

УДК 621.177

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ УСТАНОВКИ «ХИТЕР-ТРИТЕР»
В СИСТЕМЕ ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ МОНГИ**

**ANALYSIS OF THE APPLICATION
OF OIL, GAS AND WATER SEPARATOR «HITER-TRITER»
IN THE SYSTEM OF PREPARATION OF WELLS PRODUCTION
ON THE MONGI FIELD**

Крылосов Аркадий Андреевич
студент,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
arkady.krylosov@yandex.ru

Савенок Ольга Вадимовна
доктор технических наук,
профессор кафедры
Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Кусов Геннадий Владимирович
аспирант,
Северо-Кавказский
федеральный университет
de_france@mail.ru

Аннотация. В статье приведён анализ технологии сбора и подготовки газа на установке по подготовке газа месторождения Монги, в результате которого было предложено заменить существующую установку сепарации нефти на нефтегазоводоразделитель «Хитер-Тритер». Основанием для замены послужило то, что произошёл физический износ оборудования, т.к. оно находится в эксплуатации с 1990 года, хотя в нашей стране средний срок службы теплообменников аппаратов 10 лет для отечественных и 6 лет для импортных. В связи с этим был проведён анализ различного теплообменного оборудования, в результате которого был выбран метод низкотемпературной сепарации как наиболее экономичный и подходящий для данного месторождения. В новой схеме предусматривается установка нефтегазоводоразделителя типа «Хитер-Тритер». Экономическая оценка проекта демонстрирует его высокую эффективность, несмотря на значительные вложения.

Ключевые слова: варианты сбор скважинной продукции; существующая система сбора скважинной продукции; описание технологического процесса; сепараторы и область их применения; анализ работы сепарационной установки; нефтегазоводоразделитель «Хитер-Тритер»; расчёт экономической эффективности.

Krylov Arkady Andreevich
student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
arkady.krylosov@yandex.ru

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of technical sciences,
Professor of oil and gas
engineering department
named after professor G.T. Vartumyan
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Kusov Gennady Vladimirovich
Postgraduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Annotation. The article presents an analysis of the technology of collecting and treating gas at the gas treatment facility on the Mongi field, as a result of which it was proposed to replace the existing oil separation plant with the «Heather-Triter» oil, gas and water separator. The reason for the replacement was the fact that physical wear of the equipment occurred, since it has been in operation since 1990, although in our country the average service life of heat and mass transfer devices is 10 years for domestic and 6 years for imported ones. In this regard, an analysis of various heat and mass transfer equipment was carried out, as a result of which the low-temperature separation method was chosen as the most economical and suitable for this field. The new scheme provides for the installation of an oil and gas divider type «Heather-Triter». The economic evaluation of the project demonstrates its high efficiency, despite significant investments.

Keywords: collection of well products; the existing system for collecting well production; description of the process; separators and their field of application; analysis of the separation plant; oil, gas and water separator «Heater-Triter»; cost efficiency calculation.

Общие сведения о месторождении

Месторождение Монги – одно из самых крупных на территории суши Сахалина. Его местоположением является Ногликский район островной части Сахалинской области на побережье Ныйского залива Охотского моря и находится в 40 км к северу от районного центра посёлка городского типа Ноглики и 170 км к югу от города Охи – бывшего центра нефтяной и газовой промышленности Сахалина.

В 1977 году месторождение было введено в разработку на основании письма ГКЗ СССР №1-30/165 от 23.02.1977 г. До этого момента имела место быть пробная эксплуатация скважин. С 1975 по 1979 гг. добычу нефти осуществляло НГДУ «Восток-нефтегаз», затем НГДУ «Монгинепфтегаз». Институтом «СахалинНИПИнефть» были разработаны несколько проектных документов, на основании которых и велась разработка месторождения. Изначально в 1977 году была выполнена «Комплексная технологическая схема» разработки только первоочередных участков месторождения Монги, а затем в 1984 году – «Технологическая схема разработки» всего месторождения. К тому периоду были определены принципиальные геологические и эксплуатационные параметры месторождения. Основанием для технологической схемы 1984 года являлись запасы, представленные в ГКЗ СССР: нефти (категория В + С₁) – 48712 тыс. тонн балансовых, 16878 тыс. тонн извлекаемых, природного газа – 13542 млн м³.

Дагинские отложения составляют основную продуктивную толщу месторождения. Монгинская складка – типично погребённая, выраженная по дагинским отложениям на фоне моноклинального залегания нутовских и окобыкайских отложений восточного крыла Дагинского поднятия. Размеры складки 15×2 км. Складка разбита на ряд блоков системой диагональных разрывов. Все залежи относятся к типу пластовых, сводовых, тектонически экранированных. Нефти месторождения имеют плотность 840–900,4 кг/м³, вязкость изменяется с глубиной от 19,6 до 3,5 мПа·с.

При планировании добычи основной упор делался на газлифтную эксплуатацию, однако в настоящее время добыча производится с использованием УЭЦН. Но задержки при строительстве газокompрессорной станции привели к существенным трудностям по извлечению нефти, что послужило импульсом к применению метода поддержания пластового давления. Пластовое давление на месторождении Монги поддерживается путём закачки воды. С начала процесса в пласты закачано 26376 тыс. м³ воды, дополнительно получено 1175,5 тыс. тонн нефти.

Газоконденсатные залежи месторождения введены в разработку в феврале 1990 года. По состоянию на 01.01.2018 г. пробуренный фонд месторождения насчитывает 13 скважин (№№ 12, 28, 35, 36, 52, 63, 73, 74, 254, 322, 326, 330 и 333). Из нефтяного фонда переведено 5 скважин, в нефтяной фонд переведено 3 скважины. Всего на балансе нефтегазодобывающего предприятия числится 15 скважин. Действующий фонд состоит из 7 скважин (№№ 1, 12, 63, 4, 35, 36 и 254), в консервации – 2 (№№ 85 и 52), ликвидированных – 5 (№№ 28, 73, 333, 330 и 322), в ожидании ликвидации – 1 (№ 74).

Существующая система сбора скважинной продукции

Вся продукция нефтяных скважин месторождения Монги по системе трубопроводов поступает на установку сепарации нефти (рис. 1) в горизонтальный сепаратор, в котором происходит отделение от нефти основной части попутного газа, нефть и вода с остающимся газом поступает в отстойный горизонтальный буллит ОБН-3000 № 2, ёмкостью 200 м³, выполняющий функции сепаратора II ступени. Далее водонефтяная смесь через вертикальный сетчатый сепаратор ГС-1600, в котором происходит окончательная дегазация, поступает в ОГ-2000 – отстойник горизонтальный ёмкостью 200 м³. В ОГ-2000 происходит гравитационное расслоение нефти и воды. Пластовая вода за счёт избыточного давления в ОГ-2000 отводится с днища отстойника в РВС-15000 (стальной резервуар ёмкостью 5000 м³) БКНС Монги для последующей закачки в нефтяные пласты с целью ППД. Частично обезвоженная нефть поступает в ОБН-3000 № 1, откуда центробежными насосами откачивается на УКПН Даги для дальнейшей подготовки. С целью последующего обезвоживания нефти, в поток откачиваемой нефти при помощи дозаторного насоса подается деэмульгатор.



Рисунок 1 – Установка сепарации нефти месторождения Монги

Отделённый от продукции в горизонтальном сепараторе и ОБН-3000 № 2 попутный газ, через узел учёта подаётся на газокompрессорную станцию, компримируется до 7,64 МПа и поступает в газлифтные скважины. Газ, выделившийся из нефти в ГС-1600 и ОБН-3000 № 1, в связи с низким давлением сжигается на факеле.

На месторождении Монги газожидкостная смесь по шлейфам диаметром 114 мм поступает на сборный пункт.

Комплекс сооружений на СП Монги функционирует как пункт сбора, сепарации и перекачки нефти.

Описание технологического процесса

Газожидкостная смесь со скважин месторождения Монги под давлением $P = 0,15$ МПа, при $t = 10$ °С поступает на АГЗУ, где происходит замер дебита скважин.

Поток I – жидкость с АГЗУ № 1 под давлением $P = 0,12$ МПа поступает в горизонтальный нефтяной сепаратор (ГНС). Контроль за технологическим процессом осуществляется с помощью манометров установленных в АГЗУ и на горизонтальном нефтяном сепараторе.

Поток II – жидкость из горизонтального нефтяного сепаратора (ГНС) под давлением $P = 0,1$ МПа направляется в ёмкости для сбора нефти (№№ 1, 2 и 3), где происходит полное разгазирование перед откачкой на Головные Сооружения № 1.

Контроль над ведением технологического процесса осуществляется с помощью манометров установленных на горизонтальном нефтяном сепараторе и емкостях (№№ 1, 2 и 3) контролируется по уровнемерному стеклу.

Поток III – выделившийся в емкостях для сбора нефти (№№ 1, 2 и 3) попутный газ поступает в вертикальный газовый сепаратор (ВГС), где происходит отделение капель жидкости от газа под давлением $P = 0,08$ МПа. Контроль за технологическим процессом осуществляется с помощью манометров установленных на емкостях для сбора нефти (№№ 1, 2 и 3) и на вертикальном газовом сепараторе.

Поток IV – попутный газ для утилизации направляется на факел, проходя через счётчик учёта газа (ИМ-2300 Ex) установленный на газовой линии. Контроль за ведением технологического процесса осуществляется с помощью манометров установленных на вертикальном газовом сепараторе (ВГС) и газовой линии факельного хозяйства.

Поток V – разгазированная жидкость из емкостей для сбора нефти (№№ 1, 2 и 3) направляется на прием насосов НБ-125-Иж и 9МГр. Контроль за ведением технологического процесса осуществляется с помощью манометров установленных на емкостях по сбору нефти и насосной.

Поток VI – дренажная линия, в которую осуществляется сброс жидкости с нижнего уровня газового сепаратора и при необходимости производится сброс жидкости с технологических ёмкостей.

Поток VII – линия подачи нефтяного газа на печь ПТ-25-100. Контроль за давлением осуществляется по манометрам, установленным на газовой линии вертикальном газовом сепараторе и манометрам, установленным на ПТ-25-100.

Поток VIII – внутривидовой нефтепровод, по которому производится откачка жидкости с СП Монги на головные сооружения № 1 (ГС-1) при давлении не превышающее $P_{\max} = 3,8$ МПа. Контроль за давлением осуществляется по манометрам, установленным на выкидной линии насосов.

В таблице 1 приведены параметры технологического процесса и краткая характеристика оборудования.

Таблица 1 – Параметры технологического процесса

Наименование	Номер потока	Диаметр, мм	Расход, м ³ /сут.	Давление, МПа	Температура, °С
Нефтегазовая смесь с АГЗУ № 1 на нефтегазовый сепаратор ГНС	I	159	300	0,12	10
Нефтегазовая смесь с ГНС в ёмкости для сбора нефти Е-1,2,3	II	159	300	0,1	10
Нефтяной газ в газовый сепаратор ВГС	III	1000	5000	0,1	10
Нефтяной газ на факел	IV	100	800	0,005	10
Водонефтяная смесь на приём насосов		159	300	0,005	10
Нефтяной газ на собственные нужды		100	400	0,005-0,08	10
Жидкость в дренажную ёмкость	VI	100	–	–	–
Нефть от насосов в нефтепровод	VIII	219	300	не более 3,8	от 40 до 75 °С

Сепараторы и область их применения

Сепарацией называется процесс отделения одного компонента от других (например, газа от жидкости). Сосуд, в котором происходит сепарация, называется сепаратором. Отделение газа от жидкости происходит в газосепараторе. Сепарационная установка может состоять из одного сепаратора и больше в зависимости от пропускной способности его и кратности сепарации (однократная, многократная или одноступенчатая и многоступенчатая).

Если газ выводится из сепарации при одном давлении, то такая сепарация будет *однократной* или *одноступенчатой*; если газ выводится при разных давлениях, то такая сепарация называется *многократной* или *многоступенчатой*. Если сепарационная установка обслуживает одну скважину, то она называется *индивидуальной*, если несколько скважин – *групповой*.

Сепараторы бывают разных конструкций (горизонтальные, вертикальные, цилиндрические, сферические, гравитационные, центробежные, разного давления и т.п.), но все они имеют такие основные узлы:

1. Основная сепарационная секция, служащая для отделения нефти от газа. На работу сепарационной секции большое влияние оказывает конструктивное оформление ввода продукции скважин (радиальное, тангенциальное, использование различного рода насадок – диспергаторов, турбулизирующих ввод газожидкостной смеси).

2. Осадительная секция, в которой происходит дополнительное выделение пузырьков газа, увеличенных нефтью из сепарационной секции. Для более интенсивного выделения окклюзированных пузырьков газа из нефти последнюю направляют тонким слоем по наклонным плоскостям, увеличивая тем самым длину пути движения нефти и эффективность её сепарации. Наклонные плоскости рекомендуется изготавливать с небольшим порогом, способствующим выделению газа из нефти.

3. Секция сбора нефти (внизу сепаратора) предназначена как для сбора, так и для вывода нефти из сепаратора. Нефть может находиться здесь или в однофазном

состоянии, или в смеси с газом – в зависимости от эффективности работы сепарационной и осадительной секций, а также от вязкости нефти и времени пребывания её в сепараторе.

4. Каплеуловительная секция, расположенная в верхней части сепаратора или вынесенная за пределы его и служащая для улавливания мельчайших капелек жидкости, уносимых потоком газа в газопровод.

5. Чем больше газа будет выведено из сепаратора вместе с нефтью и нефти вместе с газом, тем ниже эффективность работы сепаратора. До последнего времени на большинстве месторождений применялись преимущественно вертикальные сепараторы гравитационного типа, называемые сепарационными трапами.

Принцип работы сепарационного трапа представлен на рисунке 2.

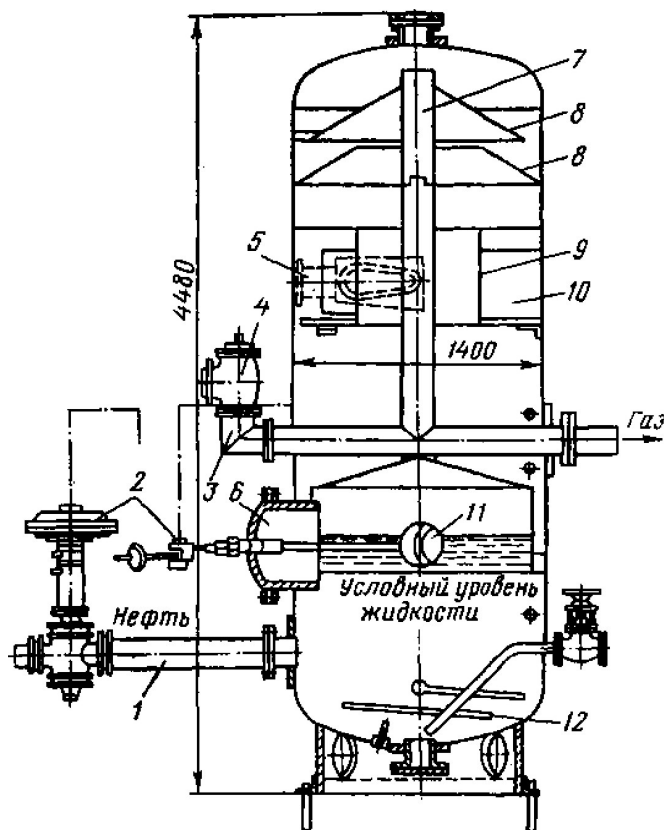


Рисунок 2 – Вертикальный сепарационный трап:

1 – выкидная линия; 2 – специальный клапан; 3 – отвод; 4 – предохранительный клапан; 5 – ввод; 6 – люк; 7 – газоотводящая труба; 8 – отбойники; 9 – жалюзи; 10 – козырёк; 11 – регулятор уровня; 12 – змеевик

Продукция скважины по специальному вводу, врезанному касательно к боковой поверхности сепарационного трапа, поступает в него. Благодаря резкому снижению скорости движения нефть стекает вниз, а выделившийся из неё газ поднимается вверх, обходит отбойники с целью дальнейшего отделения капельной нефти от газа, а затем через газоотводящую трубу выводится из сепарационного трапа. Нефть, собравшаяся внизу этого трапа, через выкидную линию выводится из него. Люк предназначен для очистки трапа, а отвод – для спуска песка и грязи.

На сепарационном трапе устанавливают предохранительный клапан (для предупреждения образования в трапе давления выше доступного), манометр и регулятор уровня. Уровень жидкости должен быть строго определённым, чтобы не допустить прорыва газа в нефтяную линию или нефти в газовую линию. Количество газа, выделившегося из нефти, зависит от давления: чем меньше давление, тем больше выделится свободного газа.

Такие сепарационные трапы имеют сравнительно большую пропускную способность по газу и небольшую по нефти. Для самотечных систем сбора и транспорта нефти это мало заметно.

Но при совместном сборе и транспорте продукции скважин, где смонтированы крупные централизованные сепарационные установки, а суточная пропускная способность трапов может быть более 20 тыс. тонн нефти. Это приобретает большое значение. В таком случае необходимо ставить несколько сепарационных трапов, особенно при многоступенчатой сепарации, в результате чего увеличиваются металлоёмкость, денежные средства на сооружение сепарационных установок и другие технико-экономические показатели. Во избежание этого применяют горизонтальные гидроциклонные сепараторы. Гидроциклонными сепараторами оборудовано большинство автоматических групповых сепарационно-замерных установок. При совместном сборе и транспорте продукции скважин применение этих сепараторов показало высокую экономическую эффективность.

Сепарационные установки с предварительным сбросом воды типа УПС предназначены для отделения газа от обводнённой нефти и сброса свободной пластовой воды с одновременным учётом количества обезвоженной нефти и воды, выходящих из аппарата (рис. 3).

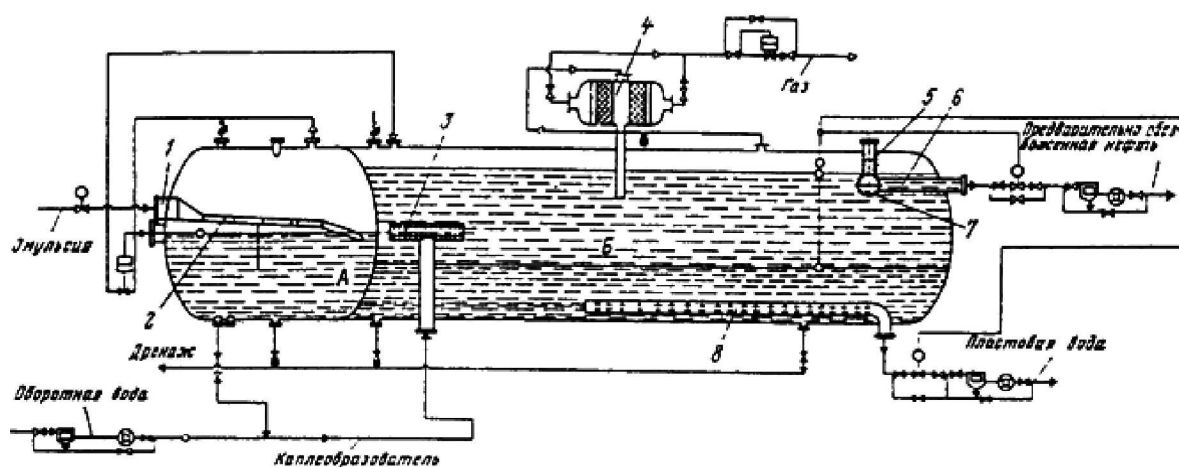


Рисунок 3 – Принципиальная схема установки типа УПС-3000:

- 1 – сопло; 2 – нефтеразливная полка; 3 – распределитель; 4 – каплеотбойник; 5,6 – штуцер; 7 – перфорированная труба; 8 – штуцер для вывода воды

Выпускаются установки типа УПС на рабочее давление 0,6 МПа следующих модификаций: УПС-3000/6М, УПС-А-3000/6, УПС-6300/6М и УПС-10000/6М. Одновременно разработаны все модификации УПС и на рабочее давление 1,6 МПа. В цифре установок приняты следующие обозначения: УПС – установка с предварительным сбросом воды; А – в антикоррозионном исполнении; первая цифра после букв – пропускная способность по жидкости (м³/сут.); вторая цифра – допустимое рабочее давление; М – модернизированная.

Первые три установки типа УПС можно использовать в качестве сепараторов первой ступени, в этом случае предварительное отделение газа от жидкости должно осуществляться в депульсаторе перед поступлением продукции в аппарат. УПС-10000/6М устанавливается после сепаратора первой ступени и одновременно может разделять жидкость на несколько потоков равного расхода.

Автоматизированные установки выполнены в моноблоке и состоят из следующих основных частей: блока сепарации и сброса воды, запорно-регулирующей арматуры и системы контроля и управления.

Блок сепарации и сброса воды глухой сферической перегородкой разделен на два отсека – сепарационный А и отстойный Б.

Каждый отсек имеет люк-лаз, предохранительный клапан и дренажные штуцеры.

В сепарационном отсеке для более полной сепарации и предотвращения пенообразования предусмотрена нефтеразливная полка 2.

Для равномерного распределения потока в параллельно работающих установках в сепарационных и отстойных отсеках имеются штуцера для сообщения их по жидкости (в нижней части) и газу (в верхней части).

В отстойном отсеке для более полного использования объёма ёмкости имеется распределитель 3 жидкости на входе, перфорированная труба со штуцером для вывода воды 8 и два штуцера 5 и 6 для вывода нефти. Расположение штуцеров для вывода нефти позволяет осуществлять работу установок в режимах полного и неполного заполнения. На установках УПС-6300 применяется выносной каплеотбойник 4, устанавливаемый над отстойной секцией.

Работа установки происходит следующим образом. Продукция скважин поступает в сепарационный отсек А по соплу 1 и нефтеразливной полке 2, где происходит первичное отделение газа от жидкой фазы. Отделившийся нефтяной газ через регулятор уровня отводится в отсек Б, откуда через каплеотбойник 4 и регулятор давления – в газовый коллектор.

В случае применения установки на I ступени сепарации предусматривается узел предварительного отбора газа (депульсатор). При использовании установки на II ступени сепарации монтаж узла предварительного отбора газа не требуется.

Водонефтяная эмульсия из отсека А перелавливается в отсек Б под действием давления газа. Допустимый перепад давления между отсеками Б и А не более 0,2 МПа (в зависимости от длины каплеобразователя между отсеками).

Для улучшения отделения воды от эмульсии предусмотрено предварительное смешение продукции скважин с водой, поступающей из установки подготовки нефти. Трубопровод (каплеобразователя) между отсеками А и Б может быть выполнен из трубы определённого диаметра и длины в зависимости от требуемого времени контакта эмульсии и оборотной воды. При работе установки без каплеобразователя обратная вода с установок подготовки нефти подаётся за 200–300 м до входа в технологическую ёмкость.

Водонефтяная эмульсия поступает в отстойный отсек Б через входной распределитель 3. При этом основная часть струй, вытекающих из распределителя, движется радиально, а меньшая часть – в направлении ближайшего эллиптического днища аппарата. Доходя до стенок аппарата и теряя кинетическую энергию, струи эмульсии отражаются и принимают горизонтальное направление вдоль аппарата. Отстоявшаяся вода отводится через перфорированный трубопровод 8. Предварительно обезвоженная нефть выводится через штуцеры 5 и 6, связанные с перфорированной трубой 7, расположенной в верхней части ёмкости.

Сепарационные установки с насосной откачкой типа БН предназначены для осуществления I ступени сепарации нефти от газа, дальнейшего разделительного транспортирования нефти центробежными насосами и выделившегося газа под давлением сепарации.

Разработаны 12 типоразмеров блоков, отличающихся между собой подачей и давлением нагнетания насосных агрегатов: БН-500-9; БН-500-18; БН-500-17; БН-500-21; БН-1000-12; БН-1000-19; БН-1000-25; БН-1000-31; БН-2000-13; БН-2000-17; БН-2000-22; БН-2000-26.

В цифре установок приняты следующие обозначения: БН – блочная насосная; первая цифра – подача насоса по жидкости (м³/сут.); вторая цифра – давление нагнетания.

Из перечисленных блоков komponуются дожимные насосные станции подачи 500; 1000; 2000 м³/сут. Дожимные насосные станции большей подачи комплектуются из двух технологических блоков подачи по 2000 м³/сут. каждый, которые при параллельной работе обеспечивают общую подачу от 4000 м³/сут (при двух рабочих насосах) до 6000 м³/сут. (при трёх рабочих насосах).

Насосная станция типа БН (рис. 4) состоит из технологического, щитового, канализационного блоков и свечи аварийного сброса газа.

Технологический блок состоит из двухточного гидроциклона 2, технологической ёмкости 3, регулятора подачи насосов 4, автомата откачки 5, механического регулятора уровня 6, центробежных насосов 8 с электродвигателями 9, отсекающих клапанов 1 и 7, счётчика 10, а также технологической обвязки арматуры и гидравлической системы управления.

Технологический блок имеет два двухточных гидроциклона. Подача каждого до 1500 м³/ч по жидкости с газовым фактором до 120 м³/м³. Для повышения эффективности работы гидроциклонного сепаратора и уменьшения пенообразования в технологической ёмкости, его нижний патрубок опускается под уровень жидкости.

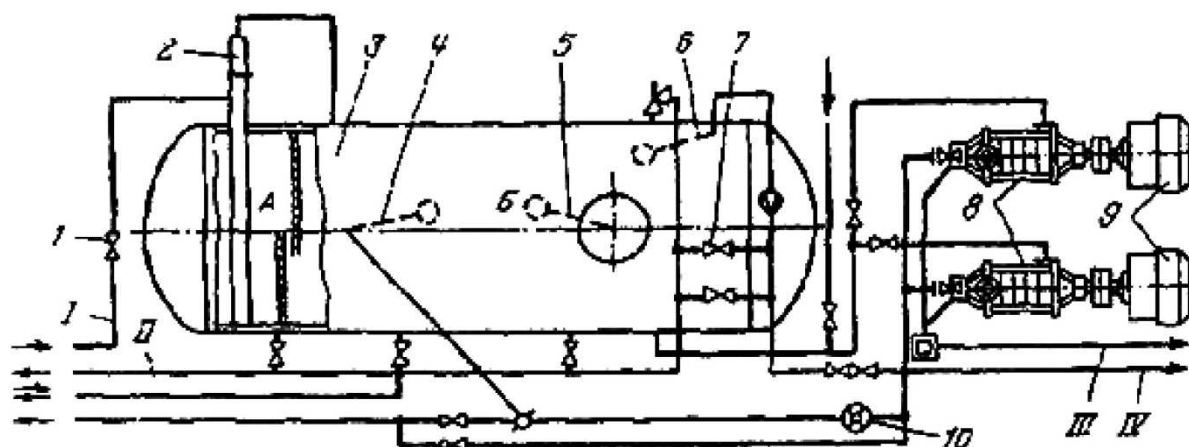


Рисунок 4 – Принципиальная схема установки БН:

- 1 – отсекающий клапан; 2 – двухточный гидроциклон; 3 – технологическая ёмкость;
 4 – регулятор подачи насосов; 5 – автомат откачки; 6 – механический регулятор уровня;
 7 – отсекающий клапан; 8 – центробежный насос; 9 – электродвигатель; 10 – счётчик

Ёмкость технологического блока выполняет функции дополнительного сепаратора, буфера перед насосами и отстойниками. С целью унификации вместимость ёмкости для всех блоков принята равной 20 м³, что составляет 1 % от суточной подачи блока БН-2000.

Ёмкость вертикальными перегородками разделена на две части. Первый (малый) отсек А служит для задержания механических примесей, пены. В нём поддерживается некоторый уровень жидкости, куда погружается нижний патрубок гидроциклонной головки. Большой отсек Б ёмкости служит основным буфером перед насосами и дополнительным сепаратором. В нём размещаются также поплавки всех регулирующих механизмов.

Для северных районов страны с неблагоприятными климатическими условиями насосная часть технологического блока выполняется в закрытом исполнении.

Нефтегазовый поток по сборочному коллектору 7 поступает в два двухточных гидроциклона, где происходит отделение газообразной фракции от жидкости под действием центробежной силы, которую приобретает тангенциально вводимый поток газонефтяной смеси.

Жидкость, имеющая большую плотность, под действием этой силы, прижимается к стенке и стекает по ней в малый отсек А.

Далее нефть из ёмкости через приёмные патрубки откачивается насосами в напорный нефтепровод. На выкидном коллекторе, после насосов, для замера общей подачи участка по жидкости имеется счётчик. Предусматривается непрерывный и периодический режимы работы насосных агрегатов.

Непрерывную откачку предлагается осуществлять при отличии номинальной подачи насоса от общей подачи участка, обслуживаемого данной установкой, не более чем на 15 %, или же в зимних условиях, когда имеется опасность застывания нефти при отрицательных температурах и срыва подачи насоса. Периодическая откачка насосами проводится по сигналам автомата откачки АО-6.

Газ, отделившийся в гидроциклонном сепараторе, через верхний патрубок поступает в большой отсек Б технологической ёмкости, где происходит отделение капель жидкости от газа. Газ из ёмкости через заслонку механического регулятора уровня, установленного в патрубке технологической ёмкости, поступает в газосборный коллектор IV и под давлением сепарации транспортируется потребителю.

В коллекторе выхода газа устанавливается камерная диафрагма, служащая для периодического замера подачи участка по газу переносным дифманометром. На технологической ёмкости смонтирован предохранительный клапан, который срабатывает при повышении давления в ёмкости более 0,9 МПа. При срабатывании предохранительного клапана газ отводится на факел.

К факельной линии II также подключены канализационные патрубки технологической ёмкости, через которые при открытых задвижках продукты пропарки могут выводиться на факел.

Для удаления течи сальников насосных агрегатов предусматривается отдельная система канализации III.

Комплекс приборов и средств автоматизации обеспечивает:

- автоматизацию процесса периодической откачки нефти с установки;
- включение резервного насоса откачки, при аварийной остановке работающего; предусматривается выбор режимов управления насосами – «ручной», «I рабочий» и «II рабочий» (автоматические);
- прекращение подачи газонефтяной смеси на дожимную станцию при переполнении технологической ёмкости (для ДНС, работающих без резервных и аварийных емкостей);
- открытие линии слива газонефтяной смеси в резервную (или аварийную) ёмкость и сброса газа на факел при переполнении технологической ёмкости (для ДНС, работающих с резервными или аварийными емкостями);
- согласование (регулирование) подачи насосов откачки с количеством газонефтяной смеси при непрерывном режиме работы насосов;
- регулирование уровня газонефтяной смеси в технологической ёмкости (в случае аварийного режима работы ДНС с резервными или аварийными емкостями);
- автоматическую защиту (отключение) работающего насоса при отклонении давления от нормального на нагнетании насоса и обесточивают блока местной автоматики (БМА);
- технический контроль за расходами газонефтяной смеси и отсепарированного газа, уровнем в технологической ёмкости, давлениями в различных точках технологической обвязки ДНС;
- сигнализацию в щитовой блок ДНС об аварийно-высоком верхнем и нижнем уровнях в технологической ёмкости; об аварийной остановке работающего насоса; о включённом состоянии БМА;
- возможность дублирования аварийной световой сигнализации, выносимой в щитовой блок ДНС, местной звуковой (сирена) или дистанционной (при телемеханизации).

Область применения как одноемкостных, так и двухъемкостных горизонтальных сепараторов весьма обширная. Одноемкостные горизонтальные сепараторы применяются для оснащения дожимных насосных станций, для первой, второй и третьей ступеней сепарации на центральных пунктах сбора и подготовки нефти, газа и воды, а двухъемкостными сепараторами в основном оснащаются блочные автоматизированные групповые установки типа Спутник, на дожимных насосных станциях они имеют весьма ограниченное применение. В качестве сепараторов первой ступени двухъемкостные аппараты используются на производительность не более 3000 тонн/сут. по жидкости.

Производительность одноемкостных горизонтальных сепараторов, применяемых для первой, второй и третьей ступеней сепарации, может достигать 3000 тонн/сут. по жидкости на каждой ступени.

В объёмных сепараторах отделение примесей происходит путём оседания их за счёт резкого изменения направления потока газа при одновременном уменьшении скорости его движения. Эти сепараторы применяются при давлении газа выше 100 кгс/см².

В циклонных сепараторах газ очищается от примесей с помощью центробежных сил инерции, возникающих в циклонной камере при вводе газа по тангенциальному вводу. Такие сепараторы применяются при давлениях 50 кгс/см² и выше.

Анализ работы сепарационной установки

Целью настоящей работы является анализ технологии сбора и подготовки скважинной продукции на месторождении Монги.

На основании показателей разработки месторождения Монги за 2015–2017 гг., представленных в таблице 2, можно судить, что добыча жидкости прогрессирует.

Таблица 2 – Динамика добычи нефти на месторождении Монги

Годы	Попутный газ, м ³	Нефть, тонн	Жидкость, тонн	Обводнённость, %
2015	61971000	299306	1817825	83,4
2016	44080000	270164	1915939	85,9
2017	42934000	227091	1960764	88,5

По прогнозу показателей по процентной доле обводнённости видно, что она стремительно увеличивается и приводит к ухудшающим последствиям.

Исходя из вышеизложенного, предлагается заменить существующую систему подготовки скважинной продукции на установку подготовки скважинной продукции «Хитер-Тритер». Основанием для замены послужил физический износ оборудования, которое находится в эксплуатации на протяжении достаточно длительного времени, а также из-за высокой процентной доли обводнённости добываемой жидкости и для прекращения утилизации попутного газа.

Описание предлагаемой установки нефтегазоводоразделитель «Хитер-Тритер»

Устройство относится к нефтяной промышленности, в частности, к подготовке скважинной продукции.

Техническая задача – замена существующей установки сепарации нефти на нефтегазоводоразделитель «Хитер-Тритер».

Нефть добывается с большим количеством газов, примесей и пластовой воды. Прежде чем из сырой нефти получить товарную нефть и выделить газ и воду, исходный нефтепродукт следует обезвожить и дегазировать, т.е. избавить её от молекул газа и воды. Наличие газа и воды снижает эффективность процесса подготовки нефти и негативно воздействует на транспортные трубопроводы. Поэтому для получения качественных продуктов на выходе сырую нефть необходимо подготовить.

Нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом (НГВРП) – аппарат типа «Хитер-Тритер» предназначен для получения товарной нефти из продукции скважин, для сепарации продукции скважин, для предварительного обезвоживания. Способен заменить установку, состоящую из нескольких аппаратов.

НГВРП может эксплуатироваться в условиях холодного макроклиматического региона с абсолютной температурой до – 60 °С. Район территории по скоростным порам ветра не регламентируется. Блок устанавливается на открытой площадке.

Блок НГВРП поставляется в максимальной заводской готовности, что обеспечивает сокращение монтажных работ до минимума.

Нефтегазоводоразделитель представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат с эллиптическими днищами, установленный на две седловые опоры. На цилиндрической части корпуса и днищах аппаратов типа НГВРП расположены технологические штуцера, штуцера для установки средств и люки. На левом днище (со стороны входа смеси) предусмотрено фланцевое соединение жаровых труб (рис. 5) нагревателя с корпусом.

Жидкость и попутный газ поступают в установку через входной штуцер, расположенный наверху ёмкости. Далее во входном отсеке происходит отделение газа от жидкости. Выделившийся газ поднимается и через экстрактор влаги поступает в выпускной газовый патрубок. В экстракторе влаги вся жидкость в газе коагулируется и соединяется с жидкой фазой внизу ёмкости. Далее газ проходит через клапан-регулятор, контролирующей рабочее давление и уровень нефти в установке.

Жидкость попадает на входной зонт-распределитель потока аппарата, по которому стекает с выделением свободной воды, и собирается в нижней части под жаровыми трубами.

Температура в жаровых трубах и топке поддерживается путём сжигания попутного газа, который поступает с узла подготовки топливного газа. Регуляторы и приборы, обеспечивающие контроль за пламенем и температурой, установлены в блоке управления.

Более стойкая эмульсия поднимается и нагревается вокруг жаровых труб, в процессе чего происходит её быстрое разрушение. Коагулированные капли воды оседают и соединяются со свободной водой в нижней части аппарата, а объединяющиеся капли нефти поднимаются выше и через специальные перегородки попадают на коалесцирующие фильтры (коалесоры) (рис. 6).



Рисунок 5 – Жаровая труба

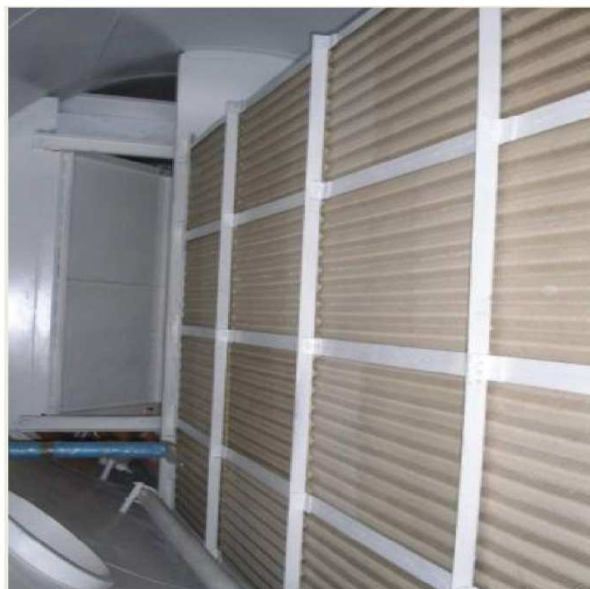


Рисунок 6 – Коалесор установки

Фильтры состоят из пакета специальных полипропиленовых профилированных пластин, расположенных друг над другом. В ламинарном режиме потока капельки нефти поднимаются к верхнему слою коалесора, образуя нефтяную плёнку. Применение рифлёных пластин, расположенных рядом друг с другом, создаёт большую коагуляционную площадь, на которой собираются капельки нефти. Эта секция способствует большему столкновению капель с образованием крупных глобул.

Собравшаяся нефть поднимается вверх к нефтяной фазе, а вода, под действием силы тяжести, оседает в нижней части ёмкости. Обезвоженная нефть продолжает подниматься вверх и перетекает в сборный карман, откуда через патрубок выводится из аппарата.

Вода, выделившаяся из эмульсии в жаровой секции и в коалесоре, оседает на дно ёмкости и соединяется со свободной водой. Затем вода движется по дну к концу аппарата и выходит из него через два патрубка сброса пластовой воды.

Нефтегазоводоразделитель (рис. 7) состоит из секции подогрева с жаровыми трубами, узлом входа и распределения смеси и секции механической коалесценции. В нижней части аппарата расположена система очистки от механических примесей, которая включает в себя коллекторы промывочной воды с инжекционными соплами для размыва мехпримесей, расположенные по всей длине аппарата и в зоне жаровых труб, и лотки для мехпримесей в секции подогрева. В целях снижения объёмов промывочной воды для очистки, без остановки, аппарата система очистки в секции подогрева разделена на отдельные секции. Каждая секция имеет патрубок для подачи промывочной воды и отдельный выводной патрубок для пульпы.

Конструкцией аппарата предусмотрено антикоррозионное внутреннее лакокрасочное покрытие и анодная защита открытых металлических поверхностей. В качестве анодов по всей длине аппарата на фланцевых соединениях установлены штыри из специальных сплавов, которые расположены в слое воды. Секция механической коалесценции отделена от секции подогрева перегородкой.

В состав блока НГВРП входит программно-технический комплекс, включающий:

- шкаф управления на базе терминал-контроллера;
- автоматизированное рабочее место оператора (АРМ-оператора);
- источник бесперебойного питания;
- шкаф искрового розжига.

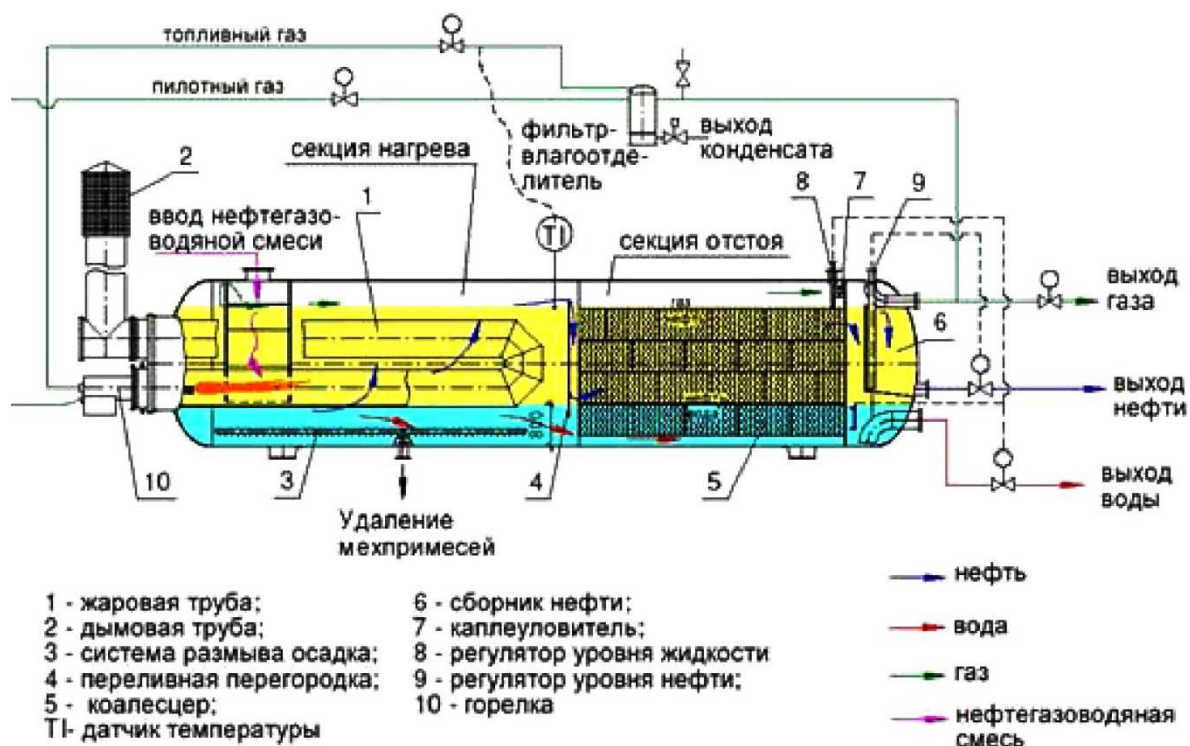


Рисунок 7 – Конструкция внутренних устройств

Программно-технический комплекс размещается в операторской.

Для обеспечения функциональной надёжности и продолжительной безопасной работы установки подготовки нефти её конструкция имеет ряд специфических особенностей:

- двойная (дублированная) система жаровых труб (2×75 % тепловой мощности), т.е. при выводе на ремонт одной жаровой трубы вторая будет обеспечивать работу установки в режиме 75 % проектной тепловой мощности;
- полная защита от коррозии, состоящая из внутреннего эпоксидного покрытия всей внутренней поверхности сосуда и протекторных анодов в водной фазе. Все внутренние части, которые не могут быть покрыты антикоррозийным составом (за исключением жаровых труб), сделаны из нержавеющей стали;
- современная система контроля для управления работы горелки, электронная детекция интерфейса нефть/вода, регулирование давления – всё это обеспечивает непрерывный текущий контроль и управление всеми рабочими функциями установки независимо от её расположения.

Достоинства НГВРП «Хитер-Тритер»

Имеется ряд существенных преимуществ использования одной комплексной установки такого типа для одновременной сепарации нефти, газа и воды:

1. Сепарация газа происходит при существующем давлении поступающей нефти со скважины, что является оптимальным фактором при подборе компрессора, его входного давления и его мощности.
2. Перечень необходимого оборудования для подготовки нефти сводится к минимуму, упрощая работу операторов и повышая при этом стабильность работы оборудования, что является особенно существенным для удаленных промыслов, на которых не всегда имеется постоянный обслуживающий персонал.
3. Комплексная установка для одновременной сепарации нефти, газа и воды может полноценно функционировать без сбоев, так как постоянно контролируется современной автоматической системой управления PLC (программно-логический контроллер), включающий высокоэффективный электронный детектор интерфейса нефть/вода и автоматический регулятор обратного давления.

4. Нагреватель в комплексной установке подготовки нефти состоит из специально разработанной нагревательной секции с жаровыми трубами типа «двойного потока» и является более эффективным и более надёжным, чем отдельный огневой подогреватель прямого нагрева. В отдельном подогревателе прямого нагрева стандартного типа, где жаровые трубы находятся постоянно в среде отделившейся свободной пластовой воды, поступающей из сепаратора первой ступени, при уменьшении ее объёма (в виду уменьшения поступающей на обработку эмульсии или каких-либо проблемах в сепараторе первой ступени) и наличия постоянных высоких температур, создаётся значительный риск перегрева огневых труб, выпаривание жидкости в пар высокого давления, что может привести к опасной аварийной ситуации.

Жаровые трубы никогда не находятся в среде отделившейся свободной пластовой воды, а умеренная теплопередача от жаровых труб, расположенных в нефтяной фазе, обеспечивает равномерный нагрев нефтяной фазы.

5. Одной из существенных особенностей комплексной установки «Хитер-Тритер» является применение определённого набора секций коалесценции типа «очистное соединение» для нефтяной фазы и одна или несколько секций типа «разделительные / отбойные пластины» для водяной фазы, которые являются высокоэффективным фактором сепарации нефти и воды и доведения качества их очистки до стандартных требований (базовое содержание воды в нефти – не более 5 %).

Техническое описание установки нефтегазоводоразделитель «Хитер-Тритер»

Установка нефтегазоводоразделителя на базе трёхфазного сепаратора используется для разделения эмульсии и предварительного сброса воды.

Внедрение данных установок нефтегазоводоразделителей типа «Хитер-Тритер» позволяет отделять нефть, подтоварную воду и попутный нефтяной газ из добываемой жидкости непосредственно на площадке дожимной насосной станции (ДНС) и подавать подготовленную подтоварную воду на кустовую насосную станцию (КНС) для закачки в пласт для поддержания пластового давления. Как правило, ДНС и КНС расположены на одной площадке.

Установка полностью отвечает поставленным задачам и требованиям технологического процесса.

Расчёт экономической эффективности замены УСН на нефтегазоводоразделитель

Нами предлагается замена существующей нефтегазовой сепарационной установки, применяемой для сепарации нефти от попутного растворённого газа, на нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом «Хитер-Тритер».

Целью экономических расчётов является:

- рассчитать общую сумму расходов на ввод установки в работу;
- определить годовой экономический эффект от эксплуатации данной установки;
- определить срок окупаемости установки.

Основные исходные данные для определения экономической эффективности приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные для определения экономической эффективности

Показатели	Значение показателя,
Цена установки Сб, руб.	5 500 000
Цена тонны нефти Ц, руб.	11935
Цена 1000 м ³ газа, руб.	3445
Потребляемая мощность м ³ /час	30
Коэффициент эксплуатации Кэкс	0,98
Срок службы установки Т, годы	20
Численность обслуживающего персонала, чел.	3
Средняя заработная плата рабочего в месяц, руб.	40 000

Проведём расчёт капитальных затрат на внедрение новой установки.

$K_{обор}$ – стоимость оборудования ($K_{обор} = 5\,500\,000$ руб.);

$K_{тр}$ – транспортные расходы (7 % от стоимости оборудования:

$$K_{тр} = 5\,500\,000 \cdot 0,7 = 385\,000 \text{ руб.};$$

K_m – затраты на монтаж (10 % от стоимости монтируемого оборудования:

$$K_m = 5\,500\,000 \cdot 0,10 = 550\,000 \text{ руб.}).$$

Тогда:

$$K_{общ} = 5\,500\,000 + 385\,000 + 550\,000 = 6\,435\,000 \text{ руб.}$$

Затраты на материалы

Затраты на дополнительные материалы, применяемые на производстве, равны 3 % от стоимости оборудования:

$$C_{дм} = K_{обор} \cdot 0,03 = 6\,435\,000 \cdot 0,03 = 193\,050 \text{ руб.}$$

Затраты на малоценный инструмент

Каждый рабочий имеет в своём пользовании инструмент, применяемый для обслуживания оборудования. Затраты определяются из расчёта 500 рублей на одного рабочего:

$$C_{инс} = 500 \cdot 3 = 1500 \text{ руб.}$$

Расходы на электроэнергию на данный момент

Затраты на электроэнергию, потребляемую рабочими агрегатами:

- Годовое потребление электроэнергии:

$$A = N_c \cdot K_c \cdot T,$$

где N_c – суммарная мощность силовых приводов, кВт; K_c – коэффициент одновременности ($K_c = 0,65$); T – годовое количество рабочих часов, которое определяется по следующей формуле:

$$T = 365 \cdot K_э \cdot 24,$$

где $K_э$ – коэффициент эксплуатации:

$$K_э = \frac{T_k - (T_{рем} + T_{орг})}{T_k},$$

где T_k – количество часов в году ($T_k = 8760$ часов); $T_{рем}$ – время, затрачиваемое на ремонт оборудования ($T_{рем} = 175$ часов); $T_{орг}$ – время простоев оборудования ($T_{орг} = 46$ часов).

$$K_э = \frac{8760 - (175 + 46)}{8760} = 0,975.$$

Тогда: $T = 365 \cdot 0,975 \cdot 24 = 8541$ часов.

Отсюда: $A = 500 \cdot 0,65 \cdot 8541 = 2\,775\,825$ кВт · ч.

Затраты на электроэнергию в год:

$$C_э = Ц_э \cdot A = 4,25 \cdot 2\,775\,825 = 11\,797\,256 \text{ руб.}$$

Расходы газа на аппарат после установки

В данной установке используется попутный нефтяной газ, который в данный момент сжигается на факельной установке, поэтому расходы на газ не учитываются.

Затраты на газ, потребляемый рабочими агрегатами

Годовое потребление газа: $30 \text{ м}^3/\text{час} \cdot 24 \text{ ч} \cdot 365 \text{ дн.} = 262\,800 \text{ м}^3$.

Рассчитаем затраты на расход газа в год. Себестоимость 1000 м^3 газа на 01.01.2019 г. составляет 3445 руб.

Следовательно, расходы составят: $3445 \cdot 262\,800 = 905$ млн руб. в год.

Расходы на оплату труда

Рассчитаем фонд заработной платы персонала установки в месяц:

$$\Phi ЗП_M = ЗП_p \cdot TP \cdot n_{скв} = 40\,000 \cdot 1,5 \cdot 12 = 720\,000 \text{ руб.},$$

где $ЗП_p$ – средняя заработная плата рабочего в месяц; TP – трудоёмкость в добыче нефти, чел/скв.; $n_{скв}$ – количество эксплуатируемых скважин.

Годовой фонд заработной платы персонала установки:

$$\Phi ЗП_г = \Phi ЗП_M \cdot 3 = 720\,000 \cdot 3 = 2\,160\,000 \text{ руб.}$$

Рассчитаем отпускную сумму: $\Phi ЗП_{отп} = 40\,000 \cdot 12 = 480\,000$ руб.

Расходы на амортизацию оборудования

Ежегодные затраты на амортизацию составляют 15 % от стоимости оборудования: $A = 6\,435\,000 \cdot 0,15 = 965\,250$ руб.

Расходы на содержание оборудования

«Хитер-Тритер» обслуживается раз в год, так как конструкция спроектирована таким образом, что асфальто-смоло-парафиновые отложения, отлагающиеся в сепараторе, можно частично отчистить, подняв температуру в жаровой трубе на 90 °С. При этом постоянная температура в сепараторе составляет 50 °С, что позволяет быстрее разрушать эмульсию.

Затраты на обслуживания ($З_{обс}$) «Хитер-Тритер» в год составляют:
 $З_{обс} = 500\,000$ руб.

Расходы на охрану труда и технику безопасности

Затраты по охране труда и технике безопасности исчисляются, исходя из средних затрат на одного рабочего в размере 2000 руб.: $З_{охр} = 3 \cdot 2000 = 6000$ руб.

Смета годовых расходов представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Смета годовых расходов

Статья затрат	Сумма, руб.
Затраты на материалы	323 840
Дополнительные материалы	321 840
Затраты на малоценный инструмент	1500
Затраты на электроэнергию, потребляемую рабочими агрегатами	11 797 256
Расходы на оплату труда	2 160 000
Основная заработная плата	1 680 000
Дополнительная заработная плата	480 000
Расходы на амортизацию оборудования	965 250
Затраты на содержание оборудования	500 000
Расходы на охрану труда и технику безопасности	6 000
Итого расходов	18 235 686

В таблице 5 представлены технические характеристики оборудования установки сепарации нефти и трёхфазного сепаратора и годовой эффект.

Таблица 5 – Технические характеристики

Характеристики	УСН	«Хитер-Тритер»	+ / –	Прибыль
Потребляемая энергия, кВт/год	306600	262800	43 800	186 150
Пропускная способность, м³/год	51 100 000	73 000 000	21 900 000	
Занятость персонала, чел.	6	3	3	
Занятость персонала, зп/год	4 320 000	2 160 000	2 160 000	2 160 000
Техническое обслуживание, раз/в год	2	1	1	500 000

$$\Sigma 186150 + 2160000 + 500000 = 2846150 \text{ руб.}$$

Таким образом, общий годовой эффект будет составлять 2 846 150 рублей.

Рассчитаем период окупаемости замены существующей УСН на нефтегазово-доразделитель «Хитер-Тритер»:

$$T_{ок} = \frac{\Phi_k}{\text{эффект}} = \frac{6435000}{2846150} = 2 \text{ года.}$$

Таким образом, в результате проведённых расчётов были выявлены следующие результаты: потребляемая энергия трёхфазного сепаратора намного меньше старой УСН, также пропускная способность достаточно отличается. На УСН требуется занятость персонала 6 человек, а для установки водогазоразделителя требуется всего 3 человека, это сильно отличается также в заработной плате. Техническое обслуживание проводится реже на ТФС, что доказывает его эффективную работу.

Кроме того, замена существующего оборудования гарантирует прирост прибыли, а период окупаемости составляет 2 года.

Следовательно, предлагаемое оборудование можно применять на практике.

Литература:

1. Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Влияние надёжности нефтепромыслового оборудования на экологическую безопасность разработки северных нефтегазовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2016. – 135 с.
2. Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Экологическая безопасность при разработке северных нефтегазовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 128 с.
3. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Дунюшкин И. И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений : учебное пособие. – М. : ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 320 с.
5. Алекперова С.Т., Ревазов А.М. Разработка и реализация системы поэтапного обеспечения безопасности магистральных газопроводов // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – С. 21–29.
6. Галиева Р.А. исследование одновременной очистки газа от кислых компонентов и сероорганических соединений новыми абсорбентами физико-химического действия // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 42–44.
7. Гильмияров Е.А., Силина И.Г. Сравнение теплоносителей, применяемых в холодильных установках при сооружении и ремонте систем трубопроводного транспорта // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – С. 154–156.

8. Зиянгиров А.Г., Мухамедьянов Т.И., Павлюченко В.И. Перспективы применения мобильных компрессорных установок в условиях завершающей стадии разработки газовых месторождений // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенко. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – С. 62–64.

9. Кусов Г.В., Савенок О.В. Автоматизированная система управления установкой подготовки попутного нефтяного газа // Современные тенденции развития нефтегазовой и машиностроительной отраслей : сборник научных статей по материалам I Международной научно-практической конференции (25 мая 2016 года, г. Пермь); под общ. ред. Т.М. Сигитова. – Пермь : ИП Сигитов Т.М., 2016. – С. 21–29.

10. Кусов Г.В., Савенок О.В. Модернизация низкотемпературных сепараторов на Уренгойском газоконденсатном месторождении // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 2. – С. 179–197.

11. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ системы подготовки газа на Уренгойском газоконденсатном месторождении (на примере УКПГ-15) // Сборник научных трудов по материалам Всероссийской научно-практической конференции «Теоретические и прикладные исследования в области естественных, гуманитарных и технических наук» (17 июня 2016 года, г. Прокопьевск). – Прокопьевск, 2016. – С. 84–95.

12. Кусов Г.В., Савенок О.В. Влияние систем автоматизации и контроля на надёжность функционирования систем сбора, подготовки и транспорта газа // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XII Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (31 июля 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – С. 45–48.

13. Кусов Г.В., Богатырёв В.С., Савенок О.В. Классификация отказов и анализ работы технологического нефтепромыслового оборудования в условиях Крайнего Севера // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 7/2016. – С. 64–68.

14. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Технологическая часть // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 3. – С. 40–51.

15. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Модернизация аппаратов осушки газа // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 3. – С. 52–72.

16. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ системы сбора и подготовки газа Бованенковского месторождения // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XX Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (13 декабря 2016 года, г. Харьков). – Харьков : научно-информационный центр «Знание». – Ч. 2. – С. 22–29.

17. Кусов Г.В. Характеристика системы сбора и подготовки газа на Медвежьем месторождении // Журнал «Научный форум. Сибирь». – Тюмень : ООО «Русарра», 2016. – Т. 2. – № 4. – С. 31–33.

18. Кусов Г.В., Савенок О.В., Одунлами Казим Алан. Система сбора и подготовки газа на примере УКПГ-13 Уренгойского газоконденсатного месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 4. – С. 120–133.

19. Кусов Г.В., Бекетов С.Б., Савенок О.В. Оценка и пути повышения надёжности систем автоматизации и контроля нефтегазодобычи // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2017. – № 1. – С. 127–132.

20. Кусов Г.В. [и др.]. Анализ обустройства Вынгайхинского нефтегазового месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 89–110.

21. Кусов Г.В., Савенок О.В. Реконструкция Южно-Ягунского нефтяного месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенко. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 133–141.

22. Кусов Г.В., Савенок О.В., Куаку Зебуа Ив Эммануэль. Анализ работы систем сбора и подготовки скважинной продукции Биттемского месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 169–188.

23. Нурмакова Ж.И., Третьяк Л.П. Современный подход к обеспечению промышленной безопасности с техногенным гидратообразованием в газопромысловых и газотранспортных системах нефтегазовой отрасли // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – С. 98–100.

24. Шестерикова Р.Е., Шестерикова А.А., Галанин И.А. Энергетический анализ влияния очистки газа от диоксида углерода на его транспортировку по магистральным газопроводам // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 74–77.

25. Щербатюк Я.В., Сальников А.В. Исследование динамики эффективности очистки трубных обвязок малого диаметра от асфальтосмолопарафиновых отложений за счёт изменения температурного режима растворителя // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 78–82.

26. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11.

References:

1. Aliyev V.K., Savenok O.V., Sirotin D.G. Influence of reliability of oilfield equipment on ecological safety of development of northern oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VPO KubGTU Publishing House, 2016. – 135 p.

2. Aliev V.K., Savenok O.V., Sirotin D.G. Environmental safety during development of the northern oil and gas fields. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 128 p.

3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 603 p.

4. Dunyushkin I.I. Collection and preparation of well products of oil fields: manual. – M. : Federal State Unitary Enterprise «Oil and Gas» publishing house of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2006. – 320 p.

5. Alekperova S.T., Revazov A.M. Development and implementation of a system of phased security of gas main pipelines // Bulatovskie readings: materials of the II International scientific-practical conference (March 31, 2018): in 7 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 4: Design, construction and operation of pipeline transport systems. – P. 21–29.

6. Galieva R.A. research of simultaneous purification of gas from acidic components and organosulphuric compounds by new absorbers of physicochemical action // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 4: Design, construction and operation of pipeline transport systems. Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 42–44.

7. Gilmiyarov E.A., Silina I.G. Comparison of coolants used in refrigeration plants in the construction and repair of pipeline transport systems // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific and Practical Conference (March 31, 2019): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, prof. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. Design, construction and operation of pipeline transport systems. – P. 154–156.

8. Ziyangirov A.G., Mukhamedyanov T.I., Pavlyuchenko V.I. Prospects of application of motor-ball compressor units under conditions of the final stage of development of gas fields // Bulatovskie readings: materials of the II International scientific-practical conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 4: Design, construction and operation of pipeline transport systems. – P. 62–64.

9. Kusov G.V., Savenok O.V. Automated control system for the associated petroleum gas treatment unit // Current trends in the development of the oil and gas and machine-building industries: a collection of scientific articles on the materials of the First International Scientific Conference (May 25, 2016, Perm); under the general editorship of T.M. Sigitova. – Perm : IP Sigitov T.M., 2016. – P. 21–29.

10. Kusov G.V., Savenok O.V. Modernization of the low-temperature separators at the Urenгой gas condensate field // Scientific journal of Science. Equipment. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House - South, 2016. – № 2. – P. 179–197.

11. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of the gas treatment system at the Urengoykoye gas condensate field (on the example of UKPG-15) // Collection of scientific papers based on the materials of the All-Russian scientific-practical conference «Theoretical and applied research in the field of natural, humanities and technical sciences». (17 June 2016, Prokopyevsk). – Prokopyevsk, 2016. – P. 84–95.
12. Kusov G.V., Savenok O.V. Influence of the automation and control systems on the reliability of the gas collection, preparation and transportation systems // Collection of articles of the international research organization «Cognitio» based on the materials of the XII International scientific-practical conference «Actual problems of science of the XXI century» (July 31, 2016, Moscow). – M. : Cognitio International Research Organisation, 2016. – P. 45–48.
13. Kusov G.V., Bogatyrev V.S., Savenok O.V. Classification of failures and analysis of process oilfield equipment operation in the conditions of the Far North // Scientific and Technical Journal «Oil. Gas. Innovations». – Samara : LLC «Editorial Board of «Oil. Gas. Innovations, 2016. – № 7/2016. – P. 64–68.
14. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of gas treatment efficiency at Unit 9 of the Yamburg oil and gas condensate field. Technological part // Scientific journal Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – № 3. – P. 40–51.
15. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of gas treatment efficiency at Unit 9 of the Yamburg oil and gas condensate field. Gas dehydration apparatuses modernization // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – № 3. – P. 52–72.
16. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of the system of gas gathering and preparation of the Bovanenkovskoye field // Collection of articles of the scientific information center «Knowledge» on the materials of the XX International scientific-practical conference «Development of science in the XXI century». (13 December 2016, Kharkiv). – Kharkiv : scientific and information center «Knowledge». – Part 2. – P. 22–29.
17. Kusov G.V. Characteristics of the system of gas collection and preparation at Medvezhyi deposit // Journal «Scientific Forum. Siberia». – Tyumen: Rusarra LLC, 2016. – T. 2. – № 4. – P. 31–33.
18. Kusov G.V., Savenok O.V., Odundlami Kazim Alan. Gas Collection and Treatment System on the Example of Unit 13 of Urengoy Gas Condensate Field // Scientific Journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House - South, 2016. – № 4. – P. 120–133.
19. Kusov G.V., Beketov S.B., Savenok O.V. Estimation and ways of increasing the reliability of the systems of automation and control of oil and gas production // Gornyi information-analytical bullet-shadow (scientific and technical journal). – M. : Mining Book Publishing House, 2017. – № 1. – P. 127–132.
20. Kusov G.V. [et al.]. Analysis of Vyngayakhinskoye oil and gas field development // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – № 1. – P. 89–110.
21. Kusov G.V., Savenok O.V. Reconstruction of the Yuzhno-Yagunskoye oil field // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 133–141.
22. Kusov G.V., Savenok O.V., Kuaku Zebua Yves Emmanuel. Analysis of well production collection and preparation systems of the Bitemskoye field // Scientific journal of Nauka. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – № 3. – P. 169–188.
23. Nurmakova Z.I., Tretyak L.P. Modern approach to industrial safety with technogenic hydrate formation in gas production and gas transportation systems of the oil and gas industry // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 4: Design, construction and operation of pipeline transport systems. – P. 98–100.
24. Shesterikova R.E., Shesterikova A.A., Galanin I.A. Energy analysis of the impact of purification of gas from carbon dioxide on its transportation through the main gas pipelines // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 4: Design, construction and operation of pipeline transport systems. Chemical technology and ecology in oil and gas industry. – P. 74–77.
25. Shcherbatyuk Ya.V., Salnikov A.V. Investigation of the dynamics of efficiency of cleaning of small diameter pipe straps from asphalt and resin-paraffin deposits due to changes in the temperature regime of the solvent // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 4: Design, construction and operation of pipeline transport systems. Chemical Technology and Ecology in Oil and Gas Industry. – P. 78–82.
26. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6-11.