

Барсуков Евгений Иванович,
обучающийся ГБПОУ ЯНАО
«Муравленковский многопрофильный
колледж», г. Муравленко
E-mail: doter22808@mail.ru

Научный руководитель
Габдуллина Евгения Владимировна,
преподаватель ГБПОУ ЯНАО
«Муравленковский многопрофильный
колледж», г. Муравленко
E-mail: jenyashakirova@mail.ru

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

**(на ДНС-6 с УПСВ Муравленковского месторождения
АО «Газпромнефть-ННГ»)**

**ТОПЛИВНО-
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
КОМПЛЕКС**

УДК 665.6/.7

Данная статья призвана обосновать эффективность применения конечных делителей фаз трубных (КДФТ). Актуальность работы обусловлена необходимостью разрешения противоречий, проявившихся в разнообразии методов совершенствования технологических процессов добычи нефти и газа и специфических особенностей месторождений, на которых эти методы могут использоваться. Разрешение данного противоречия позволяет определить проблему — основные опасности и вредности при эксплуатации Муравленковского месторождения — и тему исследования «Совершенствование системы отбора и подготовки скважинной продукции на ДНС-6 с УПСВ на Муравленковском месторождении АО «Газпромнефть-ННГ».

This article is intended to justify the effectiveness of the use of End-of-Pipeline Tubular Phase Splitters (KDFT). The relevance of the work is due to the need to resolve contradictions that have manifested themselves in the variety of methods for improving the technological processes of oil and gas production and the specific features of the fields where these methods can be used. The resolution of this contradiction allows us to determine the problem — the main dangers and harms in the operation of “Muravlenkovskoye” field and the research topic «Improving the system of selection and preparation of well products at booster pump station-6 with preliminary water gathering unit of “Muravlenkovskoye” field of “JSC Gazpromneft-Noyabrskneftegaz».

Ключевые слова

Технологические процессы добычи нефти и газа, месторождение, экология, нефтяная эмульсия.

Keyword

Technological processes of oil and gas production, field, ecology, oil emulsion.

Объектом исследования и ключевой темой данной публикации стала скважинная продукция на Муравленковском месторождении. Автор в своей работе попытался определить риски при эксплуатации месторождения, а также минимизировать возможный вред окружающей среде и материальные затраты.

На ДНС-6 с установки предварительного сброса воды (УПСВ) поступает водонефтяная эмульсия (с кустов скважин на сепарационную установку, где происходит отделение попутного нефтяного газа). Далее нефтяная эмульсия поступает на сооружения УПСВ. В качестве аппаратов предварительного сброса воды используются нефтегазоводоразделители с прямым подогревом (НГВРП), в которых осуществляется нагрев эмульсии, сепарация газа и отделение воды из обработанной реагентом водонефтяной эмульсии. Нефтяная эмульсия из аппаратов предварительного сброса воды с остаточным содержанием воды до 10 % направляется на концевую ступень сепарации в сепараторы-буферы ДНС-6 для окончательной сепарации нефти при давлении ($P=0,105\text{ МПа}$, $t=35\dots 50\text{ }^\circ\text{C}$).

После сепараторов-буферов нефть может поступать либо на прием насосов насосной внешней перекачки, либо (в аварийном случае) в резервуары. Далее нефть идет на оперативный УУН и с рабочим давлением 3,3 МПа подается в напорный нефтепровод на ЦПС «Муравленковский». Пластовая вода после очистных сооружений подается в систему поддержания пластового давления (ППД). Попутный газ, выделившийся на ступенях сепарации ДНС-6 и УПСВ, используется на собственные нужды и отправляется потребителю. Уловленная нефть из резервуаров поступает в емкость нефти и далее насосом подается в трубопровод перед НГВРП. Резервуары-отстойники предусмотрены как технологические резервуары. Из маточника, расположенного на уровне 7 метров, нефть направляется на прием насосов НВП НС – 1.

Высоконапорная система сбора предусматривает перекачку газонасыщенной нефти от месторождений всего нефтепромыслового района на ЦПС, на котором сосредоточены все мощности по подготовке нефти и переработке газа. Продукция скважин под действием устьевого давления поступает через АГЗУ, обслуживающую 6 – 12 скважин, на ДНС или на УСУ. ДНС сооружают на промыслах или участках промыслов, удаленных на значительные расстояния от ЦПС (обычно более 10 км), УСУ – для нефтесбора с участков, расположенных вблизи ЦСП.

На ДНС (или УСУ) осуществляют первую ступень сепарации при давлении 0,6 – 0,7 МПа, которое обеспечивает безкомпрессорное транспортирование газа до ГПЗ, расположенного на площадке ЦПС, и перекачку газонасыщенной нефти центробежными насосами на ЦПС на

расстояние до 100 км и более.

На установку ДНС-6 с УПСВ поступает водонефтяная эмульсия с кустов скважин на сепарационную установку, где происходит отделение попутного нефтяного газа. Далее нефтяная эмульсия поступает на сооружения УПСВ.

В качестве аппаратов предварительного сброса воды использованы нефтегазоводоразделители с прямым подогревом (НГВРП).

После подготовки на установке предварительного сброса воды 5 – 10 % нефтяная эмульсия, пройдя узел учета нефти, транспортируется в межпромысловый трубопровод на УПН «Муравленковского» ЦПС.

Пластовая вода после очистных сооружений подается в систему ППД.

Газонефтяная смесь, поступающая в сепаратор, с помощью распределительного устройства направляется на наклонные желоба, по которым плавно стекает вниз. При этом исключается пенообразование нефти, из нее выделяются пузырьки окклюдированного нефтяного газа. Нефтяной газ, отделившийся от нефти, проходит сначала фильтр грубой очистки, затем фильтр тонкой очистки, в которых из него улавливаются взвешенные капельки нефти, после чего выводится через штуцер выхода газа. Отсепарированная нефть выводится через патрубок выхода нефти, над которым установлен диск для предотвращения воронкообразования и попадания газа в нефтяную линию.

Газовый сепаратор используется как фильтр для очистки попутного нефтяного и природного газа от капельной воды, конденсата и механических примесей в промышленных установках подготовки газа для транспортировки, в подземных хранилищах и на газоперерабатывающих и нефтеперерабатывающих заводах.

Основным назначением НГВРП является сепарация продукции скважин, предварительное обезвоживание нефти и очистка отделившейся воды. Технологической схемой ДНС буферные емкости предназначены для приема нефти в целях обеспечения равномерного поступления нефти к приему перекачивающих насосов, сепарации нефти от газа, поддержания постоянного подпора порядка 0,3 – 0,6 МПа на приеме насосов.

Резервуары вертикальные стальные предназначены для стационарного хранения нефти, нефтепродуктов, технологических смесей и других жидкостей плотностью до 1 т/м³.

Для разрушения нефтяных эмульсий применяются различные химические реагенты – деэмульгаторы, которые в отличие от природных эмульгаторов способствуют значительному снижению стойкости нефтяных эмульсий.

В качестве реагентов-деэмульгаторов используются ПАВ. Воздействие деэмульгатора на нефтяную эмульсию основано на том, что он, адсорбируясь на поверхности раздела фаз нефть – вода, вытесняет и замещает менее поверхностно-активные природные эмульгаторы. Пленка, образуемая деэмульгатором, менее прочна. По мере накопления деэмульгатора на поверхности капелек воды между последними возникают силы взаимного притяжения. В результате этого мелкие диспергированные капельки воды образуют большие капли (хлопья), в

которых пленки вокруг глобул воды обычно сохраняются. Процесс образования больших хлопьев из мелкодиспергированных капелек воды в результате воздействия деэмульгатора называется флокуляцией (хлопьеобразование). В процессе **флокуляции** поверхностная пленка глобул воды становится достаточно ослабленной, происходит ее разрушение и слияние глобул воды. Процесс слияния капелек воды называется коалесценцией.

Таким образом, при разрушении эмульсии совместно с реагентом-деэмульгатором протекает сложный комплекс процессов. В их числе – механическое дробление капель, сопровождаемое разрушением их бронирующих оболочек; слияние капель различного качества в результате прямых столкновений в потоке и смешение их содержимого; интенсивное разрушение капель на стенках труб и аппаратов, сопровождаемое образованием водных линз и пленок, периодически срывааемых потоком; разрушение бронирующих оболочек капель под воздействием ПАВ за счет миграционных эффектов непосредственно по поверхности капель; равномерное распределение капель различного качества в объеме нефти; накопление поверхностно-активных веществ на бронирующих оболочках капель за счет многократных столкновений до концентраций, приводящих к их разрушению.

Хорошие деэмульгаторы должны обеспечивать не только сближение диспергированных капелек воды в эмульсии, но и разрушать окружающие их пленки и способствовать коалесценции. Концевые делители фаз трубные (КДФТ) предназначены для разделения продукции скважин и подготовки пластовой воды до требуемых норм. Применяются в УПСВ, системах поддержания пластового давления или в качестве входной ступени установок подготовки нефти.

Снижение капитальных затрат происходит за счет уменьшения металлоемкости до 3 раз и площади застройки до 1,5 раза. Эффект достигается путем соблюдения ряда условий: совмещения нескольких аппаратов в одном блоке, параллельного (а не последовательного) течения процессов разделения фаз, исключения части оборудования с использованием смесителей и коалесцеров, а также применения метода трубного разделения.

Концевые делители фаз трубные (КДФТ) изготавливаются двух типов: КДФТ, входящие в состав УПСВ или УПН, на которых применяются технологии утилизации попутного газа. Они преимущественно для использования в установках сепарации газожидкостных смесей с обводненностью от 25 % до 99 % и газовым фактором не более 600 нм³/т. На установках этого типа блок предохранительных клапанов устанавливается на устройства предварительного сброса газа (УПОГ) в зоне нахождения максимального объема газа. КДФТ, входящие в состав трубного водоотделителя (ТВО) для путевого или кустового сброса пластовой воды с последующим совместным транспортом газа и нефти по нефтепроводу, применяются преимущественно для использования в установках сепарации газожидкостных смесей с обводненностью от 45 % до 99 % и газовым фактором в пределах от 0 до 150 нм³/т. На установках второго типа блок предохранительных клапанов устанавливается в нижней части каждого корпуса в зоне его заполнения водой на верхней его образующей.

В состав КДФТ входят следующие узлы и оборудование: УПОГ, предназначенное для отбора отделившегося свободного газа в подводящем коллекторе; наклонные трубные секции в зависимости от производительности, предназначенные для отделения воды от нефти и ее дегазации; внутренние полочные коалесцеры – осадители в нижней части секции, предназначенные для доочистки воды от механических примесей и нефти.

СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ КДФТ

Система автоматизации КДФТ состоит из двух уровней: нижний – КИП и контроллеры, объединенные в распределенную сеть локального контроля и управления; верхний – АРМ оператора (контроллер), расположенное в операторной.

Размеры КДФТ и их технологический объем определяются в зависимости от производительности по жидкости, физико-химических свойств нефти, пластовой воды, режима работы и требований к качеству конечной продукции на основании проведенных исследований агрегатированной устойчивости водонефтяной эмульсии.

Добываемая продукция со скважин через узел входных задвижек поступает на вход УТ, в котором предварительно расслаивается на три потока – нефть, вода, газ. Для интенсификации процесса выделения воды из газожидкостной смеси в трубопровод транспорта на кусте производится подача реагента в расчете 30 – 50 г/т нефти. Из верхней образующей трубы УТ предварительно отбирается свободный газ, выделившийся в подводящем трубопроводе, и направляется в нефтегазовый сепаратор. Расслоенный поток жидкостной смеси с УТ перетекает в два параллельных КДФТ, в которых достигается дополнительное выделение воды из нефти, выделение нефтяных глобул из воды – отстой воды, отбор свободного газа, частично поступающего из успокоительного трубопровода. Вода из КДФТ направляется на прием КНС. При этом предусмотрена установка регулирующего клапана на трубопроводе, подающем воду из «подпитывающего» трубопровода на КНС.

Предварительно обезвоженная нефть до 20 % остаточной воды из КДФТ поступает в трубопровод на вход нефтегазового сепаратора. Остаточная обводненность определяется влагомером, установленным на трубопроводе после насосов внешней перекачки перед УУН. Конструктивная особенность КДФТ заключается в фильтрах, расположенных в нижней части КДФТ – 1 и КДФТ – 2, при помощи которых происходит дополнительная очистка воды. Предусматривается регенерация фильтра, которая осуществляется путем продувки попутным газом из газового расширителя. Дренаж с КДФТ УТ, а также сброс с предохранительного клапана, установленного на УТ, направляется в дренажные емкости с последующей откачкой на прием насосов ДНС.

Установка предварительного сброса воды используется для разделения эмульсии и предварительного сброса воды.

Экономическая эффективность установки обусловлена тем, что отделение воды от нефти осуществляется непосредственно на площадке ДНС.

Рассматривается вариант технологии отделения воды

из добываемой жидкости с внедрением на ДНС установки предварительного сброса воды по сравнению с существующей технологией без УПСВ (добываемая из скважины жидкость перекачивается насосами ДНС на установки подготовки нефти, расположенные на товарном парке, где осуществляется отделение воды от нефти).

На основании проведенных технологических расчетов по внедрению КДФ необходимо просчитать эффект и окупаемость капитальных вложений.

Внедрение КДФ предполагает покупку самого КДФ, транспортные расходы, затраты на его монтаж, эксплуатацию трубопровода.

Расчеты текущей стоимости УПСВ и экономическая эффективность КДФТ представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1. Расчёт текущей стоимости УПСВ

№ п/п	Наименования	Показатели
1	Количество УПСВ, шт.	4
2	Объем добычи нефти, тыс. т	43,2
3	Выручка от реализации, млн руб.	388,8
4	Капитальные затраты, млн руб.	4,7
5	Налоги, млн руб.	77,76
6	Поток денежной наличности, млн руб	311,04
7	Накопленный поток денежной наличности, млн руб.	763,7
8	Коэффициент дисконтирования, доли ед.	0,7432
9	Дисконтированный поток денежной продукции, млн руб.	233,59
10	Чистая текущая стоимость, млн руб.	653,63

Таблица 2. Экономическая эффективность КДФТ

Наименование	Стоимость
Заработная плата оператора ДНС руб./г.	12000000
Плата подрядными организациями руб./г.	5000000
КДФТ	80000000

В работе автор детально рассмотрел принципы усовершенствования системы сбора и подготовки скважинной продукции на Муравленковском месторождении. Сбор скважинной продукции осуществляется с помощью ДНС-6 с УПСВ, продукция на которую поступает с АГЗУ, и в дальнейшем идет на обработку. Дожимные насосные станции предназначены для сепарации нефти от газа, очистки газа от капельной жидкости, дальнейшего отдельного транспортирования нефти центробежными насосами, а газа под давлением сепарации.

Широкое применение КДФ позволяет исключить ис-

пользование аппаратов предварительного сброса воды, выполненных в виде дорогостоящих многочисленных булитов и отстойных резервуаров, в которых при отсутствии системы улавливания легких фракций теряется часть легких углеводородных фракций, массовая доля которых составляет около 0,7 %, что в свою очередь загрязняет окружающую среду. Особенно важно внедрение КДФ при сборе вязких сероводородсодержащих нефтей, когда резервуары вообще не применяются. Элементы типа КДФ необходимы для предварительного сброса отделившейся воды в условиях сборных пунктов, на групповых установках и дожимных насосных станциях с целью снижения энергетических затрат на перекачку и уменьшения коррозии трубопроводов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Басниев, К.С. Нефтегазовая гидромеханика: учеб. пособие для вузов / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Г.Д. Розенберг. – 7-е изд., стер. – М.: Институт компьютерных исследований, 2014. – 544 с.
2. Виноградова, Н.А. Научно-исследовательская работа студента: Технология написания и оформления доклада, реферата, курсовой и выпускной квалификационной работы: учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования / Н. В. Микляева. – 11-е изд., стер. – М.: Академия, 2015. – 128 с.
3. Дунаев, В.Ф. Основы проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / В.Ф. Дунаев. – 9-е изд., стер. – М.: ООО «ЦентрЛитНефтеГаз», 2013. – 341 с.
4. Мастепанов, А.М. Топливо-энергетический комплекс России на рубеже веков: состояние, проблемы, перспективы развития: учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования / А.М. Мастепанов. – 4-е изд., стер. – М.: Энергия, 2013. – 287 с.
5. Месторождения нефти и газа [электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.nftn.ru/olfields/russia_oilfield/jamalo_neneckij_ao (дата обращения 14.03.2018).
6. Современные методы оценки эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины [электронный ресурс]. – Режим доступа: http://odbus.ru/6_2014/p378-391_KlyukinSS_ru/pdf (Дата обращения: 16.03.2018).
7. Молчанов, А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: учебник для вузов / А. Г. Молчанов. – 2-е изд., стер. – М.: Альянс, 2013. – 588 с.
8. Покрепин, Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования / Б.В. Покрепин. – 2-е изд., стер. – Волгоград: ИнФолио, 2013. – 224 с.
9. Покрепин, Б.В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования / Б.В. Покрепин. – 3-е изд., стер. – Волгоград: ИнФолио, 2013. – 496 с.
10. Ривкин, П.Р. Техника и технология добычи и подготовки нефти на нефтепромыслах: справочное пособие для разработчиков нефтегазовых месторождений / П.Р. Ривкин. – 7-е изд., стер. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2014. – 496 с.