мм для дальнейшего направления в УПН.

На БВН е, также производиться переключение скважин на замерную установку для

проведения индивидуальных замеров дебита и исследований скважин. При исследовании скважин, поток продукции исследуемого скважины, направляется через замерную задвижку (БВН), на замерной узел (ГЗУ), при этом закрыв задвижку на общий коллектор.

Групповая замерная установка (ГЗУ) состоит из замерного сепаратора, емкости V-50 м3 и факельной свечи. Поток жидкости и газа поступив в сепаратор разделяется, газ уходит на факельную свечу и сгорает, а нефть поступить в замерную емкость. Контроль параметров замера и исследований осуществляется; Давление через манометр на нитке БВН, уровень объемным методом на замерной емкости.

С общего коллектора поток продукции с давлением 1,8- 2,2 поступает **а)** в путевой подогреватель ПНТП-63 , нагревается до 50 градусов, затем поступить в сепаратор С-1 для разделения нефти от попутных газов (в зимний период), **б)** в сепаратор С-1 для разделения нефти от попутных газов (летный период). Разделенный газ отправляется на факельную линию d-219мм, а через него на факел для сжигания.

Нефть разделенная от попутных газов направляются через, труб d-114мм в ПНТП-63 (летный период) с целью нагрева. Нагретая до 50 С жидкость через трубопровод d-114мм поступить в сепаратор С-2 (КТУ) для выветривания от остаточных газов.

Газы выветривания через трубы d-57 мм под давление 0,1атм направляются на факел для сжигания. Жидкость, выветренная от остаточных газов, направляются в технологическую емкость V -50м3 для разделения.

В технологической емкости производиться обессоливание и обезвоживание нефти. В целях обессоливания нефти в технологическую емкость периодически закачивается пресная вода для водяной подушки. Для закачки пресной воды в систему подготовки построена насосная пресной воды с насосом 1,5/К6. пресная вода закачивается на линию нефтепровода d-168мм до сепаратора С-1 с давлением 4 атм. Толщина водяной подушки составляет 3,5-4 метра. Нефть поступает через нижний часть водяной подушки и отделяется от эмульсионной воды и промывается от солей и мех. примесей. Товарная нефть через трубопровод d-219мм, поступает в товарные емкости резервуарного парка.

Пластовые воды с технологической емкости через трубопровод d-168 мм поступают в нефтеловушки, где производиться отделение остаточных углеводородов и масел от пластовых вод. Очищенная вода сбрасывается в пруд испаритель, а углеводороды и масла перекачивается в резервуарный парк.

В товарных емкостях ведется учет нефти и отбирается пробы для анализа, с целью определения качества нефти. Нефть с соответствующим качеством через трубопровод

d-159мм подается на нефтеналивной гусак для отгрузки на автоцистерны для собственных нужд и в технологическую насосную по перекачки нефти для откачки нефти в нефтепровод.

В тех. насосной имеется два поршневых насосов НБ-32. Один насос рабочий, второй резервный. При необходимости два насоса можно эксплуатировать одновременно. Давление откачки колеблется от 12 атм. до 25 атм.

Нефть откачивается на нефтепровод « \_\_\_\_\_\_\_\_\_ – \_\_\_\_\_\_\_\_» d-168х12 мм который иметь охранную задвижку в 180 метрах от насосной, которая является границей коммерческого учета Между компанией «\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ и \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_».

9. Возможные неполадки технологического процесса, их причины и

способы устранения

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№п/п** | **Возможные неполадки** | **Причина неполадок** | **Как устранить неполадок** |
|  | На устье скважины давление повысился, но нет признаков движения флюидов. | а) возможно засорено мех. примесями и парафином штуцер. | Остановить скважину. закрыть коренную задвижку и задвижку шлейфа, стравить давление на отрезке от скважины до задвижки шлейфа до атмосферного, открыт фланец колодки, почистит штуцер или заменить. |
|  | На устье скважины давление снизился, нет признаков движения флюидов | б) скважина обводнено или причина в забое скважины. | Определить причину, провести исследование, составить план работы. По плану работы произвести ремонт скважины |
|  | Пропуск флюида:  - Через узлов соединения или в деталях ФА    - В обвязке устья скважины | а) Расслабились резьбовые узлы или промыто уплот. кольцо, фитинги.    Возможно, расслабились фланцы, свищ на сварочных стыках, порыв трубы. | Выше коренной задвижки.  Закрыть коренную задвижку и задвижку шлейфа, стравить давление на отрезке от скважины до задвижки шлейфа до атмосферного. Перетянуть расслабленных шпилек или заменить кольцо, фитингов.  Ниже коренной задвижки  Определить степень опасности, подогнать томпанажную технику, заглушить скважину раствором. Притупить к ликвидации неполадка  Остановить скважину. Стравить давление на устье, Притупить к ликвидации неполадка. |
|  | Упало давление на Блоке входных ниток | Возможно порыв в шлейфе скважин.    Возможно порыв в общем коллекторе нефтепровода | Определить на шлейфе, какой скважины имеется порыв, остановить скважину, закрыть задвижку на БВНе, стравить давление в шлейфе и приступить к устранению порыва. |
|  |  |  |  |

10.Расходные нормы сырья, реагентов и энергоносителей**.**

11.Материальный баланс процесса

12.Правила пуска, остановки и переключения на резервное

оборудование

13.Контроль производства

14.Отходы производства, сточные воды и выбросы в атмосферу

15.Основные правила безопасного ведения процесса.

Важнейшими условиями безопасного ведения технологического процесса на объектах добычи нефти являются:

* соблюдение технологических параметров, режима работы и производственной дисциплины;
* соблюдение норм, правил, положений и других руководствующих материалов по безопасному ведению работ;
* постоянный контроль за утечкой нефти и принятию мер по немедленному устранению;
* осуществление постоянного контроля за состоянием газовоздушной среды в производственных помещениях и на открытых площадках;
* обеспечение всего обслуживающего персонала соответствующими средствами индивидуальной зашиты
* разработка планов ликвидации возможных аварий и систематические тренировки по ним обслуживающего персонала;

16.Обязанности обслуживающего персонала для безопасного ведения

процесса

При эксплуатации нефтегазового месторождения \_\_\_\_\_\_\_ должны соблюдаться «Правила безопасной эксплуатации нефтегазодобывающей промышленности», во избежание создания аварийных ситуаций и обеспечения личной безопасности обслуживающего персонала. При этом следует исходить из того, что опасность обусловлена следующими факторами:

* Необходимостью работы во взрывоопасных и пожароопасных помещениях, необходимости обслуживания запорной арматуры, сепараторов, насосов, находящихся под высоким давлением и температурой;
* Выделением из газа и нефти компонентов, представляющих опасность для обслуживающего персонала, а при определенных условиях опасность взрыва или пожара;
* Необходимостью проведения газоопасных и огневых работ вблизи действующего технологического оборудования;
* Необходимостью круглосуточного обслуживания скважин и оборудования;

В соответствии с этим опасные и аварийные производственные ситуации возникают главным образом из-за нарушений тех. регламента при эксплуатации технологического оборудования при проведении ремонтных огневых работ с нарушением инструкций по технике безопасности.

Оператор по добыче нефти должен:

* Знать схему и назначение всех аппаратов, трубопроводов, арматуры, КИПиА, строго следить за их исправностью;
* Участвовать в осуществлении и поддержки заданного режима работы скважин;
* Следить за исправным состоянием всех элементов, узлов фонтанной арматуры и шлейфов;
* Принимать участи е в исправлении выявленных неисправностей, утечек нефти, газа, а так же в монтаже, демонтаже и ремонте оборудования устья скважин, сборных пунктов;
* Своевременно корректировать отклонения технологического режима от установленных норм;

Оператор по добыче нефти должен проверять работу скважин и установки, обращать особое внимание на:

* Режим работы скважин;
* Давление в межколонных пространствах;
* Уровни жидкости в емкостях для сбора нефти;

13.Защита технологического оборудования от коррозии

14.Спецификация основного технологического оборудования

**15.**Перечень обязательных рабочих инструкций по технике

безопасности