

Optimizing UPSV at BPS-1 Vyngapurovskoye field
Khusnutdinov A.¹, Mamchistova E.² (Russian Federation)
Оптимизация работы УПСВ на ДНС-1 Вынгапуровского месторождения
Хуснутдинов А. Ф.¹, Мамчистова Е. И.² (Российская Федерация)

¹Хуснутдинов Айдар Фаритович / Khusnutdinov Aydar – магистр;
²Мамчистова Елена Ивановна / Mamchistova Elena – доцент,
кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Институт геологии и нефтегазодобычи,
Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Аннотация: в статье рассмотрено и проанализировано существующее оборудование на ДНС-1. И ввиду недостатка технологических мощностей представлена новая принципиальная технологическая схема предварительного сброса воды на ДНС-1.

Abstract: article reviewed and analyzed existing equipment at BPS-1. And due to lack of technological capacity presents a new process flow diagram of preliminary water discharge at BPS-1.

Ключевые слова: разработка, месторождение, анализ, показатели, объект, характеристика.
Keywords: development, field, analysis, indicators, object, characteristic.

В связи с доразведкой основных залежей Вынгапуровского месторождения, с 2012 года планируется увеличение объема поступления скважинной продукции на ДНС-1 с УПСВ [1, 53].

Производительность по нефти составит:

2012 г. – 1448 тыс. т/год;

2013 г. - 1624 тыс. т/год;

2014 г. - 1533 тыс. т/год.

Производительность по пластовой воде: 4212 тыс. м³/год.

Производительность по газу: 1185 млн. м³/год.

Требуемое остаточное содержание воды в нефти после УПСВ 1-3 %.

Основное, существующее на данный момент технологическое оборудование ДНС-1 с УПСВ Вынгапуровского месторождения представлены в таблицах 1.1, 1.2, 1.3.

Таблица 1.1. Основное существующее емкостное технологическое оборудование ДНС-1 с УПСВ Вынгапуровского месторождения

№ п.п.	Наименование оборудования	Объем, м ³	Количество, шт.	Назначение	Состояние
1	2	3	4	5	7
1	С-1/1,2	50	2	Сепарация жидкости от газа	В работе
2	С-2	50	1	Сепарация нефти от газа	В работе
3	О-1	200	1	Предварительный сброс воды	В работе
5	ГС-1	200	1	Отделение жидкости от газа	В работе
6	РВС-1	2000	1	Очистные сооружения	В работе
7	ДЕ -2/3	25	1	Дренаж с насосов внешней откачки (НВО)	В работе
8	ДЕ -2/2	12,5	1	Конденсатосборник с ФНД	В работе
9	ДЕ -2/1	12,5	1	Конденсатосборник с ФНД	В работе

Таблица 1.2. Нагревательное технологическое оборудование ДНС-1 с УПСВ Вынгапуровского месторождения

№ п.п.	Наименование	Марка	Объем, м ³ теплоносителя	Производительность, м ³	Состояние
1	П - 1/1	ПП – 1,6	95	2350	В консервации
2	П - 1/2	ПП – 1,6	95	2350	Работа

Таблица 1.3. Насосное технологическое оборудование ДНС-1 с УПСВ Вынгапуровского месторождения

№ п.п.	Наименование насоса по технологической схеме (НВО, НПВ, НВП, погружной)	Марка	Количество	Среда	Состояние
1	НВО	ЦНС 300/300	3	Нефть, вода	1 в работе 2 в резерве
2	НПВ	ЦНС 300/120	3	Вода	2 в работе 1 в резерве
3	ДЕ 2/3	НВ 50/50	1	Нефть, вода	Рабочий
4	ДЕ 2/1	НВ 50/50	1	Нефть, вода	Рабочий
5	ДЕ 2/2	НВ 50/50	1	Нефть, вода	Рабочий

Существующая технологическая схема представлена в свободном доступе в сети Интернет. К сожалению, не удалось разместить данную схему в статье, так как формат журнала не позволяет этого сделать. Но, судя по параметрам, видно, что производительности существующего технологического оборудования ДНС-1 с УПСВ недостаточно и необходима его реконструкция.

Для выдачи рекомендаций по реконструкции ДНС-1 с УПСВ Вынгапуровского месторождения разработана новая принципиальная технологическая схема.

Технологический процесс предварительного сброса воды на ДНС-1 с УПСВ Вынгапуровского месторождения осуществляется следующим образом.

Технологическая линия нефти

Продукция скважин Вынгапуровского месторождения поступает на ДНС-1 при давлении до 0,8 МПа.

Обводненная нефтегазовая смесь поступает в сепараторы входные ВС-1,2, объемом 100 м³, где от нефти отделяется свободный попутный нефтяной газ.

После входных сепараторов ВС-1,2 жидкость направляется в сепараторы первой ступени сепарации С-1/1, 2 и далее поступает в трехфазные сепараторы О-1,2, где осуществляется предварительный сброс пластовой воды.

После О-1,2 частично обезвоженная жидкость направляется в сепаратор-буфер С-2/1,2, где при давлении не более 0,05 МПа происходит окончательное отделение нефти от газа [2, 62].

Разгазированная нефть из сепараторов С-2/1,2 поступает на прием насосов внешней откачки нефти (НВО) и далее через узел учета нефти откачивается на ЦПС Вынгапуровского месторождения.

Для интенсификации процесса предварительного сброса воды перед сепараторами ВС-1,2 в систему от БРХ подается деэмульгатор, в случае необходимости подачу деэмульгатора можно осуществлять перед О-1,2 и РВС.

Для нагрева поступающей водонефтяной эмульсии до 23-25 °С предусмотрена рециркуляция горячей воды. Для этого часть пластовой воды после резервуара Р-1 центробежным насосом из блока НПВ подается для нагрева в тепловой подогреватель ПП-1,6 и затем направляется перед входными сепараторами ВС-1,2 или перед трехфазными сепараторами О-1,2.

Технологическая линия попутного нефтяного газа

Попутный нефтяной газ из сепараторов ВС-1,2 и С-1/1,2 поступает в сепараторы каплеуловители СК-1,2 и далее через узел учета газа (УУГ) направляется в газопровод на Вынгапуровскую компрессорную станцию (КС). В газопровод подачи ПНГ на Вынгапуровскую КС подается ингибитор гидратообразования - метанол.

Часть попутного нефтяного газа используется в качестве топлива для ПП-1,6 и котельной.

Попутный нефтяной газ из трехфазных сепараторов О-1,2 и сепараторов-буферов С-2/1,2 поступает на факел низкого давления.

Технологическая линия пластовой воды

Пластовая вода после трехфазных сепараторов О-1,2 поступает для очистки в резервуар Р-1(РВС-2000) и далее насосами НПВ откачивается через узел учета воды на КНС.

Также разработана принципиальная технологическая схема ДНС-1 с УПСВ Вынгапуровского месторождения, которая будет опубликована в следующей статье и будут приведены расчеты.

Литература

1. РД 39-0004-90. Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений, выбору и компоновке сепарационного оборудования. М.: Газпромнефть-Муравленко, 2011. 53 с.
2. РД-39-0148070-320-88. Руководство по применению технологии сепарации на месторождениях с подгазовыми зонами. М.: Газпромнефть-Муравленко, 2012. 62 с.