

более активно использовать этот вид получения энергии и даже использовать его в межзвездных перелетах.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Космическая энергетика [Электронный ресурс] / – Режим доступа: <http://peretok.ru/articles/freezone/12584/>, свободный. Дата обращения: 03.05.18
2. Дозаправка Солнцем [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://rg.ru/2016/07/26/samolet-na-solnechnyh-batareiah-vernulsia-iz-krugosvetnogo-puteshestviia.html>, свободный. Дата обращения: 03.05.18
3. Архив рубрики “МКС” [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://artemjew.ru/rub/mks/>, свободный. Дата обращения: 03.05.18

### **ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕПРОВОДАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СПЬЕТСОВПЕТРО**

Ле Тхи Тху Тхуи

Научный руководитель: Чухарева Наталья Вячеславовна, к. х. н.,  
доцент ТПУ

Национальный исследовательский Томский политехнический  
университет

Наиболее распространенным видом транспорта нефти является трубопроводный транспорт. Но, перекачка нефтей разного компонентного состава может приводить к возникновению ряда проблем, связанных с отложениями на внутренней стенке трубопровода. Такие отложения связаны с содержанием в нефти асфальто-смолисто-парафиновых соединений (АСПО), кристаллизация которых может начаться уже при температуре +40 °С. Кроме того, осложнения могут возникать не только в трубопроводе, но и влиять на работу нефтепромыслового оборудования.

Если рассматривать влияние АСПО этот процесс добычи и транспорта нефти на территории Вьетнамской народной республики, то ряд месторождений характеризуется высокопарафинистыми нефтями. Ярким примером могут служить месторождения «Белый Тигр» и «Дракон»,

освоение и эксплуатация которых осуществляется предприятием «Вьетсовпетро» (Вьетнам). Следует отметить, что характерной особенностью технологии транспорта нефти является то, что ее транспортируют по трубопроводам без теплоизоляции, что приводит к интенсивному накоплению АСПО. Поэтому поиск альтернативных решений этой проблемы является актуальной задачей нефтетранспортного предприятия.

Представим кратко характеристику АСПО. Это тяжелые компоненты нефти, отлагающиеся на внутренней поверхности трубопровода, нефтепромыслового оборудования и затрудняющие её добычу, транспорт и хранение.

АСПО представляет из себя смесь:

- ✓ конденсированных парафино-нафтеновых углеводородов в АСПО — 30-95 % масс.;
- ✓ смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) в АСПО — 5-70 % масс.;
- ✓ механических примесей в АСПО - до 30% масс.;
- ✓ связанная нефть в АСПО - до 50 % масс.

При транспортировании нефти по трубопроводам идут следующие процессы. Нефть поступает в трубопровод и контактирует с охлажденной металлической поверхностью. При этом возникает градиент температур, направленный перпендикулярно охлажденной поверхности к центру потока. За счет турбулизации потока температура нефти в объеме снижается. При этом параллельно протекают два процесса: 1) выделение кристаллов n-алканов на холодной поверхности; 2) кристаллизация n-алканов в объеме нефти. Практически важным является не само по себе выделение АСПО, а отложение их на поверхности труб и оборудования по направлению теплопередачи. Такие отложения формируются, согласно [1-4] при соблюдении ряда условий:

- ✓ наличия в нефти высокомолекулярных углеводородов, в первую очередь метанового ряда и смолисто-асфальтеновых веществ (САВ). Асфальтены способны выпадать из раствора и самостоятельно участвовать в формировании плотных осадков. В присутствии смол этот процесс усиливается;
- ✓ снижения температуры потока до значений, при которых происходит выпадение твердой фазы;
- ✓ наличия подложки с пониженной температурой, на которой кристаллизуются углеводороды и с которой они настолько прочно сцепляются, что возможность срыва отложений потоком при заданном технологическом режиме практически исключается.

Кроме этого, факторами, также влияющими на процесс образования АСПО, являются: давление, газовый фактор, скорость течения, обводненность продукции, вязкость и плотность нефти, компонентный состав нефти и свойства поверхности.

Процесс выпадения АСПО приводит к следующим последствиям:

- ✓ уменьшается проходное сечение трубопровода из-за накопления на внутренней поверхности трубопровода асфальтосмолопарафиновых отложений и образования «застойных» зон с застывшей нефтью;
- ✓ увеличиваются гидравлические сопротивления;
- ✓ снижается пропускная способность трубопровода;
- ✓ изменяются реологические свойства нефти вплоть до образования структуры во всем объеме нефти и потери текучести;
- ✓ микрочастицы парафина кристаллизуясь на границе раздела фаз вода-нефть, увеличивают стойкости водонефтяной эмульсии;
- ✓ уменьшается срок эксплуатации трубопровода и нефтепромыслового оборудования [2-3].

Как было указано выше, на месторождениях «Белый Тигр» и «Дракон» в системе сбора и транспорта осуществляется перекачка газожидкостных смесей и сепарированных нефтей, характерной особенностью которых является высокое содержание парафинов и смол. Это, в свою очередь, обуславливает прочность образующихся отложений.

Проведенные авторские исследования в период прохождения производственной практики на месторождении «Белый Тигр» показывают, что начало развития процессов парафинообразования регистрируется при температуре около 59 °С. А интенсивные процессы парафинообразования – при +36 °С. При этом, следует отметить, что по данным фактических замеров температура продукции газлифтных скважин на месторождении имеет более низкое температурное поле от 28 °С, что свидетельствует о благоприятных условиях для процессов образования АСПО. Таким образом, из выше сказанного следует, что на месторождении высока вероятность значительного снижения объемов перекачки транспортируемой среды, вследствие изменения эффективного диаметра трубопровода. И высока вероятность возникновения аварийных ситуаций в результате его полного закупоривания. Это подтверждают данные по исследованию мониторинга трубопроводов, проведенных специалистами месторождения «Белый Тигр». На участках трубопровода без

теплоизоляции общий слой АСПО формируется по высоте до 20 мм за очень короткий период эксплуатации (рисунок 1, [5]). Аналогичные процесс характерны и для месторождения «Дракон» (рисунок 2, [5]).



*Рис. 1 - Отложения в нефтепроводе месторождения «Белый Тигр», Вьетнам*



*Рис. 2 - Отложения в приемном шланге УБН-3 месторождения «Дракон», Вьетнам*

Как следует из данных литературного обзора [3-4, 6-7], количество и состав АСПО зависит от продолжительности процесса парафинизации, температуры и состава добываемой нефти. Из-за отсутствия термоизоляционных покрытий и с учетом подводного способа прокладки трубопровода, процессы теплопереноса протекают более интенсивно. Кроме того, исследования химического состава АСПО указывают на закономерное увеличение количества низкомолекулярных парафинов в их составе в результате падения температуры потока. Эта зависимость имеет линейный характер.

По результатам эксплуатации промышленного нефтепровода «RP-2 – УБН-3» на месторождении «Дракон» за 10-летний период был обнаружен прорыв. После промывки водой с химическими реагентами, аварийный участок был вырезан и доставлен на берег. Специалисты лаборатории транспорта нефти и газа обследовали внутреннюю полость трубопровода и отобрали пробы отложений, общий вид которых представлен на рис. 3.



*Рис. 3 – Отложения во внутренней полости нефтепровода «RP-2 – УБН-3» месторождения «Дракон»*

Характеристика отложений: АСПО уплотненной структуры, высота 5-7 мм, состав – парафин и механические примеси (таблица 1). Как показывает практика, для этого участка характерна малая производительность (малый расход нефти), свидетельствующая о малых скоростях движения углеводородов. Массовое содержание парафина в составе АСПО составило 36,07 % масс. Это было причиной образования небольших по площади застойных зон во внутренней полости нефтепровода.

С другой стороны, наличие в составе АСПО механических примесей в объеме 11,8 % масс. (интенсивные центры кристаллизации АСПО), свидетельствовало о некоторой прочности этих отложений.

Таблица 1

*Состав АСПО нефти месторождения «Дракон»*

№ п/п	Параметр	АСПО из нефтепровода «RP-2 – УБН-3»	АСПО из нефтепровода «БК-14 – ЦТК-3»
1	Содержание мехпримесей, % масс.	11,8	0,76
2	Содержание орг. веществ, % масс.	46,4	27,76
3	Содержание парафина, % масс.	36,07	57,3
4	Содержание асфальтенов, % масс.	3,35	3,02
5	Содержание смол, % масс.	2,38	11,16
6	Температура плавления парафина, °С	72	85

Для второго исследованного участка нефтепровода ««БК-14 – ЦТК-3» месторождения «Дракон» было характерно наличие более твердых отложений на внутренней стенке. Это было связано с большим количеством смолы (11,16 % масс.) в составе транспортируемой углеводородной среды, которая, согласно [4, 6] является скелетообразующей составляющей для больших агломератов АСПО. Высота слоя отложений была так же больше, по сравнению с данными участка «RP-2 – УБН-3», вследствие большего объема парафина в их составе (57,3 %).

Полученные результаты послужили исходными данными для выбора наиболее оптимальной технологии защиты от интенсивного образования АСПО. Одним из таких технологических решений может быть повышение текучести нефти. Для этого, были проведены дополнительные лабораторные исследования влияния депрессантов и деэмульгаторов на изменение текучести нефти на месторождении «Дракон».

С одной стороны, такая технология была выбрана за основу в связи с тем, что использование теплоизоляционных покрытий является более дорогостоящей для предприятия «Вьетсовпетро» и требует серьезной реконструкции отдельных участков трубопровода. С другой стороны, как показывает практика, использование комплексных химреагентов может помочь решить более широкий круг проблем:

- ✓ обработка продукции скважин, которые имеют низкие температуры нефти на устье и газлифтного газа;
- ✓ обработка продукции скважин, которые имеют низкий дебит и работают периодически;
- ✓ закачка химреагентов в скважины, которые не имеют импульсных трубок;
- ✓ предотвращение образования и удаление АСПО;
- ✓ отмывка стенки насосно-компрессорных труб (НКТ);
- ✓ увеличение эффективности газлифтного способа эксплуатации;
- ✓ улучшение качества обработки нефти химреагентами для дальнейшей подготовки и транспорта.

Комплексные реагенты представляют универсальный функциональный раствор, обладающий свойствами предотвращения образования и удаления АСПО, уменьшают температуру застывания нефти, придают свойства углеводородам антиадгезии к стенкам НКТ, уменьшают поверхностное натяжение на границе раздела фаз «нефть-вода», что влияет на образование легкоразделяемых в процессе подготовки эмульсий.

Для исследования были подготовлены растворы комплексного химреагента «КХ А» депрессатор + деэмульгатор в концентрации 500 ppm и «КХ В» депрессатор + деэмульгатор + детергент + вода в концентрации 5000 ppm. Интенсивность парафиноотложения изучали для растворов нефти и растворов нефти с комплексными химреагентами при трех температурах – 35, 40 и 60 °С по методу холодного стержня «Cold Finger» (таблица 2).

Таблица 2

*Результаты исследований интенсивности образования АСПО в нефти без обработки и после обработки комплексными химреагентами*

№	Температура нефти, °С	Температура стержня, °С	Скорость сдвига, 1/с	Отложения парафина, кг/м <sup>2</sup> в сут., при обработке		
				Без реагента	500 ppm «КХ А»	5000 ppm
1	60	40	50	1,66	1,29	1,2
2	40	35	50	7,33	4,81	4,56
3	35	30	50	15,29	10,72	10,25

Получено, что подача комплексных химреагентов «КХ А» и «КХ В» положительно влияет на предотвращение образования стойких водонефтяных эмульсий при всей исследованных температурах, что наиболее интенсивно выражено при температуре нефти 40 °С. При этом, относительное изменение интенсивности парафиноотложения составляет при использовании в качестве добавки «КХ А» 34,4 % отн., при использовании в качестве «КХ В» 37,8 % отн. При температурах 60 и 35 °С влияние выражено в меньшей степени.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Глущенко В.Н., Юрпалов И.А., Шипигузов Л.М. Оценка эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. №5. 2007. - С. 84-87.
2. Иванова Л. В., Буров Е. А., Кошелев В. Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». — УГНГУ, 2011. — № 1. — С. 268-284.
3. Каюмов М.Ш., Тронов В.П., Гуськов И.А., Липаев А.А. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2006. №3. - С.48-49.
4. Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин. Транспорт скважинной продукции: учебное пособие; Томский политехнический университет. - Томск: Изд. ТПУ, 2011. – 357 с.
5. Отчет по результатам консультации на тему: «Совершенствование системы сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти и газа на месторождениях СП «Вьетсовпетро» - Вунгтау 2015 г.
6. Сваровская Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 268 с.
7. Хохлов Н.Г., Вагапов Р.Р., Шагитов З.М., Мустафин А.С. Удаление асфальтосмолистых веществ и парафина из нефтепроводов НГДУ «Южарлан-нефть» // Нефтяное хозяйство. 2006. №1. - С.110-111.