

предварительного подогрева и разбавления транспортируемого продукта совместного позволит снизить эксплуатационные затраты на 86,7 %.

Таким образом, применение комбинированной перекачки битуминозной нефти позволит значительно сократить эксплуатационные затраты (затраты на перекачку, подогрев и разбавление нефти), тем самым повысив ресурсоэффективность предприятия трубопроводного транспорта.

Литература

- 1 млн т сверхвязкой нефти добыла Татнефть на Ашальчинском месторождении [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/news/dobycha/222705-1-mln-t-sverkhvyazkoy-nefti-dobyla-tatneft-na-ashalchinskoy-mestorozhdenii/>
2. Марон, В. И. Гидравлика двухфазных потоков в трубопроводах [Текст]: учеб. пособие / В. И. Марон. – СПб.: Изд-во «Лань», 2012. – 256 с.
3. Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 N 477 [Электронный ресурс]: распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 01.11.2013 № 477. – Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».
4. О временных критериях отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых [Электронный ресурс] : приказ Министерства природных ресурсов РФ от 13.02.1998 № 41. – Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».
5. ТТК. Изоляция трубопровода с применением полиэтиленовой ленты ЛДП дублированной по ГОСТ Р 51164-98 вручную [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/493577754>
6. Хамидоллаев, Д. Т. Методы перекачки высоковязких нефтей // Д. Т. Хамидоллаев, Д. Б. Садакбаева // International scientific review. – 2015. – №. 2. – С. 30–32.
7. Чухарева, Н. В. Выбор оптимальных параметров при перекачке битуминозной нефти по трубопроводу [Текст] / Н. В. Чухарева, В. Т. Черных // материалы IV Всероссийской научно-практической конференции. – Омск, 2020. – С. 36–42.
8. Чухарева, Н. В. Горячая перекачка. Повышение эффективности работы нефтепроводов при перекачке битуминозной нефти [Текст] / Н. В. Чухарева, В. Т. Черных // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – №. 12. – С. 78–82.

ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ДЛЯ БОРЬБЫ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

Шафикова В.В.

Научный руководитель – доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Асфальтены, смолы и парафины кристаллизуются в потоке транспорта нефти в результате природных процессов, что приводит к их осаждению во внутренней полости трубопровода. При длительной разработке и эксплуатации нефтяных месторождений, содержание асфальтенов (АС), смол (С) и парафинов (П) в конечном продукте увеличивается и определяет пропускную способность, производительность. Энергопотребление и выполнение контрактов поставок готовой товарной продукции повышается. Возрастание АС+С+П увеличивает себестоимость нефти и нефтепереработки и требует привлечения организаций для утилизации образовавшихся нефтешламных остатков при очистке оборудования и трубопроводов от отложений.

Знание состава добываемой среды, понимание процессов кристаллизации АС+С+П и условий из прочного закрепления отложений, определение методик, средств и технических устройств, которые позволяет бороться с проблемой – весьма актуальны для любого предприятия.

Чем больше содержание смол и асфальтенов, тем прочнее структура отложений. Это сопряжено с увеличением вязкости нефти, плотности, сложностью протекания процессов транспортировки, поэтому имеются следующие ограничения [3]. Содержание парафинов в нефти влияет на легко застывание, в связи с этим, есть необходимые нормы по содержанию парафинов в нефти по ГОСТ 11851-2018 [1].

Таблица 1

Классификация нефти по содержанию парафинов, смол и асфальтенов

По Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 [3] по содержанию смол и асфальтенов		По ГОСТ 11851-2018 [1] по количеству парафинов	
типы нефти	содержание смол и асфальтенов, %	типы нефти	содержание парафинов, %
малосмолистые	менее 5%	малопарафинистые	менее 1,5%
смолистые	5-15%	парафинистые	1,51-6%
высокосмолистые	более 15%	высокопарафинистые	Более 6%

В случае если все отложения имеют центр кристаллизации в виде механических примесей, то они так же будут иметь прочную структуру. Поэтому имеются ограничения по содержанию механических примесей в соответствие с ГОСТ 6370-2018 [2].

При борьбе с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями применяют различные технологии. В современной отраслевой практике наибольшее значение, как в России, так и за рубежом, имеют следующие методы борьбы: механические, тепловые, химические, физические комплексные.

Существует множество подходов по борьбе с парафиновыми отложениями. В основном они делятся на: предотвращающие данные отложения и удаляющие их (рис. 1).



Рис.1 Методы борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями

Химические методики основаны на введении в добываемую продукцию химических компонентов, снижающих, а иногда и полностью предотвращающих формирование отложений.

Применение химических растворителей на данный момент является одним из оптимальных методов по удобству использования, затрат на реагент, борьбы сразу с несколькими проблемами, к тому же, после использования данного способа отложения превращаются в рыхлые и наполовину жидкие кристаллы, позволяющие сравнительно свободно извлекать их путем естественного течения жидкости во время функционирования трубопровода.

Как известно, эффективность устранения парафиновых отложений напрямую зависит от времени воздействия с растворителем, от температуры растворителя, от пропорции массы к объему растворителя [4].

Проведенный сравнительный анализ эффективности различных растворителей в соответствие с формулой показал, что растворитель, состоящий из смеси бензола и гексана, более эффективен, чем другие:

$$\mathcal{E}_t = \frac{m - m_1}{m} \cdot 100\%, \quad (1)$$

- где \mathcal{E}_t – эффективность растворителя при температуре t , %;
 t – температура растворителя, °С;
 m – масса отложений, взятая для эксперимента $m = X$ г;
 m_1 – масса отложений после эксперимента, г.

Таблица 2

Характеристики растворителей АСПО

Растворители АСПО	Эффективность растворения \mathcal{E}_t , %
Бензол+Гексан	82%
Нефрас–П–150/330	64%
Легкая смола пиролиза	78%
Газовый бензин	80%

На основании результатов кинетических исследований можно также провести направленный отбор и оценку эффективности растворителей для удаления отложений данного участка модельного трубопровода, состава нефти. Расчет константы скорости реакции данной смеси растворителя проводится в соответствии с формулой Саковича. По результатам, приведенным в таблице 3, ясно, что с увеличением температуры константа скорости реакции увеличивается, но незначительно. Так же заметно, что уже при 10°С имеется возможность удаления отложений растворителем ароматического происхождения при низких температурах.

Таблица 3

Влияние константы скорости реакции растворителя на температуру [5]

Образец (1:1)	t , °С	n	k , мин ⁻¹
АСПО+бензол, гексан	10	1,00±0,07	3,2·10 ⁻²
	25	1,05±0,13	5,00·10 ⁻²
	40	1,04±0,11	1,36·10 ⁻¹
	60	1,13±0,16	2,63·10 ⁻¹

На практике обычно применяют комбинацию методов удаления АСП отложений. Рациональным решением при применении химического метода, а именно растворителя бензол+гексан, является последующая промывка трубопровода горячей жидкостью, связано это, как минимум, с двумя факторами: тепловой метод имеет ограничение по длине трубопровода (то есть не может промывать его на большие расстояния ввиду теплопотерь), что полностью удовлетворяет нашу ситуацию, так как модельный трубопровод – промышленный; обратная промывка отлично справляется с уже рыхлыми отложениями, оставшимися после применения растворителя, исключает образование парафиновых пробок.

Рациональное комбинирование химической обработки и использования горячей обратной промывки может значительно повысить эффективность эксплуатации трубопроводов и добиться снижения производственных затрат на транспортировку нефти.

Литература

1. ГОСТ 11851-2018 Нефть. Методы определения парафинов (с Поправкой) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200160491>
2. ГОСТ 6370-2018 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей (с Поправкой) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200160609>
3. Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 N 3-р (ред. от 19.04.2018) "Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 N 477". [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_253923/
4. Трубопроводный транспорт углеводородов: материалы III Всерос. науч.- практ. конф. (Омск, 30 окт. 2019 г.)/Минобрнауки России, ОмГТУ. – С. 201. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=41439470>
5. Иванова И. К., Шиц Е. Ю. Кинетические характеристики растворения компонентов асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в алифатико- ароматическом растворителе // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук, № 6, 2009. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/kineticheskie-harakteristiki-rastvoreniya-komponentov-asfaltosmoloparafinovyh-otlozheniy-aspo-v-alifatiko-aromaticheskom>

ИЗУЧЕНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ КОМПЕНСАТОРОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Шахметов И.Н.

Научный руководитель - доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для увеличения уровня эксплуатационной надежности надземного трубопровода необходим учитывать такой фактор, как влияние температуры окружающей среды на трубопровод, вследствие которого происходит его температурная деформация. Данные перемещения могут привести к повреждению технологических объектов, расположенных на трубопроводе, а также к увеличению давления на опоры, которое способно сдвинуть их с места или разрушить. Для предотвращения этого на трубопроводах создаются компенсационные участки – компенсаторы.

В связи с этим актуальным становится вопрос об обеспечении высокой надежности, безопасности, а также минимально возможной металлоемкости надземного участка трубопровода еще на этапе проектирования.

Целью работы является исследование напряженно-деформированного состояния (НДС) участка трубопровода с различными видами компенсаторов при изменении температуры окружающей среды.

Расчет НДС участка надземного трубопровода с компенсаторами проводился методом конечных элементов, реализованным в программном комплексе ANSYS. Данный расчетный комплекс нашел широкое применение при проектировании объектов нефте- и газотранспорта [4-6].

На данный момент наиболее распространенными типами компенсаторов, применяющимися при строительстве магистрального трубопровода, являются П, Г, Z - образные компенсаторы. Их недостатками являются высокая металлоемкость и большие размеры.

Для решения данной задачи был проведен патентный обзор и найдены два новых типа компенсатора, которые имеют меньшее применение при строительстве надземных магистральных трубопроводов. Так, авторами патента [2] был предложен дугобразный компенсатор, представляющий собой трубы холодного гнутья или отводы заводского изготовления с радиусом изгиба не менее пяти диаметров для возможности прохождения очистных и диагностических устройств. Авторами патента [3] предлагается строительство компенсатора по S-образной траектории с применением тех же труб холодного гнутья или отводов заводского изготовления. В результате возникает вопрос о прочностных и компенсационных свойствах данных компенсаторов в сравнении с наиболее распространенным типом компенсаторов, а именно П-образным.

Для проведения исследования был выбран участок действующего надземного трубопровода «N» с П-образным компенсатором, имеющий диаметр 530 мм с толщиной стенки 9 мм и рабочим давлением 4 МПа. Материалом трубопровода служит низколегированная конструкционная сталь 09Г2С. Параметрами компенсатора являются: расстояние между неподвижно закрепленными опорами 200 м, вылет компенсатора 12 м, длина полки компенсатора 27 м, радиус поворота оси трубопровода 2,5 м, плечо компенсатора 86,5 м.

Исследования влияния температуры окружающей среды на деформацию трубопровода проводилось серийой исследований при трех температурах – 0, +40 и –40 °С. Торцы трубопровода с обеих сторон имеют жесткое крепление. Так же полка компенсатора имеет жесткую фиксацию, и оба плеча компенсатора могут перемещаться только в