

Результаты ИК-спектрального анализа свидетельствуют в пользу предполагаемого механизма ингибирования процессов образования асфальтеновых агрегатов. Так, в смеси №3 снизилось содержание асфальтенов и значение показателя конденсированности (ароматичности) уменьшилось, а значение показателя алифатичности возросло. Данный факт подтверждает возможность протекания процесса ингибирования по механизму адсорбции смол на поверхности образовавшихся агрегатов асфальтенов и улучшения растворимости этих агломератов. Таким образом, нефтяные природные смолы обладают различной ингибирующей способностью. Бензолые смолы (смесь №1) могут выступать в качестве ингибитора как индивидуальное вещество, а спирт-бензолые смолы (смесь №2) не могут, о чем свидетельствуют данные вещественного анализа. Смеси данных классов соединений обладают ингибирующей способностью в определенном интервале концентраций. Одним из возможных механизмов ингибирования является встраивание молекул смол в агрегаты асфальтенов с увеличением растворимости последних.

Литература

1. Gharbi K., Benyounes K., Khodja M. Removal and prevention of asphaltene deposition during oil production: A literature review // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 158. – P. 351 – 360.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ ШЕЛЬФОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**О.С. Тарасова**

Научный руководитель - доцент Е.В. Попок

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В 2011 году, когда общая добыча нефти составила 511,4 млн тонн, на шельфовых месторождения было добыто 16,7 млн тонн, однако уже в 2018 году на шельфе - 92,88 млн тонн, при общем объеме добычи 555,84 млн тонн. Следует так же учитывать тот фактор, что прогнозируемые запасы углеводорода на континентальном шельфе оцениваются в 47,8 млрд тонн [1]. По этим данным можно сделать вывод, что разработка шельфовых месторождений является перспективной задачей для России.

Разработка шельфовых месторождений представляет собой более трудоемкую работу, так как имеет ряд сложностей и характерные особенности в освоении данных мест, которые определяются рядом факторов:

- 1) мировой океан исследован всего лишь на 10%;
- 2) все инженерные комплексы и установки имеют высокую стоимость;
- 3) сложные инженерно-геологические изыскания;
- 4) затруднения, связанные с работой под водой;
- 5) все работы, которые выполняются в открытом море, обладают повышенной степенью риска, так как имеют суровые климатические условия, и находятся в удаленности от цивилизации.

Освоение арктического шельфа требует новых научных и технических подходов и применение инновационных технологий, ввиду того, что опыта добычи в Арктике практически нет, и что цена разработки месторождения в разы увеличивается, по сравнению с добычей на суше. Поэтому, моделирование процесса подготовки нефти является очень важной задачей, так как дает возможность варьирования технологическими параметрами подготовки пластового флюида, с целью получения продукции высокого качества.

Целью данной работы является изучение влияния состава добываемого флюида на характер подготовки товарной нефти. Подготовка нефти на шельфовом месторождении осуществляется по схеме (Рисунок 1).

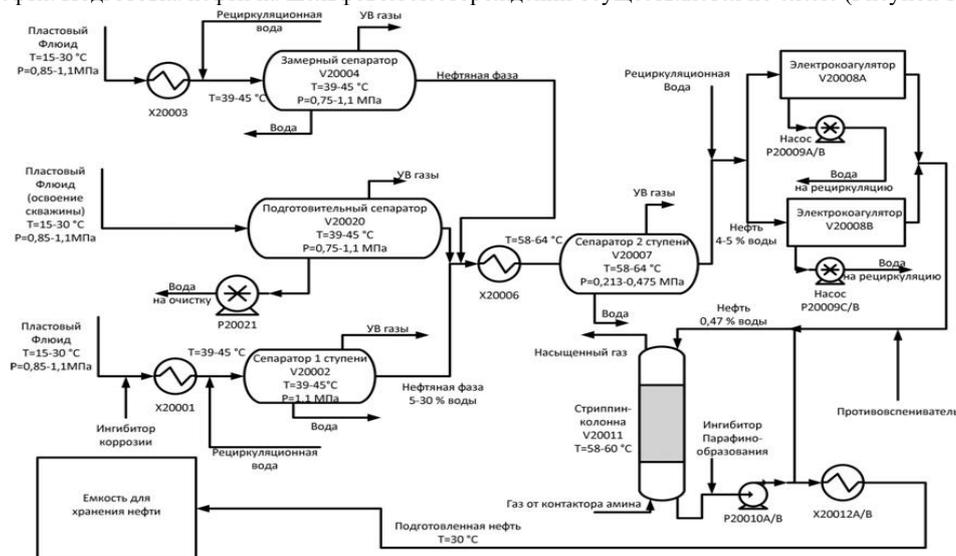
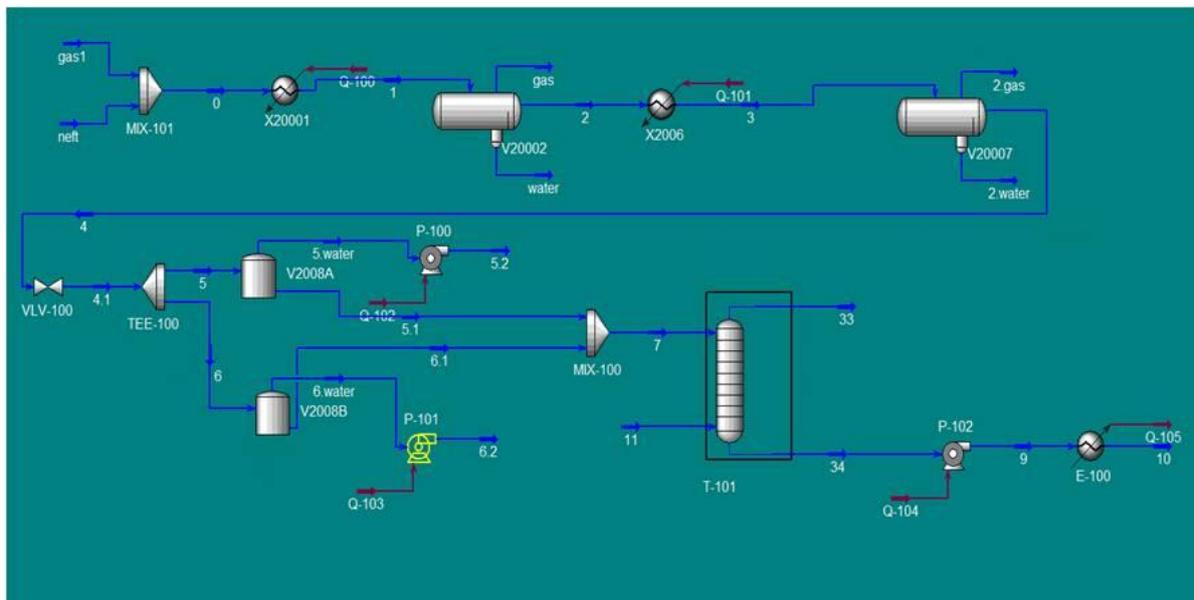


Рис.1 Технологическая схема системы подготовки нефти на МЛСП «Приразломная»

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ  
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ  
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

В работе была использована программа UniSimDesignR460, в которой и была составлена технологическая схема переработки нефти (Рисунок 2), с помощью которой был рассчитан массовый состав нефти на выходе (Таблица 1), а так же получены значения ДНП при различном расходе газа (Таблица 2).



**Рис.2** Схема переработки нефти в программе UniSimDesignR460

**Таблица 1**

**Данные об обводненности нефти**

	Обводненность, % масс					
	5	10	15	30	50	80
На входе	5	10	15	30	50	80
После первого сепаратора	5	9	14	22	30	40
После второго сепаратора	0,04	0,08	0,8	1,2	1,6	1,8
На выходе	0,00001	0,00001	0,0001	0,021	0,033	0,05

**Таблица 2**

**Данные о ДНП**

Расход газа, кг/ч	ДНП, кПА
5000	52,1719
10000	52,6217
15000	53,2576
20000	53,7530
25000	54,0296
29000	54,0662

Полученная нефть содержит не более чем 0,05 % воды, и ДНП при максимальном расходе газа не превышает 66,7 кПА, что соответствует реальному режиму эксплуатации установки, и удовлетворяет требованиям к товарной нефти по ГОСТу 31378–2009 [2].

**Литература**

1. Бровкина М.П. Экономика Юга России// Российская газета. – 2018. – №207 (7670). – С. 20.
2. ГОСТ 31378 – 2009 Нефть. Общие технические условия. [Электронный ресурс] – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200028839> (дата обращения 29.01.2020).