

Заключение. Проведенное исследование позволило получить новые данные о напряженно-деформированном состоянии с дефектом типа «непровар» уторного соединения. Были использованы метод конечных элементов и прочностные испытания, что позволило более точно определить параметры деформации и прочности материала.

Одним из наиболее важных результатов исследования стало то, что размер дефекта существенно влияет на прочность, что было продемонстрировано на основе проведенных экспериментов. Также было установлено, что условия эксплуатации и распределение напряжений в области дефекта и его окрестностях могут оказывать значительное влияние на прочность.

Таким образом, на основе проведенного исследования можно сделать вывод о том, что контроль дефектов в резервуаре вертикального хранения является важной задачей для обеспечения безопасности и надежности эксплуатации техники. При этом, использование новых методов и технологий позволит повысить эффективность контроля дефектов и снизить риски возникновения аварийных ситуаций.

Литература

1. Лукин В.И., Стариков С.В. Моделирование напряженно-деформированного состояния РВС с дефектами // *Металлург.* – 2018. – № 3. – С. 40–45.
2. Степанов А.В., Петров В.В. Исследование напряженно-деформированного состояния РВС с дефектом типа «непровар» уторного соединения // *Материалы XXI Международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы механики и математического моделирования».* – 2019. – С. 174–178.
3. Тимофеев Н.И., Гаврилов В.П. Моделирование процессов деформирования и разрушения материалов в условиях техногенных воздействий // *Вестник Московского государственного технического университета имени Н.Э. Баумана. Серия «Машиностроение».* – 2016. – № 2. – С. 12–18.
4. Чернышев Д.В., Зарецкий Ю.Н. Численное моделирование деформаций и напряжений в конструкциях // *Известия Томского политехнического университета.* – 2018. – Т. 331, № 3. – С. 19–25.

РАЗРАБОТКА И ОЦЕНКА МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Тоначев К.С.

Научный руководитель профессор А.В. Шадрина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для экономического развития большое значение имеет система транспорта нефти и нефтепродуктов. Как известно, магистральные нефтепроводы обеспечивают как отечественных заказчиков, так и иностранных потребителей. В качестве примера можно привести нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан», предусмотренный, в том числе, и для транспорта нефти в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. А безаварийная транспортировка нефти при договоренной производительности является главной целью. Поэтому, исходя из совокупности данных факторов, представленная проблема является актуальной.

В ходе проведенного анализа литературных источников было установлено, что для выполнения поставленной задачи имеются определенные технико-технологические решения, в том числе прокладка лупинга; вставка трубы большего диаметра; увеличение числа нефтеперекачивающих станций; ввод противотурбулентной присадки.

Для определения целесообразности каждого из вышеупомянутых методов увеличения производительности в качестве объекта был принят условный модельный участок магистрального нефтепровода, протяженность его 173 км. Он приближен к климатическим условиям и к параметрам трубопровода, характерным для Томской области. Необходимо определить потенциал транспорта продукта по нефтепроводу в условиях увеличения количества экспорта, так как альтернативы реализации нефти не предусмотрено.

Изначально были определены потери напора в трубопроводе при заданных условиях до внедрения мероприятий по увеличению производительности. Проведенные расчеты показали, что при существующей технологии транспортировки потери равны 463 метра.

Далее в работе проведена оценка эффективности внедрения конкретных решений на повышение производительности.

Строительство лупинга. В период и условиях эксплуатации транспортной системы может появиться идея потребности прокладки лупинга. Он является не таким затратным способом как организация и создание нового трубопровода.

Необходимая длина лупинга для увеличения производительности по формуле 1 составила:

$$x_{л} = L \cdot \frac{1 - \chi^{m-2}}{1 - \omega} = 173 \cdot 10^3 \cdot \frac{1 - 1,5^{0,125-2}}{1 - 0,273} = 126707 \text{ м} = 127 \text{ км}, \quad (1)$$

где χ – коэффициент, показывающий увеличение производительности;
 ω, m – коэффициенты, зависящие от режима движения нефти и зоны трения;
 L – протяженность магистрального нефтепровода, м.

Укладка вставки трубы. Вставка трубы большего диаметра повышает пропускную способность магистрального трубопровода. Однако стоит отметить серьезный недостаток: потребуется, как минимум, остановить перекачку и запустить скребок для очистки нефтепровода.

Отметим протяженность вставки трубы – x , протяженность участка АВ, гидравлические потери и скорость течения продукта на участке АВ – L_1, h_1, w_1 , соответственно. А на участке ВС, соответственно, L_2, h_2, w_2 . Можем записать уравнение баланса (формула 2), воспользовавшись схемой на рисунке ниже.

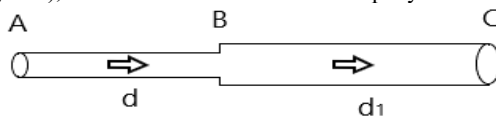


Рис. Участок трубопровода со вставкой

$$\frac{\lambda \cdot L \cdot w^2}{d \cdot 2g} = \lambda_1 \cdot \frac{(L-x) \cdot w_1^2}{d \cdot 2g} + \lambda_2 \cdot \frac{x \cdot w_2^2}{d_1 \cdot 2g}, \quad (2)$$

где d и d_1 – внутренний диаметр магистрального нефтепровода и вставки, соответственно, м;
 λ – коэффициент гидравлического сопротивления в исходном трубопроводе;
 λ_1 и λ_2 – коэффициент гидравлического сопротивления для первого и второго участков после применения методики увеличения пропускной способности.

В результате получена длина вставки, равная 147,6 км.

Помимо недостатка, отмеченного ранее, для вставки трубы характерны потери нефтепродуктов.

Увеличение количества перекачивающих станций. В случае ввода в эксплуатацию трубопровода этапами увеличение пропускной способности добиваются строительством промежуточных нефтеперекачивающих станций.

Главной индивидуальностью для удвоения числа станций является величина повышения эффективности.

Формула для ее представления: $\chi_{Д} = 2^{\frac{1}{2-m}}$.

При увеличении количества перекачивающих станций производительность магистрального трубопровода возрастет до $\gamma_1 = 1,447 \cdot 16600 \text{ т/сут} = 24020 \text{ т/сут}$, что не удовлетворяет заданным условиям.

Сделаем небольшой вывод: установлено, что двукратное увеличение нефтеперекачивающих станций эффективно только тогда, когда заданное условие по повышению производительности $\chi_{Д}$ близко к числу $2^{\frac{1}{2-m}}$.

Ввод противотурбулентных присадок. Кроме уже рассмотренных методов увеличения пропускной способности, возможны и другие. Применение этих способов не требует конструктивных изменений магистрального трубопровода. Эти методы включают, в частности, использование противотурбулентных присадок, уменьшающих гидравлическое сопротивление.

Противотурбулентная присадка – это раствор или суспензия высокомолекулярного углеводородного полимера в растворителе [1].

Помимо способов, затрагивающих металловложения, присадки могут выступать для увеличения гидравлической эффективности магистрального нефтепровода как альтернатива строительству дополнительных нефтеперекачивающих станций, укладки лупингов или врезки вставок трубы.

Соблюдение равенства необходимо при постоянстве ресурса давлений [1]:

$$\lambda(Re, \theta) \cdot Q^2 = \lambda_1(Re_1, \theta) \cdot Q_1^2, \quad (1)$$

где λ и λ_1 – коэффициент гидравлического сопротивления до и после введения присадки, соответственно;
 Re и $[Re]_1$ – число Рейнольдса при заданной и требуемой производительности, соответственно;
 Q и Q_1 – исходная и требуемая производительность нефтепровода, соответственно, м³/с;
 θ – массовая доля присадки, ppm.

Необходимая эффективность противотурбулентной присадки:

$$\psi = \frac{\lambda - \lambda_1}{\lambda} \cdot 100 \% = \frac{0,019 - 0,0114}{0,019} \cdot 100 \% = 40 \% \quad (2)$$

Чтобы обеспечить необходимую посчитанную эффективность, нам потребуется следующая массовая доля присадки (табл. 1).

Таблица 1

Значения функции $\psi(\theta)$ для ПТП Liquid Power TMW [2]

θ, ppm	0	31	39	43	46	47	48	49	50	50,5	50,99
$\psi(\theta), \%$	0	10,0	20,0	30,0	40,0	50,0	60,0	70,0	80,0	90,0	100,0

Выполненные труды говорят о том, что массовая доля присадки для повышения производительности до 24900 т/сут составит $\theta = 46 \text{ ppm}$. В таком случае затраты на одну тонну нефти требуют 46 г этого вещества.

Результаты и их обсуждение. После окончания вычислений для конкретного представленного случая результаты по технической составляющей по увеличению пропускной способности транспорта нефти сведены в таблице 2.

Таблица 2

Свод всех посчитанных параметров

№ п/п	Название	Символ параметра	Единица величины	Значение
1	Длина лупинга при $D_L = 720$ мм	x_L	км	127
2	Длина вставки при $D_B = 820$ мм	x	км	147,6
3	Концентрация ПТП	θ	ppm	46

Из рассмотренных способов увеличения гидравлической эффективности наиболее естественным в использовании будет значиться способ, который связан с противотурбулентными присадками. Невзирая на их огромную величину цены, присадки позволяют не только уменьшить потребление энергии на трубопроводах, но и снизить капитальные затраты на стадиях проектирования, а также создания новых объектов трубопроводного транспорта. Самый затратный способ – увеличение количества станций.

Кроме этого, внедрение противотурбулентной присадки при ее подтвержденной эффективности требует меньше времени.

Выводы

В рамках исследования выполнен выбор наиболее эффективной из существующих в настоящее время технологий увеличения пропускной способности перекачки нефти для заданных условий. Зафиксировано, что следующие критерии, такие как эффективность использования, затраты и время реализации, предполагают преимущество технологии с применением противотурбулентных присадок. Повышение гидравлической эффективности с использованием присадок характеризуется практически отсутствием капитальных затрат и дополнительных эксплуатационных расходов. Применение других способов предполагает значительные капитальные затраты.

Литература

1. Голунов Н. Н. Влияние малых противотурбулентных присадок на гидравлическую эффективность и смесеобразование при последовательной перекачке нефтепродуктов // Территория Нефтегаз. – 2018. – №. 6. – С. 92-97.
2. Лисин Ю. В., Семин С. Л., Зверев Ф. С. Оценка эффективности противотурбулентных присадок по результатам опытно-промышленных испытаний на магистральных нефтепроводах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №. 3. – С. 6-11.

ВЛИЯНИЕ ВЫСОКОЧАСТОТНОГО ПЕРЕМЕННОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПОЛЯ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И УСТОЙЧИВОСТЬ СМОЛИСТЫХ НЕФТЕЙ И ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Хабибулина М.М.^{1,2}, Лоскутова Ю.В.^{1,2}

Научный руководитель с.н.с. Ю.В. Лоскутова

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет», г. Томск, Россия

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Одним из основных этапов при промышленной подготовке нефти является процесс обезвоживания, который осуществляется в результате разрушения водонефтяной эмульсии, в основном с применением термохимических методов [1, 2]. Однако в последние годы наблюдается тенденция к использованию малоэнергетических воздействий, с помощью которых можно перестраивать структуру нефтесодержащих систем, тем самым ускоряя процесс разделения эмульсии. Использование постоянных или переменных электромагнитных полей, а также воздействие низко- и высокочастотными акустическими полями при обработке нефти и нефтесодержащих систем вызывают повышенный интерес у исследователей из-за высокой эффективности, меньшего потребления электроэнергии и лучшей стабильности рабочих характеристик [3].

В качестве объектов исследования были выбраны нефти и водонефтяные эмульсии Русского (ЯНАО) и Столбового (Томская обл.) месторождений. Нефти характеризуются как низкозастывающие и малопарафинистые (0,4 % мас. парафинов). Но если русская нефть является тяжелой высоковязкой с суммарным содержанием смол и асфальтенов 13,8 % мас., то нефть Столбового месторождения отличается более высоким содержанием асфальтенов (2,6 % мас.). Пластовая вода (ПВ) Столбового месторождения характеризуется как среднеминерализованная (минерализация 62,8 г/л), рН = 7,8, что соответствует щелочной среде, а ПВ Русского месторождения отличается невысокой минерализацией – 12 г/дм³ и нейтральным рН.

Влияние электрообработки (ЭО) на устойчивость водонефтяных эмульсий изучалось на установке по электродегидратации высокочастотным переменным электрическим полем, которая была собрана в ИХН СО РАН. ЭО проводили при комнатной температуре, варьируя различные параметры: содержание водной фазы в эмульсии 10 и 30 % мас., время обработки 5, 10 и 15 минут, напряжение 11–17 кВ, частота 250–500 Гц.

Реологические свойства нефтей и 5, 10 и 30 % мас. эмульсий исследовали с помощью реовискозиметра Brookfield LVDV-III Ultra с компьютерной программой обработки данных RheoCalc. Показано, что с увеличением обводненности с 5 до 30 % мас. ПВ динамическая вязкость эмульсий Столбового (рис. 1 а) и Русского месторождений (рис. 1 б) возрастает. Для большинства эмульсий не зависимо от содержания ПВ при увеличении скорости сдвига выше 10 с⁻¹ вязкость уже практически не изменяется.