

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Омский государственный технический университет»

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ УГЛЕВОДОРОДОВ

Материалы
IV Всероссийской научно-практической конференции
(Омск, 30 октября 2020 года)

Научное текстовое электронное издание
локального распространения

Омск
Издательство ОмГТУ
2020

УДК 621.6:622.69

ББК 39.7+34.4

Т77

Редакционная коллегия:

И. Н. Квасов, к.э.н., ответственный редактор;

Ю. А. Краус, к.т.н., ответственный секретарь;

Н. В. Чухарева, к.х.н.; *М. О. Мызников*, к.т.н.;

А. В. Грузин, к.т.н.

Трубопроводный транспорт углеводородов [Электронный ресурс] : материалы IV Всерос. науч.-практ. конф. (Омск, 30 окт. 2020 г.) / Минобрнауки России, ОмГТУ ; [редкол.: И. Н. Квасов (отв. ред.) и др.]. – Электрон. текст. дан. (4,65 Мб). – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2020. – 1 электрон. опт. диск. – Минимальные системные требования: процессор Intel Pentium 1,3 ГГц и выше; оперативная память 256 Мб и более; свободное место на жестком диске 260 Мб и более; операционная система Microsoft Windows XP/Vista/7/10; разрешение экрана 1024×768 и выше; акустическая система не требуется; дополнительные программные средства Adobe Acrobat Reader 5.0 и выше. – ISBN 978-5-8149-3184-9.

Приведены результаты исследований и рассмотрены сферы их практического применения, а также представлены аналитические обзоры по актуальным вопросам трубопроводного транспорта углеводородов.

Издание предназначено для специалистов компаний, занимающихся транспортом и хранением углеводородов, профессорско-преподавательского состава высших учебных заведений, осуществляющего подготовку кадров для нефтегазовой отрасли, а также обучающихся по направлениям подготовки кадров высшей квалификации, магистратуры и бакалавриата.

Ответственность за содержание материалов несут авторы

Издается в авторской редакции

*Электронный оригинал-макет издания
подготовлен на кафедре НГДСиМ*

*Для дизайна этикетки использованы материалы
из открытых интернет-источников*



В этом году Конференция посвящена 50-летию факультета «Транспорта, нефти и газа», в структуре которого ключевую роль играет кафедра «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология». Конференция традиционно стала заметным событием, и количество участников превысило двести человек из более чем пятидесяти регионов Российской Федерации. Выражаем благодарность нашим партнерам из Москвы, Казани, Уфы, Тюмени, Томска, Самары, Красноярска и других регионов нашей страны за активное участие в работе Конференции.
ВМЕСТЕ МЫ СИЛА!

***Игорь Николаевич Квасов**
Декан Факультета транспорта нефти и газа,
к.э.н., профессор кафедры «Нефтегазовое дело,
стандартизация и метрология»*



СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1 ЭНЕРГО– И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ И ХРАНЕНИИ УГЛЕВОДОРОДОВ	7
А.И. Гольянов, С.Е. Кутуков, О.В. Четверткова, А.А. Гольянов СОПОСТАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДА СО СБРОСАМИ	7
С.Е Кутуков, А.И. Гольянов, О.В. Четверткова, М.И.Валиев, Ф.С.Зверев ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ НЕФТЕЙ.....	11
Н.В. Чухарева, А.М. Овчаренко, А.В. Рудаченко ТЕХНОЛОГИЯ ТРАНСПОРТА ВЯЗКОЙ НЕФТИ С УМЕНЬШЕННЫМИ ГИДРАВЛИЧЕСКИМИ ПОТЕРЯМИ УГЛЕВОДОРОДОВ	13
Д.М. Овчаренко, Е.И. Раздобреев АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИНДУКЦИОННОГО НАГРЕВА ВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ	26
Е.В. Харитонов, А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова, Г.И. Дусметова ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ПОДБОРУ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТА ВЯЗКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОМ СТЕНДЕ	31
Н.В. Чухарева, В. Т. Черных ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ ПО ТРУБОПРОВОДУ	36
М. Р. Терегулов, Д.А. Русских, Н.И. Садыков ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ СООРУЖЕНИИ РЕЗЕРВУАРОВ	43
Н.В. Чухарева, М.А. Дикопавленко ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА ОБЪЕМЫ ПОТЕРЬ НЕФТИ ПРИ ЕЕ ХРАНЕНИИ В РЕЗЕРВУАРАХ НА ПРИМЕРЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРА ТИПА РВС–5000 м³	47
Н.В. Чухарева, А.С. Перегудова, А.В. Рудаченко УПРАВЛЕНИЕ ОБЪЕМАМИ ПЕРЕКАЧКИ С УЧЕТОМ РАЗВИТИЯ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ПРОЦЕССОВ В МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ	56

**Секция 2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ
ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ 64**

Н.Н. Голунов, М.В. Лурье
**О ФЕНОМЕНОЛОГИЧЕСКОЙ ТЕОРИИ ТУРБУЛЕНТНОСТИ ЖИДКОСТИ С
МАЛЫМИ ПРОТУВОТУБУЛЕНТНЫМИ ПРИСАДКАМИ 64**

К.К. Рюмкин, И.Н. Шахметов
**АНАЛИЗ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ
ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК 70**

А.О. Шестерень, Т.А. Гунькина, А.Е. Верисокин, А.В. Коломийцев
**ПРИМЕНЕНИЕ БЕЗРАЗМЕРНЫХ ПАРАМЕТРОВ В ПРОГНОЗИРОВАНИИ
ДВИЖЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ В ТРУБОПРОВОДЕ 76**

В.В. Жолобов, В. Ю. Морецкий, Р.Ф. Талипов
**К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА НАЧАЛЬНОМ ЭТАПЕ ЗАПУСКА
ОСТАНОВЛЕННОГО «ГОРЯЧЕГО» НЕФТЕПРОВОДА..... 83**

А.А. Безносков
**ВЛИЯНИЕ ТЕПЛОВОЙ ИЗОЛЯЦИИ НА ИСПАРИЕНИЕ СЖИЖЕННОГО
ПРИРОДНОГО ГАЗА ТРАСПОРТИРУЕМОГО ПО КРИОГЕННЫМ
ТРУБОПРОВОДАМ..... 87**

В.В. Шафикова
**ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ УЧАСТКА
МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ОТ АСФАЛЬТО-СМОЛИСТЫХ-
ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ 92**

Н.В. Чухарева, П.А. Гааг
**СМЕСЕОБРАЗОВАНИЕ ПРИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКЕ
РАЗНОСОРТНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ..... 101**

Х.И. Халимов
**ОСНОВЫ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ ПОКОВОК ДЛЯ
ИЗГОТОВЛЕНИЯ ФЛАНЦЕВЫХ ИЗДЕЛИЙ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ И
ТРУБОПРОВОДОВ..... 106**

Ю.В. Самарская, А.С. Абдрахманова
**ПРИМЕНЕНИЕ PARAMESIUM CAUDATUM ДЛЯ КОНТРОЛЯ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД 111**

А.С. Абдрахманова, Ю.В. Самарская
**АНАЛИЗ ИЗВЕСТНЫХ МЕТОДОВ ПОДАВЛЕНИЯ НИТЧАТОГО ВСПУХАНИЯ
АКТИВНОГО ИЛА ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ
НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ..... 116**

Секция 3 ГАЗОСНАБЖЕНИЕ, ГАЗИФИКАЦИЯ И ГАЗОВОЕ ХОЗЯЙСТВО 121

В.М. Козленко, В.Н. Мальцев

**ПЕРСПЕКТИВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАНА НА ТРАНСПОРТЕ В ОМСКОЙ
ОБЛАСТИ ОМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ 121**

Е.С. Гриневич, Д.А. Бокарев, И.Н. Квасов

**МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ГАЗОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКИХ МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ..... 130**

Р.Н. Шакиров

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ ДЛЯ РЕГИОНАЛЬНОГО
ГАЗОСНАБЖЕНИЯ..... 137**

А.В. Милованова, А.В. Рудаченко

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ* 146**

А.Н. Борисова, Е.Г. Бардина

**ИССЛЕДОВАНИЕ МНЕНИЯ РАБОТНИКОВ ПО ВОПРОСАМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ
БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ «КОМПЛЕКСА СЖИЖЕНИЯ
ПРИРОДНОГО ГАЗА» 151**

Секция 1

ЭНЕРГО– И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ И ХРАНЕНИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 622.692.4.053

А.И. Гольянов¹, С.Е. Кутуков¹, О.В. Четверткова¹, А.А. Гольянов²

СОПОСТАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДА СО СБРОСАМИ

¹ НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа, Россия

² ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

Аннотация – Основной задачей настоящей работы является оценка различия величин удельной энергии при перекачке по двум вариантам: 1 – раздельной перекачке в два пункта поставки и 2 – одновременной перекачке в два пункта поставки, при условии равенства грузооборота. Для анализа выбран технологический участок нефтепровода с резкопересеченным профилем с перевальными точками, с головной станцией без резервуарного парка. Резервуарный парк для сброса нефти располагается в непосредственной близости от линейной части основной магистрали. Выполнены многовариантные расчеты энергопотребления на расчетном технологическом участке, которые показали, что затраты энергии при раздельной поставке на (11–16) % выше, чем при варианте одновременной перекачке двум потребителям. Сделан вывод о необходимости раздельного анализа двух рассмотренных вариантов перекачки при разработке мероприятий по повышению энергоэффективности работы нефтепровода.

Ключевые слова – нефтепровод со сбросами; бенчмаркинг энергоэффективности; раздельная поставка нефти; одновременная поставка всем потребителям

I ВВЕДЕНИЕ

Одним из основных показателей энергоэффективности перекачки нефти [1] является удельный показатель $E_{уд}$, определяемый как отношение суммарного потребления электроэнергии E к выполненной транспортной работе (грузообороту) R .

$$E_{уд} = \frac{E}{R}, \text{ кВт} \cdot \text{ч/тыс. т} \cdot \text{км} \quad (1)$$

Поставка нефти потребителям по трубопроводной системе выполняется в соответствии с утвержденным планом поставки, который предусматривает работу системы на различных режимах. Карта режимов нефтепровода со сбросами включает в себя режимы с одновременной поставкой нефти всем потребителям, а также режимы с раздельной поставкой каждому из потребителей. Выбор режима работы зависит от условий поставки нефти на рассматриваемый технологический участок магистрального нефтепровода (ТУ МН) и условий поставки потребителям нефти.

Кажущая простота бенчмаркинга энергоэффективности, основанная на определении удельной затраты электроэнергии на единицу грузооборота в расчетный период осложнена именно многообразием используемых режимов работы ТУ МН. Каждый из режимов отличается производительностью работы на нём, условиями на входе в ТУ и в резервуарный

парк потребителей нефти. При одинаковом грузообороте двух режимов затраты электроэнергии на перекачку могут существенно различаться. Степень их отличия зависит от многих факторов [2]: профиля трассы, расположения пунктов сброса, распределения объемов между пунктами поставки нефти и др.

В работах [1, 3] при сравнительной оценке энергетической эффективности ТУ МН со сбросами принято допущение о том, что поставка нефти происходит одновременно во все пункты сброса. Такое допущение обосновано методологией бенчмаркинга – использование минимального количества данных для анализа: свойства нефти, характеристики линейной части нефтепровода, расположение пунктов сброса, суммарное потребление электрической энергии, объемы поставки нефти по пунктам сброса за расчетный период. Такие данные, как карта режимов работы ТУ МН и посуточный график движения нефти (ПГДН) несут большой объем конфиденциальной информации и лишь частично привлекается с представления члена Международной ассоциации транспортировщиков нефти (МАТН) для выработки рекомендаций по повышению энергоэффективности работы конкретных ТУ МН [4, 5]. Основной задачей настоящей работы является оценка различия величин удельной энергии при перекачке по двум вариантам: 1 – раздельной перекачке в два пункта поставки и 2 – одновременной перекачке в два пункта поставки, при условии равенства грузооборота.

II ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Рассматривается технологический участок магистрального нефтепровода с двумя насосными станциями и сбросом нефти в резервуарный парк РПС, расположенный после второй насосной станции. В карту режимов работу ТУ МН входят режимы: $1C$ – перекачка нефти только до резервуарного парка РПС и $1K$ – перекачка нефти только до резервуарного парка конечного пункта РПК; 2 – перекачка нефти с одновременным сбросом в РПС и поставкой нефти в РПК.

Для выполнения плана поставок M_c в РПС и M_k в РПК при плановом объеме перекачки $M_0 = M_c + M_k$ за плановый период времени T_0 могут быть применены: режим $1C$ с поставкой в резервуары РПС в течении времени T_c в количестве M_c и режим $1K$ с поставкой в резервуары РПК в течении времени T_k в количестве M_k при $T_0 = T_c + T_k$; режим 2 в течении времени T_0 с одновременной поставкой нефти в резервуары пункта сброса РПС в количестве M_c и в резервуары конечного пункта РПК в количестве M_k при $M_0 = M_c + M_k$.

В общем случае, величина грузооборота (транспортной работы) будет одинаковой рассматриваемых режимов и будет зависеть от фиксированных для конкретного нефтепровода протяженностей пути доставки нефти до резервуарных парков L_c и L_k , а также от распределения нефти между резервуарными парками.

$$R = M_0 \cdot L_k \cdot [\mu_k + \lambda_c \cdot (1 - \mu_k)], \quad (2)$$

где $\lambda_c = \frac{L_c}{L_k}$; $\mu_k = \frac{M_k}{M_0}$; $\tau_k = \frac{T_k}{T_0}$.

В качестве примера рассматривается ТУ с головной НПС без РП, на входе которой с предыдущего ТУ создается остаточное давление ($P_{вх1}$ на режиме 1 и $P_{вх1}^*$ на режиме 2), величина которого зависит от режимов работы ТУ. Особенностью рассматриваемого ТУ является его резко пересеченный профиль трассы, вследствие чего, для исключения

самотечных участков за перевальными точками, на входе в РПС (P_c) на режиме $1C$ и на входе в РПК (P_k) на режиме $1K$ и (P_k^*) на режиме 2 поддерживается достаточно высокое давление.

III ТЕОРИЯ

Не приводя подробных теоретических выкладок можно показать, что при условии равенства грузооборота, оценку различия величин удельной энергии при перекачке по двум вариантам – раздельной перекачке в два пункта поставки ($E_{уд}$) и одновременной перекачке в два пункта поставки ($E_{уд}^*$), можно представить в виде отношения

$$\frac{E_{уд}}{E_{уд}^*} = \frac{\frac{1}{\tau_k^{2-m}} \cdot \left[1 + \frac{1-\mu_k}{\mu_k} \cdot \lambda_c \cdot \left(\frac{1-\mu_k}{1-\tau_k} \cdot \frac{\tau_k}{\mu_k} \right)^{2-m} \right] + \frac{\Delta Z_k^* + \Delta Z_c^*}{A \cdot L_k \cdot \left(\frac{M_0}{\rho \cdot T_0} \cdot \mu_k \right)^{2-m}}}{\frac{1}{\mu_k} \cdot \left\{ \left[(1-\lambda_c) + \lambda_c \cdot \left(1 + \frac{1-\mu_k}{\mu_k} \right)^{2-m} \right] + \frac{(Z_k - Z_{НС1}) + \frac{P_k^* - P_{ex1}^*}{\rho \cdot g}}{A \cdot L_k \cdot \left(\frac{M_0}{\rho \cdot T_0} \cdot \mu_k \right)^{2-m}} \right\}}, \quad (3)$$

где $\Delta Z_k^* = (Z_k - Z_{НС1}) + \frac{P_k - P_{ex1k}}{\rho \cdot g}$; $\Delta Z_c^* = (Z_c - Z_{НС1}) + \frac{P_c - P_{ex1c}}{\rho \cdot g}$; $A = \beta \cdot \frac{\nu^m}{D^{5-m}}$;

ρ, ν – плотность и вязкость перекачиваемой нефти, соответственно;

β, m – коэффициенты в уравнении Лейбензона;

D – внутренний диаметр нефтепровода;

$Z_{НС1}, Z_c$ и Z_k – геодезические отметки головной НПС без РП, пункта сброса нефти и РП конечного пункта, соответственно.

IV РЕЗУЛЬТАТЫ

Для анализа были выбраны пять пар режимов одновременной и раздельной поставки нефти в резервуарный парк РПС пункта сброса и в резервуарный парк РПК конечного пункта, в каждой из которых грузооборот был одинаков. Параметры нефтепровода и свойства нефти представлены в таблице 1.

Параметры режимов и результаты расчетов представлены в таблице 2.

Таблица 1. Параметры нефтепровода и свойства нефти

Показатели	Значение
Внутренний расчетный диаметр нефтепровода, м	0,5
Дистанция пункта сброса нефти, м	263000
Дистанция конечного пункта нефтепровода, м	328000
Геодезические отметки, м	
– головной насосной станции НС1 $Z_{НС1}$	164
– пункта сброса нефти Z_c	292
– конечного пункта нефтепровода Z_k	232
Вязкость нефти ν , сСт	18
Плотность нефти ρ , кг/м ³	874
Примечание – в расчетах принято течение нефти в зоне гидравлически гладких труб	

Таблица 2. Примеры расчета

Показатель	Примеры расчета				
	1	2	3	4	5
Общие исходные данные					
Количество поставленной нефти потребителям M_0 , т	16800	16301	16992	17844	17512
Расчетная продолжительность поставки нефти потребителям T_0 , ч	24	24	24	24	24
Количество поставленной нефти на конечный пункт M_k , т	14501	12401	10008	10500	6680
Исходные данные для раздельной поставки					
Давление на входе НС1 $P_{вх1с}$, бар	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Давление в точке сброса нефти при раздельной поставке P_c , бар	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Давление на входе НС1 при поставке на конечный пункт $P_{вх1к}$, бар	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Давление на входе конечного пункта при раздельной поставке P_k , бар	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Продолжительность поставки нефти на конечный пункт T_k , ч	20,4	17,5	14,1	15,0	8,0
Исходные данные для одновременной поставки					
Давление на входе НС1 при одновременной поставке $P_{вх1}^*$, бар	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
Давление на входе на конечный пункт P_k^* , бар	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
Результаты расчета					
$\mu_k = M_k/M_0$	0,863	0,761	0,589	0,588	0,381
$\tau_k = T_k/T_0$	0,851	0,728	0,586	0,625	0,333
Соотношение удельных затрат энергии при раздельной $E_{уд}$ и одновременной $E_{уд}^*$ поставке нефти двум потребителям $E_{уд}/E_{уд}^*$	1,131	1,158	1,126	1,117	1,153

У ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнены многовариантные расчеты энергопотребления на расчетном технологическом участке, которые показали, что затраты энергии при раздельной поставке на (11 – 16) % выше, чем при варианте одновременной перекачке двум потребителям.

При разработке мероприятий по повышению энергоэффективности работы нефтепровода необходимо выполнять раздельный анализ показателей режимов двух рассмотренных вариантов перекачки.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Методика проведения бенчмаркинга энергоэффективности объектов транспорта нефти. Утверждена Советом Правления членов МАТН от 23.05.2017 г.
- [2] Гольянов А. И. Факторы, влияющие на энергоэффективность нефтепроводов / А. И. Гольянов, А. А. Гольянов // Трубопроводный транспорт–2016: мат. XI Междунар. учеб.–науч.–практ. конф.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. С. 47–49.
- [3] Гольянов А. И. О сравнительной оценке энергоэффективности нефтепроводов со вставками и путевыми подкачками /А. И. Гольянов, А. А. Гольянов, Б. Г. Гриша// Трубопроводный транспорт–2017: тезисы докладов XII Междунар. учеб.–науч.–практ. конф.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. С. 66–69.
- [4] Оценка эффективности транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам на основе данных о соблюдении технологических режимов эксплуатации /С.Е. Кутуков [и др.] // Трубопроводный транспорт–2019: тезисы докладов XIV Междунар. учеб.–науч.–практ. конф.–Уфа, УГНТУ, 2019. С.336–338.
- [5] Оценка гидравлической эффективности по данным мониторинга технологических режимов эксплуатации / П.А. Ревель–Муроз [и др.] //Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.–2019.–№1.–С. 8–19.

УДК 622.692.4 : 536.243

С.Е. Кутуков¹, А.И. Гольянов¹, О.В. Четверткова¹, М.И. Валиев², Ф.С. Зверев²

ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ НЕФТЕЙ

¹НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа, Россия;

²ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

Аннотация – Рассматривается разработка элементов методики сопоставления и выбора перспективных методов физико-химического воздействия на надмолекулярные структуры нефтей для управления их реологическими свойствами в технологической схеме их транспортировки по магистральным трубопроводам ПАО «Транснефть». Предложенный критерий технологической эффективности позволяет выполнять сравнительный анализ различных технологий перекачки тяжелых нефтей с позиций энергоэффективности участков нефтепроводов с различными техническими параметрами.

Ключевые слова – энергоэффективность нефтепровода, тяжелые нефти, управление реологическими свойствами, физико-химические воздействия, тиксотропия

I. ВВЕДЕНИЕ

В практике трубопроводного транспорта тяжелых нефтей используются различные технологии, позволяющие существенно снизить вязкость и, как следствие, энергозатраты [1]:

- «горячая» перекачка [2];
- компаундирование с легкими нефтями, дистиллятами, стабилизированным газовым конденсатом; перекачка тяжелых нефтей с газонасыщением или в смеси с широкой фракцией лёгких углеводородов (ШФЛУ) [3].

Каждая из технологий имеет свои достоинства и недостатки, поэтому применяется в жестких рамках технологических ограничений каждого производственного объекта.

Перспективной альтернативой уже применяемым технологиям является использование эффекта тиксотропии в высоковязких парафинистых нефтях. Разработка технологий на основе методов физико-химических воздействий ведется силами отраслевого института «НИИ Транснефть».

Целью исследования является разработка аналитического аппарата для оптимизации параметров новых технологий, в частности – критерия технологической эффективности методов разрушения внутренней структуры тиксотропных нефтей.

II. ТЕОРИЯ

Оценку энергетических показателей деформации при послойном сдвиговом движении жидкостей в ряде исследований предложено проводить по энергии активации течения, определяемую как полезную удельную работу пластической деформации в единицу времени:

$$W_{y\dot{\gamma}} \sim S = \int \tau(\gamma) d\gamma,$$

где $\tau(\gamma)$ – напряжение сдвига, Па;
 $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, с⁻¹.

Интеграл определяет площадь фигуры под кривой течения. Таким образом, вполне обосновано, что сопоставление энергий активации течения тиксотропной жидкости при различных степенях разрушения структуры можно производить, сравнивая эти площади. Причем, точка пересечения кривых течения прямого и обратного хода измерений вискозиметрии определяет пределы интегрирования так, как только из этой точки линия обратного хода измерений будет референтной для оценки степени разрушения структуры. Для получения абсолютной оценки эффекта необходимы данные реометрии до точки ветвления кривых прямого (\uparrow) и обратного (\downarrow) ходов измерений:

$$\Delta W_{y\partial} = \Delta W_{y\partial}^{(\uparrow)} - \Delta W_{y\partial}^{(\downarrow)}.$$

По разным причинам в распоряжении исследователя имеются данные в ограниченном диапазоне скоростей сдвига, в котором кривые прямого хода нативного образца и обратного хода образца с разрушенной структурой не имеют общей точки [4]. В этом случае площадь недостающего фрагмента фигуры между кривыми течения можно оценить экстраполяцией кривых течения прямого и обратного хода измерений:

$$\Delta = \frac{\gamma_0 - \gamma_1}{3} \cdot \frac{[\tau^{(\uparrow)}(\gamma_0) - \tau^{(\downarrow)}(\gamma_0)]^2}{[\tau^{(\uparrow)}(\gamma_1) - \tau^{(\uparrow)}(\gamma_0)] - [\tau^{(\downarrow)}(\gamma_1) - \tau^{(\downarrow)}(\gamma_0)]},$$

где (\uparrow) – индекс кривой течения при прямом ходе вискозиметра;

(\downarrow) – индекс кривой течения обратного хода измерений (напряжённо-деформированное состояние (НДС) с разрушенной структурой);

$\tau(\gamma_0), \tau(\gamma_1)$ – точки кривой течения на пределе диапазона измерений, по которым выполняется экстраполяция.

$\gamma_0 = \gamma_{max}$ – скорость сдвига на пределе измерений, s^{-1} .

Критерием оценки эффективности метода физико-химического воздействия на нефть целесообразно взять отношение приращение энергии тиксотропии [5] вследствие деструкции внутренней структуры НДС к затраченной энергии на обработку одного кубометра нефти:

$$K_{эф} = \int_0^{t_p} \frac{\Delta W_{y\partial} + \Delta}{W_{\Sigma}} dt,$$

где W_{Σ} – энергия, затраченная на обработку одного кубометра нефти;

t_p – время релаксации структуры НДС, для ряда тиксотропных нефтей составляющее 5–7 сут.

Полученный по предложенной методике критерий целесообразно использовать для сравнения и технико-экономического обоснования методов обработки нефтей или в автоматизированной системе управления технологическими параметрами перекачки [6].

III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, критерий технологической эффективности какого-либо способа разрушения внутренней структуры НДС тиксотропных нефтей равен отношению приращения энергии тиксотропии за счет разрушенных внутренних связей на всем отрезке времени её релаксации к энергии, затраченной на процесс обработки нефти.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Влияние вязкости нефти на энергоэффективность перекачки нефти по магистральным нефтепроводам / С.Е.Кутуков, Я.М.Фридлянд, А.А.Шматков // Трубопроводный транспорт–2017: тезисы докладов XII Междунар. учеб.–науч.–практ. конф.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. С.425–429.
- [2] Сравнительная оценка эффективности «горячей» перекачки / А. И. Гольянов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.–2018. – № 6.–С.642–649.
- [3] Брот Р.А. Определение реофизических параметров газонасыщенных нефтей / Р.А. Брот, С.Е. Кутуков // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».–2005–№2–С.37.
- [4] Комплексное исследование реологических и адгезионных свойств нефтей в диапазоне температур кристаллизации/А.М. Шаммазов [и др.]/Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.–1998.–№4.–С. 63–72.
- [5] Бойцова А.А. Исследование реологических свойств углеводородных систем с высоким содержанием смол и асфальтенов / А.А. Бойцова, Н.К Кондрашева // ИФЖ.–2018.–Т. 91.–№4.–С. 1098–1105.
- [6] Кутуков С.Е. Элементы искусственного интеллекта в системах сбора, подготовки и транспорта углеводородного сырья / С.Е. Кутуков, В.И. Васильев // Электронный журнал «Нефтегазовое дело».– 2001.– №2.–С. 14

УДК 622.692.4.053

Н.В. Чухарева, А.М. Овчаренко, А.В. Рудаченко

ТЕХНОЛОГИЯ ТРАНСПОРТА ВЯЗКОЙ НЕФТИ С УМЕНЬШЕННЫМИ ГИДРАВЛИЧЕСКИМИ ПОТЕРЯМИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Росси

Аннотация – Для современного этапа разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа на территории Российской Федерации (РФ) характерно ухудшение структуры добываемых и перекачиваемых углеводородов (УВ). Согласно прогнозным данным [1], ресурсный сектор экономики РФ будет поддерживать заданный уровень потребления энергоносителей за счет добычи УВ в глубоких, малопроницаемых и низкопоровых нефтеносных горизонтах, старых добывающих регионах со значительным процентом обводненности скважинной продукции, а также вследствие эксплуатации месторождений нефтегазоносных провинций с повышенным значением вязкости нефти. Для перекачки последних необходимо применение более мощного оборудования, в сравнении с технологическими установками традиционного способа трубопроводного транспорта, поскольку возможен риск застывания перекачиваемого продукта, высокие гидравлические потери УВ при эксплуатации нефтепроводов. Целью исследования является разработка оптимальной технологии обработки вязкой нефти для снижения гидравлических потерь УВ посредством лабораторных исследований воздействия ультразвукового (УЗ), теплового, химического и комбинированного полей на реологические свойства образцов нефти СтО (нефть, доведенная до товарных качественных характеристик) и СтО (нефть, не прошедшая стадию подготовки). Следуя полученным экспериментальным данным, для обработки товарной нефти незначительной вязкости достаточно обработки тепловым полем при 80°C, для эмульсии СтО – УЗ обработка способствует коагуляции частиц воды, для обезвоженной СтО оптимальна комбинация 3 рассмотренных полей.

Ключевые слова – трубопроводный транспорт, нефтепровод, вязкая нефть, ультразвуковая обработка, гидравлические потери

I. ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе для месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП) характерно ухудшение структуры остаточных запасов УВ в

традиционных регионах. Доля запасов, которые в соответствии с Налоговым кодексом относятся к категории трудноизвлекаемых (ТРИЗ), здесь составляет более 20% [1]. К этой категории относят, в частности, вязкие нефти. Вовлечение значительных ресурсов тяжелой нефти позволит поддержать достигнутый уровень добычи нефти.

Для изложения значения трудноизвлекаемых запасов УВ, необходимо определить характерные факторы для этих запасов нефтегазовых флюидов и определить причины их незначительной разработки.

К ТРИЗам относятся [2]: запасы нефтей повышенной вязкости (таблица 1), низкопроницаемые коллектора, нефтяные оторочки и подгазовые зоны, а также выработанные залежи с высокой долей обводнённости продукции скважин, нетрадиционные источники углеводородной среды (например, сланцевые коллектора) и, наконец, месторождения без доступной инфраструктуры.

Понятие ТРИЗ подразумевает нерентабельность разработки в связи с несоответствием существующего развития технологий и техники с современными геологическими особенностями пласта. В то время как технологии достигают этого соответствия, ТРИЗ переходят в категорию неосложненных запасов УВ, в данном случае государство выступает в роли стимулятора развития новых решений.

Таблица 1. Основные проблемы эксплуатации ТРИЗов

Проблемы эксплуатации	Методы решения
вязкая нефть ($\eta > 100$ сПз)	
Низкая подвижность УВ, сложность добычи и транспортировки, необходимо использование особых дорогостоящих, зачастую, зарубежных технологий и оборудования.	Снижение η в пласте, скважине, трубопроводе: подогрев горячим паром, жидкостью, применение электрических обогревателей, применение винтовых насосов.
обводненная нефть ($\omega_{\text{воды}} = 94,5\%$)	
высокая себестоимость нефти (высокие затраты на подъем жидкости из пласта и подготовку до товарной продукции из-за большого объема попутно добываемой воды).	снижение водопритоков: МУН, потокоотклоняющие и изоляционные технологии, а также необходимое обустройство подготовки: деэмульгаторы, отстойники.
инфраструктурная доступность нефтегазоносных районов	
значительные затраты в начальный период освоения месторождения из-за строительства объектов инфраструктуры.	подбор оптимальных стратегий освоения на примере интегрированного проектирования, а также применение новых технологий.

ТРИЗы усложняют процесс транспортировки следствием неблагоприятных физических свойств УВ среды, а именно: повышенная вязкость и плотность, значительная доля асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в составе нефти, высокие значения напряжений сдвига. Использование традиционных вариантов трубопроводного транспорта может привести к значительным гидравлическим сопротивлениям и, в конечном итоге, к риску застывания перекачиваемого продукта при остановке перекачки.

II. ТЕОРИЯ

Известные методы транспортировки вязкой нефти можно разделить на 3 группы (таблица 2) [3].

Эти методы определяют способность нефтетранспортных компаний развиваться с учетом требований Энергетической стратегии России до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020г. № 1523-р [4] и требований Федерального закона N 261-ФЗ от 23.11.2009г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ» [5]. Указанное является стратегией не только отраслевого, но и межотраслевого характера, и влияет на государственное управление энергетическим сектором РФ.

В целом, транспорт вязких нефтей возможен путем воздействия полей на их реологические свойства, поскольку от них зависит характер течения жидкости (графическое представление – кривая течения жидкости). Реологические свойства ньютоновских жидкостей определяются через вязкость (μ), плотность (ρ), температуру застывания ($t_{заст}$). Многие расчеты трубопровода (ТП) проводят по формулам, справедливых для ньютоновских жидкостей (Ж).

Таблица 2. Взаимосвязь технологий транспортировки нефти с обеспечением требуемых объемов перекачки

Описание	Поддержание объема перекачки за счет	Недостатки
1 способ: перекачка по маловязкому пристенному слою		
Структура типа «нефть в воде», кольцевая оболочка: эмульсии светлых УВ с водой, $N_2^{50^\circ C} + SO_3$., обработка озоном	Меньшее значение гидродинамического трения за счет уменьшения шероховатости стенок, создания гидрофильной поверхности, высокая поверхностная активность нефти.	При подкачке воды возможно образование стойких, трудноразделимых эмульсий, усиленная коррозия металла, затруднение подготовки/переработки.
2 способ: перекачка с помощью маловязких УВ растворителей		
Маловязкие УВ растворители, ПТП	Уменьшение вязкости, температуры застывания, изменение режима течения.	Удорожание транспортировки.
3 способ: улучшение реологических свойств за счет Ф воздействий		
Образование теплового эффекта: переменное электрическое поле, мощный УЗ, ВЧ ЭМ поле, ударно-волновое воздействие	Механохимическая деструкция (разрыв макромолекулярных цепей), уменьшение вязкости, уменьшение предельного напряжения сдвига.	Необходимость промышленной апробации.

Вязкие нефти относятся к неньютоновским жидкостям (таблица 3). Неньютоновская жидкость – условно ньютоновская с эффективной вязкостью.

Таблица 3. Неньютоновских жидкости

Название	Описание	Кривая течения	
Пластичные (бингамовские) жидкости	Ж имеет начальный предел текучести (τ_0), ниже этого значения касательного напряжения Ж не течет.	Уравнение Шведова–Бингама.	<p>Уравнение Балкли–Гершеля [6]:</p> $\tau = \tau_0 + K \cdot \left \frac{d\omega}{dr} \right ^n$ <p>Эффективная вязкость μ_3:</p> $\mu_3 = \frac{\tau_0}{\left \frac{d\omega}{dr} \right } + K \cdot \left \frac{d\omega}{dr} \right ^{n-1}$
Псевдопластичные жидкости ($n < 1$)	Вязкость таких жидкостей уменьшается с возрастанием касательного напряжения сдвига.	Уравнение Освальда	
Дилатантные жидкости ($n > 1$)	Вязкость таких жидкостей возрастает с возрастанием скорости деформации сдвига.		
<p><i>Примечание – здесь введены обозначения: K – коэффициент консистентности; n – коэффициент течения</i></p>			

Из вышесказанных утверждений, к реологическими свойствам Ж будем относить: вязкость (μ, η), плотность (ρ), температуру застывания ($t_{заст}$), напряжение сдвига (τ), скорость сдвига ($\omega, d\omega/dr, G$).

Для обзора современных методов воздействия на нефть, регулирующих ее реологические свойства приведем характерные температуры высокопарафинистых нефтей (таблица 4).

Весьма перспективным воздействием на снижение коэффициента вязкости нефти или нефтепродуктов, наряду с гидротранспортом и подогревом, является их термообработка, добавление присадок для снижения коэффициента гидравлических потерь, электроискровая обработка, виброобработка и использование комбинированных методов.

Для высокосмолистых нефтей эффективная обработка химическим полем, температурная обработка оптимальна для парафинистых нефтей.

Исходя из теоретического обзора вариантов подготовки и транспорта вязкой нефти следует отметить, что метод УЗ воздействия, в отличие от других методов, оказывает меньшее воздействие на экологическую среду. Применение комбинированного подхода с УЗ способствует более комплексному решению задачи подготовки и транспортировки, но с наибольшими затратами для предприятия.

Таблица 4. Характерные температуры высокопарафинистых нефтей

Характерные температуры высокопарафинистых нефтей	
$t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$	Температура, при которой наиболее проявляются неньютоновские свойства
$t = 27 - 30 \text{ }^\circ\text{C}$	Температура массового выпадения парафинов
$t = 40 \text{ }^\circ\text{C}$	Температура, обеспечивающая необходимую текучесть и однородность нефти
$t^* = 40 - 50 \text{ }^\circ\text{C}$	Температура фазового перехода, близкая к температуре правления парафинов
$t = 45 - 65 \text{ }^\circ\text{C}$	Температура плавления парафинов
$t = 65 - 88 \text{ }^\circ\text{C}$	Температура плавления церезинов

Выбор любой технологии предварительного воздействия на нефть заключается не только в эффективном изменении реологических свойств, но и в их сохранении в течении длительного периода времени, поэтому в постановке задач исследования был заложен фактор времени и принцип комбинирования технологий УЗ, теплового и химического воздействия.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Образец нефти CmO – особо легкая [7], незначительной вязкости [8], парафинистая [8], первой группы качества [7].

Нефть месторождения «Z» (CrO) характеризуется как тяжелая [7], высоковязкая [8], высокообводненная [7], смолистая [8], высокопарафинистая [8].

Измерение реологических характеристик нефтей проводилось с использованием вискозиметра Штабингера SVM 3000.

Основные материалы и оборудование для инициализации физико-химических полей ультразвуковой генератор и излучатель – ультразвуковая мойка Bradex «Очиститель». Для температурного воздействия используем подогрев с помощью термостата водяной серии. В качестве растворителя был использован толуол.

Лабораторный эксперимент подразумевает исследование влияния теплового, УЗ и химического поля на изменение некоторых реологических свойств образцов нефти CmO и CrO. Первый фактор – температура, второй – УЗ, третий – реагент, четвертый – комбинация трех факторов.

Исходные образцы: термостатирование при постоянной температуре интервала $20 \text{ }^\circ\text{C}$ согласно ОРPTS 830.7100, СІРАС МТ 3 и СІРАС МТ 192.

Результаты лабораторного эксперимента (нагрев с определенным шагом, изотермическая выдержка, влияние УЗ и реагентного параметров) представлены на рис. 1–9.

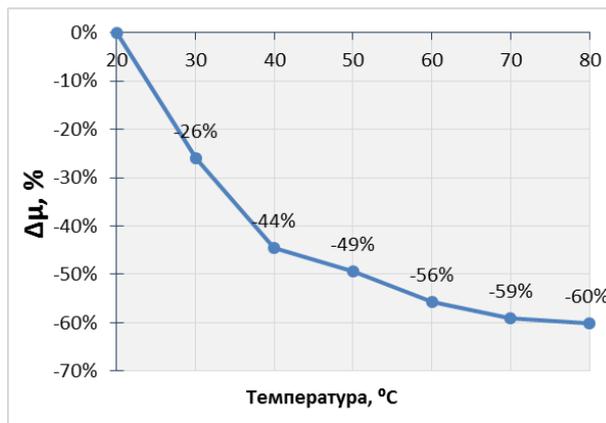
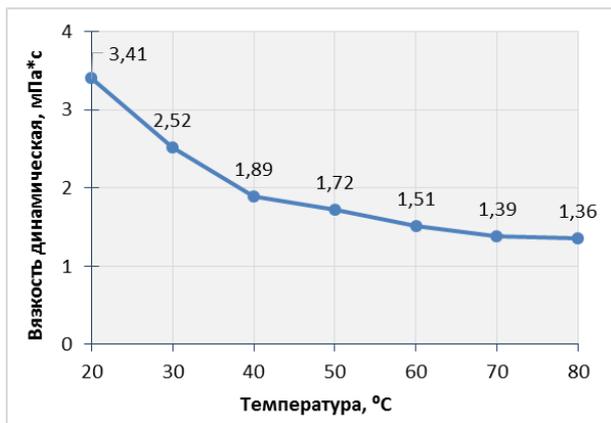


Рис. 1. Влияние температурной обработки на вязкость образца нефти СтО

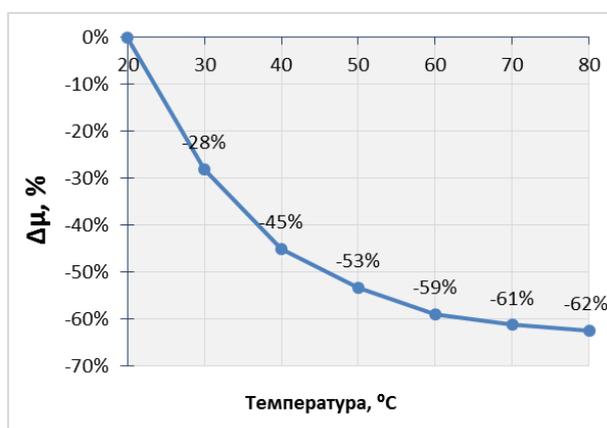
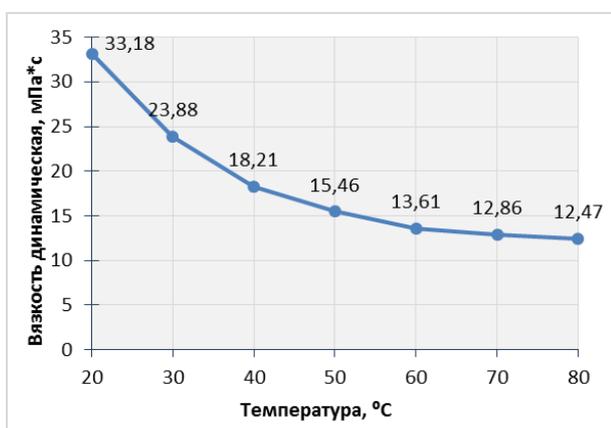


Рис. 2. Влияние температурной обработки на вязкость обезвоженного образца нефти CrO

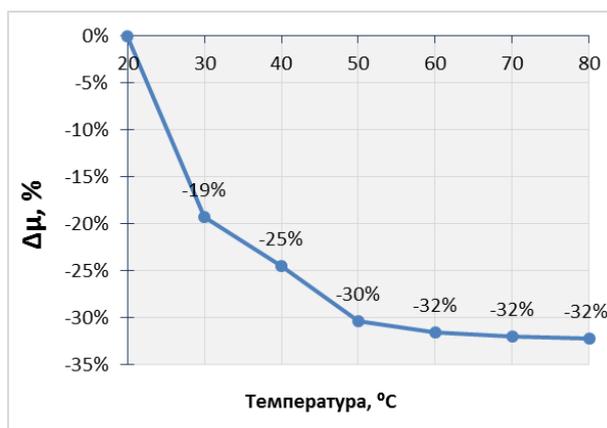
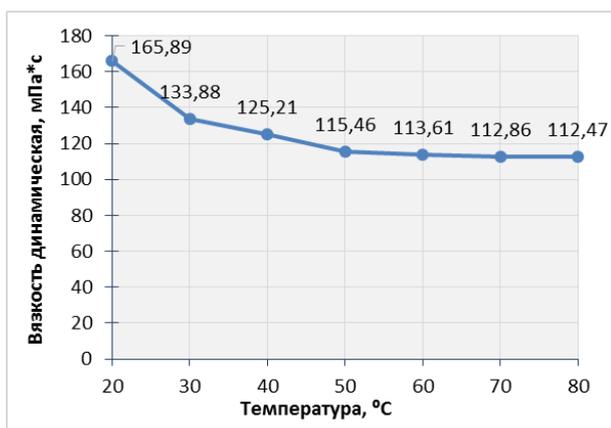


Рис. 3. Влияние температурной обработки на вязкость эмульсии образца нефти CrO

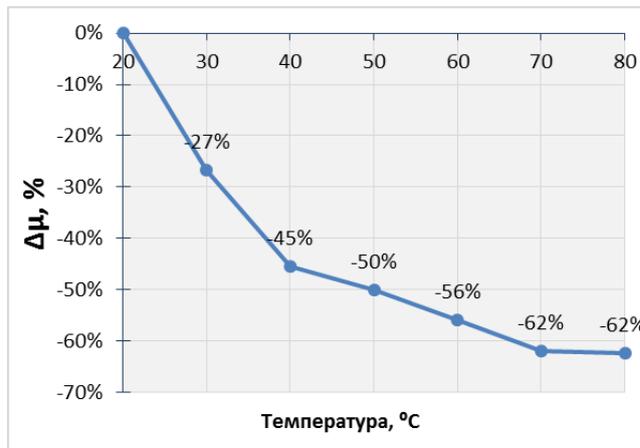
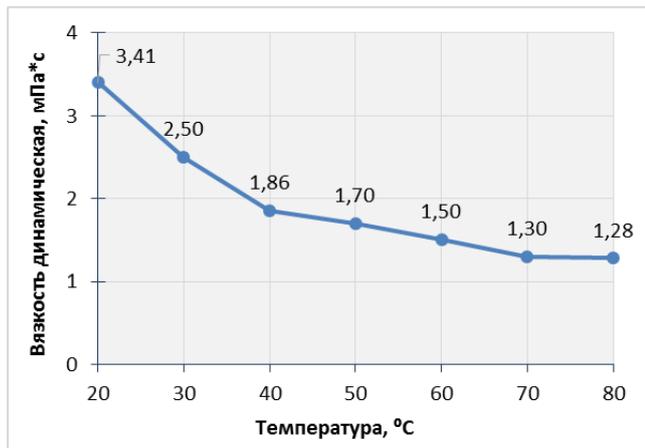


Рис. 4. Влияние температурной обработки с изотермической выдержкой на вязкость образца нефти CrO

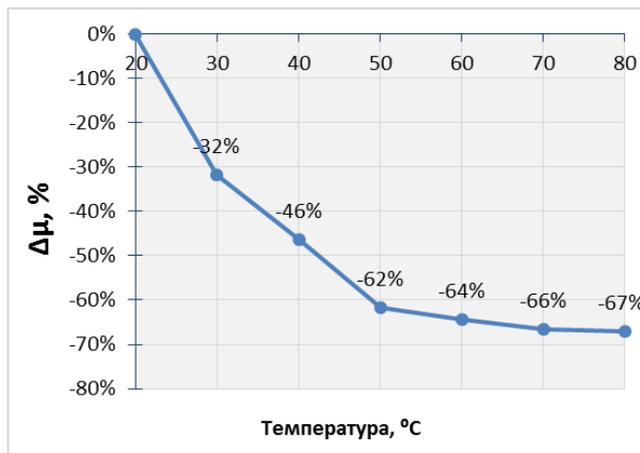
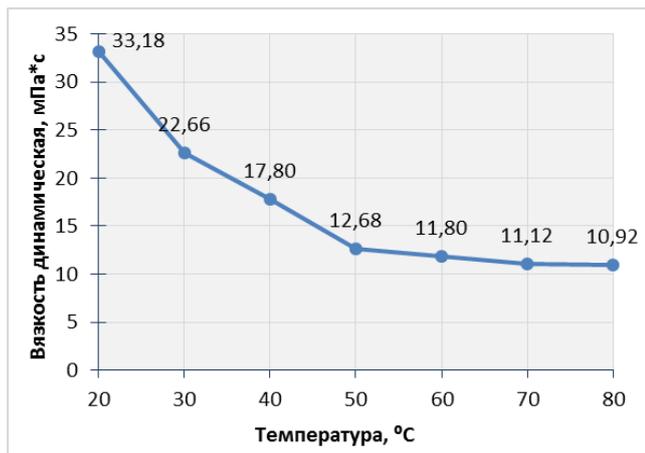


Рис.5. Влияние температурной обработки с изотермической выдержкой на вязкость обезвоженного образца нефти CrO

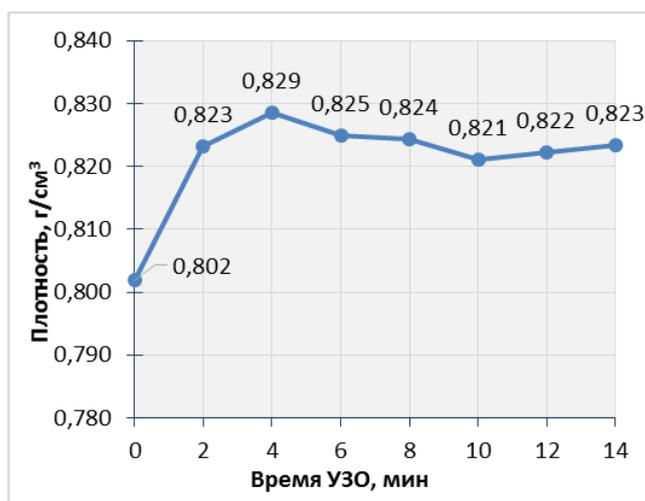
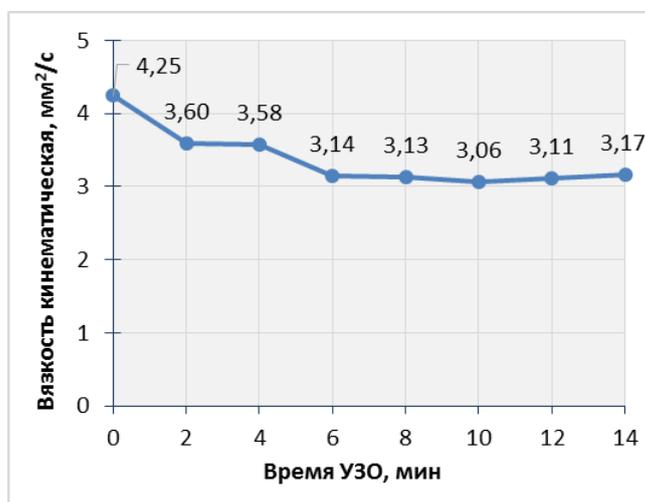
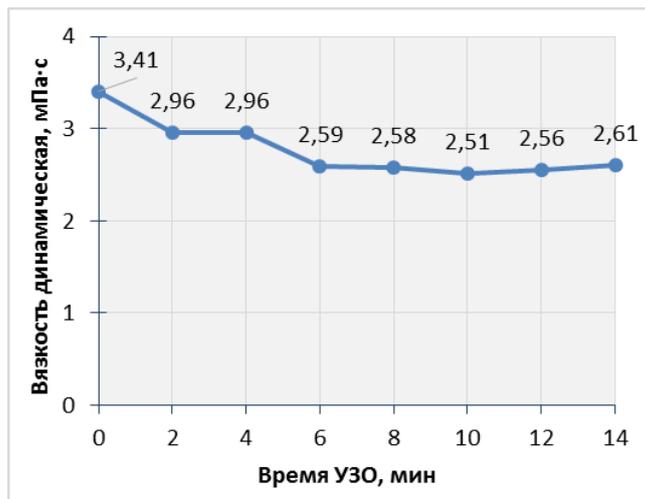


Рис. 6. Влияние УЗО на частоте 20 кГц при 20 °С на некоторые свойства образца нефти СтО

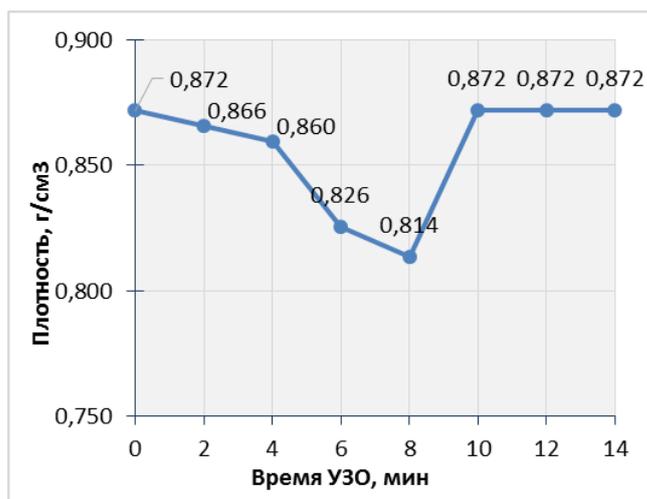
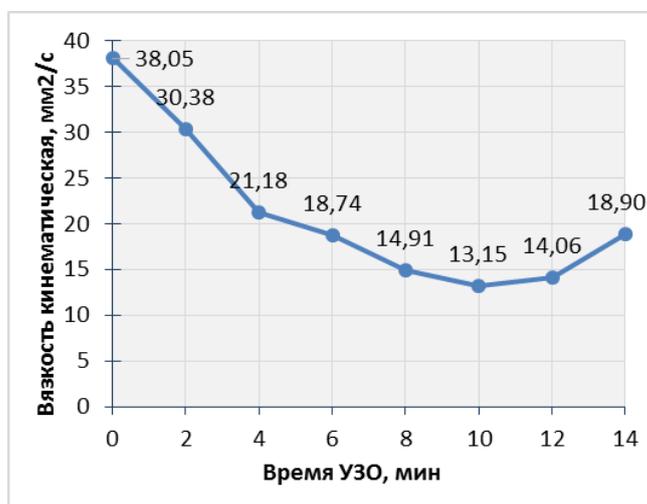
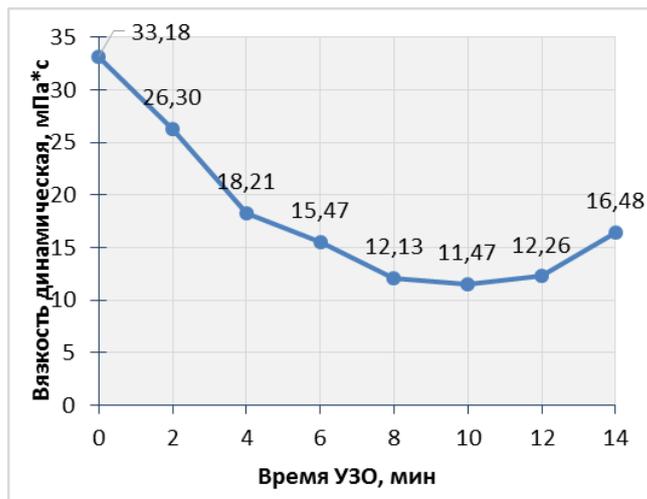


Рис.7. Влияние УЗО на частоте 20 кГц при 20 °С на некоторые свойства обезвоженного образца нефти CrO

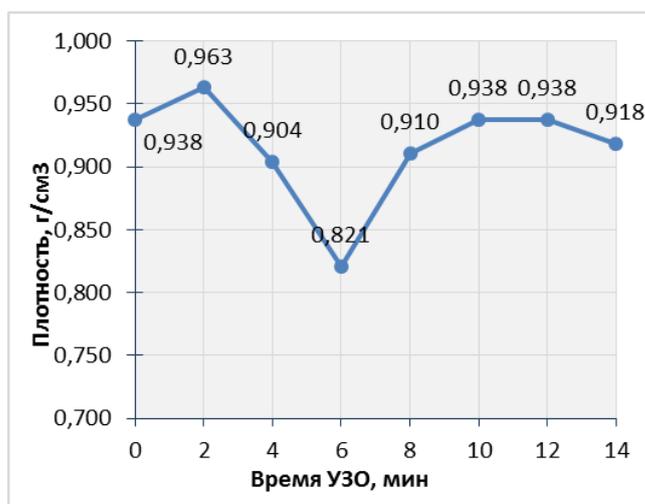
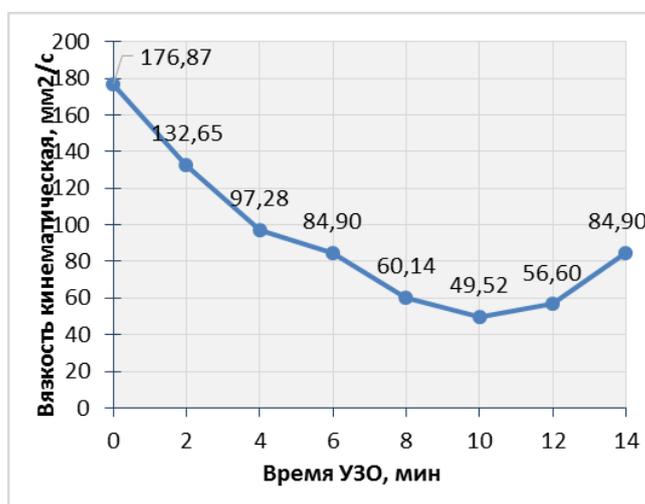
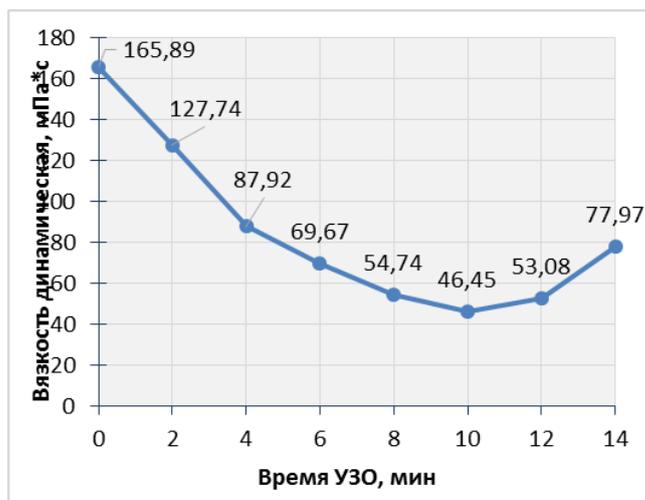
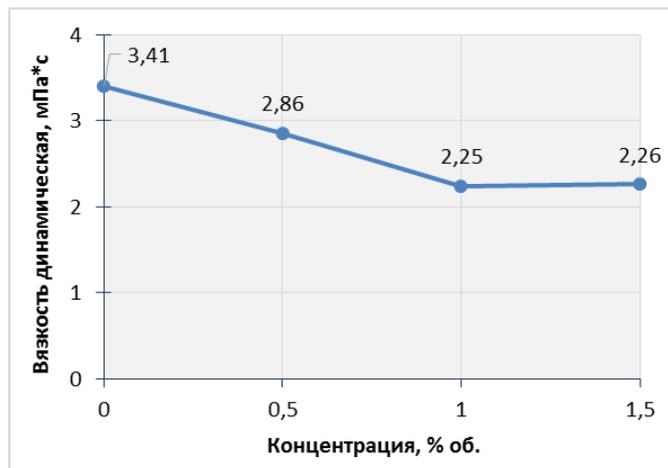
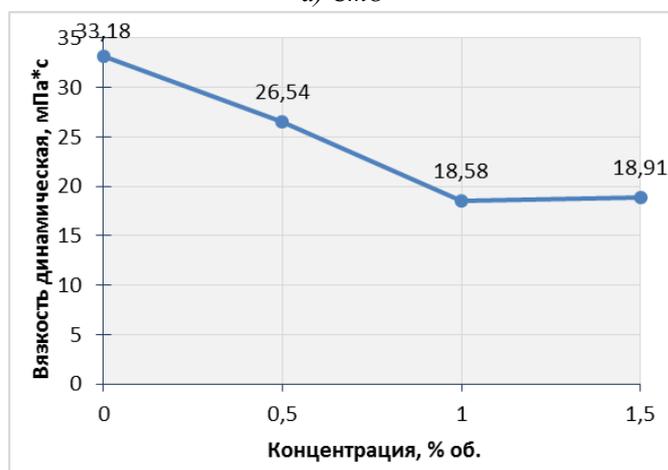


Рис.8. Влияние УЗО на частоте 20 кГц при 20 °С на некоторые свойства образца эмульсии нефти СгО



а) *SmO*



б) *CrO*



в) эмульсия *CrO*

Рис.9. Влияние реагентной обработки на значение динамической вязкости образцов нефти *SmO* и *CrO* при 20 °С

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

В результате проведения лабораторного эксперимента по влиянию теплового поля на изменение вязкости образцов нефти можно сделать заключение об эффективности теплового воздействия для снижения значений показателя динамической вязкости. При обработке

образцы CmO значение вязкости максимально снизилось на 60% при 80 °С (при этой температуре обеспечивается плавление парафинов и церезинов). Примерный тренд снижения вязкости в относительных процентах характерен обезвоженного образца CrO (снижение на 62% при 80 °С). Для эмульсии образцы CrO эффективность тепловой обработки ниже: максимальное снижение вязкости на 32% при обработке 80 °С. Таким образом, показана эффективность воздействия теплового фактора на снижение динамической вязкости образцов нефти. Наиболее эффективна обработка образца CrO, для нагрева нефти в промышленных масштабах необходимо ее предварительное обезвоживание. Результаты эксперимента согласуются с данными, полученными после обработки высоковязкой нефти Западно-Салымского месторождения в работе [9].

В сравнении с вышеуказанными данными, для образца нефти CmO изотермическая выдержка практически не принесла дополнительного эффекта, в сравнении с образцом нефти CrO, для которого максимальная вязкость снизилась на 67% до значения 10,92 мПа·с. Для эмульсии нефти CrO изотермическая выдержка не проводилась, поскольку эффективность тепловой обработки обезвоженного образца выше

В целом, ультразвуковая обработка (УЗО) эффективна для уменьшения показателей динамической и кинематической вязкости нефти, как для образцов нефти незначительной вязкости, так и для повышенной вязкости.

Образец CmO: максимальное снижение значения динамической вязкости – 26% при 10 мин УЗО на частоте 20 кГц. При этом, на всем промежутке интервала значение показателя плотности возрастает. ТО с изотермической выдержкой дает результат снижения вязкости на 62%. Поэтому, для уменьшения этого показателя преимущественной обработкой послужит температурная обработка при 80 °С.

Образец обезвоженной нефти CrO: оптимальное время УЗО составляет 10 мин. Максимальное снижение вязкости – 65%, что практически совпадает с результатом тепловой обработки. Данные обработки вязкой нефти образца CrO сходятся с результатами работы [7]. Характер линии тренда совпадает с данными [8].

Образец эмульсии CrO – максимальное снижение значения вязкости составляет 72% при 10-минутной низкочастотной УЗ обработки. Это более, чем в 2 раза превышает результат тепловой обработки. Можно сделать вывод: УЗО эффективна для коагуляции воды в эмульсии высоковязкой нефти.

Оптимальное значение концентрации составляет 1% об. Снижение вязкости: образец CmO – 34%, CrO – 44%, эмульсия CrO – 23%. Полученные данные совпадают с результатами авторов работы [6].

Наиболее оптимальная комбинация представляет совмещение температурного, реагентного и УЗ параметров. Снижение вязкости для CmO на 62%, для CrO – на 68%, при концентрации реагента 0,1% об. и температуре нагрева 40 °С.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Эффективность проведенной обработки нефти для улучшения ее реологических свойств нужно рассматривать для каждого конкретного случая, поскольку исходные нефти отличаются набором определенных физико-химических свойств.

В общем, значительно быстрее достичь максимального снижения показателя вязкости при комбинации различных способов. Однако, нужно учитывать экономическую эффективность проведения обработки, а также влияние на окружающую среду.

Следуя полученным лабораторным данным, для обработки товарной нефти незначительной вязкости (СmO) достаточно обработки тепловым полем при 80°C. Для эмульсии CrO ультразвуковая обработка способствует коагуляции частиц воды. Для обезвоженной CrO оптимальна комбинация 3 рассмотренных полей.

Также важен фактор сохранения полученных значений улучшенных реологических свойств в силу тиксотропных свойств нефти. По полученным лабораторным данным, время релаксации после комбинированной обработки составляет 7 суток для CrO и 5 суток для CmO.

При перекачке по магистральному трубопроводу образца нефти CmO потери напора составляют 282,27 м. Потребляемый напор равен 346,83 м. Определяем необходимое начальное давление: 2,7 МПа. Исходя из рассчитанных значений подачи и напора, соответствующих значениям 4454 м³/ч и 347 м выбираем марку насоса Насос НМ 5000–210–2.1. При перекачке по магистральному трубопроводу образца нефти CrO потери напора составляют 364,53 м. Рассчитываем потребляемый напор: 418,98 м. Определяем необходимое начальное давление: 3,6 МПа. Исходя из рассчитанных значений подачи и напора, соответствующих значениям 4096 м³/ч и 419 м выбираем марку насоса НМ 10000–380–2.

На перекачку высоковязкой нефти требуется более мощное насосное оборудование, значительно большее начальное давление. Потери напора и потребляемый напор значительно выше.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Системные исследования в энергетике: методология и результаты / Под ред. акад. А.А. Макаров, чл.-корр. Н.И. Воропай. М.: ИНЭИ РАН, 2018. 309 с. [Электронный ресурс]. – URL: https://www.eriras.ru/files/sistemnye_issledovaniya_mch.pdf (11.10.2019).
- [2] Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых (ФБУ «ГКЗ») [Электронный ресурс]. – URL: <http://gkz-rg.ru> (11.10.2019).
- [3] Депрессорная присадка для высокозастывающих парафинистых нефтей / К.И. Матиев [и др.] // Научные труды НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР. – 2018.–№3.–С. 32–37.
- [4] Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. [Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (01.09.2019).
- [5] Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями). [Электронный ресурс]. – URL: [https:// http://base.garant.ru/12171109/](https://base.garant.ru/12171109/) (25.08.2019).
- [6] Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов.– М: Недра, 1984.– 224 с.
- [7] ГОСТ Р 51858–2002 Нефть. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2)
- [8] Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации №3–р от 01.02.2016
- [9] Влияние температуры и напряжения сдвига на реологические свойства нефтяных дисперсных систем / Л.П. Семихина [и др.] // Вестник тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика.–2018.–Том3.–№3.–С. 36–52.
- [10] Ануфриев Р.В. Влияние ультразвука на структурно-механические свойства нефтей и процесс осадкообразования / Р.В. Ануфриев, Г.И. Волкова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов.–2016.–Т.327.–№10.–С.50–58.
- [11] Применение ультразвуковой обработки для снижения вязкостно-температурных характеристик нефти [Электронный ресурс]. – URL: <https://neftegaz.ru/science/petrochemistry/331693-primenenie-ultrazvukovoy-obrabotki-dlya-snizheniya-vyazkostno-temperaturnykh-kharakteristik-nefti/> (11.01.2020)

УДК 622.692.4.053

Д.М. Овчаренко, Е.И. Раздобреев

АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИНДУКЦИОННОГО НАГРЕВА ВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Росси

Аннотация – Современное состояние энергетического сектора РФ характеризуется ухудшением структуры добываемых энергоресурсов вследствие истощения их традиционных запасов. Для нефтяного рынка альтернативными источниками углеводородов служат трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ). К факторам ТРИЗ, согласно [1], относят: высокую долю обводненности скважинной продукции, малую проницаемость коллекторов и повышенное значение вязкости. Для трубопроводного транспорта последних необходимы специальные технологии, поскольку использование стандартных схем перекачки приведет к значительным энергетическим и экономическим потерям. Одним из таких вариантов является перекачка индукционным нагревом, отметим несколько значительных преимуществ: 1) высокая производительность и эффективность вследствие высокого значения КПД (95%). 2) безопасность в эксплуатации относительно других способов нагрева из-за бесконтактного воздействия на нагреваемое тело. 3) экономическая выгода вследствие энергоэффективности и малозатратного монтажа оборудования. Целью работы является автоматизирование индукционного нагрева вязкой нефти при трубопроводном транспорте. Для реализации цели поставлены следующие задачи: 1) рассмотреть главные проблемы современного трубопроводного транспорта высоковязкой нефти; 2) проанализировать методы снижения вязкости нефти; 3) изучить технологию влияния индукционного нагрева высоковязкой нефти на её свойства; 4) усовершенствовать технологию индукционного нагрева высоковязкой нефти автоматизацией. Новизна проекта заключается в дистанционном регулировании индукторов на трубопроводе и его локальном подогреве при трубопроводном транспорте высоковязкой нефти за счёт сервера SCADA, а также в дистанционном отслеживании параметров трубопровода.

Ключевые слова – индукционный нагрев, автоматизация, трубопроводный транспорт, вязкая нефть, нефтепровод.

I. ВВЕДЕНИЕ

Нефть и нефтепродукты составляют базовый сектор российской экономики, который определяет перспективы развития страны. Современное состояние нефтяного рынка характеризуется уменьшением доли разведанных запасов нефти с одной стороны, и ухудшением их структуры, с другой стороны. Наиболее выгодные части месторождений разрабатываются с опережением, в то время как объем ТРИЗ, составляющий более половины разведанных запасов страны [2], не вводится в промышленную эксплуатацию. Это может привести к снижению добычи нефти в стране, и соответственно, к экономическому кризису, вызванному сокращением экспортных поставок и невозможностью удовлетворения энергопотребления страны вследствие сырьевой зависимости экономики.

Доля ТРИЗ в Западно–Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП) составляет 20%, согласно, а в прогнозе на 2025 год доля увеличится до 25% [3]. Для таких нефтей требуется специальные методы транспорта, поскольку стандартные методы будут способствовать: 1) гидравлическим потерям вследствие наличия вязущего слоя; 2) необходимости применения более мощных насосных установок; 3) риску застывания перекачиваемого продукта при остановке перекачки.

Одной из целевых задач энергетической стратегии 2035 года (ЭС–2035) [4] является программа развития импортозамещения, в основе которого лежит внедрение отечественных, энергоэффективных технологий, а также высокоэффективных научно–технических и технологических решений.

II. ТЕОРИЯ

Современные методы перекачки вязкой нефти можно представить в виде таблицы 2 [5].

Таблица 2. Применяемые методы транспорта нефти с повышенной вязкостью

Название	Сущность	Преимущества	Недостатки
Гидротранспорт	Перекачка нефти внутри жидкого кольца, который может быть представлен водой, и другими маловязкими веществами.	Уменьшение гидродинамического трения; уменьшение шероховатости стенок; повышение активности нефти.	Образование трудноразделимых эмульсий; усиленная коррозия металла.
Противотурбулентные присадки	Длинные нитевидные молекулы располагаются вдоль движения жидкости и сглаживают пульсации давления.	Уменьшение вязкости; изменение режима течения; уменьшение температуры застывания.	Повышение стоимости транспортировки.
Разбавление нефти	Перекачка осуществляется путем смешения вязких нефтей с разбавителями (конденсат, бензин, керосин, маловязкие нефти).	Один из самых эффективных способов снижения вязкости и облегчения мобильности нефти.	Требует значительных инвестиций; любое изменение в составе нефти влияет на соотношение нефть/растворитель; фазовая неустойчивость смеси и выпадение асфальтенов.
Обогрев трубопровода	Нагрев трубопровода, при котором происходит быстрое снижение вязкости нефти и сопротивлению потока.	Быстрое снижение вязкости и сопротивления потока; меньшие потери электроэнергии, простота обслуживания и улучшение весогабаритных показателей оборудования.	Значительные затраты электроэнергии, с повышением температуры увеличивается внутренняя коррозия трубопровода, появляется возможность изменения реологических свойств сырой нефти, расширение и сжатие труб вызывает может вызвать серьезные проблемы.
Индукционный обогрев трубопровода	Трубопровод обматывается катушкой (индуктором), на которую подается переменный ток, вследствие чего внутри катушки возникают вихревые токи. Такие токи нагревают трубы, которые передают тепло нефти при транспортировке.	Безопасный метод подогрева вязкой нефти, регулирование мощности индукторов, снижение вязкости и сопротивления потока на всем участке транспортировки, малые энергозатраты, воздействие на трубопровод.	Необходимость установки индукторов через некоторые промежутки.

Исходя из данных таблицы 2 делаем заключение о том, что наиболее эффективным методом транспортировки вязкой нефти является индукционный нагрев нефти.

Основными недостатками большинства методов выступают: большие затраты электроэнергии, снижение качества и устойчивости углеводородного сырья, дорогостоящие ресурсы, неблагоприятное воздействие на трубопровод [5].

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Для более эффективной перекачки необходимо применять метод автоматизации. В настоящее время большинство предприятий стараются автоматизировать своё производство [6]. Современные методы автоматизации представляют собой применение компьютерного управления процессами.

При автоматизации можно обойти некоторые производственные моменты, тем самым увеличить эффективность предприятия.

На основании вышесказанного предлагаемая технология индукционного нагрева оснащена автоматизированной системой управления SKADA. Система управления позволяет визуализировать, регистрировать и обрабатывать тревоги, анализировать, обеспечивать управление технологическим процессом и базами данных, многопользовательским доступом, создавать резервные сервера.

Совокупность дистанционных датчиков OneWireless, отслеживающих параметры и системы управления SKADA, позволяют оптимизировать технологический процесс [6].

Основные функции автоматизированных систем представлены на рис. 1.

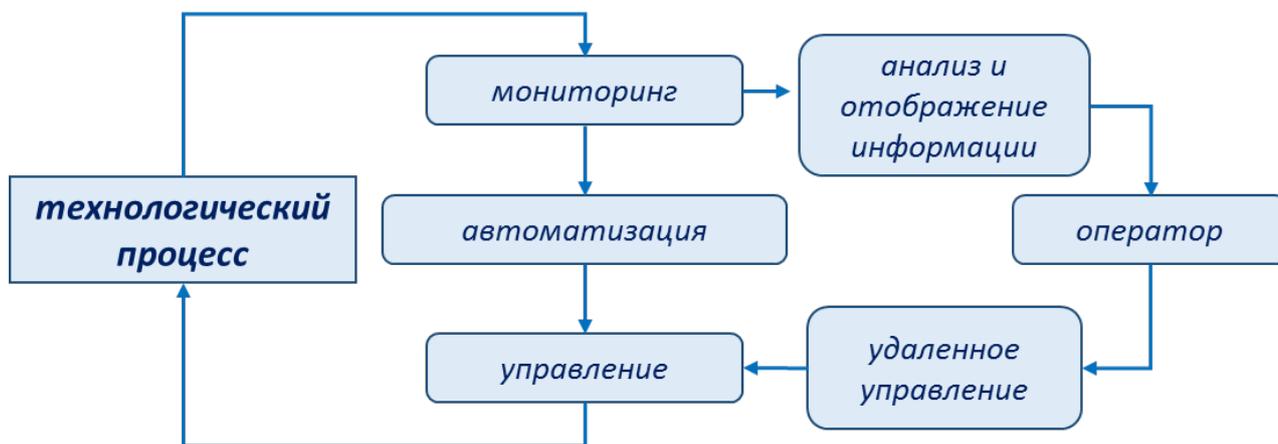


Рис. 1. Функция автоматизированной системы

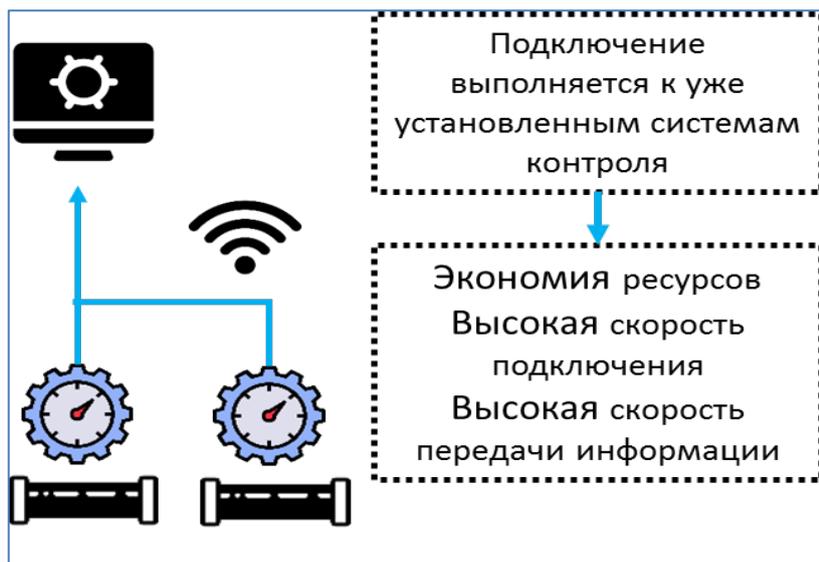


Рис. 2. Подключение системы OneWireless для данных в операторскую и обратно

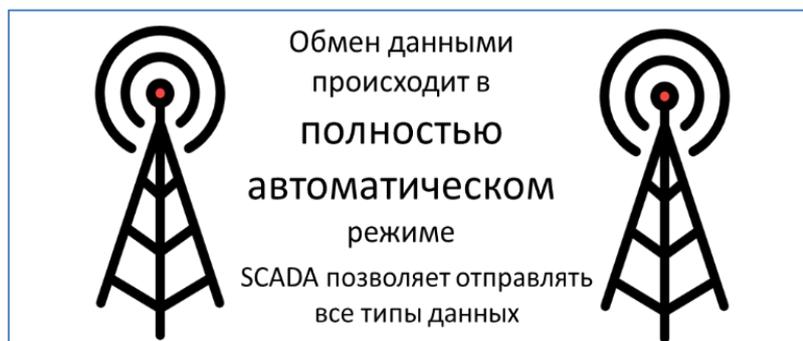


Рис. 3. Интеграция SCADA для передачи данных из операторской в командных пункт

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Принцип работы автоматизированного индукционного нагрева вязкой нефти представлен на рис. 4.

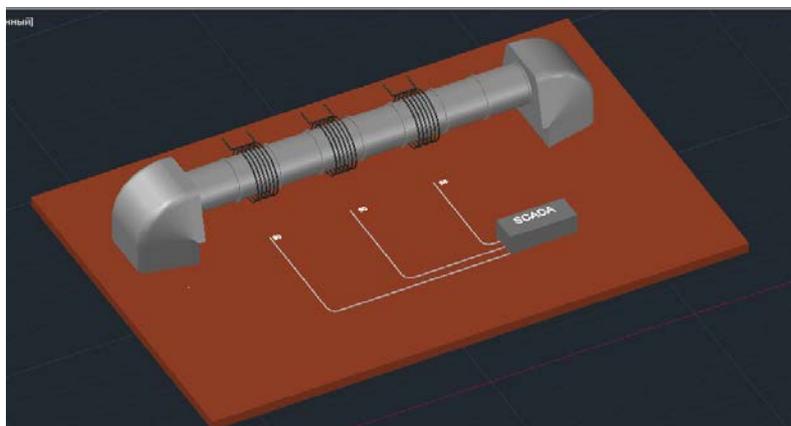


Рис. 4. Схема автоматизированного индукционного нагрева нефти

Схема разработана согласно политики энергосбережения и энергоэффективности. Способ индукционного подогрева нефти самый эффективный и безопасный метод. Он

заключается в том, что трубопровод обматывается намоткой (индуктором), на которую подается переменный ток, вследствие чего внутри катушки возникают вихревые токи. Такие токи нагревают трубы, которые передают тепло нефти при транспортировке. Наш проект предлагает автоматизировать индукционный нагрев следующим способом: индукторы распределяются по трубопроводу и имеют датчики XYR 6000 для отслеживания параметров. Эти датчики отправляют сведения о характеристиках трубопровода на сервер SCADA. С помощью него возможно дистанционное регулирование индукторов на трубопроводе, что позволяет избежать излишних затрат энергии на транспорт и поддержать необходимую температуру по всему трубопроводу.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исходя из проведенного литературного обзора выяснили, что индукционный нагрев имеет ряд преимуществ, а именно: безопасность, эффективное снижение вязкости и сопротивления рабочего потока, регулирование параметров индуктора, экономически выгодное технологическое оборудование.

Предлагаемая технология включает в себя датчики XYR 6000 и индукционные нагреватели, удаленную систему управления SKADA. Все это образует автоматизированный процесс транспортировки нефти, в котором отслеживание параметров трубопровода происходит благодаря дистанционным датчикам, а нагрев углеводородного сырья – посредством индукторов. Управление системой осуществляется оператором, производящим контроль параметров индукционных нагревателей и показателей датчиков.

Автоматизированный процесс транспортировки позволяет увеличить показатели энергоэффективности производственного процесса.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Системные исследования в энергетике: методология и результаты / Под ред. акад. А.А. Макаров, чл.-корр. Н.И. Воронин. М.: ИНЭИ РАН, 2018. 309 с. [Электронный ресурс]. – URL: https://www.eriras.ru/files/sistemnye_issledovaniya_mch-.pdf (11.10.2019).
- [2] Структура добычи нефти: прогноз Минэнерго, 2015 –2035 гг. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.ngv.ru/magazines/article/triz-i-nalogi/> (11.10.2019).
- [3] Нефти станет легче. Российская газета – Федеральный выпуск № 276(8034), Сергей Тихонов.
- [4] Методы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей. [Электронный ресурс]. Режим доступа: URL:<http://borpak.ru/stati/metodi-perekachki-visokovyazkix-i-visokozastivayushix-nefteie-inefteproduktov.html> (дата обращения: 20.04.2015)
- [5] Методы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей. [Электронный ресурс]. Режим доступа: URL:<http://borpak.ru/stati/metodi-perekachki-visokovyazkix-i-visokozastivayushix-nefteie-inefteproduktov.html> (дата обращения: 20.04.2015).
- [6] SCADA система MasterSCADA [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://insat.ru/products/?category=9> (дата обращения 15.05.2020).

УДК 622.692.1 : 665.7.035

Е.В. Харитонов^{1,2,3}, А.В. Шарифуллин^{1,3}, Л.Р. Байбекова^{1,3}, Г.И. Дусметова¹

ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ПОДБОРУ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТА ВЯЗКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОМ СТЕНДЕ

¹*Казанский национальный исследовательский технологический университет,
г. Казань, Россия*

²*АО «Транснефть–Прикамье», г. Казань*

³*ООО «НАВА», г. Казань*

Аннотация – Рынок нефтепромышленной химии для трубопроводного транспорта на сегодняшний день растет с каждым годом в товарном выражении и происходит её перераспределение между крупными заводами-производителями. Производство необходимых противотурбулентных присадок, возможно будет сконцентрировано в Республике Татарстан, с возможным выходом на проектную мощность в 10 тысяч тонн предприятия ООО «Транснефть–Синтез». Однако, такая экономическая политика, отстраиваемая в рамках монополий, приведет к стагнации не только отрасли производящей нефтепромышленную химию, но и в отрасли, которая использует эти труды. В данной работе рассматривается возможность применения лабораторной оценки эффективности реагентов для повышения пропускной способности трубопроводной системы на модельном стенде, разработанном в Казанском технологическом университете. Данная модель развития отношения между нефтяными компаниями и академическим университетом, где университет выполняет роль «нефтесервисной» услуги, способна наиболее эффективно развивать обе стороны, разграничивая роли и секторы ответственности сторон.

Ключевые слова – нефть, транспорт, модельная жидкость, противотурбулентная присадка, лабораторная установка.

**Источник финансирования: работа выполнена при финансовой поддержке Фонда содействия развития малых форм предприятий в научно-технической сфере (Фонд содействия инновациям), грант Старт–1 № С1–75017 от 04.06.2020 года.*

I. ВВЕДЕНИЕ

Для увеличения пропускной способности трубопроводной системы наиболее рациональным методом является использование специальных добавок, которые работают на снижение потерь энергии движения на трение о стенки, получившие название противотурбулентные присадки (ПТП). Экспериментальные исследования по опыту применения ПТП на опытно-промышленных транспортировках данных полимерных составов показали, что с ростом молекулярной массы полимера происходит большее увеличение производительности трубопровода [1]. Однако недостатком полимеров, обладающая большой молекулярной массой (свыше 1000000 а.е.м.) является их низкая структурная устойчивость. При прохождении центробежных насосов, местных сопротивлений и от действия турбулизации потока происходит разрушение полимера и снижение ее эффективности. Эффективность действия ПТП оценивается величиной эффекта Томса и может быть выражена величиной увеличения пропускной способности трубопровода или снижением гидравлического сопротивления от действия ПТП [2–3].

В рамках политики развития Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина в лице директора «ТатНИПИнефть» заключили договор совместно с

Казанским национальным исследовательским технологическим университетом в лице ректора университета по теме «Предоставление испытательного стенда и выполнение совместных работ по оценке эффективности противотурбулентных присадок, а также других методов снижения гидравлических сопротивлений». Основными исполнителями по результатам тендерного конкурса была выбрана исследовательская группа кафедры Химической технологии переработки нефти и газа в лице руководителя проекта профессора Шарифуллина А.В. и инженера Харитонов Е.В.

Исследования заключались в возможности применения промышленных композиций на нефтяной эмульсии Аксубаево–Мокшинского месторождения с обводненностью в 62%, содержание серы превышало 3 %, вязкость была свыше 10000 мПа*с.

Основной целью для «ТатНИПИнефть» было определение возможности применения полимерных композиций на способность повышать пропускную способность промышленного трубопровода. Основная цель для исследовательской группы заключалась в возможности наработки экспериментальной базы по оценке эффективности промышленных ПТП и тестировании разработанной методики.

II. ТЕОРИЯ

Синтезированные противотурбулентные присадки оценивали по снижению гидравлического сопротивления (эффект Томса) перекачиваемой среды при постоянных температурах на специально разработанной установке для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений в условиях, близких к реальным (патент на полезную модель RU 166259, G01F25/00, 21.11.2016. Авторы: Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Хуснуллин Р.Р., Дусметова Г.И., Харитонов Е.В., патентообладатель ФГБОУ ВО «КНИТУ») [4].

Установка включает расходный бак 1 с устройством термостатирования, состоящим из расположенного внутри бака змеевика 2 и внешней рубашки охлаждения 3, рабочую магистраль 4, на которой последовательно расположены задвижка 5, насос 6, измеритель давления 7, расходомер 8, рабочий блок 9 и измеритель давления 10, переливную магистраль 11 с задвижкой 12 и возвратную магистраль 13 с измерителем температуры 14. Общая схема установки представлена на рисунке 1.

По полученным результатам рассчитывали эффективность действия противотурбулентных свойств присадки E_n (%) по формуле 1.

$$E_n = \frac{Q_{u.c.+присадка} - Q_{u.c.}}{Q_{u.c.}} \cdot 100, \quad (1)$$

где $Q_{u.c.}$ – объемный расход исследуемой среды, м³/ч,

$Q_{u.c.+присадка}$ – объемный расход исследуемой среды с присадкой, м³/ч.

Окончательная формула определения величины эффекта Томса:

$$T = \sqrt{\frac{\lambda_0}{\lambda}} - 1, \quad (2)$$

где λ и λ_0 – коэффициенты гидравлического сопротивления.

Дополнительную сравнительную характеристику, которая позволяет оценивать структурно-механические деструкции полимерной части реагента и его «живучесть» по методике, которая была представлена в работе [5].

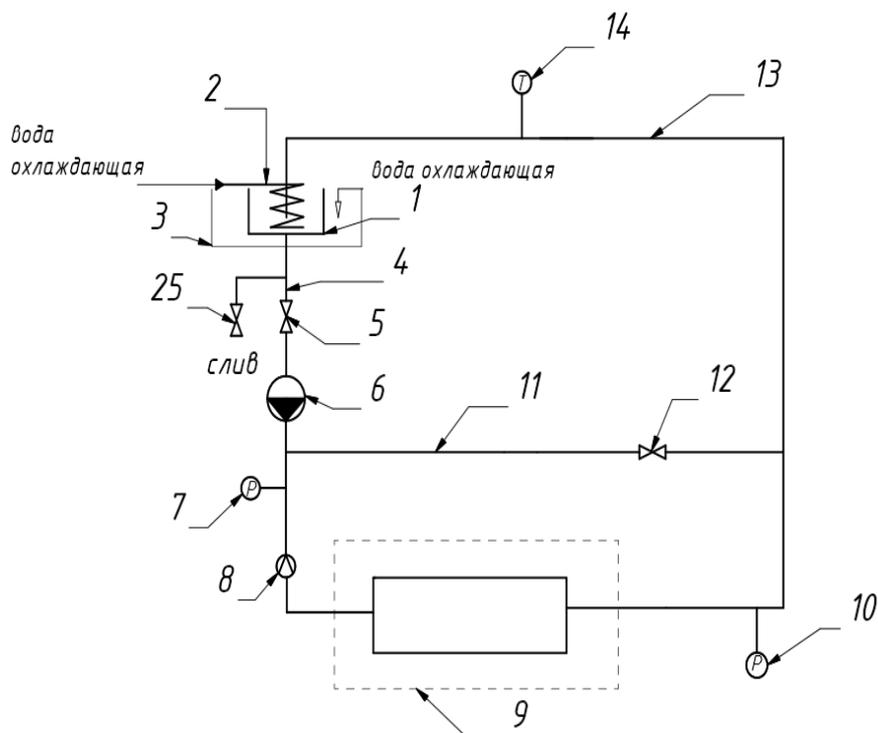
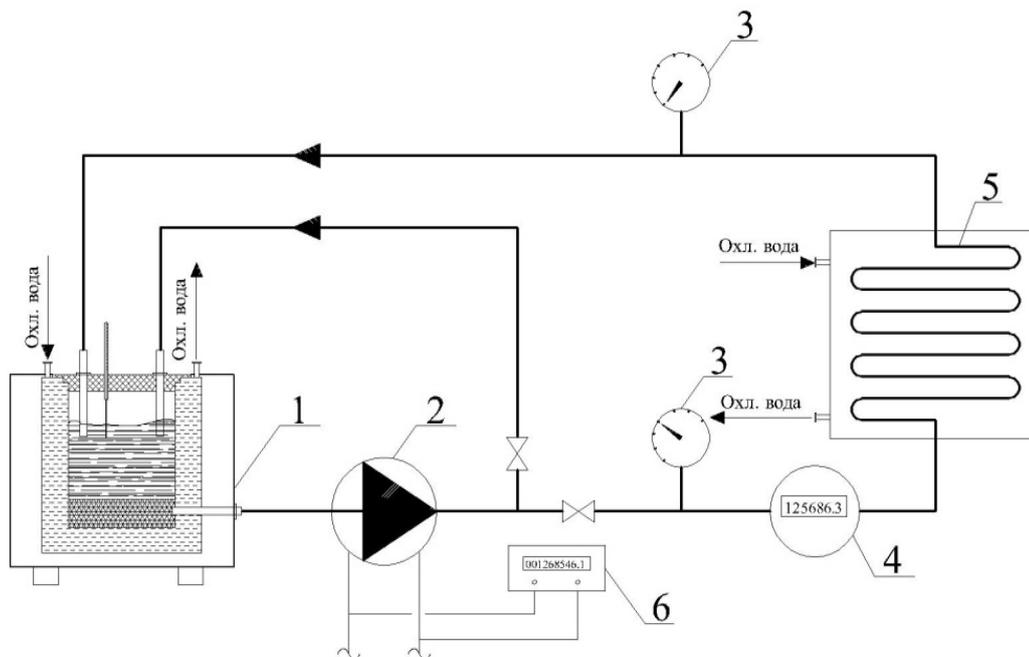


Рис. 1 – Схема установки для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений



1 – емкость, 2 – насос, 3 – манометр, 4 – расходомер, 5 – змеевик, 6 – электросчетчик

Рис. 2. Схема установки по определению эффекта Томса

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

В качестве методики оценки была выбрана стандартная методика, применяемая в ПАО «Транснефть» по снижению гидравлического сопротивления в комбинации разработанной нами методики оценки путевой деструкции полимерных композиций в лабораторных условиях на модельном стенде.

В таблице 1 приведена итоговая форма результатов исследования зашифрованных композиций, предоставленных на исследования.

Таблица 1. Итоговая форма отчетности результатов исследования

Название присадки	Концентрация присадки, ppm	Расход, м ³ /ч	Средняя скорость, м/с	Перепад давления на змеевике, кгс/см ²	DR, %	S, кв.ед	Относительная эффективность ПТП
1	2	3	4	5	7	8	9
Эмульсия	0	1,780	3,84	9,45	0,00	0	0,00
1	100	1,847	4,23	8,90	3,93	1230	3,94
2	100	1,835	4,16	8,85	3,20	950	3,04
3	100	1,825	4,09	8,75	2,53	647	2,07
4	100	1,810	4,00	8,60	1,69	312	1,00
5	100	2,450	5,75	8,60	53,75	6541	20,96
6	100	2,540	5,91	8,60	57,94	3448	11,05

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Как видно из таблицы, образцы под номерами «5» и «6» показывали одинаковые эффективности по снижению гидравлического сопротивления, однако различия в их продолжительности действия и эффективность по суммарному увеличению пропускной способности за однократное дозирование показывает нам, что образец под номером «5» эффективнее в два раза по сравнению с образцом «6». И в дальнейших промышленных испытаниях рекомендуется отдать предпочтение на изучения образца 5, что и было рекомендовано в итоговом отчете.

Данное исследование позволило убедиться нам в адекватности модели и ее практической пользе в целях решения научно–технических задач для нефтедобывающей отрасли Республики Татарстан.

Данный договор полностью окупил изначальные инвестиции и позволяют демонстрировать данный вид развития научно–исследовательской работы как нефтесервисное решение для нефтяных компаний, которая позволяет оценивать химические реагенты на модельной установке до промышленных испытаний при максимальных реальных условиях с детальной методикой оценки технического результата.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На базе проведенных лабораторных исследований и выстроенной модели взаимодействия между компанией ПАО «Татнефть» с ФГБОУ ВО «КНИТУ» была запущено малое инновационное предприятие ООО «НАВА», основной деятельностью которой будет заключаться в совершенствовании методики лабораторной оценки эффективности реагентов для трубопроводного транспорта, и оказание услуг по подбору реагентов по требованиям заказчиков по существующей номенклатуре химических реагентов.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель:

д.т.н., профессор Шарифуллин А.В., к.т.н., доцент Байбекова Л.Р.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Разработка и испытание вязкостной присадки к нефти / А.В. Шарифуллин [и др.] // Электронный научный журнал «Нефтяная провинция».–2015.–№3.– С.115–126.
- [2] Муратова В.И. Оценка влияния противотурбулентных присадок на гидравлическую эффективность нефтепродуктопроводов: автореф. дис...канд. техн. наук 25.00.19.../ Муратова Вера. – Уфа, 2014, – 149 с.
- [3] Манжай В.Н. Экспериментальное изучение влияния напряжения сдвига и числа Рейнольдса на величину эффекта Томса / В.Н. Манжай // Известие вузов. Нефть и газ.–2010.–№4.–С. 85–89.
- [4] Технология получения и оценка эффективности для увеличения пропускной способности трубопроводов / Г.И. Дусметова [и др.] // Журнал «Нефтяная провинция».–2019.– №1(17).–С. 227–237.
- [5] Харитонов Е.В. Оценка эффективности структурно-механической устойчивости полимерно-дисперсных систем для улучшения реологических характеристик вязких эмульсий на примере продукции месторождений ПАО «Татнефть» / Е.В. Харитонов, Г.О. Бурова// Материалы III Всероссийской научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт углеводородов».–Омск: Изд-во ОмГТУ, 2019.–С. 20–25.

УДК 622.692.4.053 : 621.65.05

Н.В. Чухарева, В. Т. Черных

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ ПО ТРУБОПРОВОДУ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация – В работе выполнен анализ современных проблем транспортировки битуминозной нефти по магистральному нефтепроводу. Был составлен универсальный алгоритм расчета, позволяющий определить оптимальные параметры транспортировки для различных технологий перекачки с учетом неизотермичности течения. Произведен расчет необходимых условий при использовании технологий «горячей» перекачки, перекачки с углеводородным разбавителем и их комбинации для модельного участка нефтепровода. Полученный алгоритм позволит сократить затраты на перекачку, подогрев и разбавление битуминозной нефти.

Ключевые слова – высоковязкая нефть, концентрация разбавителя, температура подогрева нефти.

I. ВВЕДЕНИЕ

Доля высоковязкой, а, следовательно, и битуминозной нефти (БН) в общем объеме ее добычи постепенно возрастает. Этому способствует выработка многих высокопродуктивных месторождений и истощение залежей маловязких нефтей.

Анализ климатических характеристик районов, в которых расположены месторождения БН, показывает, что большая их часть находится в зонах с резкопеременными термобарическими условиями окружающей среды, что определяющим образом осложняет транспорт перекачиваемого высоковязкого продукта по участку нефтепровода [1, 2]. Современные подходы к управлению перекачкой «тяжелых» углеводородных жидкостей, свидетельствуют о важном влиянии процессов теплопереноса, обусловленных градиентом температурного поля, профиля участков трубопроводов, необходимых мер для поддержания заданной температуры с учетом инженерной защиты нефтепровода при различных технологических режимах транспортировки [3]. Тем не менее, несмотря на многоплановый подход к решению задач транспортировки, актуальность вопросов, связанных с энергосбережением при перекачке таких сред, остается высокой. Поэтому, все работы, направленные на уменьшение эксплуатационных затрат (ЭЗ) и, следовательно, эффективность и экономичность работы нефтепроводов, по которым осуществляется транспорт БН, актуальны.

Цель работы – выбор оптимального способа транспортировки БН по нефтепроводу с минимальными ЭЗ.

Для реализации указанной цели, необходимо выполнить следующие задачи:

- составление универсального алгоритма для расчета оптимальных параметров при различных способах перекачки БН;
- расчет оптимальных параметров для каждой технологии перекачки БН с учетом соблюдения минимума ЭЗ;
- выбор по результатам расчетов приемлемой технологии транспортировки БН.

II. ТЕОРИЯ

Прежде чем выбрать рациональный способ транспорта БН по магистральному нефтепроводу (МН), важно определить, к какой группе нефтей они относятся (легкозастывающие (ЛЗН) или высоковязкие (ВВН)). Как показано в [4, 5], особенностью ЛЗН является высокое содержание парафинов и небольшое количество смол и асфальтенов, при этом, данные нефти могут относиться и к «легким» по параметру плотности. Другими словами, не все ЛЗН относят к «тяжелым».

Рассматривая ВВН (далее БН) отмечаем достаточно высокое содержание смол и асфальтеновых веществ (до 40 %) и низкую концентрацию парафинистых соединений (как правило, не более 1,5 % [6, 7]). Таким образом, характерные признаки БН: плотность в пределах от 895–1000 кг/м³ и вязкость свыше 10 Па·с [8–10].

При транспорте таких сред используют разные технологии, наиболее перспективной из которых является перекачка с углеводородным разбавителем (ПУР) (если вблизи расположены доступные источники газовых конденсатов, маловязких нефтей и нефтепродуктов) и «горячая» перекачка (ГП). Эти методы, опираясь на работы [11, 12], можно назвать универсальными по отношению к высокому содержанию асфальтенов и смол.

Для данных методов разработан математический аппарат, представленный в нормативной документации (РД–75.180.00–КТН–198–09 [13]) и авторских исследованиях [14, 15]. При этом, следует отметить, что РД не учитывает неизотермичность течения, что устранено в подходе [14]. А [15] позволяет учитывать изменения количественных и качественных параметров в зависимости от концентрации применяемого разбавителя. В связи с этим, рационально провести унификацию указанных методик для расчета оптимальных параметров транспортировки БН при применении технологии ГП, ПУР и комбинированной перекачки (КП) с учетом минимальных ЭЗ.

В результате расчет можно представить в виде алгоритма, приведенного на рисунке 1. Суть расчета состоит в определении температуры подогрева БН при ГП, либо концентрации разбавителя при применении ПУР, либо определение обоих параметров при КП. Такой алгоритм позволит свести ЭЗ (затраты на перекачку, подогрев и разбавление БН), зависящие от температуры подогрева и концентрации разбавителя, до минимальных значений.

Заметим, что параметры для перекачки БН в смеси с разбавителем без предварительного подогрева рассчитываем по формулам для изотермического режима течения, согласно рекомендациям [15]. При этом, потери напора вычисляем без учета поправок на неизотермичность течения (расчет оптимального количества разбавителя без учета подогрева указан красным цветом на рисунке 1).

В качестве объекта исследования в работе был рассмотрен участок модельного нефтепровода, по которому производят транспортировку БН, на основе качественных показателей продукции Ашальчинского месторождения [6]. И для разбавителя будем использовать маловязкую карбоновой нефти в соответствии с характеристиками [16]. Исходные данные, принятые для расчетов, приведены в таблице 1.

Обозначение:

- μ – динамическая вязкость, Па·с;
- X – концентрация разбавителя, доли;
- t_n – температура в начале участка, °С;
- ρ – плотность, кг/м³;
- c_p – удельная теплоемкость смеси, Дж/(кг·К);
- Re – число Рейнольдса;
- $t_{кр}$ – критическая температура, °С;
- $t_{кон}$ – температура в конце участка, °С;
- i_l – гидравлический уклон при ламинарном режиме;
- i_t – гидравлический уклон при турбулентном режиме;
- ΔH_l – потери напора при ламинарном режиме, м;
- ΔH_t – потери напора при турбулентном режиме, м;
- ΔH – полные потери напора, м;
- S_m – затраты механической энергии, млн.руб/год;
- S_t – затраты тепловой энергии, млн.руб/год;
- S_m – затраты на разбавление, млн.руб/год;
- S – суммарные затраты, млн.руб/год

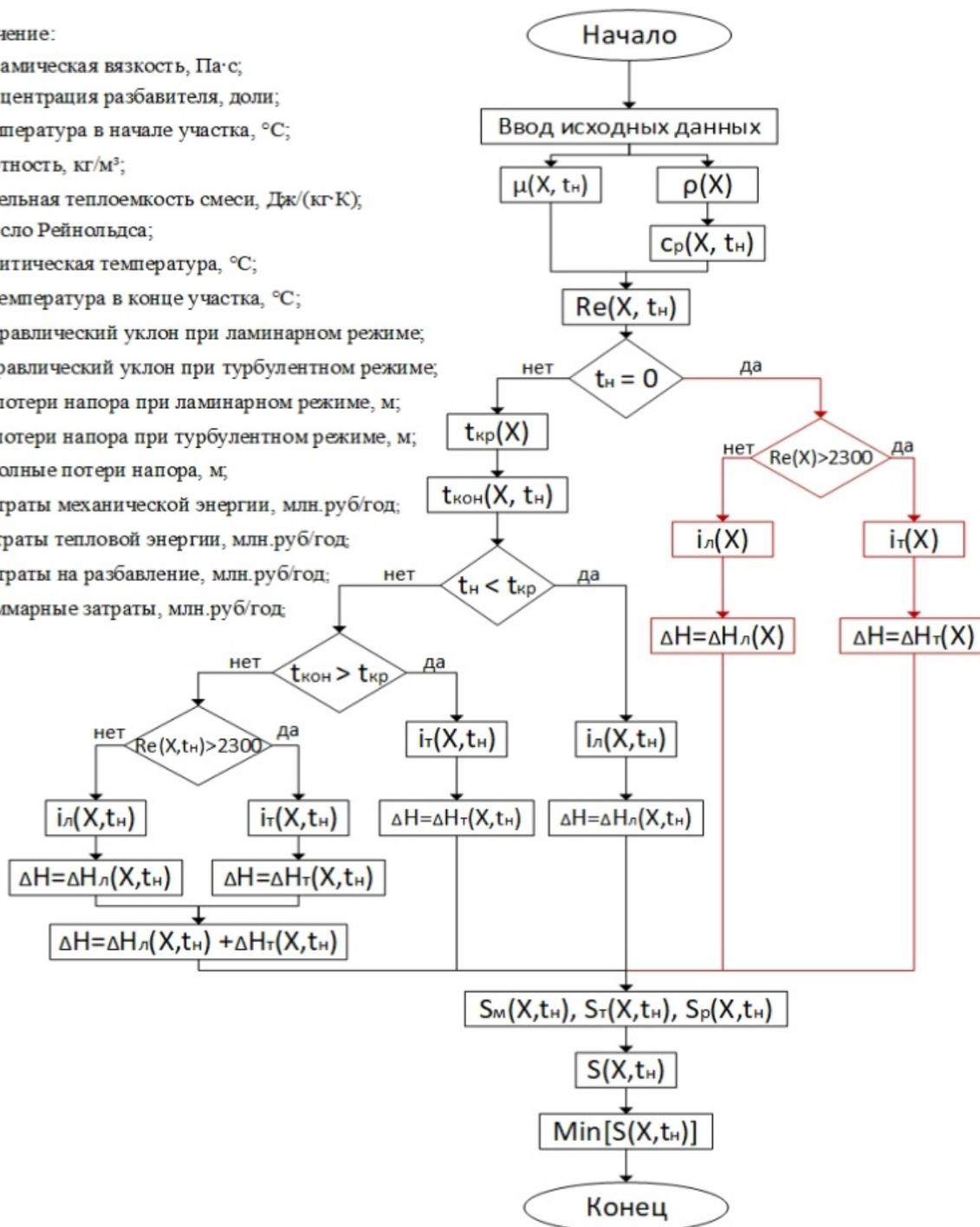


Рис. 1. Алгоритм расчета оптимальных параметров при различных способах перекачки БН с учетом минимальных ЭЭ

Таблица 1. Исходные данные, принятые для расчетов

Наименование показателя	Значение показателя
Массовый расход нефти G , млн.т/год	10
Внутренний диаметр нефтепровода d , мм	510
Длина участка нефтепровода L , км	18
Температура окружающей среды t_0 , °C	0
Температура застывания нефти $t_{заст}$, °C	18
Коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду при турбулентном режиме перекачки K_T , Вт/(м ² ·К)	13,76
Коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду при ламинарном режиме перекачки K_L , Вт/(м ² ·К)	12,38
Стоимость единицы механической энергии σ_m , руб/(Вт·с)	$3,9 \cdot 10^{-7}$
Стоимость единицы тепловой энергии σ_t , руб/(Вт·с)	$1,5 \cdot 10^{-7}$
Стоимость единицы массы разбавителя, σ_p , руб/кг	$4 \cdot 10^{-3}$
КПД насосного оборудования η_m , доли	0,76
КПД теплового оборудования η_t , доли	0,79
Плотность нефти при 20 °C ρ_n , кг/м ³	964
Плотность разбавителя при 20 °C ρ_p , кг/м ³	911
Динамическая вязкость нефти при 20 °C μ_n , Па·с	2,753
Динамическая вязкость разбавителя при 20 °C μ_p , Па·с	0,101

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Все полученные расчеты были сведены в 2 таблицы, в которых указаны все ЭЗ (в таблице 2 представлена часть полученных значений в зависимости от начальной температуры подогрева и концентрации разбавителя) и оптимальные параметры условий транспортировки для всех технологий перекачки БН с минимальными ЭЗ (таблица 3).

Обратим внимание на залитые в таблице 2 красным цветом ячейки, в них обозначены все ЭЗ, при которых не выполняется условие «конечная температура в конце участка нефтепровода выше температуры застывания БН». Следовательно, при таких параметрах температуры подогрева и концентрации разбавителя транспортировка продукта будет невозможна.

В качестве сравнения эксплуатационных затрат, полученных методом ПУР по отношению к другим технологиям, мы пренебрегаем вышеуказанным условием и запишем значения параметров при перекачке БН с помощью разбавления в таблицу 3.

Желтые ячейки указывают минимальные ЭЗ при условии: «конечная температура в конце участка нефтепровода выше температуры застывания БН», из которых далее были выбраны данные и перенесены в таблицу 3.

Таблица 2. Часть результатов расчетов ЭЗ

tн °С / X	ΔS, млн.руб/год						
	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,55
0	490,79	352,07	236,80	153,84	105,00	85,52	83,83
5	192,52	166,43	138,94	109,76	85,61	69,82	66,40
10	137,17	121,73	105,97	89,20	75,61	67,33	66,04
15	97,43	90,63	83,26	74,63	67,60	63,80	63,78
20	74,98	72,56	69,89	66,18	63,42	86,05	91,85
25	67,22	66,43	65,78	64,43	79,27	92,38	86,41
26	66,42	65,83	65,45	64,44	83,34	91,54	87,76
27	65,82	65,40	65,27	64,57	87,62	90,54	89,05
28	65,42	65,14	65,22	64,80	90,55	89,50	90,30
29	65,20	65,04	65,30	65,12	92,40	86,24	91,53
30	65,15	65,07	65,50	65,54	93,42	87,51	92,75
31	65,55	65,24	65,81	78,52	93,86	88,76	93,97
32	66,04	65,54	66,22	83,86	93,93	89,99	95,19
33	66,63	65,95	66,73	87,88	93,79	91,22	96,41

Таблица 3. Результаты расчета оптимальных параметров при различных способах перекачки битуминозной нефти

Способ перекачки	Температура подогрева, °С	Концентрация разбавителя, %	Конечная температура, °С	Потери напора, м	Эксплуатационные затраты, млн. руб/год
Без применения технологий	0	0	0	9640	491
«Горячая» перекачка	33	0	18,5	286,8	66,63
Разбавление	0	55	0	800,6	83,83
Комбинированный способ	29	30	18,1	236,1	65,12

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Для того чтобы изучить динамику изменения ЭЗ от влияния концентрации разбавителя и начальной температуры подогрева на основе данных таблицы 2 была построена графическая зависимость (рис. 2).

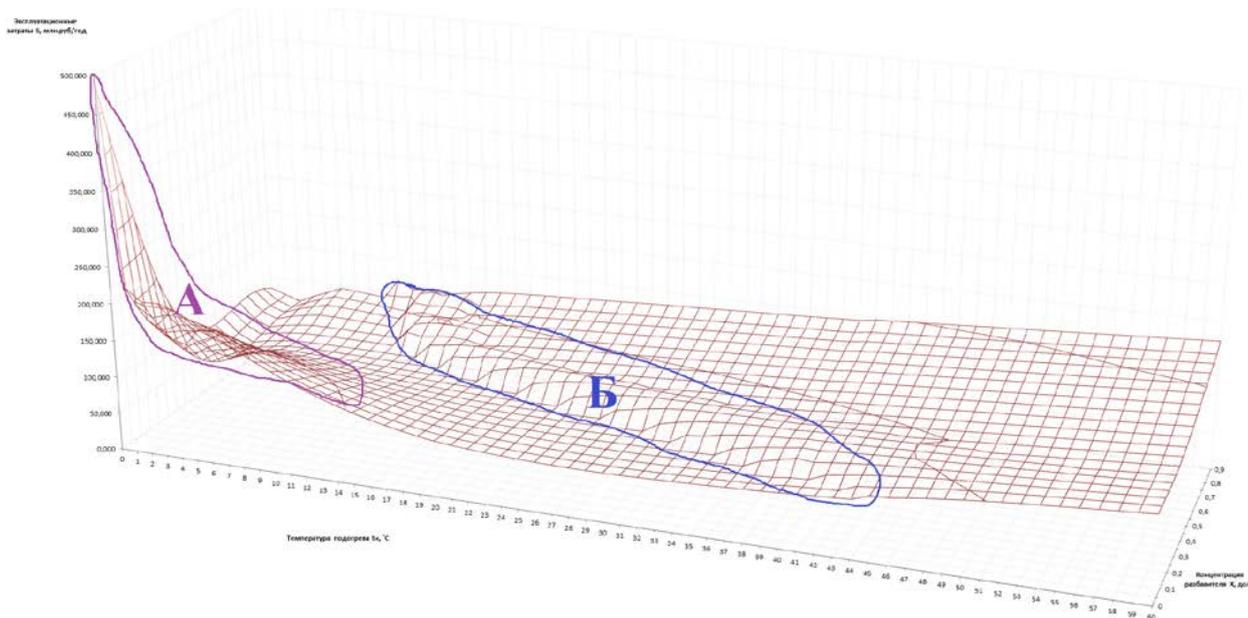


Рис. 2. Зависимость ЭЗ при перекачке БН от концентрации разбавителя и начальной температуры подогрева

Из графика на рис. 2 следует, что в области «А» ЭЗ резко снижаются. Данное падение вызвано стремительным уменьшением потерь напора в связи с понижением вязкости БН из-за применения ГП, ПУР либо КП. В области «Б» мы наблюдаем скачкообразный подъем ЭЗ, обусловленный возрастанием потерь напора в связи с переходом перекачиваемой жидкости из ламинарного режима течения в турбулентный (развитие турбулентной диффузии).

Полученные данные свидетельствует, что:

- ЭЗ на перекачку БН без применения технологий ГП, ПУР и КП составляют 491 млн.руб/год, что гораздо больше затрат, составляющих при применении различных способов перекачки;
- при использовании комбинированной перекачки БН эксплуатационные затраты будут минимальны и составлять 65,12 млн.руб/год;
- применение КП позволит сэкономить до 1,5 млн.руб/год, чем использование только одной ГП.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Составлен универсальный алгоритм, позволяющий рассчитать оптимальные параметры при использовании технологии «горячей» перекачки (температура подогрева), перекачки с углеводородным разбавителем (концентрация разбавителя) и комбинированном способе (температура подогрева и концентрация разбавителя).

Согласно представленному алгоритму для модельного участка нефтепровода оптимальными условиями для перекачки битуминозной нефти указанного состава является использование разбавителя с концентрацией 30 % при начальной температуре подогрева 29 °С,

что по предварительным оценкам, позволит существенно сократить эксплуатационные затраты, тем самым повысить ресурсоэффективность предприятия трубопроводного транспорта.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Etherington J.R. Is bitumen a petroleum reserve? / J. R. Etherington, I.R. McDonald // SPE paper 90242. –2004.
- [2] Иншаков Р. С. Специфика разработки месторождений битуминозной нефти / Р. С. Иншаков, А. В. Балабуха // Теория и практика актуальных исследований. –2016. – № 12. – С. 140 – 145.
- [3] Чехлов А. Н. Анализ путей повышения эффективности сооружения и эксплуатации магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов / А. Н. Чехлов // Трубопроводный транспорт углеводородов: материалы Всерос. науч.–практ. конф. –Омск: Из-во ОмГТУ, 2017. – С. 83 – 88.
- [4] Карамышев, В. Г. Подготовка высокопарафинистой нефти к трубопроводному транспорту / В. Г. Карамышев, Ф. А. Мамонов, Г. Х. Садуева // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. –2004. – №63. – С. 72 – 74.
- [5] Вишняков, В.А. Изменение свойств парафиносодержащих застывающих нефтей при низких температурах/ В. А. Вишняков, Г. М. Орлова // Ашировские чтения. –2019. – № 1(11). – С. 313 – 314.
- [6] Комплексные исследования состава и свойств битуминозной нефти Ашальчинского месторождения // Р. С. Хисамов [и др.] // Нефтяное хозяйство. –2018. – № 10. – С. 68–71.
- [7] Компонентный и углеводородный состав битуминозной нефти Ашальчинского месторождения / И.И. Гусамов [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – № 10. – С. 207–211.
- [8] ГОСТ Р 51858 Нефть. Общие технические условия.
- [9] Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации №3-р от 01.02.2016.
- [10] Мусин К.М. Методические подходы по определению параметров сверхвязких тяжёлых нефтей / К. М. Мусин, А. А. Гибадуллин, И.И. Амерханов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. –2012. – № 80. – С. 56–65.
- [11] Хамидоллаев, Д.Т. Методы перекачки высоковязких нефтей / Д. Т. Хамидоллаев, Д. Б. Садакбаева // International scientific review. –2015. – № 2(3). – С. 30 – 32.
- [12] Ююкин, Д. Ю. Способы перекачки высоковязкой нефти / Д. Ю. Ююкин, С. В. Григорьев // Гидравлические машины и системы транспортировки нефти и газа. –2019. – №1. – С. 124 – 128.
- [13] РД-75.180.00-КТН-198-09 Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов: утв. ОАО «АК «Транснефть»: введ в действие с 10.09.09. – М.: ОАО «АК Транснефть», 2009. – 203 с.
- [14] Николаев А.К. Тепловые режимы перекачки нефти: монография / А.К. Николаев. – СПб.: Издательство «Лань», 2018.–84 с.
- [15] Родин, А. А. Оптимизация транспорта высоковязких нефтей в смеси с углеводородными разбавителями с заданной характеристикой насосной станции / А. А. Родин // Нефть, газ и бизнес. –2009. – № 6. – С. 69 – 71.
- [16] Закиров, А. И. Исследование реологических свойств битуминозной нефти Ашальчинского месторождения / А. И. Закиров, А. И. Каримов, В. В. Пшенин // ГИАБ. –2015. –№ 11. – С. 382

УДК 621.642.3

М. Р. Терегулов, Д.А. Русских, Н.И. Садыков

ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ СООРУЖЕНИИ РЕЗЕРВУАРОВ

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Аннотация – Резервуары являются наиболее опасными промышленными объектами нефтегазового комплекса. В ходе эксплуатации резервуары подвергаются действию постоянных, временных и длительных нагрузок и, как следствие, происходит снижение несущей способности конструкции и сокращение межремонтного периода. На сегодняшний день, нагрузки, возникающие в элементах конструкции РВС рассчитываются для резервуаров, геометрические размеры которых рекомендованы нормативными документами. Эти значения являются стандартными и действующими много лет. В работе производится расчет РВС, геометрические размеры которых были сведены к «оптимальным», благодаря применению теории расчета, учитывающей минимизацию расхода металла. Значения, полученные в ходе работы, приводят не только к снижению напряжений, возникающих в самом опасном месте конструкции (первом поясе РВС), но и к снижению затрат металла, необходимого для строительства резервуара.

Ключевые слова –резервуарный парк, резервуар вертикальный стальной цилиндрический, оптимальные размеры конструкции резервуара, ресурсосбережение, минимальный расход металла, надёжность резервуара.

I. ВВЕДЕНИЕ

Резервуары вертикальные стальные эксплуатируются под действием постоянных временных и длительных нагрузок, вызванных воздействием собственного веса, высоты залива продукта, снеговой, ветровой нагрузок, вакуума и избыточного давления. Под действием широкого спектра нагрузок конструкция резервуара работает в условиях сложно-напряженно состояния, при котором в зонах концентрации напряжений возникают эксплуатационные дефекты, приводящие к резкому снижению несущей способности стали, из которой изготовлен резервуар. Это особенно актуально для резервуаров, работающих в условиях низких температур и высокой коррозионной активности продукта.

Целью работы является поиск оптимальных конструктивных размеров резервуара для повышения эксплуатационной надежности, срока службы, а также снижения расхода металла, в сравнении с конструктивными размерами рекомендованными ГОСТ 31385–2016 [1].

II. ТЕОРИЯ

В теорию расчета, используемую в работе входит расчет оптимальных радиуса и высоты резервуара с учетом минимизации расхода материала В.Г. Шухова [1].

После получения оптимальных радиуса и высоты резервуара выполняется подбор минимальных толщин стенки из условия обеспечения минимальных напряжений в стенке резервуара под влиянием гидростатической нагрузки. Под нагрузкой в резервуаре возникают кольцевые и меридиональные напряжения, формула которых выводится из уравнения Лапласа [2;3].

Подбор минимальных толщин стенки выполняется с учетом кольцевых напряжений в стенке резервуара, возникающих от гидростатического и избыточного давлений:

$$t_{Ud} = [0,001 \cdot \rho \cdot g \cdot (H_g - x_L) + 1,20 \cdot P_{u.n.}] \cdot \frac{r}{R} + \Delta t_{ic} + \Delta t_{im}.$$

В общем виде обеспечение прочности каждого пояса стенки резервуара с учетом подобранных толщин стенки, производится по следующему неравенству:

$$\sqrt{\sigma_{mi}^2 - \sigma_{mi} \cdot \sigma_{ki} + \sigma_{ki}^2} \leq R_y.$$

Расчет срока службы резервуара проводился исходя из определения минимального количества нагружений до образования микротрещин. Вычисления производились согласно РД 153-112-017-97 [4], с учетом количества нагружений в год – 350.

Далее производится расчет массы металлоконструкции. При этом учитывается масса стенки, крыши и днища.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

За основу анализа и расчетов принят резервуар номинальным объёмом 20000 м³ с разными конструктивными размерами. Толщины стенок для РВС являются расчетными по минимальной толщине конструкции значениями и соответствуют требованиям ГОСТ 31385-2016 [2]. В ходе расчета используются резервуары высотой от 10 до 20 метров, включая резервуар высотой 13,5 метров, с оптимальными параметрами из условия минимизации расхода материала.

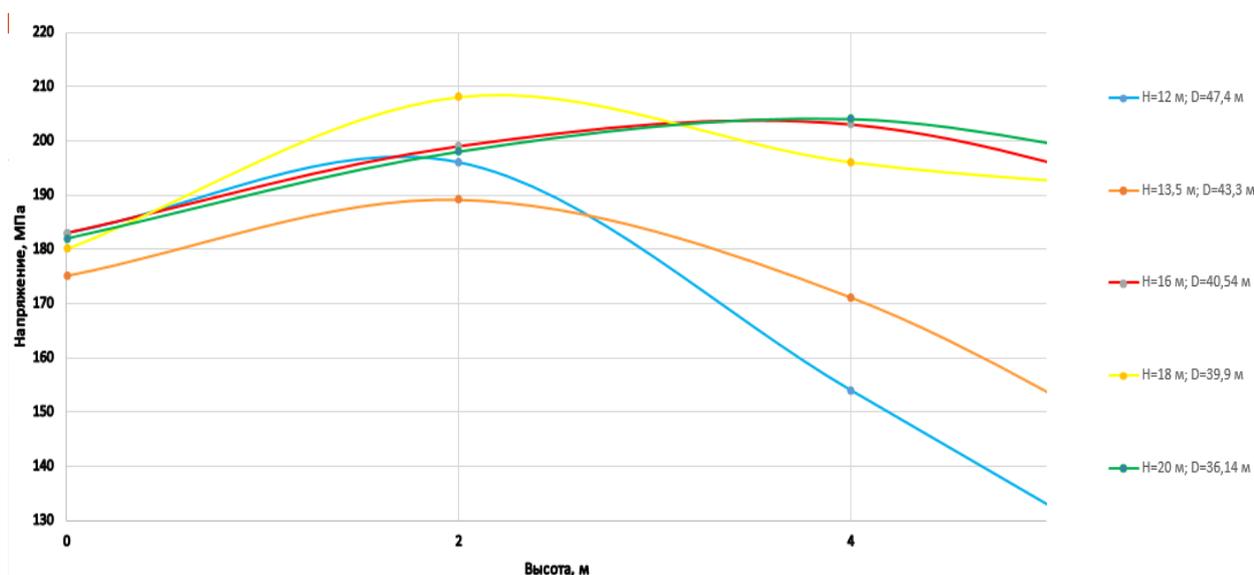


Рис. 1. График распределения напряжений от высоты стенки в РВС – 20000 м³

Согласно рис. 1. наименьшие напряжения в первом поясе возникают в резервуаре высотой 13,5 метров – 175 МПа. В свою очередь, в резервуарах рекомендованных ГОСТ 31385-2016 [2] с высотами 12 и 18 метров, напряжения выше, их численные значения соответственно равны 180 МПа и 183 МПа. Исходя из полученных напряжений, выполнен расчет срока службы, с результатами, представленными в таблице 1.

Расчетные значения массы металла для резервуаров с высотами 12 и 18 м (рекомендованные [2]) и 13,5 м (оптимального размера) представлены на рис. 2.

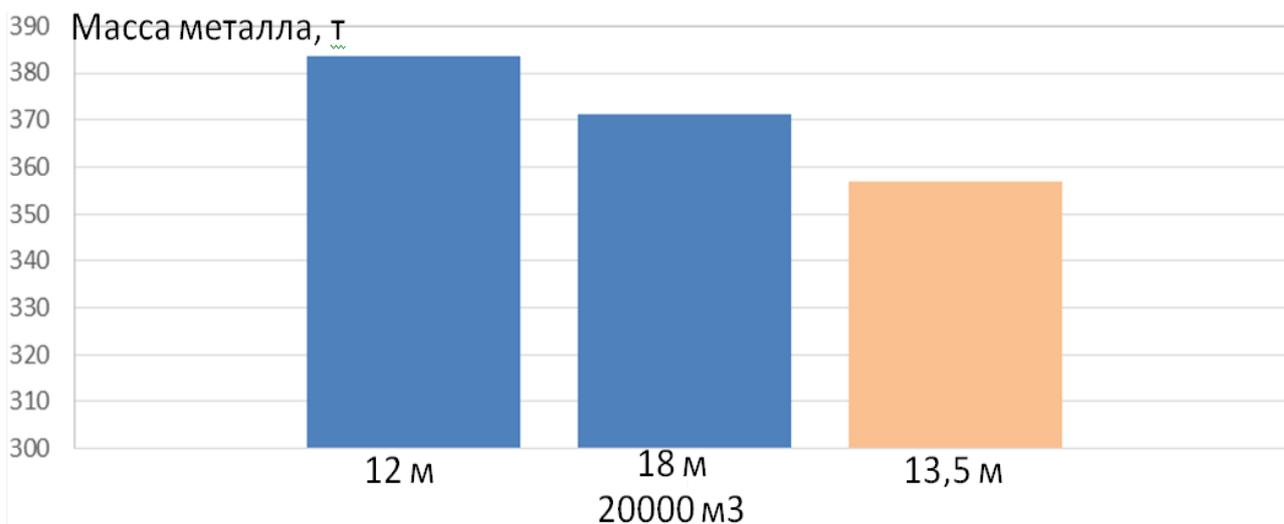


Рис. 2. Диаграмма значений массы металла, необходимого для строительства РВС объемом 20000 м³ с высотами 12, 18 и 13,5 метров.

Таблица 1. Разница напряжений в стенке РВС и срока службы

Объем, м ³	Разница напряжений, МПа	Разница напряжений, %	Разница срока службы, лет
20000 (H=12)	8	4,6	6
20000 (H=18)	5	2,9	4

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

В ходе работы выполнены расчеты геометрических параметров резервуара на примере РВС–20000 м³, с учетом минимизации расхода металла на строительство и теории прочности тонкостенных оболочек.

Представлены результаты расчётов напряжений возникающих в нижнем поясе стенки резервуара (как наиболее нагруженного элемента), с целью выбора оптимального соотношения высоты и диаметра.

Выполнен анализ материалоемкости оптимальной конструкции резервуара и резервуаров рекомендованных ГОСТ 31385–2016 [2]

Рассчитаны сроки службы для резервуаров с оптимальными размерами и рекомендованными по ГОСТ 31385–2016 [2].

По результатам расчётов для выбранного примера РВС–20000 с оптимальными размерами, по сравнению с размерами, рекомендованными ГОСТ 31385–2016 [2], напряжения снижаются на 3,5%, металлоемкость на 5,5%, а срок службы от четырёх до 6 лет.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно рассмотренным в данной работе вопросам можно сделать следующие выводы:

- 1) существует единственное соотношение высоты и радиуса, при котором расход металла и напряжения в первом поясе минимальны;
- 2) минимальный расход металла и наименьшие напряжения возникают в РВС, конструктивные размеры которого рассчитаны с учётом минимального расхода металла;
- 3) исполнение РВС с оптимальными параметрами позволит увеличить межремонтный период и срок службы резервуара;
- 4) использование в процессе проектирования предложенных решений обеспечит возможность оптимизации расхода металла и повышения коэффициента его использования.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Определение основных размеров вертикальных цилиндрических стальных резервуаров с плоскими днищами, в сб.: Кандеев В.И., Котляр Е.Ф. Стальные резервуары/Под ред. Шухова. – М. : 1934, гл. 4 §2, с. 63–69; перепечатка: 4.1, с. 47–52.
- [2] Шутов В. Е., Березин В. Л. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов. – М.: «Недра», 1973. – 200с.
- [3] ГОСТ 31385–2016 Резервуара вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия/Межгосударственный стандарт. – М.: Стандартинформ, 2016.
- [4] РД 153–112–017–97 Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров.
- [5] РД–23.020.00–КТН–018–14. Резервуары стальные вертикальные для хранения нефти и нефтепродуктов объемом 1000 – 50000 м3. Нормы проектирования.
- [6] СП 20.13330–2016 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07–85* (с изменениями №1,2)
- [7] Горелов А.С. Неоднородные грунтовые основания и их влияния на работу вертикальных стальных резервуаров. – СПб.: ООО «Недра», – 2009 г. – 220 с.
- [8] Авдонин А.С. Прикладные методы расчёта оболочек и тонкостенных конструкций: монография / А.С. Авдонин. – М.: Машиностроение, 1969, – 397с. : ил.
- [9] Вансович К.А., Кучеренко М.В. Проектирование нефтехранилищ. Учеб. пособие/. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2010. – 140 с.
- [10] Сафарян М.К. Стальные резервуары для хранения нефтепродуктов. – М.: ВНИСТ, 1958. – 240с.
- [11] Нехаев Г.А.. Проектирование и расчёт стальных цилиндрических резервуаров и газгольдеров низкого давления. – АСВ, 2005. – 213 с.

УДК 622.692.48

Н.В. Чухарева, М.А. Дикопавленко

ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА ОБЪЕМЫ ПОТЕРЬ НЕФТИ ПРИ ЕЕ ХРАНЕНИИ В РЕЗЕРВУАРАХ НА ПРИМЕРЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРА ТИПА РВС–5000 м³

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация – Исследование методов сокращения потерь при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуаре актуально, так как ежегодно происходит до 20% потерь наиболее ценного сырья– лёгких фракций углеводородов. Произведён расчёт потерь нефти из резервуара для «больших», «малых» дыханий, а также «обратного» выдоха за год эксплуатации резервуара в зависимости от термобарических условий окружающей среды. Анализ полученных данных позволил выбрать наиболее оптимальный метод, позволяющий уменьшить потери от «малого» дыхания.

Ключевые слова – потери нефти и нефтепродуктов в резервуаре, методика расчёта потерь нефти, «большой» выдох, «малый» выдох, «обратный» выдох.

I. ВВЕДЕНИЕ

Известно, что при перемещении жидких углеводородов по цепочке «добыча, сбор, подготовка, транспорт и хранение» происходит потеря некоторой части сырья. Это связано с рядом физических свойств нефти и нефтепродуктов (испаряемость, летучесть, давление насыщения) и изменением термобарических условий в процессе эксплуатации объектов, позволяющих хранить большие объёмы среды (резервуаров), а также с проведением технологических операций по их опорожнению и наполнению. Объём таких потерь, согласно проведённому литературному анализу [1–4], на каждом этапе указанной цепочки может варьироваться в пределах от десятых долей вплоть до 20 %, что определяется конкретной технологией и исходными параметрами углеводородной среды. Например, данные [1], свидетельствуют, что доминирующими являются потери в больших резервуарах, как правило находящихся уже в длительном периоде эксплуатации и неоснащённых современным оборудованием ввиду старых нормативов и требований. Кроме того, формируется отдельная группа потерь при перевозках малыми ёмкостями бензинов (чем больше переливаем – тем больше потери), такими как железнодорожные цистерны и автотранспорт. Указанное, помимо финансовой составляющей, оказывает негативное влияние на окружающую среду и приводит к изменению качественных характеристик.

В связи с указанным выше, все работы, направленные на управление физическими свойствами нефти и нефтепродуктов, формирующими объёмы их потерь, направленные на расчёт тех объёмов, которые могут быть потеряны нефтетранспортными организациями, а также работы по разработке новых методик, методов и средств, являются актуальными. Поэтому, исходя из вышеизложенного, данное исследование является актуальным.

Цель работы – определение суммарных годовых объёмов потерь малосернистой нефти при посуточном изменении термобарических условий с учетом цикличности нагрузки резервуара и выбор оптимального метода сокращения потерь для данного резервуара.

Для реализации поставленной цели, необходимо выполнить следующие задачи:

- 1) аналитический обзор данных по современным методам сокращения объемов потерь легколетучих углеводородных фракций нефти и нефтепродуктов в системе трубопроводного транспорта углеводородов;
- 2) определение наиболее важной группы факторов, определяющих объемы потерь;
- 3) общая характеристика объекта исследования с составлением таблицы изменения внешних термобарических характеристик и цикличности его нагружения;
- 4) определение объёмов суммарных потерь и составление графической зависимости их изменений;
- 5) выбор дополнительных оптимальных способов сокращения потерь.

II. ТЕОРИЯ

Современные технологии транспорта и хранения не позволяют полностью исключить потери нефти и нефтепродуктов. Как показано в [1–4], это обусловлено определенными физическими свойствами, связанными с изменениями термобарических условий при хранении нефти (перепады температур вследствие изменения времени года).

Потери нефти от испарения происходят при хранении, заполнении, опорожнении резервуаров и транспортных емкостей, а также при ее транспортировке. Однако основная доля потерь приходится на период хранения ее в резервуарах (до 75 %). Все потери нефти и нефтепродуктов, в соответствии с [5, 6], классифицируют по характеру возникновения по трем группам: естественная убыль нефтепродуктов, аварийные и эксплуатационные потери и (рис.1).



Рис. 1. Классификация потерь

В соответствии с [5], эксплуатационные потери нефти и нефтепродуктов разделяют на аварийные и эксплуатационные, при этом последние представляют следующими типами: 1) количественные (уменьшение количества при сохранении качества); 2) качественные (изменение качества при сохранении количества вследствие компаундирования); 3) качественно – количественные.

Способность к испаряемости и наличие легкокипящих дистиллятов в составе товарных продуктов, обуславливает необходимость выбора соответствующих конструкций,

покрытий и устройств, для сокращения объёма парового пространства над продуктом и сохранения более термостабильных условий хранения и улавливание того, что испаряется.

Как показывает практика эксплуатации резервуарных парков, предназначенных для хранения нефти или нефтепродуктов, важно, при выборе соответствующих мер защиты от испарения, руководствоваться качественным составом среды, определяемым паспортами качества на конкретную партию и важнейшей характеристикой – упругостью паров.

Если разобраться в теории вопроса [1, 3], то физико-химические свойства испаряемых жидких углеводородов определяются: фракционным составом, колебаниями температуры, свободной площадью испарения, величиной коэффициента диффузии, характеристикой модуля упругости, толщиной слоя жидкости и, несмотря на слабосжимаемость (что учитывают коэффициенты объемного расширения) – внешним давлением.

С одной стороны, количественные потери – это несоответствие баланса в резервуарном парке, с другой стороны, это, как правило, изменение состава того, что остается в резервуаре, а, следовательно, привлечение дополнительных затрат для контроля среды и, возможно, изменение стоимостных характеристик. Не стоит забывать о третьей стороне вопроса – это экологический фактор, который определяет безопасные условия работы обслуживающего персонала и, при соответствующей розе ветров, загрязнение атмосферы близлежащих населенных пунктов. Углеводороды тяжелее воздуха и могут скапливаться в приямокх или других понижениях рельефа на технологической площадке резервуарного парка [8–12].

Как показали ранее проведенные исследования [1–4], потери могут иметь статический и динамический характер, что определяет их объём (рис. 2).



Рис. 2. Виды потерь нефти в резервуаре

Кроме этого, выкачивание нефти из резервуара сопровождается всасыванием воздуха. Вследствие испарения продукта увеличивается давление в газовом пространстве, при достижении давления в нем величины, на которую настроен дыхательный клапан, происходит «обратный выдох».

Наибольшие потери нефти при эксплуатации резервуара приходятся на «малый» и «большой» выдох. Для расчёта потерь при эксплуатации резервуара составлены алгоритмы, приведённые на рис. 2, 3.

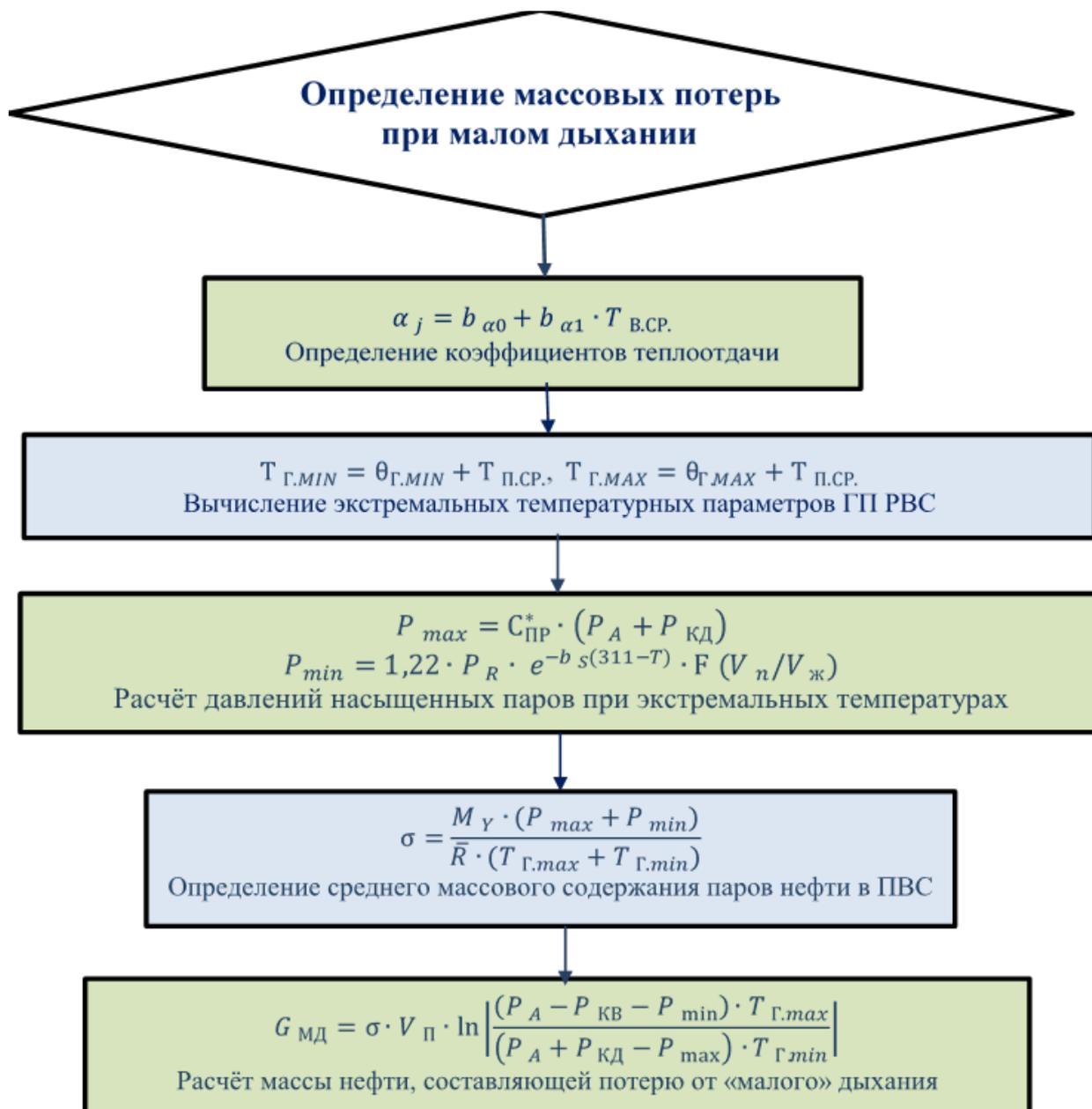


Рис. 2. Алгоритм расчёта потерь нефти при «малом» выдохе

Значение массы потерь нефти при её хранении, операциях приёма-выдачи определяется через параметры, определяющие характеристику объекта (РВС–5000 м3), технологическую схему цикличности нагрузки резервуара, данные об окружающей среде. Определяется массовая концентрация с учётом физико-химических свойств флюида, термобарических характеристик окружающей среды в процессе эксплуатации резервуара, цикличности его нагрузки, экспериментально полученных данных о концентрации паров во время выбросов.

При использовании данной методики расчёта резервуар принят замкнутой системой, в которой рассчитываемые показатели находятся в зависимости (при изменении одних можно рассчитать изменение других).

Методика расчёта потерь нефти из резервуара основана на нормативно-технической документации [14–18]. С помощью данных методик рассчитаны потери от «больших», «малых» дыханий и от «обратного» выдоха для конкретного резервуара РВС–5000 м3 за каждый месяц его эксплуатации, а затем и за целый год.

Обратим внимание, что нефть, закачиваемая и откачиваемая из резервуара особо легкая, малосернистая с вязкостью $\nu = 0,88 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$. За данный год эксплуатации полного опорожнения резервуара не происходило, причём коэффициент оборачиваемости резервуара k за год эксплуатации резервуара составил 76%. Итак, исходные данные для расчета приведены в таблице 1 и 2.

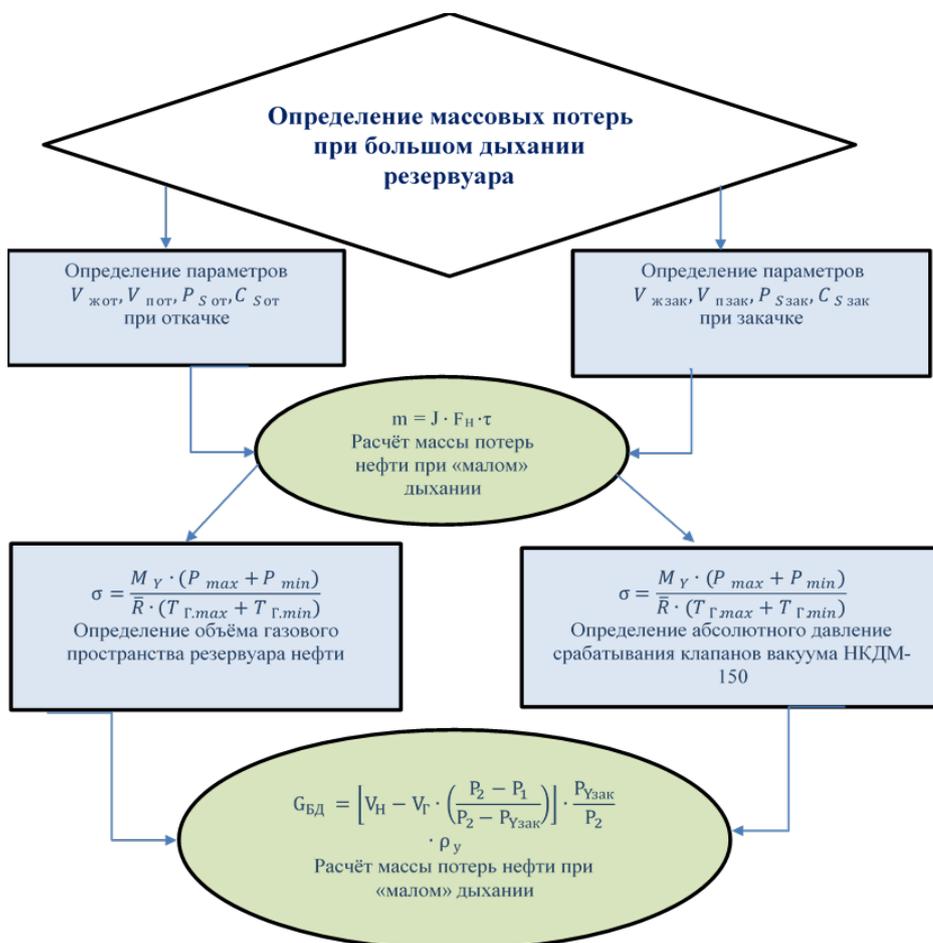


Рис. 3. Алгоритм расчёта поте нефти при «большом» выдохе

Таблица 1. Исходные данные для расчёта потерь от «малых» и «больших» дыханий, а также для «обратного» выдоха. Характеристика резервуара, нефти и данные об окружающей среде

Объём резервуара, м ³	5000
Степень черноты стенки, ε	0,5
Установка клапана НКДМ–150 на вакуум, Па	160
Установка клапана НКДМ–150 на избыточное давление, Па	1600
Барометрическое давление, Па	101320
Облачность, %	50
Температура начала кипения нефти, К	308
Плотность нефти при 293К, кг/м ³	760
Давление насыщенных паров по Рейду, кПа	57
Географическая широта	58°14'
Диаметр резервуара, м	15,18
Высота конуса крышки, м	0,38
Геометрический объём, м ³	2157
Производительность закачки Q, м ³ /ч	250
Диаметр приёмо-раздаточных устройства, мм	250
Вязкость нефти, м ² /с	0,88·10 ⁻⁶

Таблица 2. Исходные данные для расчёта потерь от «малых» и «больших» дыханий, а также для «обратного» выдоха. Средние экстремальные температуры воздуха по месяцам года

Месяц	Максимальная температура воздуха, К	Минимальная температура воздуха, К
январь	259	246,1
февраль	263	254,1
март	271,9	261,1
апрель	280	269,7
май	290,5	277,4
июнь	295,3	283,5
июль	297,8	286,7
август	294,7	284,1
сентябрь	287,4	278,1
октябрь	279	271,7
ноябрь	268,2	261,1
декабрь	261,9	254,1

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Результаты расчёта за год эксплуатации резервуара представлены в таблице 3. По полученным значениям составим график для наглядной зависимости количества потерь нефти в зависимости от месяца (рис. 4).

Суммируя данные таблицы, найдём, что за весь год потери нефти при хранении в резервуаре РВС–5000 м³ составили 28319,09 кг. Если умножить эту цифру на количество

резервуаров в одном резервуарном парке, мы получим огромные потери углеводородного сырья и большой ущерб окружающей среде. Необходимо применить к рассматриваемому резервуару один из методов минимизации потерь нефти при её хранении, отпуске и приёме.

Таблица 3. Результаты расчёта потерь нефти

Расчётный месяц года	Вид потерь нефти, кг					
	«малые дыхания»			«большие дыхания»		«обратный выдох»
	за сутки	за месяц	за год	за месяц	за год	
январь	9,76	151,26	15149,25	565,78	13064,17	105,67
февраль	12,28	227,99		604,90		
март	33,51	519,47		703,31		
апрель	60,70	910,46		989,29		
май	113,92	1708,73		1262,13		
июнь	201,02	3015,25		1711,16		
июль	208,69	3234,75		1786,17		
август	173,63	2691,22		1712,35		
сентябрь	103,15	1547,25		1416,50		
октябрь	47,36	734,11		987,84		
ноябрь	17,68	265,16		761,87		
декабрь	9,26	143,60		562,87		

Примечание – средние потери за месяц от «малых дыханий» рассчитаны на время неподвижного хранения нефти (15 суток в месяц) с учётом коэффициента оборачиваемости резервуара

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

По результатам расчётов (рис. 4) можно сделать следующие выводы:

- в целом за год эксплуатации резервуара потери от «малых» дыханий выше потерь от «больших» дыханий;
- в зимний период потери нефти от «малых» дыханий много меньше потерь от «больших»;
- максимальные потери происходят от «малых» дыханий в летний период эксплуатации резервуара. Это связано с повышенной температурой окружающей среды, что увеличивает испарение нефти вследствие теплообмена «окружающая среда – стенка резервуара – газовое пространство резервуара»;
- потери в резервуаре РВС–5000 м³ за один год эксплуатации составили 28319,09 кг.

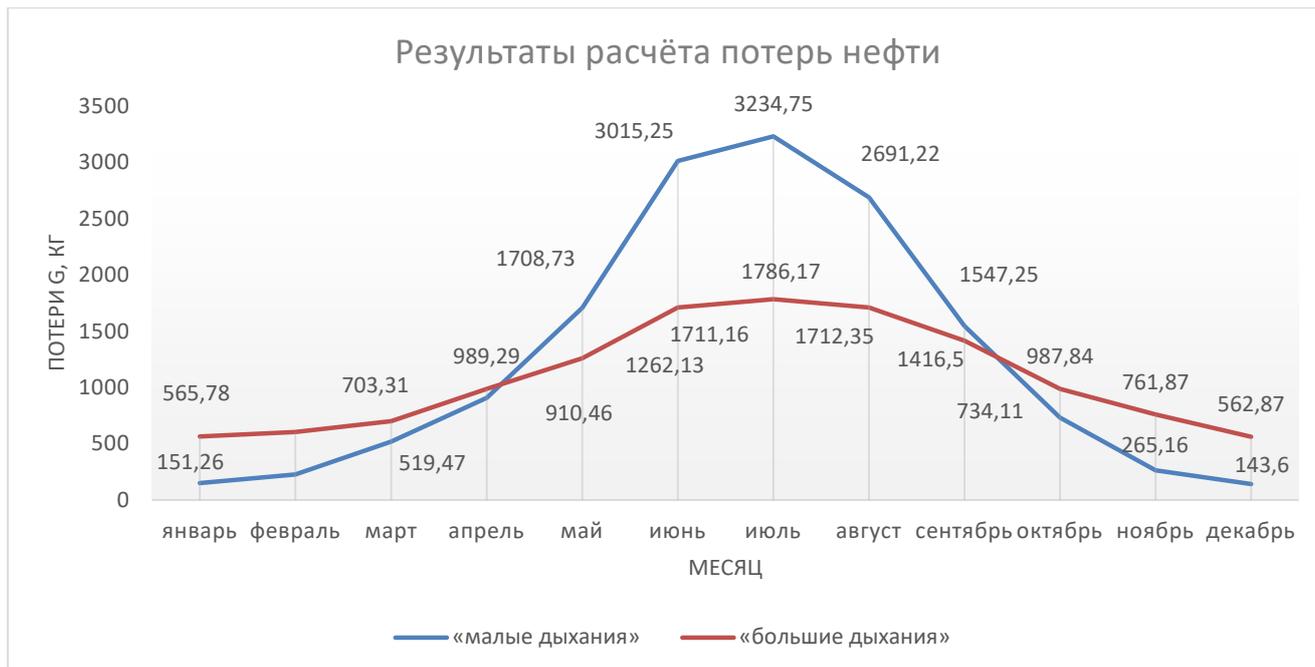


Рис. 4. Влияние на изменение объема термобарических условий вследствие изменения времени года (по месяцам)

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы составлен универсальный алгоритм, позволяющий рассчитать потери нефти в резервуаре РВС–5000 м³ от «больших», «малых» и «обратных» дыханий резервуара в зависимости от термобарических условий окружающей среды, составлен график данной зависимости потерь от сезонных изменений температуры. Выбран наиболее оптимальный способ сокращения потерь от «малых» дыханий, достигающих наибольших значений – применение дисков-отражателей, которые не требуют больших затрат в установке и дорогостоящего обслуживания, но наиболее эффективны для устранения потерь от «малых» дыханий, особенно для летнего сезона, в котором потери от малых дыханий составляют 3234,75 кг/месяц.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Кузнецов Е.В. Методы сокращения потерь светлых нефтепродуктов при проведении технологических операций на нефтебазах. Горный информационно-аналитический бюллетень, 2008 – 4–20 с.
- [2] Нормы естественной убыли нефтепродуктов. Приказ министерства энергетики России от 13.08.2009 №365.– 3 с.
- [3] Коршак А.А. и Морозова Н.В. Методические основы выбора технических средств сокращения потерь нефти (бензина) от испарения, 2013, – 99 с.
- [4] Потери нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуарных парков; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://gazovikneft.ru/articles/poteri> (дата обращения 22.09.20).
- [5] Артёмко В.А. Анализ способов уменьшения потерь нефтепродуктов при хранении, 2008 – 13 с
- [6] ГОСТ 1510–84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение: УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от

- 07.08.84 N 2776: Дата введения 1986–01–01. [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/901711462> (дата обращения 22.09.20).
- [7] Технические характеристики РВС–5000 м³; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://gazovikoil.ru/rezervuary-rvs-5000-m3> (дата обращения 22.09.20).
- [8] СНиП 2.11.03 – 93*. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы постановления Госстроя России от 26.04.93 г., введ. 01.07.93 г. – М.: ГП ЦПП, 1993 – 23 с.
- [9] СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям (с Изменением №1) – 186 с.
- [10] РД 23.020.00–КТН–053–17. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз. введ. 23.12.2013. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/471807872> (дата обращения 22.09.20).
- [11] ГОСТ 31385–2016. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия: ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 465 «Строительство»: Дата введения 2017–03–01. [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200041173> (дата обращения 22.09.2020).
- [12] ГН 2.2.5.1313–03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Постановление от 30.04.2003. [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/471845872> (дата обращения 22.09.20).
- [13] РД 16.01–60.30.00–КТН–026–01–04 Нормы проектирования для стальных вертикальных резервуаров объемом от 1000 до 50000 м³, утв. Госгортехнадзор России от 04.03.2004. [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/126879872> (дата обращения 22.09.20).
- [14] Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти и нефтепродуктов при транспортировке магистральным трубопроводным транспортом, утв. 20.08.2012. [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/126879872> (дата обращения 22.09.20).
- [15] РД 153–39–019–97. Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации – взамен РД 39–0147103–388–87; введ. 1998–01–01. – Уфа.: ИПТЭР, 1997. – 19 с.
- [16] Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, утв., утв. Госкомэкология России от 01.01.1998. [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200003683> (дата обращения 25 .09.20).
- [17] РД 153–39.2–048–00. Методика определения эффективности применения улавливания легких фракций нефти из резервуаров. Введ. 10.04.2000. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/471807872> (дата обращения 22.09.20).
- [18] РД 153–39–018–97. Инструкция по нормированию технологических потерь нефти на нефтегазодобывающих предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации, утв. Минтопэнерго РФ от 16.06.1997. [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/471879872> (дата обращения 22.09.20).

УДК 622.691.4

Н.В. Чухарева, А.С. Перегудова, А.В. Рудаченко

УПРАВЛЕНИЕ ОБЪЕМАМИ ПЕРЕКАЧКИ С УЧЕТОМ РАЗВИТИЯ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ПРОЦЕССОВ В МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация – Актуальной проблемой эксплуатации газопровода является регулирование режимов для обеспечения поставок в требуемом объеме конечным потребителям природного газа. В работе были определены основные принципы функционирования структуры диспетчерских управлений и пунктов, проведен анализ факторов, влияющих на объем перекачки. Было выявлено, что наиболее опасным и плохо управляемым, является процесс гидратообразования, который связан с наличием влаги в магистральном газопроводе, оставшейся после проведения гидроиспытаний. Также, были рассмотрены способы предотвращения образования гидратов, проанализированы недостатки методик определения зон возможного гидратообразования.

Ключевые слова – диспетчерское управление, газовые гидраты, метанол, трубопроводный транспорт

I. ВВЕДЕНИЕ

Система магистральных газопроводов (МГ) – сложная и непрерывно развивающаяся технологическая система, являющаяся важным звеном единой системы газоснабжения. Организация бесперебойного газоснабжения потребителей в России и за рубежом и обеспечение надежности функционирования газотранспортной системы являются приоритетными направлениями, определенными стратегией развития ПАО «Газпром» на ближайшую перспективу.

Газотранспортная система (ГТС) является связующим звеном между месторождениями газа и его потребителями, основой Единой системы газоснабжения (ЕСГС) России, которая обеспечивает непрерывную транспортировку голубого топлива от скважины до конечного потребителя. На сегодняшний момент ЕСГС России является крупнейшей в мире и принадлежит ПАО «Газпром».

Основной особенностью ЕСГС РФ является совокупность рассредоточенных на большом расстоянии, но связанных технологически объектов добычи, транспортировки, переработки, распределения и резервирования газа. Это газовые промыслы, МГ, газораспределительные станции, газораспределительные сети, подземные хранилища. Отличительной особенностью также является возможность маневрирования потоками газа и отбором его из любых точек МГ для покрытия суммарных суточных потребностей, что определяет четкую работу диспетчерских служб и понимание происходящих процессов в МГ, связанных с особенностью поведения газовых сред и наличия в них некоторых нежелательных примесей, приводящих к изменению его пропускной способности. Поэтому все работы, направленные на регулирование режимов для обеспечения поставок в требуемом объеме конечным потребителям природного газа, являются актуальными.

В связи с указанным выше, целью данной работы является управление режимами перекачки с учетом развития осложняющих процессов в магистральном газопроводе. Для реализации цели требуется выполнить следующие задачи:

- 1) проанализировать характеристику структуры диспетчерского управления газотранспортной организации;
- 2) определить основные группы факторов, влияющие на режим перекачки;
- 3) сравнить методы определения точек возможного или фактического гидратообразования (ГДО).

II. ТЕОРИЯ

Как было указано выше, поддержание сбалансированного режима работы ГТС является одной из важнейших задач диспетчерского управления (ДУ), ввиду необходимости удовлетворения спроса на газ, с учетом его резких колебаний, вследствие сезонности газопотребления. При этом, газопровод должен эксплуатироваться с соблюдением всех правил и норм Предприятия в безопасном режиме бесперебойно [1–4].

Был проведен литературный обзор текущей нормативно–технической документации [5, 6], определены основные принципы функционирования иерархически выстроенной структуры диспетчерских управлений и пунктов, анализ работы которых определяет конечный режим эксплуатации МГ с учетом особенностей (выводы участков в капитальный запланированный ремонт, подключение или отключение параллельных участков, изменение эксплуатационных условий, подкачка, внезапные остановки, изменение характеристик компрессорного оборудования, вызванного просадкой напряжения, в случае работы на электроприводе и изменение качественных параметров транспортируемой среды по длине МГ).

На основании [7], в общем, схематическом исполнении диспетчерские службы и процесс управления можно представить в виде рис. 1, 2.

Так как режим работы газопровода может изменяться, то специалисты диспетчерских служб должны самостоятельно, на короткий промежуток времени, разрабатывать режим в зависимости от конкретной ситуации, на которую влияют различные факторы (таблица 1).



Рис. 1. Иерархическая структура и основная цель деятельности диспетчерских пунктов



Рис. 2. Обобщенно схема процесса ДУ производственно – диспетчерской службой

Таблица 1. Факторы, влияющие на режим перекачки

Сезонность	Нарушение целостности трубопровода	Гидратообразование
Определение		
Колебания в потреблении газа по месяцам, кварталам, сезонам года, обусловленные главным образом изменением температуры	Целостность – соответствие трубопровода соответствующим требованиям в установленных условиях эксплуатации	Твердые кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях за счет включения молекул газа в решетку из молекул воды
Причины возникновения		
Неравномерность использования газа потребителями (вид кривой изменения объема газопотребления – циклический синусоидальный, с периодом, равным году):	Остаточное содержание твердых частиц в транспортируемой среде (максимальному износу подвергаются места поворота трубопровода, т.к. поток газа меняет направление и взвешенные в нем частицы оказывают воздействие на внутреннюю часть ТП)	Благоприятные термобарические условия (низкая температура и высокое давление)
Жизненный уклад населения		Наличие гидратообразующего вещества (CH_4 , C_2H_6 , CO_2 и др.)
Климатические условия		Достаточное количество воды (способность воды образовывать гидраты определяется наличием в ней водородных связей)
Характеристика газового оборудования потребителей		
Внутренние производственные причины в работе предприятий газовой отрасли:	Коррозия	Ускоренному образованию гидратов способствуют:
Аварии в системах добычи, переработки и транспортировки газа		Турбулентное течение сырьевого потока
Проведение плановых профилактических ремонтов и реконструкций		Наличие центров кристаллизации (дефекты и арматура трубопроводов, фасонные детали, включения шлама)

Как следует из данных таблицы 1, наиболее опасным и плохо управляемым, является процесс ГДО. Это связано с наличием влаги в МГ, которая, несмотря на параметры качества принимаемого природного газа в МГ по паспорту качества и на очистку на входе в каждую компрессорную станцию, может присутствовать в перекачиваемой среде. Это связано с участками после вывода из ремонта, когда проводили гидроиспытания, и, может быть обусловлено переменным составом, хотя, последнее, является спорным вопросом и требует регулярного поточного газоанализа при помощи поточных газоанализаторов по типу SuperFlow, (не всегда может быть обеспечено на некоторых участках МГ, характеризующихся переменными диаметрами, сборными ответвлениями и т.д.). Кроме того, при выборе термобарических условий необходимо обеспечить отсутствие фазовых переходов во внутренней полости при транспортировке по МГ.

Следует отметить, что в отличие от отложений в магистральном нефтепроводе, процессы ГДО протекают быстро, за очень короткий промежуток времени, и, пропустив начало ГДО, которое диспетчерские службы фиксируют по колебаниям давления, расхода, температуры, возможно полное перекрытие эффективного диаметра, и, как следствие, либо остановка с последующим обогревом, либо даже вырезка участка. Следовательно, более безопасными и экономически эффективными являются мероприятия по предотвращению появления отложений, а не удалению уже возникших.

Предварительную очистку и осушку природного газа применяют для поддержания безгидратного режима работы газопровода. Однако, учитывая предельные возможности осушительных установок, является невозможным полное устранение влаги. Так, при изменении температуры окружающей среды, сопровождающейся изменением температуры грунта, меняются термобарические условия транспортировки газа и возможно образование гидратов. Другими способами предотвращения ГДО являются следующие.

Поддержание температуры газа выше температуры ГДО с помощью его предварительного подогрева. Однако данный способ не применим к МГ, поскольку использование подогрева газа экономически нецелесообразно ввиду значительной протяженности газопроводов.

Снижение давления газа в газопроводе ниже равновесного давления образования гидратов применяется для ликвидации уже образовавшихся при плюсовых температурах гидратных пробок и с целью их предупреждения путем выпуска газа в атмосферу через продувочные свечи. Данный способ не применяют для устранения пробок, образовавшихся в местах, где температура грунта ниже 0°C по причине перехода воды, образовавшейся при разложении гидратов, в лед и образовании ледяной пробки.

Введение в газопровод метанола с помощью метанольниц. Перепад давления не будет регистрироваться при образовании небольшого количества гидратов, следовательно, в данном случае подача метанола проводится в соответствии с графиком профилактической заливки.

Согласно [8], когда на газопроводе фиксируется возрастание перепада давления, диаметр проходного сечения МГ уже уменьшился более чем на 40 % из-за образования гидратов, в этом случае оператор производит сброс давления и осуществляет в экстренном порядке дополнительную подачу метанола в полость трубопровода.

Но, несмотря на большие объемы производимого в РФ химическими заводами метанола, он является ядовитым веществом, при попадании которого в кровь, может наступить и летальный исход, и даже незначительная концентрация его в воздушном пространстве помещений, может привести к сильному отравлению. Поэтому ПАО «Газпром» ориентировано на отказ от указанной технологии и ведет активный поиск новых технических решений указанной проблемы, связанной с ГДО, для повышения безопасности процесса транспортировки газа.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Для того чтобы эффективно бороться с гидратами, необходимо заранее знать вероятные места их образования. Для этого используют методы математического моделирования указанных процессов и достаточно сложный математический аппарат, базирующийся на фазовых переходах, в зависимости от термобарических условий транспортировки среды и ее химических особенностей.

Таким образом, исходя из состава природного газа и наличия в нем различных неуглеводородных включений, давления и температуры газа, определяют условия формирования гидратов, а по параметру влагосодержания, рассчитывают вероятность образования отложений в данных условиях. Так, зная, как меняется давление и температура по длине газопровода, можно определить место и скорость накопления гидратов, что позволяет своевременно принять меры для их предотвращения.

В качестве объекта исследования были выбраны методики определения зон потенциального ГДО (таблица 2), для которых далее была проведена сравнительная характеристика с определением основных достоинств и недостатков.

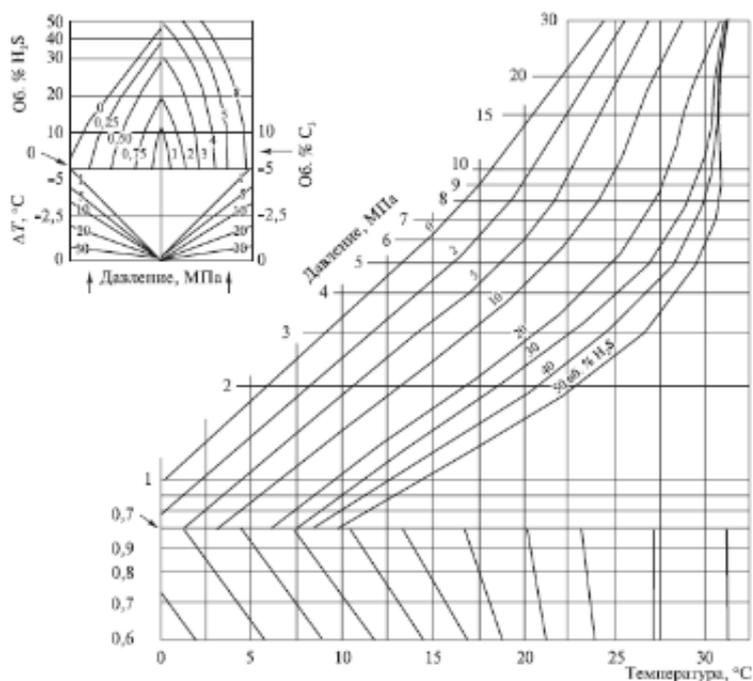


Рис. 3. Номограмма Бейли и Вишера для определения термобарических параметров ГДО многокомпонентных газовых смесей (равновесие «газ – вода – гидрат»)

Таблица 2. Методики определения зон потенциального гидратообразования

Автор	Общая характеристика	
А.С. Схаляхо, Ю.Ф. Макогон, 1972 г.	$\lg p = \beta + 0,035 \cdot (t_2 + k \cdot t_2^2)$	
	где p – давление, кгс/см ² t_2 – температура гидратообразования, °С β, k – параметры аппроксимации, определённые экспериментальным путём, в зависимости от относительной плотности газа по воздуху	
Г.В. Пономарев, 1960 г.	$\lg p = 2,0055 + 0,0541(B + T - 273,1), T > 273,1 K$ $\lg p = 2,0055 + 0,0171(B_1 - T + 273,1), T < 273,1 K$	
	где p – давление, кгс/см ² T – температура, К B, B_1 – параметры, аппроксимированные в соответствии с приведённой плотностью газа	
Бейли, Вишерт	Графический метод определения условий ГДО природных газов различного состава, содержащих до 50% H_2S в области давлений от 0,5 до 30 МПа (см. рис. 3.)	
Методика инженерного расчета ВНИИГАЗа равновесных параметров гидратообразования многокомпонентных газовых смесей	1. Вычисление, итерационно, равновесного давления гидратообразования $p_{см}$ для трехфазных равновесий газовых гидратов кубической структуры I и II при двух заданных температурах, МПа	
	$\left[1 + \left(\sum_i \alpha_i^I y_i \right) p_{см} \right]^{\frac{1}{3}} = \frac{1}{p_{см} \left[\sum_j \frac{y_j}{p_j^I} \right]}$	$\left[1 + \left(\sum_i \alpha_i^{II} y_i \right) p_{см} \right]^2 = \frac{1}{p_{см} \left[\sum_j \frac{y_j}{p_j^{II}} \right]}$
	где y_i – молярное содержание i – го компонента в газовой фазе α_i^I, p_j^I – параметры для гидратов кубической структуры I α_i^{II}, p_j^{II} – параметры для гидратов кубической структуры II	
	2. Вычисление параметров a, b (или a_1, b_1) по найденным значениям давления ГДО $p_{см}$ ($p \rightarrow p_{см}$)	
	$\ln p = -\frac{a}{T} + b$	$\ln p \cdot z = -\frac{a_1}{T} + b_1$
	где T – температура, К	
3. Равновесное давление определяют при любой температуре по полученным формулам		

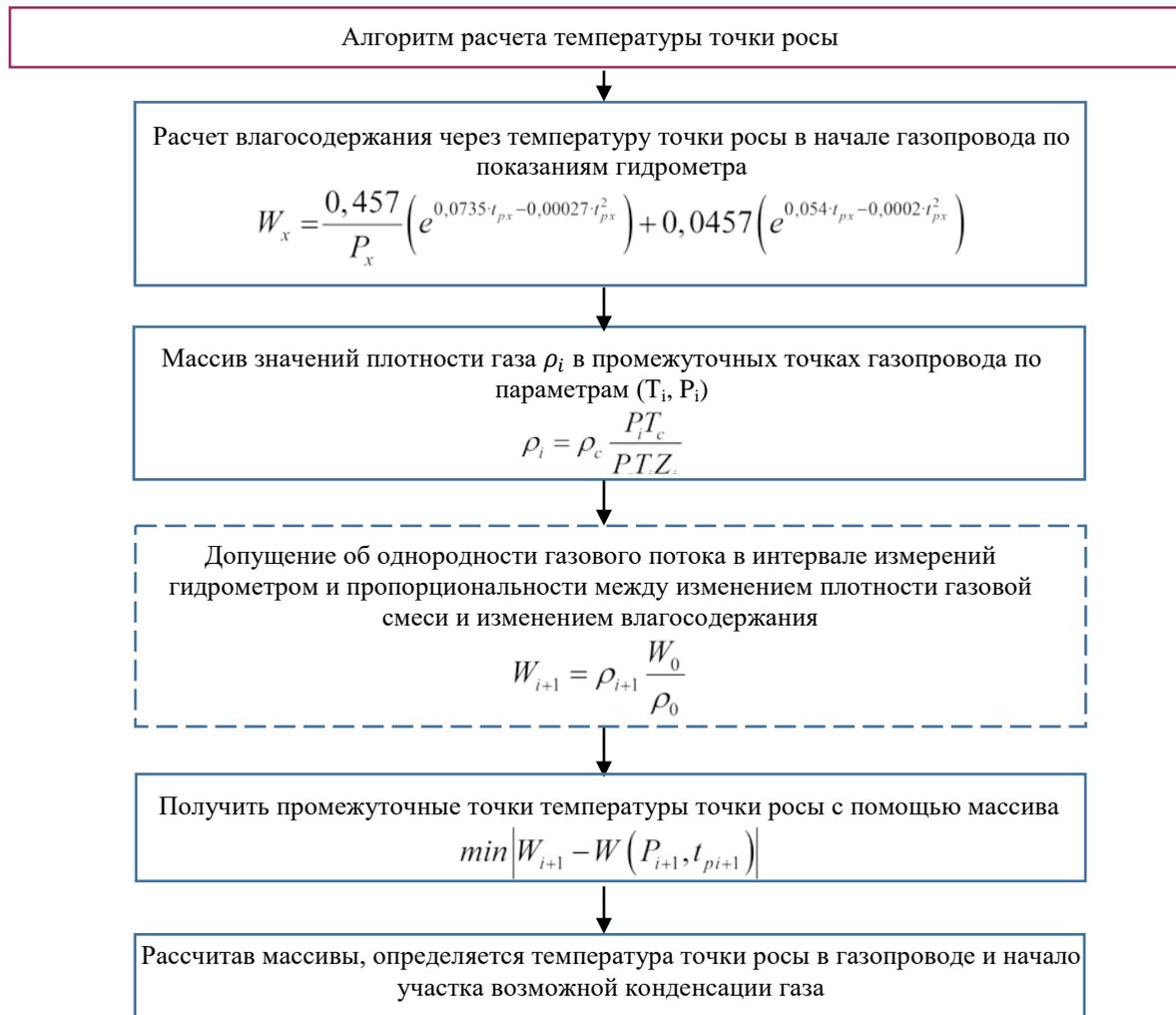


Рис. 4. Схема расчета температуры точки росы

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Для рассмотренных в настоящей статье методик были выявлены следующие особенности и определены погрешности при расчетах. Так, методику А.С. Схаляхо, Ю.Ф. Макогон применяют только для предварительных оценок условий гидратообразования нефтяных и природных газов.

Методика Г.В. Пономарева, применяемая только при низких давлениях ($p < 10$ МПа), и графический метод Бейли и Вишера, используют только для природных газов, не содержащих неуглеводородные компоненты. В первом случае это объясняется тем, что наклон равновесной кривой гидратообразования в координатах $lgp - T$ не зависит от состава газа и его давления. Во втором случае содержание CO_2 и C_2H_6 в газовой фазе учитывается только за счет влияния на относительную плотность газовой смеси. Погрешность по температуре ГДО в данном случае составляет $\pm 1,5$ °С.

Наименьшая погрешность по температуре ГДО ($\pm 1,0$ °С) получается при расчетах по методике инженерного расчета ВНИИГАЗ для многокомпонентных газовых смесей. Однако, данная методика не учитывает расчет температуры точки росы.

Таким образом, добавив математический аппарат расчета температуры точки росы, представляется возможным, скорректировав методику расчета ВНИИГАЗ, снизить

погрешность вычисления, а также более точно определять местоположение зон возможного ГДО.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе были определены основные группы факторов, влияющие на режим перекачки. Выявлено, что наиболее опасные последствия при возникновении нештатных ситуаций в газовой отрасли, может вызвать быстропротекающий во времени процесс ГДО. Работа ГТС в гидратном режиме способствует риску возникновения отложений кристаллогидратов в трубопроводах, а также блокировке трубопроводной арматуры и закупориванию трубопроводов и оборудования.

В связи с тем, что на формирование гидратов влияет большое количество факторов, не все из которых учитываются в методиках определения условий образования ГДО, используемых на практике, и данный процесс оказывает значительное влияние на безопасность и уровень рентабельности на всех этапах технологических процессов добычи, подготовки, транспортировки и распределения газа, работы, направленные на регулирование режимов перекачки природного газа потребителям, являются актуальными и требуют дальнейшего исследования.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] СТО Газпром 2–3.5–454–2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов [Электронный ресурс]. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/53/53416/> (15.08.2020).
- [2] Руководство по безопасности «Методические рекомендации по классификации техногенных событий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 24.01.2018 г. N29) [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.garant.ru> (06.08.2020).
- [3] ГОСТ 34027–2016 Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Механическая безопасность. Назначение срока безопасной эксплуатации линейной части магистрального газопровода [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200144935/> (03.08.2020).
- [4] ГОСТ Р 55989–2014 Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. Основные требования [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200110075/> (15.08.2020).
- [5] СТО Газпром 3.1–3–010–2008 Методика расчета норм расхода химреагентов по газодобывающим предприятиям ОАО «Газпром» [Электронный ресурс]. – URL: <https://elima.ru/docs/?id=6308> (07.08.2020).
- [6] СТО Газпром 8–006–2013 Диспетчерское управление. Инструменты диспетчерского управления. Нормативно-справочная информация диспетчерского управления. Общие требования. [Электронный ресурс]. – URL: <https://promgaz.gazprom.ru/about/working/razvitie-gazosnab/> (03.08.2020).
- [7] Бернер, Л. И Управление газотранспортной сетью с использованием методов моделирования и прогнозирования / Л. И. Бернер, А. А. Ковалев, В. В. Киселев // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. –2013. – № 1. – С. 48 – 53 с.
- [8] Капыш, В. В. Предупреждение гидратообразования в газопроводах – отводах и на газораспределительных станциях / В. В. Капыш, Н. В. Кулемин, В. А. Истомин // Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. –2013. – № 4. – С. 125 – 131 с.
- [9] Слободчиков, К. Ю. Метод формирования расчетных примеров для диспетчерских задач транспорта газа / К. Ю. Слободчиков // Газовая промышленность. –2018. – № 3. – С. 78 – 86 с.

Секция 2
ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 532.542 : 622.691

Н.Н. Голунов, М.В. Лурье

О ФЕНОМЕНОЛОГИЧЕСКОЙ ТЕОРИИ ТУРБУЛЕНТНОСТИ ЖИДКОСТИ С
МАЛЫМИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫМИ ПРИСАДКАМИ

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

Аннотация – Проблема смесеобразования при последовательной перекачке светлых нефтепродуктов по одному и тому же трубопроводу известна давно. При вытеснении одного нефтепродукта другим в области контакта последовательно движущихся партий образуется смесь, представляющая собой некондиционный продукт. Установлено, что так как объем образующейся смеси зависит от интенсивности процессов конвекции и турбулентной диффузии в потоке жидкости в трубе, то уменьшение гидравлического сопротивления в области контакта нефтепродуктов способно уменьшить объем смеси. Противотурбулентные присадки, обычно вводимые в поток транспортируемой жидкости, могут успешно использоваться также и для уменьшения объема смеси. В работе рассматривается вопрос о построении феноменологической теории турбулентности в жидкостях с противотурбулентными присадками. Выдвигается тезис, что для практических нужд актуальна феноменологическая теория, так как она определяет параметры рассматриваемого явления в условиях отсутствия знания механизмов действия присадок, которые остаются либо неизвестными, либо не до конца изученными. Различные присадки по-разному воздействуют на сдвиговую турбулентность и, соответственно, по-разному изменяют интегральные характеристики турбулентного течения. Одни присадки оказывают влияние только на узкие пристеночные области течения, не изменяя при этом турбулентную вязкость в ядре потока, другие – действуют во всем объеме течения и существенно изменяют турбулентную вязкость. Присадки первого типа формируют турбулентное течение посредством изменения краевых условий в известных моделях без изменения коэффициентов модели. Присадки второго типа изменяют как краевые условия, так и коэффициенты самой модели.

Ключевые слова – последовательная перекачка, смесь нефтепродуктов, коэффициент продольного перемешивания, противотурбулентная присадка, феноменологическая теория турбулентности.

I. ВВЕДЕНИЕ

Последовательная перекачка нефтепродуктов по трубопроводам является одним из способов транспортировки, обеспечивающим транспортировку в нашей стране в год более 30 млн. тонн нефтепродуктов. Последовательная перекачка методом прямого контактирования, как технология, состоит в том, что различные нефтепродукты закачиваются в магистральный трубопровод на головной насосной станции последовательно друг за другом в строго определенной последовательности, а в конечном пункте принимаются в отдельные резервуары. Такая технология позволяет наиболее полно загрузить трубопровод и существенно удешевить транспортировку нефтепродуктов.

С другой стороны, технология последовательной перекачки обладает существенным недостатком, а именно – образование в зоне контакта транспортируемых нефтепродуктов. Ключевыми причинами смесеобразования являются:

– неравномерность распределения скоростей течения нефтепродукта по сечению трубопровода (у стенки трубопровода за счет гидравлического сопротивления скорость меньше, чем на оси трубопровода);

– хаотическое перемешивание частиц нефтепродуктов в турбулентном режиме перекачки.

В итоге получается, что позади движущийся нефтепродукт вклинивается вопереди движущийся за счет неравномерного профиля скоростей (конвективная диффузия), а силы турбулентного перемешивания способствуют массопереносу одного нефтепродукта в другой и наоборот (турбулентная диффузия). Эти процессы неотделимы друг от друга и действуют в процессе перекачки, постоянно приводя к увеличению объема образующейся смеси. На рис. 1 показан механизм образования смеси транспортируемых нефтепродуктов в зоне их контакта.



Рис. 1. Схема процесса смесеобразования в зоне контакта партий последовательно движущихся нефтепродуктов

Ключевыми задачами в области последовательной перекачки нефтепродуктов следует считать разработку (построение) теории турбулентности движущейся в трубе жидкости, позволяющей учесть различные краевые условия, и определение эффективных механизмов сокращения объема образующейся смеси.

II. ТЕОРИЯ

На протяжении значительного периода времени изучением процесса смесеобразования при последовательном движении жидкостей в трубах занимались различные ученые как в нашей стране – В.И. Марон, М.В. Лурье, М.В. Нечваль, В.Ф. Новоселов, П.И. Тугунов, И.Х. Хизгилов, В.А. Юфин, В.С. Яблонский, так и за рубежом – Ф. Съенитцер, Д. Тейлор и многие другие. Впервые теория процесса смесеобразования в потоке жидкости в трубе была развита Д. Тейлором [1, 2], который на основе одномерной модели заложил методические основы для всех последующих теоретических и экспериментальных исследований в этой области. Модель Тейлора служит тем фундаментом, на котором строятся теории переноса в трубопроводе. Тейлор вывел одномерную модель переноса «пассивной» примеси в ламинарном и турбулентном потоках в трубе на основании приближенного решения пространственной задачи переноса, в котором предполагается, что присутствие одной жидкости в другой никак не влияет на процессы переноса количества вещества и количества движения. Исходя из этого предположения, профиль скорости в области смеси ничем не отличается от профиля скорости в однородном

потоке. Тейлор предполагал, что каждая из перемешивающихся жидкостей сплошным образом заполняет всю область совместного течения, то есть имеет плотность и среднюю по течению скорость движения для каждой из жидкостей.

В результате исследований Д. Тейлор ввел понятие коэффициента K пропорциональности, обычно называемого эффективным коэффициентом продольного перемешивания или же эффективным коэффициентом диффузии. Данный коэффициент является основной характеристикой продольного перемешивания вещества в потоке и интегрально учитывает локальный конвективный и диффузионный перенос частиц перемешивающихся жидкостей в трубе.

Поскольку коэффициент K продольного перемешивания зависит от структуры турбулентного течения в трубопроводе, а та, в свою очередь, за счет изменения плотности и вязкости постепенно изменяется в области смеси, то коэффициент K может быть представлен функцией концентрации $c(x, t)$ распределения средней по сечению концентрации вытесняющего нефтепродукта в смеси. Для этого используют уравнение, которое позволяет существенно упростить математическую сторону исследования, так как методы решения уравнений такого типа хорошо изучены:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + U_0 \cdot \frac{\partial c}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} \left(K \cdot \frac{\partial c}{\partial x} \right), \quad (1)$$

где U_0 – средняя скорость перекачки, x – координата вдоль оси трубопровода, t – время. Необходимо отметить, что если коэффициент K продольного перемешивания считать постоянным, то уравнение (1) сводится к уравнению типа теплопроводности («уравнение продольной диффузии»):

$$\frac{\partial c}{\partial t} = K \cdot \frac{\partial^2 c}{\partial x^2}. \quad (2)$$

Работы Д. Тейлора оказали существенное влияние на все последующие исследования процесса смесеобразования и сформировали базу для исследований в этой области. Основные направления по изучению процесса смесеобразования – это теоретические и экспериментальные исследования, связанные с распределением средней в сечении трубы концентрации, эффективного коэффициента диффузии, размеров области смеси и т.д.

В работе [3] приведены формулы для расчета коэффициента K продольного перемешивания и коэффициента λ гидравлического сопротивления. Известно, что достичь уменьшения коэффициента λ гидравлического сопротивления можно путем введения в поток малых противотурбулентных присадок, эффект которых основан на гашении турбулентных пульсаций перекачиваемой жидкости вблизи внутренней стенки трубопровода за счет взаимодействия длиномерных молекул присадки с турбулентными вихрями. Эффективность противотурбулентных присадок достигается при малых концентрациях присадок, измеряемых миллионными частями (ppm – промилле) объема жидкости, к которой они добавляются. Данное явление было названо Эффектом Томса [4] в честь английского ученого Б. Томса, сделавшего соответствующий доклад в 1948 г. на Международном реологическом конгрессе в Голландии.

В работе [5] было предложено определять коэффициент λ гидравлического сопротивления по следующим формулам:

$$\sqrt{\frac{8}{\lambda}} = \frac{1}{\alpha} \cdot \left(\ln \frac{k(\theta) \cdot \alpha \cdot \text{Re} \cdot \sqrt{\frac{\lambda}{8}}}{1 + a \cdot \varepsilon \cdot \text{Re} \cdot \sqrt{\frac{\lambda}{8}}} - \frac{137}{60} \right); \quad (3)$$

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,88 \cdot \ln \frac{\text{Re} \cdot \sqrt{\lambda}}{1 + 0,11 \cdot \varepsilon \cdot \text{Re} \cdot \sqrt{\lambda}} - 0,8, \quad (4)$$

где Re – число Рейнольдса; α – константа Кармана ($\alpha \approx 0,4$); a – феноменологическая константа ($a \approx 0,31$); $k(\theta)$ – функция, отражающая взаимодействие турбулентного потока со стенками трубы, зависящая от концентрации θ противотурбулентной присадки, причем $k(\theta)=28$; ε – относительная шероховатость внутренней поверхности трубопровода; θ – концентрация малой противотурбулентной присадки, ppm.

За более чем 70 лет интенсивных исследований эффекта Томса, выдвигалось множество различных гипотез о природе этого явления и механизмах его воздействия на турбулентность в трубах, каналах и пограничных слоях. Некоторые из этих гипотез впоследствии были опровергнуты по результатам исследований, другие подтверждены в ограниченных условиях, еще часть, хотя и принята многими исследователями, до сих пор остается не до конца изученной. Но самое главное: до настоящего времени не существует устоявшейся гидравлической теории, как и однозначно признанных формул для расчета коэффициента гидравлического сопротивления турбулентного течения с такими присадками.

Весьма трудно или почти невозможно дать содержательный анализ всех теорий и исследований в области турбулентных течений жидкости с малыми противотурбулентными присадками (частично это сделано в нескольких известных отечественных и зарубежных работах [6–10]), поэтому остановимся лишь на феноменологическом аспекте этой проблемы.

Авторы работы считают, одной из основных причин отсутствия общепризнанной гидравлической теории и соответствующих расчетных формул являются недостатки классификации рассматриваемых присадок. Под общим термином «малая противотурбулентная присадка» скрыто множество различных присадок, демонстрирующих эффект Томса, однако принципиально отличающихся друг от друга механизмами воздействия на турбулентность.

Одна группа противотурбулентных присадок (особенно присадки, создаваемые на основе высокомолекулярных полимеров) воздействует на турбулентность только вблизи стенки трубы или канала. Принято считать, что молекулы таких присадок разворачиваются под действием высоких сдвиговых напряжений, существенно увеличивают свои линейные размеры и потому усиленно воздействуют на турбулентные пульсации, генерируемые стенками (в равной степени как на амплитуду, так и на частоту пульсаций). Причем эти же присадки практически не действуют в области малых скоростей сдвига и малых касательных напряжений, в частности, вдали от стенок, в зоне так называемого ядра турбулентного течения. Эксперименты показывают, что для противотурбулентных присадок указанного типа характерна высокая скорость деструкции, при которой происходит разрыв молекул полимера под действием турбулентности, уменьшение его молекулярной массы, снижение линейных размеров и, как следствие, потеря способности уменьшать гидродинамическое сопротивление.

Другая группа противотурбулентных присадок (различные эмульсии, поверхностно-активные вещества, мелкодисперсные суспензии, синтетические растворы и т. п.) воздействуют на турбулентность принципиально иначе. Молекулы этих присадок не разворачиваются сдвиговыми напряжениями и оказывают действие не только в узком пристеночном слое, а во всей области турбулентного течения. Экспериментально доказано, что противотурбулентные присадки такого типа либо гораздо меньше подвержены деструкции, либо деструкция в них отсутствует.

Если оперировать гидромеханическими терминами, то присадки первого типа можно условно назвать присадками *поверхностного действия*. Изменяя структуру турбулентного течения только в узкой пристеночной области, они влияют на него в целом через изменение краевых условий. Иными словами, присадки поверхностного действия не изменяют турбулентную вязкость жидкости. Присадки второго типа действуют во всем турбулентном потоке, то есть в каждой его точке, потому их можно назвать присадками *объемного действия*. Присадки объемного действия изменяют турбулентную вязкость жидкости во всем объеме турбулентного течения.

III. РЕЗУЛЬТАТ И ОБСУЖДЕНИЕ

Подробное описание основных этапов формирования предлагаемой авторами теории, изложено в работах [12–20], в том числе с учетом результатов гидродинамических исследований ученых московской научной школы под руководством академика Л. И. Седова.

По итогам исследований, уточнено универсальное уравнение сопротивления:

$$\sqrt{\frac{8}{\lambda}} = \frac{1}{\kappa(\theta)} \cdot \left[\ln \frac{\kappa(\theta) k_1(\theta) \text{Re} \sqrt{\lambda/8}}{1 + f(\varepsilon \text{Re} \sqrt{\lambda/8}, \theta)} - 2,283 \right], \quad (5)$$

где инвариантная функция $f(\varepsilon \text{Re} \sqrt{\lambda/8}, \theta)$ определяется с учетом краевых условий.

Данное уравнение позволяет рассчитывать значения коэффициента гидравлического сопротивления $\lambda(\text{Re}, \varepsilon, \theta)$ по известным (полученным в тестовых экспериментах) зависимостям коэффициентов $\kappa(\theta)$, $k_1(\theta)$ и $k_3(\theta)$ от концентрации θ противотурбулентной присадки.

Множество противотурбулентных присадок по их влиянию на турбулентность можно разделить на два типа: присадки поверхностного и присадки объемного действия.

Присадки поверхностного действия изменяют структуру течения только в узкой пристеночной области и не изменяют турбулентную вязкость жидкости в объеме потока. При введении таких присадок постоянная Кармана не изменяется ($\kappa = 0,4$). Влияние присадок поверхностного действия на турбулентное течение в целом происходит через краевые условия на границах потока. Наоборот, присадки объемного действия проявляются в каждой точке течения и потому изменяют турбулентную вязкость жидкости во всем ее объеме. Присадки объемного действия изменяют постоянную Кармана, она становится зависимой от их концентрации ($\kappa < 0,4$).

Феноменологическая модель турбулентного течения, основанная на известном уравнении Т. Кармана, дополненном краевыми условиями на стенках трубы, является не только приемлемой, но и достаточно надежной базой для описания течений жидкости с малыми противотурбулентными присадками обоих типов – поверхностного и объемного

действия. Прежде всего, модель пригодна для расчета коэффициента гидравлического сопротивления турбулентного течения жидкости в условиях отсутствия детального знания механизмов действия присадок, которые до настоящего времени остаются либо неизвестными, либо не до конца изученными.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Taylor G. Proc.Roy.–Soc.s, Ser. A., 1953. – Vol. 219. – № 1137.
- [2] Taylor G. The dispersion of matter in turbulent flow through a pipe.–Proc.Roy.–Soc.s, Ser. A., 1954.– Vol. 223.– № 1155.–р. 447–468.
- [3] Голунов Н.Н. Уменьшение смеси при последовательной перекачке нефтепродуктов / Н.Н. Голунов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – №1. – С.68–73.
- [4] Toms B. Some observations on the flow of linear polymer solutions through straight tubes at large Reynolds numbers. // Proc.I.Intern.Congr. Rheol., North Holland. – 1948. – Vol. 2. – p. 135–141.
- [5] Голунов Н.Н. Использование результатов стендовых испытаний малых противотурбулентных присадок для гидравлических расчетов промышленных трубопроводов / Н.Н. Голунов, М.В. Лурье // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.–2016.–№ 4 (24).–С. 32–37.
- [6] Кобец Г.Ф. О физическом обосновании механизма снижения сопротивления полимерными присадками / Г.Ф. Кобец // В кн. Влияние полимерных присадок и упругости поверхности на пристенную турбулентность.–Новосибирск: Наука, 1978.–С.24–44.
- [7] Итоги науки и техники. Сер. Механика жидкости и газа. Под. ред. Л.И.Седова. Раздел: Пилипенко В.Н. Влияние присадок на пристенные турбулентные течения (С. 156–257) М.: ВИНТИ, 1980. С. 264.
- [8] Nadolink R.H., Haigh W.W. Bibliography on skin friction reduction with polymers and other boundary-layer additives// Applied Mechanics Reviews. –1995. – V.48, №3. – P.197–221.
- [9] Manfield P.D., Lawrence C.J., Hewitt G.F. Drag reduction with additives in multiphase flow// A literature survey Multiphase science and Technology. – 1999. – V.11, №3. – P.197–221.
- [10] Ge W. Studies on the nanostructure, rheology and drag reduction characteristics of drag reducing cationic surfactant solutions// Ph.D. thesis. The Ohio state university, – 2008.
- [11] Голунов Н.Н. Построение феноменологической теории турбулентности в жидкости с малыми противотурбулентными присадками / Н.Н. Голунов, М.В. Лурье // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.– 2020. – № 2. – С.148–156.
- [12] Голунов Н.Н. Расчет количества противотурбулентной добавки для формирования разделительной пробки между нефтепродуктами, транспортируемыми методом последовательной перекачки // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – №2. – С.218–223.
- [13] Голунов Н.Н. Основные аспекты определения количества противотурбулентной присадки в зоне контакта последовательно транспортируемых нефтепродуктов / Н.Н. Голунов // Труды РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – №2. – С.31–36.
- [14] Голунов Н.Н. Интерпретация результатов тестирования малых противотурбулентных добавок в ротационных приборах / Н.Н. Голунов, М.В. Лурье // Территория «Нефтегаз».– 2018.– №6.– С.84–90.
- [15] Голунов Н.Н. Гидродинамическое обоснование использования теории Кармана для расчета гидравлического сопротивления шероховатых трубопроводов в присутствии противотурбулентных добавок / Н.Н. Голунов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 10. С. 64–68.
- [16] Голунов Н.Н. Выбор оптимального режима эксплуатации технологического участка нефтепровода с применением карт режимов работы / Н.Н. Голунов, М.В. Лурье // Территория «Нефтегаз».–2018.–№12.–С.76–80.
- [17] Голунов Н.Н. Теория реометра ротационного типа для испытания полимерных добавок в турбулентном режиме / Н.Н. Голунов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.–2019.– №1.–С.40–45.
- [18] Голунов Н.Н. Алгоритм гидравлического расчета технологического участка нефтепровода при использовании противотурбулентной присадки / Н.Н. Голунов // Территория «Нефтегаз». – 2019. – №1–2. – С.94–100.
- [19] Голунов Н.Н. Приближенная теория дискового реометра для тестирования малых противотурбулентных добавок / Н.Н. Голунов, М.В. Лурье // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – №3. – С.248–255.
- [20] Голунов Н.Н. Итерационный алгоритм гидравлического расчета взаимосвязанных участков нефтепровода при использовании противотурбулентных добавок / Н.Н. Голунов, А.С. Дидковская, М.В. Лурье // Территория «Нефтегаз».–2019.–№4.–С.74–83.

УДК 622.692.4.053

К.К. Рюмкин, И.Н. Шахметов

АНАЛИЗ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация – Повышение пропускной способности трубопровода путем введения в поток нефти и нефтепродуктов противотурбулентных присадок (ПТП) и увеличение эффективности действия данных добавок являются одними из ключевых задач современного топливно–энергетического комплекса. В данной работе представлена информация о принципе действия ПТП, преимуществах и недостатках использования, а также данные аналитического обзора факторов, действующих на эффективность присадок. Проведен анализ влияния явления деструкции на эффективность действия полимеров. Определено, что дальнейшее направление развития ПТП– синтезирование высокомолекулярных полимеров с «короткими» цепями.

Ключевые слова – противотурбулентные присадки, трубопроводный транспорт, число Рейнольдса, гидравлический расчет, эффективность.

I. ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день отрасль трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов ставит перед собой задачи, связанные с увеличением пропускной способности трубопровода. Существует множество различных способов, увеличивающих объем перекачиваемого сырья, одним из которых является применение противотурбулентных присадок (ПТП). Использование данных присадок позволяет снизить коэффициент гидравлического сопротивления путем нормализации турбулентного потока жидкости в пристеночной зоне трубопровода. Эффективность работы трубопровода с применением ПТП зависит от таких факторов, как диаметр трубопровода, концентрация вводимой присадки, длина трубопровода, растворимость полимера, свойства нефтепродукта (растворителя), режим течения потока жидкости и температура перекачиваемой среды [1, 2].

Следует отметить, что главным недостатком применения ПТП является деструкция полимеров, что приводит к снижению их эффективности. Это обусловлено тем, что длинные цепи высокомолекулярных полимеров подвержены разрушению, то есть механической деструкции под воздействием насосно–перекачивающих агрегатов, в связи с чем, появляется необходимость повторного ввода присадки.

Исходя из вышеизложенного, целью работы является: изучение работы трубопровода с применением ПТП с учетом эффективности технологий применения.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- 1) исследовать принцип действия ПТП в потоке жидкости;
- 2) провести аналитический обзор исследований, направленных на определение зависимостей различных факторов, влияющих на эффективность действия ПТП;
- 3) выделить преимущества и недостатки применения ПТП;
- 4) охарактеризовать влияние молекулярной структуры полимеров на их противотурбулентную активность.

II. ТЕОРИЯ

Введение ПТП в поток жидкости способствует стабилизации турбулентного ядра и образовавшихся завихрений. Как правило, турбулизация потока возникает в определенных условиях и зависит, в основном, от таких показателей растворителя, как плотность и вязкость. Снижение их значений способствует потоку жидкости легче перейти в турбулентный режим, тем самым, уменьшая пропускную способность трубопровода путем увеличения гидравлического сопротивления. Таким образом, действие присадки заключается в уменьшении числа Рейнольдса (Re) до значения, соответствующему ламинарному режиму течения ($Re < 2320$) [4].

На данный момент проведено множество исследований в целях анализа зависимости эффективности присадки от различных факторов. Так, авторы статьи [1] проводили исследования зимнего и летнего дизельного топлива. Результаты тестирования свойств нефтепродукта показали, что использование присадки M-Flowreat в летнем топливе имеет большую эффективность, что объяснено меньшей вязкостью летнего топлива по сравнению с зимним.

Очередная зависимость, представленная в статье [1], указывает, что эффективность четырех различных ПТП в одном типе растворителя неодинакова, так как их молекулярная масса различна. Большей эффективностью обладает та присадка, у которой выше молекулярная масса.

Авторами [1, 10] определено, что увеличение концентрации только до определенного значения может способствовать увеличению гидравлической эффективности, после чего регистрируется обратный эффект, связанный с возрастанием межмолекулярного взаимодействия полимерных клубков.

Как показал литературный анализ, еще одним важным фактором является температура растворителя, при увеличении которой эффективность возрастает вследствие увеличения активности молекул полимера, что отражено в исследованиях [1, 11]. Однако в работах [12, 13] установлено, что максимальный эффект снижения гидродинамического сопротивления достигается путем уменьшения температуры потока. При этом определено, что необходимая концентрация присадки для поддержания эффективности снижается.

Авторы статьи [6] отмечают, что на эффективность применения полимеров влияют такие дополнительные факторы, как растворимость полимера, длина и диаметр трубопровода. Уменьшение диаметра трубопровода сопровождается сокращением области турбулентных завихрений, увеличивая эффективность присадки. Увеличение длины трубопровода снижает эффективность ПТП вследствие путевой деструкции высокомолекулярных полимеров, которая заключается в растягивающих напряжениях на внутренних стенках труб. Результаты очередного исследования статьи показали, что максимум значения эффективности присадки (DR) базируется на расстоянии около 50 км от места ввода (рис. 1). После 50 км эффективность начинает падать, причем снижение на участке 50–500 км не зависит от концентрации ПТП. В статье приведены и другие зависимости, которые определяют молекулярную массу полимера, скорость растворения присадки, связанная со строением макромолекул и дисперсностью полимерных частиц. Стоит отметить, что высокая растворимость ПТП, так же как и высокая молекулярная масса, являются необходимыми условиями снижения гидравлического сопротивления.

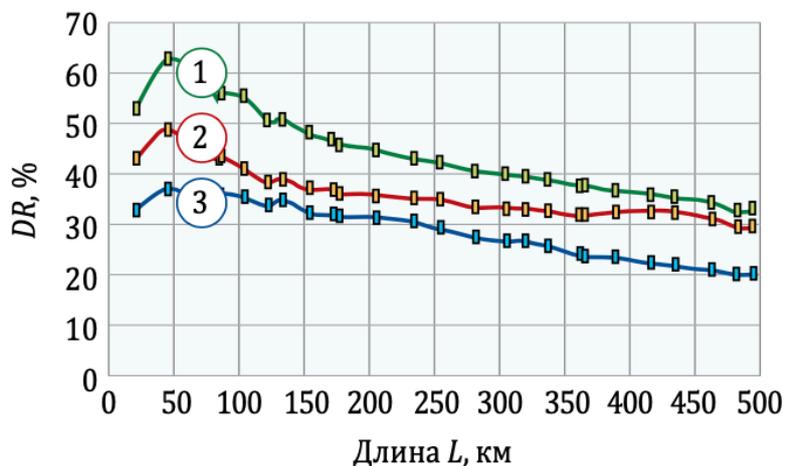


Рис.1. Влияние длины трубопровода на эффективность действия ПТП при различной концентрации

В статье [8] было проведено исследование о влиянии сезонных условий на гидравлическую эффективность ПТП. Согласно проведенным расчётам интегральная гидравлическая эффективность присадки в летних условиях больше чем в зимних. Объясняется это тем, что снижение температуры окружающей среды ведет к снижению температуры и увеличению вязкости транспортируемого сырья. Авторы статьи [9] приводят данные исследования по гидравлической эффективности полиакриламида на двух турбореометрах. Было установлено, что увеличение числа Рейнольдса, средней скорости потока, напряжения сдвига на стенке трубы и динамической вязкости приводит к уменьшению гидравлического сопротивления (рис. 2).

Преимущества применения ПТП сводятся к значительному увеличению пропускной способности нефтепровода и уменьшению затрат на сооружение дополнительного оборудования соответствующего назначения.

Немаловажное значение приобретает и сама турбулентность потока. Она, прежде всего, связана с большим количеством энергии, что способствует деформированию полимерных клубков. При таком длительном воздействии на молекулы полимеров в потоке жидкости происходит их деструкция. Для того, чтобы деградация молекул проходила в меньшей степени, следует обратить внимание на молекулярные свойства полимера. Так, Алифирова и Бахтина [3] указывают на прямо пропорциональное влияние гибкости молекулярной цепи, молекулярной массы полимера, вязкоупругости молекулярных клубков и их конформации в растворе на ожидаемый эффект снижения вязкостных свойств нефти и нефтепродуктов.

С учетом вышеуказанного, все современное производство активно участвует в разработке полимерных присадок с «короткими» цепями, для чего ПАО «Транснефть» работает в тесной консолидации с исследовательскими центрами. Результатом такого взаимодействия является дочернее предприятие компании – ООО «Транснефть-Синтез», которое запустило завод по выпуску ПТП. Основой для этих присадок являются полиальфаолефины (ПАО), представляющие собой олигомеры или полимеры с «короткими» молекулярными цепями [3]. Но это не окончательный продукт, так как технологи работают над дальнейшим развитием с более устойчивой структурой.

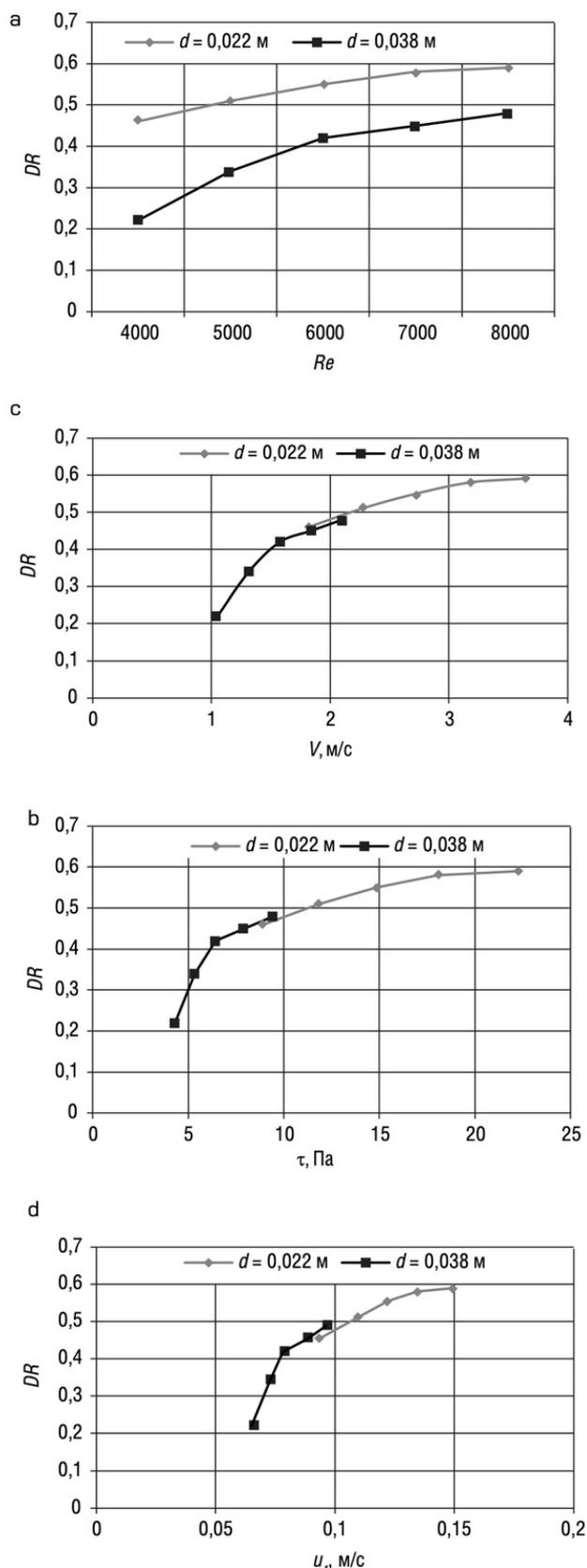


Рис. 2. Зависимость гидравлической эффективности от $Re(a)$, $v(c)$, u (d), $\tau_w(b)$, где $Re(a)$, $v(c)$, u (d), $\tau_w(b)$ – число Рейнольдса, средняя скорость потока, динамическая скорость, напряжение сдвига на стенке трубы соответственно

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Аналитический обзор исследований, направленных на изучение зависимостей каждого фактора на эффективность действия ПТП, показал, что степень воздействия на конечную эффективность применения ПТП данных факторов различна. Выполнив гидравлический расчет трубопровода было установлено, что наиболее важными факторами являются: диаметр трубопровода, свойства нефтепродукта и режим течения нефтепродукта. Это объясняется тем, что составляющими величины эффективности являются коэффициенты гидравлического сопротивления трения, потери давления на трение и производительность трубопровода, которые напрямую зависят от ранее упомянутых величин.

Для того, чтобы повышение производительности трубопровода путем использования ПТП являлось более эффективным и выгодным с точки зрения экономики, следует уменьшить риск преждевременной деструкции полимера. Решением этой проблемы является использование ПТП с «короткими» цепями, которые не деградируют при прохождении насосно-перекачивающих станций.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Рассмотренные факторы, влияющие на эффективность действия ПТП описываются во многих источниках. Их зависимости подобны, не имеют существенных различий. Каждый автор выбирает определенные факторы и проводит исследование.

Описание использования и эффективности действия ПТП с «короткими» цепями ООО «Транснефть-Синтез» не объясняется ни одним автором, что делает эту тему актуальной для дальнейшего изучения.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенной работы установлено, что все рассмотренные факторы, влияющие на эффективность применения ПТП являются неравнозначными. Эффект от того или иного фактора должен исследоваться индивидуально, так как эффективность действия ПТП изменяется нелинейно.

Определено, что главным преимуществом применения ПТП является значительное увеличение пропускной способности трубопровода. В то же время, деструкция высокомолекулярных полимеров ставит вопрос о рациональности их использования.

Выявлены и обоснованы особо значимые факторы, влияющие на эффективность действия ПТП.

Выяснено, что использование ПТП с короткими цепями позволят снизить степень влияния деструкции на эффективность применения. Вместе с тем, это позволит сократить количество промежуточного оборудования, предназначенного для ввода присадок, и снизить экономические затраты.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель: Чухарева Наталья Вячеславовна, кандидат химических наук, доцент отделения нефтегазового дела.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Чэнь Я., Муратова В. И., Нечваль А. М. Анализ различных факторов, влияющих на эффективность снижения гидравлического сопротивления при добавлении противотурбулентных присадок // НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ «ПРОБЛЕМЫ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ». – 2019. – №. 2. – С. 142–152.
- [2] Сариев, Мейрам Елжанулы. Влияние противотурбулентной присадки на эффективность перекачки нефти / Мейрам Елжанулы Сариев, Л. А. Чурикова. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2019. — № 47 (285). — С. 127–130.
- [3] Е. Алифирова, О. Бахтина. С катализатором полимеризации. Транснефть запустила завод по выпуску противотурбулентных присадок/Neftegaz. RU [Электронный ресурс] //Режим доступа: <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/497059-na-1-5-goda-pozzhe-transneft-zapustila-zavod-po-vypusku-protivoturbulentnykh-prisadok/> – 2019.
- [4] Чурикова, Л. А. Эффективность применения противотурбулентных присадок при перекачке газового конденсата по магистральному трубопроводу / Л. А. Чурикова, М. М. Рамазанов. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2015. — № 7 (87). — С. 213–216.
- [5] ОТТ-23.040.00.-КТН-104-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов, присадки противотурбулентные, общие технические требования»
- [6] Валиев М. И. и др. Факторы, влияющие на эффективность противотурбулентных присадок в дизельном топливе //Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – Т. 8. – №. 2. – С. 224.
- [7] А.М. Нечваль, В.И. Муратова, Чэнь Ян Оценка влияния путевой деструкции противотурбулентной присадки на ее гидравлическую эффективность // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2017. №1.
- [8] Шагиев Р. Г., Худякова Л. П. ВЛИЯНИЕ СЕЗОННЫХ УСЛОВИЙ НА ГИДРАВЛИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК В ТРУБОПРОВОДАХ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ //НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ «ПРОБЛЕМЫ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ». – 2017. – №. 2. – С. 84–90.
- [9] М. М. Гареев, Д. А. Альмухаметова, Г. Ф. Ахметвалиева Обоснование методов прогнозирования эффективности противотурбулентных присадок при перекачке нефти и нефтепродуктов по трубопроводам разного диаметра // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2018. №2.
- [10] Алдыяров Т. К. и др. Исследование эффективности противотурбулентной присадки при трубопроводном транспорте нефти по экспортируемому маршруту Казахстан–Китай //Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – №. 2. – С. 22–27.
- [11] Валиев М. И., Хасбиуллин И. И., Казаков В. В. Особенности применения противотурбулентных присадок на основе полиальфаолефинов при различной температуре нефти //Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – №. 5. – С. 32–37.
- [12] Манжай В. Н. Влияние противотурбулентных добавок на течение углеводородных жидкостей–при низкой температуре //Нефтяное хозяйство. – 2018. – №. 3. – С. 92–97.
- [13] Абдусаламов А. В. и др. Формирование композиции противотурбулентной присадки и её физико-химические и реологические свойства. – 2018.

УДК 622.692.4

А.О. Шестерень, Т.А. Гунькина, А.Е. Верисокин, А.В. Коломийцев

ПРИМЕНЕНИЕ БЕЗРАЗМЕРНЫХ ПАРАМЕТРОВ В ПРОГНОЗИРОВАНИИ ДВИЖЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ В ТРУБОПРОВОДЕ

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

Аннотация – Проблеме транспорта газожидкостных смесей уделяют внимание как в России, так и за рубежом. Данный вопрос актуален при движении газожидкостной смеси в трубах под разным углом наклона. При расчете движения газожидкостного потока в трубах круглого сечения учитывают ряд параметров: коэффициент гидравлических сопротивлений смеси, коэффициент динамической вязкости жидкости (газа), эквивалентную гидравлическую шероховатость стенок трубы, объемную скорость течения газожидкостной смеси, массовую скорость газожидкостной смеси, плотность газожидкостной смеси, расходное объемное газосодержание, истинное объемное газосодержание и т.д. Приведение уравнения движения газожидкостной смеси к безразмерному виду позволяет сократить число переменных до четырех: безразмерная скорость газа, безразмерная скорость жидкости, безразмерная относительная скорость газа, относительная плотность газа.

Ключевые слова – трубопроводный транспорт, газожидкостный поток, безразмерные параметры, удельный перепад давления

I. ВВЕДЕНИЕ

Большой интерес к проблемам гидродинамики многофазных систем объясняется значимостью этих вопросов для различных отраслей техники.

В нефтегазовой промышленности многочисленные технологические процессы сопровождаются образованием газожидкостных смесей или непосредственно связаны с их использованием.

Изучение особенностей многофазных течений представляет собой активно развивающуюся область исследований. Совокупность влияния разнообразных факторов на движение газожидкостных смесей затрудняет получение расчетных уравнений на основе теоретического анализа. В исходные дифференциальные уравнения входят сложные функции: касательные напряжения, истинные скорости фаз, которые определяются только экспериментальным путем.

Эффективность эксплуатации объектов добычи и транспортировки природного газа, газоконденсата и нефти требуют точного расчета основных параметров, качественных и количественных характеристик системы и анализа протекающих в ней физических процессов.

Движению газожидкостных смесей посвящены многочисленные теоретические и экспериментальные исследования отечественных и зарубежных ученых.

Целью исследования является оптимизация прогнозирования расчета течения газожидкостной смеси в трубе с применением безразмерных параметров [1, 2].

II. ТЕОРИЯ

Методы прогнозирования многофазных потоков являются основой для оптимизации способов транспорта углеводородного сырья: промышленных трубопроводных систем и магистральных трубопроводов.

Все экстремальные точки в моделях проектирования можно определить аналитическим путем, используя уравнение движения газожидкостной смеси в трубе в безразмерном виде.

Приведение уравнения движения к безразмерному виду, позволяет существенно сократить число переменных:

$$\varepsilon = f(B_g; B_{ж}; B_{отн}; \bar{\rho}), \quad (1)$$

где ε – удельный перепад давления

$$\varepsilon = \frac{1}{g \cdot \rho_{ж}} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta X}, \quad (2)$$

где $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа ($\bar{\rho} = 0,06$);

$$\bar{\rho} = \frac{\rho_g}{\rho_{ж}}, \quad (3)$$

где B_g – безразмерная скорость газа

$$B_g = V_g \sqrt{\frac{\lambda}{2gD}}, \quad (4)$$

где $B_{ж}$ – безразмерная скорость жидкости

$$B_{ж} = V_{ж} \sqrt{\frac{\lambda}{2gD}}, \quad (5)$$

где $B_{отн}$ – безразмерная относительная скорость газа

$$B_{отн} = V_{отн} \sqrt{\frac{\lambda}{2gD}}. \quad (6)$$

Раскрывая уравнение движения по безразмерным параметрам получаем уравнение движения газожидкостной смеси в трубе в безразмерном виде:

$$\varepsilon = 1 - (1 - \bar{\rho}) \cdot \frac{B_g}{B_g + B_{ж} + B_{отн}} + B_{ж}^2 + \bar{\rho} \cdot B_g^2 + (1 + \bar{\rho}) \cdot B_g B_{ж} + 0,5 \cdot (1 - \bar{\rho}) \cdot B_g \cdot B_{отн}. \quad (7)$$

Гидравлическая характеристика газлифтного подъемника в координатах «удельный перепад давления – безразмерная скорость газа» при постоянном расходе жидкости представлена на рис. 1 а. Нижняя кривая соответствует условиям барботажа газа. В области ниже этой кривой работа подъемника невозможна. Для каждого значения $B_{ж}$ есть вполне определенный расход газа, при котором перепад давления будет минимальным.

Используя приведенные гидравлические характеристики, можно графически построить регулировочные кривые газожидкостного подъемника в координатах «безразмерная скорость жидкости – безразмерная скорость газа» (рис. 1 б) и «удельный расход газа – безразмерная скорость газа» (рис. 1 в) [3, 4].

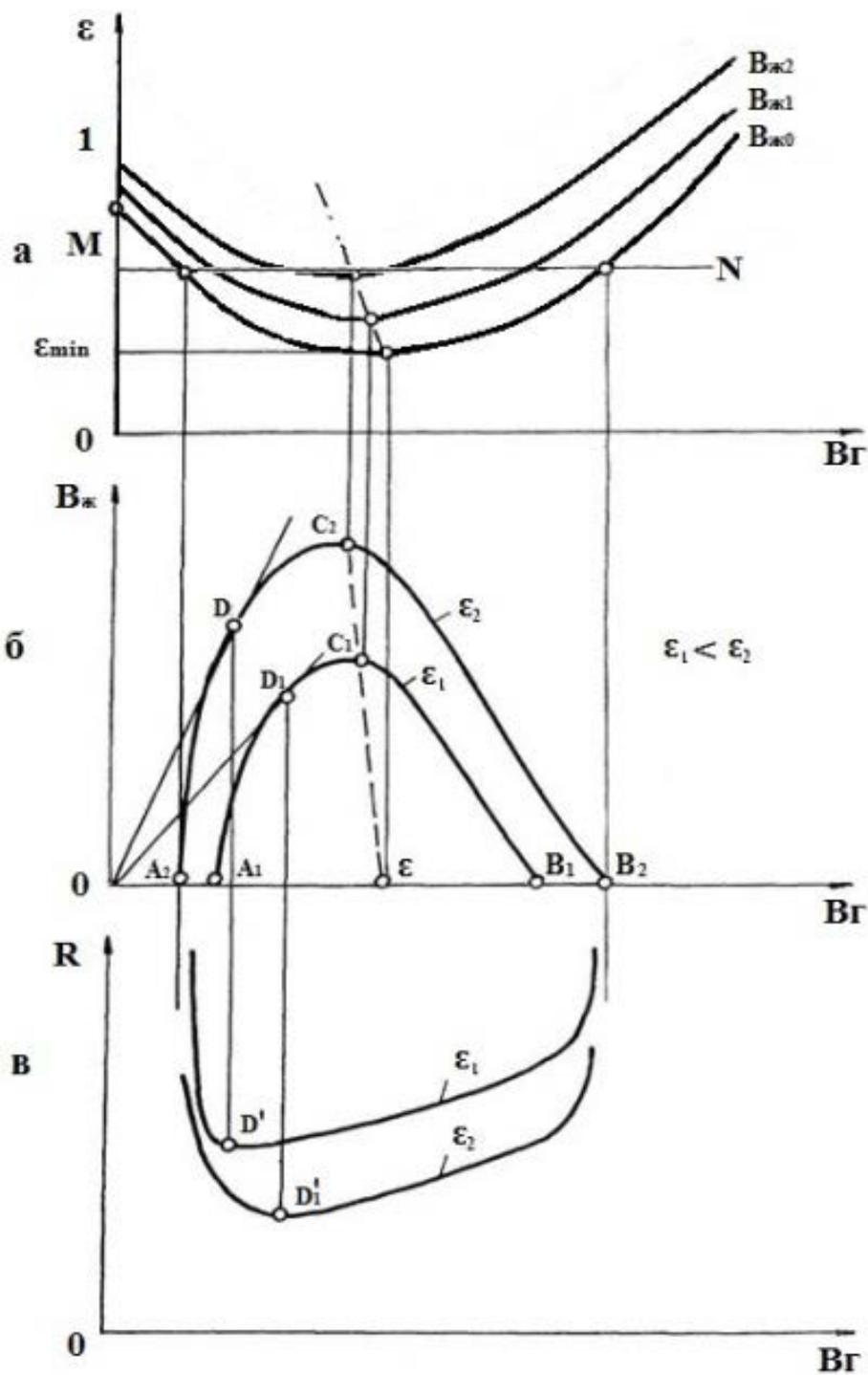


Рис. 1. Гидравлическая характеристика в безразмерных параметрах

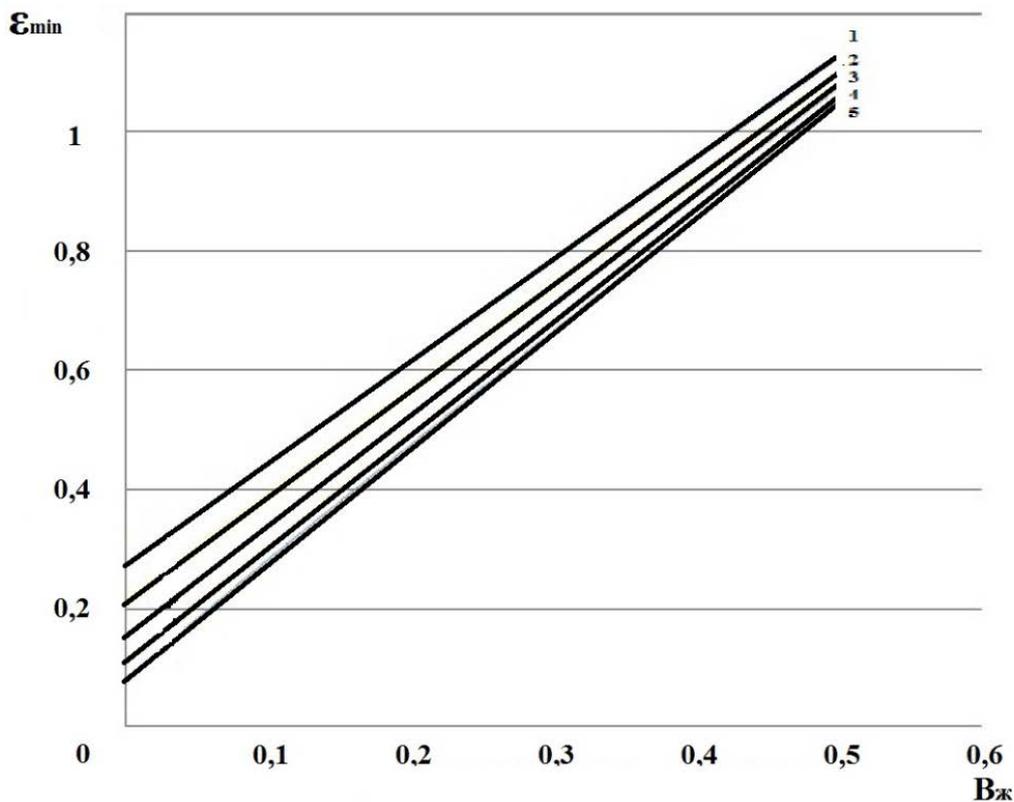
III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Продифференцируем уравнение 7 по безразмерным параметрам газожидкостного потока и построим графические зависимости.

Модель гидравлической характеристики в безразмерном виде

Гидравлическая характеристика в безразмерных координатах представлена на рисунке

1 а.



1 – $V_{отн}=0,15$; 2 – $V_{отн}=0,1$; 3 – $V_{отн}=0,06$; 4 – $V_{отн}=0,03$; 5 – $V_{отн}=0,015$

Рис. 2. Зависимость минимального перепада давления ε_{\min} от скорости жидкости $V_{ж}$ при различных значениях $V_{отн}$

На гидравлической характеристике можно выделить две оптимальные точки – режим минимального перепада давления ε_{\min} и режим минимального удельного перепада давления $\varepsilon_{уд\min}$.

Режим минимального перепада давления определяется из условия:

$$\frac{d\varepsilon}{dV_ж} = 0. \quad (8)$$

Задача решается при заданных значениях безразмерных параметров $V_{отн}$ и $\bar{\rho}$.

После дифференцирования (7) получаем:

$$-(1 - \bar{\rho}) \cdot \frac{V_{ж} + V_{отн}}{(V_{ж} + V_{отн} - B_э)^2} + 2 \cdot \bar{\rho} \cdot B_э + (1 + \bar{\rho}) \cdot V_{ж} + 0,5(1 - \bar{\rho}) \cdot V_{отн} = 0. \quad (9)$$

Из уравнения (9) задаваясь различными значениями $V_{ж}$ рассчитываем $V_{г}$, соответствующую минимальному перепаду давления ε_{\min} . Затем из уравнения (7) при полученных значениях $V_{ж}$ и $V_{г}$ рассчитываем безразмерный перепад давления ε_{\min} .

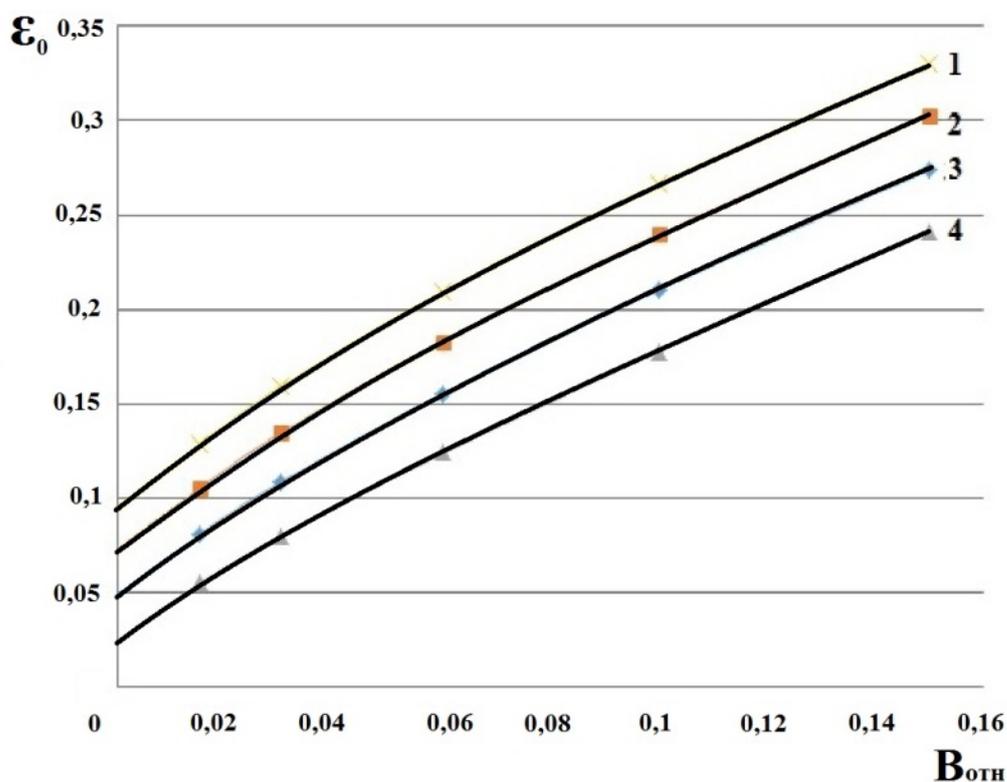
На графике (рис. 2) приведена зависимость ε_{\min} от $V_{ж}$ при различных значениях $V_{отн}$. Как видно, эта зависимость представляет собой прямые линии, которые описываются уравнением (10):

$$\varepsilon_{\min} = \varepsilon_0 + b \cdot V_{ж}, \quad (10)$$

где ε_0 – удельный перепад давления при $V_{ж} = 0$, а угловой коэффициент b зависит от безразмерной относительной скорости $V_{отн}$.

Итак, зависимость ε_{\min} от $V_{ж}$ – прямая. С увеличением скорости жидкости и относительной скорости потока, увеличивается минимальный перепад давления.

На рисунке 3 показана зависимость перепада давления ε_0 от безразмерной относительной скорости $V_{отн}$ при различных значениях относительной плотности $\bar{\rho}$.



$$1 - \bar{\rho}=0,08; 2 - \bar{\rho}=0,06; 3 - \bar{\rho}=0,04; 4 - \bar{\rho}=0,02$$

Рис. 3. Зависимость перепада давления ε_0 от относительной скорости $V_{отн}$ при различных значениях относительной плотности $\bar{\rho}$

Как видно из рисунка 3, перепад давления растет в зависимости от увеличения безразмерной относительной скорости и относительной плотности.

Эту зависимость, также можно описать уравнением прямой линии (11):

$$\varepsilon_0 = \bar{\rho} + c \cdot V_{отн}, \quad (11)$$

где $c \approx 2,7$.

Режим минимального удельного перепада давления определяется из условия (12):

$$\frac{d \frac{\varepsilon}{B_2}}{dB_2} = 0? \quad (12)$$

при $dB_{жс}/dB_2 = B_{жс}/B_2$.

Расчет выполняется при тех же принятых значениях безразмерных параметров $V_{от}$, $\bar{\rho}$, что и при режиме минимального перепада давления.

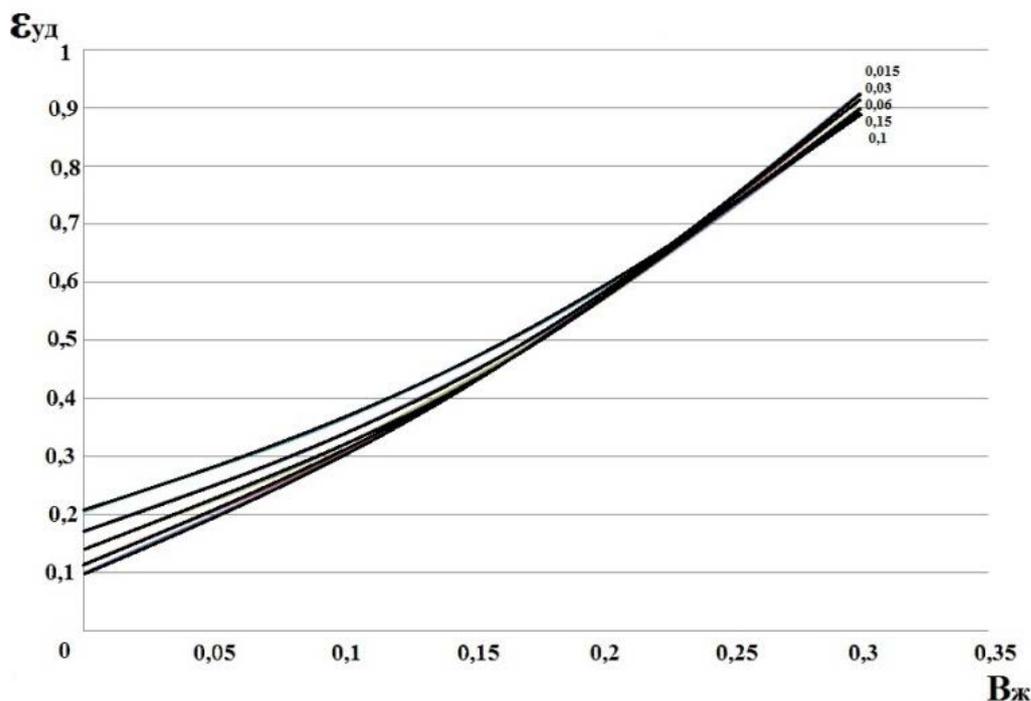
Общее уравнение движения (7) записываем в виде (13):

$$\varepsilon_{уд} = \frac{\varepsilon}{B_2} = \frac{1}{B_2} - (1 - \bar{\rho}) \cdot \frac{1}{B_2 + B_{жс} + B_{от}} + \frac{B_{жс}^2}{B_2} + \bar{\rho} \cdot B_2 + (1 + \bar{\rho}) \cdot B_{жс} + 0,5(1 - \bar{\rho}) \cdot B_{от}. \quad (13)$$

После дифференцирования уравнения (12) получаем (14):

$$-\frac{1}{B_2^2} + (1 - \bar{\rho}) \cdot \frac{B_{жс} + B_2}{B_2 (B_2 + B_{жс} + B_{от})^2} + \frac{B_{жс}^2}{B_2^2} + \bar{\rho} + (1 + \bar{\rho}) \cdot \frac{B_{жс}}{B_2} = 0. \quad (14)$$

Из уравнения (14) определяем скорость газа $V_{г}$ в зависимости от безразмерной скорости жидкости $V_{ж}$. Затем из (13) определяем удельный перепад давления $\varepsilon_{уд}$ и строим зависимость $\varepsilon_{уд} = f(V_{ж})$ (рис. 4).



1 – $V_{отн}=0,15$; 2 – $V_{отн}=0,1$; 3 – $V_{отн}=0,06$; 4 – $V_{отн}=0,03$; 5 – $V_{отн}=0,015$

Рис. 4. Графическая зависимость удельного перепада давления $\varepsilon_{уд}$ от безразмерной скорости жидкости $V_{жс}$ при постоянной безразмерной относительной скорости $V_{отн}$

Из графика, изображенного на рисунке 4, следует, что с ростом относительной скорости жидкости, удельный перепад давления растет аналогично, как и в предыдущих случаях (рис. 2, 3)

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Применение модернизированной методики расчета газожидкостного потока в трубе, а именно применение безразмерных параметров – наглядно показывает улучшенный вариант для анализа движения газожидкостных потоков. Это способствует улучшенному варианту определения оптимального режима течения и увеличению вариаций для проведения графоаналитического анализа газожидкостных потоков в трубе.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При проведении данной исследовательской работы в разделе I произведено введение в проблематику темы исследования, обозначена актуальность исследования газожидкостных потоков в трубопроводном транспорте. В разделе II рассмотрены безразмерные параметры, составляющие уравнение движения газожидкостного потока в трубе. Представлена гидравлическая характеристика в безразмерных параметрах. Описано ее применение для оптимизации работы газожидкостного подъемника. В разделе III приведено дифференцирование основного уравнения движения газожидкостного потока в трубопроводе в безразмерных параметрах и приведено их графическое представление. В разделе IV обозначены обобщенные результаты исследования и возможность их дальнейшего использования в практических целях.

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы благодарят научного руководителя доцента, к.т.н. Васильева Владимира Андреевича, доцента кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Северо-Кавказский федеральный университет.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Васильев В.А. Выбор оптимального режима перекачки сырого газа в морских трубопроводах / В.А. Васильев, А.О. Шестерень // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли: материалы II международной научно-практической конференции (25 ноября 2016). – Ставрополь: ООО ИД «ТЭСЭРА», 2016. – С. 172–175.
- [2] Сахаров, В.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в вертикальных трубах и промысловых подъемниках / В.А. Сахаров, М.А. Мохов.– М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004.– 398 с.
- [3] Земенков Ю.Д. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов – М.: «Инфра-Инженерия», 2006. – 928с.
- [4] Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах / В.А. Мамаев [и др.].– М.: Недра, 1969.–270 с.

УДК 622.692.4:534.511.4

В.В. Жолобов, В. Ю. Морецкий, Р.Ф. Талипов

К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА НАЧАЛЬНОМ ЭТАПЕ ЗАПУСКА ОСТАНОВЛЕННОГО «ГОРЯЧЕГО» НЕФТЕПРОВОДА

ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

Аннотация – Оценка пускового давления проводится на основе частного аналитического решения гидравлического приближения базовой системы уравнений движения нефти в виде бегущей волны одного направления. При этом под пусковым давлением подразумевается – максимальное давление в начальном сечении бегущей волны, распространяющейся в неподвижной вязкопластичной среде, заполняющей профильный трубопровод с учетом ограничений по несущей способности во всех его сечениях. Проведено сравнение значений давления «страгивания» в рамках двух типов гидравлического приближения. Сделан вывод о необходимости учёта динамики процессов структурирования среды при остывании.

Ключевые слова – запуск «горячего» нефтепровода; вязкопластичная среда; структурирование; пусковое давление; бегущая волна.

І ВВЕДЕНИЕ

Исследования в области реологии нефтей показали, что в общем случае в нефти возникает объёмная структура, характеризующая её прочностью, мерой которой является предел текучести. В соответствии с традиционной реологической классификацией, нефть является вязко-пластичной средой, свойства которой описываются известными моделями Бингама [1], Балкли – Гершеля, Шульмана З.П. [2]. В основу упомянутых реологических моделей положено представление о формировании в среде, находящейся в покое, трёхмерной структуры (возникает структурная сетка, образованная кристаллами парафинов). В момент запуска нефтепровода эта структура разрушается при достижении некоторого напряжения сдвига σ_s , а при $\tau > \sigma_s$ среда приобретает возможность течения. Как предел текучести, так и пластическая вязкость оказываются структурно-чувствительными, что приводит к зависимости реологических свойств нефти от предыстории деформирования и температуры, включая кинетику охлаждения. В результате специфического взаимодействия структурированной жидкости с внутренними стенками трубопровода могут формироваться неподвижные образования, существенно изменяющие характер течения. Это обстоятельство в рамках гидравлического описания сдвиговых течений вязкопластических сред можно учитывать при определении площади «живого» сечения потока.

Рассматривается формирование продольного профиля среднего по поперечному сечению давления и скорости в первичной волне, генерируемой на левой границе технологического участка «горячего» нефтепровода. С целью получения аналитических оценок предполагается, что закон формирования первичной волны соответствует бегущей волне системы уравнений квазиодномерного приближения уравнений, приведенных далее. Площадь живого сечения потока определяется в соответствии со схематизацией степени структурированности среды λ по радиусу приведенной на рис. 1.

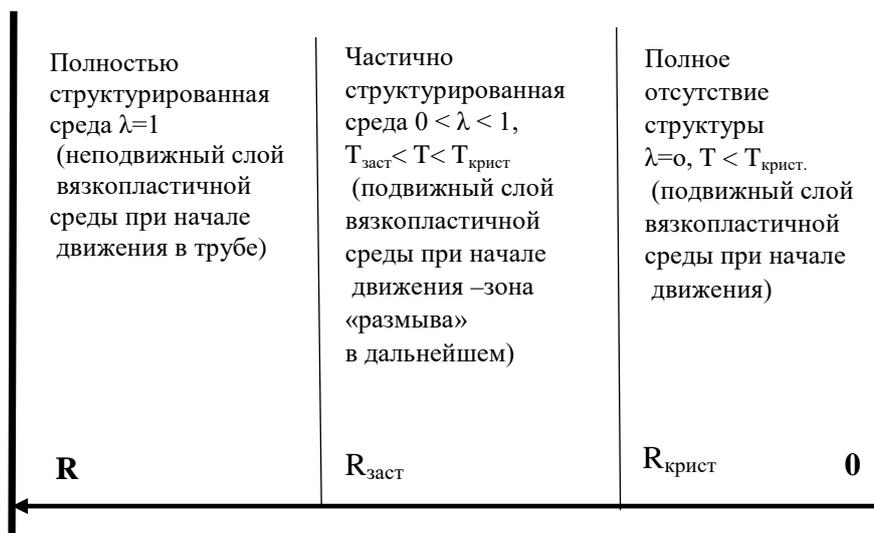


Рис. 1. Схема распределения степени структурированности вязкопластичной среды в цилиндрической трубе после частичного остывания

III ТЕОРИЯ

Течения жидкой (в общем случае структурированной) среды описываются в рамках базовой системы уравнений, включающей дифференциальные уравнения неразрывности, баланса импульса, энергии и степени структурированности (зависящей от содержания кристаллизующихся парафинов и иных компонентов) [3], которая имеет вид:

$$\beta \cdot \frac{\rho}{\rho^0} \left(\frac{\partial T}{\partial \tau} + w_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) + \frac{\partial w_z}{\partial z} = 0;$$

$$\rho \left(\frac{\partial w_z}{\partial \tau} + w_z \frac{\partial w_z}{\partial z} \right) = \rho g \sin \alpha - \frac{\partial p}{\partial z} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \tau);$$

$$\sigma = -pI + \tau;$$

$$\frac{\partial p}{\partial r} = 0;$$

$$\frac{\partial p}{\partial \theta} = 0;$$

$$c\rho \left(\frac{\partial T}{\partial \tau} + w_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = \rho g w_z \sin \alpha - p \frac{\partial w_z}{\partial z} + T^\sigma H + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r q_r) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial q_\theta}{\partial \theta} + \frac{\partial q_z}{\partial z};$$

$$\frac{\partial \lambda}{\partial \tau} + w_r \frac{\partial \lambda}{\partial r} + w_z \frac{\partial \lambda}{\partial z} = a(1 - \lambda) + b\lambda H^n;$$

$$\vec{q} = \lambda_T \nabla T;$$

$$H = \sqrt{\left(\frac{1}{r} \frac{\partial w_z}{\partial \theta} \right)^2 + \left(\frac{\partial w_z}{\partial r} \right)^2 + \frac{4}{3} \left(\frac{\partial w_z}{\partial z} \right)^2};$$

$$\tau = \tau_n + \tau_t;$$

$$q = q_n + q_t;$$

$$\tau_{,n} = \begin{cases} \left[\sigma_{s0} + \sigma_{s1} \lambda + (\kappa + \Delta \kappa \lambda) H^{1/m} \right], & \text{если } H \neq 0 \\ |\tau| \leq \tau_s, \tau_s = \sigma_{s0} + \sigma_{s1} \lambda, & \text{если } H = 0 \end{cases}$$

$$T^\sigma = \sigma_{s0} + \sigma_{s1} \lambda + (\kappa + \Delta \kappa \lambda) H^{1/m};$$

$$\frac{(\rho^o - \rho)}{\rho} = \beta(T - T^o),$$

где β – коэффициент термического расширения жидкости;

ρ – плотность;

T – температура жидкости;

w_z – скорость;

p – давление;

τ – девиатор тензора напряжений;

σ – тензор напряжений Коши;

c – теплоемкость;

g – ускорение свободного падения;

α – угол наклона оси трубопровода к горизонту;

T^σ – интенсивность касательных напряжений;

H – интенсивность скоростей деформации сдвига;

q – теплопередача;

λ – структурный параметр, безразмерный;

a, b – константы, ответственные за скорость процессов восстановления/разрушения структуры, соответственно;

H^n – фактор, отражающий влияние сдвигового деформирования на процесс разрушения структуры;

$\bar{w} \nabla \lambda$ – слагаемое, представляющее вклад переноса со скоростью \bar{w} ;

λ_T – коэффициент теплопроводности жидкости;

$\tau_{,n}$ – касательное напряжение внутреннего трения;

τ_t – касательное напряжение турбулентного трения, обусловленное турбулентным перемешиванием жидкости;

$q_{,n}$ – ламинарная составляющая теплопередачи;

q_t – теплопередача, обусловленная турбулентным перемешиванием жидкости;

$|\tau|$ – в механике называют интенсивностью напряжений;

σ_{s0} – неизменная составляющая в выражении для напряжения сдвига;

σ_{s1} – тиксотропная часть напряжения сдвига, которая может меняться во времени;

$\kappa, \Delta \kappa, m, n$ – параметры модели.

В рамках гидравлического приближения и предположения о зависимости всех искомых функций $\tilde{\rho}, \tilde{T}, \tilde{w}, \tilde{p}, \tilde{\lambda}$ от одной переменной $Y = (Nt - z)$ приведенная выше система дифференциальных уравнений в частных производных сводится к системе обыкновенных дифференциальных уравнений, содержащих ряд констант, характеризующих вязко-пластичную жидкость.

IV РЕЗУЛЬТАТЫ

Задача запуска остановленного нефтепровода сводится к задаче Коши для этой системы с начальными данными при $Y = 0$, которые определяются из условий кинематической совместности на фронте волны. Это позволяет получить аналитическое решение в квадратурах. При этом функциональная связь между давлением и скоростью интерпретируется как Q–H характеристика «модельной НПС» [4].

Учет фактической неоднородности радиального профиля температуры позволяет провести оценку расчетного давления в рамках двух гидравлических постановок, включающих движение полным сечением p_0 или только в прогретом ядре потока p_1 . Простейший вариант ($T_f > T_k$) дает зависимость следующего типа, связывающую расчетные давления страгивания:

$$\kappa = \frac{p_1}{p_0} = \frac{1 - \chi^2}{\chi} \cdot \frac{\tau_{sf}}{\tau_{sw} - \chi \tau_{sf}}, \quad \lambda_f = 0, \quad \chi = \frac{D_f}{D_w}, \quad D_f = \Phi(T_k),$$

где f, w – относится к ядру потока и стенке трубы, соответственно;

D — диаметр;

Φ — функция обратная радиальному профилю температуры;

T_k — температура застывания.

Решение данной задачи может быть применено для интерпретации опытных данных по организации запуска трубопроводов, перекачивающих жидкие среды, обладающие напряжением сдвига.

V ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Постановка задачи о пусковом давлении остановленного трубопровода должна опираться на учёт кинетики переходных процессов структурирования. Существенным элементом расчетной модели, анализирующей стартовые условия запуска, должен быть учет тиксотропии среды и временной зависимости предела текучести.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Малкин А.Я. О реологии нефти (обзор) / А.Я. Малкин, С.Н. Хаджиев // Нефтехимия.–2016.–Т. 56.–№ 4.–С. 303–314
- [2] Шульман З.П. Пограничный слой неньютоновских жидкостей / З.П. Шульман, Б.М. Берковский. – Минск: Наука и техника, 1966. – 238 с.
- [3] Sestak, J., Charles, M.E. and Cawkwell, M.G. (1987) Start-Up of Gelled Crude Oil Pipeline. Journal of Pipelines, 6, 15–24
- [4] Жолобов В.В. Простые волны уравнений, описывающих течения слабо сжимаемой углеводородной жидкости в упругой цилиндрической трубе / В.В. Жолобов, Д.И. Варыбок, В.Ю. Морецкий // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.–2011.–№2.– С. 44–47

УДК 622.691.4

А.А. Безносков

ВЛИЯНИЕ ТЕПЛОВОЙ ИЗОЛЯЦИИ НА ИСПАРЕНИЕ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ТРАНСПОРТИРУЕМОГО ПО КРИОГЕННЫМ ТРУБОПРОВОДАМ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация – Проблемы эксплуатации криогенных трубопроводов, связанные с температурными режимами, образованием двухфазных потоков являются актуальными. В работе были рассмотрены основные процессы и осложнения, вызванные этими процессами при эксплуатации, проведена основная характеристика теплоизоляционных покрытий, применяемых для криогенных трубопроводов, приведены критерии выбора теплоизоляционных покрытий для разных условий проектирования и эксплуатации криогенных трубопроводов. Было произведен расчет потерь от испарения жидкости при использовании двух видов изоляции.

Ключевые слова – промышленная безопасность, сжиженный природный газ, межцеховые технологические трубопроводы, криогенные трубопроводы, тепловая изоляция.

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время сжиженный природный газ играет все более заметную роль на мировом рынке углеводородов. Так как современные технологии сжижения природного газа (СПГ), основанные на энерго и ресурсоэффективности, предполагают наличие низкого температурного поля то в соответствии с этим для недопущения фазовых переходов необходимо предусматривать эксплуатацию оборудования трубопроводов характеризующегося термической устойчивостью к криогенным условиям.

Это определяет структуру материала трубопроводов, применение специальных изоляционных покрытий. Так же влияет на условия проектирования и эксплуатации.

Для криогенных трубопроводов основной особенностью является работа в циклических режимах с резкими изменениями условий перекачки. Поэтому все работы направленные на повышение безопасности криогенных трубопроводов являются актуальными.

Целью данной работы является определение влияния теплоизоляционных покрытий на испарение сжиженного природного газа при, транспортировки по криогенным трубопроводам.

Для реализации цели необходимо выполнить следующие задачи:

- 1) обзор основных факторов, влияющих на условия перекачки;
- 2) характеристика изоляционных материалов криогенных трубопроводов;
- 3) расчет потери жидкости от притока тепла через изоляционное покрытие;

II. ТЕОРИЯ

Как было сказано выше, основная особенность эксплуатации криогенных трубопроводов работа в циклических режимах. Это оказывает большое влияние на технические характеристики и показатели безопасности.

В связи с проведенным литературным обзором определены основные режимные параметры эксплуатации криогенных трубопроводов.

На основании [6, 4] все процессы можно представить в виде таблицы.

Таблица 1. Режимные параметры криогенных трубопроводов

Вид процесса	Описание процесса	Возможные осложнения
Смена атмосферы.	До того как трубопровод вводится в эксплуатацию, для предотвращения образования отложений, трубопровод необходимо продуть природным газом вытеснив весь воздух.	Образуется взрывоопасная смесь, что требует соблюдения норм промышленной безопасности.
Захолаживание.	Заполнение криогенного трубопровода сжиженным природным газом невозможно без предварительного охлаждения газовой фазой.	В ряде случаев возникают температурные деформации. Недостаточное охлаждение может вызвать колебательные гидрогазодинамические процессы.
Заполнение.	При заполнении криогенного трубопровода основной проблемой выделяют образование двухфазного потока вызванного испарением части СПГ в связи с температурным перепадом стенки трубопровода и перекачиваемого продукта.	В дальнейшей перекачке из за образования двухфазного течения может возникнуть уменьшение пропускной способности.
Гидроудар	При разгерметизации трубопровода или резким перекрытием отсекающей арматурой из за резкого выброса продукта возникает эффект гидроудара.	Осложнения от термических и гидродинамических эффектов.

Как следует из таблицы 1, все процессы объединяет образование двухфазного потока, как основной проблемы возникающей при перекачки сжиженного природного газа. Одним из способов борьбы с данной проблемой является применение специальных теплоизоляционных покрытий (см. рис. 1).

Уменьшение потока тепла окружающей среды для уменьшения риска возникновения двухфазных потоков – основная задача изоляционных покрытий.

Согласно [3] выделяют 2 основных вида изоляционных покрытий.

Система вакуумной теплоизоляции состоит из двух слоев трубопровода, как правило состоящих из криогенных сталей. Пространство между стенками имеет пониженное давление в диапазоне от 0,1 до 0,001 Па.

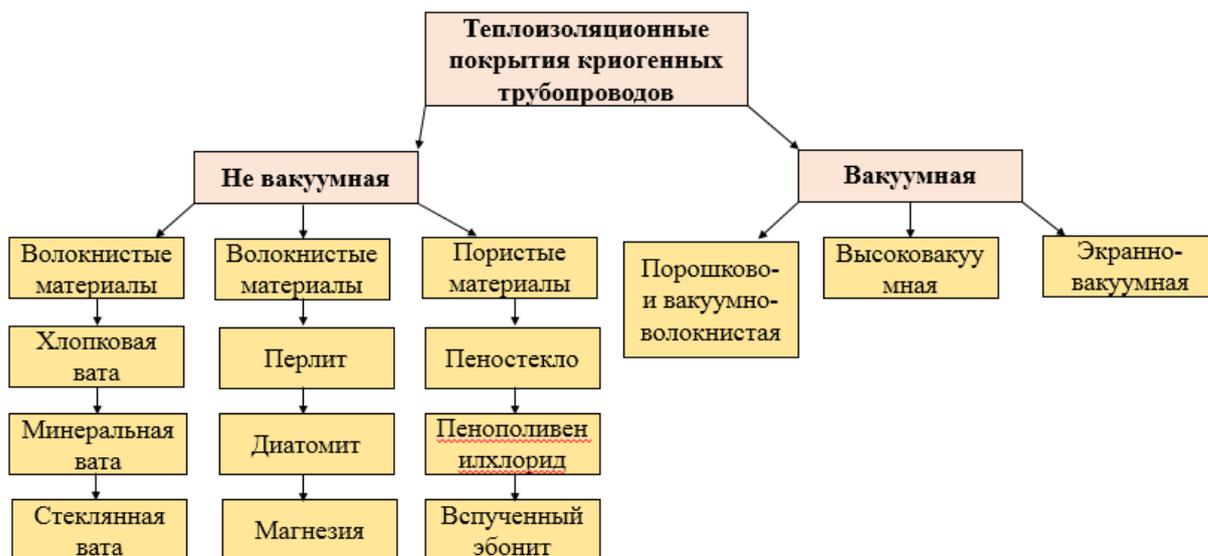


Рис. 1. Схема теплоизоляционных покрытий криогенных трубопроводов

Не вакуумная теплоизоляция криогенных трубопроводов для перекачки СПГ чаще представляет трёх-четырёхслойные материалы покрытые полимерным гидроизолирующим покрытием для защиты от проникновения атмосферной влаги.

Теплоизоляционный эффект таких материалов различен. Так для достижения равнозначного значения требуемой толщины полистирола и пеностекла соответственно равны 144 мм и 188 мм.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Для получения результатов были использованы упрощенные расчеты из предложенной методики [3]. Не учитывалось охлаждение движущегося потока в трубопроводе. Потери считаем на участке трубопровода длиной 300м. Внутренний диаметр трубопровода 65 мм.

Основные формулы для расчета представлены на рис. 2, а зависимость температуры сжижения от давления на рис. 3.

В таблице 2 представлены результаты расчётов массовых потерь при использовании двух видов изоляции:

- 1) вакуумная с алюминиевой фольгой с теплопроводностью 0,008 (Вт/м·К) и толщиной 20 мм;
- 2) пористый теплоизоляционный материал кремнегель с теплопроводностью 0,030 (Вт/м·К) и толщиной 128 мм.

Таблица 2. Результаты расчетов

Вид изоляционного материала	Тепловой поток (q Вт/м ²)	Массовые потери (ΔG кг/ч)
Вакуумная с алюминиевой фольгой	1,132	0,0022 кг/ч
Кремнегель	3,963	0,0077 кг/ч

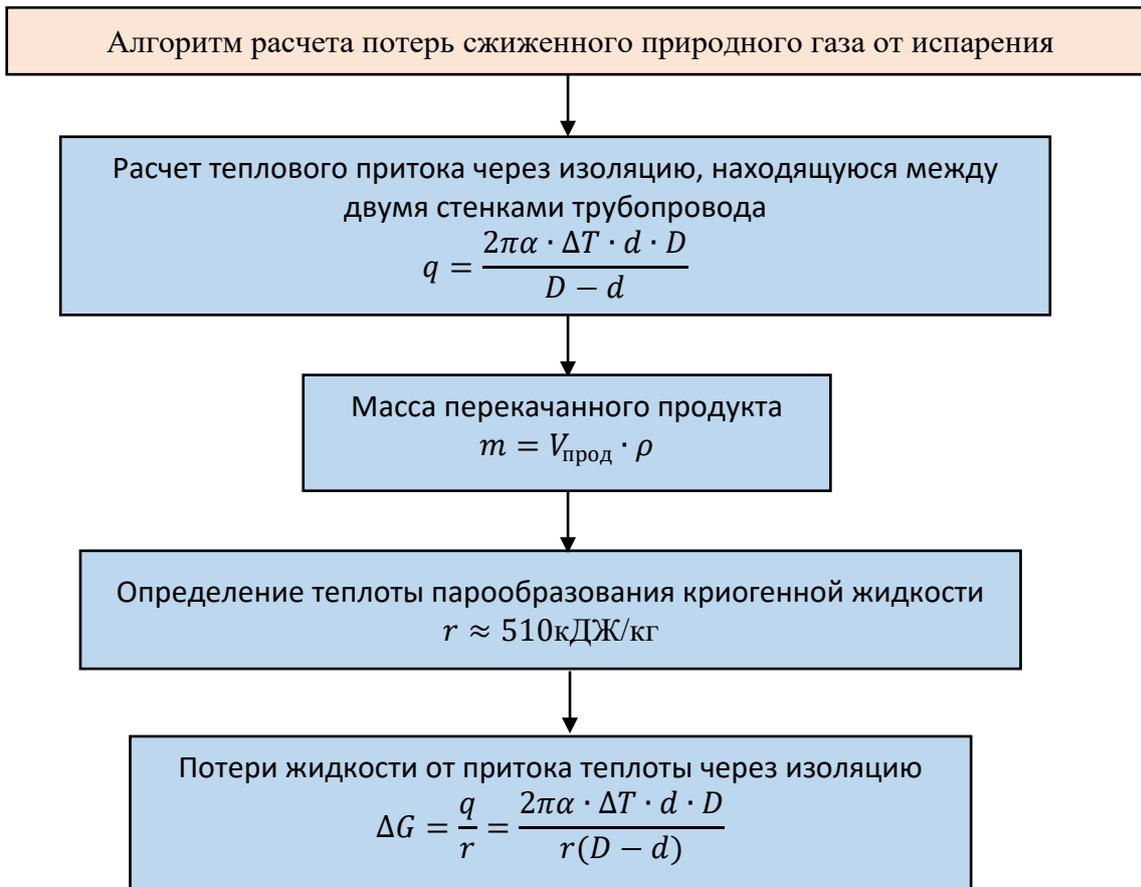


Рис. 2. Алгоритм расчета потерь от испарений в криогенном трубопроводе

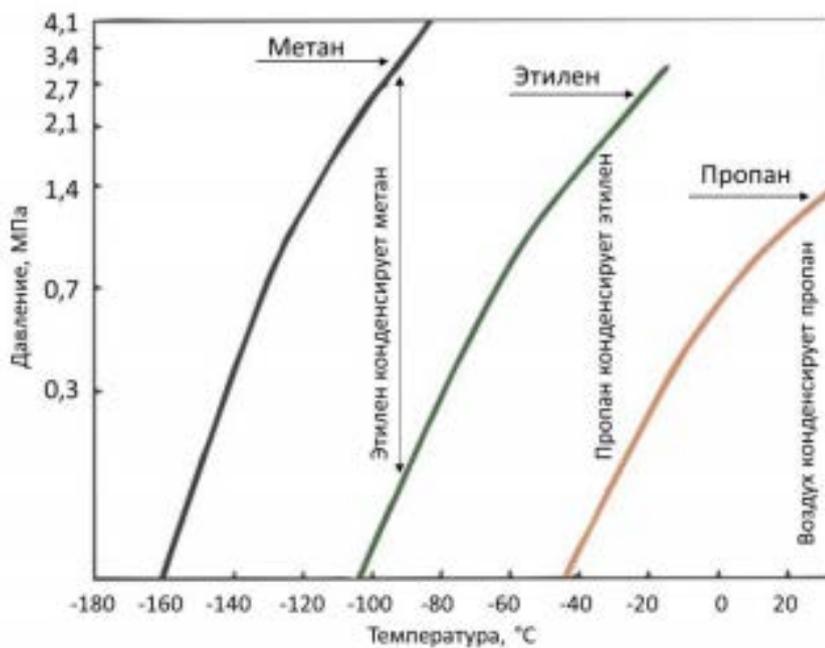


Рис. 3. Зависимость температуры сжижения углеводородов от давления

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Для рассмотренных в данной статье изоляционных материалов выявлены следующие особенности:

1) вакуумная тепловая изоляция является наилучшей для криогенных трубопроводов ввиду низкого значения теплопроводности, удовлетворяет большому количеству параметров при которых работают криогенные трубопроводы;

2) основным показателем тепловой изоляции должна быть малая стоимость: по сравнению с не вакуумной вакуумная изоляция экономически не выгодна в некоторых условиях эксплуатации так как имеет высокую стоимость и большие трудозатраты, связанные с ремонтом и эксплуатацией;

3) нецелесообразно использовать дорогую теплоизоляцию в местах с креплениями трубопровода, с патрубками, мостиками, чтобы не допускать теплоприток в этих участках установка вакуумной теплоизоляции не выгодна;

4) имеет место при выборе теплоизоляции для криогенных трубопроводов учитывать параметры допустимой величины испарения.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе были рассмотрены основные процессы при эксплуатации криогенных трубопроводов, влияющие на режимы перекачки СПГ.

Выявлено, что нет наилучшей тепловой изоляции, подходящей под все условия эксплуатации и проектирования криогенных трубопроводов.

По теплоизоляционным характеристикам наилучшей можно считать все вакуумные виды изоляции.

В связи с этим, все работы, связанные с криогенными трубопроводами СПГ являются не типичными. На данный момент имеются сложности в проектировании данных объектов, связанные с недостаточностью нормативно-технической базой в области криогенных трубопроводов. Так же, на данный момент нет отечественных технологий производства тепловой и защитной изоляции криогенных трубопроводов, поэтому работы, направленные на конструирование отечественных изоляционных материалов, являются актуальными и требуют дальнейшего исследования.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200091050/> (15.08.2020).
- [2] ГОСТ Р 57431–2017 Газ природный сжиженный. Общие характеристики [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200144948> (15.08.2020).
- [3] Баранов А. Ю. Хранение и транспортировка криогенных жидкостей / А.Ю. Баранов, Е.В. Соколова.– СПб.: Университет ИТМО.–2017. – 95 с.
- [4] Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы / Б.С. Рачевский. – М.: «НЕФТЬ и ГАЗ», 2009. – 640 с.
- [5] ГОСТ Р 56352–2015 Нефтяная и газовая промышленность. Производство, хранение и перекачка сжиженного природного газа. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200119073> (15.08.2020).
- [6] Одишария Г.Э. Исследование нестационарных температурных режимов теплоизолированных газопроводов/ Г. Э. Одишария, О. Э. Одишария // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1980. – №6. – С. 163.

УДК 622.692.4.076 : 622.276.72

В.В. Шафикова

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ОТ АСФАЛЬТО-СМОЛИСТЫХ- ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация – В работе предоставлен аналитический обзор актуальных методик удаления и предотвращения асфальто-смолисто-парафиновых отложений, сведенных в виде таблицы, проанализированы эффективности растворителей твердых отложений в полости трубопровода, в следствии чего проведен расчет гидравлических потерь с ведением растворителя и без него

Ключевые слова – асфальто-смолистые и парафиновые отложения, растворитель, эффективность химического растворителя

I. ВВЕДЕНИЕ

В следствии естественных процессов в потоке транспортировки нефти происходит кристаллизация асфальтенов, смол и парафинов, что приводит к их отложению во внутренней полости трубопровода. По мере увеличения срока разработки и эксплуатации месторождений нефти содержание асфальтенов, смол и парафинов в конечной продукции повышается.

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) вызывают уменьшение диаметра трубопровода, ведут к снижению количества добываемой и перекачиваемой нефти, в дальнейшем приводят к полной остановке всего оборудования, увеличивают трудовые и материальные затраты и повышает себестоимость добываемой продукции.

В процессе транспортировки нефти и нефти продуктов изменяется пропускная способность. Это связано с тем, что все жидкие углеводороды содержат определенные фракции, в которых растворены вещества, которые способны с падением температуры разлагаться. К этим веществам относятся: асфальтены, смолы и парафины. Поэтому, знание состава этих веществ, знание причин, которые приводят к отложениям, знание методик, средств и технических устройств, которые позволяет бороться с этой проблемой – весьма актуальны для любого предприятия, так как очистка требует больших капитальных затрат. Исходя из этого, данная тематика является актуальной.

Опираясь на изложенное выше, цель работы: выбор наиболее эффективного растворителя АСПО и, в дальнейшем, расчет гидравлических потерь с его введением в трубопровод и без него.

Задачи работы:

- определение основной группы факторов, позволяющих сохранять эффективный диаметр нефтепровода при перекачке вязких и легкозастывающих нефтей;
- расчет объема гидравлических потерь при перекачке нефти по модельному участку нефтепровода в различных эксплуатационных условиях;

– выбор оптимальной технологии очистки внутренней полости нефтепровода от отложений.

II. ТЕОРИЯ

АСПО [1] накапливаются на поверхности оборудования в процессе движения транспортируемой нефти, температура потока снижается, что является благоприятным фактором для отложений на стенках оборудования. Помимо температуры на формирование АСПО, так же влияет скорость движения нефтяного потока, стабильность гидродинамического равновесия системы и состав нефти.

В случае, если вязкость нефти чрезмерно велика из-за большого содержания смол и асфальтенов, или если нефть содержит много парафинов и тогда застывает уже при температуре 15–25 °С, или, другими словами, если температуры застывания нефти равны или выше среднемесячных минимальных температур окружающей трубопровод среды, то такая нефть считается высоковязкой.

К факторам, влияющим на образование АСПО, можно отнести:

- уменьшение температуры нефтяной эмульсии;
- падение скорости движения потока;
- состав транспортируемой жидкости;
- соотношение объёмов фаз (нефть–вода);
- шероховатость стенок;
- недостаточное количество перекачиваемой жидкости для данного объёма трубопровода.

Массовую долю парафина в нефти по ГОСТ 11851–2018 [2] в процентах вычисляют по формуле:

$$X = \frac{m \cdot m_2}{m_1 \cdot m_3} \cdot 100, \quad (1)$$

- где m – масса парафина, выделенная из обессмоленной фракции нефти, г;
 m_1 – масса нефти, взятая для перегонки (обессмоливания), г;
 m_2 – масса обессмоленной фракции нефти, выкипающая при температуре выше 250 °С, г;
 m_3 – масса обессмоленной нефти, взятая для выделения парафина, г.

Чем больше содержание смол и асфальтенов, тем прочнее структура образования отложение, тем выше вязкость нефти. К тому же, содержание парафинов в нефти влияет на легко застывание, в связи с этим, есть необходимые ограничения по ГОСТ 11851–2018.

Таблица 1. Классификация нефти по ГОСТ 11851–2018 [2]

По содержанию парафинов	
Малопарафинистая	Менее 1,5%
Парафинистая	1,5–6%
Высокопарафинистая	Более 6%

В случае если все отложения имеют центр кристаллизации в виде механических примесей, то они так же будут иметь прочную структуру. Следовательно, в соответствии с ГОСТ 6370–2018 [3] имеются ограничения по механическим примесям, которые описаны в таблице 2.

При определении механических примесей в нефтях в качестве растворителя берут подогретый бензин, толуол и помещают в стакан. Бензин и толуол для растворения пробы испытуемых продуктов подогревают на водяной бане до 40°C и 80°C соответственно по ГОСТ 6370–2018.

Таблица 2. Количество испытуемого образца и растворителя [3]

Характеристики образца	Масса образца, г	Отношение объема растворителя к массе образца
Нефть с массовой долей механических примесей не более 1%	50,00±0,01	От 5 до 10 включительно

При борьбе с АСПО применяют различные технологии. В настоящее время в промышленной практике наибольшую значимость, как в России, так и за рубежом, имеют следующие методы по удалению или предотвращению образования АСПО: механические, тепловые, химические, физические комплексные (см. рис.1).

Для того, чтобы определить оптимальность выбранного метода, необходимо провести следующий алгоритм расчета на модельном участке нефтепровода с исходными данными, предоставленными в таблице 3.

Таблица 3. Исходные показатели

Показатель	Значение	Размерность
1	2	3
Массовый расход	3250	т/сут
Динамическая вязкость нефти до введения растворителя	0,24	Па·с
Динамическая вязкость нефти после введения растворителя	0,06	Па·с
Плотность нефти до введения растворителя	880	кг/м ³
Плотность нефти после введения растворителя	835	кг/м ³
Длина трубопровода	7500	м
Диаметр трубопровода до введения растворителя	286	м
Диаметр трубопровода после введения растворителя	338	м
Абсолютная эквивалентная шероховатость	0,10	мм
Разность геодезических отметок	7	м



Рис. 1. Методы борьбы с АСПО

Расчет кинематической вязкости:

$$v_1 = \frac{\mu_1}{\rho_1}, \quad (2)$$

где v_1 – кинематическая вязкость нефти до введения растворителя, м²/с;

μ_1 – динамическая вязкость нефти до введения растворителя, Па·с;

ρ_1 – плотность нефти до введения растворителя, кг/м³.

Площадь поперечного сечения для трубопровода круглого сечения:

$$S_1 = \frac{\pi \cdot d_1^2}{4}, \quad (3)$$

где d_1 – диаметр трубопровода до введения растворителя, м.

Расчет скорости потока жидкости:

$$\omega_1 = \frac{Q_1}{S_1} = \frac{G}{\rho_1 \cdot S_1}, \quad (4)$$

где ω_1 – скорость потока жидкости в трубопроводе, м/с;

Q_1 – Объемный расход, м³/сут.

Значение числа Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{\omega_1 \cdot d_1}{\nu_1}, \quad (5)$$

где Re_1 – параметр Рейнольдса.

В зависимости от числа Рейнольдса рассчитывается значение гидравлического коэффициента трубопровода и определяем режим течения с помощью необходимой формулы.

Определение величины потери напора на трение по формуле Дарси–Вейсбаха:

$$h_{m1} = \frac{\lambda_1 \cdot L \cdot \omega_1^2}{d_1 \cdot 2 \cdot g} + \Delta Z, \quad (6)$$

где h_{m1} – потери напора на трение по длине наклонного трубопровода круглого сечения, м;
 ΔZ – Разность геодезических отметок, м.

Расчет потери давления по длине трубопровода:

$$\Delta P_1 = \frac{\lambda_1 \cdot L \cdot \omega_1^2 \cdot \rho_1}{d_1 \cdot 2} + \Delta Z \cdot \rho_1 \cdot g, \quad (7)$$

где L – длина трубопровода, м.

После этого производится определение отношения потери напора и давления в первом и во втором случае.

Существующие подходы по борьбе с асфальто-смолисто-парафиновыми отложениями проанализированы и сведены в таблицу 4.

Механические способ удаления основан на механическом соскабливании со стенок труб АСПО различными скребками [4]. В зависимости от конструкции скребков они срезают парафиновую массу или при движении вверх, или при движении вниз и вверх, или при движении вверх и при повороте вокруг оси трубы. Обладают высокой чистящей способностью, износостойкостью и обеспечивают требуемое качество очистки, эффективны. Это наименее затратный способ очистки трубопроводов. Применение скребков чаще всего, требует остановки технологического оборудования, кроме этого, применение данных устройств в трубопроводах, возможно только на отдельных прямых участках, оборудованных загрузочными и разгрузочными камерами, байпасными линиями и постоянным диаметром трубы. Применение же их в другом технологическом оборудовании невозможно.

Тепловые методы основаны на способности парафина плавиться при температуре выше 50°C. Удаление АСПО из труб в процессе проведения тепловой обработки осуществляется за счет снижения сил сцепления отложений на поверхности контакта с металлической трубой, отделения массы АСПО и последующий вынос её с потоком прокачиваемой горячей жидкости, плюс ко всему, происходит расплавление и последующее растворения массы АСПО в потоке горячей нефти при повышении температуры. Данный метод прост в реализации технологии и требует минимальных затрат на закупку реагентов. Такие подходы характеризуются высокой отмывающей способностью, но работают на относительно небольшие расстояния (ввиду теплопотерь). К недостаткам относятся затраты на покупку и содержание специальных передвижных котельных установок, способствуют ухудшению качества транспортируемого продукта, а также пожароопасность.

К физическим относятся ультразвуковые, вибрационные, электромагнитные и магнитные воздействия.

При воздействии на нефтяной поток магнитным или электромагнитным полем происходит снижение интенсивности накопления парафинов на стенках труб и оборудования, поскольку образование центров кристаллизации парафинов происходит только в объеме потока нефти.

Вибрационные методы позволяют создавать ультразвуковые колебания в области парафинообразования и, воздействуя на кристаллы парафина, вызывать их микроперемещение, что в свою очередь препятствует осаждению парафина на стенках труб.

Под воздействием магнитного поля в движущейся жидкости происходит разрушение агрегатов, состоящих из субмикронных ферромагнитных микрочастиц соединений железа в нефти и попутной воде (при промысловом транспорте).

Физические методы не ухудшают качество перекачиваемой нефти и достаточно эффективны. Однако ни один из существующих способов до настоящего времени не решает полностью проблемы с АСПО, поскольку не сопровождается полным удалением парафиноотложений. В трубопроводном транспорте, ввиду значительной протяженности, конструктивно и технически сложны в изготовлении и монтаже, требуют дополнительных затрат на эксплуатацию

Химические методы [5] можно реализовать с помощью растворителей: удаление АСПО в растворённом или диспергированном состоянии с поверхности стенок трубопровода, или с помощью ингибиторов: в основе действия которых лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе, раздела между жидкой фазой и твердой поверхностью. Химические реагенты обладают высокой моющей и растворяющей способностью. Однако необходимо под каждое месторождение, в зависимости от состава и свойств нефти, подбирать определенные химические реагент. Для качественной очистки требуется большой объём дорогостоящих препаратов. Требуются исследования по влиянию химических реагентов на качество нефти.

Одним из перспективных и выгодных способов борьбы с запарафиниванием трубопроводов является химический метод, так как он имеет высокую эффективность, технология проведения работ несложна.

Химические методы базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Известно, что эффективность удаления АСПО зависит от времени контакта с растворителем, температуры растворителя, соотношения массы АСПО к объему растворителя.

Эффективность растворения АСПО в растворителе определяется по формуле [6]:

$$\mathcal{E}_t = \frac{m - m_1}{m} \cdot 100\%, \quad (8)$$

где t – температура растворителя, °С;

m – масса отложений, взятая для эксперимента;

m_1 – масса отложений после эксперимента, г.

Для анализа процессов растворения используется уравнение Ерофеева-Колмогорова:

$$\alpha = 1 - e^{-k \cdot t^n}, \quad (9)$$

где $\alpha = \frac{\mathcal{E}_t}{100}$ – степень растворения АСПО;

k – постоянная, определяющая константу скорости реакции;

n – постоянная, определяющая характер процесса:

– при $n < 1$ – диффузионный процесс;

– $n > 1$ – кинетический процесс;

– $n = 1$ – реакция первого порядка, скорость химической реакции сопоставима со скоростью диффузии.

Тогда постоянная k находится по формуле:

$$k = \frac{-\ln(1-\alpha)}{t^n}. \quad (10)$$

По уравнению Саковича находим константу скорости реакции:

$$K = n \cdot k^n, \quad (13)$$

В результате проведения расчетов составлена таблица эффективности растворения в зависимости от свойств различных растворителей (таблица 4).

По данным из таблицы 4, видно, что растворитель, состоящий из смеси бензола и гексана, более эффективен, чем другие. Следовательно, опираясь на результаты кинетических исследований, можно провести направленный выбор и оценку эффективности растворителей для удаления отложений данного участка трубопровода, состава нефти.

Анализируя таблицу 5 заметно, что с увеличением температуры константа скорости реакции увеличивается, но незначительно. Также видно, что уже при 10°C имеется возможность удаления АСПО ароматическим растворителем при низких температурах.

Таблица 4. 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%

Таблица 5. Влияние константы скорости реакции растворителя на температуру [7]

Образец (1:1)	$t, ^\circ\text{C}$	n	$k, \text{мин}^{-1}$
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

Таблица 6. Расчет гидравлических потерь до введения растворителя и после

Параметр	До введения растворителя	После введения растворителя
Кинематический коэффициент вязкости, м ² /с	$2,72 \cdot 10^{-4}$	$0,72 \cdot 10^{-4}$
Площадь поперечного сечения, м ²	0,064	0,09
Скорость потока, м/с	0,64	0,5
Число Рейнольдса	702	2345
Режим течения	Ламинарный.	Турбулентный (зона гидравлически гладких труб)
Формула для расчёта коэффициента гидравлического сопротивления	Стокса	Блазиуса
Коэффициента гидравлического сопротивления	0,091	0,045
Потери на трение по длине, м	61,7	12,7
Перепад давления, Па	531775	161560
Отношение потерь на трение	4,8	
Отношение перепада давлений	3,3	

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

По результату расчетов можно сделать следующие выводы:

– смесь бензола и гексана является наиболее лучшим вариантом из выбранных для удаления отложений на стенках трубопровода;

– в ходе расчетов числа Рейнольдса (5), можно сказать о том, что при перекачке высоковязкой нефти режим течения ламинарный, что свидетельствует о малой скорости потока жидкости, а при перекачке нефти с добавлением растворителя режим течения переходит в турбулентный;

– выбранный метод удаления АСПО, считается наиболее подходящим из проанализированных растворителей и оптимальным из рассмотренных методов борьбы с отложениями, что видно по предоставленным расчетам и рис. 2–3 приведенным ниже.



Рис. 2. Сравнение потерь напора и давления при перекачке нефти с введением растворителя

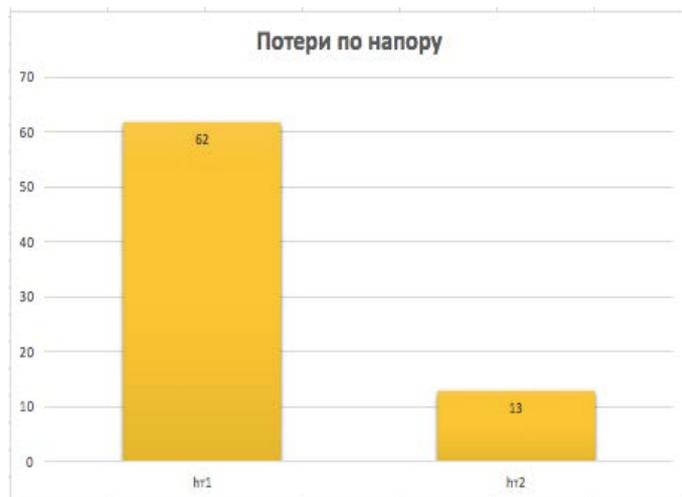


Рис. 2. Сравнение потерь напора и давления при перекачке нефти без растворителя (б)

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате расчёта гидравлических потерь по модельному участку нефтепровода до и после введения растворителя, выяснялось, что режим течения с ламинарного перешел на турбулентный после введения химического растворителя, к тому же, потери напора при транспортировке низковязкой нефти уменьшились в 4,8 раза, что соответствует 13 м, а потери давления в 3,3 раза, что составило 161560 Па.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель – Чухарева Наталья Вячеславовна, к.х.н., доцент ОНД НИТПУ

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Васильченко Д.Д. Высокоэффективный метод борьбы с отложениями / Д.Д. Васильченко, М.А. Истомова // Проблемы Науки.–2019.–№9 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/vysokoeffektivnyy-metod-borby-s-otlozheniyami> (21.09.20)
- [2] ГОСТ 11851–2018 Нефть. Методы определения парафинов (с Поправкой) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200160491> (20.09.20)
- [3] ГОСТ 6370–2018 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей (с Поправкой). – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200160609> (20.09.20)
- [4] Хасанова К.И. Повышение эффективности применения средств и методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в процессе транспорта нефти по магистральным трубопроводам / К.И. Хасанова, М.Е. Дмитриев, Б.Н. Мастобаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов.–2013.–№3 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/povyshenie-effektivnosti-primeneniya-sredstv-i-metodov-borby-s-asfaltosmoloparafinovymi-otlozheniyami-v-protseste-transporta-nefti-po> (дата обращения 23.09.20)
- [5] Иванова И.К. Кинетические характеристики растворения компонентов асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в алифатико-ароматическом растворителе / И.К. Иванова, Е.Ю. Шиц // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук.–2009.–№6 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/kineticheskie-harakteristiki-rastvoreniya-komponentov-asfaltosmoloparafinovyh-otlozheniy-aspo-v-alifatiko-aromaticheskom> (23.09.20)
- [6] 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> (21.09.20)

УДК 621.6.052.7

Н.В. Чухарева, П.А. Гааг

СМЕСЕОБРАЗОВАНИЕ ПРИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКЕ РАЗНОСОРТНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация – Проблема смесеобразования в зоне контакта светлых нефтепродуктов при последовательной перекачке прямым контактированием по одному и тому же трубопроводу является актуальной, поскольку образующая смесь является некондиционным продуктом. Поэтому внимание ученых долгое время сконцентрировано на решении вопроса об уменьшении объема образующейся смеси. Целью работы является определение зависимости объем некондиционных продуктов от различных факторов. В работе представлен алгоритм расчета объема и длины образующейся смеси. Изложены основные причины, влияющие на смесеобразование при последовательной перекачке разнородных нефтепродуктов прямым контактированием.

Ключевые слова – магистральные трубопроводы, последовательная перекачка, нефтепродукты, смесеобразование

I. ВВЕДЕНИЕ

Современный трубопроводный транспорт при последовательной перекачке разнородных нефтепродуктов предполагает бесперебойную поставку потребителю, в зависимости от указанных объемов в соответствии между договорами грузоотправителей и грузополучателей, то все вопросы о технологии проведения данной перекачки являются актуальными. Главной проблемой, которой и технологи, и исследователи посвятили массу работ о решении данного вопроса, является смесеобразование транспортирующихся нефтепродуктов в их зоне контакта.

Цель работы – исследование смесеобразования при последовательной перекачке нефтепродуктов.

Задачами работы являются:

- определение наиболее важной группы факторов, определяющих смесеобразование;
- определение различных параметров, необходимых для осуществления методов перекачки;
- составления алгоритма для расчета объема и длины образующейся смеси;

II. ТЕОРИЯ

Сущность последовательной перекачки методом прямого контактирования (МПК) состоит в том, что разнородные нефтепродукты закачиваются в магистральный трубопровод станции в строго определенной очередности на головной насосной и принимаются в конечном пункте приема-сдачи в отдельные резервуары. Данная технология перекачки имеет ряд преимуществ:

- использование одного крупного трубопровода для транспортировки нескольких нефтепродуктов вместо отдельных малых трубопроводов для каждой жидкости;
- полная загрузка трубопровода;
- равномерное снабжение потребителей;
- снижение себестоимости перекачки нефтепродуктов.

Но несмотря на достоинства, данный метод имеет главный недостаток – смесеобразование. Согласно [1, 2], основными причинами такого процесса являются конвективная диффузия (когда скорость течения нефтепродукта у стенок трубопровода меньше, чем на его оси, из-за гидравлического сопротивления) и турбулентная диффузия (когда происходит интенсивное перемешивание разных слоев жидкости по сечению трубопровода за счет пульсаций скорости отдельных частиц, рис. 1).

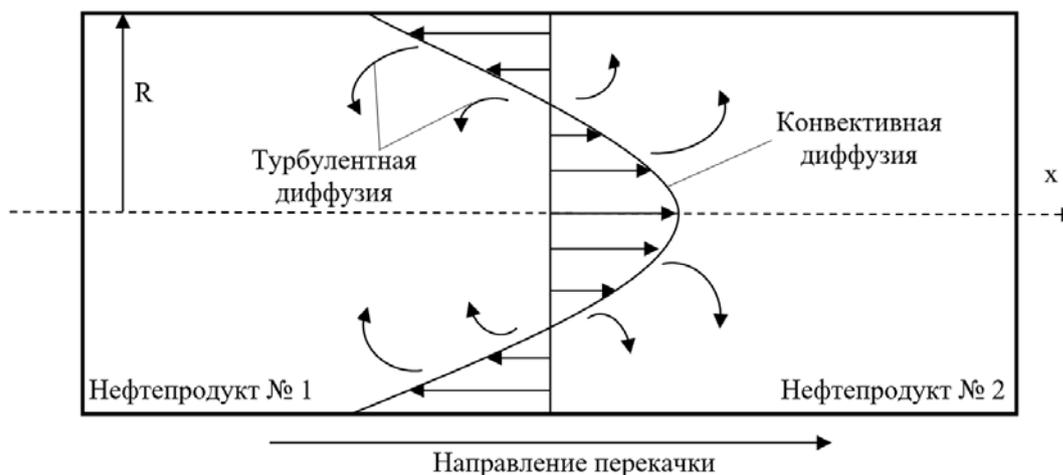


Рис. 1. Схема процесса смесеобразования в зоне контакта партий последовательно движущихся жидкостей

Литературный анализ [3–8] свидетельствует, что МПК осуществляют по определенной схеме с рядом технологических операций соответствующей последовательности, нарушения, которых создает риск получения больших объем некондиционной продукции, которую возможно подготовить для ее продажи потребителю только после повторной переработки на НПЗ.

Осуществление последовательной перекачки циклами является одной из важных операций. Каждый цикл состоит из различных партий углеводородного топлива, транспортируемых в определенной последовательности. Порядок партий выстраивается таким образом, чтобы контактирующие партии были наиболее близки по своим свойствам (рис. 2).

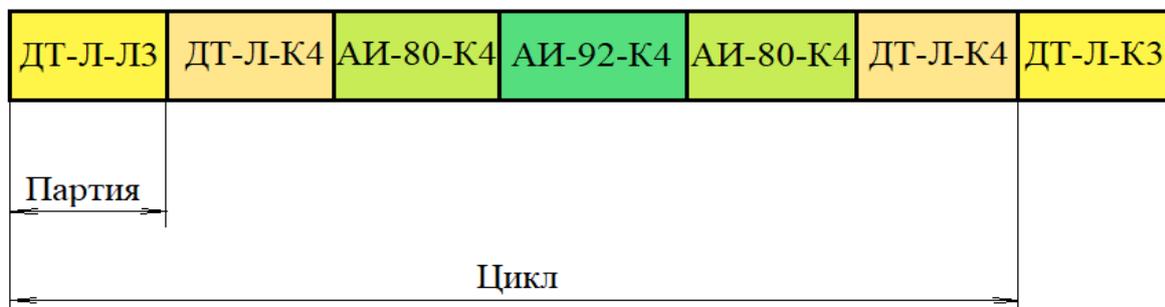


Рис. 2. Пример формирования циклов

Главным условием транспортировки нефтепродуктов является поддержание турбулентного режима. При данном режиме транспортировки нефтепродуктов происходит

интенсивная перекачка, при которой профиль скоростей жидкости в сечении трубопровода является более плоский. Поэтому при достижении высоких скоростей потока нефтепродуктов можно значительно уменьшить объем образующейся смеси.

В настоящее время вопрос об объеме образующейся смеси детально изучен в работе [9]. В симметричных пределах концентрации (1–99%) основной расчетной формулой для определения объема V_c смеси при перекачке нефтепродуктов с различающимися свойствами, принятой в нефтегазовой промышленности, является формула Съенитцера–Марона:

$$V_c = 10^3 \cdot (\lambda_1^{1,8} + \lambda_2^{1,8}) \cdot \left(\frac{d}{L}\right)^{0,43} \cdot V_{тр}, \quad (1)$$

где λ_1 и λ_2 – коэффициенты гидравлического сопротивления, вычисленные по параметрам контактирующих нефтепродуктов для данной скорости ϑ перекачки;

d – внутренний диаметр, м;

L – протяженность трубопровода, м;

$V_{тр}$ – объем внутренней полости трубопровода, м³.

Формула (1) применима при условии, что транспортировка нефтепродуктов производится в безостановочном режиме. Но в практике существуют плановые остановки, связанные с аварийными или профилактическими ремонтными работами трубопровода, а также остановки, связанные с отсутствием поставки нефтепродукта. Как свидетельствует [1, 10, 11], при остановках перекачки нефтепродуктов основным фактором смесеобразования является разность плотностей. Здесь в силу вступает гравитационное растекание нефтепродуктов в поле силы тяжести. К примеру, возьмем бензин (Б) и дизельное топливо (ДТ). Если при остановке перекачки ДТ окажется выше или на одном уровне с Б, то, так как у ДТ плотность больше, чем у Б, первое начнет стекать вдоль нижней образующей вниз, а более легкая жидкость поднимается вдоль верхней образующей трубы вверх (рис.3).

Чтобы уменьшить дополнительное смесеобразование при плановых остановках перекачки нефтепродукта, это мероприятие нужно производить в тот момент, когда более легкая жидкость располагается над тяжелой. Так как трубопровод повторяет рельеф местности, то в профиле имеются нисходящие и восходящие участки, образующие U и П-образующие колена (рис. 4). Как только более тяжелая жидкость заполнит ближайшее к месту остановки U-образное колено, в нем образуется гидравлический затвор (линия А–А'), останавливающий дальнейшее растекание жидкостей.

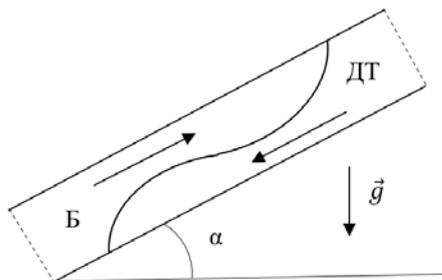


Рисунок 3 – Растекание нефтепродуктов, имеющих различную плотность, под действием сил тяжести

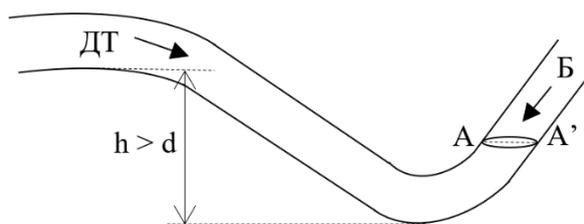


Рисунок 4 – Схема образования гидрозатвора в низине профиля трубопровода

Также следует не забывать о том, что различные отводы, которые меняют направление перекачки нефтепродуктов, являются местными сопротивлениями, которые также влияют на смесеобразование.

Таким образом, для проведения технологии последовательной перекачки разноразных нефтепродуктов нужно учитывать физический процесс протекания жидкостей в трубопроводе, последовательность партий углеводородного топлива, профилактические мероприятия при остановках перекачки, а также местные сопротивления.

Одним из важных расчетов при проведении технологии последовательной перекачки нефтепродуктов является определение объема образующейся смеси. Выясним, какие параметры влияют на объем смесеобразования.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

В качестве примера рассмотрен модельный участок трубопровода, по которому последовательно перекачиваются автомобильный бензин и дизельное топливо (таблица 1).

Представим весь расчет объема и длины образующейся смеси в виде рис. 5.

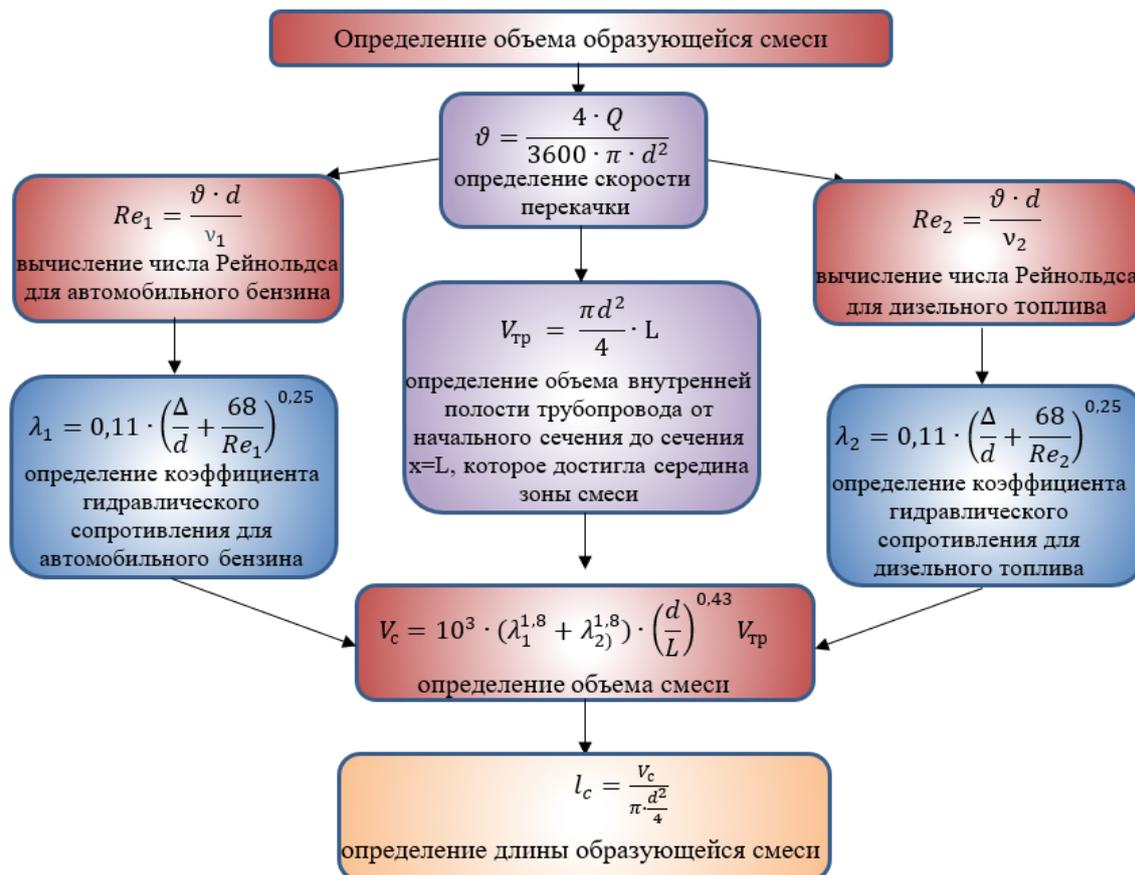


Рис. 5. Алгоритм расчета объема образующейся смеси в зоне контакта нефтепродуктов при последовательной перекачке

В ходе расчета были получены значения коэффициентов гидравлического сопротивления вытесняемого (дизельного топлива) и вытесняющего (автомобильного бензина) 0,0168 и 0,0209 соответственно. По формуле (1) был рассчитан объем смеси, равный 530 м³, который образовался при последовательной перекачке автомобильного

бензина и дизельного топлива по выбранному модельному участку магистральному трубопроводу протяженностью 700 км образуется. Длина этой смеси составляет 2,556 км.

При соблюдении определенных правил и специального регламента всех технологических операций количество образующейся смеси не превышает 0,3–0,6% от объема трубопровода. Объем модельного участка трубопровода составляет 145175,702 м³.

Количество смеси от объема трубопровода равно 0,36%, что является нормой.

Таблица 1. Характеристика модельного участка трубопровода и нефтепродуктов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение параметра	Единица величины	Значение параметра
1	Расход перекачки	Q	м ³ /ч	1100
2	Внутренний диаметр трубопровода	d	м	0,514
3	Протяженность участка МНПП	L	км	700
4	Абсолютная эквивалентная шероховатость	Δ	мм	0,25
5	Кинематическая вязкость вытесняемого нефтепродукта (автомобильного бензина)	ν ₁	м ² /с	0,6 · 10 ⁻⁶
6	Кинематическая вязкость вытесняющего нефтепродукта (дизельного топлива)	ν ₂	м ² /с	9,0 · 10 ⁻⁶

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе представлен алгоритм, позволяющий рассчитать объем образующейся смеси, образующейся на выходе магистрального трубопровода при транспортировке нефтепродуктов МПК.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель – Чухарева Наталья Вячеславовна, к.х.н., доцент ОНД НИТПУ

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Проектирование и эксплуатация нефтепроводов / М.В. Лурье [и др.]. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2019. – 89–91 с.
- [2] Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль. – СПб.: Недра, 2008.–488 с.
- [3] Голунов Н.Н. Использование противотурбулентных присадок в зоне контакта партий разноразных нефтепродуктов для уменьшения смесеобразования при последовательной перекачке: автореф. дисс. канд. техн. наук. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2006.–24 с.
- [4] РД-03.220.99-КТН-187-14. Транспортировка нефтепродуктов по магистральным трубопроводам методом последовательной перекачки.
- [5] РД 153-39.4-041-99. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов. – М.: Нефть и газ, 1999.–162 с
- [6] Нечваль М. В. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам / М.В. Нечваль, В.Ф. Новоселов, П.И. Тугунов.– М. : Недра, 1976.–221 с
- [7] Гольянов А.И. Смещение жидкостей в трубопроводе при изменении скорости перекачки / А.И. Гольянов, М.В. Нечваль // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов.–1972.–№ 7.–С. 5–7.
- [8] Транспорт и хранение нефти и газа / П.И. Тугунов [и др.].–М.: Недра, 1975.–248 с.
- [9] Оптимизация последовательной перекачки нефтепродуктов / М.В. Лурье [и др.].–М.: Недра, 1979/–256 с.
- [10] Анциферов В.С. Смесеобразование при последовательной перекачке нефтепродуктов с различной плотностью вязкостью / В.С. Анциферов, В.А. Юфин // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья.–1972.–№9.–С. 11–13.
- [11] Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И.Т. Ишмухаметов [и др.]. – М.: Нефть и газ, 1999.–300 с.

УДК 620.179.162

Х.И. Халимов

ОСНОВЫ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ ПОКОВОК ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ФЛАНЦЕВЫХ ИЗДЕЛИЙ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ И ТРУБОПРОВОДОВ

ООО «Нефтехимпромторг», г. Омск, Россия

Аннотация – Актуальной задачей в процессе производства фланцевых изделий арматуры и трубопроводов, является планирование и постановка различных видов испытаний, обеспечивающих качество выпускаемой продукции, их долговечность и надежность. Ультразвуковой контроль поковок является неотъемлемой частью испытаний продукции и обеспечивает отсутствие различных видов несплошностей в структуре металла поковок. Описаны последовательность действий ультразвуковой дефектоскопии поковок из черных металлов в процессе производства фланцевых изделий и их схемы прозвучивания.

Ключевые слова – трубопровод, трубопроводная арматура, фланец, поковка, испытания, ультразвуковой контроль, дефект.

I. ВВЕДЕНИЕ

Фланцевые изделия являются деталями различных видов трубопроводов. Конструктивно они необходимы для соединения отдельных частей магистральных трубопроводов.

Стадии производства фланцевых изделий представляют собой многоуровневый производственный контроль качества выпускаемой продукции.

В качестве исходной заготовки фланцевых изделий могут быть различные материалы такие как поковки, прокат либо штамповки, все зависит от технологии изготовления. В данной статье были описаны поковки, выпускаемые в соответствии ГОСТ 8479–70 «Поковки из конструкционной углеродистой и легированной стали. Общие технические условия» [2].

Основные виды контроля поковок на стадии производства по ГОСТ 8479–70, можно представить в форме блок-схемы процесса представленной на рис. 1



Рис.1. Основные виды контроля

Кроме вышеуказанных видов контроля, возможны и другие методы испытаний, которые указываются в конструкторской документации на изготовление и чертежах на готовое изделие, согласованной с заказчиком и не противоречат требованиям ГОСТ 8479–70.

Одной из главных задач ультразвукового контроля (УЗК), как одного из основных методов контроля, обеспечивающих качество выпускаемой продукции при испытаниях фланцевых изделий, является максимально возможный объем контроля металла и дальнейшая надежность конструкций трубо- и нефтепроводов. Для решения данной задачи необходимы выбор аппаратуры и схем контроля обеспечивающих 100% прозвучивание структуры металла во всех направлениях. При разработке технологического процесса производства, на поковки, подлежащие УЗК, составляют технологические карты (ТК) ультразвукового контроля. А по результатам УЗК составляется заключение службы неразрушающего контроля предприятия. В соответствии с ГОСТ 8479–70 поковки подвергаются УЗК по ГОСТ 24507–80 «Контроль неразрушающий. Поковки из черных и цветных металлов. Методы ультразвуковой дефектоскопии» [1].

Согласно ГОСТ 24507–80 ТК составляется на каждый типоразмер поковки. В ТК указывают следующие данные:

- основные данные поковки (чертежный номер, материал и плавка, скорость УЗК в металле и коэффициент затухания);
- объем контроля;
- припуск под УЗК;
- основные параметры контроля (схема прозвучивания, прибор и его модификация пьезоэлектрического преобразователя (ПЭП), его рабочие характеристики, чувствительность контроля, скорость и шаг сканирования);
- нормы оценки контроля.

Допускается составление типовых ТК, объединенных одним или несколькими из перечисленных параметров.

ТК предусматривает проведение УЗК на стадии процесса производства, когда поковка предоставляется на контроль в наиболее простой геометрической форме и имеет наибольший припуск. Рекомендуется проводить УЗК после термической обработки поковки.

II. ТЕОРИЯ

Ультразвук – упругие волны высокой частоты. Физический смысл процесса УЗК состоит в следующем: траектория движения звуковых волн в однородной среде не изменяется. Использование дефектоскопа и ПЭП дают возможность искусственно создать в материале колебания с частотой более 20 кГц. Имеют место два основных физических процесса – прямой и обратный пьезоэлектрический эффект.

Если материал бездефектный, они без препятствий проходят всю толщину материала, без какого-либо отражения сигнала во времени. Если же имеются несплошности типа трещин, флокенов, раковин и других инородных включений, то сигналы отражаются от них и регистрируются в дефектоскопе. При правильной настройке параметров УЗ дефектоскопа и ПЭП на экране можно судить о глубине залегания дефекта, по амплитуде полученного сигнала – о его относительном размере.

Преимущества УЗК:

- обнаружение подповерхностных дефектов – пор, пустот, расслоений в наплавленном металле, трещин, шлаковых включений и другие несплошностей;
- своевременное выявление коррозионных поражений;
- поиск несплошностей в структуре металла без нарушения целостности изделия;
- измерение геометрических параметров несплошностей и их координаты.

УЗК предполагает использование продольных и поперечных волн. Скорость распространения у первых примерно в 2 раза выше, чем у вторых.

Другая важная характеристика упругих колебаний – длина волны. Чувствительность контроля напрямую зависит от характеристики длины волны чем выше длина волны, тем выше и чувствительность контроля. Общепринятой частотой УЗ дефектоскопии считается диапазон частот волн 0,5–10 МГц.

Недостатки УЗК:

- проблемы сканирования материалов с крупнозернистой структурой и высоким коэффициентом затухания. К таким «проблемным» материалам относятся, чугун и никелевые сплавы;
- сложность УЗК соединений разнородных материалов;
- ограничения в геометрической форме заготовок под УЗК;
- относительно низкая точность при оценке реальных размеров дефектов.

Гарантии точного размера и природы дефектов УЗК не даёт. Поэтому вводят понятие «эквивалентная площадь», «условная глубина» и «условная протяженность» дефекта.

Применительно к поковкам по ГОСТ 8479–70, когда они предоставляются на контроль в различных простейших формах в зависимости от технологии процесса изготовления, проведение УЗК не имеет каких-либо ограничений. Схемы прозвучивания поволоков простой формы представлены в ГОСТ 24507–80.

Эквивалентная площадь дефекта – площадь торца плоскодонного сверления, расположенного в испытательном образце на глубине, ближайшей к глубине залегания дефекта, и дающего эхо-сигнал, равный по амплитуде сигналу от дефекта.

Уровень фиксации – уровень амплитуды эхо-сигнала от контрольного отражателя, заданного нормативно-технической документацией на поковки, который служит основанием для фиксации дефекта:

- по превышению сигналом этого уровня при контроле эхо-методом;
- по ослаблению донного сигнала до этого уровня при контроле зеркально-теневым методом.

Браковочный уровень (применяется только при контроле эхо-методом) – уровень амплитуды эхо-сигнала от контрольного отражателя, заданного нормативно-технической документацией на поковки, превышение которого сигналом от дефекта служит основанием для забракования поковки [1].

III. РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Последовательность действий УЗК поволоков следующая:

- разработка ТК УЗК;
- настройка дефектоскопа и выбор параметров ПЭП согласно ТК УЗК;
- настройка чувствительности по контрольным образцам и стандартным образцам

предприятия;

– контроль и заключение о годности по результатам УЗК.

Настройка чувствительности дефектоскопа производится в зависимости от группы качества поковок, которые указываются в чертежах на продукцию либо в конструкторской документации на изготовление. Распространены 4 вида искусственных отражателей: плоскодонное отверстие, зарубка, боковое цилиндрическое отверстие и сегмент. Наиболее предпочтительными являются отражатели в виде плоскодонных отверстий. Испытательные образцы должны быть изготовлены из металла той же марки и структуры и иметь ту же обработку поверхности, что и контролируемые поковки.

Скорость и шаг сканирования выбирается исходя из требований технической документации на контроль, при обеспечении надежного выявления недопустимых дефектов.

Уровень фиксации S_0 и браковочный уровень S_1 должны соответствовать уровням, установленным технической документацией на поковки, с погрешностью не более ± 2 дБ. Поиск дефектов проводят на поисковой чувствительности, при ручном контроле – на 6 дБ выше уровня фиксации; при автоматическом – таким, чтобы дефект, на уровне фиксации, был выявлен не менее 9 раз из 10 прозвучиваний.

Площади плоскодонных отражателей должны быть выбраны из ряда (в скобках указаны соответствующие диаметры отверстий): 1 (1,1); 2 (1,6); 3 (1,9); 5 (2,5); 7 (3); 10 (3,6); 15 (4,3); 20 (5); 30 (6,2); 40 (7,2); 50 (8); 70 (9,6) мм.

Является обязательным использование поверенного оборудования и калиброванных ПЭП областными центрами стандартизации и метрологии, либо метрологической службой предприятия если они имеют соответствующую область аккредитации.

Согласно ГОСТ 24507–80 в нормативно-технической документации на поковки, подлежащие ультразвуковому контролю, должны быть указаны:

– уровень фиксации, недопустимый уровень ослабления донного сигнала и параметры недопустимых дефектов (минимальный эквивалентный размер или площадь, минимальная условная протяженность, минимальное количество дефектов в определенном объеме), например,

– фиксации подлежат дефекты эквивалентной площадью S_0 и более.

– не допускаются дефекты эквивалентной площадью S_1 и более.

– не допускаются дефекты условной протяженностью L_1 и более.

– не допускаются дефекты, вызывающие при контроле прямым преобразователем ослабление донного сигнала до уровня S_0 и ниже.

– не допускаются непротяженные дефекты эквивалентной площадью от S_0 до S_1 , если они образуют скопление из n или более дефектов при пространственном расстоянии между наиболее удаленными дефектами, равном или меньшем толщины поковки H [1].

Результаты УЗК фиксируют в сертификате на продукции и заносят в специальный журнал, с указанием следующей информации:

– уровня фиксации дефектов S_0 ;

– даты контроля;

– фамилии или подписи специалиста, проводившего контроль;

– наименование прибора, количество и параметры ПЭП;

–заключение о годности.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исходя из вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1) процесс производства фланцевых изделий трубопроводов довольно трудоемкий, где немаловажное значение имеет правильное планирование и своевременное проведение все видов испытаний, для дальнейшего обеспечения требуемого качества;

2) УЗК является одним из наиболее эффективных методов неразрушающего контроля и неотъемлемой частью всего цикла программы испытаний фланцевых изделий трубопроводов, гарантирующим качество производимой продукции, в части надежности и долговечности;

3) экономическая эффективность применения УЗК, обусловлена снижением издержек в процессе контроля изготавливаемой продукции, т.к. испытываемые заготовки не подвергаются разрушению.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] ГОСТ 33259–2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования. – М.: Стандартиформ, 2015.– 107 с.
- [2] Квасов И.Н. Анализ систем обнаружения утечек и несанкционированных врезок в магистральном нефтепроводе/ И.Н. Квасов // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): материалы десятой международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета)– Тюмень:ТюмГУ, 2016.–С. 84–87.
- [3] Кретов Е.Ф. Ультразвуковая дефектоскопия в энергомашиностроении. Издание: 4-е / Е.Ф. Кретов.–М.: Изд-во СВЕН, 2014.–312 с.

УДК 628

Ю.В. Самарская, А.С. Абдрахманова

ПРИМЕНЕНИЕ *PARAMESCIUM CAUDATUM* ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – Сточные воды нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) после всех стадий технологического процесса содержат в себе большое количество различных веществ, в том числе токсичных. Токсичность сточных вод – один из важных параметров, характеризующих степень очистки. Высокая чувствительность водорослей *Paramecium caudatum* к загрязняющим веществам позволяет регулировать эффективность очистки сточных вод. Главной целью является определение роли водорослей на этапе биологической очистки сточных вод НПЗ. В статье представлены параметры сточных вод до и после поступления на биологическую стадию очистки.

Ключевые слова – сточные воды, активный ил, микроорганизмы, водоросли

I. ВВЕДЕНИЕ

Нефтеперерабатывающие заводы ежегодно используют большое количество очищенной воды для технологических процессов. Как следствие, образуются огромные объемы сточных вод, первичную очистку которых необходимо проводить на территории завода. Неэффективная очистка сточных вод приводит к дальнейшим проблемам в производственных процессах при использовании безотходных технологий, нарушению установленных нормативных требований при сбросе сточных вод в городские канализационные системы, причинению вреда флоре и фауне при сливе недостаточно очищенных сточных вод в водный объект. Проблема эффективности очистных сооружений актуальна для нефтеперерабатывающей и нефтехимической предприятий.

Кошак Н. М., Новиков С. В., Ручников О. И. в своей статье предлагают для увеличения эффективности очистных сооружений использовать обновленную схему: с добавлением напорной флотации с доочисткой на тонкослойных модулях [1]. Надеин А. Ф. для повышения эффективности биологической очистки сточных вод предлагает использовать специальный биопрепарат «Дейстройл» [2]. Смирнова Н. Н. и др. рассматривают возможность повышения эффективности биологической очистки сточным вод путём стимуляции активного ила препаратом этафосф [3].

Таким образом, многие методы сводятся к изменению очистных сооружений или внесению добавок в сточные воды на стадии биологической очистки. Не все предприятия готовы пойти на модификацию сооружений, так как за этим следуют значительные капитальные вложения. Внесение добавок в сточные воды, хоть и достаточно распространенный метод, но имеет свои слабые стороны: для очистки большого объема воды потребуется значительное количество добавок. Существует возможность увеличения эффективности за счет постоянного контроля процесса очистки и поддержания оптимальных условий.

Биологическая очистка сточных вод на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) основана на формировании активного ила. Биоценоз активного ила представлен бактериями,

грибами, актиномицетами, дрожжами, водорослями и др. [4]. *Paramecium caudatum* относится к свободноплавающим ресничным инфузориям активного ила. В составе активного ила инфузории связаны в пищевую цепочку с бактериями, кроме этого они обладают способностью к снижению мутности сточных вод [5].

Paramecium caudatum является распространенным тест-объектом для анализа на токсичность. Её способность образовывать защитные оболочки свидетельствует об ухудшении условий водной среды. Это позволит контролировать степень эффективности биологической очистки.

Цель работы заключается в определении роли *Paramecium caudatum* на биологической стадии очистки сточных вод НПЗ.

Для этого необходимо дать характеристику инфузории как участнику биоценоза активного ила при очистке сточных вод, содержащих нефтепродукты. Определить целесообразность применения данной водоросли для контроля эффективности очистки.

II. ТЕОРИЯ

На большинстве НПЗ России система очистки производственных сточных вод построена по стандартной схеме.

Очистка сточных вод протекает в три основных этапа: механическая, физико-химическая, биологическая. На этапе механической очистки происходит предварительная очистка с помощью решёток, песколовков, первичных отстойников. Физико-химическая очистка заключается в удалении мелкодисперсных и коллоидных частиц. После этого этапа сточные воды поступают на биологическую очистку, которая заключается в очистке от растворенных органических и неорганических загрязнителей.

Приведены значения некоторых параметров сточных вод до поступления на биологическую стадию очистки:

- массовая концентрация нефтепродуктов – не более 60,0 мг/дм³;
- массовая концентрация фенола – не более 12 мг/дм³;
- рН – 6,5–9 ед. рН;
- ХПК – не более 450 мгО₂/дм³.

После эффективной биологической очистки массовая концентрация нефтепродуктов не должна превышать 5,0 мг/дм³, фенола – не более 0,04 мг/дм³.

Для биологической очистки используют специфические биологические сообщества – активный ил [3].

Видовой состав активного ила зависит от состава поступающих на очистку сточных вод, которые являются питательной средой для представителей биоценоза активного ила. Видовой состав активного ила включает в себя бактерии, простейшие, актиномицеты, амёбы, инфузории, нематоды, колловратки и т.д. Простейшие микроорганизмы в процессе своей жизнедеятельности поедают бактерии, что способствует омолаживанию популяции и приросту биомассы активного ила. В нормально работающем актином иле кроме хлопьев зооглейных скоплений бактерий имеется большое количество одноклеточных организмов (инфузории), также встречаются нематоды и колловратки [6].

Инфузории составляют основную группу простейших в очистных сооружениях бытовых и промышленных сточных вод. В активном иле некоторых производственных

очистных сооружений было обнаружено 80 видов организмов, из которых инфузории составляли 50 видов. Фильтрационная деятельность инфузорий обеспечивает осветление очищенной воды и уничтожение болезнетворных бактерий. При отсутствии инфузорий в составе активного ила очистка оказывается некачественной [7].

Для контроля эффективности биологической очистки сточных вод применяют гидробиологический анализ микрофауны. Этот способ является одним из самых оперативных способов контроля технологического процесса, так как отражает реакцию организмов активного ила на изменение условий среды обитания. Изменения в биоценозе активного ила позволяют быстро оценить его качественный уровень и сделать выводы о эффективности очистки.

В качестве объекта гидробиологического анализа предлагается применение инфузории вида *Paramecium caudatum*. Характерная способность инфузорий – относительно быстрая изменчивость, которая позволяет им адаптироваться к самым разным условиям. По мере того как они адаптируются к условиям среды, происходят изменения всех жизненных функций инфузорий, в том числе изменяется скорость движения, темп размножения, размеры и форма тела. Способность *Paramecium caudatum* образовывать защитные оболочки при ухудшении условий среды позволит оперативно выявить ухудшение качества очистки сточных вод. Таким образом, анализ состояния и численности *Paramecium caudatum* позволит контролировать и регулировать эффективность очистки сточных вод НПЗ.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Оценку целесообразности использования инфузории для контроля эффективности очистки сточных вод необходимо провести с учётом влияния различных факторов на их жизнедеятельность. Для рассмотрения были выбраны следующие факторы: температура, pH, влияние нефтепродуктов (керосин, бензин, машинное масло). Анализ приведен в таблице 1.

Таблица 1. Влияние различных факторов на жизнедеятельность *Paramecium caudatum*

№	Фактор	Характеристика
1	Температура	Оптимальное значение – 23–26 °С; при t=5 °С – заметно понижается активность; при t=0–1 °С – инфузории образуют цисты; при t=37 °С – гибель инфузорий.
2	pH	Оптимальное значение – 6–7. Смещение в щелочную (pH свыше 10) или кислую среды (pH ниже 4) может привести к прекращению роста инфузорий, нарушению нормального функционирования клеток.
3	Керосин	Гибель через 28 мин.
4	Бензин	Гибель моментальная.
5	Машинное масло	Гибель через 7 мин.

Температура сточных вод оказывает значительное влияние на жизнедеятельность инфузорий. Нормальное развитие водорослей наблюдается при температуре 23–26 градусов. При уменьшении температуры фиксируется понижение активности, вплоть до образования защитных оболочек – цист. При достижении 37 °С и выше – незамедлительная гибель

объектов. Сдвигание рН среды от оптимального значения (6–7) также приводит к нарушению функционирования инфузорий, вплоть до гибели клеток.

Керосин, бензин и машинное масло являются компонентами сточных вод НПЗ. На стадии биологической очистки данные вещества не должны обнаруживаться в больших концентрациях. Инфузории реагируют на присутствие данных веществ максимально быстро, что позволяет проводить микробиологический анализ инфузорий для определения их активности и функционирования.

Обнаружение большого количества неактивных клеток, цист, мертвых клеток – свидетельствует об остром загрязнении сточных вод и недостаточной предварительной очистке.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Наибольшая эффективность очистки сточных вод достигается при температуре в пределах 20–30 °С и рН 5–9. Как следует из таблицы 1, для нормальной жизнедеятельности инфузорий оптимальная температура и значение рН находятся в тех же пределах. При изменении данных параметров наблюдается нарушение активности, неправильное функционирование клеток, прекращение роста. По состоянию клеток *Paramecium caudatum* можно отслеживать оптимальные технологические режимы очистки сточных вод.

Кроме того, инфузории оперативно реагирует на присутствие в сточных водах таких нефтепродуктов как керосин, бензин и машинное масло, что является важным фактором при очистке сточных вод НПЗ. Большие концентрации нефтепродуктов влекут за собой гибель инфузорий и свидетельствуют о некачественной очистке сточных вод на биологической стадии.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Paramecium caudatum является естественным обитателем активного ила на очистных сооружениях НПЗ. Инфузории представляют наиболее распространенную группу простейших в составе активного ила и выполняют несколько основных функций:

- 1) осветление сточных вод;
- 2) уничтожение свободноплавающих и патогенных бактерий.

Применение *Paramecium caudatum* для контроля эффективности очистки сточных вод на НЗП является целесообразным по следующим причинам:

- 1) не требуется финансовых вложений, так как данные водоросли находятся в составе активного ила;
- 2) технологические режимы на очистных сооружениях (температура, значение рН) являются оптимальными для жизнедеятельности инфузорий;
- 3) быстрая изменчивость водорослей позволит незамедлительно увидеть изменение состава сточных вод, недостаточной очистки, присутствие большой концентрации нефтепродуктов и токсических веществ и принять меры для улучшения эффективности очистки.

Таким образом, применение *Paramecium caudatum* позволит более быстро реагировать на изменение состава сточных вод и качества очистки сточных вод НПЗ.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель – Чеснокова Марина Геннадьевна, профессор, доктор медицинских наук, ФГБОУ ВО ОмГТУ, г. Омск, Российская Федерация.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Кошак Н. М. Совершенствование схемы очистки сточных вод от отходов нефтехимического производства / Н. М. Кошак, С. В. Новиков, О. И. Ручникова // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Строительство и архитектура. – 2016. –Т. 7, № 4. – С. 51–63.
- [2] Надеин А. Ф. Повышение эффективности биологической очистки нефтесодержащих сточных вод // Экология человека. – Архангельск. – 2009. – С. 10–12.
- [3] Смирнова Н. Н. Повышение биологической очистки сож-содержащих сточных вод путём стимуляции активного ила препаратом этафосф / Н. Н. Смирнова, А. А. Инюшева, И. М. Артемьева и др. // Международный научно-исследовательский журнал. – 2018. – № 12 (66) Часть 4. – С. 57–62.
- [4] Состав микробного сообщества активного ила в процессах совместной биологической и реагентной очистки сточных вод / Л. М. Сибиева [и др.] // Известия вузов. Прикладная химия и биотехнология. – 2019. – Т. 9, № 2. – С. 302–312
- [5] Самарская, Ю. В. Применение консорциума бактерий и грибов при очистке сточных вод нефтеперерабатывающего комплекса / Ю. В. Самарская, А. С. Абдрахманова // Материалы VII Международной научно-практической конференции «Безопасность городской среды». –Омск. – 2020. – С. 36–40.
- [6] Экологические аспекты современных технологий охраны водной среды / Под ред. В.В. Гончарука. – К.: Наук. Думка. – 2005. – 400 с
- [7] Мамедова Айбениз Кара Кызы. Фауна инфузорий в очистных сооружениях Говсаны и Сахиль Апшеронского полуострова // Austrian Journal of Technical and Natural Sciences. – 2016. – №3–4. – С. 11–15.

УДК 628.355.5

А.С. Абдрахманова, Ю.В. Самарская

АНАЛИЗ ИЗВЕСТНЫХ МЕТОДОВ ПОДАВЛЕНИЯ НИТЧАТОГО ВСПУХАНИЯ АКТИВНОГО ИЛА ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – В данной статье рассматривается проблема ухудшения очистки сточных вод нефтеперерабатывающих предприятий за счет возникновения явления нитчатого вспухания активного ила очистных сооружений. Автором были изучены основные факторы, влияющие на развитие данного процесса, проведена оценка влияния вспухания активного ила на степень очистки сточных вод, представлен сравнительный анализ методов предотвращения процесса вспухания, приведены практические рекомендации по профилактике развития данного явления. Результат исследований представлен в виде таблицы.

Ключевые слова – биотехнологическая очистка сточных вод, вспухание активного ила, нитчатые водоросли, методы предотвращения вспухания.

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время особо актуальным методом очистки сточных вод нефтеперерабатывающих предприятий является биотехнологическая очистка, осуществляемая в аэротенках с помощью активного ила, сложного биоценоза микроорганизмов, бактерий и грибов.

Биотехнологический метод очистки сточных вод основан на жизнедеятельности организмов активного ила, осуществляющих окисление и минерализацию загрязняющих веществ, находящихся в стоках в качестве суспензий и растворов. Эффект очистки обеспечивается благодаря непрерывному перемешиванию сточных вод и аэрации на всем протяжении аэротенка.

Преимущества данного способа очистки состоят в высокой эффективности, экономичности и экологичности. Однако недостатком данного метода является подверженность активного ила к нитчатому вспуханию – увеличению объема биоценоза, нарушению седиментационных свойств и ухудшению очистки сточных вод. Процесс вспухания ассоциаций активного ила происходит при отклонениях внешних условий среды от оптимальных значений [1, 2, 3].

Цель работы: провести анализ известных методов подавления нитчатого вспухания активного ила очистных сооружений промышленного предприятия.

Задача исследования: для обеспечения эффективной очистки сточных вод на очистных сооружениях промышленного предприятия с помощью использования активного ила важен строгий контроль за процессом очистки, выявление и своевременное подавление отклонений, в особенности формирования нитчатого вспухания биоценоза активного ила. В связи с этим, возникает необходимость анализа известных способов предотвращения и профилактики вспухания активного ила.

II. ТЕОРИЯ

При оптимальных условиях среды активный ил представлен хлопьями бурого цвета, образующимися из бактерий и простейших микроорганизмов. Биоценоз представлен гетеротрофными сапрофитными бактериями и, в меньшей степени, нитчатými микроорганизмами.

Процесс нитчатого вспухания активного ила является следствием воздействия негативных условий окружающей среды на ассоциацию микроорганизмов. При возникновении неблагоприятных внешних факторов происходит подавление жизнедеятельности флокулирующих микроорганизмов и чрезмерное развитие хламидобактерий рода *Sphaerotilus*, *Thiothrix*, *Beggiatoa*, нитчатых синезеленых водорослей рода *Cyanophyta* и сапрофитных грибов. Преобладание последних в значительной мере снижает эффективность очистки сточных вод. Протекание данного процесса обусловлено устойчивостью нитчатых организмов к негативным факторам внешней среды. Вспухание провоцируют рыхлость хлопьев и увеличение окислительной способности, что обеспечивает высокую степень очистки сточных вод, но при этом осаждаемость активного ила значительно уменьшается, биоценоз выводится из отстойника вместе с очищенной водой, т.к. конструкции вторичных отстойников не обеспечивают отделение не осаждаемого вспухшего ила от очищенных стоков [4, 5].

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

В таблице 1 представлены основные факторы, вызывающие вспухание активного ила и меры его ликвидации.

По данным проведенных исследований [8] в качестве доступного и эффективного метода профилактики нитчатого вспухания может выступать озонирование биомассы активного ила. В результате эксперимента была доказана возможность контроля и оперативного подавления процессов вспухания активного ила под малыми дозами озонирующих воздействий.

Существует метод предотвращения нитчатого вспухания активного ила, предусматривающий гидромеханическое воздействие на активный ил с интенсивностью 500 Дж/кг ММ*с. С последующим перемешиванием 70% обработанного ила со сточной водой перед подачей в первый отстойник и 30% – перед подачей во вторичный отстойник. При таком методе эффективность очистки увеличивается на 60% [9].

Известен способ подавления нитчатого вспухания активного ила, включающий ультразвуковую обработку иловой смеси с интенсивностью воздействия 3000 Дж/кг ММ*с. Далее 80% обработанного ила перемешивают со сточной водой перед подачей в первичный отстойник, а 20% – перед подачей во вторичный отстойник. Эффективность переработки сточной воды увеличивается на 80% [10].

Установлено, что использование мешалок погружного типа, характеризующимися способностью направлять гидравлические потоки и обеспечивать погружную рециркуляцию иловой смеси, позволяет предотвращать появление вспухания активного ила [11].

Существуют исследования [12], согласно которым использование ферментных препаратов при нитчатом вспухании активного ила улучшает гидрохимические и гидробиологические характеристики иловой смеси, что приводит к интенсификации процесса очистки сточных вод.

Известен метод повышения эффективности биотехнологической очистки за счет внедрения узла кавитационной обработки сточной воды [13].

Таблица 1. Причины и меры предотвращения вспухания активного ила

Причина возникновения вспухания активного ила	Меры предотвращения	Результат
Избыток легкоокисляемой органики	Повышение аэрации	Нормализация процесса очистки сточных вод, снижение объема легкоокисляемой органики
Повышенная нагрузка на активный ил	Извлечение загрязнений на стадии механической и физико–химической очистки	Поддержание высокой степени окисления, снижение нагрузки, увеличение качества очистки, подавление вспухания активного ила [6, 7]
Недостаток биогенных элементов	Добавление соответствующих солей на стадии поступления сточных вод на очистку	Нормализация процесса очистки сточных вод
Сдвиг соотношения концентраций биогенных элементов	Добавление элементов питания в необходимом количестве	Нормализация оптимальных соотношений биогенных элементов (азота, углерода и фосфора)
Повышение кислотности среды	Нейтрализация среды путем введения дозированного раствора гидроксида кальция, повышение аэрации	Нормализация pH среды
Пониженная ферментативная способность организмов активного ила	Направленный мутагенез путем добавления химических веществ – селекция флокулообразующих бактерий путем стрессового воздействия [5]	Повышение ферментативной способности ассоциаций активного ила, способность мутантных бактерий к подавлению нитчатых форм
Повышенная концентрация соединений серы	Внедрение дополнительной системы предварительной очистки	Уменьшение концентрации серосодержащих соединений
Повышение допустимой концентрации токсических веществ	Извлечение загрязнений	Нормализация процесса очистки сточных вод
Развитие вспухшего активного ила	Хлорирование	Гибель всей биомассы, осаждение с последующей сукцессией активного ила

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Данные таблицы 1 позволяют заключить, что, для эффективного предотвращения вспухания активного ила первоначально необходимо определить причины его возникновения. Крайней мерой борьбы с вспуханием биомассы является применение хлорирования и полная замена биоценоза активного ила.

Наиболее эффективным методом борьбы с процессом вспухания активного ила является профилактика отклонений путем постоянного контроля за состоянием внешней среды и видовым разнообразием биологических ассоциаций.

Следует отметить, что одним из эффективных способов профилактики нитчатого вспухания активного ила является озонирование биомассы.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, предотвращение возникновения нитчатого вспухания активного ила, провоцирующего деградацию биоценоза, в том числе снижение его функциональных способностей, состоит в постоянном контроле процесса очистки сточных вод и в своевременном проведении профилактики в виде озонирования, ультразвуковой обработки и гидромеханических воздействий. Однако существует потребность разработки новых эффективных методов профилактики и предотвращения нитчатого вспухания активного ила [14, 15].

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель – М. Г. Чеснокова, профессор, доктор медицинских наук, ФГБОУ ВО ОмГТУ, г.Омск, Российская Федерация.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Чеснокова, М. Г. PREDICTION тест вспухания активного ила на блоке биологической очистки сточных вод нефтеперерабатывающего предприятия / М.Г. Чеснокова, В.В. Шалай // В книге: Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства. Материалы 9-й международной научно-технической конференции, 2019. – С. 49 – 50.
- [2] Харькина, О.В., Харькин С.В. Проблемы эксплуатации сооружений очистки сточных вод и их решения: вспухание и пенообразование активного ила / О.В. Харькина, С.В. Харькин // Справочник эколога. – 2015. – № 2(26).
- [3] Чеснокова, М. Г. Анализ показателей очистки сточных вод нефтеперерабатывающего предприятия в различные периоды / М. Г. Чеснокова [и др.] // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства: материалы 8-й Междунар. науч.-техн. конф. (Омск, 26 февр.–2 марта 2018 г.) / ОмГТУ. – Омск, 2018. – С. 32 – 34.
- [4] Баженов, В. И. Механизм адаптации активного ила к низким концентрациям кислорода / В. И. Баженов, М. А. Канунникова // Достижения науки и техники АПК. – 2012. – № 9. – С. 82 – 84.
- [5] Забара, И. И. Химический мутагенез активного ила [Электронный ресурс] / И. И. Забара. – 2018. – 5 с. – Режим доступа: <https://www.academia.edu/>
- [6] Юрченко, В.А. Выявление факторов управления седиментационными свойствами активного ила / В.А. Юрченко, А.В. Астапова // Вестник Харьковского национального автомобильно-дорожного университета. – 2010. – № 48. – С. 94 – 98
- [7] Чеснокова, М. Г. Установление факторов риска, характерных для процесса вспухания активного ила на блоке биологической очистки нефтеперерабатывающего предприятия / М. Г. Чеснокова [и др.] // Ученые Омска – региону : материалы II Региональной науч.-техн. конф. / ОмГТУ. – Омск, 2017. – С. 246 – 249.
- [8] Гогина, Е.С., Гульшин И.А. Использование озона для контроля нитчатого вспухания активного ила / Е.С. Гогина, И.А. Гульшин // Stroitel'stvo: nauka i obrazovanie. – 2012. – № 3 [Электрон. ресурс]. – Режим доступа: <http://www.nso-journal.ru>
- [9] Gadd, G. M. Metals, minerals and microbes: Geomicrobiology and bioremediation / G.M. Gadd // Microbiology. – 2010. – № 156 (3). – pp. 609 – 643.
- [10] Патент № 2535989 Российская Федерация, МПК C02F3/00, C02F3/02. Способ аэробной биологической очистки сточных вод : заявл. 26.06.2013; опубл. 20.12.2014 / А.Я.Самуйленко [и др.] – 6 с.

- [11] Зубанов, А. А. Факторы, определяющие интенсивность нитчатого вспухания активного ила и биотехнологические методы его контроля / А. А. Зубанов, О. Ю. Матвеев // Наука и образование в жизни современного общества. Сборник научных статей / ЛГУ. – 2015. – С.165 – 167.
- [12] Согрина, Ю. В. Возможность использования ферментных препаратов при нитчатом вспухании активного ила на биологических очистных сооружениях целлюлозно-бумажной промышленности / Ю.В. Согрина [и др.] // Химия. Экология. Урбанистика / ПНИПУ, 2018. – С. 221 – 225.
- [13] Дубровская, О.Г. Интенсификация процессов биологической очистки сточной воды предприятий пищевого комплекса на основе эффектов гидротермодинамической кавитации / О. Г. Дубровская [и др.] // Журнал Сибирского Федерального Университета. Серия: Техника и технологии / СФУ. – 2018. – С.584 – 590.
- [14] Chesnokova, M. G. Determination of the priority indexes for the oil refinery wastewater treatment process / M. G. Chesnokova// AIP Conference Proceedings. 2017. Vol. 1876. P. 020018. URL: <http://doi.org/10.1063/1.4998838>.
- [15] Белов, С.Г. Опыт эксплуатации сооружений очистки сточных вод: проблемы и их решение / С.Г. Белов [и др.] // Вестник БГТУ. – 2018. – №2 (110). – С. 97–100.

Секция 3

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ, ГАЗИФИКАЦИЯ И ГАЗОВОЕ ХОЗЯЙСТВО

УДК 662.767.1

В.М. Козленко, В.Н. Мальцев

ПЕРСПЕКТИВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАНА НА ТРАНСПОРТЕ В ОМСКОЙ ОБЛАСТИ ОМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация: рассмотрены особенности и актуальность применения природного газа в качестве моторного топлива на транспорте. Представлен сравнительный анализ преимуществ метана в сравнении с традиционными видами топлив. Показаны проблемы сдерживающие развития рынка газомоторного топлива в частности применительно к автомобильному транспорту, пути их решения.

Ключевые слова – компримированный природный газ (КПГ), сжиженный природный газ (СПГ), экологическая безопасность, автомобильная газовая наполнительная компрессорная станция (АГНКС), КриоАЗС.

I. ВВЕДЕНИЕ

Рациональное использование газообразного топлива с наибольшей реализацией его технологических достоинств позволяет получить значительный экономический эффект, а применение газа в качестве моторного топлива позволяет оздоровить воздушный бассейн в городах и промышленных центрах.

На территории Омской области успешно претворяется в жизнь программа газификации природным газом населенных пунктов области, однако, количество автомобилей, имеющих возможность использовать природный газ в качестве моторного топлива составляет единицы, вследствие чего строительство автомобильных заправочных станций на метане становится не рентабельно.

В настоящее время необходимость применения альтернативных видов топлива назрела также в связи с тем, что добыча нефти становится все более дорогим удовольствием, ее запасов по экспертным оценкам (запасы, которые могут быть извлечены при нынешнем уровне развития техники и технологии) должно хватить не более чем на 50–70 лет.

В свою очередь ужесточения требований к содержанию оксидов серы, азота и углерода, твердых частиц в выбросах также способствует использованию альтернативных, более «чистых» видов топлива.

Целью настоящей работы является определение преимуществ использования метана в качестве моторного топлива в сравнении с другими видами углеводородного топлива, а также рассматривается вариант экономической целесообразности строительства АГНКС в Омской области.

В соответствии с поставленной целью необходимо решить следующие задачи:

- определить виды потенциальных потребителей, имеющих возможность использовать метан в качестве моторного топлива;
- выявить преимущества/недостатки использования метана в качестве моторного топлива;

- вникнуть в проблемы особенностей использования метана на транспорте, сдерживающие развития рынка газомоторного топлива;
- произвести экспертный расчет окупаемости АГНКС в г. Омске.

II. ТЕОРИЯ

Природный топливный компримированный газ получают из горючего природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам или городским газовым сетям, компримированием на газонаполнительной компрессорной станции по технологии, не предусматривающей изменения компонентного состава [1]. Использование природного топливного компримированного газа (далее – метан) в качестве моторного топлива имеет ряд преимуществ перед традиционными видами топлива (см. таблицу 1).

Таблица 1. Сравнительный анализ качеств основных моторных топлив

Метан	Пропан–бутан	Бензин
Не образует нагара и не разжижает моторное масло. Низкий износ деталей двигателя, снижение частоты замены моторного масла.	Не образует нагара и не разжижает моторное масло. Низкий износ деталей двигателя, снижение частоты замены моторного масла.	Образует масляный нагар, сажу, окисляет, разлагает и разжижает моторное масло, снижая смазочные свойства.
Используется для заправки в природном виде, не требует переработки.	Попутный нефтяной газ, смесь газов (пропана и бутана) в разных пропорциях.	Требуется переработка нефти.
Доставляется на АГНКС по газопроводам	Доставляется в цистернах.	Доставляется в цистернах.
Известных запасов природного газа хватит как минимум на 200 лет.	Является производным от нефти, запасы закончатся вместе с нефтью через 50–70 лет	Известных запасов нефти хватит на 50–70 лет.
Низкая себестоимость.	Себестоимость ниже, чем бензина, но выше, чем метана.	Высокая себестоимость, тенденцию к росту.
Высокая стоимость оборудования автомобиля	Невысокая стоимость оборудования автомобиля.	Не требует дополнительного оборудования.
Низкое изменение свойств при низких температурах.	Резкое ухудшение свойств при низких температурах.	Низкое изменение свойств при низких температурах.
Самый высокий класс безопасности среди горючих веществ (4 класс)	Самый низкий класс безопасности (2 класс)	Средний класс безопасности (3 класс)

Из таблицы 1 очевидно, что метан обладает только тремя недостатками по сравнению с другими видами топлива. Причем проблема наличия развитой сети метановых АЗС и специалистов по газобаллонной аппаратуре решаема, а высокая стоимость оборудования быстро окупается за счет экономии на самом топливе. Благодаря своим характеристикам, природный газ представляет собой исключительно чистое и универсальное топливо. Преимущества метана очевидны, приведем некоторые из них.

Природного газа в России газа много, и он может транспортироваться на большие расстояния посредством трубопроводов. В отличие от бензина, дизельного топлива,

авиационного керосина метан не проходит сложных процессов очистки, он непосредственно готов к применению в качестве экологического топлива.

Самым первым и немаловажным преимуществом природного газа является его экологическая безопасность для окружающей среды и природы в целом. Постоянно растущее количество транспортных средств оказывает отрицательное воздействие на окружающую среду. Сжигание бензина и дизеля неизбежно ведет к загрязнению окружающей среды – большим выбросам свинца и серы. Ежегодно автопарк России (54 млн. единиц транспортных средств) выбрасывает с отработанными газами 15 млн. тонн вредных веществ – это 46 % общих промышленных выбросов в атмосферу (2018 год). В больших городах доля автовыбросов достигает 80...90% (см. таблица 2). Так в г. Омске сосредоточена половина всех выбросов от автотранспорта по Омской области – 87,1 тыс. тонн. И с каждым годом эти цифры растут.

Таблица 2. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух в Российской Федерации (по данным Росприроднадзора), тыс. тонн [2]

Показатель	Годы	
	2016	2018
Выброшено, всего, тыс.т.	31617	32327
в том числе от стационарных источников	17349	17068
в том числе от передвижных источников	14268	15259
из них автомобильным транспортом	14105	15108
железнодорожным транспортом	163	151
Удельный вес выбросов загрязняющих веществ автомобильным транспортом в общем объеме загрязняющих веществ, %	44,6	46,7

В России доля транспортных средств, работающих на метане, до сих пор остается крайне низкой – на автотранспорт, потребляющий природный топливный компримированный газ, приходится менее 1%, а точнее 0,33% общероссийского парка (см. таблицу 3). Из таблицы 4 видно, что по состоянию на 2019 год в Омской области отсутствуют грузовые автомобили, имеющие возможность использовать природный газ в качестве моторного топлива.

Исследования в области токсичности, проведенные в разных странах, показывают, что при замене бензина компримированным природным газом, выброс вредных веществ снижается: окиси углерода в 5 –10 раз, углеводорода в 3 раза, оксида азота в 1,5–2,5 раза. При этом нельзя сбрасывать со счетов и шумовое загрязнение. Уровень шума двигателя работающего на метане в 2 раза ниже, по сравнению с бензиновым. В итоге природный газ по своей экологичности уступает лишь водороду и электричеству.

Основные экономические преимущества основываются на разнице стоимости бензина и метана и на повышенном ресурсе «газовых» двигателей. Рыночная цена метана дешевле бензинов и дизельного топлива в 2–2,5 раза. Природный газ очень хорошо подходит для работы камер сгорания. Октановое число природного газа 110 – 120. Это значение недостижимо для любых марок бензина. В отношении производительности газовое топливо проявляет очевидные преимущества перед бензином, например, полнота сжигания топлива в

двигателе внутреннего сгорания и хорошая теплоотдача исключают образование осадка, твердых частиц и золы, вызывающих повышенный износ цилиндров и поршней двигателя, они не скапливаются в масле, тем самым продлевается срок его службы и минимизируются эксплуатационные затраты. Метан воспламеняется медленнее, чем бензин или дизельное топливо, в результате отсутствует детонация и, как следствие, существенно снижается нагрузка на элементы и узлы цилиндропоршневой группы, двигатель работает тише и «мягче». Газовое топливо не смывает масляную пленку со стенок цилиндров, тем самым снижая трение и уменьшая износ двигателя.

Таблица 3. Наличие всех автотранспортных средств по РФ
(на конец 2019 года; единиц) по данным МВД России

	Всего	из них имеющие возможность использования природного газа в качестве моторного топлива		
		всего	в том числе:	
			компримированного природного газа	сжиженного газа
Легковые автомобили	47 425 460	982 289	102 070 или 0,22%	880 219
Грузовые автомобили	6 489 777	376 809	60 820 или 0,94%	315 989
Автобусы	864 389	68 514	18 362 или 2,1 %	50 152

Таблица 4. Наличие грузовых автотранспортных средств в РФ
по данным МВД России (конец 2019 года; единиц)

	Всего	из них имеющие возможность использования природного газа в качестве моторного топлива		
		всего	в том числе:	
			компримированного природного газа	сжиженного газа
Российская Федерация	6 489 777	376 809	60 820	315 989
Новосибирская область	109 517	883	71	812
Омская область (грузовых)	79 240	–	–	–
Омская область (легковых)	529 989	376	16	360

Метан нетоксичен и не опасен для здоровья человека. В сравнении с классическими видами топлива, он обладает более высокой точкой возгорания. Температура самовозгорания метана (595 °С) в два раза превышает температуру самовозгорания жидких горючих материалов, плотность горения (5 %) намного превышает характеристики бензина (1%) и дизельного топлива (0,5 %). Поджечь природный газ достаточно сложно. Для этого нужно, чтобы его концентрация в воздухе составляла от 5 до 15%. Это свойства способствуют значительному уменьшению риска возникновения пожара. Метан почти в два раза легче воздуха, поэтому в случае утечки он поднимается вверх, распределяясь в атмосфере, пропан/бутан – тяжелее воздуха и стремится вниз, к земле. Он может заполнять

технологические колодцы, сервисные ямы в гаражах и образовывать взрывоопасные смеси с воздухом. Достаточно одной искры, чтобы произошел взрыв.

Запасы метана в мире составляют около 300 триллионов кубических метров. Принимая во внимание, что Россия обладает 1/3 мировых запасов, освоение метана в качестве моторного топлива на транспорте имеет для нашей страны стратегическое значение.

Популярность газобаллонных автомобилей в последние годы растет стремительными темпами. Если в начале XXI века во всем мире было не более 700 тысяч, то в настоящее время количество транспортных средства на природном газе составляет – 28,540 млн. штук [3]. Количество заправочных станций на природном газе в мире – 33,383 тысяч штук. Только в Китае, Иране, Индии метановых транспортных средств насчитывается – 20,473 млн., и 20,275 тысяч заправочных станции на природном газе [3]. Мировым лидером по числу автомобилей на природном газе является Китай, по данным всемирной статистике на территории страны насчитывается более 6,8 млн. автомобилей, работающих на метане, что составляет 4% от общего автопарка. В Европе пальма первенства принадлежит Италии. Здесь эксплуатируется 1,13 млн. автомобилей на метане, что составляет 2% от автопарка страны. В России доля транспортных средств, работающих на сжатом природном газе, составляет менее 0,33% от общероссийского парка. Генеральный директор ООО «Газпром газомоторное топливо» Михаил Владимирович Лихачев выступая (в 2018 году) с докладом «Газомоторный рынок России: реализуемые меры поддержки и результаты их применения» сообщил:

– «Ежегодный прирост транспортных средств на сжатом природном газе на сегодня составляет 3000 единиц, а для обеспечения загрузки существующих АГНКС прирост должен составлять 30 000 транспортных средств в год...» [4]. В отличие от Европейского и мирового рынка газового топлива, где он стабильно вырастает на 30% ежегодно, в России это направление развивается медленно, в том числе, ввиду отсутствия необходимых технологий. В России этот рынок только формируется. Перспективы метана как автомобильного топлива в России имеют огромный неиспользованный потенциал, в том числе в Омской области. Обычных АЗС по стране – около 30 тысяч штук, а АГНКС в 90 раз меньше около 400 штук, и распределены они по стране очень неравномерно. При этом в среднем по России загрузка АГНКС составляет порядка 26% (на 2018 год). В Омске действуют всего лишь две АГНКС, из автотранспорта на метане эксплуатируется порядка 40 городских и автобусов (ПАЗ, Нефаз).

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Переход на газовое топливо при относительно невысоких инвестициях дает на выходе существенное сокращение затрат на топливо, быструю окупаемость, повышение износостойкости двигателя (см. таблицу 5). Сравнивая расход метана с расходом бензина, необходимо знать теплотворную способность топлива. Для метана она равна 13175 ккал/кг, а для бензина – 10572 ккал/кг. Вычислим энергию 1 кубического метра каждого из этих видов топлива. Метан имеет плотность 0,71 кг на кубический метр, соответственно его энергия равна 9354 ккал на куб. м. Энергия бензина с плотностью 0,73 кг/л составляет 7718 ккал на литр. Вычисляя, приходим к выводу, что 1 литр бензина эквивалентен 0,83 куб. метра метана. Это значит, что метановый расход на 10% меньше, чем бензиновый. Но при этом

отпускная стоимость газа (при средней цене 17 рублей за 1 куб. метр) в два с половиной раза меньше средней цены на литр бензина. Соответственно, экономическая эффективность метана для потребителей выше бензина в среднем 2,5 раза. В связи с особенностью применения сжиженного метана в качестве моторного топлива в баллонах под высоким давлением (до 200 атмосфер), выделяются два существенных его недостатка – это относительно небольшой пробег автомобиля на одной заправке топливного бака (для грузовых машин, автобусов, сельхозтехники он составляет 200–300 км.), в связи, с чем приходится увеличивать объем топливного бака (количество баллонов), что свою увеличивает его вес и лишает легковой автомобиль полезного объема багажника, а также существенные капитальные расходы на переоборудование автомобиля. Стоимость перевода легкового транспорта на метан в полтора – два и более (в зависимости от типа баллона) раз дороже, чем на пропан – бутане [5]. Также необходимо отметить ухудшение динамических характеристик автомобиля, хотя с началом массового заводского производства современных газобаллонных машин эти проблемы удается решать.

Таблица 5. Экономия при переводе автотранспорта на газ

Автомобиль	Вид топлива	Стоимость, руб/л., руб/куб.м.	Расход топлива на 100 км. л., куб. м	Стоимость суточного пробега 250 км., тыс. руб.	Затраты на топливо за месяц, тыс. руб.(22 раб. дня)	Затраты на топливо, год. тыс.руб.	Экономия за год, тыс. руб.
Газель (инжектор)	АИ–95	45	14	1,575	34,65	415, 8	258,7 (62%)
	метан	17	14	0,595	13,09	157,08	–
	ДТ	48	13	1,56	34320	411,84	254,8(61,8%)
ПАЗ 32053	АИ–92	41	32	3,28	72,16	865,92	551,8 (63,7%)
	метан	17	28	1,19	26,18	314,16	
	ДТ	48	27	3,24	71,28	855,36	541,2 (63,2%)

Государственная поддержка. Согласно Распоряжению председателя правительства РФ, органам государственной власти субъектов Российской Федерации рекомендовано начиная с 1 января 2014 года снизить ставки транспортного налога для транспортных средств, использующих природный газ в качестве моторного топлива. Более того, в апреле 2020 года министр энергетики Александр Новак предложил в два раза увеличить долю субсидий перевод автомобилей физических лиц и малого бизнеса с бензина на газомоторное топливо [6]. Ранее процент субсидии составлял 30%. Также 30% расходов оплатит компания «Газпром», а владельцам автомобилей останется заплатить всего лишь 10%.

Также, постановлением Правительства Российской Федерации от 18 октября 2019 г. № 1344 государство предоставляет субсидии компаниям и предпринимателям, реализующим инвестиционные проекты по строительству объектов заправки транспортных средств природным газом.

Итак, мы пришли к выводу о целесообразности и перспективах использования метана в качестве моторного топлива в Омской области, вследствие ряда его особенностей – это безопасностью использования (в сравнении с СУГ, бензином), экологичностью,

экономической выгодностью, вследствие низкой себестоимости и государственной поддержке. Также в Омской области достаточно развита газопроводная инфраструктура (уровень газификации природным газом 31,2% [7]). Но для его использования необходимо наличие автомобилей, имеющих возможность использования природного газа в качестве моторного топлива, а для их эксплуатации – наличие развитой сети автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС), КриоАЗС. В свою очередь целесообразность строительства метановых АЗС подразумевает наличие достаточного количества транспорта (в мировой практике на одну АГНКС приходится от 500 единиц транспортной техники) для её окупаемости в разумные сроки. Это два главных фактора сдерживающих развития рынка газомоторного топлива в России.

Автомобильная газонаполнительная компрессорная станция (АГНКС) осуществляет заправку автомобилей и других транспортных средств, двигатели которых переоборудованы или изначально рассчитаны на работу на сжатом (компримированном) природном газе. Природный газ поступает на АГНКС по газопроводам. На станции при помощи компрессора давление газа повышается до 20 МПа (200 атм.) и в таком виде закачивается в баллоны транспортных средств. Для оценки экономической целесообразности строительства АГНКС рассмотрим вариант применение АГНСК–350 (диапазон количества ежедневно заправляемого газа до 460 машин). Укрупненная стоимость строительства АГНКС определяется из следующих позиций: проектно-изыскательские работы, подбор и закупка технологического оборудования, проведение общестроительных работ на площадке и пуско-наладочные работы в таблице 6.

Таблица 6. Укрупненная стоимость строительства АГНКС [8]

№ п/п	Наименование	Значение, тыс. руб.(с НДС)
1	Технологическое оборудование	66 925,8
2	Монтаж технологического оборудования	6000,0
3	Проектно-изыскательские работы	5500,0
4	Общестроительные работы	30950,0
5	Внешние инженерные сети	8400,0
	ИТОГО, тыс. руб.	117 775*
Примечание – знак «*» отмечает значения в которых не учтены расходы на негосударственную экспертизу проектной документации		

Основной доход рассчитан исходя из среднего ожидаемого объема одной заправки в размере 40 кубических метров. Среднесуточное количество заправок на первый год функционирования определим в размере 150, что равно 6000 куб. метров газа в сутки, с постепенным ростом до 15200 куб. метров газа в сутки на 5 год функционирования. Структура капитальных и операционных затрат представлена соответственно на рис. 1 и 2. Как следует из рис. 3. срок окупаемости проекта с учетом инфляции составит **4,2** года в базовых ценах.

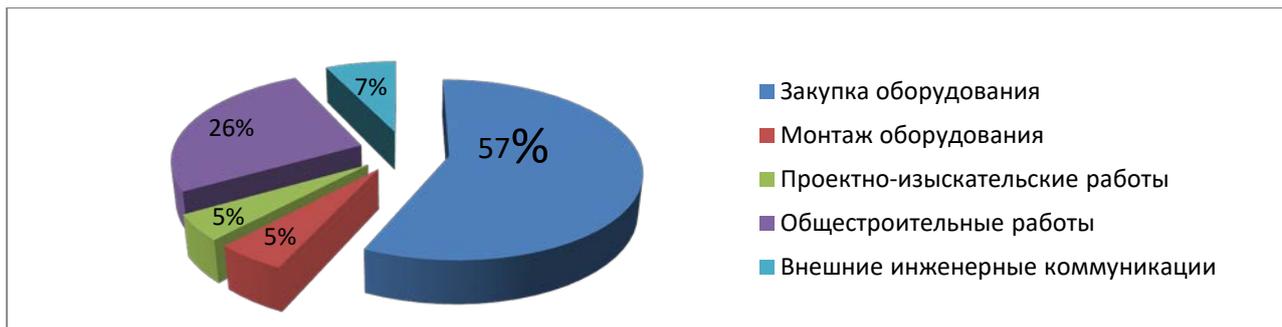


Рис. 1. Структура капитальных затрат

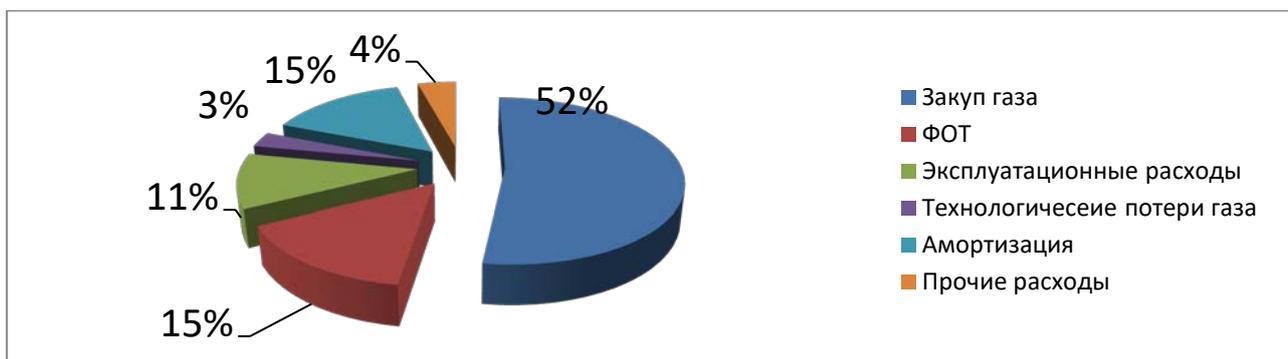


Рис. 2. Структура операционных затрат проекта строительства АГНКС

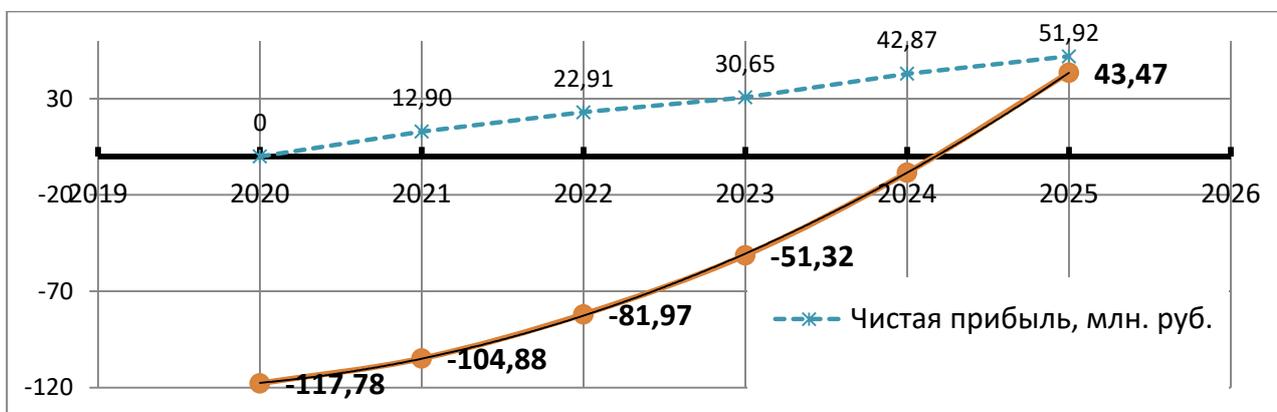


Рис. 3. Отчет по ожидаемым прибылям и убыткам (млн. руб.)

Основными рисками проекта строительства является: повышение стоимости оборудования; отсутствие достаточного количества потребителей (транспортных средств).

В случае постепенного перевода 20 % (120 тыс. единиц) транспортных средств в Омской области на метан, возникает необходимость строительства порядка 50 АГНКС, при средней нагрузки на одну АГНКС 2000 – 3000 транспортных средств.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе выявлены и показаны актуальность и перспективы применения природного газа в качестве моторного топлива на транспорте в Омской области. Представлен сравнительный

анализ преимуществ метана в сравнении с традиционными видами топлива. Раскрыты проблемы сдерживающие развитие рынка газомоторного топлива, в частности применительно к автомобильному транспорту, предложены пути их решения. Также рассмотрена целесообразность строительства АГНКС в Омской области, произведен экспертный расчет сроков окупаемости АГНКС мощностью 460 автомобилей в сутки. В целом анализ показывает высокую эффективность применения метана на транспорте, и достаточно быструю окупаемость строительства АГНКС – 4,2 года. При этом в случае, перевода на метан порядка 20 % транспортных средств Омской области (в том числе осуществляющих пассажирские перевозки, перевозки сельхозпродукции, продуктов питания, строительных материалов, техники и т.п.) удастся снизить стоимость конечного продукта для потребителя, увеличить прибыль предприятий и, как следствие, – увеличить налоговые поступления в бюджет Омской области. Важная составляющая перевода на метан снижение вредных веществ выбрасываемых транспортом с отработанными газами до 17,42 тыс. тонн/год (до 20%) в г. Омске, вследствие чего улучшится состояние воздушного бассейна Омской области. С учетом тенденций и динамики развития газомоторного рынка, государственной поддержке применения метана в качестве газомоторного топлива становится привлекательным для инвестирования в Омской области.

БЛАГОДАРНОСТИ

Автор также признателен коллеге – начальнику отдела производственного планирования АО «Мособлгаз» «Запад» Малкову Евгению Владимировичу.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] ГОСТ 27577–2000 Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания. Технические условия: межгосударственный стандарт: изд. офиц. : утв. и введен в действие непосредственно в качестве межгосударственного стандарта Российской Федерации с 1 января 2002 г.: введен впервые: Дата введения 2002–01–01 – М. : Стандартинформ, 2002.
- [2] Федеральная служба по надзору в сфере природопользования. Обобщенные данные о выбросах загрязняющих веществ в атмосферный воздух от передвижных источников (автотранспорта и железнодорожного транспорта) в разрезе городов, субъектов, федеральных округов Российской Федерации: офиц. интернет-ресурс, –2020.–URL: <https://data.gov.ru/opendata/7703381225-transport> (дата обращения 11.08.2020).
- [3] Статистика транспортных средств на природном газе: офиц. интернет-ресурс,–2020.–URL: <https://www.iangv.org/current-ngv-stats/> (дата обращения 15.08.2020).
- [4]. Международная конференция «Меры поддержки рынка газомоторного топлива: государственные и региональные уровни»: интернет-ресурс.–2018.–URL: https://ngvrus.ru/news/news_20181004.html (дата обращения 22.08.2020).
- [5]. Цены на установку ГБО: интернет-ресурс, –2020.–URL: <http://garant-gaz.ru/uslugi-i-tseny/>(дата обращения 25.08.2020).
- [6]. Правительство оплатит 60% расходов при переводе машин с бензина на газ: интернет-ресурс, –2020.–URL:<https://www.rbc.ru/business/16/06/2020/5ee1ee6e9a79472a643177c8> (дата обращения 22.08.2020).
- [7] «Газпром» разрабатывает Программу развития газоснабжения и газификации Омской области на 2021–2025: офиц. интернет-ресурс, –2019.–URL: <https://www.omskregiongaz.ru/press/news/2019/041601.htm> (дата обращения 25.08.2020).
- [8] Прайс-лист на агнкс-350, полной комплектации: офиц. интернет-ресурс,–2020.–URL: <https://europagaz.ru/prajs-listy.html> (дата обращения 20.08.2020).

УДК 621.643 : 332.145

Е.С. Гриневиц¹, Д.А. Бокарев¹, И.Н. Квасов²

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКИХ МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ

¹*Министерство энергетики и жилищно-коммунального комплекса, г. Омск, Россия*

²*Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия*

Аннотация – Несмотря на лидирующее место России по добыче природного газа, для многих ее регионов характерен низкий уровень газификации. Ввиду нехватки газа создаются неблагоприятные условия для жизни, происходит утечка населения из данных регионов, что, в свою очередь, замедляет экономическое и демографическое развитие регионов России. Целью данной работы является разработка методики оценки технико-экономической эффективности проектов строительства сетей газораспределения низкого давления. Данная методика позволяет найти оптимальный вариант газоснабжения населения с учетом всех особенностей населенной местности и дополнительных затрат. Данный вариант позволит получить газораспределительной организации (ГРО) чистый дисконтированный доход (ЧДД), значение которого будет выше дохода с использованием сетевого газа, а также за счет средств бюджета потребителей или органов местного самоуправления. Методика получила применение в формировании региональной программы газификации Омской области.

Ключевые слова – газификация, муниципальные образования, экономическая эффективность, чистый дисконтированный доход, газораспределительная организация.

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время Российская Федерация занимает первое место по запасам [1] и природного газа в мире. Но, несмотря на высокий потенциал газовой отрасли в Российской Федерации, возникают вопросы по неравномерному газоснабжению населения страны. Для многих отдаленных регионов России характерен невысокий уровень газификации, основными факторами которого являются:

- 1) несовершенная методическая база новейших технологий компенсации затрат газораспределительной организации (ГРО) для проектов, потерпевших убытки;
- 2) тарифная политика в области газоснабжения;
- 3) слабое взаимодействие ГРО с местными органами самоуправления.

С понижением уровня газификации ухудшается качество жизни населения, а также экологическая обстановка в регионе. Отсюда и происходит утечка населения не только из районов, но из страны в целом.

В свою очередь, неравномерность населения является актуальной проблемой, препятствующей развитию множеству регионов с перспективой экономического роста.

Целью данной работы является разработка методики оценки экономической эффективности проектов строительства газораспределительных сетей низкого давления в сельских муниципальных образованиях.

Для решения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- исследовать населенную местность, в которой необходимо провести газоснабжение;

- провести оценку экономической эффективности вариантов газораспределения для каждого потребителя;
- выбрать оптимальный вариант газификации для муниципального образования;
- подобрать мероприятия по компенсации потерь газораспределительной организации;
- проанализировать результаты исследования.

II. ТЕОРИЯ

Рассмотрим алгоритм применения данной методики на примере некоего сельского поселения А, ситуация с газоснабжением которого является типичной для регионов России (рис. 1).

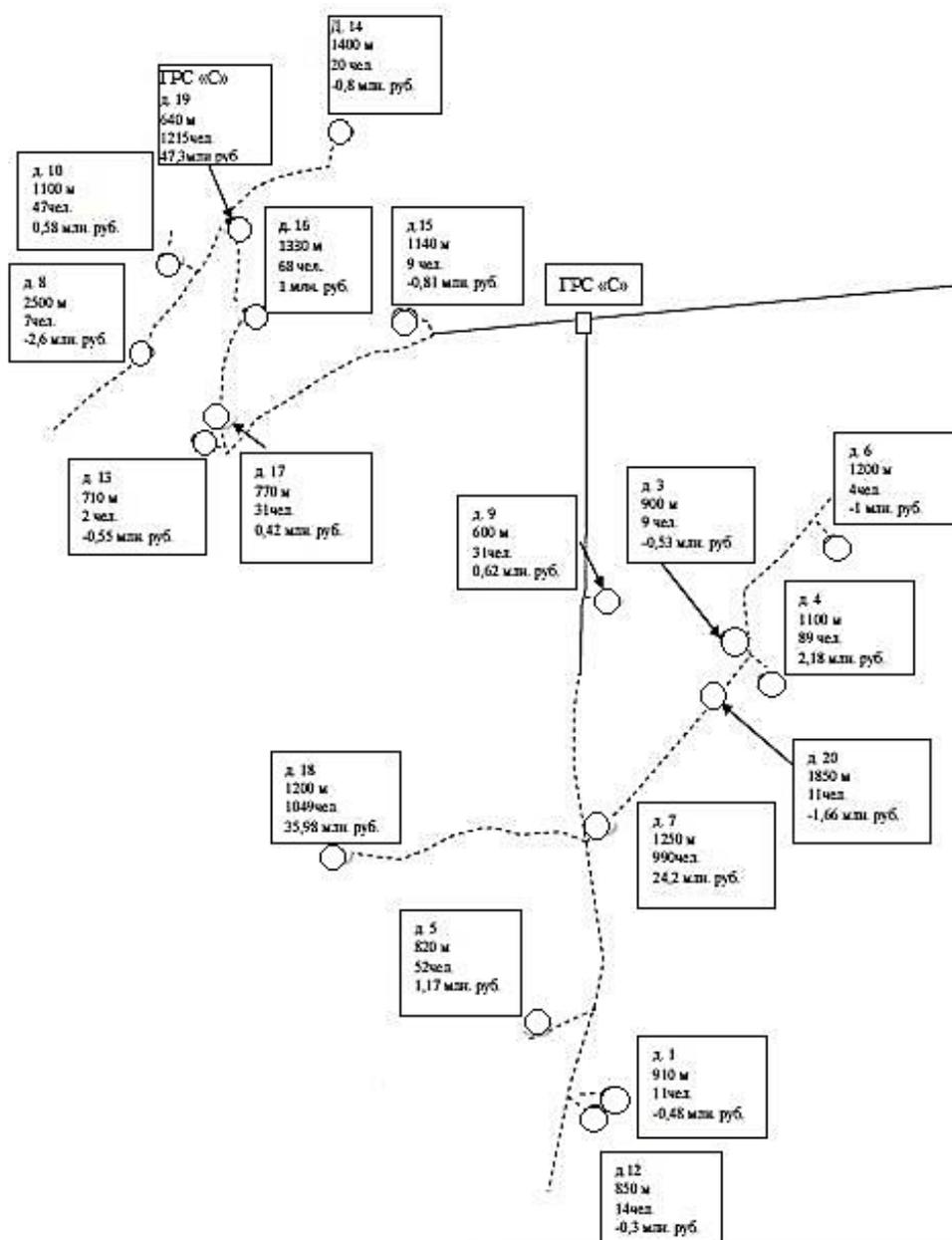


Рис. 1 Схема расположения сельского поселения А

Проблема заключается в том, что даже при наличии инновационных технологий в данной отрасли обеспечение газом характерно приходится на половину сельского поселения.

С учетом бюджетного лимита проекта возникает проблема: «кому из жителей в первую очередь провести газ?»

Для этого необходимо иметь информацию о численности населения, об удаленности от магистрального газопровода (далее – МГ), а также схему расположения населенных пунктов.

Предположим, что на территории поселения А расположено 20 населенных пунктов, из которых 4 деревни обеспечены природным газом (смотри рис. 1). Объем потребления газа в год составляет 2 579 тыс. м³ [2].

Газопроводы высокого давления протяженностью около 38 км находятся в работоспособном состоянии [2].

В качестве источника обеспечения природным газом данного населения является ГРС «С», подключенная к газопроводу–отводу МГ диаметром 1200 мм и давлением 5,5 МПа.

Экономическая эффективность проекта определяется величиной ЧДД по формуле (1):

$$ЧДД_э = ДД_{э1} - ДД_{э0}, \quad (1)$$

где $ДД_{э1}$ – сумма дисконтированных доходов при ситуации «с проектом», тыс. руб.;

$ДД_{э0}$ – сумма дисконтированных доходов при ситуации «без проекта», тыс. руб.

Данные слагаемые можно вычислить по формулам (2) и (3) соответственно:

$$ДД_{э1} = \sum_{t=0}^{\tau} \frac{ДП_{э1}(t)}{(1+r_э)^t}, \quad (2)$$

$$ДД_{э0} = \sum_{t=0}^{\tau} \frac{ДП_{э0}(t)}{(1+r_э)^t}, \quad (3)$$

где $r_э$ – социальная норма дисконта;

$ДД_{эi}(t)$ – денежные потоки, тыс. руб., рассчитанные по формуле (4):

$$ДП_{эi}(t) = -KB_{эi}(t) - ЗТ_{эi}(t) - Зэ_{эi}(t) + ЭД_i(t) + ЭР_i(t) + ЭЖ_i(t) + ЭП_i(t) + ЭТ_i(t) + ЭА_{эi}(t) + \\ + ЭЗ_i(t) + ЭЛ_i(t) + ЭВ_i(t), \quad (4)$$

где $KB_{эi}(t)$ – капитальные вложения, тыс. руб.;

$ЗТ_{эi}(t)$ – затраты на приобретение топлива, тыс. руб.;

$Зэ_{эi}(t)$ – эксплуатационные затраты, тыс. руб.;

$ЭД_i(t)$ – экстерналии от домохозяйств, тыс. руб.;

$ЭР_i(t)$ – экстерналии от растениеводства, тыс. руб.;

$ЭЖ_i(t)$ – экстерналии от животноводства, тыс. руб.;

$ЭП_i(t)$ – экстерналии от промышленности, тыс. руб.;

$ЭТ_i(t)$ – экстерналии от туризма, тыс. руб.;

$ЭА_{эi}(t)$ – экстерналии от воздушных ресурсов, тыс. руб.;

$ЭЗ_i(t)$ – экстерналии от земельных кадастров, тыс. руб.;

$ЭЛ_i(t)$ – экстерналии от лесных ресурсов, тыс. руб.;

$ЭВ_i(t)$ – экстерналии от водных ресурсов, тыс. руб.;

Величина стоимости определяется по формуле (5):

$$Y = \Delta C \cdot Q_{\text{год}} \cdot \frac{\left(1 - \frac{1}{(1+i)^n}\right)}{i}, \quad (5)$$

где Y – величина убытков, тыс. руб.;
 $Q_{\text{год}}$ – объем потребления газа в год, тыс. м³;
 i – норма дисконта;
 n – срок покрытия убытков.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

На основе имеющихся данных и выше перечисленных формул была проведена оценка технико-экономической эффективности, по результатам которой был выбран оптимальный вариант обеспечения одновременно сетевым газом и СУГ всех потребителей.

В таблице 1 и на рис. 2 приведены результаты эффективности оптимального варианта, при котором значение ЧДД ГРО является максимальным.

Таблица 1. Показатели оптимального варианта газификации сельского поселения А

№ жил.дома	Население, чел.	Расстояние, м	ЧДД _{г.} , тыс. руб.	ЧДД _{СУГ} , тыс. руб.	ЧДД _{опт.} , тыс. руб.
д. 7	990	1250	35378	25781	35378
д. 8	7	2500	-2612	170	170
д. 9	31	600	622	796	796
д. 10	47	1100	583	1213	1213
д. 3	9	900	-533	222	222
д. 12	14	850	-306	353	353
д. 13	2	710	-554	40	40
д. 1	11	910	-478	275	275
д. 14	20	1400	-797	509	509
д. 15	9	1140	-805	222	222
д. 16	68	1330	1007	1760	1760
д. 17	31	770	421	796	796
д. 6	4	1200	-1000	92	92
д. 5	52	820	1166	1343	1343
д. 18	1049	1200	35981	27318	35981
д. 19	1215	640	47344	31643	47344
д. 20	11	1850	-1662	275	275
д. 4	89	1100	2183	2307	2307
Итого	-	-	115937	95113	129074

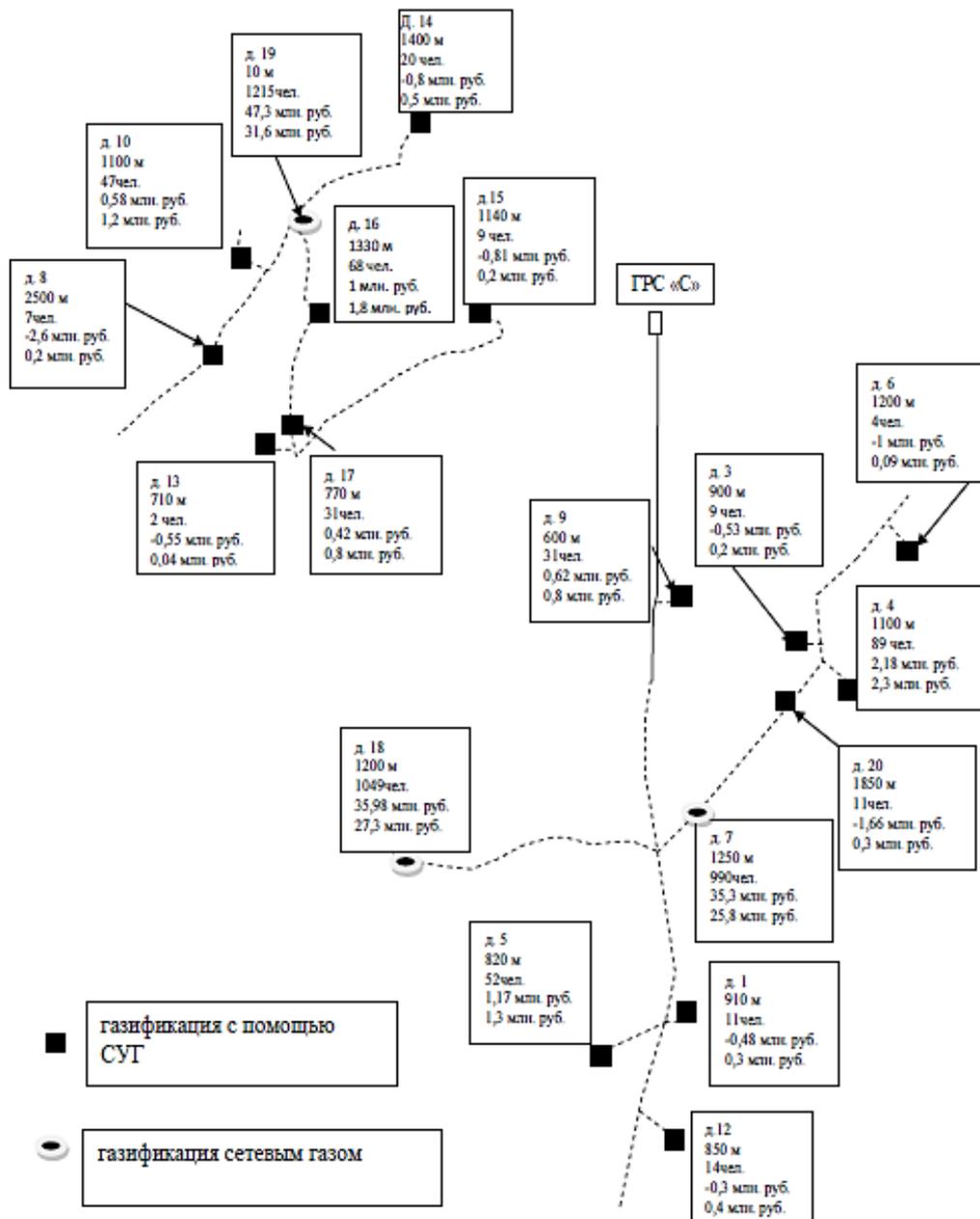


Рис. 2 Схема газификации сельского поселения А при оптимальном варианте

Список всевозможных дополнительных затрат, связанных с покрытием убытков для различных вариантов мероприятий по компенсации потерь ГРО представлены в таблице 2.

Таблица 2. Дополнительные затраты, связанные с покрытием убытков

Вариант	Затраты на 1 жителя, тыс. руб.	Администрация, тыс. руб.	ГРО, тыс. руб.
Неэффективное использование сетевого газа для населенного пункта			
П1 – за счет ГРО	–	–	8 748

Продолжение таблицы 2

Вариант	Затраты на 1 жителя, тыс. руб.	Администрация, тыс. руб.	ГРО, тыс. руб.
Неэффективное использование сетевого газа для населенного пункта			
П1 – за счет ГРО	–	–	8 748
П2 – Администрацией поселения за счет доходов местного бюджета	–	8 748	–
П3 – жителями населенных пунктов	–	–	–
П4 – семи потребителями населенного пункта	2,4	–	–
Оплата оборудования для СУГ и СПГ			
С5.1 – за счет ГРО	–	–	19575
С5.2 – а счет населения	225	–	–
П6 – использование СУГ или СПГ, как наиболее эффективного варианта	–	–	–
Повышение стоимости газификации для потребителей			
П7 – газоснабжение сетевым газом всех населенных пунктов, включая убыточные	–	–	–
С7.1 – для всех потребителей сельского поселения	3,932 (0,14 руб./м ³)	–	–
С7.2 – только для потребителей населенных пунктов, где использование сетевого газа неэффективно	165,377 (5,89 руб./м ³)	–	–

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

По результатам вышеуказанной методики был выбран комбинированный вариант газификации, включающий использование сжиженного углеводородного и сетевого газа. При использовании оптимального варианта газификации (смотри таблицу 1) ГРО будет иметь ЧДД, значение которого будет на 11,3% выше дохода с использованием сетевого газа, и на 3,5% выше дохода за счет средств бюджета органов местного самоуправления.

Наименьшее воздействие на жизненный уровень населения будет оказывать вариант С7.1, при котором убытки для ГРО компенсируются путем повышения стоимости газификации для каждого потребителя.

Для покрытия убытков могут быть рекомендованы варианты П1 и П2, при которых либо ГРО, либо органы местного самоуправления за свой счет оплачивают газификацию сетевым газом населенных пунктов. В этом случае администрация, компенсируя убытки, улучшая инфраструктуру и повышая качество жизни населения, может ожидать развитие

населенных пунктов и увеличение налогов за счет роста кадастровой стоимости земли и объектов недвижимости. При компенсации убытков за счет газораспределительной компании, убытки могут быть компенсированы в будущем также за счет развития населенных пунктов и увеличения в них числа жителей и объемов потребления газа [1].

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в данной работе была разработана технология выбора рационального варианта газоснабжения сельских муниципальных образований с учетом технико–экономической целесообразности

На основе разработанного метода выбора оптимального варианта газоснабжения формируется региональная программа газификации Омской области [3]. В данной Программе рассматриваемый метод используется не только для газоснабжения определенного населенного пункта, но и для грамотного газораспределения большого количества муниципальных районов Омской области. Также в процессе создания программы ввиду убыточной газификации ряда населенных пунктов был осуществлен подбор мероприятий по компенсации потерь таких ГРО, как АО «Омскгазстройэксплуатация», АО «Омскоблгаз», АО «Омскгоргаз», ООО «Омскгазсеть» и т.д.

По результатам исследования было доказано, что наилучшим вариантом реализации программы является вариант, при котором источником финансирования являются внебюджетные средства, привлекаемые за счет специальных надбавок к тарифам на транспортировку газа ГРО, а также использование альтернативных внебюджетных источников финансирования ГРО.

Благодаря сформированной программе газификации решаются следующие задачи:

- повышение устойчивости и качественного уровня газоснабжения потребителей;
- экономия средств бюджета и населения за счет сокращения закупки дорогостоящего топлива;
- минимизация использования энергоемких мазутных котельных;
- понижение стоимости услуг теплоснабжения.

Кроме того, реализация мероприятий программы газификации Омской области значительно улучшит экологическую обстановку в регионе за счет замены твердого топлива на природный газ и соответственного прекращения выбросов опасных веществ в атмосферу [3].

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Country comparison: natural gas – proved reserves. // CIA World Factbook («Всемирная книга фактов» ЦРУ США [Electronic resource]. — Access mode: <http://teacherlink.ed.usu.edu/tlresources/reference/factbook/rankorder/2179rank.html> nk.html (05.09.2020).
- [2] «Разработка метода оценки экономической эффективности вариантов газоснабжения сельских муниципальных образований»: диссертация/ Н. Ю. Спектор. – Москва: ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина», 2018.– 191 с.
- [3] Указ Губернатора Омской области от 14.11.2016 N 196 (ред. от 30.04.2020) «Об утверждении региональной программы газификации Омской области на 2016 – 2020 годы». – Омск, 2020. – 31 с.

УДК 622.324.5

Р.Н. Шакиров

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ ДЛЯ РЕГИОНАЛЬНОГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Аннотация – Российская Федерация является мировым лидером по экспорту и запасам природного газа на протяжении последних десятилетий. В то же время уровень газификации населенных пунктов субъектов Российской Федерации до сих пор отстает от уровня ведущих стран мира. Экспорт природного газа осуществляется с использованием магистральных трубопроводов и поставок сжиженного природного газа, добываемого и получаемого из традиционных источников месторождений природного газа, находящихся на территории России. Одной из приоритетных стратегических задач, поставленных правительством Российской Федерации перед предприятиями топливно–энергетического комплекса России, для достижения национальных целей решения вопросов социальной политики и развития Российской Федерации является вопрос газификации субъектов Российской Федерации. Объемы экспорта природного газа и объемы природного газа, необходимые для целей газификации субъектов Российской Федерации, значительно отличаются количественно. Также значительно отличаются разведанные запасы природного газа из традиционных источников от разведанных запасов природного газа из нетрадиционных источников, включая метан угольных пластов. Мировой опыт использования и реализации проектов по использованию природного газа из нетрадиционных источников, каковым является метан угольных пластов, подлежит изучению, тщательному анализу и использованию для решения вопросов газификации как регионов Восточной Сибири, так и других субъектов Российской Федерации. Целью исследования является сбор и количественная оценка технических данных по добыче метана угольных пластов в Российской Федерации для решения стратегической задачи газификации регионов Восточной Сибири.

Ключевые слова – метан, метан угольных пластов, Coal Bed Methane (СВМ), газификация, природный газ, традиционный источник природного газа, нетрадиционный источник природного газа, разведанные запасы природного газа, разведанные запасы метана угольных пластов, трубопроводный газ.

I. ВВЕДЕНИЕ

Российская Федерация является мировым лидером по экспорту и запасам природного газа на протяжении последних десятилетий. В то же время уровень газификации населенных пунктов субъектов Российской Федерации до сих пор отстает от уровня ведущих стран мира. Соответственно, одной из приоритетных стратегических задач, поставленных правительством перед предприятиями топливно–энергетического комплекса России, для достижения национальных целей решения вопросов социальной политики и развития Российской Федерации является вопрос газификации субъектов Российской Федерации [1]. Экспорт природного газа осуществляется с использованием магистральных трубопроводов и поставок сжиженного природного газа, добываемого и получаемого из традиционных источников месторождений природного газа, находящихся на территории России. На данный момент, Российская Федерация является мировым лидером по показателю разведанных запасов природного газа согласно также данных, представленных Центральным Разведывательным Управлением (ЦРУ) для нужд Правительства США [2]. Также на данный момент согласно данных, представленных ЦРУ для нужд Правительства США, Российская

Федерация является мировым лидером по показателю объема общего экспорта природного газа [2].

Из общего объема экспортируемого Российской Федерацией в различные страны природного газа более 84,6% от общего объема было выполнено по магистральным трубопроводам [3].

Основные объемы экспорта «трубопроводного» природного газа на данный момент осуществляются в страны Европейского Союза (ЕС) и Китай, и, соответственно, существующая система трубопроводного транспорта природного газа в Российской Федерации соединяет традиционные источники природного газа в центре страны с западными, южными и восточными границами России (рис. 1).



Рис. 1. Системы трубопроводного транспорта природного газа России.

Очевидно, что для целей газификации и обеспечения доступным природным газом населения регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока необходимо сооружение новых газопроводных систем, которые обеспечат доставку природного газа в населенные пункты этих регионов из традиционных источников месторождений природного газа, находящихся на территории Российской Федерации.

При этом за последние четверть века опыт газификации и обеспечения доступным природным газом населенных пунктов в США, Канаде, Австралии и Китае демонстрирует

возможность использования природного газа из нетрадиционных источников, в том числе метана угольных пластов (МУП).

II. ТЕОРИЯ

В Российской Федерации в ноябре 2011 года метан угольных пластов был признан самостоятельным полезным ископаемым и внесен в Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод.

Общие запасы метана угольных пластов в разных странах и в мире в целом оцениваются разными источниками по разному, но в общем, за редким исключением, порядок цифр совпадает. Ниже в таблице 1 [4] и в таблице 2 [5] представлены некоторые данные.

Таблица 1. Запасы МУП в основных угледобывающих странах мира

Страна	Запасы угля, млрд. т	Запасы МУП, трлн. м ³
Россия	6500	17–113
Китай	4000	30–35
Канада	7000	5,7–76
Австралия	1700	8,5–14,2
США	3900	11,3
Германия	320	2,8
Польша	160	2,8
Великобритания	190	1,7
Украина	140	1,7
Казахстан	170	1,1
ЮАР, Зимбабве, Ботсвана	150	0,9
Индия	160	0,9

Таблица 2. Оценка геологических ресурсов МУП

Страна	Ресурсы, трлн. м ³
Россия	78
США	60
Китай	28
Австралия	22
Индия	18
Германия	16
ЮАР	13
Украина	8

Казахстан	8
Польша	3
Всего в мире	260

Запасы метана угольных пластов в основных угольных бассейнах на территории Российской Федерации оцениваются в 83,7 трлн. м³ [6]. Географическое расположение данных запасов метана угольных пластов (рис. 2) представлено ниже:



Рис. 2. Запасы метана угольных пластов в основных угольных бассейнах России

Технология добычи метана угольных пластов, как извлечение природного газа добываемого из нетрадиционных источников природного газа, технически не отличается от технологии добычи природного газа добываемого из традиционных источников. Основные виды извлечение метана угольных пластов (рис. 3) из газоносных пластов представлены ниже.

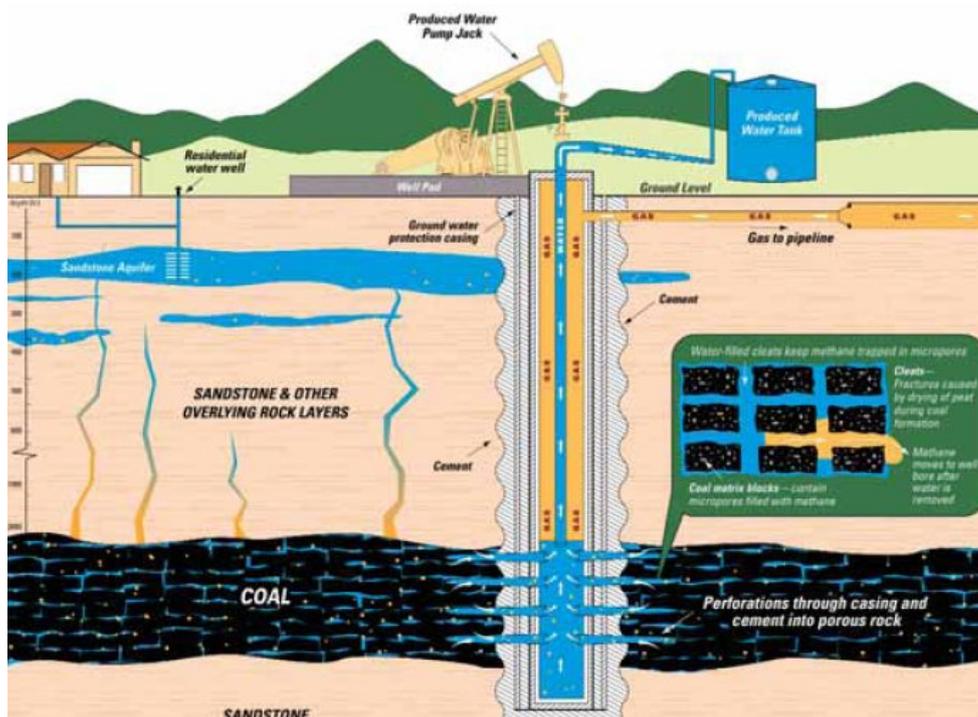


Рис. 3. Виды технологии добычи метана угольных пластов

Стадийность и динамика извлечения метана угольных пластов также не отличается от технологии добычи природного газа добываемого из традиционных источников. Типичная динамика извлечения метана угольных пластов (рис. 4) из газоносных пластов представлена ниже.

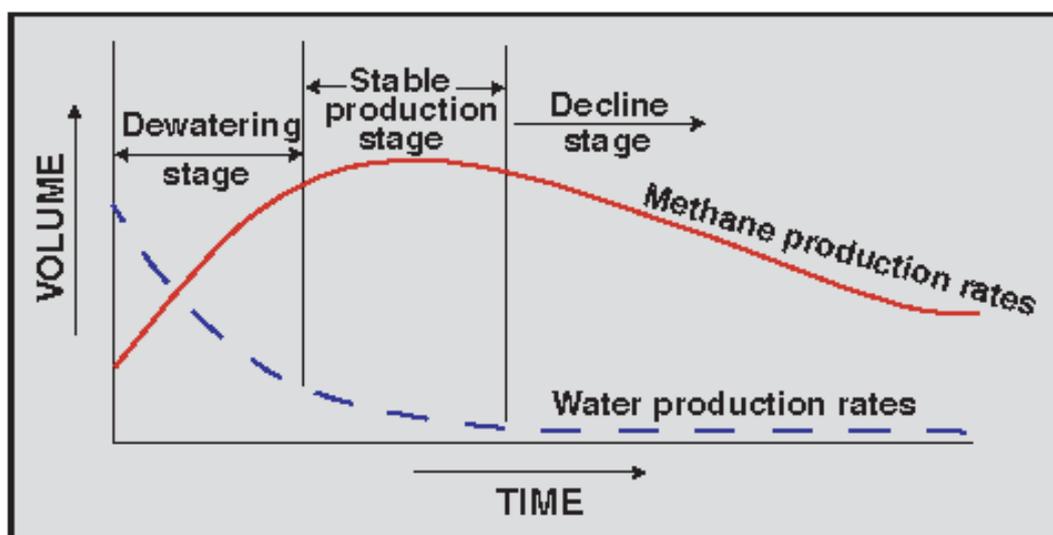


Рис. 4. Динамика добычи метана угольных пластов

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Все вышеперечисленные данные, основанные на мировом опыте извлечения метана угольных пластов как добычи природного газа добываемого из нетрадиционных источников, подтверждены в Российской Федерации [6–8].

Необходимо отметить, что более 15% от общих запасов метана угольных пластов в основных угольных бассейнах на территории Российской Федерации находятся в Кузнецком угольном бассейне [7]. Детальные данные запасов метана угольных пластов (рис. 5) в Кузбассе представлены ниже.

Таким образом, основные технические различия для целей стратегического планирования и организации добычи природного газа в Восточной Сибири между извлечением природного газа из традиционных источников и извлечением метана угольных пластов заключаются в двух следующих факторах:

– объем запасов природного газа на месторождении / площади (300%–3'000%): 2,7 трлн. м³ газа на Ковыктинском газоконденсатном месторождении (ГКМ) в Иркутской области и от 0,095 трлн. м³ на Талдинской площади в Кузбассе до 0,918 трлн. м³ на Нарыкско-Осташинской площади в Кузбассе;

– горизонты / глубины залегания залежи (160%–565%): от 2'838 м до от 3'388 м на Ковыктинском газоконденсатном месторождении (ГКМ) в Иркутской области и от 600 м до от 1'800 м на площадях в Кузбассе.

Схематически технологии добычи природного газа из традиционных источников и добычей метана угольных пластов (рис. 6) представлены ниже.

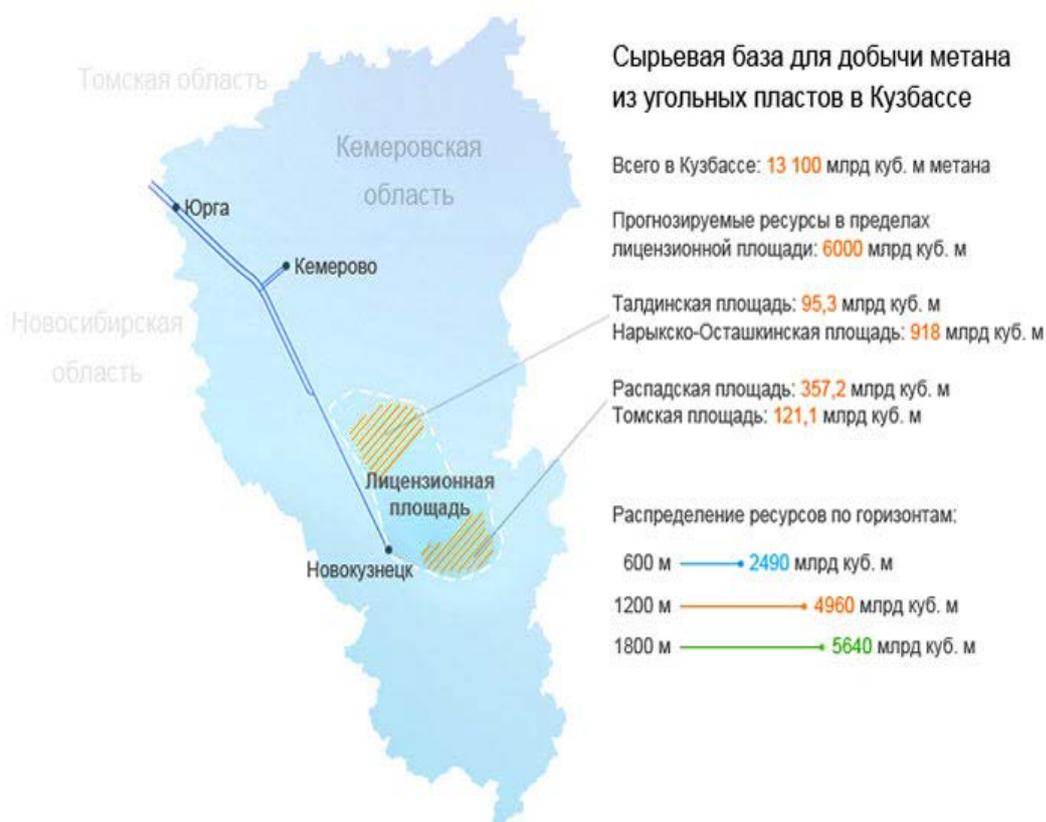


Рис. 5. Запасы метана угольных пластов в Кузнецком угольном бассейне

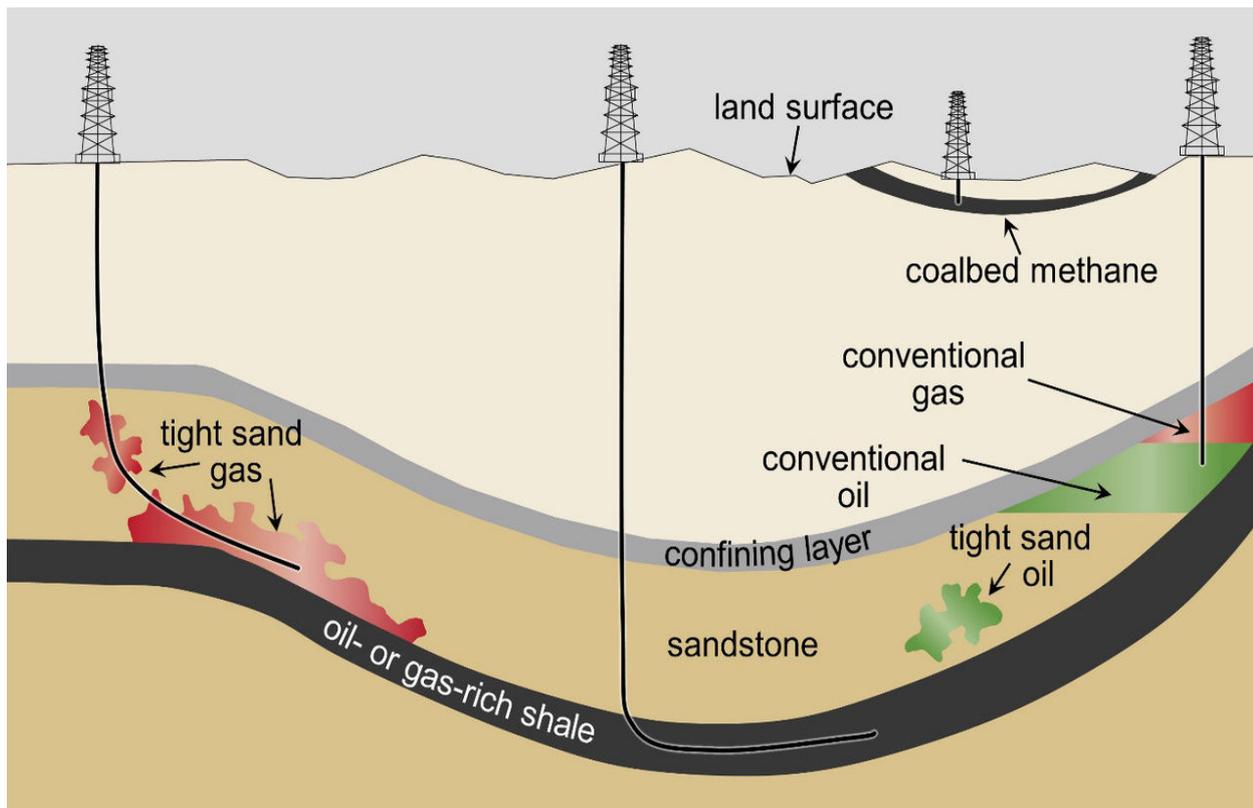


Рис. 6. Запасы метана угольных пластов в Кузнецком угольном бассейне

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Опыт проектов добычи метана угольных пластов в Австралии и странах Северной Америки (Канаде и США) подтверждает очевидность факта, что с точки зрения инвестора, как капитальных вложений (КВ) так и эксплуатационных затрат (ЭЗ), даже «финансово-худший» проект извлечения природного газа из традиционных источников выглядит на порядок инвестиционно-привлекательней по сравнению с любым проектом добычи метана угольных пластов.

В дополнении к вышеозначенной инвестиционной привлекательности, необходимо упомянуть основные факторы / »недостатки« эксплуатации газопровода при реализации проектов газификации населенного пункта, а именно как общим объемом потребляемого газа для газификации так и критерий сезонности, выраженный в большом диапазоне объема потребления природного газа населением и населенным пунктом в целом. Даже в странах с более мягким, по сравнению с регионами Восточной Сибири, климатом разность сезонного зима-лето потребления природного газа превышает 1'000%! Разница в сезонном потреблении природного газа в Италии (рис. 7) представлена ниже:

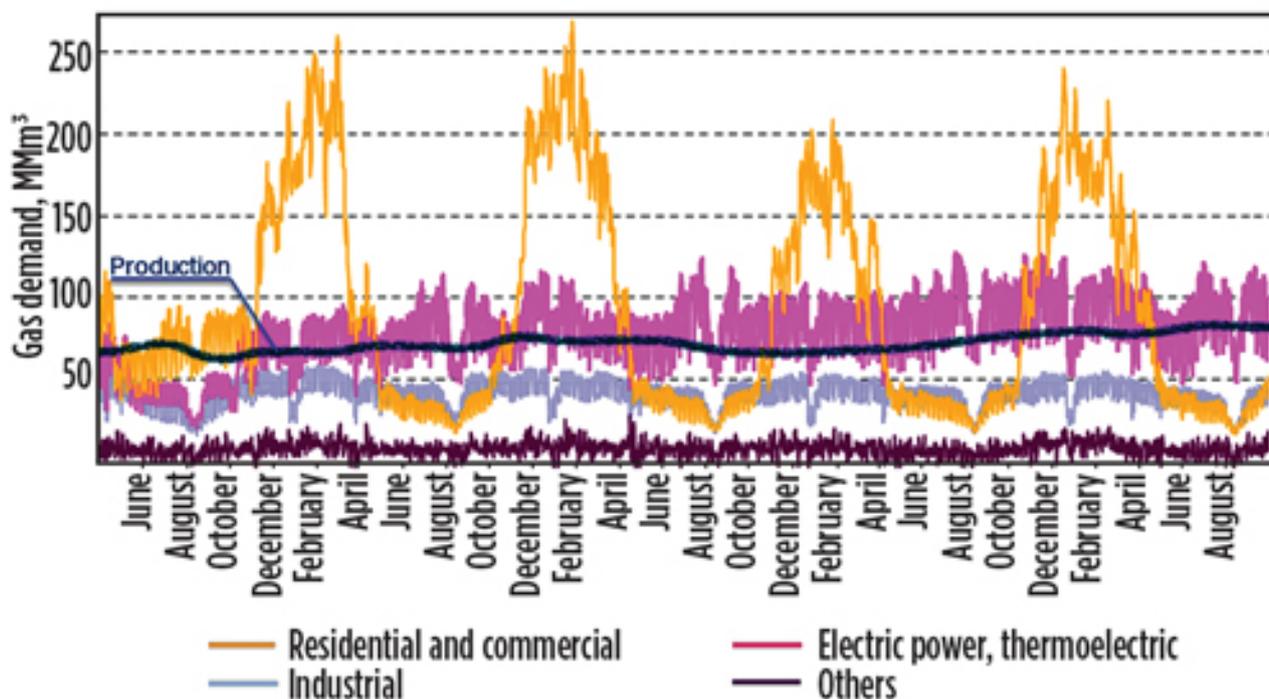


Рис. 7. Использование природного газа в Италии [9]

Соответственно, излишне упоминать сравнительные характеристики производительности / мощности газопроводов для экспорта природного газа, е.г. «Сила Сибири» – 38 млрд.м³ в год и «Северный поток» – 27 млрд.м³ в год, и объемов природного газа, необходимых для газификации городов-миллионников таких как Омск, Красноярск и Калгари, где населением потребляется около 0,1–0,5 млрд.м³ в год [10]. При этом из-за сезонности лето-зима требования к производительности / мощности, подающего природный газ для газификации города-миллионника, газопровода могут варьироваться от показателя максимальной мощности газопровода «Сила Сибири» 100 млн.м³ в день до близкого к нулю объема транспортируемого природного газа. По этим причинам, практически невозможно оспаривать и / или критиковать официальный ответ-заключение ПАО «Газпром» на обоснование инвестиций проекта газоснабжения регионов Иркутской области, что без господдержки варианты газификации не «удовлетворяют требованиям корпоративных показателей эффективности» – чистый дисконтированный доход и срок окупаемости [11].

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На сегодняшний день в регионах и крупных городах Восточной Сибири достаточно остро стоит проблема газификации населенных пунктов как один из основных пунктов социальной политики, так и значимый с экологической точки, как например «Режим «Черного неба» в г. Красноярске, региональных органов государства и позиции правительства Российской Федерации [1].

В целях эффективного и полного исполнения распоряжений правительства Российской Федерации мировой опыт использования и реализации проектов по использованию природного газа из нетрадиционных источников, каковым является метан

угольных пластов, подлежит изучению, тщательному анализу и использованию для решения вопросов газификации как регионов Восточной Сибири, так и других субъектов Российской Федерации. Опыт других стран и его анализ позволит сформировать правильные технические решения и наиболее экономически оптимальные методы государственной политики на федеральном и региональном уровнях, а также обеспечит наибольшую эффективность при решении экономических и вопросов управления, планирования и организации добычи метана угольных пластов в регионах Восточной Сибири.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Правительство Российской Федерации. Распоряжение от 9 июня 2020 г. № 1523-р.
- [2] Центральное Разведывательное Управление (ЦРУ) США. Всемирная книга фактов ЦРУ [Электронный ресурс] – 2020. – Режим доступа: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/>
- [3] Экспорт природного газа в мире в 2019 году [Электронный ресурс] – 2020. – Режим доступа: <https://www.statista.com/statistics/217856/leading-gas-exporters-worldwide/>
- [4] В. И. Бондаренко [и др.] ; науч. ред. И. Н. Карп [и др.]. Энергетика: история, настоящее и будущее. Т. I: От огня и воды к электричеству: в 4 т. – Киев: [б. и.], 2005. – 304 с.
- [5] Statistical Review of World Energy 2010 // BP Global.
- [6] Газпром. О перспективах добычи в России угольного газа [Электронный ресурс] – 2020. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/about/production/extraction/metan/>
- [7] Газпром. ООО «Газпром добыча Кузнецк». История и перспективы Проекта [Электронный ресурс] – 2020. – Режим доступа: <https://kuznetsk-dobycha.gazprom.ru/about/history/>
- [8] Копытов А.И. Современные методы добычи метана из угольных пластов / А.И. Копытов, М.Д. Войтов, С.М. Тагиев // Вестник КузГТУ, 2016. – №2. – с. 35–40.
- [9] Gas Processing & LNG. Lorenzo Micucci. Natural gas pipeline systems and operations [Электронный ресурс] – 2020. – Режим доступа: <http://gasprocessingnews.com/features/202004/natural-gas-pipeline-systems-and-operations.aspx>
- [10] Canadian Gas Association. How much natural gas does Canada use? [Электронный ресурс] – 2020. – Режим доступа: <https://www.cga.ca/natural-gas-statistics/natural-gas-facts/>
- [11] Виктория Чистякова, IRK.ru 2 апреля 2019 г. Газификация района, которая не случилась [Электронный ресурс] – 2020. – Режим доступа: <https://www.irk.ru/news/articles/20190402/gasification/>

УДК 622.691.48

А.В. Милованова, А.В. Рудаченко

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ*

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация – Повышение эффективности эксплуатации сетей газораспределения за счет сокращения технологических потерь – это актуальная задача, стоящая перед газораспределительными организациями. В работе представлен анализ причин технологических потерь, а также способы их количественной оценки. В ходе расчетов определен объем аварийных выбросов природного газа при аварии на модельном объекте исследования. Полученные данные свидетельствуют о необходимости внедрении современных подходов к проектированию и эксплуатации сетей газораспределения.

Ключевые слова – сети, газораспределение, природный газ, технологические потери

I. ВВЕДЕНИЕ

Газотранспортная система включает в себя магистральные газопроводы, газопроводы сетей газораспределения и газопотребления. Основная задача газораспределения состоит в бесперебойном и эффективном транспорте газа до конечного потребителя. Эффективность газораспределения может быть достигнута обеспечением надежной и безопасной эксплуатации объектов сетей газораспределения (СГР) (снижение числа отказов и аварийных ситуаций), повышением гидравлической (увеличение пропускной способности и снижение потерь давления на трение) и энергетической эффективности (снижение потребления топливно-энергетических ресурсов).

В соответствии с политикой ПАО «Газпром» одним из приоритетных направлений повышения энергетической эффективности является сокращение расходов природного газа на технологические нужды основного и вспомогательного производства, а также сокращение потерь газа в распределительных газопроводах и на технологических объектах СГР. Среди всех топливно-энергетических ресурсов, используемых газораспределительными организациями, первое место по потреблению занимает природный газ. На его долю приходится 90% от общего числа потребляемых ресурсов, при этом большая его часть безвозвратно теряется в ходе технологических потерь [1].

Технологические потери природного газа возникают вследствие неконтролируемых утечек, то есть представляют собой реальные выбросы газа. Вследствие этого возникает разбаланс природного газа, что приводит к возникновению экономических потерь для газотранспортных организаций.

II. ТЕОРИЯ

Сеть газораспределения транспортирует природный газ от отключающего устройства, установленного на выходе из газораспределительной станции, до отключающего устройства, расположенного на границе сети газораспределения и сети газопотребления. К основным объектам, входящим в состав СГР, относят газопроводы и технические сооружения на них (футляры, колодцы, конденсатосборники, средства электрохимической защиты, запорная

арматура, коверы, устройства газ-стоп, вытяжные свечи), а также технологическое оборудование (пункты редуцирования газа) [2].

Каждый из составных элементов СГР является потенциальным источником потерь природного газа. Наибольшая часть приходится на потери в пунктах редуцирования газа и на потери в линейной части. Значительная часть потерь связана с негерметичностью существующего оборудования, т.к. любое оборудование с герметизацией в области стыка двух поверхностей имеет потенциал для утечки. Доля потерь также приходится на аварийные ситуации, вызываемые рядом факторов, например, коррозией оборудования газопроводов, а также незаконным хищением газа третьими лицами.

На основе этого потери природного газа разделяют на мнимые и действительные, которые в свою очередь подразделяются на аварийные и эксплуатационные. Наличие эксплуатационных потерь обусловлено негерметичностью разъемных соединений и негерметичностью объектов сетей газораспределения. Аварийные потери возникают вследствие нарушения целостности объектов СГР [3].

Среди основных источников технологических потерь природного газа можно выделить следующие группы:

- негерметичные разъемные соединения газопроводов и технических устройств СГР;
- потери в пунктах редуцирования газа, связанные с недостатками существующих конструкций и негерметичностью;
- несанкционированное использование газа;
- негерметичность арматуры;
- механические и коррозионные повреждения газопроводов и объектов СГР;
- аварийные выбросы.

Величина потерь газа зависит от геометрического объема сетей, давления газа и коэффициента негерметичности [4]. В настоящее время существует два основных подхода к оценке технологических потерь. Первый подход заключается в расчете потерь по эмпирическим формулам в соответствии с действующей нормативно-технической документацией. Второй подход включает в себя измерение потерь с последующей статистической обработкой при помощи предназначенного для этих целей оборудования на реальных объектах-представителях газораспределительной системы.

Определение эксплуатационных потерь вследствие негерметичности разъемных соединений не представляется возможным по следующим причинам: невозможность определения конкретного негерметичного соединения и невозможность определения фактических объемов утечки в каждом соединении.

Расчет объемов аварийных выбросов природного газа производят в соответствии с методикой, представленной в Р Газпром газораспределение 12.2.2-2-2015 [5]. Для выполнения расчетов необходимо учитывать режим истечения газа из поврежденного участка газопровода, геометрический размер образовавшегося отверстия и параметры газа в месте аварии.

Объем аварийных выбросов складывается из объема выбросов до проведения работ по локализации, объема выбросов после проведения работ по локализации, а также объема природного газа, затрачиваемого на продувку газопровода.

Для повышения эффективности газораспределения необходимо не только производить расчет и измерение фактических потерь, но также предотвращать и минимизировать потери как на стадии проектирования, так и на стадии эксплуатации путем уменьшения количества разъемных соединения и повышения их герметичности, применения оборудования с увеличенными сроками между техническим обслуживанием и текущим ремонтом, оснащения объектов СГР задвижками с дистанционным управлением и клапанами системы «Газ-стоп».

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

В качестве исследуемого объекта выбран участок газораспределительной сети, состоящий из полиэтиленового (ПЭ 80) тупикового газопровода среднего давления. Газопровод предназначения для подачи газа от ГРС к пяти пунктам, в роли которых могут выступать газорегуляторные установки или промышленные предприятия. Метод прокладки газопровода – подземный. Данный объект исследования является типовым участком, который встречается в схемах многих реальных газораспределительных сетей в их различных исполнениях. Схема участка газопровода приведена на рис. 1.

Для выбранного участка газопровода производился газодинамический расчет, в ходе которого были определены условные диаметры основного направления и ответвлений, а также значения начальных и конечных давлений каждой из его ветвей. Результаты газодинамического расчета представлены в таблицах 1, 2.

Таблица 1. Результаты газодинамического расчета основного направления

№ участка	$V_p, \text{ м}^3/\text{ч}$	$l, \text{ км}$	$d_n \times \delta, \text{ мм}$	$d_{вн}, \text{ м}$	$A_{уч}, \text{ МПа}^2/\text{км}$	$P_n, \text{ МПа}$	$P_k, \text{ МПа}$
4	18200	0,65	355 × 32,2	0,2906	0,0088	0,4	0,3921
3	9200	2,10	280 × 25,4	0,2292	0,0143	0,3921	0,3474
2	7500	1,25	225 × 20,5	0,1840	0,0252	0,3474	0,2933
1	5000	2,25	200 × 18,2	0,1636	0,0090	0,2933	0,2525

Таблица 2. Результаты газодинамического расчета ответвлений

№ участка	$V_p, \text{ м}^3/\text{ч}$	$l, \text{ км}$	$d_n \times \delta, \text{ мм}$	$d_{вн}, \text{ м}$	$A_{уч}, \text{ МПа}^2/\text{км}$	$P_n, \text{ МПа}$	$P_k, \text{ МПа}$
5	2500	1,80	160 × 14,6	0,1308	0,0111	0,2933	0,2531
6	1700	2,00	140 × 12,7	0,1146	0,0133	0,3474	0,3024
6'	1700	0,9	125 × 11,4	0,1022	0,0338	0,3474	0,2953
6''	1700	1,1	140 × 12,7	0,1146	0,0133	0,2953	0,2667
7	9000	1,5	225 × 20,5	0,1840	0,052	0,3921	0,2607

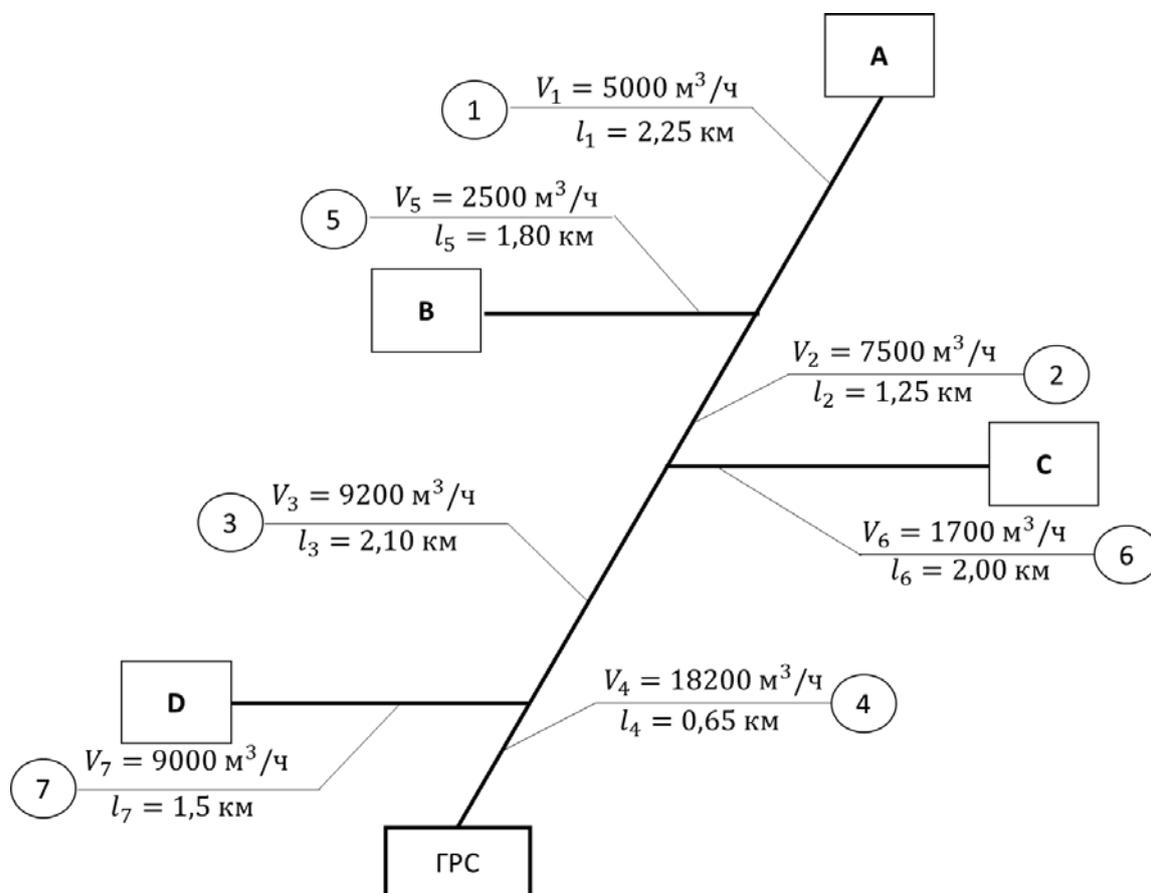


Рис. 1. Расчетная схема газораспределительной сети среднего давления

Для данного модельного объекта исследования производился расчет аварийных выбросов природного газа вследствие повреждения пятого участка газопровода ковшем экскаватора. В ходе проведенного расчета объем аварийных выбросов до проведения работ по локализации составил $1258,85 \text{ м}^3$, объем выбросов после проведения работ по локализации – $67,71 \text{ м}^3$, объем газа, необходимого на продувку и заполнение газопровода – $94,5 \text{ м}^3$. Общий объем технологических потерь равен $1421,06 \text{ м}^3$.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Результаты проведенных расчетов свидетельствуют о том, что аварийные технологические потери природного газа могут вносить значительный вклад в общую величину итогового разбаланса при его подсчете газораспределительными организациями.

Для минимизации аварийных потерь природного газа требуется применение комплекса мероприятий, направленного на сокращение времени идентификации появления аварии и уменьшение времени течения аварийного выброса.

Сократить время идентификации аварии можно использованием токопроводящих элементов, размещенных на полиэтиленовых газопроводах. При нарушении

целостности токопроводящего элемента соответствующий сигнал и информация о месте нарушения поступают на диспетчерский пункт управления. Также в решении данной проблемы могут применяться приборы учета газа с дистанционной передачей данных, в которых автоматически определяется разница объемов газа, зафиксированных приборами учета газа, расположенными выше по потоку газа и приборами учета газа, расположенными ниже по потоку газа.

Для уменьшения времени течений аварийного выброса может быть предложено секционирование линейной части газопровода и оснащение секций запорно-регулирующей арматурой с дистанционным управлением.

Также в качестве меры минимизации потерь природного газа на линейной части газопровода может использоваться система «газ-стоп», которая автоматически перекрывает поток газа при превышении допустимых значений расхода на заданном участке. Данная система имеет небольшое время срабатывания, что способствуют значительному снижению аварийных выбросов.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассчитанный объем технологических потерь природного газа составил 1421,06 м³.

Минимизация потерь природного газа является возможной как на стадии проектирования при выборе и составлении схем прокладки газопроводов, так и на стадии эксплуатации с помощью применения современных видов арматуры и технологий, позволяющих производить быструю идентификацию и локализацию утечек.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель – Чухарева Наталья Вячеславовна, к.х.н., доцент ОНД НИ ТПУ.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Демчук В. Ю. Газораспределительные системы: возможности повышения энергетической эффективности / В.Ю. Демчук, М.С. Доронин // Инженерные системы. АВОК –Северо–Запад. – 2015. – Вып. № 2. – С. 60–64.
- [2] СП 42–101–2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб.
- [3] Тухбатуллин Ф.Г. Сокращение потерь природного газа в системе газораспределения за счет применения балансовых карт / Ф.Г. Тухбатуллин, Д.С. Семейченков // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2018. – № 1–2. – С. 12–20.
- [4] Власичев В.Г. Газораспределение: итоги и перспективы / В.Г. Власичев // Газ России. – 2014. – Вып. 4. – С. 8–11.
- [5] Р Газпром газораспределение 12.2.2–2–2015. Процесс работы с данными. Порядок определения объема природного газа при аварийных выбросах

УДК 331.45:66.013.5

А.Н. Борисова¹, Е.Г. Бардина²

ИССЛЕДОВАНИЕ МНЕНИЯ РАБОТНИКОВ ПО ВОПРОСАМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ «КОМПЛЕКСА СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА»

¹ООО «Велестрой», ОП «Ямал СПГ. Train 4», п. Сабетта, ЯНАО, Россия

²Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – Процесс строительства объектов нефтегазовой отрасли предъявляет повышенные требования к обеспечению безопасности условий труда и быта работников. В то же время нет единой методики снижения рисков безопасности сотрудников на этапах ввода объектов в эксплуатацию, пусконаладочных работах и при дальнейшей их эксплуатации. Проведённое исследование мнения работников по вопросам безопасности позволяет оптимизировать систему мероприятий по снижению рисков безопасности условий труда и быта строителей.

Ключевые слова — строительство, объекты нефтегазовой промышленности, безопасность условий труда и быта работников

I. ВВЕДЕНИЕ

Добыча и транспортировка нефти и газа является динамически развивающейся отраслью, где ежегодно ведётся строительство и вводится в эксплуатацию большое количество новых объектов.

При этом подрядные организации играют решающую роль в реализации проекта, осуществляя его проектирование, ввод в эксплуатацию, пусконаладочные работы и дальнейшее техническое обслуживание. Несомненно, эти этапы строительства являются критическими с точки зрения безопасности жизнедеятельности персонала [1]. Уровень безопасности работников при строительстве объектов ниже, чем при дальнейшей эксплуатации этого объекта, что характерно в целом для строительной отрасли [2]. Работники, осуществляющие строительство и монтаж объектов нефтегазовой отрасли, постоянно подвергаются действию большого числа опасностей, приводящих к травмированию или даже гибели людей, при этом некоторые из этих опасных факторов носят неявный, скрытый характер. Поэтому обеспечение безопасных условий труда на объектах строительства нефтегазового сектора является весьма сложной и актуальной проблемой.

Цель исследования. Разработать анкету по вопросам обеспечения безопасности жизнедеятельности строителей нефтегазовой отрасли, с помощью которой:

- выявить «болевы точки» обеспечения безопасности;
- довести результаты исследования до администрации строительного объекта;
- выработать рекомендации и наметить мероприятия по устранению «болевых точек» и тем самым, в перспективе, снизить риски безопасности.

II. ТЕОРИЯ

Теоретические и практические проблемы обеспечения безопасности в нефтегазовой отрасли достаточно подробно освещены в трудах учёных и преподавателей РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, которые, в частности, разработали методические рекомендации по снижению рисков безопасности в нефтегазовой отрасли, профессиональному отбору работников для выполнения опасных видов работ, проведению поведенческого аудита безопасности, исследованию эргономических условий труда.

Основные требования промышленной безопасности при проектировании, строительстве, реконструкции и ликвидации объектов добычи и транспортировки нефти и газа сформулированы при участии учёных Уфимского государственного нефтяного технического университета. Рекомендации сотрудников кафедры «Промышленная безопасность и охрана труда» УГНТУ, положены в основу при разработке специального технического регламента «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения нефти и газа» и другой нормативно–технической документации в области обеспечения безопасности на объектах нефтегазовой промышленности.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Для выявления «болевых точек» безопасности нами был проведён опрос 65 сотрудников ОП «Ямал СПГ. Train 4», выполняющей строительство «Комплекса сжижения природного газа» производительностью до 1 млн. тонн СПГ в год. Ответы участников опроса носили конфиденциальный характер. Всем респондентам был задан один и тот же набор вопросов и предложены варианты ответов (анкета подготовлена авторами статьи):

1. Считаете ли Вы вопросы безопасности приоритетными:
 - А) для обеспечения эффективного менеджмента в организации;
 - Б) для Вас в профессиональной деятельности;
 - В) для Вас в бытовых условиях?
2. Способны ли Вы оказать первую помощь пострадавшему человеку:
 - А) при поражении электрическим током;
 - Б) при травмах;
 - В) в условиях действия токсических веществ;
 - Г) при внезапной потере сознания?
3. Какие профилактические меры Вы принимаете для снижения профессиональных рисков, связанных с Вашей деятельностью:
 - А) улучшаете условия труда;
 - Б) заботитесь об окружающей среде;
 - В) способствуете улучшению психологического климата в коллективе;
 - Г) используете меры индивидуальной защиты?
4. Какие формы обучения вопросам обеспечения безопасности являются для Вас наиболее информативными и полезными:
 - А) Практические тренинги;
 - Б) Визуализация информации;

В) Дискуссии и обсуждения вопросов безопасности с ведущими специалистами строительной и нефтегазовой промышленности;

Г) Просмотр документальных фильмов о мерах предотвращения несчастных случаев на производстве?

5. Какие меры по обеспечению безопасности и улучшению условий труда в организации Вы можете предложить (открытый вопрос)?

Результаты анкетирования представлены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты анкетирования по вопросам безопасности при строительстве объекта нефтегазовой отрасли

Варианты ответов		Номер вопроса, процент респондентов выбравших вариант ответа (%)			
		1	2	3	4
А	да	57	68	75	80
	нет	13	18	10	8
	затрудняюсь	30	14	15	12
Б	да	97	88	78	80
	нет	3	8	11	12
	затрудняюсь	0	4	11	8
В	да	66	35	72	74
	нет	17	32	14	11
	затрудняюсь	17	33	14	15
Г	да	–	63	100	60
	нет	–	11	–	28
	затрудняюсь	–	26	–	12

Вопрос № 5 имел открытую форму ответа и предполагал формулировку сотрудниками строительного объекта предложений по повышению уровня обеспечения безопасности труда в организации.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Опасности, находящиеся в скрытом состоянии, выявляются при исследовании производственной среды, а также путём проведения опросов персонала и бесед с ним [3].

Среди неявных, но ключевых причин несчастных случаев и аварийных ситуаций на производстве можно отметить, в первую очередь, недостатки в обучении персонала, низкую мотивацию к безопасному поведению, а также нереализованный приоритет безопасности [4].

В опросах работодателей стран Евросоюза с достаточно низким уровнем травматизма и аварийности отмечается, что для них проблема снижения рисков безопасности является важным приоритетом и основой дальнейшего развития производства [5].

При анализе результатов проведённого анкетирования мы установили, что большинство опрошенных сотрудников (97 %) выделяют приоритетность вопросов безопасности в своей профессиональной деятельности, в тоже время приоритетными для

эффективного управления организацией эти вопросы считают лишь 57 % участников опроса. Это указывает на отсутствие у некоторых сотрудников целостного понимания роли безопасности при строительстве объектов и характера мероприятий по снижению рисков.

Практические аспекты обеспечения безопасности на производстве, помимо владения безопасными приёмами работы, предполагают наличие у персонала знаний и навыков оказания помощи при производственных травмах. Умение персонала оказывать первую помощь пострадавшим от различных видов поражения может играть важную роль в критической ситуации спасения жизни, ведь для мобилизации ресурсов служб спасения и оказания квалифицированной помощи требуется время. Многие строительные объекты нефтегазовой отрасли располагаются на значительном расстоянии от ближайших жилых массивов и точек локализации служб спасения, что увеличивает время прибытия специализированных средств оказания помощи.

На вопрос о способности участников опроса оказывать первую помощь пострадавшим в критических ситуациях мы получили следующие ответы: при поражении электрическим током способны оказывать помощь 68 % респондентов, при травматических повреждениях – 88 % респондентов, в условиях действия токсических веществ лишь 35 %, при внезапной потере сознания помощь – 63 % из числа опрошенных сотрудников. Как видно из ответов, далеко не все сотрудники способны оказать помощь пострадавшим, особенно если речь идёт о токсическом поражении или внезапной потере сознания, что, несомненно, нужно учитывать при дальнейшем обучении по программе оказания первой помощи.

Кроме наличия практических навыков по обеспечению безопасности на производстве и знания теоретических основ охраны труда, важным аспектом для снижения производственных рисков является намерение самих работников соблюдать требования безопасности. Это связано, в первую очередь, с психологической ответственностью за свою безопасность и безопасность других лиц [6, 7].

По данным проведённого опроса профилактические меры для снижения профессиональных рисков предпринимают большинство опрошенных сотрудников организации. Следует отметить, что 100 % сотрудников применяют при работе средства индивидуальной защиты, 78 % – заботятся об окружающей среде, 75 % – улучшают условия труда, а 72 % – способствуют улучшению психологического климата в коллективе. Эти результаты являются показателем достаточно высокой ответственности работников и признаком успешного формирования культуры безопасности в данной организации. По мнению Е.Л. Наас с соавторами, формирование культуры безопасности заставляет работников более ответственно относиться к вопросу снижения рисков и даёт возможность принимать более адекватные решения в критических ситуациях [8].

Ключевым вопросом при формировании культуры безопасности является процесс обучения. Обучение является одним из регулирующих факторов поведения сотрудников и ведущим звеном в обеспечении высокого уровня охраны труда [9]. Большинство организаций проводят обучение с целью повышения компетентности сотрудников в области безопасности, но ряд исследователей указывает на его низкую эффективность [10]. Низкая эффективность обучения может быть обусловлена формой организации обучения, так как для достижения цели освоения учебного материала способ обучения так же важен, как и другие аспекты обучения [11].

Так, например, более активная тренировка связана с более сильным воздействием на сознание, чем пассивные методы обучения. Обученные путём тренировки сотрудники более склонны в дальнейшем к самозащитному поведению, чем просто информированные [12].

По данным проведённых в Италии исследований, визуальная коммуникация позволяет передавать идеи и информацию более легко, чем письменная коммуникация. Статические и анимированные изображения с небольшим количеством деталей позволяют лучше сравнивать различные элементы и фокусировать внимание пользователей на деталях выполняемых действий [13].

При проведении опроса 80 % респондентов указывают на эффективность практических тренингов и визуализации информации для освоения учебного материала по вопросам безопасности. Дискуссии и обсуждения вопросов безопасности с ведущими специалистами отрасли будут полезными, по мнению 74 % респондентов, участвующих в опросе.

Учитывая интерес сотрудников к общению с экспертами, можно рекомендовать организовать данную форму обучения дистанционно в форме вебинаров или индивидуального консультирования. При этом обучение может проводиться независимо от местонахождения обучаемого, что особенно важно для работников, находящихся на удалённых строительных площадках и работающих вахтовым методом.

В ответе на вопрос № 5 анкеты работниками самостоятельно были предложены меры по обеспечению безопасности и улучшению условий труда в организации. Мы сгруппировали ответы по основным направлениям совершенствования системы охраны труда:

1. установка стендов, тренажеров и полигонов для визуальных тренировок в условиях повышенной опасности (работы на высоте, огневые работы), учебные тренировки по ГО и ЧС, тренинги по выработке навыков оказания помощи пострадавшим на производстве: во время тренировок у сотрудников выработаются навыки быстро находить решения по обеспечению безопасности при возникновении чрезвычайных ситуаций и оказанию первой помощи пострадавшим;

2. привоз питьевой воды на рабочие участки, организовать подачу горячего питания: ближайшие пункты набора чистой питьевой воды и пункты питания на объекте «Ямал СПГ. Train 4» находятся в вахтовом жилом городке, если обеспечить ежедневный привоз питьевой воды и горячего питания на строительную площадку, то у сотрудников будет больше времени на отдых, что важно для восстановления работоспособности;

3. предложение «День наоборот» – раз в месяц начальники/мастера/прорабы работают вместе с рабочими в рабочей одежде и по инструкции для рабочих, чувствуют и понимают рабочий процесс, быт и условия, в которых находятся рабочий состав, при этом руководители бригад получают возможность оценивать ход производственных операций и контролировать фактические условия работы;

4. организация занятий по физической культуре и спорту в трудовых коллективах с целью:

- снятия нервного напряжения и снижения стресса;
- развития неформальных отношений между сотрудниками предприятия;
- проявления индивидуальных особенностей и повышения самооценки сотрудников;

– поддержания здоровья сотрудников компании;

5. поощрение работников, соблюдающих требования охраны труда, пожарной безопасности и охраны окружающей среды.

Программа мотивации сотрудников реализуется в организации очень давно. Но учитывая ответы, полученные при анкетировании, можно сделать вывод, что многие сотрудники по различным причинам не знают о существовании программы поощрения.

В целом, анализ ответов показал, что рекомендации сотрудников организации носят рациональный характер и хорошо аргументированы, поэтому они могут быть использованы в программе улучшения условий труда и повышения безопасности жизнедеятельности в данной строительной организации.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработана авторская анкета с закрытыми и открытыми формами вопросов, связанными с проблематикой безопасности при строительстве объектов нефтегазовой отрасли. Можно констатировать, что цель настоящего исследования (выявление «болевых точек» безопасности и активизация внимания строителей к вопросам БЖД) достигнута.

Результаты анкетирования свидетельствуют о том, что методика снижения рисков при строительстве объектов нефтегазовой отрасли требует дальнейшего усовершенствования. Практические предложения, высказанные работниками строительной организации, вынесены на обсуждение с руководством компании в качестве направлений снижения рисков безопасности труда и совершенствования производственного процесса в данной организации.

По результатам исследования коллективом ОП «Ямал СПГ. Train 4» были разработаны дополнительные меры повышения уровня подготовки сотрудников по вопросам безопасности жизнедеятельности на производстве и в быту.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Tamim N. Roles of contractors in process safety / N. Tamim, S. Scott, W. Zhu, Y. Koirala, M.S. Mannan // *Journal of Loss Prevention in the Process*. – 2017. – № 48. – pp. 358–366
- [2] Jordan P.D. Worker safety in mature carbon capture and storage industry in the United States based upon analog industry experience / P.D. Jordan, S.M. Benson // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. – 2013. – № 14. – pp. 291–303
- [3] Сугак Е.Б. К вопросу о выявлении и распознавании профессиональных рисков / Е.Б. Сугак // *Безопасность жизнедеятельности*. – 2019. – № 1. – С. 3–8
- [4] Zhang J. Root causes of coal mine accidents: Characteristics of safety culture deficiencies based on accident statistics / J. Zhang, J. Fu, H. Hao, G. Fu, F. Nie, W. Zhang // *Process Safety and Environmental Protection*. – 2020. – № 136. – pp. 78–91
- [5] Александрова Е.В. Кошелёк или жизнь / Е.В. Александрова // *Коммерсант–Business Guide. Охрана труда*. – 2006. – № 5. – С. 30–31
- [6] Roughton, J. *Safety Culture an Innovative Leadership Approach (Second Edition)*. Chapter 13 – Developing Safety Training Needs / J. Roughton, N. Crutchfield, M. Waite // Oxford: Butterworth Heinemann, 2019. – pp. 327–343
- [7] C. W. Yoo Exploring the influence of flow and psychological ownership on security education, training and awareness effectiveness and security compliance / C. W. Yoo, G. L. Sanders, R. P. Cerveny // *Decision Support Systems*. – 2018. – № 108. – pp. 107–118

- [8] Haas E.J. An Analysis of Trainers' Perspectives within an Ecological Framework: Factors that Influence Mine Safety Training Processes / E.J. Haas, C.L. Hoebbel, K.A. Rost // *Safety and Health at Work*. – 2014. – № 5. – pp. 118–124
- [9] Яковлева Е.В. Программное обеспечение обучения по охране труда на предприятиях АПК / Е.В. Яковлева, Е.В. Кулакова, А.С. Фролов // *Безопасность жизнедеятельности*. – 2019. – № 4. – С. 7–12
- [10] Caldwell T. Making security awareness training work / T. Caldwell // *Computer Fraud & Security*. – 2016. – № 6. – pp. 8–14
- [11] Konijn A.M. The effect of active and passive occupational health and safety (OHS) training on OHS awareness and empowerment to participate in injury prevention among workers in Ontario and British Columbia (Canada) / A.M. Konijn, A.M. Lay, C.R.L. Boot, P.M. Smith // *Safety Science*. – 2018. – № 108. – pp. 286–291
- [12] Kievik M. Making it stick: Exploring the effects of information and behavioral training on self-protectiveness of citizens in a real-life safety setting / M. Kievik, E.F.J. Misana-Ter Huurne, J.M. Gutteling, E. Giebels // *Safety Science*. – 2018. – № 101. – pp. 1–10
- [13] Vigoroso L. Occupational safety and visual communication User-centred design of safety training material for migrant farmworkers in Italy / L. Vigoroso, F. Caffaro, E. Cavallo // *Safety Science*. – 2020. – № 121. – pp. 562–572

ОРГАНИЗАТОРЫ КОНФЕРЕНЦИИ



МЕЦЕНАТЫ



ГАЗПРОМБАНК



ТРАНСНЕФТЬ
ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ



ТРАНСНЕФТЕГАЗПРОЕКТ



АЛЬФА-ОЙЛ-СЕРВИС
Интенсификация добычи нефти

Major^e

www.major-express.ru
ЭКСПРЕСС ДОСТАВКА

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЁРЫ КОНФЕРЕНЦИИ

