

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СТЕПЕНИ НАГРЕВА НЕФТИ НА РЕЖИМ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДА, ОСЛОЖНЕННОГО АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ

ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF THE OIL HEATING DEGREE ON THE OPERATING MODE OF A PIPELINE COMPLICATED BY ASPHALT, RESINE AND PARAFFIN DEPOSITS

Г. А. Халилова

Gulnaz A. Khalilova

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

К. А. Стромов

Kirill A. Stromov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

И. З. Денисламов

Ildar Z. Denislamov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

В статье приведены результаты расчетов оптимального начального давления в нефтепроводе Волостновского месторождения Республики Башкортостан, осложненном асфальтосмолопарафиновыми отложениями. Предложено учитывать изменение вязкости перекачиваемой продукции по длине трубопровода путем прогнозирования температуры жидкости по формуле В. Г. Шухова. Для анализа влияния степени нагрева нефти на режим работы трубопровода была проведена серия расчетов, при которых сложный трубопровод был условно разделен на простые участки. В результате построены зависимости потерь давления на трение, начального давления в трубопроводе от температуры жидкости. Выявлено, что нагрев жидкости позволяет уменьшить потери давления на трение в трубопроводе благодаря снижению количества асфальтосмолопарафиновых отложений. Произведённые расчеты относительной погрешности доказывают важность учета изменения вязкости продукции по длине трубопровода.

The article presents the results of calculations of the optimal initial pressure in the oil pipeline of the Volostnovsky field of the Republic of Bashkortostan, complicated by asphalt-resin-paraffin deposits. It is proposed to take into account the change in the viscosity of the pumped product along the length of the pipeline by predicting the temperature of the liquid according to the formula of V.G. Shukhov. To analyze the effect of the degree of oil heating on the pipeline operation, a series of calculations was carried out, in which a complex pipeline was conditionally divided into simple sections. As a result, the dependences of pressure loss due to friction, the initial pressure in the pipeline on the temperature of the liquid were constructed. It was revealed that heating the fluid allows to reduce the frictional pressure loss in the pipeline due to the decrease in the amount of asphalt-resin-paraffin deposits. The calculations of the relative error prove the importance of taking into account the change in product viscosity along the length of the pipeline.

Введение

В настоящее время существует ряд проблем при транспортировке скважинной продукции. Одной из них является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на вну-

тренней поверхности трубопровода, вследствие чего уменьшается проходное сечение, увеличивается давление в трубопроводе.

Выбор методов борьбы с отложениями в системе сбора и подготовки скважинной про-

Ключевые слова

АСПО; ПТБ-10; нефть; трубопровод;
скважинная продукция;
толщина отложений;
давление в нефтепроводе

Key words

ARPD; TBF-10; oil; pipeline;
well production; sediment thickness;
pressure in the oil pipeline

дукции является актуальным в настоящее время. Одним из методов борьбы с АСПО является тепловой метод удаления отложений. К тепловым методам относятся: промывка горячим теплоносителем, нагрев перекачиваемой продукции, электропрогрев.

Для месторождений Республики Башкортостан характерно образование асфальто-смолопарафиновых отложений, оседающих как на стенках скважины, так и на промысловых и магистральных нефтепроводах [1–3].

Рассмотрим одно из месторождений Республики Башкортостан. Волостновское

месторождение находится на поздней стадии разработки. Анализируя состав АСПО Волостновского месторождения, можно отметить, что в них содержание парафинов колеблется в пределах 2,00–4,53 %, асфальтенов и смол 10,78–26,78 %, механических примесей 0,07–21,60 %. Нефть Волостновского месторождения является смолистой, парафинистой.

При анализе состояния разработки Волостновского месторождения, его системы сбора и подготовки выявлен ряд осложнений (рисунок 1).



Рисунок 1. Осложнения, присутствующие на месторождении

Основную долю присутствующих осложнений составляют асфальтосмолопарафиновые отложения.

Выпадение любого вещества в осадок происходит в том случае, когда концентрация этого вещества в растворе превышает равновесную концентрацию. Такие условия возникают в результате изменения термобарических параметров в системе «нефть – вода – газ» [4].

Значение температуры кристаллизации парафина:

$$T_{\text{ин}} = t_0 + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot G_n, \quad (1)$$

где $t_0 = 11,398 + 34,084 \cdot \lg C_n$.

t_0 — температура насыщения нефти парафином в поверхностных условиях, °С;

P — давление, МПа;

G_n — газовый фактор нефти, м³/м³;

C_n — концентрация парафина в нефти, мас. %.

В результате расчетов выявлена температура кристаллизации парафина на Волостновском месторождении, равная 20,13 °С.

Температура является основным фактором, который влияет на образование АСПО. Снижение температуры приводит к уменьшению растворяющей способности нефти, вследствие чего начинают кристаллизоваться парафины [5]. Основной проблемой на данном месторождении является эксплуатация нефтепровода в зимних условиях, когда температура опускается ниже 20 °С.

Образование АСПО приводит к уменьшению пропускной способности трубопроводов, тем самым увеличивая давление в процессе эксплуатации и энергозатраты на перекачивание продукции [6].

При перекачке скважинной продукции, содержащей большое количество асфальтенов,

смола, парафинов, возникает необходимость увеличения мощности перекачивающих агрегатов, использования путевых подогревателей, увеличения диаметра нефтепровода или использования различных реагентов [7].

Нагрев жидкости позволяет устранить данные проблемы. Одним из тепловых методов борьбы с АСПО является промывка горячей нефтью, использование блочной трубчатой печи ПТБ-10 [8].

В научной литературе существует немало исследований на тему режимов работы слож-

ного трубопровода. Для решения подобных задач А. А. Шутовым был разработан программный комплекс, в котором можно смоделировать различные режимы работы [9]. В данной работе приведена упрощенная методика расчета оптимального начального давления в трубопроводе, отличительной особенностью которой является учет изменения вязкости по всей длине.

Рассмотрим нефтепровод, осложненный асфальтосмолопарафиновыми отложениями. Сложный трубопровод состоит из двух простых — без отложений и с АСПО (рисунок 2).

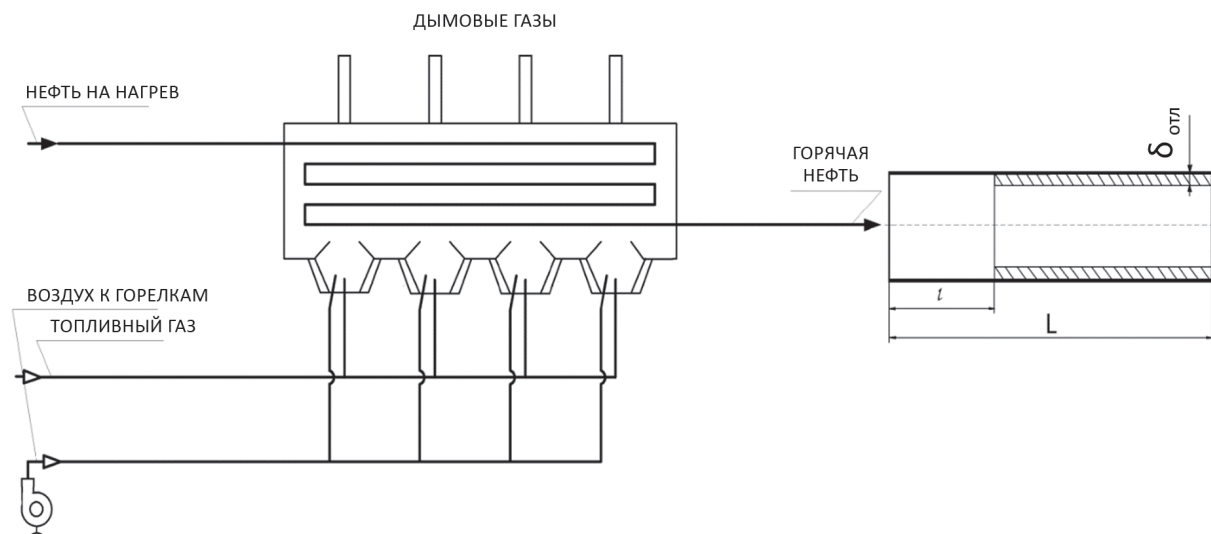


Рисунок 2. Сложный трубопровод с участком с АСПО

Предположим, что при нагреве жидкости более 20,13 °С участки будут без отложений, далее при уменьшении температуры будут образовываться АСПО. Произведем расчет оптимального начального давления в нефтепроводе без учета влияния газа при транспортировке водонефтяной эмульсии с небольшим количеством газа.

Основной формулой расчета нефтепровода с нагревом АСПО является формула академика В. Г. Шухова [10]:

$$t_x = t_{окр} + (t_{нач} - t_{окр}) \cdot e^{-\frac{\pi D l K_1}{G K_2}}, \quad (2)$$

где t_x , $t_{окр}$, $t_{нач}$ — температура на расчетной точке, окружающей среды и в начале трубопровода соответственно;

D — внутренний диаметр чистого трубопровода, м;

l — длина трубопровода без отложений, м;

K_1 — теплопроводность среды, Вт/(м·К);

K_2 — теплоемкость жидкости, Дж/(кг·К);

G — массовый расход жидкости, кг/с.

Данная формула позволяет определить температуру в любой точке трубопровода.

Из уравнения (1) получим выражение для определения длины чистого трубопровода:

$$l = \frac{G K_2}{\pi D K_1} \cdot \ln \frac{t_{нач} - t_{окр}}{t_x - t_{окр}}. \quad (3)$$

Массовый расход жидкости определяется по формуле:

$$G = Q \cdot \rho, \quad (4)$$

где Q — объемный расход жидкости, м³/с;

ρ — плотность жидкости, кг/м³.

Плотность жидкости вычисляется по аддитивной формуле:

$$\rho = w \cdot \rho_w + (1 - w) \cdot \rho_n, \quad (5)$$

где w — обводненность, д.ед.;

ρ_w, ρ_n — соответственно плотности воды и нефти.

Давление в начале трубопровода при образовании АСПО рассчитывается как в сложном трубопроводе по формуле:

$$P_{нач} = P_{кон} + P_{тр1} + P_{тр2}. \quad (6)$$

По формуле Дарси-Вейсбаха потери давления на трение по трубопроводу рассчитываются для двух участков:

— зона с чистым трубопроводом с диаметров сечения D ;

— зона с АСПО с диаметром D_2 .

$$P_{тр} = \lambda \frac{l_i v^2}{2D_i} \rho, \quad (7)$$

где l_i и D_i — длина и внутренний диаметр рассчитываемого участка.

λ — коэффициент гидравлического сопротивления, рассчитываемая по формуле:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \text{ — для } Re = 2320...100000, \quad (8)$$

$$Re = \frac{vD_i\rho}{\mu}. \quad (9)$$

Как известно, вязкость перекачиваемой скважинной продукции уменьшается с увеличением температуры (рисунок 3). Существующие методики расчетов не учитывают изменение вязкости жидкости при перекачке по трубопроводу, значение вязкости остается неизменным по всей его длине. В данной работе произведем расчеты, условно разделив трубопровод на 12 участков, с учетом изменения вязкости по всей длине.

Исходные параметры, необходимые для расчета режима работы трубопровода, приведены в таблице 1.

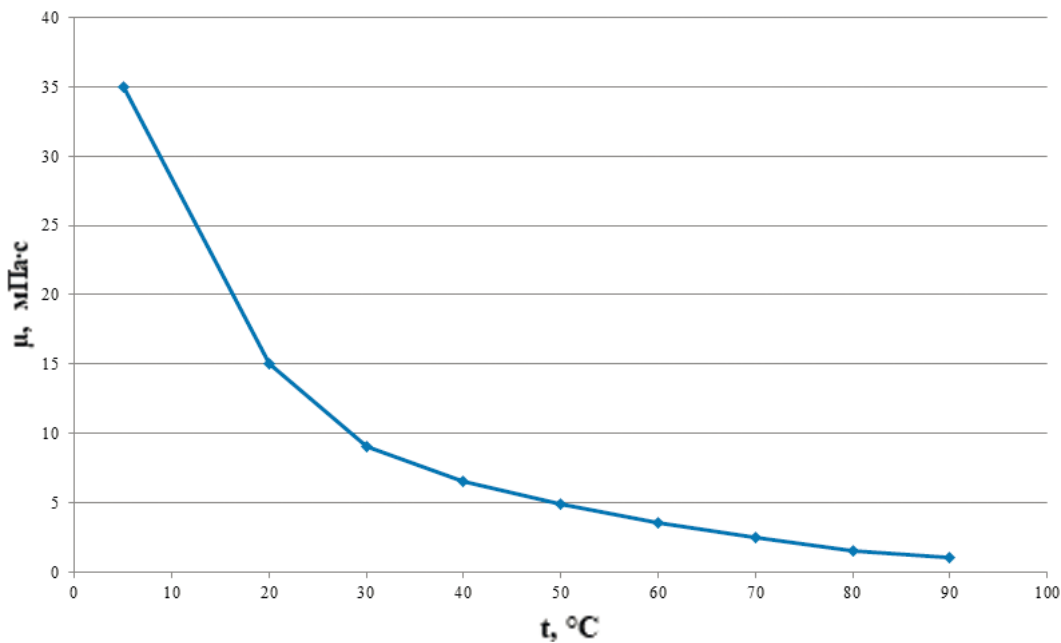


Рисунок 3. Зависимость вязкости продукции от температуры

Таблица 1. Исходные данные по расчетному трубопроводу

Параметр	Условное обозначение	Значение
Объемный расход жидкости, м ³ /сут	Q	2100
Наружный диаметр чистого трубопровода, мм	$D_{нар}$	219
Толщина стенки трубопровода, мм	δ_m	8
Обводненность, %	w	60
Плотность нефти, кг/м ³	ρ_n	814
Плотность воды, кг/м ³	ρ_e	1114
Толщина отложений, мм	$\delta_{отл}$	20
Температура окружающей среды,	$t_{окр}$	2,5
Теплопроводность среды, Вт/(м·К)	K_1	2,5
Теплоемкость жидкости, Дж/(кг·К)	K_2	1700
Длина трубопровода, км	L	35
Давление в конце трубопровода, атм	$P_{кон}$	3

Данный трубопровод рассчитывается для условий, при которых температура окружающей среды 2,5 °С. С учетом данных условий необходимо обеспечить эффективную бесперебойную перекачку жидкости.

При транспортировке скважинной продукции необходимо создать такое начальное давление, которое позволит доставить жидкость до нужного пункта системы сбора [11]. Продукция, перекачиваемая данным трубо-

проводом, содержит большое количество АСПО, что, в свою очередь, приводит к отложению данных веществ на стенки трубопровода при снижении температуры жидкости ниже температуры кристаллизации парафина, уменьшая его проходное сечение. Таким образом, необходимо обеспечить поддержание температуры продукции свыше 20,13 °С.

Произведем расчеты, постепенно увеличивая начальную температуру, чтобы определить зависимость давления в начале трубопровода от степени нагрева жидкости.

Определим температуру, до которой необходимо осуществить нагрев нефти, чтобы длина чистого трубопровода была максимальной, а длина участка с отложениями — минимальной (рисунок 4).

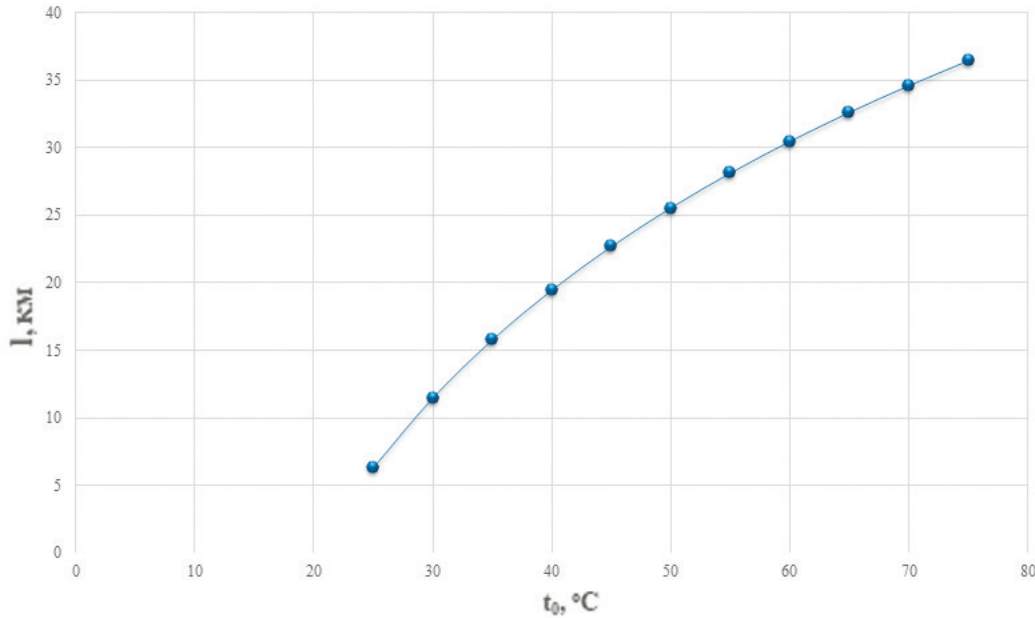


Рисунок 4. График зависимости длины трубопровода без отложений от начальной температуры жидкости

Как видно из рисунка 4, нагрев жидкости более 70 °С позволит эксплуатировать рассматриваемый нами трубопровод без осложнений в виде выпадения АСПО.

Также произведем расчеты при различных толщинах АСПО и определим влияние тол-

щины на давление в начале трубопровода при той же температуре.

На рисунке 5 приведены изменения вязкости и температуры по длине трубопровода вследствие естественного охлаждения перекачиваемой жидкости.

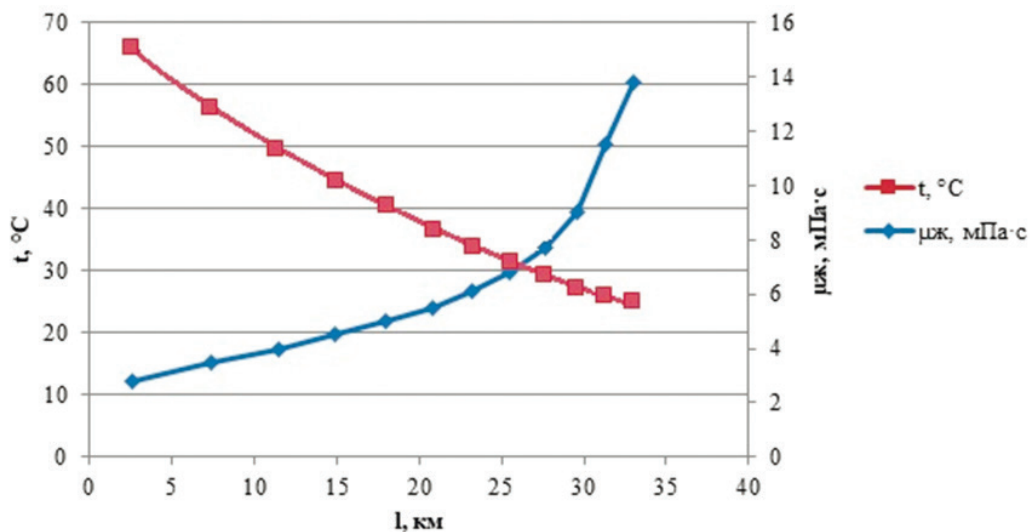


Рисунок 5. График изменения вязкости и температуры по длине трубопровода

На основе полученных расчетов построены: график зависимости потерь давления на трение от температуры перекачиваемой про-

дукции (рисунок 6) и график зависимости начального давления от степени нагрева жидкости (рисунок 7).

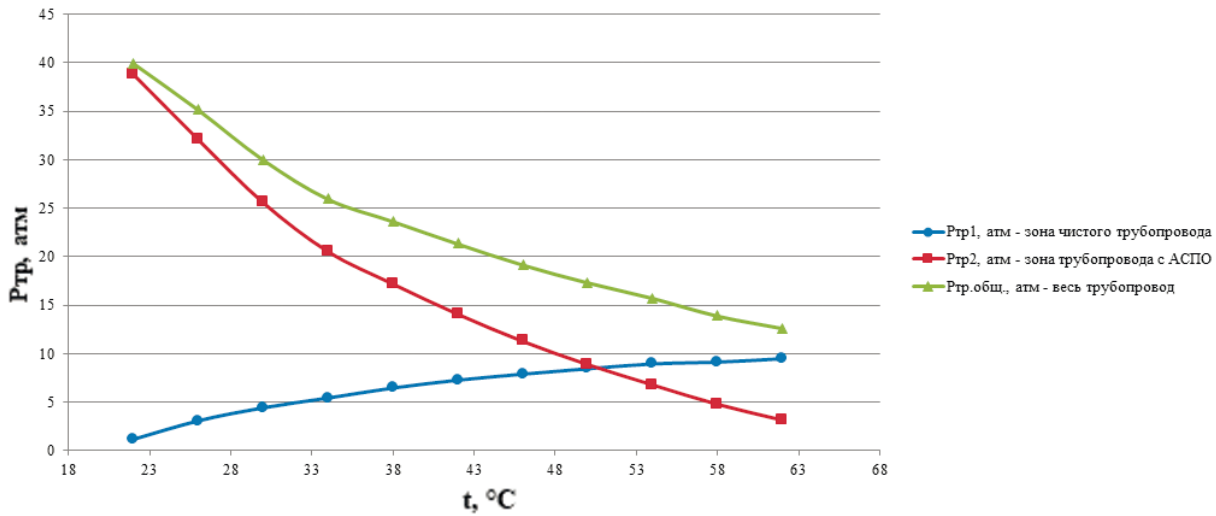


Рисунок 6. График зависимости потерь давления на трение от температуры жидкости

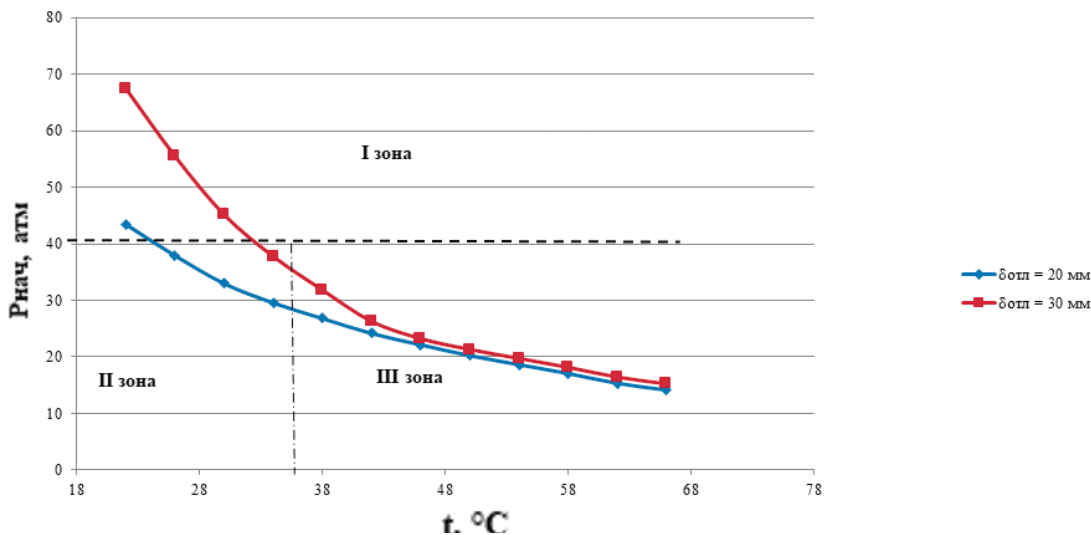


Рисунок 7. График зависимости начального давления от температуры

Анализируя полученные зависимости, можно сделать вывод о том, что нагрев жидкости позволяет уменьшить общее давление на трение во всем трубопроводе. При увеличении температуры перекачиваемой продукции увеличивается длина трубопровода без отложений, вследствие чего увеличивается доля потерь давления в зоне с чистым трубопроводом, но значительно уменьшается доля потерь давления на трение в зоне трубопровода с АСПО.

Анализируя рисунок 7, можно сделать вывод о том, что эффективность нагрева жидкости с целью борьбы с АСПО тем выше, чем больше толщина отложений. График зависимости давления от температуры в начальной точке трубопровода носит логарифмический характер: давление уменьшается с ростом температуры.

На основе полученной зависимости можно выделить 3 зоны эксплуатации трубопровода:

- I зона характеризует зону, не желательную для эксплуатации трубопровода;
- II зона характеризует опасную зону;
- III зона характеризует рабочую зону.

Для безопасного обслуживания трубопровода рекомендуется эксплуатировать его в рабочей зоне.

Нагрев жидкости обеспечивает растворение АСПО и увеличение проходного сечения нефтепровода. Поддержание температуры продукции трубопровода является эффективным методом рационализации работы системы сбора и подготовки.

Для безопасной эксплуатации трубопровода рекомендуется контролировать давление

в нефтепроводе, предупреждая образование АСПО [12, 13].

При проведении расчетов без учета изменения вязкости жидкости используется стандартная вязкость при температуре 20 °С по всей длине трубопровода. Предложенная методика расчета трубопровода учитывает уве-

личение вязкости жидкости по мере ее охлаждения. Произведем расчет относительной погрешности по двум методикам: с учетом изменения вязкости нефти по длине трубопровода и без учета (таблица 2):

Определено, что чем больше нагревают продукцию на ПТБ-10, тем больше стано-

$$\delta = \frac{|P_{тр.общ. (при \mu \neq const)} - P_{тр.общ. (при \mu = const)}|}{P_{тр.общ. (при \mu = const)}} \cdot 100\% \quad (10)$$

Таблица 2. Результаты расчетов относительной погрешности

Начальная температура, °С	Вязкость жидкости на участке, мПа·с	Общие потери давления на трение с учетом изменения вязкости, атм	Общие потери давления на трение при $\mu = const$, атм	Относительная погрешность, %
66	2,8	11,07	17,12	54,61
62	3,5	12,64	18,48	46,22
58	4	13,92	19,94	43,25
54	4,5	15,75	21,50	36,57
50	5	17,34	23,20	33,75
46	5,5	19,17	25,04	30,60
42	6,1	21,35	27,06	26,75
38	6,8	23,65	29,30	23,85
34	7,7	25,96	31,80	22,52
30	9	30,00	34,65	15,47
26	11,5	35,16	37,94	7,91
22	13,8	39,96	41,85	4,73

вится значение относительной погрешности расчетов по потерям давления на трение из-за разницы фактической вязкости и стандартной, которую используют в формуле В. Г. Шухова. Погрешность расчетов достигает до 40–50 % при высоких начальных температурах.

Таким образом, методика расчетов с учетом изменения вязкости жидкости при ее перекачке позволяет получить более точные значения потерь давления на трение, и, следовательно, рассчитать необходимое начальное давление в трубопроводе с подогревом.

Выводы

1. При транспортировке скважинной продукции учет роста вязкости нефти из-за ее охлаждения позволяет наиболее достоверно оценить потери давления на трение, рассчитать оптимальное начальное давление. Это

способствует наиболее точному проектированию системы сбора и подготовки нефти, газа и воды, определению необходимой производительности, которую будут развивать насосы.

2. На практике при транспортировке высоковязких нефтей широко известны режимы эксплуатации трубопроводов с периодическим нагревом жидкости с помощью ПТБ-10 или ПП-4В. Благодаря нагреву перекачиваемой продукции увеличивается длина трубопровода без отложений. На основе полученных зависимостей установлено, что при нагреве жидкости до 70 °С рассматриваемый трубопровод будет эксплуатироваться без АСПО.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хасанов И.И., Шакиров Р.А., Леонтьев А.Ю., Логинова Е.А. Применение асфальтосмолопарафиновых отложений в качестве внутренней тепловой изоляции магистральных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2018. № 4. С. 32–39. DOI: 10.24411/0131-4270-2018-10405.

2. Сагитов Д.К. Борьба с АСПО на новых нефтяных месторождениях // Проблемы разработки месторождений нефти и газа 2017: матер. Всеросс. науч.-техн. конф. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. С. 65–67.

3. Сагитов Д.К., Сяндюков А.В., Шакиров А.А. Удаление и предупреждение образования АСПО на современных нефтяных месторождениях // Материалы

46-й Всеросс. науч.-технич. конф. молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием: В 2-х т. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. Т. 1. С. 165–167.

4. Горбаченко В.С., Демяненко Н.А. Рассмотрение процесса образования и исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений // Вестник Гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого. 2016. № 3 (66). С. 17–23.

5. Mansoori G.A. Remediation of Asphaltene and Other Heavy Organic Deposits in Oil Wells and in Pipelines // *SOCAR Proceedings*. 2010. Vol. 4. P. 12–23.

6. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 1. С. 268–284. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_1.pdf (дата обращения: 17.12.2020).

7. Хасанова К.И., Дмитриев М.Е., Мастобаев Б.Н. Повышение эффективности применения средств и методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в процессе транспорта нефти по магистральным трубопроводам // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2013. № 3. С. 7–12.

8. Турбаков М.С., Рябоконт Е.П. Совершенствование эффективности очистки нефтепроводов от отложений парафинов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. Т. 14. № 17. С. 54–62. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.6.

9. Шутков А.А., Штукатуров К.Ю., Беккер Л.М. Моделирование режимов работы сложного неизотермического нефтепровода // Нефтегазовое дело. 2004. Т. 2. № 1. С. 143–153.

10. Валеев А.Р. Тепловые режимы трубопроводов. Вопрос учета нагрева нефти и газа в трубопроводах // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2009. № 2. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Valeev/Valeev_1.pdf (дата обращения: 17.12.2020).

11. Баров Ю.Н., Мотыгуллин С.Х., Дорохин А.А., Волдавин С.Л., Фаттахов Р.Б. Повышение энергоэффективности транспортировки продукции скважин с использованием объёмных насосов // Экспозиция Нефть Газ. 2014. № 2 (34). С. 81–83.

12. Гарифзянова Л.Ф., Валеев С.И. Устройство и эксплуатация технологических трубопроводов установки переработки углеводородного сырья // Вестник технологического университета. 2017. Т. 20. № 7. С. 32–34.

13. ГОСТ Р 58367-2019. Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование. М.: Стандартинформ, 2018. 126 с.

REFERENCES

1. Khasanov I.I., Shakirov R.A., Leontev A.Yu., Loginova E.A. Primenenie asfal'tosmoloparafinykh otlozhenii v kachestve vnutrennei teplovoi izolyatsii magistral'nykh nefteprovodov [Application of Heavy Oil Deposits as Thermal Insulating Layer in Major Pipelines]. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya* — *Transport and Storage of Oil Products and*

Hydrocarbons, 2018, No. 4, pp. 32–39. DOI: 10.24411/0131-4270-2018-10405. [in Russian].

2. Sagitov D.K. Bor'ba s ASPO na novykh neftyanykh mestorozhdeniyakh [Control of Asphalt-Resin-Paraffin Deposits in New Oil Fields]. *Materialy Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii «Problemy razrabotki mestorozhdenii nefti i gaza 2017»* [Materials of the All-Russian Scientific and Technical Conference «Problems of Development of Oil and Gas Fields 2017»]. Ufa, UGNTU Publ., 2017, pp. 65–67. [in Russian].

3. Sagitov D.K., Syundyukov A.V., Shakirov A.A. Udaleniye i preduprezhdeniye obrazovaniya ASPO na sovremennykh neftyanykh mestorozhdeniyakh [Removal and Prevention of the Formation of ARPD in Modern Oil Fields]. *Materialy 46-i Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii molodykh uchenykh, aspirantov i studentov s mezhdunarodnym uchastiem: V 2-kh t.* [Materials of the 46th All-Russian Scientific and Technical Conference of Young Scientists, Postgraduates and Students with International Participation: In 2 Volumes]. Ufa, UGNTU Publ., 2019, Vol. 1, pp. 165–167. [in Russian].

4. Gorbachenko V.S., Demyanenko N.A. Rassmotreniye protsessov obrazovaniya i issledovaniye svoystv asfal'tosmoloparafinykh otlozhenii [Consideration of the Formation Process and Study of the Properties of Asphalt-Resin-Paraffin Deposits]. *Vestnik Gomeľ'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta im. P.O. Sukhogo* — *Bulletin of the Gomel State Technical University named after P.O. Sukhoy*, 2016, No. 3 (66), pp. 17–23. [in Russian].

5. Mansoori G.A. Remediation of Asphaltene and Other Heavy Organic Deposits in Oil Wells and in Pipelines. *SOCAR Proceedings*, 2010, Vol. 4, pp. 12–23.

6. Ivanova L.V., Burov E.A., Koshelev V.N. Asfal'tosmoloparafinye otlozheniya v protsessakh dobychi, transporta i khraneniya [Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits in the Processes of Oil Production, Transportation and Storage]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2011, No. 1, pp. 268–284. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_1.pdf (accessed 17.12.2020). [in Russian].

7. Khasanova K.I., Dmitriev M.E., Mastobaev B.N. Povysheniye effektivnosti primeneniya sredstv i metodov bor'by s asfal'tosmoloparafinyymi otlozheniyami v protsesse transporta nefti po magistral'nykh truboprovodam [More Effective Use of Poverty and Methods Asphaltene Deposition in the Transport Process of Oil through Pipelines]. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya* — *Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, 2013, No. 3, pp. 7–12. [in Russian].

8. Turbakov M.S., Ryabokon' E.P. Sovershenstvovaniye effektivnosti ochistki nefteprovodov ot otlozhenii parafinov [Improving the Efficiency of Cleaning Oil Pipelines from Paraffin Deposits]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo* — *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2015, Vol. 14, No. 17, pp. 54–62. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.6. [in Russian].

9. Shutov A.A., Shtukaturov K.Yu., Bekker L.M. Modelirovaniye rezhimov raboty slozhnogo neizotermicheskogo nefteprovoda [Mathematical Models of the Complex Non-Isothermal Pipeline]. *Neftegazovoe delo – Petroleum Engineering*, 2004, Vol. 2, No. 1, pp. 143–153. [in Russian].

10. Valeev A.R. Teplovye rezhimy truboprovodov. Vopros ucheta nagreva nefi i gaza v truboprovodakh [Thermal Regime of Pipelines. The Question of Account of Oil and Gas Heating in Pipelines]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2009, No. 2. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Valeev/Valeev_1.pdf (accessed 17.12.2020). [in Russian].

11. Barov Yu.N., Motygullin S.Kh., Dorokhin A.A., Voldavin S.L., Fattakhov R.B. Povyshenie energoeffektivnosti transportirovki produktsii skvazhin s ispol'zovaniem ob'emnykh nasosov [Improved Energy Efficiency of Well Production Transportation Using Positive Displacement Pumps (PDP)]. *Ekspozitsiya Neft'*

Gaz — Exposition Oil Gas, 2014, No. 2 (34), pp. 81–83. [in Russian].

12. Garifzyanova L.F., Valeev S.I. Ustroistvo i ekspluatatsiya tekhnologicheskikh truboprovodov ustanovki pererabotki uglevodorodnogo syr'ya [Construction and Operation of Technological Pipelines of a Hydrocarbon Processing Unit]. *Vestnik tekhnologicheskogo universiteta — Herald of Technological University*, 2017, Vol. 20, No. 7, pp. 32–34. [in Russian].

13. GOST R 58367-2019. Obustroistvo mestorozhdenii nefi na sushe. Tekhnologicheskoe proektirovanie [State Standard R 58367-2019. Engineering Process for Onshore Oil Fields. Technological Design]. Moscow, Standartinform Publ., 2018. 126 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Халилова Гульназ Абдулхаевна, студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Gulnaz A. Khalilova, Student of Oil and Gas Fields Design and Exploitation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: azamatgulnaz.khalilovy.03@mail.ru

Стромов Кирилл Андреевич, студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Kirill A. Stromov, Student of Oil and Gas Fields Design and Exploitation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: kstromov@gmail.com

Денисламов Ильдар Зафирович, кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Ildar Z. Denislamov, Candidate of Engineering Sciences, Associated Professor, Assistant Professor of Oil and Gas Fields Design and Exploitation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: denislamoviz@mail.ru