

- Ушева Н.В., Мойзес О.Е., Ким С.Ф., Гизатуллина С.Н. Влияние технологических параметров на процессы обезвоживания и обессоливания нефти// Известия ВУЗов. Химия и химическая технология, 2014. – Т.57., Вып.11 – с.101–103.
- Пат. 2294956 Россия МКИ С10G 33/04 Способ подготовки нефти с повышенным содержанием примесей. Гумеров А.Г. Заявлено 07.09.2005; Опубл. 10.03.2007, Бюл. №7. – 6 с.: ил.

РАЗРАБОТКА КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕПРОВОДАХ

Д. Э. Асатуриян

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи со значительным увеличением доли высоковязких и высокозастывающих нефтей в общем объеме нефтедобычи особенно актуальным является решение основных проблем, возникающих при добыче, транспортировке и хранении таких нефтей, связанных с их малой подвижностью, высокими температурами застывания, вязкостью, а также образованием большого количества АСПО на поверхностях нефтепромыслового оборудования.

В качестве объектов исследования были выбраны нефти четырех месторождений. С целью прогнозирования эффективности обработки нефти ингибиторами АСПО были определены физико-химические свойства образцов нефти.

Ингибирование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) изучали методом «холодного стержня» (cold finger) на специальной установке, моделирующей процесс осаждения АСПО и состоящей из охлаждаемого стержня (моделирует стенку трубы), парафиноотложения в трубопроводе. Установка состоит из охлаждаемого стального стержня, помещенного в анализируемую пробу нефти. Количество осажденных на стержне твердых парафинов определяли гравиметрическим способом.

По окончании экспериментов для нефтей с различных месторождений были получены различные результаты эффективности ингибиторов АСПО, ознакомиться с ними можно в табл. 1. Наибольшую активность из рассмотренных композиций проявляют двухкомпонентные смеси при соотношении реагентов 70:30 и 30:70 (% масс.).

Таблица 1— Результаты исследования ингибиторов

| Маркировка Месторождения | Эффективность ингибиторов и их смесей при их разном расходе, % | | | | Ингибиторы АСПО и их смеси |
|--------------------------|--|-----------|-----------|-----------|----------------------------|
| | 50г/тонн | 100г/тонн | 250г/тонн | 500г/тонн | |
| Н1 | 21,6 | 22,0 | 22,0 | 22,3 | DCT |
| Н2 | 29,4 | 23,3 | 33,2 | 6,6 | |
| Н3 | 39,2 | 42,0 | 43,2 | 44,0 | |
| Н4 | 23,3 | 3,7 | 2,7 | 4,0 | |
| Н1 | 33,4 | 38,1 | 38,9 | 44,7 | ЭКС-2 |
| Н2 | 43,6 | 47,9 | 48,0 | 0,2 | |
| Н3 | 36,6 | 40,0 | 40,2 | 40,0 | |
| Н4 | 26,0 | 6,4 | 1,3 | 8,4 | |
| Н1 | 52,1 | 52,1 | 53,4 | 53,0 | ЭКС-2+DTMCH 70:30 |
| Н2 | 24,1 | 45,4 | 65,6 | 5,6 | |
| Н3 | 52,4 | 52,1 | 61,8 | 62,0 | |
| Н4 | 76,3 | 7,2 | 7,2 | 0,2 | |
| Н1 | 53,0 | 58,3 | 54,4 | 53,0 | DTM-30+DTMCH 70:30 |
| Н2 | 82,2 | 82,2 | 80,0 | 0,0 | |
| Н3 | 53,0 | 55,2 | 55,2 | 55,0 | |
| Н4 | 77,4 | 8,9 | 3,1 | 4,0 | |
| Н1 | 52,3 | 53,0 | 53,0 | 54,9 | ЭКС-2+DTMCH 30:70 |
| Н2 | 53,0 | 53,0 | 54,3 | 2,0 | |
| Н3 | 74,1 | 72,1 | 70,0 | - | |
| Н4 | 84,0 | 4,7 | 6,2 | 6,8 | |

Из данных таблицы четко можно проследить одну особенность, что наибольшая ингибирующая способность достигается при добавлении ингибиторов в количестве от 50 до 250 г/т. В первую очередь это связано с химическим механизмом взаимодействия нефти и ингибитора, на который серьезное влияние оказывает состав нефти и непосредственно самих ингибиторов. Такая дозировка принята на основании лабораторных данных об оптимальной величине их подачи в нефть для предотвращения АСПО. Установлено, что для НМ1 и НМ2 наиболее эффективной является смесь ингибиторов DTM-30+DTMCH 70:30, так как степень ингибирования составляет 58,3%, при расходе ингибитора 100г/т в первом случае и 82,2%, при расходе ингибитора 50 г/т и 100г/т во втором случае. Для НМ3 и НМ4 наиболее эффективной является смесь ингибиторов DTM-30+DTMCH 70:30, благодаря которым степень ингибирования составляет 74,1%, при расходе ингибитора 50г/т для первого месторождения и 86,8%, при расходе ингибитора 500г/т для второго

месторождения. Из написанного выше можно предположить, что нефти данных месторождений имеют близкий состав, а, следовательно, одинаково реагируют на добавление присадок от парафиноотложений.

График 1 отражает степень ингибирования выделенных смесей ингибиторов на каждом месторождении.

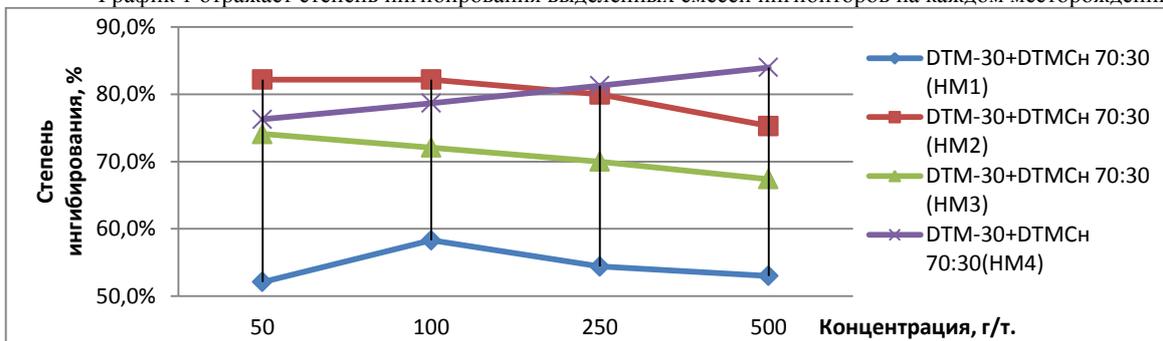


Рис. Зависимость степени ингибирования от концентрации композиции для парафинистых нефтей

Так же стоит отметить, что практически у всех образцов нефти при добавлении произошло повышение температуры застывания в среднем на 1-2°С, что является немаловажным фактором, учитываемым при транспортировке нефти по трубопроводу.

Предотвращение парафиноотложений объясняется тем, что использование депрессионных присадок существенно изменяет процесс кристаллизации в парафинистых нефтях и приводит к образованию пластинчатых парафиновых ассоциатов

ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЛУГИНЕЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВАНИИ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ Е.С. Бахтина¹, В.В. Самойленко²

Научные руководители - профессор И.В. Гончаров², доцент О.Е. Мойзес¹

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²-ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение является одним из крупнейших на территории Томской области. В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию, находящемуся в северной части Пудинского мегавала. На западе Лугинецкое куполовидное поднятие граничит с Нюрольской мегавпадиной, на северо-востоке - с Усть-Тымской мегавпадиной, на северо-западе - с зоной сочленения Среднеvasюганского и Пудинского мегавалов – Шингинской седловиной. Основная залежь связана с отложениями горизонта Ю1 – основным нефтегазоносным горизонтом Томской области.

Выполненными ранее исследованиями было показано, что нефть и газ в залежах Ю1 Лугинецкого месторождения имеют различную природу. Нефть была генерирована породами баженовской свиты, а газ образован породами палеозоя [2]. Однако помимо основных залежей в Ю1 на Лугинецком месторождении и месторождениях спутниках (Западно-Лугинецкое, Северо-Лугинецкое, Нижнелугинецкое) притоки нефти были получены и из других горизонтов юры и даже из палеозоя. Знание природы флюидов этих отложений имеет важное практическое значение как с позиции организации добычи и промышленной подготовки нефти, так и в установлении истории и механизма формирования залежей, что может быть использовано для поиска новых месторождений в регионе.

На территории юго-востока Западной Сибири выделены три основных генетических типа нефтей: баженовский, тогурский и палеозойский. Молекулярный и изотопный составы нефтей каждой генетической группы имеют особенности, прямо указывающие на природу и зрелость генерировавшего их органического вещества (ОВ) [1]. Для корреляции нефть-нефть и установления природы нефтей из различных залежей Лугинецкого и сопредельных месторождений был выполнен их анализ методом хроматомасс-спектрометрии (прибор «Hewlett Packard» 6890/5973 с колонкой HP-1-MS (30 м; 0,25 мм)).

Результаты выполненных исследований показали, что в пределах Лугинецкой группы месторождений, присутствуют нефти всех трех генетических типов. Полученная из коры выветривания (к.в.) на Лугинецкой площади нефть, имеет палеозойский генетический тип. Отличительной чертой этой нефти является морская тип исходного ОВ (отношение П/Ф менее 2,0) и высокий катагенез (низкое значение параметра К_i).

Нефти отложений средней юры (Ю6, Ю10) имеют тогурский генетический тип. Эта генетическая группа объединяет в себе не только нефти, генерированные тогурской свитой, но и всеми остальными источниками, расположенными в разрезе юрских отложений и палеозоя. Отличительной чертой ОВ материнских пород, образовавших нефти этой группы, является неморская тип биопродуцентов и слабовосстановительные или окислительные условия осадконакопления, что обусловило высокие значения параметра П/Ф (более 2,0) и низкое содержание в нефтях моноароматики относительно алканов (параметры МА/Алк). Широкий разброс значений параметра П/Ф и различный катагенез нефтей (параметр К_i) этого генетического типа на месторождениях Лугинецкой группы подтверждают их образование различными материнскими породами с неморским ОВ.