

Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Иркутский национальный исследовательский технический университет»

Кафедра «Нефтегазовое дело»

## О Т Ч Ё Т

по научно-исследовательской работе  
на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении  
(АО «Верхнечонскнефтегаз»)

Студента

\_\_\_\_\_  
(ФИО, группа, подпись)

Руководитель практики от кафедры

\_\_\_\_\_  
(ФИО, должность, подпись)

Допущен к защите \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(ФИО, подпись, дата)

Оценка по практике \_\_\_\_\_

(неуд., удовл., хор., отл.)

\_\_\_\_\_  
(ФИО, подпись, дата)

Содержание отчета на \_\_\_\_\_ стр.

Приложение к отчету на \_\_\_\_\_ стр.

Иркутск 2020

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ	
1. Общие сведения о месторождении.....	4
2. Геология месторождения.....	6
3. Физико-химическая характеристика нефти.....	9
4. Общая характеристика производственного объекта УПН-1.....	10
5. Описание технологического процесса УПН-1.....	12
6. Описание технологической схемы.....	14
6.1. Первичная сепарация и сброс воды.....	14
6.2. Термохимическое обезвоживание.....	16
6.2.1. Первый поток.....	16
6.2.2. Второй проток.....	18
6.3. Электрохимическое обессоливание.....	20
6.3.1. Первый поток.....	20
6.3.2. Второй поток.....	23
6.4. Концевая сепарация.....	25
6.5. Подготовка газа.....	25
6.6. Очистка пластовой воды на установке подготовки подтоварной воды....	27
6.6.1. Емкость сбора уловленной нефти.....	28
6.6.2. Вторичная очистка воды, отделенной от нефти.....	28
6.7. Подогрев пресной воды.....	29
6.8. Факельная система.....	29
6.8.1. Факельная система высокого давления.....	30
6.8.2. Факельная система низкого давления.....	31
6.9. Резервуарный парк. Нефтяные насосные.....	31
6.10. Дренажные емкости.....	32
6.11. Площадка налива нефти в автоцистерны. Насосная налива нефти Н-4... 33	
7. Методика подбора деэмульгаторов для промысловой подготовки нефти... 34	

8. Охрана труда при работе с деэмульторами на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении.....	37
8.1. Общие требования охраны труда.....	37
8.2. Требования охраны труда перед началом работы.....	39
8.3. Требования охраны труда во время выполнения работы.....	39
8.4. Требования охраны труда в аварийных ситуациях.....	40
8.5. Требования охраны труда по окончании работы.....	40
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ.....	41
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	60
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	61

## **ВВЕДЕНИЕ**

Развитие нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности напрямую связано с совершенствованием технологии подготовки и переработки нефти, разработкой и оптимизацией существующих процессов, обеспечивающих улучшение технико-экономических показателей и качества нефтепродуктов.

Одним из важных технологических процессов в нефтедобыче является промысловая подготовка нефти, в которой основную задачу составляет обезвоживание водонефтяной эмульсии.

Современные системы сбора и подготовки нефти являются сложным комплексом технологически взаимосвязанных объектов. Разнообразие технологических параметров разрабатываемых месторождений, различие природно-климатических условий и физико-химических свойств нефти требует различных решений при проектировании новых и обустройстве существующих объектов подготовки нефти.

В последние годы добыча нефти становится все труднее, потому что эксплуатационные объекты некоторых месторождений, как правило, находятся в поздней стадии, которая характеризуется высокой выработанностью залежей нефти и значительным обводнением продукции скважин, вследствие закачки в пласт воды для поддержания внутрипластового давления.

При постоянном повышении добычи нефти методом заводнения существует проблема постепенного изменения группового химического состава сырой нефти на скважинах, что способствует изменению типа

водонефтяной эмульсии при эксплуатации месторождения. В связи с этим требуются дополнительные расходы на исследование, тестирование, разработку и закуп новых реагентов, т.к. эффективность определенного реагента различна и зависит от состава нефти.

В процессе производственной практики были изучены особенности работы УПН-1 Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения. В соответствии с целями и задачами, благодаря полученным навыкам и умениям, был составлен отчет.

В настоящей работе представлены обработанные данные по технологической работе УПН-1, а также методике подбора деэмульгаторов для промысловой подготовки нефти.

В качестве дальнейшего улучшения процесса подготовки нефти на Верхнечонском НГКМ, помимо деэмульгаторов, предложено использование ВЧ и СВЧ электромагнитных полей для разрушения водонефтяных эмульсий.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

### 1. Общие сведения о месторождении.

В административном отношении Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Катангском районе Иркутской области. Районный центр – поселок Ербогачен находится в 100 км северо-западнее месторождения, село Преображенка – в 50 км к западу. Наиболее крупные населенные пункты: г. Киренск – в 250 км юго-восточнее, г. Усть-Кут в 420 км юго-западнее от Верхнечонского месторождения. Обзорная карта района работ с указанием трассы ВСТО приведена на рисунке 1.



## Рисунок 1 - Обзорная схема района работ

Район слабо заселен и освоен, местность покрыта труднопроходимой тайгой. Обустроенных автомобильных дорог в районе месторождения до последнего времени не было. В настоящий момент функционирует постоянная автомобильная дорога, соединяющая Верхнечонское и Талаканское месторождения. Река Чона несудоходна, река Нижняя Тунгуска судоходна 20-30 дней в паводковый период. Река Лена судоходна от п. Качаг до устья. Её особое транспортное значение определяется выходом к порту «Осетрово» - г. Усть-Кут, который расположен на Байкало-Амурской железной дороге. Основной объем грузов от г. Усть-Кут до месторождения перевозился автотранспортом по зимнику – расстояние 660 км. В летнее время грузы доставлялись водным транспортом по р. Лена от Усть-Кута до Витима – расстояние 741 км, автотранспортом от Витима до Р-111 – расстояние 246 км.

В качестве источников электроснабжения при проведении буровых работ на месторождении используются дизельные станции внутреннего сгорания.

Верхнечонское месторождение расположено в пределах Средне-Сибирского плоскогорья и представляет собой слабовсхолмленную равнину с относительными превышениями 120-150 м, абсолютные отметки колеблются от 320 до 470 м. В субмеридиональном направлении территорию месторождения пересекает р. Чона с её многочисленными притоками, из которых по площади месторождения протекают: Нельтошка, Вирая, Модчалуң, Игна́ли. Наряду с реками в районе месторождения имеются озера, старицы и болота. Озера большей частью пойменные и термокарстовые, развитые на плоских вершинах водоразделов и пологих склонах. Болота распространены по долинам рек и ручьев, относятся к типу надмерзлотных. Техническое водоснабжение месторождения может осуществляться из специальных водозаборных скважин. Для питьевого водоснабжения могут использоваться воды четвертичных и верхоленских отложений.

Климат резко континентальный, среднегодовая температура составляет минус 5,5 °С. Максимальная температура наблюдается в июле и составляет в среднем 17,7 °С, минимальная – в январе, составляя в среднем до минус 29,2 °С. В зимний период господствует мощный антициклон с солнечной

безветренной погодой. В это время происходит сильное выхолаживание приземного воздуха, что обуславливает сезонное промерзание грунтов на 1,5-2,0 м и островное развитие многолетней мерзлоты. Первые заморозки начинаются с конца августа. Толщина снегового покрова колеблется от 40 до 70 см и держится с октября по апрель.

По геокриологическому районированию территория месторождений относится к переходной области развития многолетнемерзлых пород от островного к прерывистому. Области островного распространения ММП характеризуются 30-60 % сплошностью, 30-200 метровой мощностью ММП. Температура многолетнемерзлых пород колеблется от минус 0,2 до минус 1,0 °С. В области прерывистого развития ММП сплошность их достигает 60-90 %, мощности нередко превышают 100 м, температура ММП достигает минус 1,5 °С.

Среднегодовое количество осадков 300-500 мм в год. Преобладают юго-восточное и северо-западное направления ветров со скоростью 1-3 м/с. Рассматриваемый район сейсмически неактивен.

Началом планомерного изучения северных районов Иркутской области послужило получение притока нефти Марковской опорной скважины в 1962 году. В 1971 году к северу от Марковского было открыто Ярактинское газоконденсатное месторождение. В 1970 году была пробурена параметрическая скважина в пределах Преображенского поднятия, что позволило выделить продуктивный карбонатный горизонт, из которого после соляно-кислотной обработки был получен приток газа. Дальнейшее продолжение комплекса геофизических исследований восточнее и южнее Преображенской площади позволило выявить ряд положительных структурных форм (Чонская, Даниловская, Ангоройская). В Чонской зоне было выделено несколько локальных осложнений – Чонский, Молчаланский и Верхечонский структурные носы, рекомендованные для постановки площадных исследований МОВ.

В 1975 году Восточно-Сибирским управлением по нефти и газу был составлен геологический проект бурения ряда параметрических скважин в центральной части Непского свода, из которых две скважины (122, 123) оказались в современном контуре месторождения. В них были получены промышленные притоки нефти и газа из песчаников нижненепской подсвиты. Параллельно с бурением велись сейсморазведочные исследования, что позволило подготовить к поисковому бурению в 1976 году верхечонское поднятие. В дальнейшем на месторождении была реализована программа поискового и разведочного бурения, законченная в 1993 году. Всего на месторождении на момент составления подсчёта запасов было пробурено 98 скважин.

Из местных строительных материалов наибольшее значение имеет лес. Кроме того, в районе месторождения имеются многочисленные выходы на дневную поверхность траппов, известняков, доломитов, которые могут быть использованы в качестве бутового камня для строительства дорог. В 130 км юго-западнее месторождения расположено Непско-Гаженское

месторождение калийных солей, запасы которого утверждены ГКЗ СССР в 1992 году.

В 2007 году ОАО «ВЧНГ» построен нефтепровод от месторождения до места врезки в строящийся магистральный трубопровод Восточная Сибирь – Тихий Океан. Диаметр нефтепровода составляет 530 мм, длина 92 км, пропускная способность более 10 млн м<sup>3</sup>.

## **2. Геология месторождения.**

В строении осадочного чехла Верхнечонского месторождения принимают участие породы протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Литологостратиграфическая характеристика разреза приводится по данным бурения скважин, результатам сейсморазведочных работ, материалам структурногеологической съемки 1:50000.

Общая толщина осадочных отложений (без траппов) на площади изменяется от 1176.0 до 1729.5 м, при преобладающих средних величинах до 1550.0 м. В пределах грабена, прослеживающегося в северо-восточной части площади, толщина осадочных отложений увеличивается до 1880 м. Глубина вскрытия пород фундамента колеблется от 1595.0 до 1761.8 м, в пределах грабена при глубинах от 1810 до 1880 м породы фундамента не вскрыты.

Анализ гидродинамических исследований 32 скважин верхнечонского объекта показывает, что коллекторы ВЧ1 и ВЧ2 порового и трещинно-порового типа имеют высокую послойную и зональную неоднородность.

Термобарические условия залегания продуктивных горизонтов не исключают возможность образования газовых гидратов в процессе бурения, освоения и разработки. Особенностью продуктивных горизонтов, осложняющей разработку месторождения, является засоленность породколлекторов при отсутствии опыта разработки таких месторождений, в том числе, методами заводнения.

Верхнечонское месторождение приурочено к большой флекуре, входящей в состав Непско-Ботуобинской антиклизы и осложняющей западный склон Пеледуйского куполовидного поднятия.

Представление о тектоническом строении месторождения сформировалось в результате обобщения комплекса сведений, полученных по материалам геолого-съемочных, структурно-картировочных, геофизических (сейсморазведка – МОВ, ОГТ, ТЗС; электроразведка – ТТ, ЗСБ; гравиразведка и аэромагнитная съемка) исследований и глубокого бурения.

Складка представляет собой изометричную вытянутую структуру юговосточного простирания, отчетливо выраженную по структурным подсолевым и, особенно, базальным поверхностям осадочного чехла.

В строении выделяются два структурных яруса: фундамент, представленный кристаллическими породами протерозой-архейского возраста, и осадочная толща, представленная отложениями нижнего, среднего и верхнего кембрия, нижнего отдела карбона и нижнего отдела юры, общей толщиной от 1176 м до 1729 м (без траппов).

В верхней части фундамента сформировалась кора выветривания, возникшая в результате преобразования магматических пород под влиянием факторов выветривания.

По генезису кора выветривания – остаточная, оставшаяся на месте залегания исходных пород, по морфологическому типу – площадная, характеризующаяся распространением в виде сплошного чехла, не имеющая заметной ориентировки в каком-либо направлении.

Толщина коры обычно варьирует от нескольких сантиметров до нескольких метров, реже достигает двух-трех десятков метров.

В осадочном чехле выделяются три структурных комплекса пород: подсолевой, солевой и надсолевой.

Принципиальное совпадение структурных планов отмечается по поверхностям фундамента, подсолевых отложений и осинского горизонта, а все вышележащие дислоцированы более сложно. Это обусловлено проявлением соляной тектоники, внедрением пластовой интрузии долеритов и, предположительно, гипергенным выщелачиванием каменных солей ангарской свиты.

Структурные поверхности подсолевого комплекса характеризуются наибольшей точностью построений.

Здесь фиксируются локальные пликативные изменения (осложнения) в виде структурных носов, выступов, террас, куполов, выраженность которых не превышает 15 м.

Изменение толщин терригенного комплекса контролируется двумя факторами.

Первый из них связан с сокращением толщин базального пласта Вч2 в северо-западном направлении.

Вторым фактором является возрастание толщин терригенных отложений в юго-восточном направлении за счет увеличения толщин пласта Вч2 и глинистой перемычки, что наряду с довольно стабильными толщинами пласта Вч1 приводит к возрастанию контрастности складки по подошве осадочного чехла и изменению ее площади и амплитуды.

По кровле терригенного комплекса, отождествляемого с отражающим горизонтом М2 (от 8 до 12 м выше кровли пласта Вч1), флексура имеет размеры 55×50 км по изогипсе –1260 м и площадь 1850 км<sup>2</sup>. Высота складки составляет 80 м.

По отложениям подсолевого карбонатного комплекса, до кровли осинского горизонта включительно, структурный план флексуры практически совпадает с вышеописанным планом кровли терригенного комплекса. Выше, до кровли бельской свиты, наблюдается удовлетворительное сохранение структурного плана и конфигурации складки, которые обуславливают стабильные толщины карбонатных и галитовых пластов.

По маркирующим горизонтам ангарской и литвинцевской свит структурный план претерпевает очень резкие изменения, приводящие к обособлению ряда локальных поднятий и мульд в контуре флексуры.

Контрастность их по сравнению с нижележащими горизонтами сильно возрастает, достигая 200 и более метров. Причины подобной перестройки заключаются в изменении толщин пластов и пачек каменных солей, что приводит, в свою очередь, к изменению соленасыщенности ангарской свиты.

Вторым существенным фактором, усложняющим структурный план по верхним горизонтам галогенно-карбонатного комплекса, является пластовая интрузия долеритов, приуроченная к отложениям ангарской, литвинцевской, верхоленской свит и карбона.

Траппы имеют сплошное распространение в пределах месторождения за исключением западной и юго-восточной окраины.

В целом толщины траппового тела изменяются в пределах месторождения плавно, однако, влияние интрузии на структурный план верхней части осадочного чехла проявляется достаточно четко. Выражается это в неравномерном распространении толщин ангарской, литвинцевской, верхоленской свит и карбона за счет постседиментационного внедрения интрузивной магмы.

Еще одно значительное осложнение в тектоническое строение месторождения внес грабен, находящийся в северо-восточной части площади.

Форму грабен имеет узкую, вытянутую в юго-восточном направлении. Размер в поперечнике не превышает 3 км. Размер по длинной оси (в пределах Иркутской области) составил 23 км.

Таким образом, по полученным сейсморазведочным данным северозападная часть выступа фундамента, а по подсолевым отложениям – зона сочленения двух относительно полого погружающихся моноклиналей оказывается раздробленной выявленными разрывными нарушениями на целый ряд блоков.

Обобщая материалы по тектоническому строению месторождения, следует сделать ряд выводов:

1. В разрезе Верхнечонской площади четко обособляются четыре стратиграфических интервала, отличающихся степенью дислоцированности – кристаллический фундамент, включая его кору выветривания; отложения терригенного, подсолевого карбонатного и нижней части галогеннокарбонатного (до кровли бельской свиты включительно) комплексов; отложения ангарской, литвинцевской, верхоленской свит и, наконец, отложения карбона и юры.
2. По поверхности кристаллического фундамента фиксируется отчетливо выраженный выступ, осложненный малоамплитудными смещениями различных знаков, а в северо-восточной части площади – грабеном.
3. По базисному горизонту Вч1 выраженность складки несколько снижается с соответствующим уменьшением ее высоты.
4. По горизонтам подсолевого карбонатного и галогенно-карбонатного комплексов, вплоть до кровли бельской свиты включительно,

проявляется удовлетворительная унаследованность структурного плана от целевых горизонтов.

5. По маркирующим поверхностям булайской, ангарской, литвинцевской и верхоленской свит фиксируется резкое усложнение структурного плана вплоть до обособления ряда локальных куполов и мульд.
6. Влияние интрузии долеритов на перекрывающие и вмещающие ее отложения (ангарская, литвинцевская, верхоленская свиты и карбон) более значительно, чем на подстилающие.
7. Интенсивность проявления разрывных нарушений (кроме грабена) может быть оценена как средняя и слабая, однако лишь заведомо подчиненную их часть можно отнести к категории нефтегазоконтролирующих.

### **3. Физико-химическая характеристика нефти.**

Плотность пластовых нефтей Восточной Сибири изменяется от 0,66 до 0,85 г/см<sup>3</sup>, преобладают значения 0,7- 0,8 г/см<sup>3</sup>, т. е. согласно существующей классификации, они относятся к классу «обычных».

Газосодержание варьирует от 72 до 250 м<sup>3</sup>/т, что значительно выше среднего статистического значения. Соответственно выше для большинства залежей и величины объемного коэффициента. Вязкость дегазированных нефтей в нормальных условиях колеблется в широких пределах и в целом также гораздо выше средней по России. В то же время, благодаря высокому газосодержанию и относительно небольшим пластовым давлениям, вязкость нефти в пластовых условиях невысока за исключением осинской залежи Верхнечонского месторождения. По той же причине значительно выше средних и коэффициенты сжимаемости нефти.

Химический состав растворенных газов приведен в таблице 7, где отмечается невысокое содержание двуокиси углерода, водорода и азота, близкое к средним по России. Количество азота в нефтяных газах не превышает 9,27 %, гомологов метана в них меньше, чем в среднем по России (45 %). В целом рассмотренные газы однотипны и какой-либо закономерности изменения их состава в пределах юга Сибирской платформы не установлено.

Характерная особенность пластовых нефтей Восточной Сибири – близкие значения давлений насыщения нефти газом и пластовых. Это обусловлено тем, что большинство залежей по фазовому состоянию относится к газоконденсатнонефтяным или нефтегазоконденсатным, в которых нефть находится в виде оторочек типа А и Б, при этом перемычки между нефтью и газонасыщенными частями пластов отсутствуют.

Развернутые сведения физико-химического состава нефти приведены в таблице 1.

Таблица 1. Физико-химический состав нефти.

Параметр	Значение	
	Объект разработки	Верхнечонский

	(Вч 1-2)	(Пр)
Глубина залегания кровли по вертикали (м)	1660	1630
Проницаемость по разрезу (среднее) (мД.)	От 10 до 12000	От 0,5 до 2,5
Пластовая температура °С	8-21	14
Начальное пластовое давление (атм.)	158	152,5
Текущее пластовое давление (атм.)	90-155	152,5
Газовый фактор (м <sup>3</sup> /т.)	50-200	50-2500
Плотность нефти (г/см <sup>3</sup> дегазированная)	0,849	0,850
Вязкость (мПа*с)	3,35	3,42
Объемный коэффициент нефти (д.е)	1,183	1,145

#### 4. Общая характеристика производственного объекта УПН-1.

УПН-1 является частью опасного производственного объекта «Пункт подготовки и сбора нефти (УПН-1)».

УПН-1 предназначен для промышленной подготовки пластовой нефти до I группы качества (ГОСТ Р 51858-2002) и транспортировки товарной нефти:

- до ГС для хранения;
- до ПСП для сдачи товарной нефти в трубопроводную систему «Восточная Сибирь – Тихий океан» ОАО «АК «Транснефть».

Проектные решения по подготовке и перекачки нефти на УПН-1 (ОРН):

- "Обустройство ВЧНГКМ на период опытно-промышленной эксплуатации» (мощность 1,5 млн. т/год), разработанный ООО «ВолгоУралНИПИгаз» (год ввода в эксплуатацию – 2009);
- "Система сбора, подготовки, внутрипромыслового транспорта нефти и обустройства скважин ВЧНГКМ. I очередь строительства" (мощность 3 млн. т/год), разработанный ОАО "ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ" (год ввода в эксплуатацию – 2011);
- "Система сбора, подготовки, внутрипромыслового транспорта нефти и обустройства Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения. I очередь строительства. УПН-1 техническое перевооружение до 4,5 млн. т/год", разработанный ЗАО "ГК "РусГазИнжиниринг" (год ввода в эксплуатацию – 2012);
- "Система сбора, подготовки, внутрипромыслового транспорта нефти и обустройства ВЧНГКМ. Полномасштабная разработка месторождения"

Площадка УПН-1 (техническое перевооружение до 6 млн. т/год)" (мощность 6 млн. т/год), разработанный ООО «Терра» (год ввода в эксплуатацию – 2012);

- «Реконструкция УПН-1», разработанный ОАО "ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ" (год ввода в эксплуатацию – 2013).

УПН-1 (ОРН) находится на территории ВЧНГКМ. ВЧНГКМ расположено на территории Катангского района Иркутской области в 250 км севернее города Киренска, в 120 км юго-восточнее п. Ербогачён и в 400 км северо-восточнее г. Усть-Кута, в труднодоступной, практически незаселенной местности. Ближайшим населенным пунктом является п. Преображенка. Транспортная сеть представлена зимниками и водными путями в период высокой воды.

Проектная мощность УПН-1 (ОРН) по подготовке товарной нефти составляет:

- 6 млн. т/год при обводнённости добываемого флюида до 40%;
- 4,5 млн. т/год при обводнённости добываемого флюида свыше 40%.

Наглядная схема движения автотранспорта и маршрута эвакуации с технологической площадки АО «ВЧНГ» приведены на рисунке 2.



Рисунок 2 - Схема движения автотранспорта и маршрута эвакуации с технологической площадки АО «ВЧНГ»

## 5. Описание технологического процесса УПН-1.

Подготовка нефти до I группы качества (ГОСТ Р 51858-2002) на УПН-1 (ОРН) заключается в выделении растворенного газа, отделении пластовой воды, снижении количества растворенных солей и механических примесей.

На УПН-1 (ОРН) предусмотрены две технологические линии подготовки нефти, каждая из которых включает в себя:

- аппараты I степени сепарации газа и сброса свободной воды;
- системы нагрева нефти;

- аппараты II ступени сепарации газа и сброса воды;
- электродегидраторы.

Технологические линии объединяются в одну перед КСУ. В КСУ нефть стабилизируется и направляется в резервуарный парк, где за счёт прохождения через слой воды и отстоя производится её доподготовка до I группы качества (ГОСТ Р 51858-2002). Из резервуарного парка товарная нефть посредством насосных агрегатов системы внешнего транспорта УПН-1 (ОРН) направляется на ПСП.

Стадии процесса подготовки нефти на УПН-1 (ОРН) изложены в Таблице 2.

Таблица 2. Стадии процесса подготовки нефти на УПН-1.

№ стадии процесса	Описание стадии процесса
I	<p>Скважинная продукция от нефтесборных коллекторов поступает на БМ-1,2 где разделяется на 2 основные линии. Во входные потоки скважинной продукции подаётся деэмульгатор, а для II технологической линии дополнительно предусмотрена подача слабоминерализованной воды. Предварительная сепарация скважинной продукции происходит на входных сооружениях. Входные сооружения позволяют обеспечить депульсацию и первичную сепарацию скважинной продукции (сброс свободой воды, отделяемой за время нахождения жидкости в аппаратах входных сооружений, и выделение основной части газа).</p>
II	<p>Вторая стадия процесса предусматривает нагрев и отстой нефти, обеспечивает необходимые условия для разрушения нефтяной эмульсии. Понижение давления в условиях повышения температуры обеспечивает дальнейшую дегазацию сырой нефти.</p> <p>Первый поток сырой нефти нагревается в теплообменниках Т-1/1,2 до температуры 5...7 °С, далее в теплообменниках Т-1/3А, 3В, 4 производится нагрев до 10 °С. Затем поток сырой нефти отстаивается в аппаратах Хитер-Тритер I типа (С-2/1,2,5,8). Перед аппаратами Хитер-Тритер I типа в поток сырой нефти предусмотрена подача пресной воды. В конструкции каждого аппарата Хитер-Тритер предусмотрена камера сжигания топливного газа и жаровая труба для подогрева поступающей жидкости отходящими дымовыми газами. Нагрев и отстаивание потока позволяет достичь остаточной обводнённости нефти на выходе из аппаратов не выше 5 % масс.</p> <p>При подаче пресной воды в количестве до 5 % масс. от количества нефти и слабоминерализованной воды с первой ступени обессоливания (аппараты Хитер-Тритер II типа) обеспечивает минерализацию остаточной воды не выше 1600...2000 мг/л.</p>

	Второй поток сырой нефти направляется в ПТБ-1/1,2,3,4, где нагревается до температуры 40...55 °С, далее направляется в ТФС-1,2,3 объемом 200 м <sup>3</sup> , где происходит отмыв солей за счет прохождения через водяные подушки аппаратов, динамический отстой эмульсии со сбросом выделившейся после нагрева свободной воды. Далее сырая нефть дегазируется в БЕ-1 объемом 150 м <sup>3</sup> .
III	Электрохимическое обессоливание сырой нефти осуществляется в аппаратах Хитер-Тритер II типа (С-2/3,4,6,7,9,10) для первого потока и в ЭДГ-1/1,2 – для второго потока. Температура процесса 40...55 °С обеспечивает остаточную обводненность нефти до 1,0 % масс. Подача пресной воды в смесители в количестве 12,5 % масс. от количества нефти обеспечивает минерализацию остаточной воды 200...2000 мг/л.
IV	Концевая ступень сепарации сырой нефти осуществляется в трех нефтегазовых сепараторах С-3/5,6,7 (объемом 150 м <sup>3</sup> каждый) при давлении не выше 0,02 МПа (изб.) и температуре не ниже 38 °С, что обеспечивает упругость паров товарной нефти не выше 66,7 кПа.
V	Процесс доподготовки сырой нефти до требований ГОСТ Р 51858-2002 осуществляется в резервуарном парке (РВС-6/1,2 и РВС-7/1,2). Общий объем резервуарного парка обеспечивает гидростатический отстой нефти в течение не менее 3 ч, что обеспечивает остаточную обводненность товарной нефти до 0,5 % масс. За счет наличия в резервуарах постоянно опресняемой водяной подушки, происходит обессоливание нефти до 20...100 мг/л. Насосы резервуарного парка обеспечивают подачу товарной нефти на насосы внешнего транспорта нефти, сброс водных «подушек», а также внутрипарковую перекачку товарной нефти, в случае необходимости.

Внешний транспорт нефти, осуществляемый насосами Н-1/5...9 (производительностью 250 м<sup>3</sup>/ч каждый), обеспечивает подачу товарной нефти в нефтепровод Ду 500 мм.

Очистка пластовой воды, перед подачей ее в систему ППД, осуществляется на установке подготовки подтоварной воды.

Для поддержания оптимальной температуры 18...30 °С в системе ППД предусмотрен подогрев пресной воды в ПТБ-1/5,6,7.

Подготовка газа, выделившегося в процессе сепарации нефти, производится в ГС-1, ГС-1/3,4, ГС-4. Газ направляется для использования на собственные нужды УПН-1(ОРН) в качестве топливного и продувочного газа, а также как топливо ЭСН-1, ЭСН-2 после сепарации в двухступенчатом трубном расширителе ТР-1/1,2 и ЭСН-3 после прохождения системы

подготовки и компримирования газа на ГКС. Утилизация сбросных газов на УПН-1 (ОРН) производится через факельные установки высокого и низкого давления, а так же через систему ГКС на ВПХГ.

Для поддержания необходимой температуры продукта, предотвращения его застывания, конденсации, образования гидратных пробок предусмотрена тепловая изоляция трубопроводов и оборудования. Для нефтепроводов, газопроводов, трубопроводов сброса с предохранительных клапанов, сбросов на факельные установки высокого и низкого давления, наземных дренажных трубопроводов предусмотрен обогрев электронагревательными элементами. Для обогрева газовых сепараторов и ТГР-1, используются наружные электронагревательные элементы. Для обогрева резервуаров товарной и некондиционной нефти, сепаратора факельного высокого давления СФ-1, емкостей дренажных предусмотрены внутренние змеевики с подводом теплофикационной воды.

## **6. Описание технологической схемы.**

### **6.1. Первичная сепарация и сброс воды.**

Пластовая смесь от нефтесборных коллекторов поступает в БМ-1,2.

На входных коллекторах к БМ-1,2 предусмотрен замер давления 0,5...1,2 МПа и температуры 0...12 °С с показаниями по месту и на АРМ. Предусмотрена также сигнализация предельных значений давления в трубопроводах.

Расчетное давление БМ-1 до отсечной электрозадвижки № 5 равно 4,0 МПа, аналогично, расчетное давление БМ-2 до отсечной электрозадвижки № 11 равно 4,0 МПа. Расчетное давление коллектора сбора скважинной продукции и аппаратов входных сооружений – 1,6 МПа, в связи с чем на коллекторе предусмотрены предохранительные клапаны PSV-004А,В со сбросом газожидкостного потока в СФ-3 объемом 100 м<sup>3</sup>.

Газ из СФ-3 поступает в ФКВД, а жидкость по уровню отводится в ЕД-10/1, 2 объемом по 100 м<sup>3</sup>.

В коллектор скважинной продукции после БМ-1 и БМ-2 подается дозировочным насосом деэмульгатор от БДР-1,2,4. Также предусмотрена подача воды из БЕ-2 насосами Н-9/1,2,3.

От БМ-1,2 скважинная продукция под давлением 0,5...1,2 МПа поступает в УПОГ-1,2. Параллельно пластовая смесь, проходя расширитель Р-1 и смесители СМ-4/1,2, поступает в УПОГ-3,4. В УПОГ-1,2,3,4 происходит отделение основного количества газа первой ступени сепарации, который отводится в ГС-1, ГС-1/3,4 объемом 50 м<sup>3</sup> каждый. На выходе газа с УПОГ-1,2,3,4 предусмотрен замер давления с показанием по месту.

Далее после УПОГ-1,2,3,4 нефтегазовая смесь направляется во входные сооружения, состоящие из пяти сепараторов С-1/1,2,3,4,5.

В сепараторах С-1/1,2,4,5 осуществляется разделение водонефтяной эмульсии со сбросом воды через клапаны-регуляторы межфазного уровня LCV-01, LCV-03, LCV-232, LCV-234 на УППВ.

Сырая нефть из сепараторов С-1/1,2,3 через клапаны-регуляторы уровня LCV-02, LCV-04 и LCV-05 направляется на подогрев в теплообменники Т-1/1,2,3А,3В,4 и далее на обезвоживание в аппараты Хитер-Тритер С-2/1,2,5,8 объемом 96,3 м<sup>3</sup> каждый по первой технологической линии подготовки нефти.

Сырая нефть из сепараторов С-1/4,5 через клапаны-регуляторы LCV-231, LCV-233 отправляется на подогрев в ПТБ-1/1,2,3,4 и далее на обезвоживание в ТФС-1,2,3 по второй технологической линии подготовки нефти.

Газ из сепараторов С-1/1,2,3,4,5 отводится в ГС-1, ГС-1/3,4. Давление газа 0,5...0,95 МПа в сепараторах поддерживается регулирующим клапаном РСВ-189, установленным на линии выхода газа из БИР на факельную установку высокого давления. Сброс газа из сепараторов С-1/1,2,3,4,5 производится в ФКВД.

В сепараторах С-1/1,2,3,4,5 предусмотрен замер давления, температуры, уровня с выводом показаний по месту и на АРМ оператора. Предусмотрена также сигнализация предельных значений давления и уровней в сепараторах.

При достижении аварийного минимального значения уровня в нефтесборных отсеках сепараторов С-1/1,2,4,5 автоматически закрываются электрозадвижки №№ 31, 38, 54, 64 на линии выхода нефти из сепараторов для набора уровня.

При достижении аварийного минимального значения уровня в водонефтяных отсеках сепараторов С-1/4,5 автоматически закрываются электрозадвижки на выходе воды из аппаратов №№ В25, В30.

При достижении максимального уровня в водонефтяном отсеке в сепараторах С-1/4,5 закрываются электроприводные задвижки №№ 50, 60 на линии подачи водонефтяной эмульсии в сепараторы.

На сепараторах С-1/1,2,3,4,5 установлены предохранительные клапаны, защищающие сепараторы от превышения давления.

Предусмотрена возможность сброса продувочного газа (азота) из сепараторов С-1/4,5 на свечу рассеивания.

Дренаж от сепараторов С-1/1,2,3 и УПОГ-1,2 поступает в ЕД-2, а дренаж от расширителя Р-1, УПОГ-3,4 и сепараторов С-1/4,5 поступает в ЕД-10/1,2.

## 6.2. Термохимическое обезвоживание.

### 6.2.1. Первый поток.

Сырая нефть от сепараторов С-1/1,2,3 поступает в теплообменники Т-1/1,2,3А,3В,4, где нагревается за счет теплофикационной воды до температуры  $\approx 10^{\circ}\text{C}$ .

Перед теплообменниками предусмотрена подача в поток водонефтяной эмульсии реагента от БДР-1,2, включающих в себя расходные емкости, насосы дозаторы с подачей реагента в три направления (к сепараторам С-1/1,2, к сепараторам С-1/3, в РВС-6/1,2, РВС-7/1,2), а также системы

отопления, вентиляции и освещения. В БДР-1,2 предусмотрен контроль загазованности и пожара. При достижении в помещении 10% НКППП предусмотрена сигнализация на АРМ и включение вытяжной вентиляции, при достижении 50% НКППП или при наличии пожара – сигнализация и останов вентиляции, а также останов всех электродвигателей. Наличие пожара сигнализируется в операторную.

В теплообменниках Т-1/1,2,3А,3В,4 предусмотрен замер давления и температуры прямых и обратных потоков с показанием по месту. Предусмотрена сигнализация предельных значений температуры подготовленной нефти на выходе из теплообменников.

Подогретая в теплообменниках Т-1/1,2,3А,3В,4 сырая нефть поступает на стадию обезвоживания в аппараты Хитер-Тритер С-2/1,2,5,8.

Равномерность загрузки аппаратов Хитер-Тритер С-2/1,2,5,8 обеспечивается контролем расходов нефти на выходе из каждого аппарата, а также контролем расходов воды и изменением давления в аппаратах клапанами-регуляторами давления в зависимости от количества жидкой фазы на выходе из каждого аппарата.

Каждый аппарат Хитер-Тритер С-2/1,2,5,8 имеет камеру сжигания топливного газа и жаровую трубу, обеспечивающую нагрев обрабатываемой нефти на 20...25 °С за счет температуры отходящих дымовых газов. В камеру сжигания аппаратов Хитер-Тритер С-2/1,2,5,8 предусмотрена подача топливного газа из ГС-2. Учет газа осуществляется с помощью СИКГ-3, установленного в БИР. Входящий в аппараты Хитер-Тритер С-2/1,2,5,8 поток жидкости попадает во входную секцию аппарата, где происходит отделение газа от жидкости. Газ, отделившийся от жидкости, поднимается вверх и через туманоуловитель поступает к выпускному газовому фланцу. Далее газ из аппаратов Хитер-Тритер С-2/1,2,5,8 через клапаны-регуляторы ВРВ-1/1,2,5,8, поддерживающие в сепараторе давление 0,17...0,60 МПа, отводится в ФКВД.

Для защиты аппаратов Хитер-Тритер С-2/1,2,3,4,5,6,7,8,9,10 от превышения давления над расчетным, равным 0,69 МПа, предусмотрены предохранительные клапаны со сбросом потока в ЕД-14 объемом 63 м<sup>3</sup>, оснащенную полупогружным насосом НП-14, который подает жидкость из емкости в РВС-6/1,2, 7/1,2.

В аппаратах Хитер-Тритер С-2/1,2,5,8 поддерживается давление топливного газа, подаваемого на горелки, 0,2...0,4 МПа с показаниями по месту и регистрацией на АРМ.

В аппаратах Хитер-Тритер сырая нефть спускается по желобам вдоль стенки аппарата на дно и далее проходит через нагретую водяную подушку. Подтоварная вода собирается на дне аппарата под жаровыми трубами в отстойной секции. Нагрев эмульсии при прохождении её в секции аппарата, где размещены жаровые трубы, вызывает быстрое коагулирование капель воды и разбивание эмульсии. Капли воды, выделившиеся из эмульсии, оседают на дно емкости и соединяются с водяной подушкой.

Далее водонефтяная нефть из секции нагрева поступает в секцию-коагулятор. Коагулятор состоит из множества расположенных друг над

другом рифленых полипропиленовых пластин. В условиях ламинарного потока капли нефти поднимаются и скапливаются на пластинах. Затем эти капли коагулируются и образуют нефтяную пленку на поверхности полипропиленовых пластин. Применение близко расположенных рифленых пластин создает большую площадь для коагуляции, на которой собираются капельки нефти, и этот отсек способствует большему столкновению капель. Отделенная нефть поднимается вверх и поступает в нефтяной отсек, откуда отводится через клапан-регулятор.

В коагуляторе аппаратов Хитер-Тритер С-2/1,2,5,8 поддерживается температура 15...55 °С с показанием по месту и регистрацией на АРМ оператора, кроме того, предусмотрено регулирование температуры, расхода топливного газа, подаваемого на горелки через клапан-регулятор.

В коагуляторе поддерживается уровень раздела фаз "нефть-вода" с выводом воды из аппарата через клапан-регулятор межфазного уровня в отстойном отсеке. Уровень нефти в нефтяном отсеке поддерживается клапаном-регулятором, установленным на линии выхода нефти из аппарата.

В каждом аппарате Хитер-Тритер С-2/1,2,5,8 предусмотрен контроль пламени дежурных горелок, температуры отходящих дымовых газов с показаниями параметров на АРМ оператора, сигнализацией погасания пламени и максимальной температуры отходящих дымовых газов.

При достижении температуры нефти в коагуляторе +55 °С, а также при погасании пламени дежурных горелок, либо повышении температуры дымовых газов выше +650 °С, закрывается клапан-регулятор и прекращается подача топливного газа на горелки аппарата Хитер-Тритер.

При достижении минимального уровня нефти в коагуляторе, по дискретному датчику, закрывается клапан-отсекатель по линии топливного газа и прекращается его подача на горелки аппарата.

При достижении уровня нефти в нефтяном отсеке аппарата Хитер-Тритер выше 100%, закрывается клапан-регулятор по выходу газа из аппарата и полностью открывается клапан по сбросу нефти из аппарата.

При отключении электроэнергии, подаваемой на аппарат Хитер-Тритер, либо при отключении контроллера аппарата, клапан-регулятор по выходу газа из аппарата переходит в нормально-закрытое положение, клапан по сбросу нефти из аппарата в нормально-открытое положение, прекращается подача топливного газа на горелки аппарата, в таком положении аппарат работает как «труба».

Дренаж аппаратов Хитер-Тритер С-2/1,2,5,8 осуществляется в ЕД-3, оснащенную полупогружным насосом НП-3. Возврат продукта из ЕД-3 осуществляется на прием аппаратов Хитер-Тритер С-2/1,2,5,8, на вход концевых сепараторов С-3/5,6,7.

В ЕД-3 контролируется температура и уровень с показанием по месту и регистрацией на АРМ. Также предусмотрена сигнализация предельных значений. Предусмотрен замер температуры теплоносителя на выходе из ЕД-3 с показанием по месту.

Включение и выключение полупогружного насоса НП-3 осуществляется по месту и дистанционно. На нагнетании насоса контролируется давление с показаниями по месту.

Сбрасываемая из сепараторов вода направляется на УППВ.

#### 6.2.2. Второй приток.

После сепараторов С-1/4,5 сырая нефть направляется на подогрев в ПТБ-1/1,2,3,4. Сырая нефть, подлежащая, нагреву по трубопроводу под давлением 0,5..0,8 МПа направляется во входной коллектор ПТБ-1/1,2,3,4. Далее по трубопроводам сырая нефть поступает в змеевики, расположенные в теплообменной камере. Двигаясь по секциям змеевиков, сырая нефть нагревается за счет тепла, отдаваемого продуктами сгорания топлива от 4-х форсунок и горячими дымовыми газами.

Перед горелками предусмотрена установка автоматических быстродействующих запорных клапанов, а также на печах подогрева нефти установлены электроприводные отсечные клапаны и шаровые краны с ручным управлением.

В качестве топливного газа используется газ, поступающий из ГС-2,4 в газорегуляторный пункт печи и далее в камеру сгорания, с давлением 0,025... 0,05 МПа и максимальным расходом 1300 м<sup>3</sup>/ч.

Для обеспечения стабильного процесса горения и полноты сгорания топлива предусматривается принудительная подача воздуха в камеру сгорания от блока вентиляторных агрегатов мощностью 45 кВт.

Дренаж ПТБ-1/1,2,3,4 осуществляется в ЕД-16, оснащенную полупогружным насосом НП-16. Возврат продукта из ЕД-16 осуществляется в РВС-6/1,2, 7/1,2.

Для приема промливневых стоков и разливов с площадок ПТБ-1/1,2 и ПТБ-1/3,4 предусмотрена ЕД-15, оснащенная полупогружным насосом НП-15. Промливневые стоки из ЕД-15 поступают на канализационные очистные сооружения, разливы нефти в технологические резервуары РВС-6/1,2, 7/1,2.

В ЕД-15,16 предусмотрен замер уровня с показаниями по месту и регистрацией на АРМ.

Включение и выключение насосов дренажных емкостей предусмотрено по месту и дистанционно.

На выходе из теплообменной камеры, подогретая до температуры 50... 55 °С сырая нефть собирается в выходном коллекторе и далее по трубопроводу с давлением 0,4...0,7 МПа направляется в ТФС-1,2,3.

В ТФС-1,2,3 происходит разделение водонефтяной эмульсии за счет нагрева жидкости в ПТБ-1/1,2,3,4 и гидростатического отстоя эмульсии. Сброс воды с ТФС-1,2,3 осуществляется через клапаны-регуляторы LCV-152,162,172 в трубопровод пластовой воды на УППВ, а нефть с обводненностью до 5 % через клапан-регулятор LCV-151,161,171 из нефтяного отсека поступает в БЕ-1.

Равномерность загрузки ТФС-1,2,3 обеспечивается как симметрией деления потока на три трубопровода, так и возможностью корректировки загрузки изменением давления в аппарате (возможность уменьшить или

увеличить уставку на клапане-регуляторе давления в аппарате в зависимости от количества жидкой фазы на выходе из каждого аппарата).

Давление 0,3...0,6 МПа в ТФС-1,2,3 поддерживается клапанами регуляторами PCV-151,161,171, установленными на линии сброса газа из ТФС-1,2,3 в ФКВД.

В ТФС-1,2,3 предусмотрен замер давления, температуры (до 55 °С), уровня с выводом показаний по месту и на АРМ. Предусмотрена также сигнализация предельных значений давления и уровней в сепараторах.

При достижении минимального значения уровня нефти в нефтесборном отсеке происходит автоматическое закрытие электрозадвижек №№ 122, 126, 130, установленных на выходе нефти из ТФС-1,2,3.

При достижении максимального уровня нефти в нефтяном отсеке происходит автоматическое закрытие клапанов PCV-151,161,171, установленных на линии выхода газа из ТФС. Для защиты ТФС-1,2,3 от превышения давления установлены предохранительные клапаны PSV-006А, В, (PSV-007А,В и PSV-008А,В). Дренаж трехфазных сепараторов ТФС-1,2,3 осуществляется в ЕД-10/1,2.

Аварийный и плановый сброс давления с каждого ТФС-1,2,3 осуществляется через электроприводные задвижки №№ Г76, Г81, Г86 на ФКВД.

Далее нефть от ТФС-1,2,3 поступает в БЕ-1 объемом 150 м<sup>3</sup>. Давление в БЕ-1 равно 0,05...0,25 МПа поддерживается клапаном-регулятором PCV-001, установленным на трубопроводе сброса газа из емкости. Газ из БЕ-1 может поступать через PCV-001 в ФКВД, также возможен сброс газа в ФКНД. Предусмотрена возможность отвода продувочного газа (азота) из БЕ-1 через ручную задвижку № Г97 на СР-1.

В БЕ-1 предусмотрен замер давления, температуры, уровня с выводом показаний по месту и на АРМ. Предусмотрена также сигнализация предельных значений давления и уровней в БЕ-1.

Далее дегазированная нефть из БЕ-1 насосами Н-7/1,2 подается на электрообессоливание в ЭДГ-1/1,2 объемом 200 м<sup>3</sup>.

На трубопроводе приема насосов Н-7/1,2 установлены фильтры ФЛ-7/1,2. Перепад давления на фильтрах измеряется с показанием по месту и регистрацией на АРМ, также предусмотрена сигнализация предельно максимального значения 0,05 МПа перепада давления на фильтре ФЛ-7/1,2.

Предусмотрен замер давления на нагнетании насосов Н-7/1,2, а также перепад давления между всасом и нагнетанием с показанием по месту и регистрацией на АРМ. При достижении аварийных значений перепада давления максимального 0,42 МПа и минимального 0,1 МПа между всасом и нагнетанием насос Н-7/1(2) автоматически останавливается. Предусмотрен замер температуры подшипников насоса с предупредительной сигнализацией максимального значения температуры 70 °С, при достижении аварийного максимального значения 80 °С насос Н-7/1 (2) автоматически останавливается.

Также на всасе насоса Н-7/1(2) предусмотрена подача деэмульгатора от БДР-4.

Дренаж насосов Н-7/1,2, фильтров ФЛ-7/1,2 предусмотрен в ЕД-11 объемом 12,5 м<sup>3</sup>, оснащенную полупогружным насосом НП-11, подающим некондиционную нефть из емкости в РВС-6/1,2, 7/1,2.

В ЕД-11 предусмотрен замер температуры и уровня с показаниями по месту и регистрацией на АРМ и сигнализацией предельных значений.

На нагнетании полупогружного насоса НП-11 предусмотрен замер давления 0,21...0,8 МПа с показаниями по месту и на АРМ, с сигнализацией предельных минимального 0,21 МПа и максимального 0,8 МПа значений на АРМ.

Включение и выключение полупогружного насоса НП-11 предусмотрено по месту и дистанционно.

Дренаж БЕ-1, ЭДГ-1/1,2 предусмотрен в ЕД-10/1,2, оснащенные полупогружными насосами НП-10/1,2, подающими некондиционную нефть в РВС-6/1,2, 7/1,2.

### 6.3. Электрохимическое обессоливание.

#### 6.3.1. Первый поток.

Обессоливание первого потока осуществляется в аппаратах Хитер-Тритер С-2/3,4,6,7,9,10. Аппараты Хитер-Тритер фирмы «Sivalls» представляют собой комбинированные установки подготовки нефти. Аппараты состоят из двух секций – секции нагрева и секции электростатического обессоливания.

В приемный трубопровод на входе нефти в каждый аппарат Хитер-Тритер на смесители подается подогретая в теплообменниках Т-2/1,2 до температуры 25...30°С пресная вода.

Для каждого аппарата Хитер-Тритер предусмотрено расположение всей запорно-регулирующей арматуры в отдельном отапливаемом блоке, примыкающем к аппарату Хитер-Тритер.

Равномерность загрузки аппаратов Хитер-Тритер С-2/3,4,6,7,9,10 обеспечивается контролем расходов нефти на выходе из каждого аппарата и контролем расходов воды и изменением давления в аппаратах клапаном-регуляторами давления в зависимости от количества жидкой фазы на выходе из каждого.

Каждый аппарат Хитер-Тритер имеет секцию нагрева нефти, в которой установлена жаровая труба, обеспечивающую нагрев обрабатываемой нефти за счет сжигания топливного газа до температуры 45...55 °С.

Также аппараты Хитер-Тритер имеют секцию электростатического обессоливания с установленными электростатическими решетками, работающими от трансформатора и обеспечивающими более четкое разделение водонефтяной эмульсии.

Входящий в аппараты Хитер-Тритер С-2/3,4,6,7,9,10 поток жидкости попадает в секцию нагрева аппарата, где происходит отделение газа от жидкости. Газ, отделившийся от жидкости, поднимается вверх и через

туманоуловитель поступает к выпускному газовому фланцу. Далее газ из аппаратов Хитер-Тритер С-2/3,4,6,7,9,10 через клапаны-регуляторы ВРV 2/3,4,6,7,8,9,10, поддерживающие в сепараторе давление 0,3...0,64 МПа, отводится в ФКВД.

Для защиты аппарата Хитер-Тритер от превышения давления над расчетным, равным 0,69 МПа, предусмотрены предохранительные клапаны со сбросом потока на факельную установку высокого давления.

В аппаратах Хитер-Тритер С-2/3,4,6,7,9,10 поддерживается давление топливного газа 0,2...0,4 МПа, подаваемого на горелки с показаниями по месту и регистрацией на АРМ.

В аппаратах Хитер-Тритер сырая нефть спускается по желобам вдоль стенки аппарата на дно и далее проходит через нагретую водяную подушку. Подтоварная вода собирается на дне аппарата под жаровыми трубами в отстойной секции. Нагрев эмульсии при прохождении её в секции аппарата, где размещены жаровые трубы, вызывает быстрое коагулирование капель воды и разбивание эмульсии. Капли воды, выделившиеся из эмульсии, оседают на дно емкости и соединяются с водяной подушкой. Укрупненные капли нефти поднимаются вверх в секции нагрева аппарата. Нефть протекает к пластинчатой коагуляторной секции аппарата Хитер-Тритер через распределитель, который обеспечивает равномерное распределение нефти в длину и в ширину секции электрической решётки. Это равномерное распределение потока минимизирует вертикальное движение жидкости. Нефть поднимается через электрическое поле высокого напряжения, находящееся между двумя решетками, которые придают электрический заряд мельчайшим каплям воды, оставшимся в нефти. Этот заряд способствует притяжению капель и их столкновению и образованию больших капель. Когда капли увеличиваются в размере, они начинают оседать за счёт гравитации в нижнюю часть аппарата Хитер-Тритер, где соединяются с водяной подушкой. Чистая нефть продолжает подниматься и собираться у нефтесборной трубы, которая направляют ее к выходу из аппарата Хитер-Тритер.

Электрическая система состоит из погруженного в масло трансформатора, устанавливаемого снаружи аппарата Хитер-Тритер и двух решёток, подвешенных одна над другой, помещаемых внутри аппарата Хитер-Тритер. Второстепенный выход из трансформатора подсоединён к нижней решётке. Трансформатор автоматически регулирует напряжение под разную электропроводность эмульсии. Когда электропроводность повышается, трансформатор автоматически настраивает напряжение на более низкое, а когда электропроводность возрастает – моментально повышает. Нижняя решётка изолирована от аппарата Хитер-Тритер за счёт подвесок, соединяющих изолирующие тефлоновые секции. Высоковольтная переходная муфта, изолирующая электрический кабель в месте его прохода через стену аппарата Хитер-Тритер, также выполнена из тефлона в качестве изолирующего материала.

Все компоненты рассчитаны для работы в условиях высокого электрического напряжения. В эти компоненты входят: изолированные подвески, муфты при входе в аппарат Хитер-Тритер, кабель, который передает высокое напряжение от трансформатора к встроенной нижней решётке, и выключатель по низкому уровню. Для того чтобы быть уверенным в том, что решётки всегда находятся в погруженном состоянии, когда активны, предохранительный выключатель-поплавок низкого уровня устроен таким образом, что при значительном падении уровня жидкости питание на решётки отключается. Подача электричества на решётку не возобновится, пока поплавковый механизм не поднимется.

Вода, выпадающая из эмульсии в секции нагрева, соединяется со свободной водой, скапливается в нижней секции ёмкости и поступает под распределяющий наконечник в секции электростатического обессоливания. Весь объем воды протекает вдоль нижней части ёмкости к выходу аппарата Хитер-Тритер и затем выходит через клапаны выпуска воды. Поток воды, сбрасываемый с аппаратов Хитер-Тритер С-2/3,4,6,7,9,10, разделяется на две части. Одна часть подается насосами на вход аппаратов Хитер-Тритер С-2/1,2,5,8. Вторая часть потока сбрасывается в БЕ-2.

В БЕ-2 происходит дегазирование воды при давлении 0,05...0,20 МПа со сбросом газа в ФКНД.

В буферной емкости объемом 16 м<sup>3</sup> поддерживается давление 0,05...0,20 МПа, предусмотрено измерение уровня с показаниями по месту и на АРМ оператора, а также сигнализация максимального и минимального уровня. На емкости установлены предохранительные клапаны, обеспечивающие защиту емкости от превышения давления, со сбросом в ЕД-10/1,2.

Слабоминерализованная вода из емкости БЕ-2 насосами Н-9/1,2,3 через клапан-регулятор уровня LCV-291 отводится на УППВ, также возможна подача на прием входных сооружений перед расширителем Р-1. Для насосов слабоминерализованной воды Н-9/1,2,3 предусмотрен замер перепада давления на фильтре с сигнализацией максимума 0,03 МПа по РДИТ-261, 271, 281, замер давления на нагнетании 0,8...1,1 МПа с показаниями по месту и на АРМ оператора. Предусмотрена сигнализация минимума и максимума давления, остановка насоса с выдержкой по времени при максимальном 1,1 МПа и минимальном 0,8 МПа давлении.

В аппарате Хитер-Тритер С-2/3,4,6,7,9,10 поддерживается температура 50...55°С с показанием по месту и регистрацией на АРМ оператора, кроме того, предусмотрено регулирование температуры расходом топливного газа, подаваемого на горелки.

В коагуляторе поддерживается уровень раздела фаз "нефть-вода" с выводом воды из аппарата Хитер-Тритер через клапан-регулятор межфазного уровня в отстойном отсеке. Уровень нефти в нефтяном отсеке поддерживается клапаном-регулятором, установленным на линии выхода нефти из аппарата Хитер-Тритер на концевые сепараторы С-3/5,6,7.

В каждом аппарате Хитер-Тритер С-2/3,4,6,7,9,10 предусмотрен контроль пламени дежурных горелок, температуры отходящих дымовых газов с показаниями параметров на АРМ, сигнализацией погасания пламени и максимальной температуры отходящих дымовых газов.

При температуре 55 °С, при предельных значениях уровня нефти в аппаратах Хитер-Тритер С-2/3,4,6,7,9,10, а также при погасании пламени дежурных горелок и температуре дымовых газов выше 650°С закрываются задвижки и прекращается подача топливного газа на горелки и открывается задвижка на сбросе топливного газа на факельную установку высокого давления. Кроме того предусмотрено прекращение подачи напряжения на электростатические решетки при аварийно-минимальном уровне нефти и аварийно-максимальном уровне раздела фаз нефть-вода.

При отключении электроэнергии, подаваемой на аппарат, либо при отключении контроллера аппарата Хитер-Тритер клапан-регулятор по выходу газа из аппарата переходит в нормально-закрытое положение, клапан по сбросу нефти из аппарата в нормально-открытое положение, прекращается подача топливного газа на горелки аппарата, отключается трансформатор: в таком положении аппарат работает как «труба».

Дренаж аппаратов Хитер-Тритер С-2/3,4,6,7,9,10 осуществляется в ЕД-3.

Нефть от аппаратов Хитер-Тритер С-2/3,4,6,7,9,10 объединяется с потоком от ЭДГ-1/1,2, далее поток подается в концевые сепараторы С-3/5,6,7.

### 6.3.3. Второй поток.

Обессоливание осуществляется в ЭДГ-1/1,2 объемом 200 м<sup>3</sup>. Для отмыва солей в ЭДГ-1/1,2 в смесители СМ-3/1,2, расположенные на входе в каждый аппарат, через клапан-регулятор расхода FCV-026,027 предусмотрена подача пресной воды. Подогретая до температуры 25...30 °С пресная вода подается от теплообменников Т-2/1,2.

Предусмотрен замер давления воды перед смесителем с показаниями по месту и на АРМ, а также сигнализация минимального давления воды. Для защиты ЭДГ-1/1,2 от превышения давления над расчетным на ЭДГ-1/1,2 предусмотрены предохранительные клапаны PSV-037А,В и PSV-038А,В, сброс с которых осуществляется в ЕД-10/1, 2.

Равномерность загрузки ЭДГ-1/1,2 обеспечивается контролем расходов нефти на выходе из каждого аппарата и изменением давления в аппарате (возможность уменьшить или увеличить уставку на клапане-регуляторе PCV-026,028 давления в аппарате в зависимости от количества нефти на выходе из каждого аппарата).

В ЭДГ-1/1,2 за счет температуры, действия деэмульгатора и электрического поля происходит разделение нефти и воды, при этом нефть с обводненностью до 0,5 % массовых выводится из верхней части аппарата через клапан-регулятор давления.

На трубопроводе выхода нефти из каждого ЭДГ-1/1,2 и на коллекторе выхода нефти предусмотрены влагомеры с показаниями и сигнализацией на

АРМ максимально допустимого содержания воды в 2 % масс. Выделившаяся в ЭДГ-1/1,2 вода может быть направлена, либо насосами Н-8/1,2,3,4 в коллектор нефти ПТБ-1/1,2,3,4 – ТФС-1,2,3, либо через клапан-регулятор уровня раздела фаз LCV-026,027 на вход УППВ.

В ЭДГ-1/1,2 предусмотрен замер давления, температуры и межфазного уровня с показаниями по месту и регистрацией на АРМ, а также сигнализацией предельных значений.

При появлении в ЭДГ-1/1,2 газовой фазы или максимально высокого уровня раздела фаз нефть-вода предусмотрено обесточивание трансформаторов на ЭДГ-1/1,2. При достижении аварийного минимального уровня раздела фаз нефть-вода предусмотрен останов насосов Н-8/1,2,3,4.

Аварийный и плановый сброс давления с каждого ЭДГ-1/1,2 осуществляется через электроздвижки №№ Г108, Г110 на факельную установку низкого давления. Предусмотрена возможность отвода продувочного газа (азота) из каждого ЭДГ-1/1,2 через ручные задвижки №№ Г107, Г109 на СР-1.

На входном трубопроводе насосов Н-8/1...4 установлены фильтры ФЛ-8/1...4, на которых предусмотрен замер перепада давления с показанием по месту и регистрацией на АРМ, а также сигнализация предельно максимального значения 0,05 МПа перепада давления.

Для насосов Н-8/1...4 предусмотрен замер давления на нагнетании насосов, а также перепад давления 0,25...0,85 МПа между всасом и нагнетанием насоса с показанием по месту и с регистрацией на АРМ. При достижении аварийных максимального 0,85 МПа и минимального 0,25 МПа значений перепада давления между всасом и нагнетанием предусмотрен автоматический останов насосного агрегата.

Далее поток подается в концевые сепараторы С-3/5,6,7.

Для приема промливневых стоков и разливов с площадки ТФС-1,2,3, площадки ЭДГ-1/1,2 и БЕ-1,2 предусмотрена ЕД-13 объемом 12,5 м<sup>3</sup>.

#### 6.4. Концевая сепарация.

Подготовленная нефть поступает в концевые сепараторы С-3/5,6,7 объемом 150 м<sup>3</sup>, где происходит стабилизация обессоленной нефти при температуре 45...55 °С и давлении 0,001...0,03 МПа, что обеспечивает подготовку нефти по параметру ДНП до значений ГОСТ Р 51858-2002 66,7 кПа.

Из концевых сепараторов С-3/5,6,7 сырая нефть поступает в РВС-6/1,2, РВС-7/1,2.

В концевых сепараторах С-3/5,6,7 предусмотрен замер уровня нефти с показаниями по месту и на АРМ.

Газ из концевых сепараторов С-3/5,6,7 сбрасывается в ФКНД.

Для защиты РВС-6/1,2; РВС-7/1,2 от возможного большого газовыделения предусмотрены предохранительные клапаны на концевых сепараторах С-3/5,6,7 с минимально возможным давлением настройки пружины, равным 0,05 МПа. Сброс газа с предохранительных клапанов

осуществляется на факельную установку низкого давления. Предусмотрена возможность отвода продувочного газа (азота) из каждого аппарата через ручные задвижки №№ Г402, Г405, Г408 на СР-1.

Дренаж концевых сепараторов С-3/5,6,7 осуществляется в ЕД-20 объемом 100 м<sup>3</sup>, оснащенную полупогружным насосом НП-20, который обеспечивает подачу некондиционной нефти в РВС-6/1,2, 7/1,2.

#### 6.5. Подготовка газа.

Для приема и подготовки отделившегося ПНГ от входных сооружений и УПОГ-1,2,3,4 предусмотрены ГС-1, ГС-1/3,4. Поток газа от входных сооружений первой и второй технологической линий объединяется и направляется в ГС-1, ГС-1/3,4.

В ГС-1, ГС-1/3,4 объемом 50 м<sup>3</sup> поддерживается давление 0,5...0,95 МПа клапаном регулятором PCV-189, установленным на линии сброса газа на факельную установку высокого давления.

Контролируется давление, температура и уровень конденсата с показаниями по месту и регистрацией на АРМ.

В ГС-1, ГС-1/3,4 предусмотрено регулирование уровня жидкости клапанами-регуляторами, установленными на трубопроводах выхода конденсата из сепараторов. Конденсат из ГС-1 через клапан-регулятор направляется в линию нефти от ПТБ-1/1,2,3,4 на ТФС-1,2,3. Конденсат из ГС-1/3,4 сбрасывается в линию нефти на вход аппаратов Хитер-Тритер С-2/1...10. Дренаж с ГС-1, ГС-1/3,4 осуществляется в ЕД-3.

Предусмотрена сигнализация предельных значений параметров (давления, аварийных уровней, температуры) в ГС-1, ГС-1/3,4. Для защиты от превышения давления выше расчетного на ГС-1, ГС-1/3,4 установлены предохранительные клапана со сбросом газа в ФКВД.

После предварительной очистки от капельной жидкости в ГС-1, ГС-1/3,4 газ направляется в газораспределительный пункт УПН-1(ОРН) - БИР и через ГС-4 –на ВЭЦ БКНС, ЭСН-1,2 (через двухступенчатый трубный расширитель ТР-1/1,2) и котельную УПН-1 (ОРН).

В ГС-4 объемом 1,2 м<sup>3</sup> контролируется уровень конденсата и температура с показаниями по месту и регистрацией на АРМ. В ГС-4 предусмотрено регулирование уровня жидкости клапаном-регулятором LCV-091, установленным на трубопроводе выхода конденсата из аппарата в ЕД-5. Предусмотрена сигнализация предельных значений параметров в ГС-4. На трубопроводе выхода газа из ГС-4 установлен предохранительный клапан PSV-010 со сбросом газа в ФКВД.

Давление в линии топливного газа на ЭСН-1,2 поддерживается клапаном-регулятором PCV-188. Давление в линии топливного газа на ВЭЦ БКНС поддерживается клапаном-регулятором PCV-519. Оперативный учет газа на котельную УПН-1 (ОРН) осуществляется через СИКГ-14, на ЭСН-1,2 – через СИКГ-13 (ШПУРГ).

В БИР происходит распределение газа по потребителям в пяти направлениях:

1 направление: поддержание давления во входных сооружениях, которое производится клапаном-регулятором давления "до себя", PCV-189, работающим при сбросе избытка газа на факельную установку высокого давления. Для предотвращения гидратообразования в ФКВД до клапана предусмотрена подача ингибитора гидратообразования от БДР-6. Измерение расхода газа, сброшенного на факельную установку высокого давления осуществляется на СИКГ-11, расположенном на факельном хозяйстве.

2 направление: через ГС-2 и узлы учета газа СИКГ-3 в качестве топливного газа на аппараты Хитер-Тритер. Также после СИКГ-3 существует линия подачи топливного газа на дежурные горелки факельной установки высокого и низкого давления (оперативный учет осуществляется на СИКГ-10).

В ГС-2 объемом 1,6 м<sup>3</sup> поддерживается давление 0,3...0,6 МПа клапаном регулятором PCV-037, установленным на линии входа газа в сепаратор. В ГС-2 контролируется давление, температура и уровень конденсата с показаниями по месту и регистрацией на АРМ. Уровень жидкости в ГС-2 поддерживается клапаном-регулятором LCV-036. Для защиты ГС-2 от превышения давления на аппарате установлен предохранительный клапан со сбросом газа в ФКВД.

3 направление: в линию подачи топливного газа на ПТБ-1/1,2 после ГС-2.

4 направление: в линию подачи топливного газа на ПТБ-1/3,4.

5 направление: в линию подачи топливного газа на ПТБ-1/5,6,7 и УПКГ.

Учет топливного газа на печи ПТБ-1/1...7 осуществляется в:

- СИКГ-15 в ПТБ-1/1,2;
- СИКГ-16 в ПТБ-1/3;
- СИКГ-17 в ПТБ-1/4;
- СИКГ-18 в ПТБ-1/5;
- СИКГ-19 в ПТБ-1/6;
- СИКГ-20 в ПТБ-1/7.

Также в блок-боксе БИР предусмотрен контроль загазованности и пожара.

#### 6.6. Очистка пластовой воды на установке подготовки подтоварной воды.

Отделение подтоварной воды происходит:

- во входных сооружениях (I ступень сепарации) – сепараторы С-1/1,2,4,5;
- в аппаратах второй ступени сепарации – ТФС-1,2,3 и аппараты Хитер-Тритер I типа;
- в аппаратах третьей ступени сепарации – ЭДГ-1/1,2 и аппараты Хитер-Тритер II типа;
- в технологических РВС-6/1,2, РВС-7/1,2.

Вода от I, II, III ступеней сепарации обладающая различной температурой и степенью загрязненности (содержание нефтепродуктов и

механических примесей) под избыточным давлением равным давлению в аппаратах I, II, III ступеней сепарации направляется на УППВ. Из РВС-6/1,2, 7/1,2 подтоварная вода направляется на УППВ при помощи насосных агрегатов Н-10/1,2 насосной некондиционной нефти.

Для предотвращения коррозии технологических трубопроводов, аппаратов и оборудования в подтоварную воду дозируются бактерицид и ингибитор коррозии.

Вода, отделенная от нефти, от технологических линий и производственно-дождевые стоки с УПН-1 (ОРН) поступают в БДВ-1,2,3,4 объемом 200 м<sup>3</sup>.

На направлениях потока жидкости к БДВ-1,2,3,4 установлены электроприводные задвижки №№ В1008, В1054, В1011, В1013.

Внутренняя полость емкости дегазатора при помощи переливной перегородки условно разделена на две зоны. Вода поступает в БДВ через входной патрубок, позволяющий первично разделить поток по поперечному сечению дегазатора. При этом выделяется свободная газовая фаза, которая поступает в газовую зону дегазатора.

Для сбора улавливаемой нефти в конструкции БДВ предусмотрена нефтяная секция, поступление нефти происходит через переливную перегородку. Регулирование уровня в секции осуществляется электроприводными задвижками №№ 1001...1004 путем сброса нефти в ЕД-108.

Выделяющийся газ отводится в ФКВД ПРМ через электроприводные задвижки №№ Г1001, Г1003, Г1005, Г1007. В аварийных ситуациях для защиты БДВ-1,2,3,4 от превышения давления сброс газа осуществляется в ФКВД ОРН через предохранительный клапан. В случае остановки БДВ-1,2,3,4 на ремонт или очистку предусмотрена возможность отвода продувочного газа (азота) из дегазаторов через электроприводные задвижки №№ Г1002, Г1004, Г1006, Г1008 на СР-2.

Вторая зона БДВ предназначена для приема воды. Эта зона ограничена переливной перегородкой и днищем емкости.

Для регулирования уровня очищенной воды предусмотрены электроприводные задвижки №№ В1009, В1010, В1012, В1014. Закрытие задвижек осуществляется по нижнему рабочему уровню воды и в случае аварии.

Сброс шлама от промывки и пропарки предусматривается в переносную емкость сбора шлама через дополнительные штуцера в днищах БДВ.

В БДВ-1,2,3,4 предусмотрен замер давления, температуры, уровня с выводом показаний по месту и на АРМ оператора. Предусмотрена также сигнализация предельных значений давления и уровней.

Для исключения избыточного давления внутри дегазаторов и обеспечения наполнения резервуаров воды, отделенной от нефти, РВС-8/1,2, БДВ-1,2,3,4 подняты на высоту 12 м.

#### 6.6.1. Емкость сбора уловленной нефти.

Сброс уловленной нефти из БДВ-1,2,3,4 осуществляется в ЕД-108 объемом 10 м<sup>3</sup>.

ЕД-108 предусмотрена в комплекте с полупогружным насосом НП-108. Контроль уровня в ЕД-108 обеспечивается работой насосного агрегата. Автоматический запуск насоса происходит при достижении максимального уровня в емкости, остановка – при минимальном уровне.

Подача водонефтяной смеси из емкости сбора уловленной нефти предусматривается в линию подачи нефти в аппарат Хитер-Тритер С-2/7, а также резервуар некондиционной нефти РВС-6/1, либо в линию подачи нефти в ТФС-1,2,3.

В ЕД-108 предусмотрен замер давления, температуры, уровня с выводом показаний по месту и на АРМ. Предусмотрена также сигнализация предельных значений давления и уровней.

#### 6.6.2. Вторичная очистка воды, отделенной от нефти.

Резервуары воды, отделенной от нефти

Очищенная вода из БДВ-1,2,3,4 подается в два резервуара воды, отделенной от нефти, РВС-8/1,2 объемом 5000 м<sup>3</sup> каждый.

Первоначальное заполнение РВС-8/1,2 осуществляется через электроприводные задвижки №№ В1055, В1056. Подача воды в рабочем режиме производится через электроприводные задвижки №№ В1014, В1017 с помощью вертикальных раздаточных устройств с оголовками.

Для улавливания оставшейся "плавающей" нефти в резервуарах предусмотрен лоток, расположенный на высоте 9,8 м. Лоток проложен с уклоном к отводящему патрубку. Сбор нефти осуществляется в емкость сбора уловленной нефти ЕД-108.

Для вывода РВС-8/1,2 из работы на время ремонта или аварии предусматриваются "байпасные" линии с электроприводными задвижками № № В1015, В1018.

В РВС-8/1,2 предусмотрен замер температуры, общего и межфазного уровней с выводом показаний на АРМ. Предусмотрена также сигнализация предельных значений уровней. Для предотвращения обратной аэрации воды, отделенной от нефти, предусмотрена работа РВС-8/1,2 под давлением, без доступа воздуха. РВС-8/1,2 оборудуются системой азотоснабжения для создания в них «азотной подушки» давлением 0,0015 МПа с целью предотвращения попадания кислорода из атмосферы в воду.

Очистка воды осуществляется в процессе динамического отстоя.

Для предотвращения замерзания воды в РВС-8/1,2 предусматривается система саморегулирующих греющих кабелей с теплоизоляцией.

Из РВС-8/1,2 очищенная вода подается на прием насосов Н-12/1...5 насосной станции воды, отделенной от нефти и далее через смеситель в систему ППД.

#### 6.7. Подогрев пресной воды.

С целью дополнения необходимого объема воды на закачку в пласт используется пресная вода от водозаборов в районе ГС.

Для поддержания оптимальной температуры в системе ППД 18...30 С предусмотрен подогрев пресной воды, подаваемой от насосной станции подачи пресной воды под давлением до 1,0 МПа.

Подогрев осуществляется в ПТБ-1/5,6,7. Пресная вода поступает на вход в печь с температурой 6 °С, далее вода поступает в змеевики, расположенные в теплообменной камере. Двигаясь по секциям змеевиков, вода нагревается за счет тепла, отдаваемого продуктами сгорания топлива от 4-х форсунок и горячими дымовыми газами.

ПТБ-1/5,6,7 работают за счет тепла сгорания попутного газа, поступающего из ГС-2,4 под давлением 0,3..0,6 МПа.

Для обеспечения стабильного процесса горения и полноты сгорания топлива предусматривается принудительная подача воздуха в камеру сгорания от блока вентиляторных агрегатов мощностью 45 кВт.

Дренаж ПТБ-1/5,6,7 осуществляется в емкость производственно-дождевых стоков.

В связи с низкой температурой воды на входе, печь будет работать в режиме конденсации. Часть водяных паров из дымовых газов будет конденсироваться в теплообменной камере. Данный конденсат отводится в ЕД поз. 001-510-Т-01 объёмом 16 м<sup>3</sup>. Удаление стоков из ЕД предусмотрено в трубопровод подачи воды на прием насосов БКНС-2 с помощью существующего полупогружного насоса НЦСГ-Е-12,5-150-П-3,0-А-УХЛ2 поз. 001-510-РМ-01.

На выходе из теплообменной камеры подогретая до температуры 26...60 °С пресная вода собирается в выходном коллекторе и далее по трубопроводу с давлением 0,4...0,7 МПа направляется в смеситель, а затем в систему ППД.

#### 6.8. Факельная система.

Факельная установка предназначена для сжигания постоянных и периодических газовых сбросов высокого и низкого давления от технологического оборудования.

Факельная система ОРН включает в себя:

- факельный коллектор высокого давления и факельный коллектор низкого давления;
- совмещенную факельную установку 103-Ф-3 высотой 60 м;
- факельный сепаратор высокого давления для приема газожидкостных сбросов СФ-3;
- сепаратор высокого давления СФ-1, работающий с накоплением жидкости;
- трубного газового расширителя ТР-1, работающего без поддержания уровня;
- блок управления факелом;
- блок запорно-регулирующий Б-1/1, 2.

Учет газа сжигаемого на факельной установке высокого давления осуществляется СИКГ-11. Учет газа сжигаемого на факельной установке низкого давления осуществляется СИКГ-12. Предусмотрена передача данных о расходе, температуре и давлении на АРМ УПН-1 (ОРН).

В начало факельных коллекторов высокого и низкого давления предусмотрена подача расчетного количества продувочного газа.

Предусмотрен вывод информации о наличии/отсутствии пламени дежурных горелок на местный щит управления, включение сигнализации на АРМ в момент отсутствия пламени.

#### 6.8.1. Факельная система высокого давления.

Сброс в ФКВД осуществляется от:

- ГС-1, ГС-1/3,4, ТФС-1,2,3, БЕ-1, аппаратов Хитер-Тритер С-2/1...10;
- СФ-3, принимающего газожидкостные сбросы от предохранительных клапанов PSV-004А,В, PSV-005А,В сооружений первичной сепарации;
- предохранительных клапанов сепараторов С-1/1,2,3,4,5, ТФС-1,2,3, ГС-1, ГС-1/3,4, ГС-2, ГС-4, аппаратов Хитер-Тритер С-2/3,4,6,7,9,10, клапанов PSV-012А,В на линии подачи газа на котельную и ЭСН-2;
- аппаратов УПОГ-1,2,3,4, расширителя Р-1.

Газ, поступающий на сжигание на факельную установку высокого давления, проходит через факельный сепаратор высокого давления СФ-1 объемом 40 м<sup>3</sup>, предназначенный для улавливания жидкости, унесенной газом из технологических аппаратов. В факельном сепараторе измеряется давление, температура и уровень с выводом показаний на АРМ.

Предусмотрена сигнализация предельных значений уровня.

При достижении максимального уровня производится открытие электроприводной задвижки № Д97 на линии сброса жидкости в ЕД-12/1 объемом 16 м<sup>3</sup>.

При достижении минимального уровня 200 мм производится закрытие задвижки № Д97.

Из СФ-1 газ поступает по трубопроводу на факельную установку 103-Ф-3. В трубопроводе газа после СФ-1 производится замер расхода сжигаемого газа с регистрацией показаний на АРМ.

В ЕД-12/1 поддерживается уровень с показаниями по месту и регистрацией на АРМ, с сигнализацией предельных значений.

ЕД-12/1 оснащена двумя полупогружными насосами НП-12/1а и НП-12/1в для откачки конденсата из емкости в РВС-6/1,2, 7/1,2.

Предусмотрен замер давления 0,46...0,98 МПа на нагнетании насосов НП-12/1а и НП-12/1в, а также автоматический останов насосов НП-12/1а и НП-12/1в при давлении в трубопроводе нагнетания меньше 0,46 МПа и при давлении в трубопроводе нагнетания больше предельного максимального 0,98 МПа.

Предусмотрен автоматический пуск насосов НП-12/1а и НП-12/1в по максимальному уровню в ЕД-12/1, возможен дистанционный пуск насосов НП-12/1а и НП-12/1в, а также по месту.

В СФ-1 поступает также газ из факельного сепаратора высокого давления СФ-3.

#### 6.8.2. Факельная система низкого давления.

Сброс в ФКНД ОРН осуществляется от концевых сепараторов С-3/5,6,7, ЭДГ-1/1,2, БЕ-1, БЕ-2 и линий «дыхания» дренажных емкостей.

Газ, поступающий на сжигание на факельную установку низкого давления, проходит через ТГР-1, предназначенный для улавливания жидкости, унесенной газом из технологических аппаратов. Показания давления, температуры и уровня в ТГР-1 выведены по месту и АРМ. Предусмотрена также сигнализация предельных значений.

Предусмотрен отвод конденсата из ТГР-1 в ЕД-12/2 объемом 16 м<sup>3</sup>.

В ЕД-12/2 поддерживается уровень с показаниями по месту и регистрацией на АРМ, с сигнализацией предельных значений.

ЕД-12/2, оснащена двумя полупогружными насосами НП-12/2а и НП-12/2в для откачки конденсата из емкости в РВС-6/1,2, 7/1,2. Предусмотрен замер давления 0,46...0,98 МПа на нагнетании насоса, а также автоматический останов насосов при давлении в трубопроводе нагнетания ниже 0,46 МПа и выше 0,98 МПа.

Предусмотрен автоматический пуск насосов НП-12/2а и НП-12/2в по максимальному уровню в ЕД-12/2, возможен дистанционный пуск, а также по месту.

#### 6.9. Резервуарный парк. Нефтяные насосные.

Резервуарный парк, включающий в себя РВС-6/1, РВС-6/2 РВС-7/1 и РВС-7/2 (номинальным объемом 5000 м<sup>3</sup> каждый) со стационарной крышей. Сырая нефть в РВС-6/1,2 и РВС-7/1,2 поступает из концевых сепараторов С-3/5,6,7. В трубопровод поступления нефти в резервуарный парк (перед аппаратами КСУ) предусмотрена подача пресной воды, для опреснения подушки резервуара, и ввод деэмульгатора от БДР- 1.

РВС-6/1,2, РВС-7/1,2 оснащены дыхательными клапанами КДС, защищающими резервуары как от высокого давления, так и от их вакуумирования.

Сырая нефть поступает в РВС-6/1,2, 7/1,2 при помощи распределительного трубопровода (маточника). Нефть, поступающая в резервуар, проходит через постоянно опресняемую водяную подушку высотой до 2,5 м. Далее происходит процесс статического, гравитационного отстаивания нефти в резервуарном парке.

Вход нефти в резервуары осуществляется на уровне 0,6 м.

Выход из резервуаров предусмотрен на уровнях 0,6 м, 5 м и 7 м.

Откачка товарной нефти из РВС-6/1,2 и РВС-7/1,2 осуществляется насосами товарной нефти Н-5/1...5 и насосом Н-11 на прием насосов внешнего транспорта Н-1/5...9.

Для обеспечения откачки товарной нефти по нефтепроводу УПН-1–ГС–ПСП предусмотрены насосы внешнего транспорта Н-1/5...9 с производительностью 250 м<sup>3</sup>/ч.

От насосов внешнего транспорта Н-1/5...9 товарная нефть под давлением до 6,3 МПа поступает на ОУУН. С ОУУН товарная нефть под давлением подается в нефтепровод внешнего транспорта на ПСП.

Откачка подтоварной воды осуществляется насосами Н-10/1, 2 на УППВ.

#### 6.10. Дренажные емкости.

Для приема дренажей трубопроводов оперативного узла учета нефти, а также БМ-1,2 предусмотрена ЕД-4 объемом 12,5 м<sup>3</sup>.

В ЕД-4 предусмотрен замер температуры и уровня с показаниями по месту и регистрацией на АРМ. Также предусмотрена сигнализация предельных значений.

ЕД-4 оснащена полупогружным насосом НП-4. На нагнетании полупогружного насоса НП-4 предусмотрен замер давления 0,6...0,98 МПа с показаниями по месту и на АРМ, с сигнализацией предельных минимального 0,6 МПа и максимального 0,98 МПа значений на АРМ. Включение и выключение полупогружного насоса НП-4 предусмотрено по месту и дистанционно.

Продукт из ЕД-4 полупогружным насосом НП-4 подается в линию подачи нефти на концевые сепараторы С-3/5,6,7.

Для сбора дренажей трубопроводов и остатка продукта при зачистке РВС-6/1,2, 7/1,2, а также приема дренажей трубной обвязки насосов товарной нефти Н-5/1...5, насоса внутриварковой перекачки Н-11 и насосов возврата некондиции Н-10/1,2 схемой предусмотрена ЕД-7 объемом 63 м<sup>3</sup>.

В ЕД-7 предусмотрен замер температуры и уровня с показаниями по месту и регистрацией на АРМ. Также предусмотрена сигнализация предельных значений. Предусмотрен замер температуры теплоносителя на выходе из ЕД-7 с показаниями по месту.

ЕД-7 оснащена полупогружным насосом НП-7. На нагнетании насоса НП-7 предусмотрен замер давления 0,4...0,98 МПа с показаниями по месту и на АРМ, с сигнализацией предельных минимального 0,4 МПа и максимального 0,98 МПа значений на АРМ. Включение и выключение полупогружного насоса НП-7 предусмотрено по месту и дистанционно.

Дренажные стоки из ЕД-7 подаются насосом в РВС-6/1,2, 7/1,2.

Прием дренажей и утечек от насосов внешнего транспорта Н-1/1...5 осуществляется в ЕД-9 объемом 12,5 м<sup>3</sup>.

В ЕД-9 предусмотрен замер температуры и уровня с показаниями по месту и регистрацией на АРМ. Также предусмотрена сигнализация предельных значений. Предусмотрен замер температуры теплоносителя на выходе из емкости с показаниями по месту.

ЕД-9 оснащена полупогружным насосом НП-9. На нагнетании насоса НП-9 предусмотрен замер давления 0,4...0,98 МПа с показаниями по месту и

на АРМ, с сигнализацией предельных минимального 0,4 МПа и максимального 0,98 МПа значений на АРМ. Включение и выключение насоса НП-9 предусмотрено по месту и дистанционно.

Дренажные стоки из емкости ЕД-9 подаются насосом в РВС-6/1,2, 7/1,2.

#### 6.11. Площадка налива нефти в автоцистерны. Насосная налива нефти Н-4.

Площадка налива нефти предназначена для отпуска нефти в автоцистерны с проведением товаро-коммерческих операций. Пункт налива включает в себя:

- Комплекс налива в автоцистерны 101-СН-1,2;
- 101-ЕД-21с полупогружным насосом 101-НП-21;
- 101-ЕД-22 с полупогружным насосом 101-НП-22;
- Операторная.

Для подачи товарной нефти на площадку налива нефти в автоцистерны используется насосная налива нефти Н-4, расположенная на УПН-1 (ОРН). Насосная оснащена двумя насосными агрегатами ЦНС 60-99 Н-4/1, 4/2. Управление насосной и выкидными электроаппаратами. 101-ХV-061(выкид Н-4/1), 101-ХV-062 (выкид Н-4/2) осуществляется с операторной площадки налива.

Пункт налива оборудован двумя комплексами налива в автоцистерны производительностью 75 м<sup>3</sup>/ч. Комплексы налива представлены блочно-комплектной установкой «слива – налива» - АТ модель 31А2(Н)1СВ производства ООО Производственная компании «Аргоси», в количестве двух установок налива. Управление системой осуществляется дистанционно с использованием контролера управления БИУ АТ-8870/1, а так же с помощью АРМ, расположенного в операторной пункта налива. Подробная работа системы изложена в руководстве по эксплуатации завода изготовителя АРБШ 2.833.751.00 РЭ.

101-ЕД-21 объемом 12,5 м<sup>3</sup> оснащенная полупогружным насосом НЦСГ-Е-12,5-60 предназначена для приема промливневых стоков и разливов нефти с технологической площадки налива. Раскачка ЕД-21 предусмотрена в передвижную автоцистерну.

101-ЕД-22 объемом 40 м<sup>3</sup> в комплекте с полупогружным насосом НЦСГ-Е-40-60 предназначена для приема дренажей нефти от пункта налива нефти в автоцистерны. Так же существует возможность приема нефти в ЕД-22 от автоцистерн. Раскачка емкости производится в коллектор Ду 80 на комплексы налива нефти в автоцистерны.

Системой автоматизации для каждой емкости 101-ЕД-21, 101-ЕД-22 предусмотрено:

- сигнализация аварийного высокого уровня;
- измерение текущего уровня с сигнализацией предупредительно низкого и высокого значений и аварийного низкого уровня;
- измерение текущего значения температуры с сигнализацией предупредительного низкого и высокого значений;

- измерение текущего давления на нагнетании полупогружных насосов 101-НП-21,101-НП-22 с сигнализацией аварийных низкого и высокого значений;
- состояние полупогружного насоса (работает, неисправность);
- дистанционное (оператором АРМ) управление (стоп) полупогружного насосом;
- сигнализация о пожаре в укрытии емкостей;
- измерение и сигнализация загазованности и температуры в укрытии емкостей.

На площадке налива нефти в автоцистерны предусмотрен контроль концентрации паров углеводородных газов (прекращения налива, запрет запуска двигателей автомобилей при превышении концентрации паров более 20 % НКПРП).

## **7. Методика подбора деэмульгаторов для промысловой подготовки нефти.**

При промысловой подготовке нефти на Верхнечонском месторождении широко применяются реагенты - деэмульгаторы, которые играют важную роль в разрушении водонефтяных эмульсий. Ассортимент применяемых деэмульгаторов и спектр их свойств настолько широки, что без сравнительной оценки комплекса свойств деэмульгаторов по единой обобщенной методике невозможно их грамотное и эффективное использование.

Деэмульгаторы - реагенты подготовки нефти, предназначенные для процессов сброса основного количества эмульгированной воды при естественной температуре, улучшения транспортных свойств высокообводненных эмульсий и глубокого обезвоживания нефтей при нагреве.

Деэмульгаторы являются поверхностно-активными веществами (ПАВ), т.е. веществами, молекулы которых состоят из полярных и неполярных групп. Они способны адсорбироваться на границе раздела фаз, образованных двумя отличающимися по полярности жидкостями (нефть и вода), и тем самым снижать межфазное натяжение.

Современные деэмульгаторы являются неионогенными ПАВ, гидрофильная часть молекулы которых представлена полимером окиси этилена, гидрофобная - полимерами различных классов органических веществ: окиси пропилена, фенолов, алкил фенолов, пропилен гликолей, крахмала, а также продуктов модификации окисей алкиленов.

Деэмульгаторы характеризуются физическими и реологическими свойствами, определяющими технологию их применения. Они отличаются друг от друга рядом свойств, таких, как, например, растворимость в водной и нефтяной фазах эмульсии, поверхностно – активные свойства, кинетика адсорбции на различных границах раздела фаз и т.п. Этим объясняется избирательность действия деэмульгаторов на нефтяные эмульсии.

При изменении числа молей окиси этилена (гидрофильная часть молекулы), либо гидрофобной части молекулы получают соединения, определенным образом сбалансированные по гидрофильно – гидрофобному балансу, и с определенной молекулярной массой. Это характеризуется относительной растворимостью деэмульгаторов. По показателю относительной растворимости деэмульгаторы подразделяют на 3 группы:

- 1 группа – водорастворимые деэмульгаторы;
- 2 группа – водомаслорастворимые деэмульгаторы;
- 3 группа – маслорастворимые деэмульгаторы.

Принадлежность деэмульгаторов к группам относительной растворимости характеризуется фенольным числом, значение которого составляет:

- для деэмульгаторов 1 группы - более 9;
- для деэмульгаторов 2 группы - от 6 до 9;
- для деэмульгаторов 3 группы – до 6.

Фенольные числа деэмульгаторов определяют по методике Гипровостокнефть.

Товарная форма деэмульгаторов содержит от 50 до 80 % поверхностно-активных веществ (активная основа), растворенных в смеси растворителей. В качестве растворителей для масло- и масло-водорастворимых деэмульгаторов используется метанол, смесь ароматических углеводородов и низших спиртов. В качестве растворителя водорастворимых деэмульгаторов используется водный раствор метанола.

Концентрацией и составом ПАВ и растворителя определяется вязкость товарной формы деэмульгатора. Деэмульгаторы должны быть маловязкими жидкостями. Особое значение имеет величина вязкости при отрицательных температурах. Значение динамической вязкости деэмульгаторов при температуре минус 40 °С не должно превышать ориентировочно 1500 мПа·с.

Растворимость деэмульгатора в воде обусловлена образованием водородных связей между молекулами воды и атомом кислорода полиоксиэтиленовой цепочки деэмульгатора. При повышении температуры водородные связи разрываются, и растворимость деэмульгатора в воде уменьшается. Температура, при которой происходит дегидратация оксиэтиленовых цепочек, называется температурой помутнения деэмульгатора. При этом фиксируется начало помутнения, дальнейшее повышение температуры приводит к выпадению деэмульгатора в осадок (фазовому расслоению раствора деэмульгатора). Температура помутнения зависит от концентрации и является показателем гидрофильно – гидрофобных свойств. У деэмульгаторов, имеющих большее сродство к воде (объясняющееся большей длиной полиоксиэтиленовых цепочек), температура помутнения, как правило, выше. Точкой помутнения принято считать температуру помутнения 1% - ного раствора деэмульгатора в воде.

После разрушения водонефтяной эмульсии деэмульгаторы распределяются в водной и нефтяной фазах. Степень перехода в каждую из фаз характеризуется коэффициентом распределения деэмульгатора. Он

рассчитывается, как доля деэмульгатора, перешедшего в воду, от общего его количества, введенного в эмульсию. Деэмульгатор всегда распределяется между углеводородной и водной фазами в соотношении, обусловленном свойствами фаз эмульсии и деэмульгатора, поскольку деэмульгатор любой марки содержит гидрофильные группы в сочетании с гидрофобными. Повышение температуры водонефтяной смеси  $\theta$  и увеличение минерализации водной фазы приводит к уменьшению растворимости деэмульгатора в воде. Однако этот процесс обратим. Вследствие изменения растворимости деэмульгатора в воде в зависимости от внешних факторов, под воздействием которых находится водонефтяная эмульсия (состав нефтяной фазы, обводненность, минерализация водной фазы, температура, интенсивность гидродинамического воздействия), является величиной, характерной для конкретных условий (системы). Коэффициент распределения, определенный в одинаковых условиях (модельные системы), является сравнительной характеристикой деэмульгаторов.

Деэмульгаторы, имеющие низкую температуру помутнения и невысокий коэффициент распределения (маслорастворимые), как правило, более эффективны для разделения эмульсий при низких температурах.

При использовании маслорастворимых деэмульгаторов улучшается качество отделяющейся дренажной воды, поскольку уменьшается переход в воду солюбилизированной нефти из-за незначительной доли перехода в воду деэмульгатора. Кроме того, ароматические углеводороды, которые используются в качестве растворителей для маслорастворимых деэмульгаторов, способствуют переходу нефти в воду в меньшей степени, чем низшие спирты, которые используются в качестве растворителей для водорастворимых деэмульгаторов.

Деэмульгаторам с небольшой долей перехода в воду свойственно образование устойчивых ассоциатов из капель эмульгированной воды при высоких расходах (передиспергирование). Такие деэмульгаторы должны использоваться для обработки эмульсии в системе нефтесбора с целью обеспечения сброса воды на УПС при ДНС, не оборудованных подогревом. При этом должны быть исключены передозировки деэмульгатора.

Необходимость дозирования деэмульгатора на УПН определяется степенью разрушенности эмульсии, поступающей на подготовку. При этом на УПН недопустимо применение деэмульгаторов с выраженным свойством передиспергирования.

Данная методика предназначена для определения в лабораторных условиях комплекса показателей, характеризующих конкретные свойства реагентов - деэмульгаторов, имеющие определенную значимость в различных технологических условиях применения с учетом совмещенной системы сбора и подготовки нефти, газа и воды.

Технологический и экономический эффект от применения деэмульгаторов может быть получен не только благодаря правильному подбору реагента, но и грамотному и рациональному использованию его в системе сбора и транспорта нефти и на установках подготовки нефти (УПН).

Контроль сырья, поступающего на подготовку, по определенным показателям позволяет оценивать эффективность использования деэмульгаторов.

Методика лабораторных испытаний и подбора деэмульгаторов устанавливает порядок определения следующих показателей:

- деэмульгирующая активность при низких температурах;
- деэмульгирующая активность при высоких температурах;
- степень передиспергирования при больших расходах;
- степень снижения вязкости эмульсии.

Методика применима для оценки сравнительной деэмульгирующей активности деэмульгаторов, используемых в технологических процессах промышленной подготовки нефти:

- предварительное обезвоживание (путевая деэмульсация, снижение гидравлических потерь, предварительный сброс воды на ДНС и УПН);
- глубокое обезвоживание.

Методика предусматривает решение следующих задач:

- определение сравнительной эффективности деэмульгаторов при заданных расходах;
- определение расхода деэмульгатора, необходимого для получения нефти заданного качества на ступенях предварительного и глубокого обезвоживания;
- оценка эффективности снижения вязкости эмульсии.

## **8. Охрана труда при работе с деэмульгаторами на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении.**

### **8.1. Общие требования охраны труда.**

К самостоятельной работе с деэмульгаторами допускаются лица:

- достигшие 18-летнего возраста;
- прошедшие медицинский осмотр и не имеющие противопоказаний по здоровью;
- прошедшие вводный инструктаж, первичный (повторный) инструктаж на рабочем месте;
- прошедшие стажировку на рабочем месте не менее двух недель, проверку знаний требований охраны труда и получившие допуск к самостоятельной работе;
- имеющие удостоверение по охране труда и пожарно-техническому минимуму.

Работники ЦППНиГ, работающие с деэмульгаторами, должны проходить:

- проверку знаний по основной и совмещаемым профессиям – 1 раз в год;
- проверку знаний требований охраны труда – 1 раз в год;
- проверку знаний по пожарно-техническому минимуму – 1 раз в год;

- подтверждение группы допуска по электробезопасности – 1 раз в год;
- повторный инструктаж на рабочем месте – 1 раз в 3 месяца;
- внеплановый инструктаж – при введении в действие новых стандартов или правил, при изменении технологического процесса или замене оборудования, при нарушении работником требований безопасности, при перерывах в работе более чем на 30 календарных дней;
- целевой инструктаж – при выполнении разовых работ, не связанных с прямыми обязанностями по специальности, при производстве работ, на которые оформляется наряд-допуск, и др.;
- периодический медицинский осмотр – 1 раз в год.

Каждый работник обязан знать и соблюдать требования Инструкции, основные физико-химические свойства применяемых деэмульгаторов, указанные в таблице 3.

Таблица 3. Основные физико-химические свойства деэмульгаторов.

Наименование	Цвет	Плотность (при 20 гр, ст/м.ку б)	Температура вспышки	Температура застывания	ПДК мг/с м <sup>3</sup>	Растворимость в воде
Диссольван	Светлый, прозрачный	0,895	10	До -30	5,0	растворим
Эмалсотрон	Светло-желтый	0,8-0,95	10	<-50	5,0	растворим
Сепарол	Светло-желтый	0,95-1,01	14-25	Ниже -30	5,0	не растворим

При работе с деэмульгаторами на работника могут действовать следующие опасные и вредные производственные факторы:

- движущиеся машины и механизмы;
- оборудование, работающее под давлением;
- низкая температура окружающей среды;
- воздействие паров вредных веществ;
- работа на высоте.

## 8.2. Требования охраны труда перед началом работы.

Надеть предусмотренную нормами специальную одежду и специальную обувь. Специальная одежда должна быть застегнута (запрещается в загазованных местах находиться в обуви со стальными гвоздями или накладками и в промасленной специальной одежде, обслуживать вращающиеся, движущиеся части оборудования в длиннополой одежде: шарфе, платке со свисающими концами и т.п.)

Ознакомиться с записями в сменном журнале. Ознакомиться с технологическим процессом предстоящих работ и с порученным заданием непосредственного руководителя, получить необходимый инструктаж в установленном порядке и расписаться в журнале выдачи заданий. Проверить технические средства защиты, предохранительные приспособления, средства пожаротушения. Аптечка должна быть укомплектована и находиться в специально отведенном месте.

Проверить наличие и исправность инструментов, их соответствие характеру работы. Разместить их в безопасном и удобном месте.

Выполняя обход необходимо проверить исправность технологического оборудования, заземления, наличие и исправность противопожарного инвентаря, наличие СИЗ, проверить работу электрооборудования.

### 8.3. Требования охраны труда во время выполнения работы.

Деэмульгаторы на объектах подготовки нефти применяются в виде водных и нефтяных растворов.

Разгружать бочки изображённые на рисунке 3, заполненные деэмульгатором, на разгрузочную площадку, а также сливать реагент из бочек в емкость следует исправными средствами малой механизации. По окончании слива бочку с ввернутой пробкой необходимо отправить на склад порожней бочкотары для дальнейшей обработки.

На запорной арматуре трубопроводов, насосов, должны быть номера, соответствующие технологической схеме.

Перед пуском насосов, расположенных в помещении, должна быть включена приточно-вытяжная вентиляция.

Перед пуском блока дозирования химреагентов необходимо проверить исправность системы подогрева, контроля и управления, исправность запорной арматуры трубопровода, заземления и освещения, системы вентиляции, а также наличие предупреждающих и предписывающих знаков и надписей. В технологическое помещение блока дозирования химреагентов входить разрешается через 10 минут после включения вентиляции.

Разогревать трубопроводы или емкости с застывшим деэмульгатором следует паром или горячей водой. Запрещается для этой цели применять открытый огонь.

Отбирать пробу деэмульгатора следует в специальной одежде, необходимо применять очки защитные, перчатки, респиратор. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК.

Обрабатывать бочки следует в специально отведенном месте, оборудованном промышленной канализацией. При обработке емкостей и бочек следует:

- выкачать из них остаток;
- очистить от грязи;
- промыть, пропарить;
- слить воду и просушить воздухом.

#### 8.4. Требования охраны труда в аварийных ситуациях.

При работе с деэмульгаторами возможны следующие аварийные ситуации:

- разгерметизация оборудования, находящегося под давлением;
- разгерметизация расходной емкости, тары;
- разлив реагента;
- пожар.

При возникновении аварий и аварийных ситуаций необходимо руководствоваться ПМЛА.

При происшедшем несчастном случае на производстве, травмировании, отравлении или внезапном заболевании, вызвать скорую помощь, известить мастера, начальника участка, руководство цеха. При необходимости вывести или вынести пострадавшего из опасной зоны и оказать ему первую помощь в соответствии с Инструкцией ОАО «ВЧНГ» «Оказание первой помощи» № ПЗ-05 И-0224 ЮЛ-405.

Работник обязан знать номера телефонов и другие средства экстренной связи, уметь ими пользоваться и немедленно осуществлять вызов в аварийных ситуациях.

До прибытия соответствующих служб работники должны срочно принять меры по ликвидации возгорания или аварии и оказать помощь пострадавшим.

#### 8.5. Требования охраны труда по окончании работы.

После окончания работ навести порядок на рабочем месте. Собрать инструмент, приспособления. Разлившуюся нефть в процессе работы, убрать в специальную тару, засыпать свежим грунтом.

Сообщить принимающему смену работнику о состоянии работающего и резервного оборудования, состоянии средств автоматики и контроля, средств связи, состоянии освещения. Необходимые сведения занести в «Сменный журнал».

По окончании рабочего времени снять специальную одежду, специальную обувь. При необходимости почистить и просушить, уложить в специально отведенное место хранения.

Сообщить непосредственному руководителю о проделанной работе и о выявленных в процессе работы неисправностях и недостатках.

## **НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ**

Открываемые в настоящее время перспективные нефтяные месторождения характеризуются низкой рентабельностью, небольшими запасами и высокими геологическими рисками. Для эффективной разработки таких месторождений требуются новые технологии и организационные подходы. Одними из них являются модульные и мобильные технологии, позволяющие работать гибко и быстро в условиях неопределенности.

Мобильные решения дают возможность заходить на участок месторождения, обрабатывать раннюю нефть, в случае успеха дальше осваивать этот участок месторождения, а в случае неуспеха – без серьезных потерь переходить на другой участок. При этом модульное решение должно иметь определенную гибкость. При разработке месторождения в процессе бурения появляются новые данные, которые надо учитывать, увеличивая или сокращая мощность инфраструктуры, минимизируя затраты и потери.

Известны многочисленные примеры применения блочно-модульных технологий в нефтяной и газовой промышленности. Самым масштабным и уникальным примером является обустройство Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения в 80-х годах XX века. Основным

решением по ускорению строительства установки подготовки газа на месторождении было применение суперблоков. Наиболее широко блочные подходы к изготовлению оборудования и обустройству месторождений применяются за рубежом (например, подразделение компании SAMSUNG по изготовлению технологических установок).

В данной научно-исследовательской работе мы рассмотрим вариант получения большей экономической эффективности от разработки месторождения путём осуществления ранней добычи нефти за счет привлечения мобильной блочной установки БМУПН.

## **1. Технологическая схема и описание процесса установки**

Технология подготовки нефти, газа и воды установкой БМУПН включает следующие процессы:

- регулирование давления газа;
- регулирование уровня жидкости;
- сепарацию нефти от газа и воды;
- использование реагента (деэмульгатора) в технологическом процессе;
- замер количества нефти и подачу на автоматизированную систему налива;
- замер количества воды и подачу на факельную установку для утилизации;
- замер количества газа и подачу на факельную установку для утилизации;
- хранение нефти и пластовой воды;
- защиту технологического оборудования и трубопроводов от превышения давления;
- аварийное отключение установки.

Технологическая БМУПН включает в себя:

- блок первой ступени сепарации БС-1;
- блок второй ступени сепарации БС-2;
- блок конечной ступени сепарации БС-3;
- блок хранения пластовой воды БХ-1;
- блок хранения нефти БХ-2;
- блок нагрева БН-1;
- насосный блок внешней перекачки нефти НБ-1;
- насосный блок внешней перекачки воды НБ-2;
- насосный блок внутренней перекачки БН-3;
- блок оперативного учёта продукта БУ-1;
- дренажная ёмкость ДЕ-1;
- арматурные блоки 1-6;
- факельная установка ГФУ-1;
- автоматизированная система налива АСН.

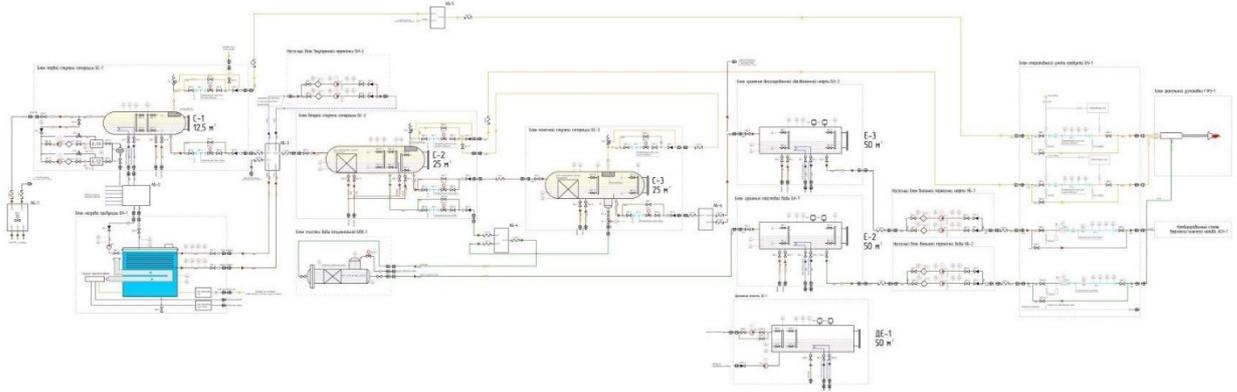


Рисунок 3 - Общий вид технологической схемы

## 1.2. Блок первой ступени сепарации

Блок первой ступени сепарации предназначен для приема продукции со скважин и отделения основного объема газа от жидкости. Частично дегазированная эмульсия из сепаратора через узел регулирования уровня поступает в блок подогрева. Выделенный попутный нефтяной газ очищается от капельной жидкости и через узел регулирования давления направляется для утилизации в горизонтальную факельную установку, часть газа используется на внутренние нужды МУПСВ. С целью более эффективного разделения нефтяной эмульсии в состав блока входит блок дозирования химического реагента, находящийся до сепаратора. Блок первой ступени сепарации показан на рисунке 4. На рисунке 5 показан общий вид блока.

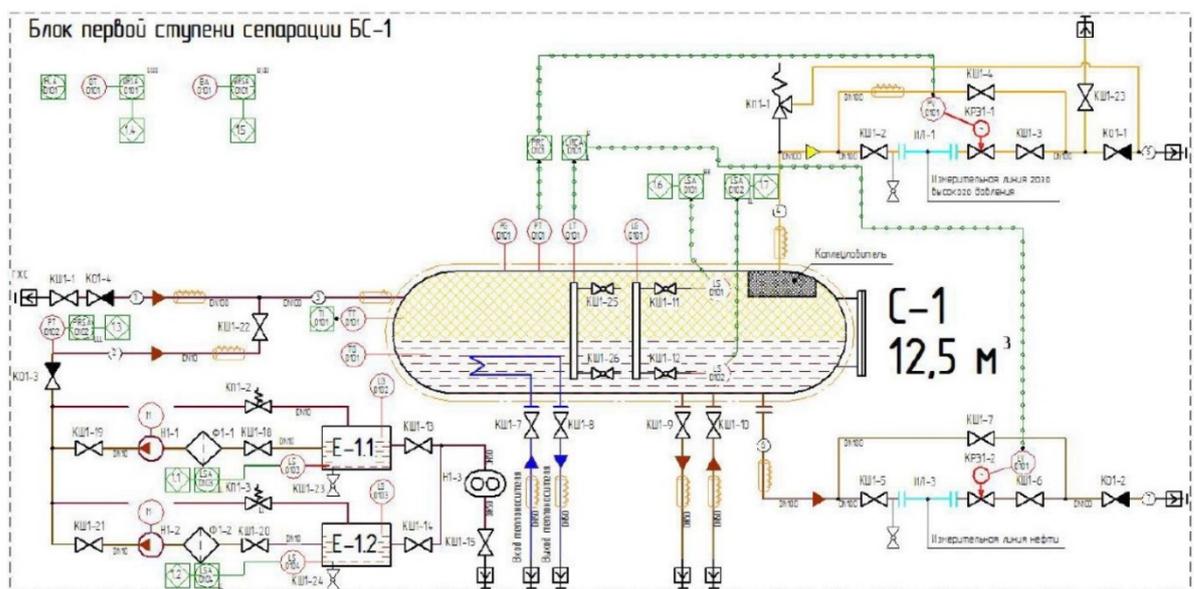


Рисунок 4 – Технологическая схема блока первой ступени сепарации

После смешения с реагентом ГЖС поступает в двухфазный сепаратор С-1, в котором происходит разделение смеси на газовую и жидкостную составляющие.

Для эффективного разделения газожидкостного потока внутри сепаратора предусмотрено входное устройство циклонного типа. Назначением

входного устройства является предварительное эффективное разделение газовой и жидких фаз, достигаемое за счет больших значений центробежной силы и, соответственно, фактора разделения. Входящая жидкость отклоняется к стенке трубы циклона, где образует пленку, которая затем стекает в нижнюю часть сосуда. Газ формирует центральное ядро вихря и удаляется через отверстие сверху в газовую фазу сепаратора. Главное преимущество устройства заключается в том, что в нем из жидкой фазы удаляется значительная доля нефтяного газа, предупреждая образование пены.

Для очистки отделившегося попутного нефтяного газа от взвешенных капель жидкости внутри сепаратора, перед выходным штуцером газа, предусмотрено устройство-каплеуловитель струнного типа.

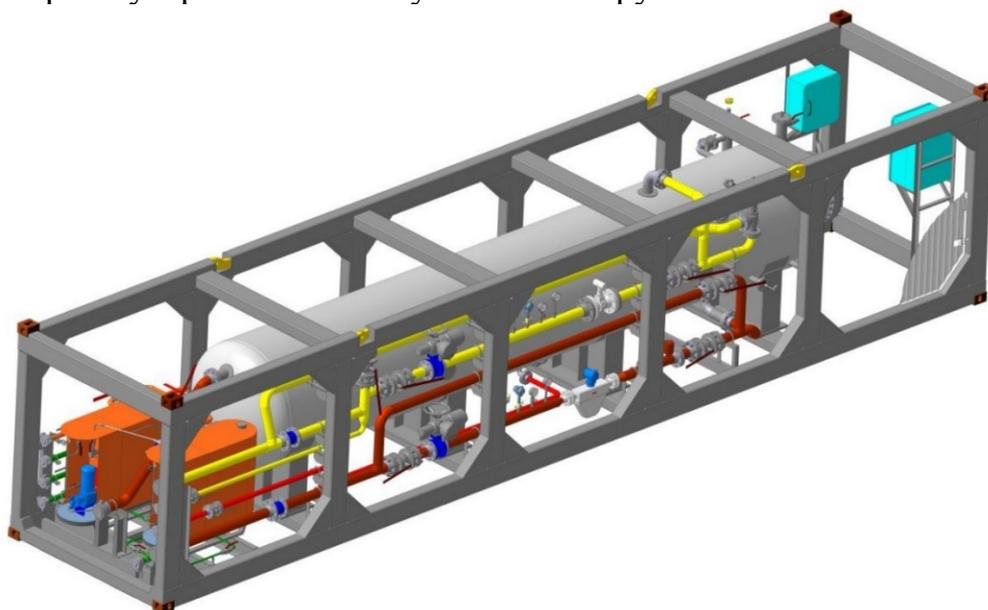


Рисунок 5 – Блок первой ступени сепарации

Штуцер выхода нефтяной смеси сепаратора С-1, оснащен антизавихрителем, предназначенным для предотвращения образования вихревых потоков рабочей жидкости при выходе из сепаратора.

Уровень жидкости в сепараторе, определяемый уровнемером (50% заполнения), поддерживается регулирующим клапаном, установленным на линии выхода ГЖС из сепаратора. При необходимости предварительного нагрева жидкости в сепараторе, от блока нагрева через арматурный блок АБ-2 поступает теплоноситель (вода, этилен- или пропиленгликоль) в теплообменное устройство сепаратора и отводится обратно в блок нагрева продукции. Дренаж с сепаратора С-1 осуществляется в дренажную емкость. Технические характеристики блока первой ступени сепарации показаны в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики сепаратора первой ступени.

Наименование показателей	Значение
--------------------------	----------

Давление на входе, МПа	от 0,35 до 4,0
Производительность по жидкости, м <sup>3</sup> /ч	70
Производительность по газу, м <sup>3</sup> /ч	700
Температура рабочей среды на входе в блок, °С	от -5 до 50
Вместимость аппарата, м <sup>3</sup>	12,5
Климатическое исполнение	ХЛ1 по ГОСТ 15150-69
Срок службы, лет	25

По срабатыванию сигнализатора верхнего аварийного уровня осуществляется прекращение подачи ГЖС на МУПСВ (аварийный останов МУПСВ). По срабатыванию сигнализатора нижнего аварийного уровня закрывается клапан и срабатывает аварийная сигнализация.

### 1.3. Блок второй степени сепарации

Блок второй степени сепарации предназначен для приема нефтяной эмульсии с первой степени сепарации и отделения газа и пластовой воды от нефти. Обезвоженная частично дегазированная нефть поступает на конечную степень сепарации. Отделившаяся пластовая поступает в дренажную емкость с дальнейшей перекачкой и утилизацией на ГФУ. Выделенный попутный нефтяной газ очищается от капельной жидкости и направляется для утилизации в горизонтальную факельную установку. Технологическая схема блока показана на рисунке 6.

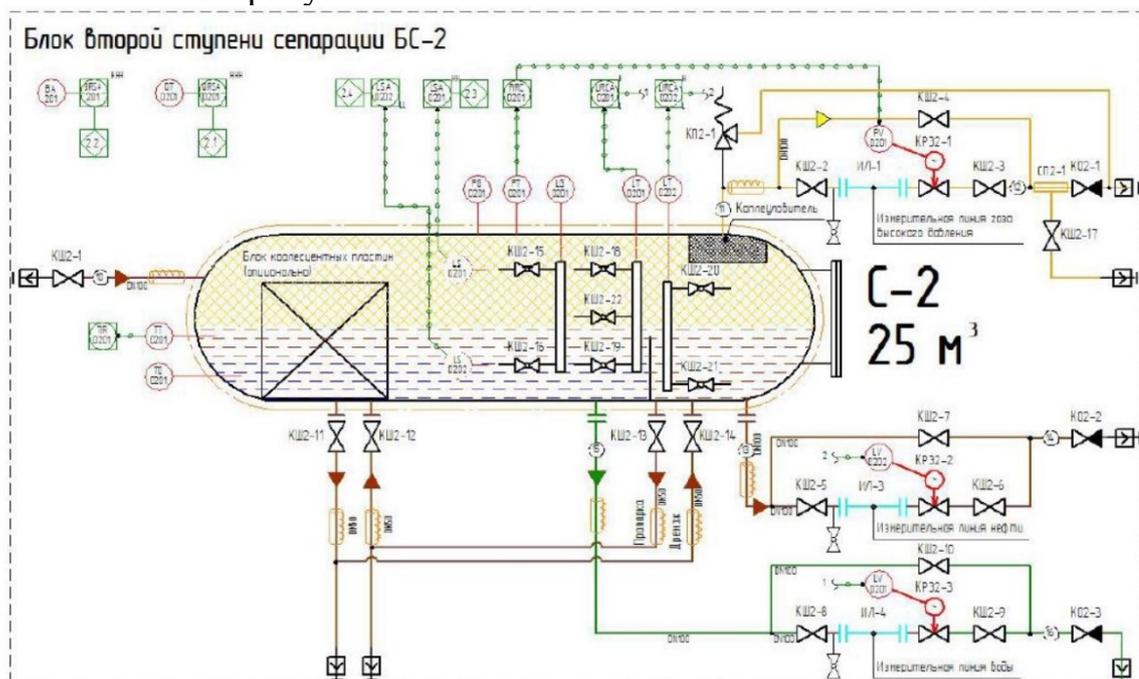


Рисунок 6 – Технологическая схема блока второй ступени сепарации

Для эффективного разделения газожидкостного потока внутри сепаратора предусмотрено входное устройство лопастного типа. Назначением входного устройства является снижение скорости потока и равномерное распределение газожидкостной смеси к стенкам сосуда при входе в сепарационную зону горизонтального сепаратора. При рассеивании и изменении направления движения происходит успокоение потока и минимизация эффекта капельного уноса.

Внутренняя часть сепаратора разделена на две секции, первая – для отстоя нефтяной эмульсии, вторая – для отвода отделившейся нефти. Сливная перегородка разделяет секции и, располагаясь по ходу потока жидкостной фракции, обеспечивает отдельный выход легкой фракции (нефти) – после перегородки и тяжелой (пластовой воды) – до перегородки. Высота перегородки определяет уровень жидкости, поддерживаемый в сепараторе. Отделившаяся нефть накапливается в верхней части отстойной секции и при достижении уровня перегородки переливается в секцию отвода нефти и выводится из сепаратора через узел регулирования уровня нефти. Отделившаяся пластовая вода накапливается в нижней части отстойной секции и отводится из нее через узел регулирования уровня пластовой воды. Общий вид сепаратора в блоке заводской готовности показан на рисунке 7.

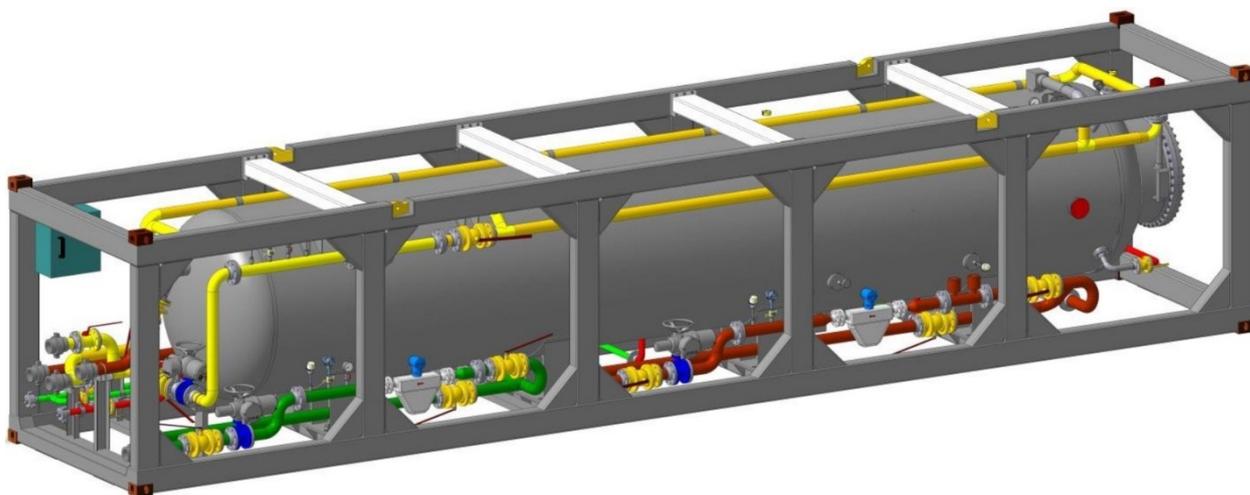


Рисунок 7 – Блок второй ступени сепарации

Конструкция сепаратора предусматривает возможность повышения эффективности разделения водно-нефтяной эмульсии за счет опционально устанавливаемого съемного внутреннего устройства – пакета коалесцентных пластин (коалесцера). Устройство коалесцера состоит из серии параллельных пластин, объединенных в блоки, сквозь который протекают жидкие фазы внутри сепаратора.

Штуцера выхода пластовой воды и нефти сепаратора С-2, оснащены антизавихрителями, предназначенными для предотвращения образования

вихревых потоков рабочей жидкости при выходе из сепаратора. Технические характеристики блока второй ступени сепарации показаны в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики сепаратора второй ступени.

<b>Наименование показателей</b>	<b>Значение</b>
Давление на входе, МПа	от 0,25 до 1,6
Производительность по жидкости, м <sup>3</sup> /ч	70
Производительность по газу, м <sup>3</sup> /ч	700
Температура рабочей среды на входе в блок, °С	от -5 до 50
Вместимость аппарата, м <sup>3</sup>	25
Климатическое исполнение	ХЛ1 по ГОСТ 15150-69
Срок службы, лет	25

#### 1.4. Блок конечной ступени сепарации

После блока второй ступени сепарации нефтяная смесь поступает в трехфазный сепаратор С-3 блока конечной ступени сепарации. Блок предназначен для приема обезвоженной частично дегазированной нефти со второй ступени сепарации и окончательной дегазации нефти. Обезвоженная дегазированная нефть поступает в емкость хранения нефти. Выделенный попутный нефтяной газ очищается от капельной жидкости и направляется для утилизации в горизонтальную факельную установку. Схема показана на рисунке 8.

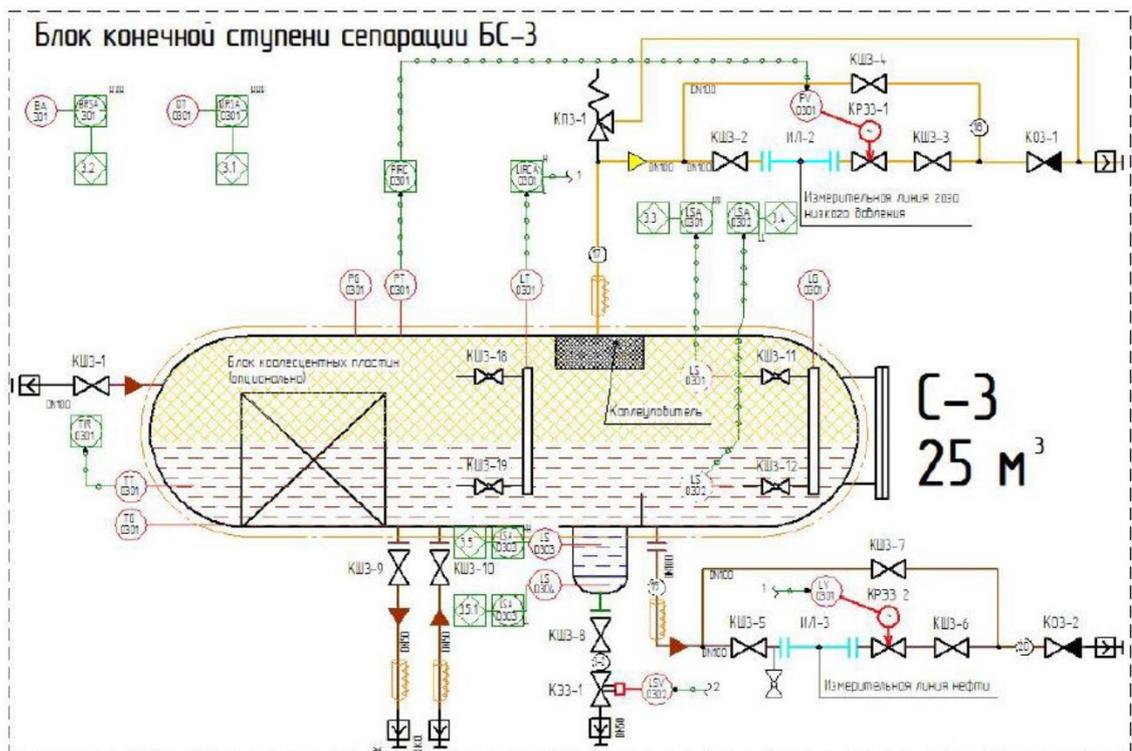


Рисунок 8 – Технологическая схема блока конечной сепарации

Внутри сепаратора предусмотрен колпак для отстоя отделившейся пластовой воды. Отделившаяся пластовая вода накапливается в нижней части колпака и отводится из него через узел регулирования уровня пластовой воды. После колпака установлена сливная перегородка. Высота перегородки определяет уровень жидкости, поддерживаемый в сепараторе. Нефть после перегородки переливается в секцию отвода нефти и выводится из сепаратора. Общий вид блока показан на рисунке 9.

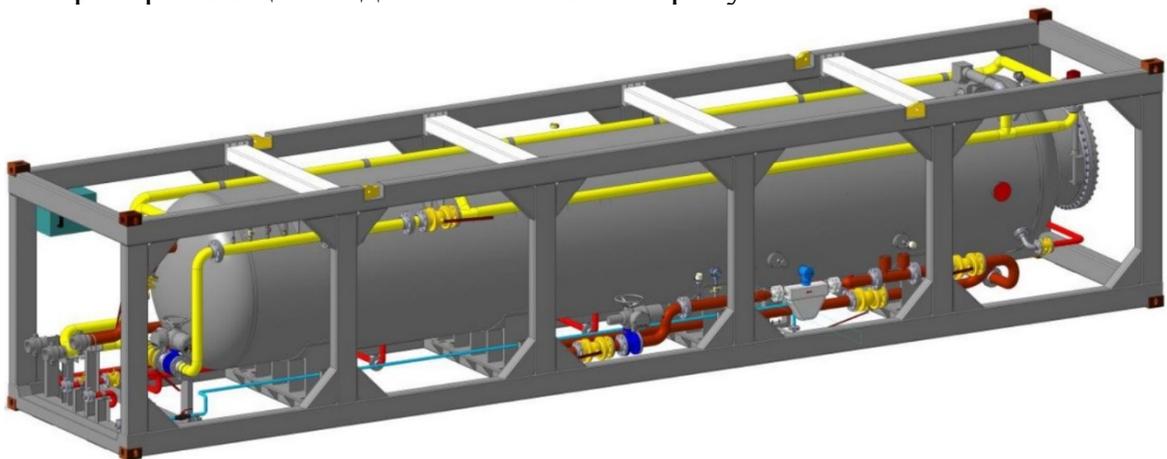


Рисунок 9 – Общий вид блока конечной ступени сепарации

Как и в сепараторе С-2, внутри сепаратора С-3 предусмотрено входное устройство лопастного типа. Также, предусмотрена возможность установки коалесцентных пластин для эффективного разделения нефтяной эмульсии. Для очистки отделившегося попутного нефтяного газа от капельной жидкости внутри сепаратора, перед выходным штуцером газа,

предусмотрено устройство-каплеуловитель. Штуцера выхода пластовой воды и нефти сепаратора С-3 оснащены антизавихрителями.

#### 1.5. Блок хранения дегазированной обезвоженной нефти и пластовой воды

После конечной сепарации нефть поступает в емкость хранения дегазированной обезвоженной нефти. Блок хранения пластовой воды, в свою очередь, предназначен для приема и хранения отделившейся воды с блоков сепарации.

Емкости представляют собой прямоугольный корпус с плоскими днищами, совмещенный с конструкцией силового каркаса. Прямоугольный корпус имеет усиленные ребра жесткости. Для гарантированного дренирования жидкости из емкости, дно корпуса имеет уклон к дренажному штуцеру. Общий вид блоков показан на рисунке 10.

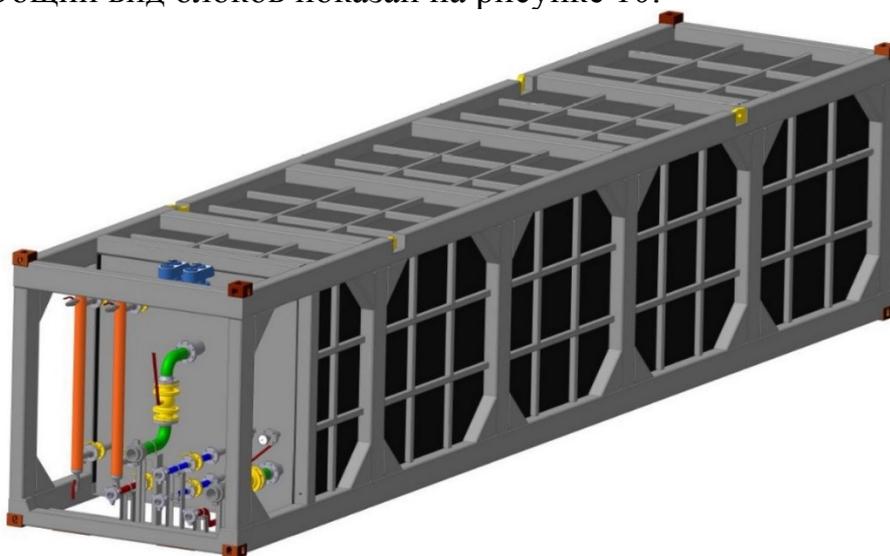


Рисунок 10 – Общий вид блоков хранения продукции

По срабатыванию сигнализатора верхнего аварийного уровня осуществляется прекращение подачи ГЖС на МУПСВ (аварийный останов МУПСВ). По срабатыванию сигнализатора нижнего аварийного уровня происходит отключение насосов в насосном блоке внешней перекачки.

#### 1.6. Блок нагрева продукции

Блок нагрева предназначен для нагрева нефтяной эмульсии с блоков первой ступени сепарации с дальнейшей транспортировкой нагретой эмульсии в блоки второй ступени сепарации, с функцией возможной подачи промежуточного теплоносителя на обогрев емкостного оборудования других блоков МУПСВ.

Блок нагрева не относится в части электрооборудования к взрывоопасным установкам. Блок представляет собой прямоугольную емкость (корпус) с ребрами жесткости для усиления конструкции и плоскими днищами, совмещенный с конструкцией силового каркаса. Внутри емкости размещены топка, показанная на рисунке 11 и два продуктовых змеевика, показанных на рисунке 12.

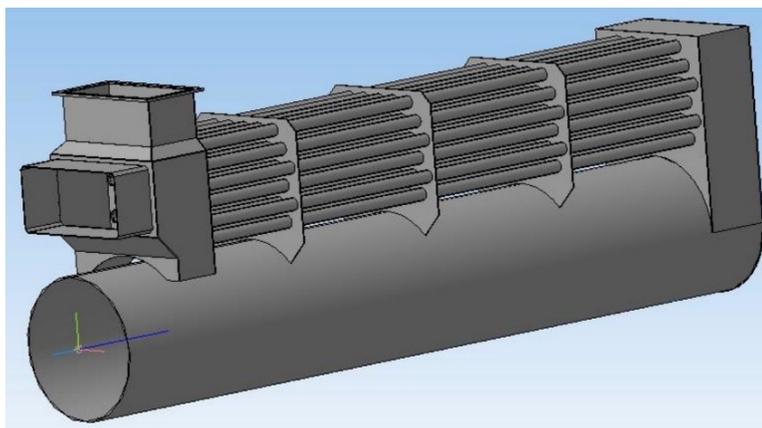


Рисунок 11 – Двухходовая топка

Для удобства обслуживания (осмотра и ремонта змеевиков, топки или корпуса) предусмотрена возможность независимой выкатки змеевиков из корпуса печи. Каждый змеевик выкатывается из топки вместе с закладными конструкциями при помощи роликовых устройств на прямоугольном крепежном фланце, после демонтажа съемных участков подводящих трубопроводов.

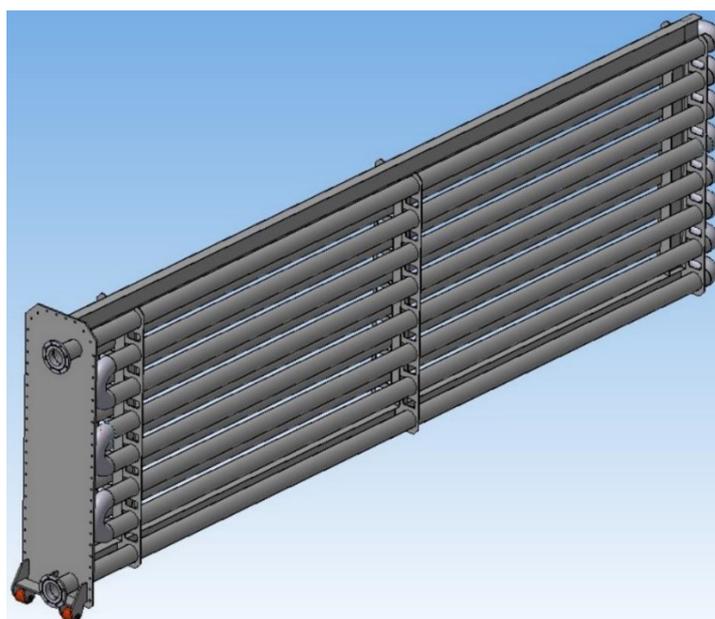


Рисунок 12 – Змеевик для блока нагрева

На силовой раме каркаса располагается технологический блок-укрытие. В блоке-укрытии располагается горелка с блоком подготовки топлива и шкафом управления горелкой. Над каркасом блока нагрева в рабочем положении расположены дымовая труба с интерцепторами и выносной вентилятор горелки. На время транспортировки дымовая труба и вентилятор демонтируется.

Нагрев ГЖС от промежуточного теплоносителя (вода, этилен- или пропиленгликоль) происходит в двух змеевиках установки блока. Максимальная тепловая мощность нагрева при помощи одного блока нагрева продукции составляет 1,2 МВт. В случае если требуется мощность нагрева

более 1,2 МВт, в состав блоков МУПСВ может быть включен последовательно расположенный второй блок нагрева продукции.

#### 1.7. Насосные блоки внешней перекачки нефти и воды

Насосные блоки внешней перекачки включают четыре насосных агрегата: два из которых (один основной, один резервный) предназначены для перекачки нефти от блоков хранения дегазированной обезвоженной нефти на комбинированный стояк верхнего/нижнего налива, либо в трубопровод; а два других (один основной, один резервный) предназначены для перекачки пластовой воды от блока хранения пластовой воды через блок оперативного учета продукта на блок факельной установки для утилизации. Блок перекачки нефти показан на рисунке 13, перекачки воды – на рисунке 14.

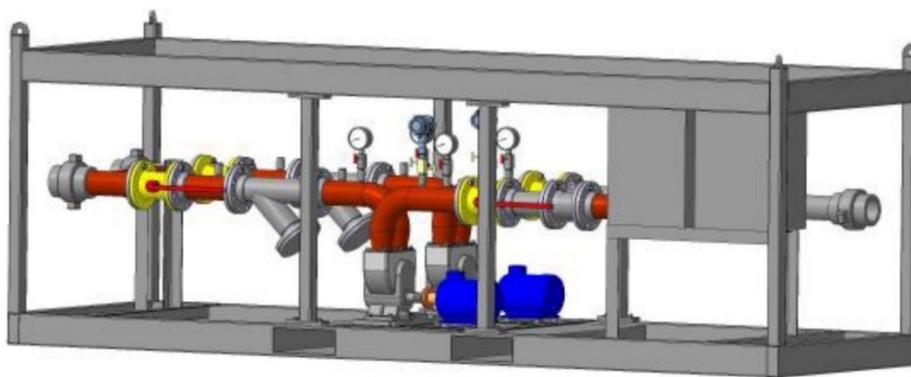


Рисунок 13 – Насосный блок внешней перекачки нефти

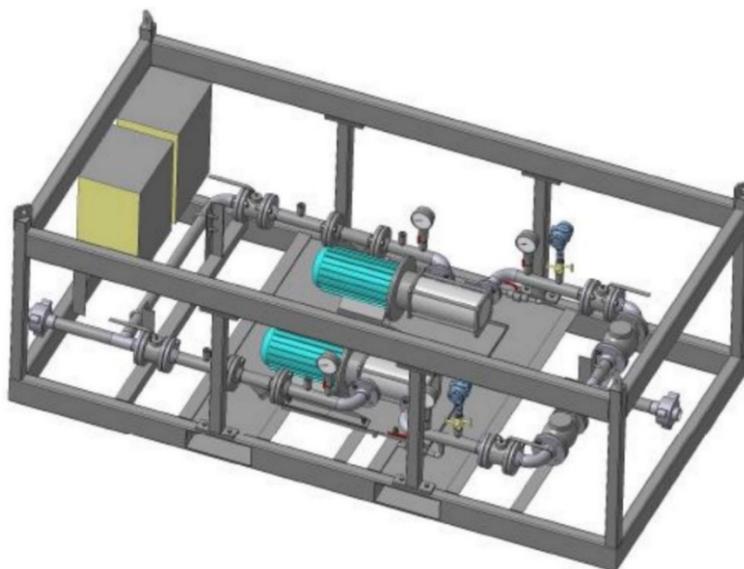


Рисунок 14 – Насосный блок внешней перекачки воды

#### 1.8. Блок оперативного учета продукции

Блок оперативного учета продукта предназначен для определения количества нефти, попутного нефтяного газа и пластовой воды в

поступающей газожидкостной смеси на выходе МУПСВ после ее разделения и подготовки в сепарационных блоках.

Газ высокого давления поступает в блок оперативного учета продукта по трубопроводу от блока первой ступени сепарации. Учет и измерение параметров газа происходит на измерительной линии газа высокого давления, включающей последовательно расположенные датчики (расход газа, давления, температуры, манометр и термометр). На газовой линии также предусмотрены шаровые краны для сброса газа на свечу, для подключения пробоотборника газа, сброса газа с пробоотборника, для дренажа и продувки. После учета и измерения основных параметров газ по трубопроводу подается на блок факельной установки.

Газ низкого давления поступает в блок учета продукта от блока второй ступени сепарации. Учет и измерение параметров газа происходит на измерительной линии газа низкого давления, включающей последовательно расположенные датчики. После учета и измерения основных параметров газ также подается на блок факельной установки.

Нефть поступает в блок оперативного учета продукта по трубопроводу от насосного блока. Учет и измерение параметров нефти происходит на измерительной линии нефти, включающей последовательно расположенные влагомер, расходомер, датчик давления, датчик температуры, манометр и термометр. Для периодического отбора проб нефти на нефтяной линии предусмотрен автоматический пробоотборник. Дренаж с нефтяной линии осуществляется в расположенный в блоке дренажный коллектор через специально предусмотренный шаровой кран. После учета и измерения основных параметров нефть подается на комбинированный стояк верхнего/нижнего налива, либо в построенный трубопровод. На рисунке 15 показан общий вид блока учета продукта.

Пластовая вода также поступает в блок оперативного учета продукта по трубопроводу от насосного блока. Учет и измерение пластовой воды происходит на измерительной линии воды, включающей последовательно расположенные расходомер, датчик давления, датчик температуры, манометр и термометр. Предусмотрен автоматический пробоотборник. Дренаж с водяной линии осуществляется в расположенный в блоке дренажный коллектор. После учета и измерения основных параметров пластовая вода подается на блок факельной установки для утилизации.

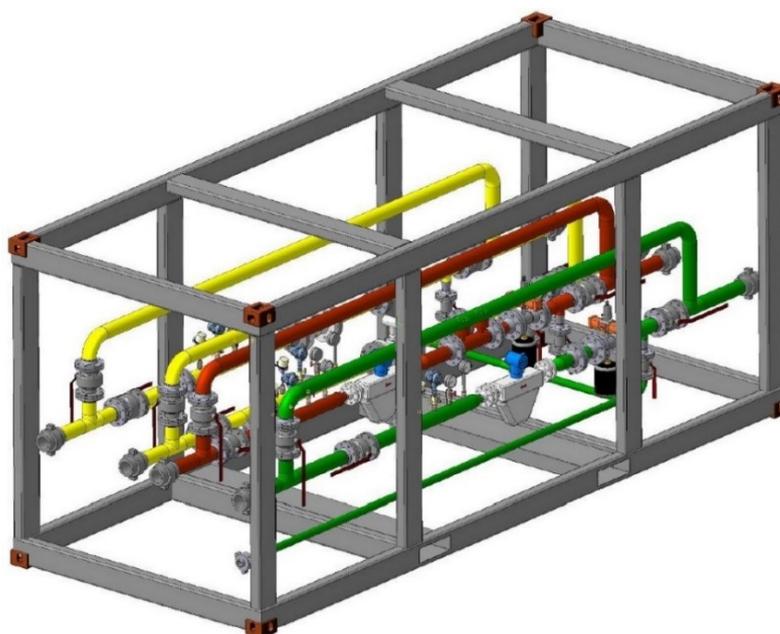


Рисунок 15 – Блок оперативного учета продукта

### 1.9. Дренажная ёмкость

Дренажная емкость предназначена для сбора и хранения дренажа от технологических блоков МУПСВ. Емкость ДЕ-1 представляет собой прямоугольный корпус с плоскими днищами, совмещенный с конструкцией силового каркаса.

Дренаж жидкости с любого блока установки при необходимости может быть осуществлен в дренажную емкость ДЕ-1 путем подключения трубопровода подачи жидкости к дренажному трубопроводу требующего дренажа блока. Схема дренажной ёмкости показана на рисунке 16.

Откачка дренажных стоков из емкости осуществляется в передвижную цистерну при помощи самовсасывающего насоса.

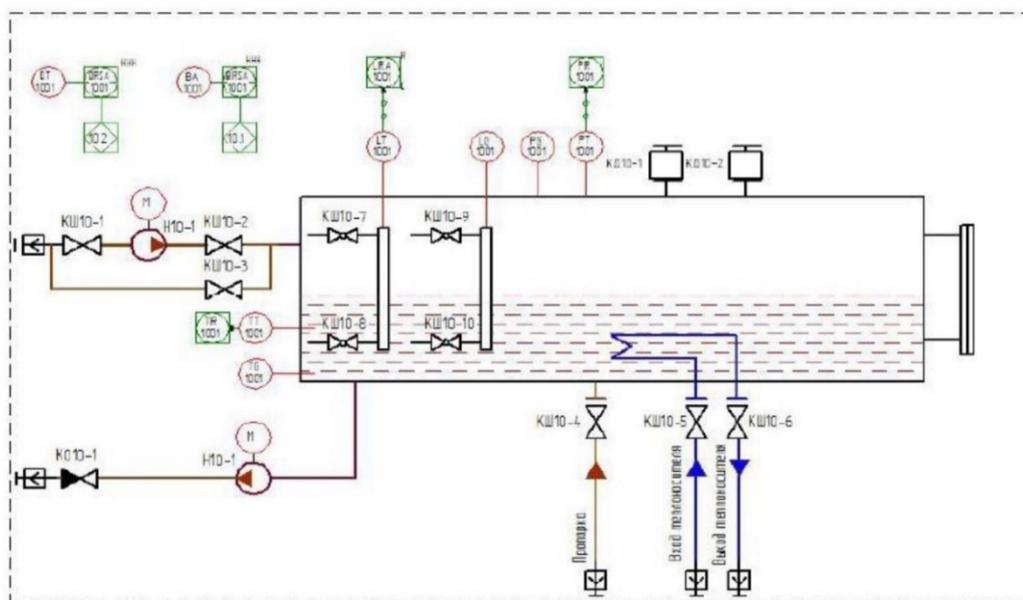


Рисунок 16 – Технологическая схема дренажной емкости

### 1.10. Горизонтальная факельная установка

Горизонтальная факельная установка предназначена для сжигания углеводородных сбросов газа высокого и низкого давления с технологических установок и предохранительных клапанов с одновременной термической утилизацией пластовой воды путем испарения в факеле.

Устройство горелочное состоит из: основной горелки, горелки дежурной, горелки запальной, датчика контроля пламени. На входе установлен обратный клапан, служащий для предотвращения заполнения воздухом трубопроводного газа и образования взрывоопасной смеси. На рисунке 17 представлена горизонтальная факельная установка.

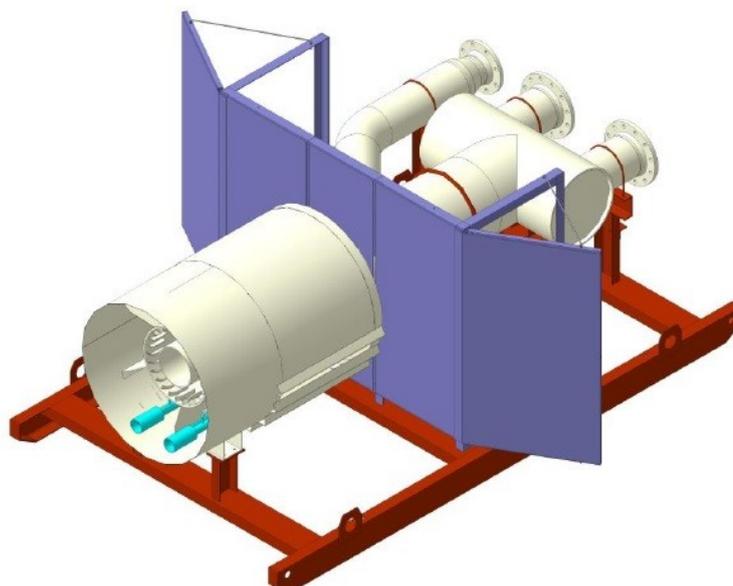


Рисунок 17 – Горизонтальная факельная установка

Для защиты оборудования от теплового излучения установлен теплоотражающий экран. Горелка запальная оснащена электродом зажигания (запальной свечой), помещенной в запальный трубопровод.

Сигнал о наличии пламени от датчика пламени выводится в блок управления. Блок управления смонтирован в отдельный ящик.

Блок управления состоит из шкафа регулирующего с оборудованием для регулирования газа и подачи на запальную и дежурную горелку. Снаружи на блоке располагается панель управления с сигнальной лампой наличия пламени и кнопкой, с которой можно произвести розжиг установки.

При высокой степени обводненности поступающей на установку МУПСВ газожидкостной смеси попутного нефтяного газа, отделяемого в процессе сепарации в блоках МУПСВ, недостаточно для сжигания выделяющегося количества пластовой воды. При обводненности ГЖС на входе в установку МУПСВ более 10% технологической схемой предусмотрена возможность установки блока очистки пластовой воды, с последующей возможностью закачки очищенной воды в пласт вместо или в дополнение к блоку хранения пластовой воды.

### 1.11. Арматурные блоки

Арматурные блоки предназначены для объединения/распределения потоков жидких и газообразных сред между блоками МУПСВ. В состав каждого арматурного блока входит:

- несущая рама;
- запорная арматура;
- штуцера входа/выхода среды.

Состав и тип обвязки устанавливается в соответствии с технологическими блоками. Различные арматурные блоки показаны на рисунке 18.

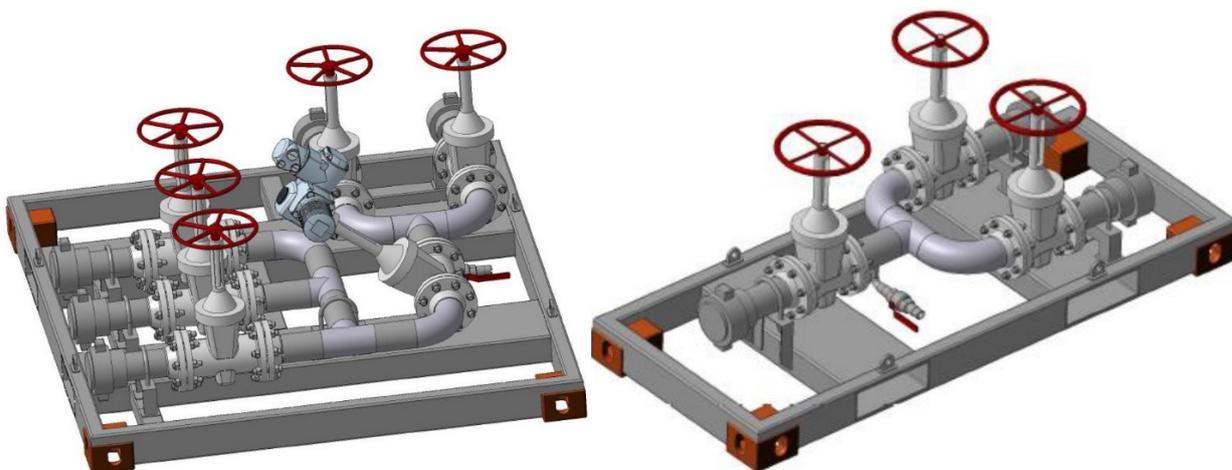


Рисунок 18 – Варианты видов обвязки арматурных блоков

Несущая рама предназначена для установки запорной арматуры и трубопроводной обвязки в границах блока.

При транспортировке расположение арматурных блоков внутри инструментального контейнера должно обеспечивать удобство монтажа межблочных трубопроводов и учитывать расположение основных технологических блоков. Пример расположения арматурных блоков в инструментальном контейнере при типовой технологической схеме МУПСВ представлен на рисунке 19.

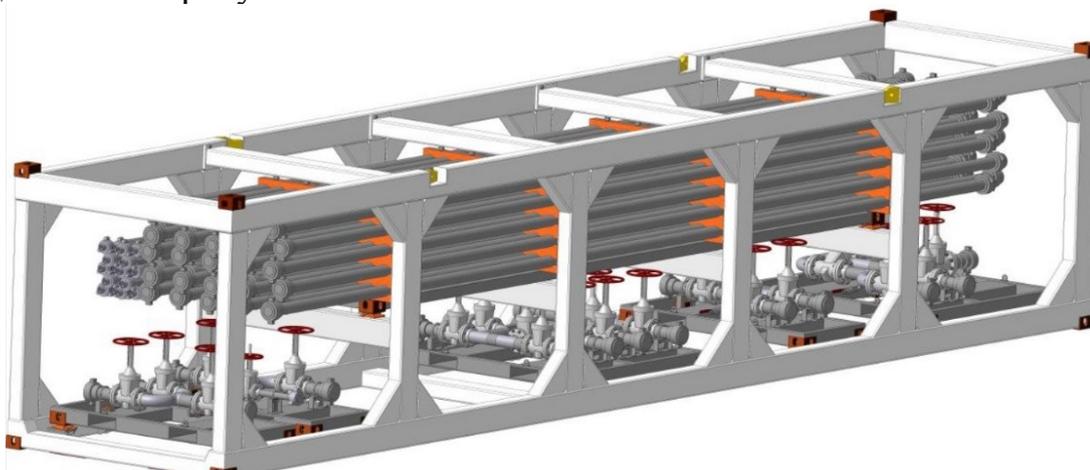


Рисунок 19 – Расположение арматурных блоков в контейнере

### 1.12. Автоматизированная система налива

Система измерительная комбинированного дозированного налива маловязких неагрессивных жидкостей с коммерческим учетом в объемных единицах, с электрообогревом основных узлов с входной лестницей и перекидным трапом, с объемным счетчиком, без насоса, с входной лестницей и перекидным трапом, обслуживающая один отсек а/ц с одной стороны наливного островка. Система налива показана на рисунке 20.

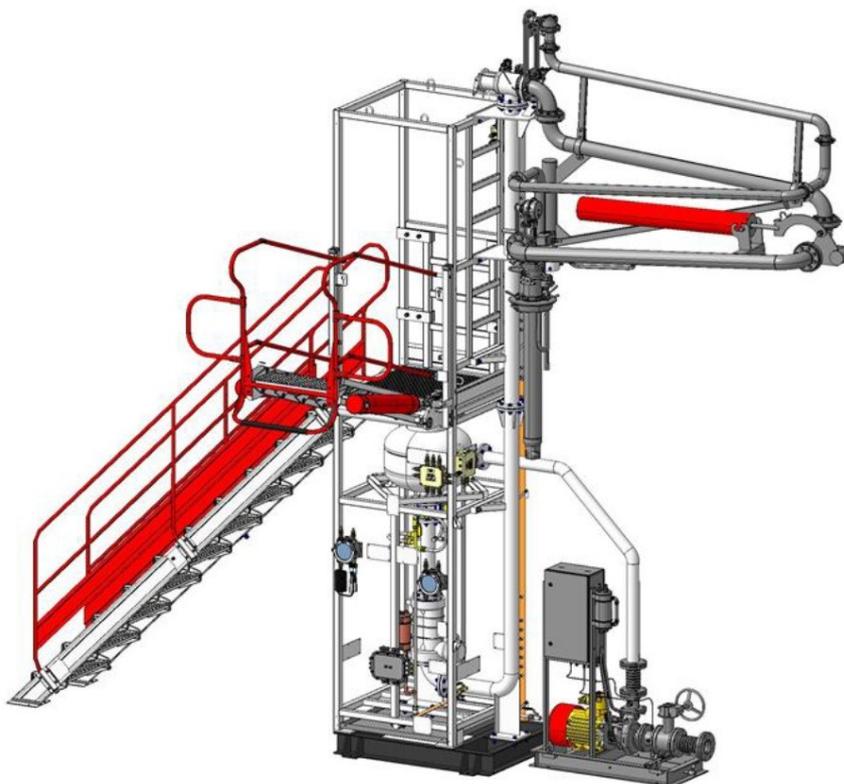


Рисунок 20 – Автоматизированная система налива

## 2. Опыт применения модульных установок в ПАО «Газпром-нефть»

В ПАО «Газпром нефть» модульные технологии применяются с 2014 г. На первом этапе мобильные установки получили распространение на перспективных проектах п-ова Ямал и Восточной Сибири с целью получения геологической информации и добычи ранней нефти. Также технологии позволили параллельно вести проектирование объектов капитального строительства и обеспечить добычу нефти до ввода основных технологических площадных объектов. Данный подход к изучению и освоению месторождений принят в компании в качестве стандарта для опытно-промышленной эксплуатации новых месторождений.

На первом этапе каждый проектный офис индивидуально подходил к принятию решений о применении мобильных установок (либо по контракту покупки оборудования, либо по контракту услуг) в зависимости от требуемого периода эксплуатации и комплектации установки. Отсутствовали единые технические требования к комплектации установок и качеству

поставляемых услуг. Первые мобильные установки, использовавшиеся на ряде месторождений, не отвечали принципам блочной поставки и мобильности, приведенным выше. Не вся поставка оборудования была в блочном исполнении, что накладывало определенные ограничения на быстрый монтаж-демонтаж оборудования и мобильность. На ряд месторождений оборудование поставлялось в блочном исполнении, при этом размещение модулей осуществлялось на автомобильном шасси. Данное решение оказалось неэффективным, поскольку установки применялись на месторождениях с неразвитой инфраструктурой (отсутствие круглогодичных дорог), что приводило к быстрому выходу шасси из строя. Поставки на все месторождения осуществлялись различными заводами-изготовителями. Установки изготавливались индивидуально под каждый проект, что обусловило невозможность совмещения их между собой.

Вторым этапом развития модульной стратегии стало принятие решения о распространении модульных принципов на объекты капитального строительства – блочно-модульные объекты подготовки. Первый опыт был получен в ООО «Газпромнефть-Оренбург» при поставке оборудования УПН для технологической линии №4 УПНГ Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения в модульном исполнении. При реализации контракта были выявлены следующие проблемы и пути их решения:

- Часть рабочей конструкторской документации (РКД) выполняли субподрядные организации, что привело к затягиванию сроков согласования. Для решения проблемы согласно принципу унификации с учетом полученного опыта в компании внедряются типовые конструктивные требования к исполнению модулей. На первом этапе реализации контракта поставки оборудования исполнитель выполняет анализ типовых решений применительно к условиям контракта и согласовывает с заказчиком внесение изменений в РКД. Также для обеспечения преемственности решений заказчик передает исполнителю 3D модель модулей, на основе которой вносятся изменения в конструкцию.
- Изменение схемы опорных поверхностей под технологические трубопроводы, площадки обслуживания и запорно-регулирующей арматуры после передачи ее в производство работ. В соответствии с принципом блочной поставки оборудование и элементы обвязки размещаются на несущей раме модуля, что позволяет исключить данную проблему.
- Часть оборудования поставляется «россыпью», что требует дальнейших монтажных работ на площадке. Принцип блочной поставки в совокупности с заводскими испытаниями позволяет устранить подобную проблему.

С 2017 г. в ПАО «Газпром нефть» реализуется технологический проект разработки типовых блочно-модульных решений по модульным УПН

производительностью 0,5, 1 и 1,5 млн т/год и мобильной установки для этапа ОПР, включающей типовые проектные решения и типовую конструкторскую документацию. Для реализации проекта собрана мультидисциплинарная команда: расширенная рабочая группа заказчика, проектный институт «Гипровостокнефть» для разработки проектных решений по блочно-модульным объектам капитального исполнения, инжиниринговые компании «ОЗНА-Инжиниринг», «ОЙЛТИМ-Инжиниринг» для разработки типовых конструктивных решений. Апробация конструктивных решений по мобильной установке выполняется в рамках проекта «Ямбург». В настоящее время одновременно в изготовлении находятся две установки у разных заводоизготовителей. Также в рамках данных контрактов Блоком Закупок компании отрабатываются механизмы выполнения контракта по принципу OpenBook, что позволит определить преимущества и недостатки данного инструмента. Апробация принципов проектирования, изготовления и строительства блочно-модульного УПН капитального исполнения осуществляется в рамках проекта «Тазовский» с его реализацией в 2019–2020 гг.

### **3. Преимущества и недостатки применения модульных установок**

Основным преимуществом применения блочно-модульных установок является ускорение ввода ловушек, ранняя добыча и монетизация нефти.

Применение блочно-модульных установок для ускорения ввода в эксплуатацию месторождения, осуществление ранней добычи и монетизация по продаже нефти не отменяет строительство проектной УПН.

В случае, если у предприятия одно месторождение, то применение данной мобильной установки возможно на длительный этап разработки месторождения. В том случае, если месторождений несколько и подразумевается дальнейшая разработка лицензионных участков, то есть возможность закупить данную установку для ее поочередного ввода в эксплуатацию на каждом объекте.

Применение МБУ позволяет осуществить подтверждение ранее проведенных исследований месторождения и уточнения параметров для строительства стационарной установки. На данном этапе проводится доизучение нефтяного контура ловушки, исследование скважин, уточнение дебитов, обводненности и газового фактора, уточнение трехмерной модели месторождения для понимания мощностей подготовки и транспортировки нефти, а также определение методов рационального использования газа.

В случае, если отсутствует возможность применения комплекса ранней добычи на месторождении и производится капитальное строительство объектов подготовки и транспортировки нефти, то существует риск несоответствия результатов добычи углеводородного сырья от проектных показателей, вплоть до полного отсутствия притока. Например, возможна недоизученность нефтяной залежи, либо обнаружение разрозненности пласта, как это можно наблюдать на месторождениях Восточной Сибири.

Можно сделать вывод, что ранняя разработка, а также добыча при помощи мобильных устройств позволяет получить более полную информацию о месторождении и определиться в мощностях основных объектах подготовки и транспортировки нефти, а также рациональной утилизации газа, что позволяет сэкономить затраты в случае не подтверждения запасов.

Ускорение сроков ввода месторождения в эксплуатацию включает в себя параллельное проектирование, закупку, изготовление и поставку оборудования, а также подготовку площадки для объекта капитального строительства.

Также возможен поочередный ввод оборудования по мере его фактической необходимости с расширением установки ранней добычи до модульной установки подготовки нефти.

Стоит отметить, что большим плюсом является максимальная заводская готовность транспортабельных блоков, оперативная доставка и монтаж оборудования в условиях отсутствия инфраструктуры.

Дополнительным преимуществом является возможность вывода и демонтажа отдельных блоков из технологической линии для многократного использования на других объектах.

Недостатком данной системы являются сжатые сроки на подготовку стационарного объекта к запуску в связи с ранними сроками ввода месторождения.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В результате прохождения практики на Верхнечонском месторождении, был получен практический опыт работы в нефтегазовой сфере. Непосредственным местом работы являлся цех подготовки и перекачки нефти (УПН-1). Рабочая должность – оператор обезвоживающих обессоливающих установок 3 разряда. Непосредственными задачами являлось ведение технологических процессов, контроль работы сепараторов, обслуживание производственных трубных магистралей, глушение и запуск печей блочных трубчатых для подогрева нефти.

По итогу ознакомился с устройством и технологией производства, освоил новые компетенции, научился выполнять производственные задачи. Таким образом, сделал вывод, что нефтяная компания является достаточно современной в рамках Российской нефтяной отрасли, но до сих пор многие ресурсы используются не рационально, а технологии и оборудование отстают от западных конкурентов, поэтому необходимо вкладывать дополнительные инвестиции для развития.

В ходе выполнения научно-исследовательской работы было рассмотрено применение модульной установки предварительного сброса воды на месторождениях нефти и газа. Был изучен принцип работы модульной установки предварительного сброса воды, её основные

требования к эксплуатации, описание технологического процесса и применяемого оборудования.

Кроме этого, при использовании данной системы, были выявлены её преимущества и недостатки, описан опыт применения БМУПН в ПАО «Газпром-нефть».

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кузнецов А.А., Кагерманов С.М., Судаков Е.Н. Расчеты процессов и аппаратов нефтеперерабатывающей промышленности. Изд. 2-е, пер. и доп. Л., «Химия», 1974. - 344 с.
2. Справочник нефтепереработчика: Справочник/ Под ред. Г.А. Ласточкина, Е.Д. Радченко и М.Г. Рудина. – Л.: «Химия», 1986. – 648 с., ил.
3. Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов В.А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: ООО "НедраБизнесцентр", 2000. — 677 с: ил.
4. Технологический регламент ПАО «ВЧНГ». Подготовка и перекачка нефти на установке подготовки нефти-1 (УПН-1) (площадка объектов ранней нефти) пункта подготовки и сбора нефти (УПН-1). г. Иркутск, 2017 г.
5. Сахабутдинов Р.З., Губайдулин Ф.Р., Хамидуллин Р.Ф. Методики испытаний деэмульгаторов для промысловой подготовки нефти: Методические указания / Казан. гос. технолог. ун-т; Казань, 2009.- 35с.
6. Ковалева Л.А., Зиннатуллин Р.Р., Мусин А.А., Фатхуллина Ю.И. Применение ВЧ и СВЧ электромагнитных полей при подготовке нефти и переработке нефтяных шламов. Научное сетевое издание «Актуальные проблемы нефти и газа». Выпуск 1(5), 2012 г.