

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ МАНЧАРОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Аннотация. Большинство крупнейших нефтяных месторождений характеризуются значительными объемами попутно добываемой пластовой воды. Перекачка высокообводненной продукции до централизованных пунктов сбора и подготовки нефти и последующая утилизация попутно добываемой воды в систему поддержания пластового давления перегружают промысловые трубопроводы и увеличивают их капиталоемкость, требуя большие затраты на встречные перекачки, борьбу с коррозией, эмульгированием нефтей, ухудшают экологическую ситуацию в нефтедобывающих регионах и т.д. В связи с изложенным, возникает необходимость отделения от нефти пластовой воды и солей в промысловых условиях. Вместе с водой при обезвоживании из нефти удаляются соли, растворенные в воде, и механические примеси, которые являются причиной коррозии и загрязнения трубопроводов и аппаратов. В статье предложено применение трубного водоотделителя в системе промысловой подготовки нефти.

Ключевые слова: нефтяная скважина, подготовка нефти, трубный водоотделитель, нефтесборный пункт, обезвоживание нефти.

Nurtdinov I.I.

IMPROVEMENT OF OIL PREPARATION METHODS IN THE FIELD CONDITIONS OF THE MANCHAROVSKY OIL FIELD

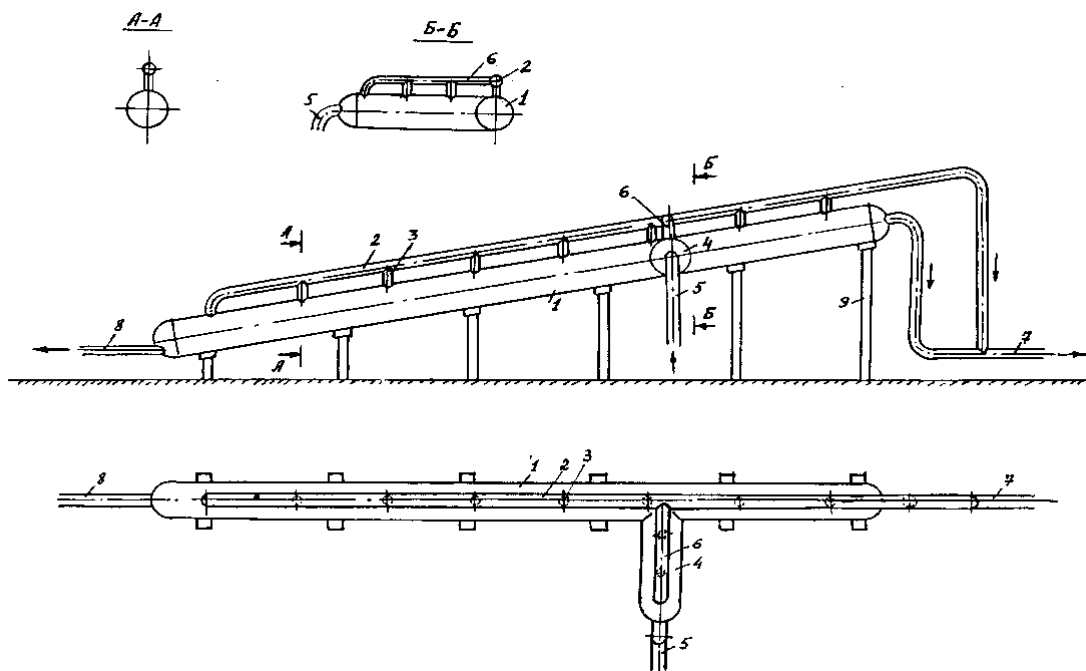
Abstract. Most of the largest oil fields are characterized by significant volumes of попутно produced formation water. The pumping of highly water-saturated products to centralized oil collection and treatment facilities and the subsequent disposal of попутно produced water in the reservoir pressure maintenance system overload the field pipelines and increase their capital intensity, requiring large costs for counter-pumping, corrosion control, oil emulsification, and

worsening the environmental situation in oil-producing regions, etc. In this regard, it is necessary to separate reservoir water and salts from oil in the field conditions. During dehydration, salts dissolved in water and mechanical impurities are removed from the oil, which can cause corrosion and contamination of pipelines and equipment. The article proposes the use of a tubular water separator in the field oil treatment system.

Keywords: oil well, oil treatment, tubular water separator, oil collection point, oil dehydration.

В настоящее время используются два типа оборудования для предварительного сброса воды: вертикальные стальные резервуары (РВС) с емкостью от 1000 до 5000 м³ и горизонтальные цилиндрические емкости объемом 100 и 200 м³ (булиты) [3].

В последнее время также начали применять трубные водоотделители нефти. Трубный водоотделитель (ТВО) предназначен для утилизации попутной пластовой воды в системе сбора и подготовки нефти. Его использование значительно упрощает традиционные методы очистки и сброса воды в системах поддержания пластового давления (ППД). Ранее вся продукция скважин транспортировалась от нефтяного месторождения до установок сброса воды (УПС) и установок подготовки нефти (УСН), а сбрасываемая вода затем откачивалась обратно на нефтяное месторождение для закачки в продуктивные пласты (рисунок 1).

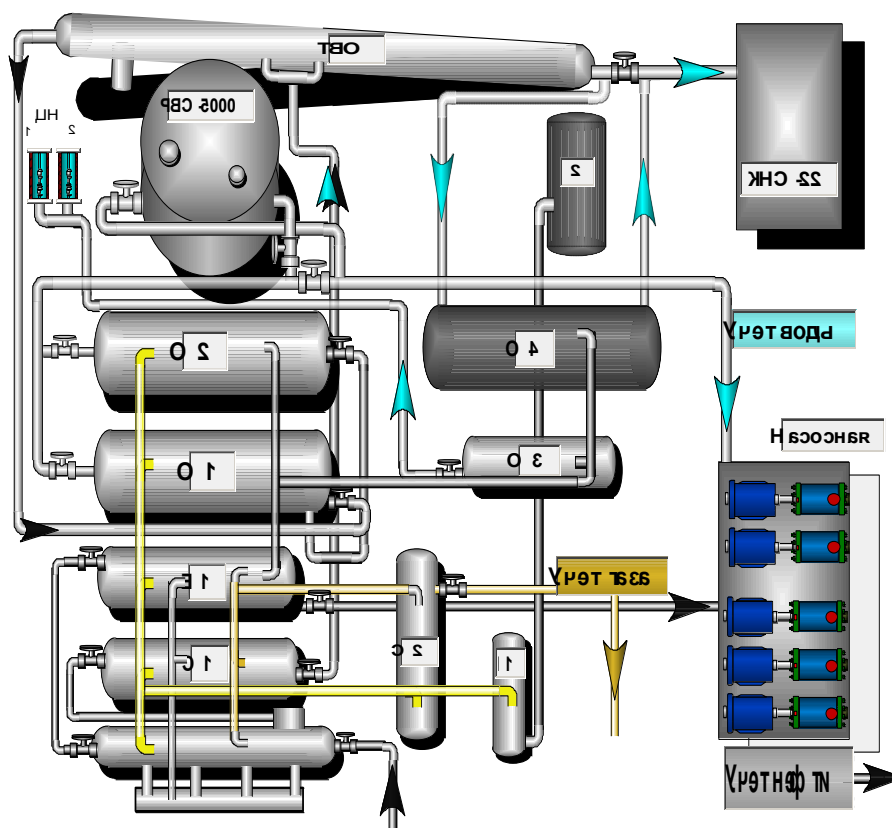


1, 2 - наклонные трубопроводы; 3 - перемычки; 4,6 - успокоитель; 5 - входной нефтегазопровод; 7- выкидной нефтегазопровод; 8- водоводсвайный фундамент.

Рисунок 1 - Трубный водоотделитель

На установке УПС газожидкостная смесь, поступающая с нефтяной площадки, проходит через горизонтальный сепаратор, где газ отделяется и направляется на осушку, а затем - к потребителю. Вода из сепаратора подается в горизонтальный отстойник, затем в вертикальный резервуар для очистки от остатков нефти, а нефть - в буферную емкость, откуда откачивается на УПН.

Вода, поступающая из сепаратора, направляется в горизонтальный отстойник, а затем в вертикальный резервуар для удаления остатков нефти. Очищенная нефть подается в буферную емкость, откуда она откачивается на установку подготовки нефти (УПН). Процесс подготовки воды в вертикальных резервуарах (РВС) приводит к их ускоренному износу, что сокращает срок службы до 2-3 лет, и также вызывает интенсивную коррозию горизонтальных емкостей УПС. Для транспортировки крупных объемов воды от УПС к кустовым насосным станциям системы ППД требуются водонасосные станции, что влечет за собой дополнительные затраты на электроэнергию (рисунок 2).



O1,O2,O3,O4-горизонтальные отстойники; C1,C2-сепараторы; E1,E2-буферные емкости; K1-конденсатосборник

Рисунок 2 - Схема УПС с ТВО

Применение системы ТВО позволяет осуществлять предварительный сброс воды непосредственно на нефтяной площади, а попутную воду подавать к насосам КНС с помощью насосов нефтяных скважин. Это значительно снижает количество вертикальных резервуаров (примерно на 70%) и устраняет необходимость в расходах электроэнергии на транспортировку воды от УПС до насосов системы ППД.

Когда давление в трубопроводе водоотведения (ТВО) оказывается недостаточным, вода направляется к погружным центробежным электронасосам, установленным в шурфах, находящихся поблизости. Основной объем газа отбирается с депульсатора, а остаточный - с колпака, расположенного на верхней части ТВО. Отбор газа с депульсатора

способствует поддержанию стабильного режима подготовки воды. Уровни «вода-нефть» и «нефть-газ» на ТВО регулируются с помощью датчиков и приборов. В тех случаях, когда давление в ТВО не достаточно, вода направляется на приемы погружных центробежных электронасосов, спущенных в шурфы, расположенные в непосредственной близости.

Основной объем газа с ТВО отбирается с депульсатора, а остаточный с колпака на верхнем конце ТВО. Отбор газа с депульсатора позволяет добиться устойчивого режима подготовки воды. На ТВО уровни «вода нефть» и «нефть газ» регулируются с помощью датчиков и приборов.

Ключевым требованием к функционированию ТВО является предотвращение попадания нефтяной фазы в систему подготовки и доставки (ППД). Проектирование ТВО основывается на отводе небольшого объема воды в нефтяную линию и установке датчика межфазного уровня «нефть-вода», который позволяет перекрывать сброс воды при снижении уровня ниже установленного предела [1].

Согласно действующим схемам, угол наклона трубы ТВО составляет примерно 4° . Установки ТВО способны обеспечить остаточное содержание нефти в воде для бобриковских и кыновских нефтей не превышающее 50 мг/л.

Основное разделение воды от нефти осуществляется в технологическом водоотделителе (ТВО), после чего вода направляется на доочистку в системе водоотделения (СВО), а затем поступает на приём насоса шурфа и распределяется по четырём нагнетательным скважинам. Во время работы ТВО скорость разделения фаз определяется выделением пузырьков нефтяного газа при снижении давления. Дисперсность нефтяной фазы зависит от физико-химических характеристик сырья и его компонентов, а также от степени разрушения водонефтяной эмульсии. Эта степень разрушения, в свою очередь, зависит от наличия деэмульгаторов в жидкости. На давление в ТВО влияют соотношение объёмов поступающей и уходящей жидкости, а также сопротивление движению в отводящих трубопроводах, что принимается во внимание при расчёте размеров ТВО. Производительность установок по сбросу

воды варьируется от 500 до 5000 м³ в сутки. В настоящее время ТВО успешно используется на нефтепромыслах АНК «Башнефть» и в ряде других нефтедобывающих регионов.

В частности, в ЧР ДНГ функционирует 17 ТВО, через которые в систему ППД сбрасывается до 73% всей попутно добываемой воды. Трубные водоотделители способны удалять более 90% поступающей в аппарат воды, обеспечивая при этом высокое качество по остаточному содержанию нефти (не более 50 мг/л) и взвешенных частиц (также не более 50 мг/л). Для разрушения эмульсии продукция из скважин обрабатывается реагентами-деэмульгаторами, которые добавляются непосредственно перед установкой. Остаточная обводненность нефти после сброса воды в системе сбора варьируется от 5 до 30% по объему. Лабораторные исследования показывают, что предварительное введение деэмульгатора в водонефтяную смесь до ее эмульгирования способствует улучшению процесса отстоя в ТВО [3].

На рисунке 3 представлена зависимость содержания нефти в сбрасываемой воде от времени нахождения эмульсии.

Из рисунка 3 следует, что с увеличением времени пребывания жидкости в трубном водоотделителе (ТВО) качество сбрасываемой воды по содержанию нефти улучшается. После достижения времени отстоя примерно в 1 час для условий Манчаровского месторождения, дальнейшее его увеличение не приводит к значительному снижению содержания нефти в сбрасываемой воде.

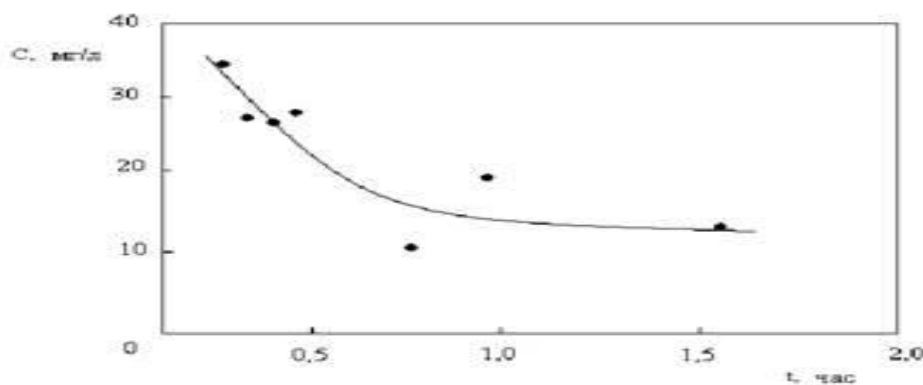


Рисунок 3 - Зависимость содержания нефти в воде от времени пребывания поступившей жидкости в ТВО [4]

Таким образом, предварительное введение поверхностно-активных веществ (ПАВ) в водонефтяную смесь до эмульгирования существенно улучшает процесс отстоя в ТВО. Опыт эксплуатации ТВО на промыслах продемонстрировал преимущества наклонного трубного водоотделителя по сравнению с традиционными установками подготовки сточных вод (УПС):

- простота конструкции, отсутствие контроля, сигнализации, регуляции и предохранительной арматуры, что повышает безопасность эксплуатации;
- возможность достижения более высокой степени очистки воды от нефти по сравнению с горизонтальными отстойниками;
- значительно меньшие материальные затраты на строительство трубного водоотделителя по сравнению с УПС;
- водоотделитель практически не требует обслуживающего персонала.

Список использованной литературы

1. Основные факторы, влияющие на повышение устойчивости эмульсии на поздней стадии разработки месторождений. / Ширеев А.И., Тронов В.П., Исмагилов И.Х., Закиев Ф.А.// Нефтяное хозяйство. – 1998. - № 12. – С 20-21.

2. Покрепин С.Б. Сбор и подготовка продукции скважин. - Москва «Недра», 2001.

3. Установка трубная наклонная для сброса воды./ Хатмуллин Ф.Х., Давлетшин З.Х., Зайнашев Р.А.// Нефтяное хозяйство. – 1992. - № 4. – С 17-18.

4. Шайдуллин Ф.Д., Снтдшсов И.Ф., Хатмуллин А.Ф., Исланова Г.Ш. Мероприятия по обеспечению надежности трубных водоотделителей в ООО «НГДУ «Чекмагушнефть» // 60 лет девонской нефти: Тез. докл. научно-практ. конф. - Уфа, 1999. - С. 87-88.