

Рис.5 Коэффициент запаса по амплитудам напряжения участка с трещиной

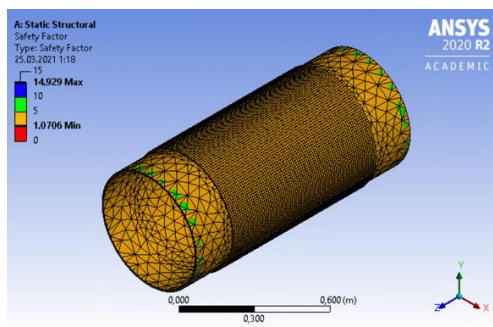


Рис.6 Коэффициент запаса по амплитудам напряжения участка с муфтой

По результатам данного расчета напряжения, деформации и усталостных свойств доказана эффективность использования ремонтной конструкции в виде приварной обжимной муфты П2, которая позволяет увеличить срок службы участка нефтепровода, имеющего дефект в виде трещины.

#### Литература

1. Булавинцева А.Д., Мазуркин П.М. Динамика аварий по причиненному ущербу на линейной части магистральных нефтепроводов ОАО «АК ТРАНСНЕФТЬ» // Современные наукоемкие технологии. – 2011. – № 4. – С. 64–67.
2. Берендеев Н.Н. Методы решения задач усталости в пакете ANSYS WORKBENCH: Учебно-методическое пособие. – Нижний Новгород: Нижегородский государственный университет, 2012. – 64 с.
3. РД-23.040.00-КТН-140-11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
4. Ю.А. Сагдеева, С.П. Копысов, А.К. Новиков Введение в метод конечных элементов: метод. пособие. – Ижевск: Удмуртский университет, 2011. – 44с.

### ПРИМЕНЕНИЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ ПО УЧАСТКУ ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА

Черных В.Т.

Научный руководитель - доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На современном этапе в общем балансе добычи нефти наблюдается значительное увеличение доли трудноизвлекаемых запасов, что связано с выработкой высокопродуктивных месторождений и истощением залежей маловязких нефтей. Согласно приказу Минприроды РФ от 1998 г. [4] к данным запасам следует относить «запасы, экономически эффективная (рентабельная) разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционно используемыми способами». Таким образом, запасы битуминозной нефти можно отнести к трудноизвлекаемым, так как при ее добыче используется парогравитационный метод добычи, заключающийся в введении пара в пласт [1].

В связи с увеличением объема добычи битуминозной нефти возникает проблема в обеспечении надежной и эффективной транспортировки по трубопроводам. Из-за аномально высокой вязкости такая нефть является малоподвижной. Следовательно, при изменении внешних условий ее перекачка по трубопроводам предполагает развитие осложняющих процессов, связанных с загустеванием жидкости, что значительно усложняет технологию ее продвижения по трубам и приведет к дополнительным энергозатратам. Поэтому выбор наиболее подходящего метода для перекачки битуминозной нефти, обеспечивающей экономичность работы нефтепроводов, является актуальным.

Перед тем, как приступить к выбору наиболее энергоэффективной технологии для транспортировки битуминозной нефти по трубопроводу, необходимо знать физико-химические свойства перекачиваемого продукта, а именно его плотность, вязкость, температуру начала застывания и компонентный состав, включающий в себя содержание парафинов, асфальтенов и смол [3].

Литературный обзор и анализ нормативно-технической документации в [7] свидетельствует, что можно выделить отличительную особенность битуминозной нефти: повышенные плотность (более 895 кг/м<sup>3</sup>) и вязкость (более 10 Па·с в пластовых условиях). Рассматривая компонентный состав, можно отметить в таких углеводородах низкое содержание парафинов (до 1,5%), следовательно, такую нефть нельзя относить к легкозастывающим. При этом суммарное содержание смол и асфальтенов в перекачиваемом продукте может варьироваться от 25 до 40%, что является причиной специфических реологических свойств нефти. Таким образом, на основе физико-химических характеристик битуминозной нефти и их изменений в процессе транспорта, можно выбирать наиболее эффективную технологию, облегчающую условия перекачки.

Как показывают исследования [6], технологии по воздействию на структуру парафина (введение присадок, термо- и виброобработка) не являются приемлемыми для битуминозной нефти, вследствие их малого содержания. Другой технологией, предлагаемой в современной практике, является перекачка высоковязкой нефти с водой. Однако

данный метод является энергозатратным (перерасход энергии на конечных пунктах из-за разделения, образовавшегося вследствие транспортировки водонефтяной эмульсии и необходимости введения деэмульгаторов для повышения качества процесса).

В связи с вышеизложенным, наиболее подходящей технологией для перекачки аномально вязких нефтей по трубопроводам является «горячая» перекачка (метод 1) и перекачка с углеводородным разбавителем (метод 2), если вблизи расположены поставщики легких углеводородов.

Важно отметить, что на практике может применяться комбинация технологий: метод 1 + метод 2. Это связано с тем, что применение только подогрева может привести к высоким затратам на перекачку и нанести непоправимый ущерб изоляционному покрытию вследствие развития процессов адгезионного разрыва и потери защитных функций от коррозии (многие антикоррозионные покрытия рассчитаны на максимальную температуру стенки трубопровода до +50 °С [5]). Также «горячие» нефтепроводы имеют ограничения при прокладке на многолетнемерзлых грунтах. Подземная прокладка приводит к всплытию трубопровода, вследствие таяния мерзлоты. Следовательно, должна использоваться надземная прокладка, предусматривающая применения специальных опор. Однако при данном способе прокладки повышаются требования к качеству стали трубопровода вследствие значительных перепадов температур, что в итоге приведет к дополнительным затратам на проектирование и сооружение нефтепровода. С другой стороны, применение только разбавителей не всегда позволяет соблюдать условия разбавления аномально вязкой нефти с маловязким компонентом: смешение двух жидкостей должно производиться при температуре на 3-5 °С выше температуры начала застывания. Иначе эффективность разбавителя резко уменьшится и возможен риск возникновения расслоения смеси [2].

Продолжая ранее проведенные авторские исследования [8], в данной работе был рассмотрен модельный участок промыслового нефтепровода, расположенного между дожимной насосной станцией и центральным пунктом сбора. Данный трубопровод предназначен для перекачки битуминозной нефти в смеси с разбавителем, в роли которого выступает маловязкая карбоновая нефть. Для оценки эффективности комбинированной перекачки над методом 1 и методом 2 был проведен расчет на основе исходных данных в таблице 1.

Таблица 1

*Исходные данные, принятые для расчетов*

Наименование показателя	Значение
Массовый расход нефти G, млн.т/год	10
Внутренний диаметр нефтепровода d, м	0,51
Длина участка промыслового нефтепровода L, м	18000
Температура окружающей среды t <sub>0</sub> , °С	0
Температура нефти, необходимая в конце участка t <sub>заст.</sub> , °С	18
Стоимость единицы механической энергии σ <sub>м</sub> , руб/(Вт·с)	3,9·10 <sup>-7</sup>
Стоимость единицы тепловой энергии σ <sub>т</sub> , руб/(Вт·с)	1,5·10 <sup>-7</sup>
Стоимость единицы массы разбавителя σ <sub>р</sub> , руб/кг	4·10 <sup>-3</sup>
Кэф. теплопередачи от нефти в окружающую среду при турбулентном режиме К <sub>т</sub> , Вт/(м <sup>2</sup> ·К)	13,76
Кэф. теплопередачи от нефти в окружающую среду при ламинарном режиме К <sub>л</sub> , Вт/(м <sup>2</sup> ·К)	12,38
Плотность нефти при 20 °С ρ <sub>н</sub> , кг/м <sup>3</sup>	964
Плотность разбавителя при 20 °С ρ <sub>р</sub> , кг/м <sup>3</sup>	911
Динамическая вязкость нефти при 20 °С μ <sub>н</sub> , Па·с	2,753
Динамическая вязкость разбавителя при 20 °С μ <sub>р</sub> , Па·с	0,101

Расчет эксплуатационных затрат, зависящие от начальной температуры подогрева t<sub>н</sub> и количества разбавителя X, проводился согласно алгоритму, представленному ранее в работе [8]. Полученные результаты были сведены в таблицу 2.

Таблица 2

*Результаты расчетов эксплуатационных затрат (ΔS)*

t <sub>н</sub> , °С / X	ΔS, млн.руб/год										
	0	0,05	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,55	0,6	0,7	0,8
0	490,79	419,33	352,07	236,80	153,84	105,00	85,52	83,83	85,49	92,30	93,90
10	137,17	129,27	121,73	105,97	89,20	75,61	67,33	66,04	66,26	71,40	80,61
20	74,98	73,62	72,56	69,89	66,18	63,42	86,05	91,85	89,20	96,49	109,10
29	65,20	64,93	65,04	65,30	65,12	92,40	86,24	91,53	96,74	107,38	119,09
30	65,15	64,92	65,07	65,50	65,54	93,42	87,51	92,75	97,95	108,53	120,14
40	72,88	72,63	73,17	93,94	97,01	92,56	100,81	106,05	111,24	121,56	132,68

Оранжевым цветом в таблице 2 выделены ячейки, в которых конечная температура битуминозной нефти на участке промыслового нефтепровода меньше необходимой, указанной в таблице 1. Следовательно, перекачка продукта при таких параметрах температуры подогрева и концентрации разбавителя будет невозможна.

В желтой ячейке обозначены минимальные эксплуатационные затраты (65,12 млн. руб./год), которые соответствуют комбинированной перекачке продукта со следующими условиями: концентрация разбавителя составляет 30%, начальная температура подогрева – 29 °С. Затраты на транспортировку битуминозной нефти без применения технологий для ее перекачки составляют 490,79 млн. руб./год. Следовательно, применение

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.