

2. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. / П.Г. Баннов. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2001. – 625 с.

РАСШИРЕНИЕ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ НА СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ф. Ю. Кузнецов

Научный руководитель, старший преподаватель С. В. Фадеева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ОАО «Томскгазпром» планирует до 2019 г. увеличить мощность установки подготовки нефти, газа и подтоварной воды. Обоснованием для данного решения послужило комплексное развитие Останинско-Рыбального актива. Планируемый объем производства представлен в таблице 1.

Таблица 1

Объем производства Останинско- Рыбального актива

Максимальная добыча жидкости в год	2000 тыс.т.
Максимальная добыча нефти в год	1256 тыс.т.
Максимальная добыча попутного нефтяного газа в год	250 млн.ст.м ³
Максимальная утилизация подтоварной воды в систему поддержания пластового давления Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения в год	936 тыс.м ³

Существующая инфраструктура включает [1]:

- Установка подготовки нефти, газа и подтоварной воды производительностью:

- по жидкости: 792 тыс.т в год

- по нефти: 756 тыс.т в год

- по газу: 184 млн.ст.м³

- Товарный парк:

- РВС-2000 (4 шт.)

- Блочная кустовая насосная станция:

- 400 тыс.м³ в год

- РВС-700 (2 шт.)

- Факелы высокого и низкого давления

При существующей инфраструктуре месторождения установка подготовки нефти, газа и подтоварной воды не справится с планируемым объемом производства.

У компании есть два варианта увеличения пропускной способности установки подготовки нефти, газа и подтоварной воды: модернизация уже имеющегося оборудования или строительство второй очереди.

При модернизации установки необходимо будет провести демонтаж старого оборудования и полную перестройку территории под новое оборудование, т.к. потребуются новая система трубопроводов, необходимо будет укрепить фундамент и поменять все имеющиеся вспомогательное оборудование. Это займет очень много времени и для этого компании придется остановить весь фонд скважин, что приведет к большим убыткам.

Строительство второй очереди выглядит более перспективным по нескольким причинам:

- Нет необходимости останавливать фонд скважин;

- Строительство никак не повлияет на уже имеющуюся инфраструктуру;

- При установке подобного оборудования, технологический режим второй очереди будет подобен технологическому режиму существующей очереди установки подготовки нефти, газа и подтоварной воды;

Кроме того, при истощении продуктивных пластов и снижении количества добычи нефти и газа, вторая очередь также окажется более предусмотрительным и рентабельным вариантом. При уменьшении количества жидкости и газа, поступающих, на установку подготовки нефти, газа и подтоварной воды, вторую очередь можно исключить из работы и проводить процессы подготовки нефти и газа по старой технологической схеме, скорректировав технологический режим.

При модернизации существующей установки подготовки нефти, газа и подтоварной воды, решение проблемы с уменьшением уровня добычи углеводородов выглядит более сложной. При истощении разрабатываемых пластов, придется постоянно изменять технологический режим и схему работы, что непосредственно повлияет на качество товарной нефти. В этом случае компании придется принимать решение: вкладывать деньги в процессы интенсификации притока жидкости и увеличить добычу нефти и газа или снова перестраивать установку подготовки нефти, газа и подтоварной воды.

Литература

1. Технологический регламент установки подготовки нефти, газа и воды Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения, 2013 г.