

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

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

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ УГЛЕВОДОРОДОВ

Материалы
Всероссийской научно-практической конференции
с международным участием

(Омск, 28–29 сентября 2017 г.)

*Научное текстовое электронное издание
локального распространения*

Омск
Издательство ОмГТУ
2017

УДК 621.6
ББК 39.7+34.4
Т77

Редакционная коллегия:

И. Н. Квасов, к.э.н., отв. редактор;

Ю. А. Краус, к.т.н., отв. секретарь;

А. В. Грузин, к.т.н.; *М. О. Мызников*, к.т.н.; *А. Н. Пахотин*, к.т.н.

Трубопроводный транспорт углеводородов : материалы Всерос. науч.-
Т77 практ. конф. с междунар. участием (Омск, 28–29 сент. 2017 г.) / Минобрнауки
России, ОмГТУ ; [редкол.: И. Н. Квасов (отв. ред.) и др.]. – Омск : Изд-во
ОмГТУ, 2017.

ISBN 978-5-8149-2532-9

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.

УДК 621.6
ББК 39.7+34.4

ISBN 978-5-8149-2532-9

© ОмГТУ, 2017

1 электронный оптический диск

Оригинал-макет издания выполнен в Microsoft Office Word 2007/2010 с использованием возможностей Adobe Acrobat Reader.

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.

Ответственность за содержание материалов несут авторы

Подписано к использованию 26.09.17.

Объем 4,18 Мб.

Издательство ОмГТУ.
644050, г. Омск, пр. Мира, 11; т. 23-02-12
Эл. почта: info@omgtu.ru

Секция
ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ и ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ
ХРАНЕНИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 532.133; 532.14

УЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ НЕФТИ
ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ГРУЗОПОТОКОВ

П. О. Кропотин

АО «Транснефть–Западная Сибирь», г. Омск, Россия

Аннотация – Технологии расчетов требуемых мощностей и пропускных способностей, применяемые при планировании транспортировки нефти, не учитывают влияния производительности работы магистрального нефтепровода на ее температуру. В данной работе приводится оценка влияния производительности перекачки нефти по магистральным трубопроводам на ее температуру и реологические свойства. Приведена методика расчета температуры перекачиваемой жидкости, применение которой позволяет повысить точность расчетов при планировании объемов транспортировки нефти и потребляемой на это электроэнергии.

Ключевые слова – магистральный нефтепровод, потребляемая электроэнергия, производительность перекачки, реологические свойства, температура нефти.

I. ВВЕДЕНИЕ

Технологии расчетов требуемых мощностей и пропускных способностей, применяемые при планировании транспортировки нефти, не учитывают влияния производительности работы магистрального нефтепровода (МН) на ее температуру.

В большинстве случаев в расчетах жидкость считается изотермической. Учитывается только изменение свойств, определяемое сезонным изменением температуры окружающей среды или сменой сорта нефти. Изменение температуры нефти в трубопроводе обусловлено не только климатическими характеристиками района расположения объектов МН и температурой грунта, но и происходящими в трубе теплофизическими процессами. При изменении грузопотоков на участке изменяется температура перекачиваемой жидкости. Величина этого изменения может достигать нескольких градусов, что в свою очередь влияет на изменение реологических свойств, коэффициента кинематической вязкости и плотности. Не учет этого приводит к погрешности расчетов, что может быть весьма существенно при повышении точности планирования перекачки и потребления электроэнергии.

Цель работы: определить связь между производительностью перекачки, температурой нефти в трубопроводе, реологическими свойствами нефти. Оценить изменение точности расчета объемов перекачки и затрачиваемой электроэнергии при учете влияния производительности работы МН на температуру нефти.

Для достижения поставленных целей решается задача по построению расчетной модели и разработке методики расчета температуры перекачиваемой нефти.

II. ТЕОРИЯ

В работе приводится методика расчета температуры перекачиваемой жидкости. В предлагаемой методике приняты следующие допущения:

- на всем технологическом участке течет нефть из одной партии;
- процесс течения считается установившемся;
- массовый расход сохраняет свое значение во всех сечениях по длине трубопровода;
- коэффициент теплоемкости нефти принимается постоянным и не зависящим от температуры;
- жидкость считается мало сжимаемой, изменение плотности в результате изменения давления менее существенно, чем под влиянием температуры;
- внутренний диаметр трубопровода принимается постоянным, не зависящим от давления в трубе;
- распределение коэффициентов теплопередачи сохраняется по длине трубопровода и не зависит от температуры потока;
- рассматриваемые режимы течения соответствуют области смешанного трения, в которой учитывается шероховатость стенок трубопровода;
- переходные гидродинамические процессы считаются пренебрежимо малыми по времени по сравнению с работой на стационарных режимах и в расчетах не учитываются;
- начальное приближение свойств нефти соответствует сезонной температуре.

Расчетная модель представляет собой технологический участок (ТУ) МН, включающий в себя нефтеперекачивающую станцию (НПС) и протяженный трубопровод, который разбивается на локальные участки. Под локальным участком понимается участок, на котором условия теплообмена с окружающей средой можно принять одинаковыми (постоянная температура потока, одинаковая температура грунта, одинаковый коэффициент теплопередачи).

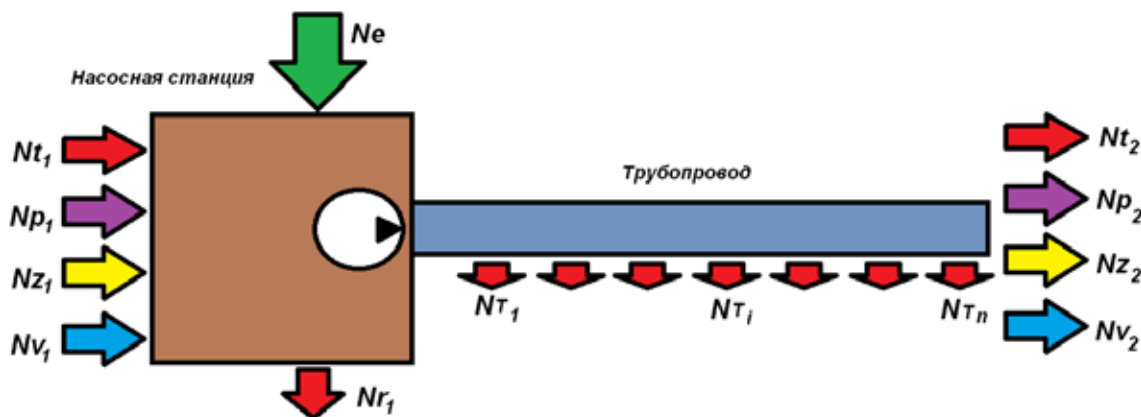


Рис. 1. Баланс мощности технологического участка нефтепровода.

Баланс мощности ТУ (рис. 1), может быть представлен в виде уравнения:

$$Ne + Nt_1 + Np_1 + Nz_1 + Nv_1 = Nr_1 + \sum_{i=1}^n NT_i + Nt_2 + Np_2 + Nz_2 + Nv_2. \quad (1)$$

Рассмотрим составляющие данного уравнения.

Электрическая мощность (Ne , Вт) - мощность, поступающая на насосную станцию для обеспечения процесса перекачки.

Тепловая мощность на входе (Nt_1 , Вт) и выходе (Nt_2 , Вт) - это тепловой поток, входящий и выходящий с жидкостью в начале и в конце рассматриваемого ТУ.

Гидростатическая мощность в начале (Np_1 , Вт) и в конце (Np_2 , Вт) ТУ соответствует давлению жидкости в начале и конце участка.

Потенциальная мощность в начале ($Nz_1, Вт$) и в конце ($Nz_2, Вт$) ТУ - мощность, определяемая высотным положением жидкости в начале и в конце участка.

Кинетическая мощность в начале ($Nv_1, Вт$) и в конце ($Nv_2, Вт$) ТУ - мощность, определяемая скоростью жидкости в начале и в конце участка.

Мощность теплового рассеяния на НПС ($Nr_1, Вт$) - это мощность, расходуемая на нагрев электродвигателей, электрооборудования, корпусов насосов, регуляторов, других местных сопротивлений станции, теплоотдачу от технологических трубопроводов на НПС.

Мощность теплового рассеяния на i -ом локальном участке ($N_{Ti}, Вт$) - мощность, расходуемая на теплопередачу в среду, окружающую трубопровод.

Баланс мощности НПС также определяется равенством входных и выходных потоков энергии (рис. 2). В насосную станцию входит поток, имеющий определенную тепловую и гидравлическую мощность. При работе насосов подводится электрическая мощность, часть которой расходуется на увеличение гидравлической энергии потока (повышение давления), часть на увеличение внутренней энергии перекачиваемой жидкости (увеличение температуры потока) и часть уходит в окружающую среду (нагрев электродвигателя, корпуса насоса, масла и т.д.).

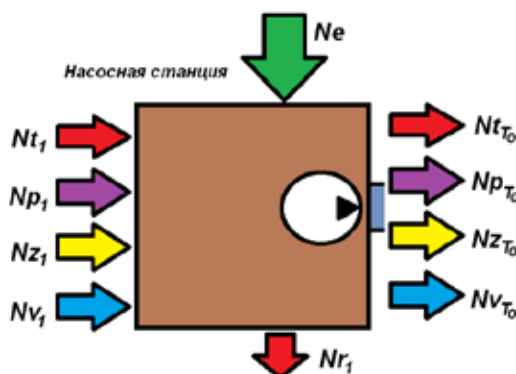


Рис. 2. Баланс мощности насосной станции.

Для установившегося режима работы нефтепровода можно записать уравнение баланса мощностей:

$$Ne + Nt_1 + Np_1 + Nz_1 + Nv_1 = Nr_1 + Nt_{10} + Np_{10} + Nz_{10} + Nv_{10}. \quad (2)$$

Из этого уравнения можно определить тепловую мощность потока после прохождения станции и температуру нефти на выходе НПС. Для данной температуры производится расчет коэффициента кинематической вязкости жидкости и плотность для первого локального участка нефтепровода.

Далее выполняется уточняющий гидравлический расчет для определения потерь давления на трение с использованием уравнения Бернулли:

$$Z_{Ti-1} + \frac{P_{Ti-1}}{\rho_{Ti-1}g} + \frac{v_{Ti-1}^2}{2g} = Z_{Ti} + \frac{P_{Ti}}{\rho_{Ti}g} + \frac{v_{Ti}^2}{2g} + h_{TII}. \quad (3)$$

Коэффициент кинематической вязкости (ν , м²/с) и плотность (ρ , кг/м³) определяются по температуре на входе локального участка.

Из уравнения (3) определяется давление на выходе локального участка.

Баланс мощности локального участка (рис. 3) представлен в виде уравнения:

$$Nt_{Ti-1} + Np_{Ti-1} + Nz_{Ti-1} + Nv_{Ti-1} = N_{Ti} + Nt_{TII} + Np_{TII} + Nz_{TII} + Nv_{TII}, \quad (4)$$

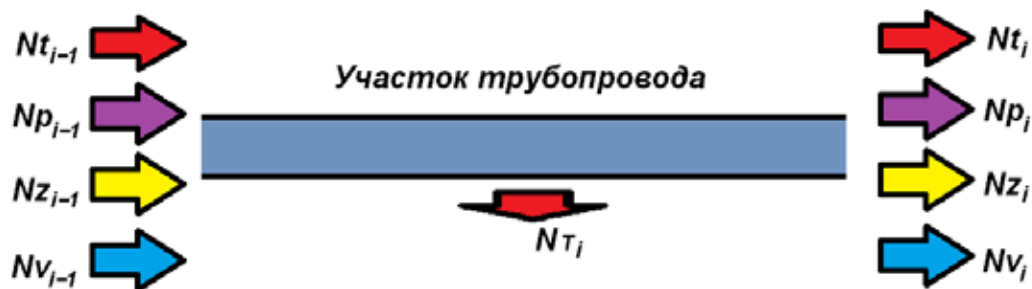


Рис. 3. Баланс мощности локального участка нефтепровода.

Из уравнения (4) определяется тепловая мощность и температура на выходе локального участка. Затем процедура повторяется для следующего локального участка. В результате расчетов получается распределение температуры по длине трубопровода, которое позволяет скорректировать значения расчетной кинематической вязкости и плотности по длине трубопровода.

Для анализа влияния производительности на температуру нефти, которая меняется по длине трубы, удобно перейти к среднему значению температуры, которая вычисляется как среднее интегральное.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Расчеты, показывают, что при увеличении производительности потока (при одинаковых начальных условиях) увеличивается температура перекачиваемой жидкости (рис. 4) и понижается коэффициент кинематической вязкости (рис. 5). Причем включение более мощного насосного оборудования или включение дополнительных насосных агрегатов приводит к достаточно резкому изменению значений температуры и вязкости за счет повышения величины температуры нагрева нефти в насосах.

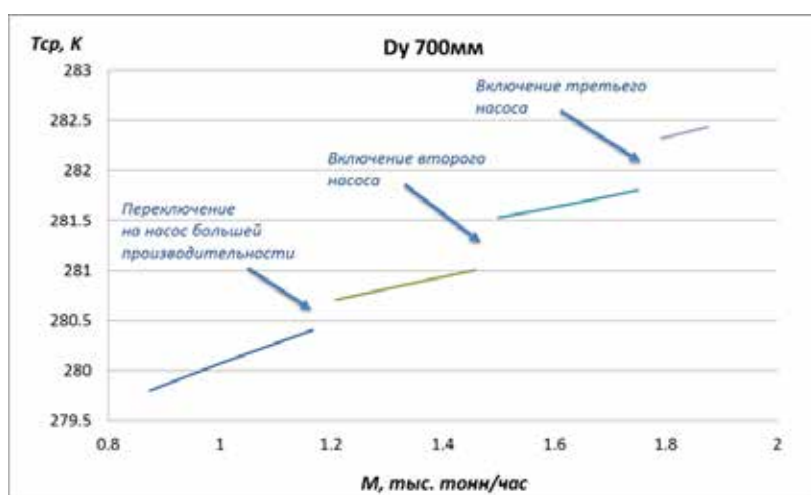


Рис. 4. Влияние производительности перекачки на температуру нефти для участка трубопровода диаметром 700мм.

Также на характер изменения температуры (T , K) по длине трубопровода (L , км) оказывает влияние окружающая среда (грунт на глубине заложения трубы). Так, например,

на участке с глиняным грунтом, имеющим меньший коэффициент теплопередачи, чем суглинок, процесс остывания замедляется или даже переходит в процесс нагрева (рис. 6).

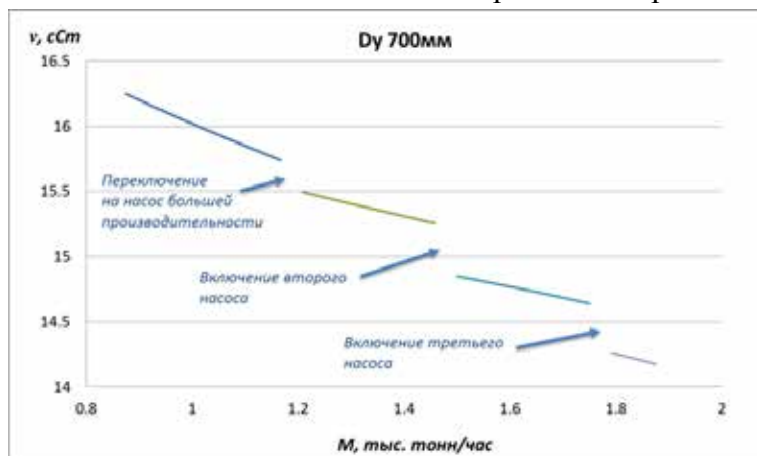


Рис. 5. Влияние производительности перекачки на кинематическую вязкость нефти для участка трубопровода диаметром 700мм.

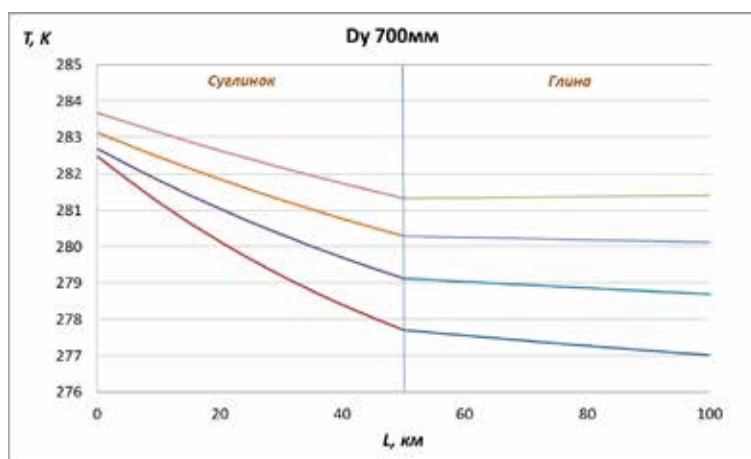


Рис. 6. Влияние свойств грунта на температуру перекачиваемой нефти для участка трубопровода диаметром 700мм.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Уточненные показатели реологических свойств нефти с учетом изменения температуры по длине трубопровода позволяют найти более точное значение массового расхода и потребляемой насосами мощности.

Учет влияния температуры перекачиваемой нефти на пропускную способность участка дает повышение точности планирования объемов транспортировки и потребляемой электроэнергии.

При этом температура на участке меняется в диапазоне нескольких градусов, что приводит к изменению вязкости на 5% и более, что в свою очередь дает погрешность более 1% при расчете производительности режимов перекачки и требуемой для этого мощности.

Минимизировать данную погрешность возможно, применяя приведенную в статье методику расчетов.

Экспериментальные данные подтверждают существенное влияние на нее производительности работы технологического участка (рис. 7). Из представленного графика видно, что недостаточно руководствоваться только лишь учетом сезонных изменений температуры при расчете режимов работы МН. Необходим учет влияния объемов транспортируемой нефти.

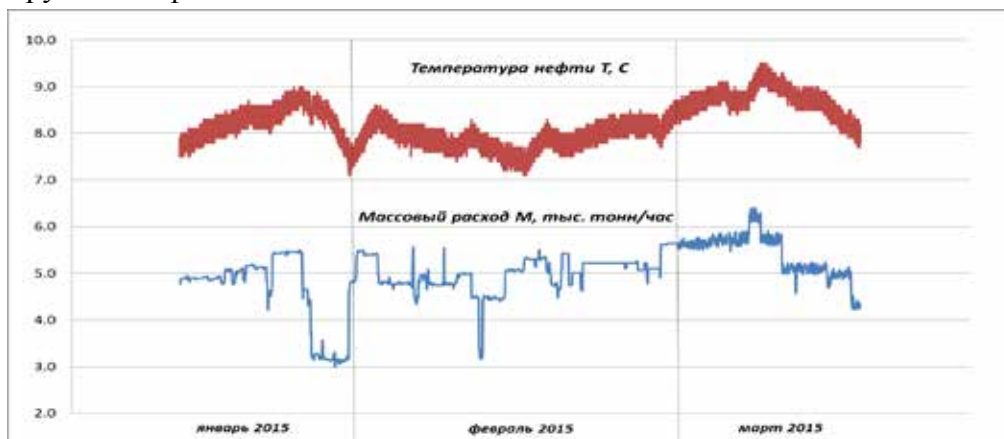


Рис. 7. Влияние производительности перекачки на температуру нефти.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изменение производительности перекачки в диапазоне рабочих режимов трубопровода приводит к изменению температуры перекачиваемой жидкости на 1-2 градуса.

Изменение температуры на 1-2 градуса приводит к изменению вязкости нефти на 5-10% и, следовательно, к необходимости уточнения гидравлических расчетов.

Дискретность включения различных комбинаций насосного оборудования с учетом изменения эффективности работы насосов при различных производительностях дает скачкообразные характеристики изменения температуры от производительности.

Предлагаемые подходы позволяют выполнять уточненные расчеты производительности работы МН и более точно прогнозировать грузопотоки и потребление электроэнергии (рис. 8).

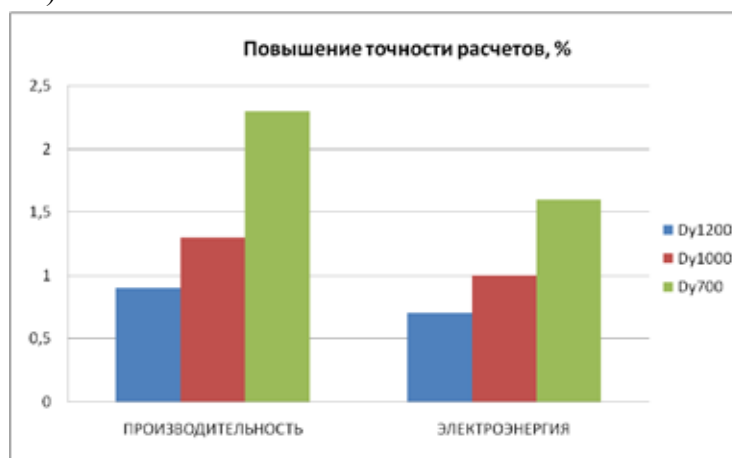


Рис. 8. Повышение точности планирования работы МН.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель: к.т.н. М.О. Мызников.

УДК 620.171.2

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

М. И. Давыденко, Ю. Э. Ярославова, М. Н. Назарова

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Аннотация – Отсутствие достаточного количества информации по вопросам надежности эксплуатации полиэтиленовых газопроводов ведет за собой проблему повсеместного внедрения в качестве новых ниток газопроводов или замены износивших стальных газопроводов. Большинство аварий на полиэтиленовых газопроводах связаны с разгерметизацией сварных швов. В результате чего остро встает вопрос о количественной оценке качества сварных соединений, с целью определения надежности применения сварных конструкций полиэтиленовых труб в газотранспортной сети. Целью исследования являлась разработка метода количественной оценки качества сварных швов полиэтиленовых труб по результатам проведения контроля образцов. В результате были получены формулы для коэффициентов качества сварных швов встык и полученных с помощью закладных нагревателей, а также их оптимальные значения, на основании сравнения с которыми можно оценивать качество полученных сварных соединений и надежность полиэтиленовых газопроводов.

Ключевые слова – полиэтиленовые газопроводы, сварной шов, методы испытания, коэффициент качества, коэффициент надежности

I. ВВЕДЕНИЕ

Целью исследования являлась разработка метода количественной оценки качества сварных швов, применяемых для монтажа полиэтиленовых трубопроводов в системах газоснабжения

Для достижения поставленной цели необходимо было выполнить ряд задач:

- анализ основных методов испытаний сварных соединений полиэтиленовых газопроводов;
- разработка общей формулы коэффициента качества сварного соединения для двух методов сварки (встык и закладными нагревателями);
- определения критических значений каждого параметра, входящего в формулу, исходя из требований СП к положительным результатам испытания;
- вычисление оптимального значения коэффициента качества сварного шва, полученного тем или иным методом, с помощью которого возможна оценка пригодности сварной нитки полиэтиленовых газопроводов к применению.

II. ТЕОРИЯ

Согласно методике проведения оценки надежности сварных соединений полиэтиленовых газопроводов по СП 42-105-99 в число обязательных методов испытания сварных швов полиэтиленовых газопроводов входят: внешний осмотр, испытание на осевое растяжение, ультразвуковой контроль (УЗК), пневматические испытания, испытание сплющиванием, испытание на отрыв.

Для каждого из методов испытаний на надежность сварного шва, примем свой коэффициент, характеризующий вероятность возникновения аварийной ситуации на сварном шве данного типа.

Итоговое значение коэффициента качества сварного шва полиэтиленовых газопроводов будет определяться произведением всех коэффициентов надежности шва. Тогда:

– для сварного шва, полученного с помощью сварки встык:

$$K_{\text{встык}} = k_{\text{раст}} \times k_{\text{УЗК}} \times k_{\text{пнев}} ; \quad (1)$$

– для сварного шва, полученного с помощью закладных нагревателей:

$$K_{\text{ЗН}} = k_{\text{спл}} \times k_{\text{отр}} \times k_{\text{пнев}} . \quad (2)$$

На начальном этапе количество изделий, отнесенных к некачественным по результатам внешнего осмотра, учитывать не будем.

При испытании на осевое растяжение различают три типа разрушения: пластичное (тип I), вязкое (тип II), хрупкое разрушение (тип III). Испытания считаются положительными при количестве образцов, разрушение которых отнесено к типу I, равному 80% от общего числа образцов, однако при полном отсутствии разрушения типа III. Таким образом формула для $k_{\text{раст}}$ будет иметь следующий вид:

$$k_{\text{раст}} = N^{1-m} , \quad (3)$$

где N – количество (в д. ед.) образцов, разрушение которых по результату испытания отнесено к типу I;

m – количество (в д. ед.) образцов, разрушение которых по результату испытания отнесено к типу III.

Оптимальным значением коэффициента надежности при испытании на осевое растяжение $k_{\text{раст}} = 0,8$.

Проведение ультразвукового контроля подразумевает осуществление неразрушающего контроля сварных швов, общее число испытываемых образцов не должно быть меньше 5. Приложение С [6] регламентирует допустимое количество дефектов в сварных швах на полиэтиленовых газопроводах в зависимости от диаметра труб. Исходя из данных таблицы можно определить, что среднее число допустимых одиночных дефектов в сварных швах составляет 6,3, округляем до 6. Тогда оптимальное значение коэффициента надежности сварных швов по результату УЗК $k_{\text{УЗК}}$ будет составлять:

$$k_{\text{УЗК}} = \frac{5}{6} = 0,83 .$$

Общая формула для вычисления $k_{\text{УЗК}}$ будет иметь вид:

$$k_{\text{УЗК}} = \frac{Sh}{def} , \quad (4)$$

где Sh – количество подверженных УЗК сварных швов;

def – количество обнаруженных в сварных швах дефектов.

Проведение пневматических испытаний подразумевает проверку сварных соединений на прочность и герметичность. Результат считается положительным, если в процессе испытания величина фактического давления в газопроводе не будет превышать

величины допустимого падения давления. На результат влияет наличие утечек. Формула для коэффициента надежности при проведении пневматических испытания для $k_{\text{пнев}}$:

$$k_{\text{пнев}} = \frac{\frac{1}{\xi} \frac{DP_{\text{ном}}}{DP_{\text{факт}}}}{\frac{1}{\xi} \frac{DP_{\text{ном}}}{DP_{\text{факт}}}}^{\frac{1}{1+m}}, \quad (5)$$

где $DP_{\text{ном}}$ – установленный нормами перепад давления для данной категории полиэтиленовых газопроводов;

$DP_{\text{факт}}$ – фактический перепад давления, замеренный манометром при проведении испытаний;

m – количество обнаруженных утечек.

Оптимальное значение данного коэффициента будет установлено единицей. Зная оптимальные значение всех коэффициентов надежности, не трудно определить оптимальное значение коэффициента качества для шва, полученного сваркой встык (согласно формуле 1):

$$K_{\text{встык}} = k_{\text{раст}} \times k_{\text{УЗК}} \times k_{\text{пнев}} = 0,8 \times 0,83 \times 1 = 0,66.$$

Таким образом, после проведения всех видов испытаний для сварного шва, полученного сваркой встык, определяется каждый из отдельных коэффициентов и итоговое значение коэффициента качества сварного шва. Если полученное значение больше либо равно оптимального значению ($K_{\text{встык}}=0,66$), то сварные швы можно признать качественными.

Первый вид дополнительных испытаний сварного шва, полученного с помощью закладных нагревателей, – испытание сплющиванием. Согласно п. 5.5 [4] результат испытания на сплющивание считается положительным в том случае, если отношение длины шва, не подвергнутой отрыву, к общей начальной длине шва не превышает 40 %. Тогда коэффициент надежности $k_{\text{спл}}$ будет определяться следующий образом:

$$k_{\text{спл}} = \frac{\frac{M}{i} \frac{l_i^{\text{отр}}}{L_i}}{M}, \quad (6)$$

где M – количество швов, на которых наблюдается отрыв;

$l_i^{\text{отр}}$ – длина сварного шва, не подвергнутой отрыву для i -ого шва;

L_i – общая длина i -ого сварного шва, на котором наблюдается отрыв.

Исходя из п.5.5 [4], величина $k_{\text{спл}}$ не должна превышать 0,4.

Последним видом испытаний является испытание на отрыв. Разрушение должно иметь полностью либо частично пластичный характер. Хрупкое разрушение не допускается. Результат испытания считается положительным, если не менее 80 % образцов имеют пластичный или частично пластичный характер разрушения. Тогда формула для определения коэффициента надежности при испытании на отрыв $k_{\text{отр}}$ будет иметь следующий вид:

$$k_{\text{отр}} = N^{1-n}, \quad (7)$$

где N – количество сварных швов (в д. ед.), разрушение которых носит полностью или частично пластичный характер;

n – число образцов, чье разрушение носит хрупкий характер.

Оптимальное значение $k_{отр}$ устанавливается согласно п.5.6 [4] $k_{отр} = 0,8$. Тогда оптимальное значение коэффициента качества сварных соединений для швов, полученных с помощью закладных нагревателей, будет иметь следующее значения (согласно формуле 2):

$$K_{зн} = k_{спл} \times k_{отр} \times k_{пнев} = 0,4 \times 0,8 \times 1 = 0,32.$$

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Итак, в результате исследования были выведены экспериментальные формулы для коэффициентов качества сварного шва, полученного сваркой встык или закладными нагревателями, на полиэтиленовых газопроводах. Получены оптимальные значения каждого коэффициента качества сварных соединений на полиэтиленовых газопроводах для разных методов сварки, который для сварки встык $K_{встык} = 0,66$, а для сварки с закладными нагревателями $K_{зн} = 0,32$. Выведены формулы коэффициентов надежности по результатам испытаний на основании требований к их проведению и характеристики положительного результата.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Полученные формулы могут быть использованы для любого вида сварного соединения полиэтиленовых труб, применяемых в настоящее время (сварка встык, с закладными нагревателями), так как в формуле учтены коэффициенты надежности по результатам испытаний для различного вида швов. Практическое применение состоит в следующем: для определения степени качества используемого сварного шва, по результатам проведенных испытаний, необходимо определить величину коэффициента качества для соответствующего случая и сравнить его с оптимальным. Если полученное значение больше либо равно оптимальному, то сварной шов можно считать качественным, характеризующимся высокими показателями надежности. Один из вариантов дальнейшего развития исследования – интеграция в формулу параметра, зависящего от температуры, учитывающего влияние среды.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка достоверных методик оценки поможет значительно ускорить процесс внедрения полиэтиленовых материалов в эксплуатацию и значительно сократить расходы на содержание. Исходя из основных положений [4] по испытаниям сварных соединений полиэтиленовых газопроводов была разработана формула качества сварного шва. На основании техники проведения испытаний были получены формулы коэффициента надежности сварного шва по каждому из испытаний, а требования к их положительному результату испытаний являлись основной для определения оптимального значения каждого коэффициента надежности. Итогом исследования являются величины оптимальных значений коэффициента качества сварного шва, полученного сваркой встык или сваркой с закладными нагревателями, на основании сравнения с которыми, можно определить качество полученного шва, а, следовательно, и надежность будущей нитки газопроводов из полиэтиленовых материалов.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Назарова М.Н., Давыденко М.И., Ярославова Ю.Э. Актуальное исследование аварийности и надежности полимерных труб, применяемых для транспорта углеводородного сырья // Матер. междунар. конф. Научно-технические технологии в решении проблем нефтегазового комплекса: Уфа: 2016, С. 228–231.
- [2] Назарова М.Н., Давыденко М.И., Ярославова Ю.Э. «Анализ использования полиэтиленовой арматуры в газовой промышленности» // Матер. междунар. конф. Научно-технические технологии в решении проблем нефтегазового комплекса: Уфа: 2016, С. 243–247.
- [3] Назарова М.Н., Давыденко М.И., Ярославова Ю.Э. «Методы испытаний полиэтиленовых труб и расчеты показателей на пригодность их использования»
- [4] СП 42-105-99 Контроль качества сварных соединений полиэтиленовых газопроводов
- [5] СТО Газпром 2-2.4-083-2006
- [6] СП 42-103-2003 Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов
- [7] СНиП 3.05.02-88* Газоснабжение

УДК 620.197.5

ИЗМЕНЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВКИ ПРОТЕКТОРНОЙ ЗАЩИТЫ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Ф. С. Китаев¹, Ю. А. Краус²

¹ООО «Энергофинстрой», г. Москва, Россия

²Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – В данной работе рассматривается в качестве установки протекторной защиты установка с одиночным протектором. Представлена методика расчёта силы тока установки протекторной защиты, потенциала защищаемого трубопровода, а также формула для расчёта средней силы тока. Проводится анализ изменения указанных параметров во времени в зависимости от срока службы изоляционного покрытия. Также приводятся изменение потери массы протектора по годам и коэффициента неравномерности распределения потенциалов вдоль трубопровода. По результатам моделирования проводится оценка нормативных документов.

Ключевые слова – протекторная защита, гальванический анод, защита трубопровода от коррозии, протяжённость защитной зоны протектора

I. ВВЕДЕНИЕ

Катодная поляризация металлоконструкций при помощи гальванического анода– протектора – протекторная защита – это эффективный автономный способ защиты от электрохимической коррозии оборудования газонефтепроводов, в том числе и в пожаро- и взрывоопасных зонах. В то же время эффективность такой защиты определяется правильным применением установок протекторной защиты.

Важным фактором выбора является экономическое обоснование применения протекторов в данных условиях окружающей среды [1]. Ошибки расчётов по определению количества протекторов могут приводить как к неэффективной защите, не позволяющей достичь защитных значений потенциалов на поверхности (при заниженном числе протекторов), так и к «перезащите» (при завышенном числе протекторов), приводящей к превышению предельной плотности тока по кислороду и, соответственно, водородному охрупчиванию и коррозионному растрескиванию металла [2].

В связи с вышесказанным помимо проектного расчёта параметров УПЗ необходимо иметь представление о их изменении в процессе эксплуатации, что позволит создавать вероятностные модели оценки предельных параметров защиты на данный период. Целью данной работы является разработка методики расчёта изменения параметров протекторной защиты во времени и анализ полученных результатов.

II. ТЕОРИЯ

Физическая сущность протекторной и катодной защита одна – катодная поляризация подземной металлоконструкции. Распределение потенциалов и токов по длине защищаемого объекта при этом отличаются не качественно, а количественно, следовательно, зависимости, используемые для расчёта установок катодной защиты (УКЗ) применимы в некоторой мере применимы и для расчёта УПЗ.

Если пренебречь воронкой потенциалов вокруг протектора, то по аналогии с расчётом защитного тока УКЗ получим зависимость, связывающую ток протектора и со сдвигом потенциала в точке подключения:

$$I = \frac{U_{\max}}{Z}, \quad (1)$$

где U_{\max} – сдвиг потенциала трубопровода в точке подключения протектора, В;
 Z – входное сопротивление трубопровода, Ом.

При катодной защите сдвиг потенциала поддерживается на уровне максимально допустимого. При протекторной защите потенциал в точке подключения устанавливается исходя из условий работы протектора. При проектных расчётах, согласно [3, 4] принимают

$$U_{\max} = k U_{\min}, \quad (2)$$

где U_{\min} – минимальный сдвиг потенциала, обеспечивающий снижение скорости коррозии до приемлемого уровня, В;

k – коэффициент, учитывающие неравномерность распределения потенциалов вдоль трубопровода, т.е. отношение потенциалов U_{\max} и U_{\min} , которое согласно [3, 4] можно принять $k=1,15$.

В дальнейшем обозначим U_{\max} как расчётный потенциал U_p .

Ранее в работе [5] авторами показано, что при небольшой протяжённости защитной зоны, характерной для установок протекторной защиты, входное сопротивление можно заменить переходным сопротивлением

$$R = R_p + \frac{R_{ИЗ} \times e^{-g \times L_3}}{\rho \times D_{ИЗ} \times L_3}, \quad (3)$$

где R_p – сопротивление окружающего трубопровод грунта, Ом:

$$R_p = \frac{r_{ep}}{2 \times \rho \times L_3} \times \ln \frac{\frac{2}{\epsilon} \times \frac{L_3^2}{h_{mp}} \times \frac{\rho}{D_{ИЗ}}}{\rho} \quad (4)$$

r_{ep} – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м;

L_3 – протяжённость защитной зоны УПЗ, м;

h_{mp} – глубина заложения оси трубопровода, м;

$D_{ИЗ}$ – наружный диаметр трубопровода с изоляцией, м;

$R_{ИЗ}$ – начальное сопротивление наружной изоляции, Ом·м²;

γ – коэффициент скорости старения изоляции, 1/год;

τ – рассматриваемый год эксплуатации, год.

в дальнейшем обозначим его как расчётный потенциал U_p .

Основной параметр протектора, обеспечивающий защитный эффект – это сила тока в цепи «протектор-объект защиты», именно он в конечном счёте влияет на определение расчётного количества протекторов и протяжённости защитной зоны установки протекторной защиты. Ранее в работе [5] авторами была предложена зависимость тока в цепи «протектор-объект защиты», от всех значимых факторов, которая с учётом ранее введённых обозначений примет вид:

$$I_{II} = \frac{U_{CT} + U_p - U_{II}^0}{R_{IIp} + R_{II} + R + \frac{P_{II}}{S_{II}}} \quad (5)$$

где U_{CT} – стационарный потенциал стального трубопровода, В;

U_{II}^0 – стационарный потенциал протектора, В;

R_{IIp} – сопротивление дренажного провода, Ом;

R_{II} – сопротивление растеканию тока с УПЗ, Ом;

P_{II} – поляризационное сопротивление протектора, Ом·м²;

S_{II} – рабочая площадь поверхности протектора, м².

Подставляя (2)–(3) в (1) получаем силу тока, стекающего с протектора:

Зная расстояние между УПЗ найдём изменение расчётного потенциала в точке подключения во времени, заменив входное сопротивление формулой (3) и приравняв выражения (1) и (3) с учётом направления тока:

$$U_p = \frac{(U_{II}^0 - U_{CT}) \times R_p + \frac{R_{II3} \times e^{-\gamma t}}{\rho \times D_{II3} \times L_3} \ddot{0}}{R_{IIp} + R_{II} + \frac{P_{II}}{S_{II}} + 2 \times R_p + \frac{R_{II3} \times e^{-\gamma t}}{\rho \times D_{II3} \times L_3} \ddot{0}} \quad (6)$$

Тогда значение наложенного потенциала на границе ответственности двух смежных УПЗ определится по известным зависимостям распределения потенциалов вдоль короткого трубопровода.

Подставляя (6) в (1) получим изменение силы тока УПЗ во времени:

$$I_{II} = \frac{(U_{II}^0 - U_{CT})}{R_{IIp} + R_{II} + \frac{P_{II}}{S_{II}} + 2 \times R_p + \frac{R_{II3} \times e^{-\gamma t}}{\rho \times D_{II3} \times L_3} \ddot{0}} \quad (8)$$

Взяв средне интегральное значение выражения (8) получим среднюю силу тока за период

$$I_{II,sp} = \frac{(U_{CT} - U_{II}^0) \times \ln \left(\frac{2 \times R_p + R_{IIp} + R_{II} + \frac{P_{II}}{S_{II}} \times \rho \times D_{II3} \times L_3 \times e^{\gamma t} + 2 \times R_{II3}}{2 \times R_p + R_{IIp} + R_{II} + \frac{P_{II}}{S_{II}} \times \rho \times D_{II3} \times L_3 + 2 \times R_{II3}} \right)}{t \times \left(2 \times R_p + R_{IIp} + R_{II} + \frac{P_{II}}{S_{II}} \right) \ddot{0}} \quad (9)$$

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Рассмотрим защиту трубопровода диаметром 1020 мм с полимерно-битумным покрытием в грунте с удельным электрическим сопротивлением $50 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$ во времени. В данных условиях для обеспечения нормативного сдвига потенциала необходимо размещать одиночные протектора на расстоянии 75 м. Результат изменения силы тока во времени представлен на рис. 1. Здесь максимальная сила тока протектора – сила тока с учётом только стационарных потенциалов трубопровода и протектора, а также сопротивления растеканию тока с протектора.

Из рис. 2 видно что среднее значение силы тока УПЗ, рассчитанной на 15 лет службы, при проектировании можно определить как среднеарифметическое тока в начальный и конечный период эксплуатации. Завышение силы тока пойдёт в запас расчёта. Однако если проектируемая УПЗ, устанавливается для защиты трубопровода, изоляционное покрытие которого находится в эксплуатации более 10–15 лет, целесообразнее использовать выражение (8).

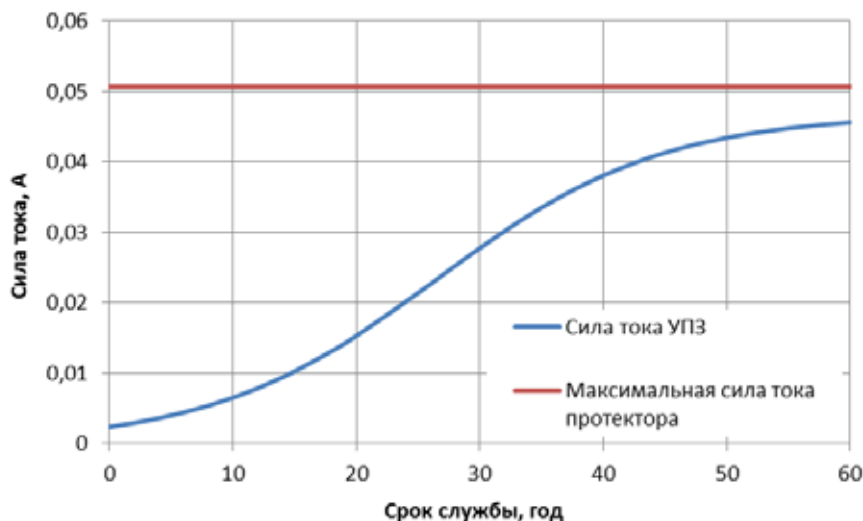


Рис. 1

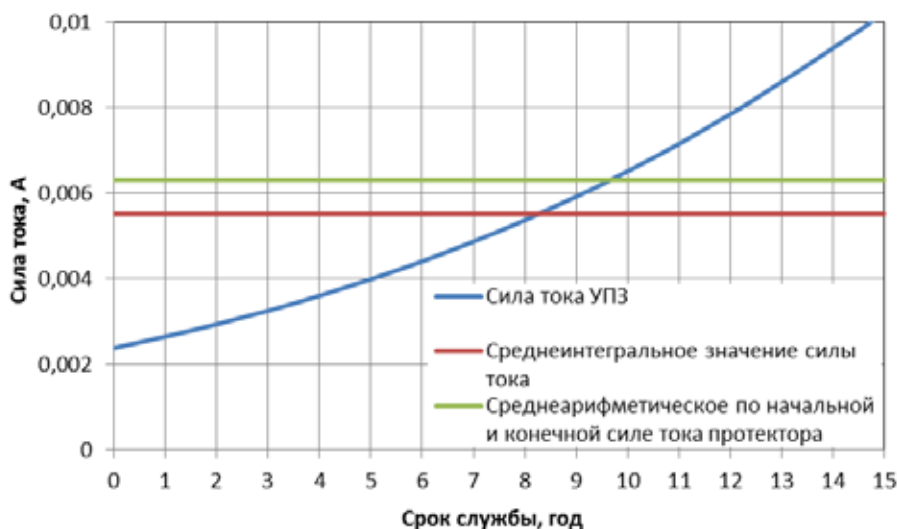


Рис. 2

На рис. 3 представлено изменение наложенных потенциалов в точке подключения УПЗ и на границе плеча защиты.

Ниже на рис. 4 представлены их соотношения для двух расчётных случаев:

а) красным: диаметр 350 мм, удельное электрическое сопротивление грунта $5 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$, протяжённость защитной зоны 650 м;

б) синим: диаметр 1020 мм, удельное электрическое сопротивление грунта $50 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$, протяжённость защитной зоны 75 м.

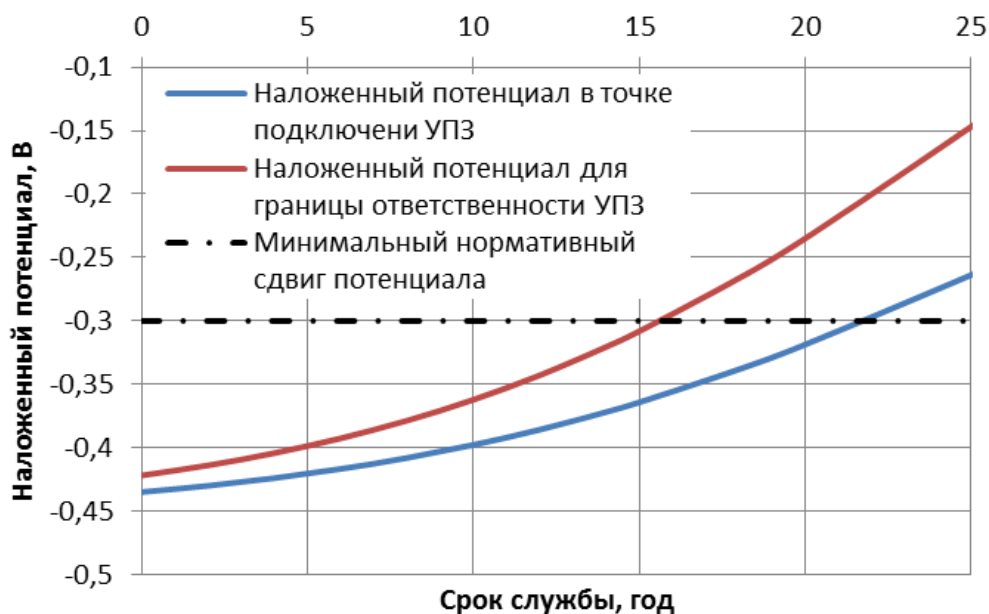


Рис. 3

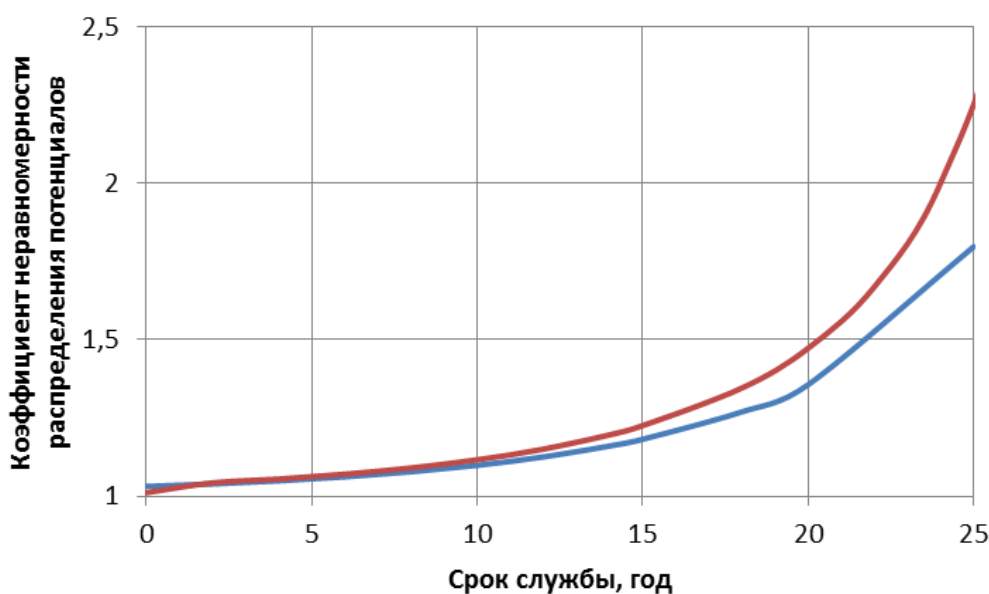


Рис. 4

Из рис.4 видно, что в пределах срока службы полимерно-битумных покрытий ограниченного 15 годами, коэффициенты неравномерности практически не зависят от

конструктивных параметров трубопровода и удельного электрического сопротивления грунта и составляет 1,18–1,22, в соответствии с [4] принимают $k=1,15$, что соответствует сроку службы 10 лет.

Зависимость потери массы представлена на рис.5. Для сравнения приводятся три случая расчёта: потеря массы по теоретической токоотдаче, без учёта саморастворения протектора; потеря массы, рассчитанная с учётом методики [4] при постоянном коэффициенте полезного действия протектора; потеря массы с учётом среднегодовой плотности анодного: средняя плотность определяется на каждый год службы.

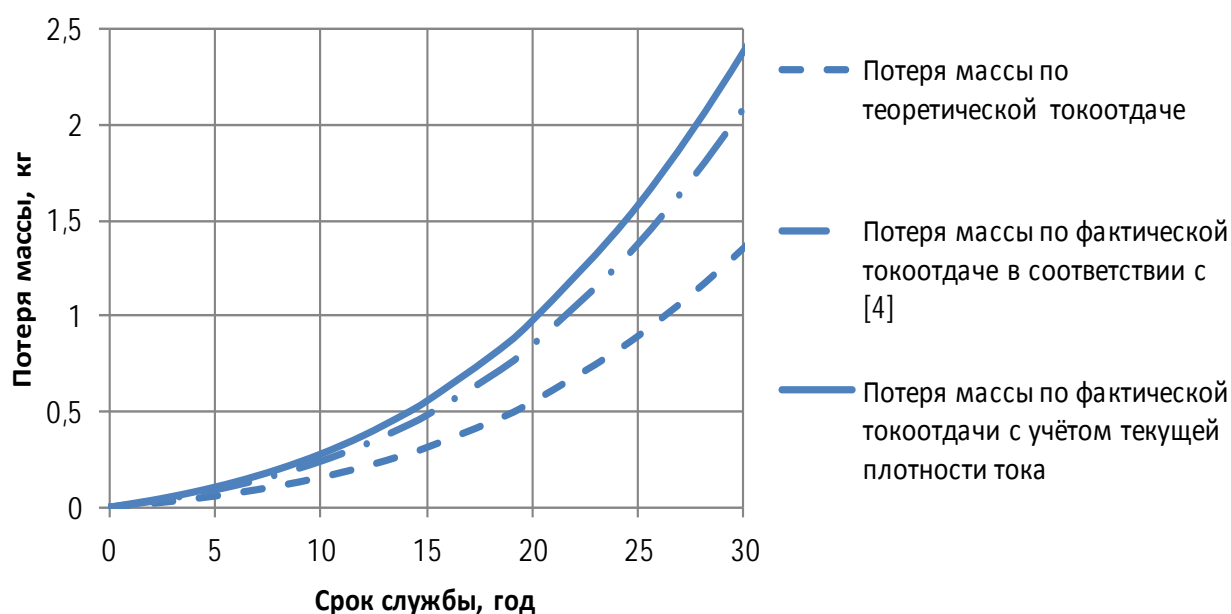


Рис. 5.

В данном случае небольшая потеря массы объясняется низкой плотностью анодного тока протектора, обусловленной высоким удельным сопротивлением грунта и небольшой протяжённостью защитной зоны. При уменьшении диаметра трубопровода, увеличении протяжённости защитной зоны, уменьшении удельного электрического сопротивления грунта и сопротивления изоляционного покрытия трубопровода плотность тока, стекающего с протектора будет увеличиваться и следовательно будет увеличиваться его потеря массы.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Основным фактором, влияющим на результаты расчёта является переходное сопротивление изоляционного покрытия и удельное электрическое сопротивление грунта. Полученные результаты свидетельствуют о применимости принятых в нормативной документации допущениях при проектировании УПЗ, предназначенных для защиты трубопроводов с новым покрытием на срок до 10–15 лет. При сроке службы покрытия более 15 лет необходимо проводить более точный анализ с учётом изменения параметров УПЗ во времени.

Совершенствование практики протекторной защиты должно быть направлено в сторону повышения точности расчётов УПЗ при проектировании с учётом вероятностного отклонения параметров окружающей среды и изоляционного покрытия трубопровода, совершенствования контроля и интерпретации результатов электрометрических измерений на УПЗ, а также совершенствования используемых магниевых сплавов. Так например в ООО «Энергофинстрой» был разработан модифицированный магниевый сплав МПМ-1 с легирующей компонентой до 0,05% циркония и исключением содержанием кремния. Новый материал имеет более высокий КПД (до 0,72–0,75), более высокую электродвижущую силу и меньшую поляризуемость в рабочем режиме замкнутой, что позволяет увеличить срок службы УПЗ, и увеличить протяжённость защитной зоны, за счёт увеличения потенциала в точке подключения.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе предложена методика расчёта изменения силы тока УПЗ, потенциала в точке подключения и на границе ответственности УПЗ. Данные зависимости можно использовать для анализа и сравнения фактических параметров работы УПЗ, в том числе и для контроля текущей массы протектора. Также предложена формула расчёта средней плотности тока за период эксплуатации, которая может быть использована при определении срока службы УПЗ. Проведён анализ изменения указанных параметров во времени, также даётся оценка потери массы протектора.

Проведена оценка коэффициента неравномерности распределения потенциалов, используемого в нормативных методиках [4, 5]. Показано влияние срока службы изоляционного покрытия на указанные параметры.

Представленная методика позволяет учитывать влияние не только удельного электрического сопротивления грунта и сопротивления изоляции трубопровода, но также поляризацию протектора, что даёт возможность проводить сравнение эффективности применения протекторов, имеющих уникальный состав сплавов.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Киселёв В.Г. Влияние удельного электрического сопротивления грунта на выбор вида катодной защиты подземных трубопроводов / В.Г. Киселёв. // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Физико-математические науки. –2015. – № 3(226). – С. 17 – 26.
- [2] Кац Н.Г. Анализ разрушений магниевых протекторных сплавов / Н.Г. Кац, Д.В. Коваленко, С.В. Васильев. // Вестник Самарского государственного технического университета. Технические науки. –2015. – № 4(48). – С. 130 – 134.
- [3] Исследование влияния химического состава вторичных алюминиевых сплавов на эффективность их работы в качестве протекторов / М.В. Бестужевский [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин. – 2010. – № 5. – С. 24–27.
- [4] СТО Газпром 9.2–003–2009. Защита от коррозии. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений / ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ». – М, 2009. – 44 с.
- [5] РД 91-020.00-КТН-234-10 Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС / ОАО «Институт ВНИИСТ». – М., 2019. – 70 с.
- [6] Китаев Ф.С. Совершенствование методики расчёта установок протекторной защиты / Ф.С. Китаев, М.С. Ильин, Ю.А. Краус // Наука и молодёжь в XXI веке: материалы 2-й Всерос. студ. науч. конф. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2016. – С. 131-136.

УДК 621.6.078

ОЦЕНКА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА В НЕИЗОТЕРМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Ю. А. Краус, Р. Н. Иванов, В. В. Шалай, В. А. Гриневич, А.Н. Пахотин
Омский государственный технический университет, Омск, Россия

Аннотация – Выделяются и описываются характерные особенности изменения давления при гидравлических испытаниях магистрального трубопровода, обусловленного изменением температуры. Изложены взгляды на интерпретацию и оценку результатов гидравлических испытаний трубопровода в неизотермических условиях с учётом ограниченности количества контрольных точек отбора давления, информации по температуре и с учётом перепада высот по длине испытываемого участка (при наличии). Предложена формула для расчёта зависимости коэффициента объёмного расширения пресной воды от температуры и давления. Разработана методика интерпретации результатов гидравлических испытаний с учетом влияния разброса параметров по коэффициентам объёмного расширения и модуля упругости испытательной жидкости, а также коэффициентов линейного расширения и модуля упругости Юнга трубной стали.

Ключевые слова – гидравлические испытания трубопровода; неизотермические условия; интерпретация данных; расчет неопределенности результата изменения давления

I. ВВЕДЕНИЕ

Как при строительстве новых, так и при проведении ремонтных работ с заменой трубы на существующих магистральных трубопроводах, после завершения строительно-монтажных работ проводятся гидравлические испытания на прочность и герметичность [1, 2], при этом нет принципиального различия в испытании газопроводов и нефтепроводов [3]. Кроме того, гидравлические испытания проводят и после длительной остановки трубопровода, а также периодически для действующих трубопроводов на участках, содержащих дефекты, развитие которых зависит от времени [4, 5]. Гидравлические испытания на прочность и проверка на герметичность является неотъемлемой частью мероприятий, направленных на поддержание высокой степени надёжности систем трубопроводного транспорта углеводородов [6, 7].

Задачей данной статьи является разработка расчётного метода оценки неопределенности результатов гидравлических испытаний магистрального нефтепровода в неизотермических условиях с учётом объёмного расширения и сжимаемости воды и разработка методики интерпретации полученных в ходе гидравлического испытания данных с учётом множества влияющих на процесс факторов и принимаемых в расчётах допущений, связанных со свойством воды и трубной стали.

II. ТЕОРИЯ

Согласно американскому национальному стандарту [1] при испытании на прочность трубопровод нагружается внутренним испытательным давлением, которое в каждой точке трубопровода должно превышать рабочее давление не менее чем на 25 %, при этом время испытания должно быть не менее 4 часов, аналогичные рекомендации даёт и Американский нефтяной институт (API) [8]. В Российской Федерации в соответствии с ведомственными

строительными нормами [2] испытание на прочность проводится давлением, превышающим рабочее не менее чем на 10%, но не большим чем заводское испытательное давление, в течении 24 часов, в особых случаях требования ужесточают, поднимая нижний предел испытательного давления до 125% от рабочего, а в особых случаях (для участков высшей категории) до 150%. В работе [6] также говорится о 150% от расчётного давления и отмечается необходимость учёта температурной поправки, так как при более низких температурах материал имеет более высокую прочность. Вместе с этим давление в нижней точке испытываемого участка не должно превышать, как правило, давление, при котором в металле создаются кольцевые напряжения равные 95% [2] от предела текучести.

Испытания протекают в течении достаточно большого промежутка времени, в следствии чего возможно изменение температуры как используемой в испытании жидкости, так и стенки трубопровода, причём изменение температуры имеет место не только для наземных и надземных, но и для подземных трубопроводов [3]. С изменением температуры происходит изменение давления, и возникает вопрос о том можно ли считать испытание трубы состоявшимся.

В работах [9–11] приводится зависимость, связывающая изменение давления с изменением температуры для горизонтального закреплённого трубопровода, так как в используемых моделях принимается постоянное давление на участке, что не соответствует ситуации испытания участка магистрального рельефного трубопровода.

Подход к зависимости изменения давления от изменения температуры в отечественной и зарубежной литературе можно считать схожим. Так согласно работ [9 и 10, 11] для горизонтального закреплённого трубопровода, при условии отсутствия в трубопроводе скоплений газа, данную зависимость можно записать в следующем виде:

$$DP = \frac{\beta_t - 2\alpha_t \mu (1+m)}{\frac{1}{K} + \frac{D}{E\delta} (1-m^2)} \times DT, \quad (1)$$

где β_t – коэффициент объёмного (температурного) расширения воды, $1/^\circ\text{C}$;

α_t – коэффициент линейного расширения стали, $1/^\circ\text{C}$;

μ – коэффициент Пуассона;

K – модуль упругости воды, Па;

D – внутренний диаметр трубопровода (*Примечание автора:* согласно [10] – наружный диаметр), м;

E – модуль упругости Юнга для стали, Па;

δ – толщина стенки трубопровода, м;

$\Delta T = (T_{j+1} - T_j)$ – изменение температуры (здесь T_{j+1} и T_j – соответственно температура в $(j+1)$ и j -й момент времени), $^\circ\text{C}$.

Следует отметить, что подход к определению коэффициентов β_t , α_t , K , и E отличаются в зависимости от стандарта. Так например модуль упругости Юнга для стали в российских нормативных документах принимается равным $E=2,1 \cdot 10^{11}$ Па [9], а коэффициент линейного расширения стали $\alpha_t=1,2 \cdot 10^{-5}$ $1/^\circ\text{C}$ [9], в то время как в работе [7, 12] – $E=2,07 \cdot 10^{11}$ Па и $\alpha_t=1,17 \cdot 10^{-5}$ $1/^\circ\text{C}$ соответственно, в работе [6] при переводе в СИ получаем $E=2,068 \cdot 10^{11}$ Па.

Для моделирования поведения воды можно использовать представленные в работе [12] зависимости коэффициентов объёмного расширения и модуля упругости от

температуры и давления, которые представляют собой корреляцию данных иранского стандарта [11] в версии 2002 года. Предложенные корреляции обеспечивают среднее абсолютное отклонение около 0,58% для коэффициентов объёмного расширения и 0,08% для модуля упругости воды. В тоже время в ведомственных нормах [9] влиянием давления на данный коэффициент пренебрегают (см. рис. 1), а зависимость модуля упругости воды от температуры и давления приводится в виде таблицы.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Формула (1) получена для горизонтального трубопровода. При гидравлическом испытании рельефного трубопровода большой протяжённости перепады высот будут влиять на распределение давлений, как следствие формула (1) будет работать не совсем корректно.

Для устранения этих недостатков разработана следующая методика. При гидравлическом испытании рельефного трубопровода, подвергаемому одновременному испытанию, необходимо условно разбить его на участки конечной длины $\Delta x_i = (x_{i+1} - x_i)$, имеющие постоянный внутренний диаметра D_i , толщину стенки δ_i , угол наклона оси к горизонту α_i и изготовленные из одного материала. Начальная или конечная координата как минимум одного участка должна совпадать с точкой измерения давления, тогда в любой соседней точке, с учётом сжимаемости воды, давление можно определить следующим образом

$$P_{j,i+1} = P_{j,i} - K \ln(1 + A_i), \quad (2)$$

где $P_{j,i}$ и $P_{j,i+1}$ – соответственно давление в j -й момент времени в i -й и $(i+1)$ -й точке участка;

A_i – коэффициент подстановки i -го участка, равный

$$A_i = \frac{g \sin \alpha_i \times \rho_{cm} \times \Delta x_i}{K} \times \exp \left(\frac{P_{j,i}}{K} - T_{cm} \right)$$

где g – ускорение силы тяжести, м/с²;

ρ_{cm} – плотность воды при стандартных условиях, кг/м³;

T_{cm} – стандартная температура, °С.

Зная давления в каждой точке отдельного участка можно определить его среднее давление в момент времени j

$$P_{j,cp} = K \left(1 + \frac{1}{K} \ln(1 + A_i) \right) \ln(1 + A_i) \quad (3)$$

Зная среднее давление каждого участка в момент времени, соответствующий началу отчётного времени испытания (давление достигло испытательного, параметры процесса стабилизировались), и момент времени, соответствующий концу испытания, определяется их вместимость [9]

$$V_{j,i} = \frac{\rho \Delta D_i^2 \Delta x_i}{4} \times \left(2 \times (1 + m) + \frac{P_{j,i} \Delta D_i}{E \Delta x_i} \times (1 - m^2) \right) \quad (4)$$

и плотность заключённой в них воды при текущей температуре и давлении

$$r_{j,i} = r_{cm} \times \exp\left(\frac{\alpha}{t} \times \frac{\partial T}{\partial t} - T_j \frac{\partial}{\partial T} + \frac{P_{j,i}}{K} \frac{\partial}{\partial P}\right) \quad (5)$$

и соответственно масса воды

$$m_{j,i} = r_{j,i} \times V_{j,i} \quad (6)$$

В ходе гидравлических испытаний при отсутствии подкачек, утечек или сброса воды масса должна остаться постоянной. Если расчётное значение массы воды, определённое по давлению в контрольной точке меньше массы воды, определённой по условиям начала испытания, то необходимо выяснить – имела ли место утечка?

Одной из проблем затрудняющих интерпретацию результатов гидравлических испытаний в неизотермических условиях является несоответствие реальных значений коэффициентов β_t , α_b , K , и E принятым в расчётах. На рис.1 и 2 представлены сравнения коэффициентов объёмного расширения и модуля упругости пресной воды, посчитанных в соответствии с [9] и [12] и морской, посчитанные в соответствии с [12].

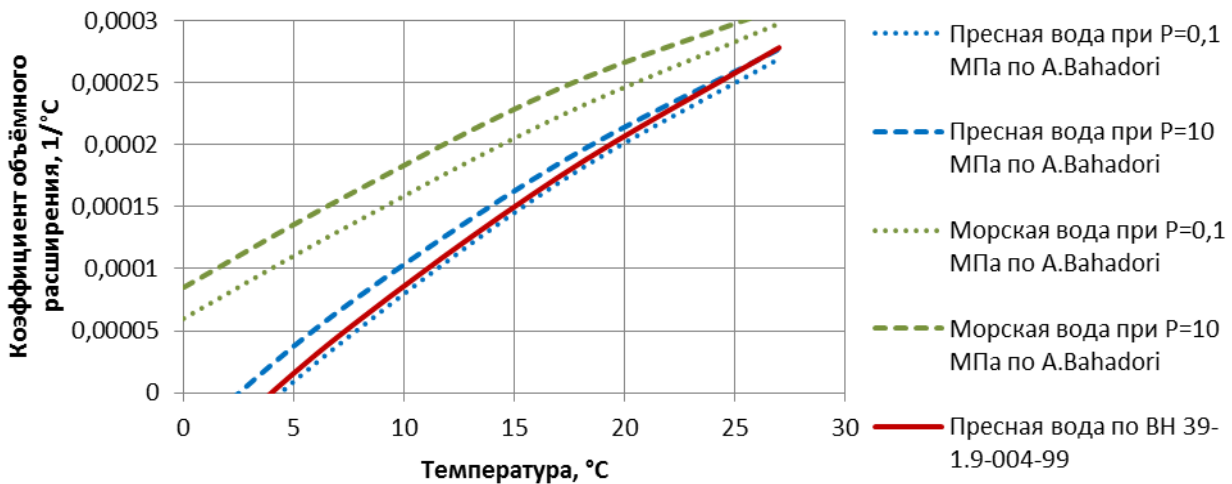


Рис.1. Зависимость коэффициента объёмного расширения воды от температуры и давления

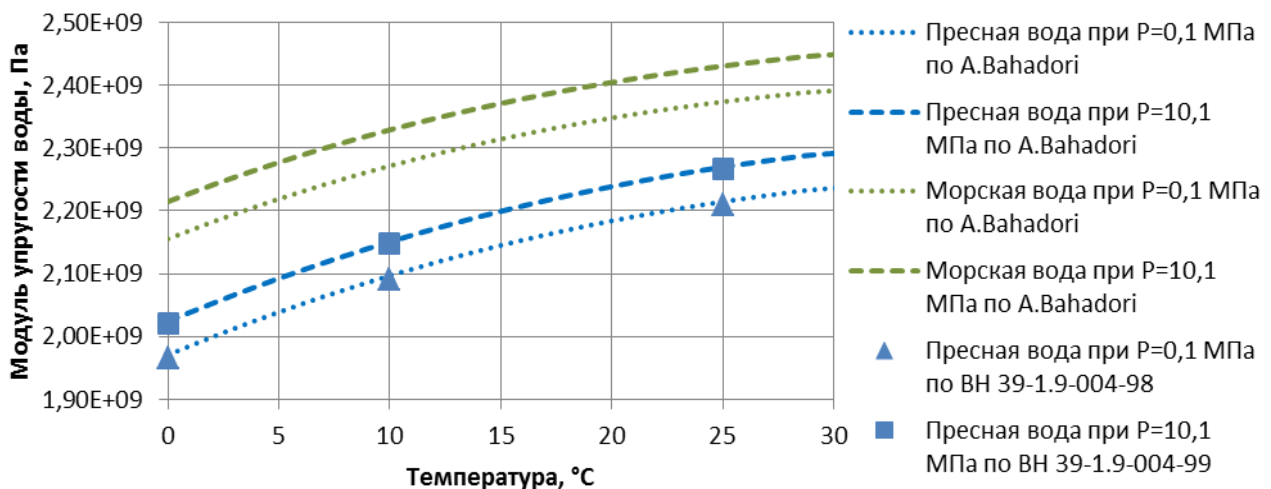


Рис.2. Зависимость модуля упругости воды от температуры и давления

Как видно из рисунков значения модуля упругости воды в работах [9] и [12] отличаются незначительно (см. рис. 2), а вот коэффициент объёмного расширения при высоком давлении существенно, вследствие чего, при высоком давлении и температуре от 0 до 15 °С, имеет место существенное расхождение по плотности (см. рис.3). Выражение для расчёта коэффициента объёмного расширения, предложенное в работе [9] можно модернизировать следующим образом

$$b_t = -6,9 \times 10^{-5} + 1,7 \times 10^{-5} \times T - 2,1 \times 10^{-7} \times T^2 + 1,6 \times 10^{-9} \times T^3 + (2,5 \times 10^{-12} - 7,78 \times 10^{-14} \times T) \times (P - 10^5), \quad (7)$$

где P – давление, Па.

Формула (7) менее громоздкая, чем в работе [12], но обеспечивает большую точность расчёта, чем формула в работе [9].

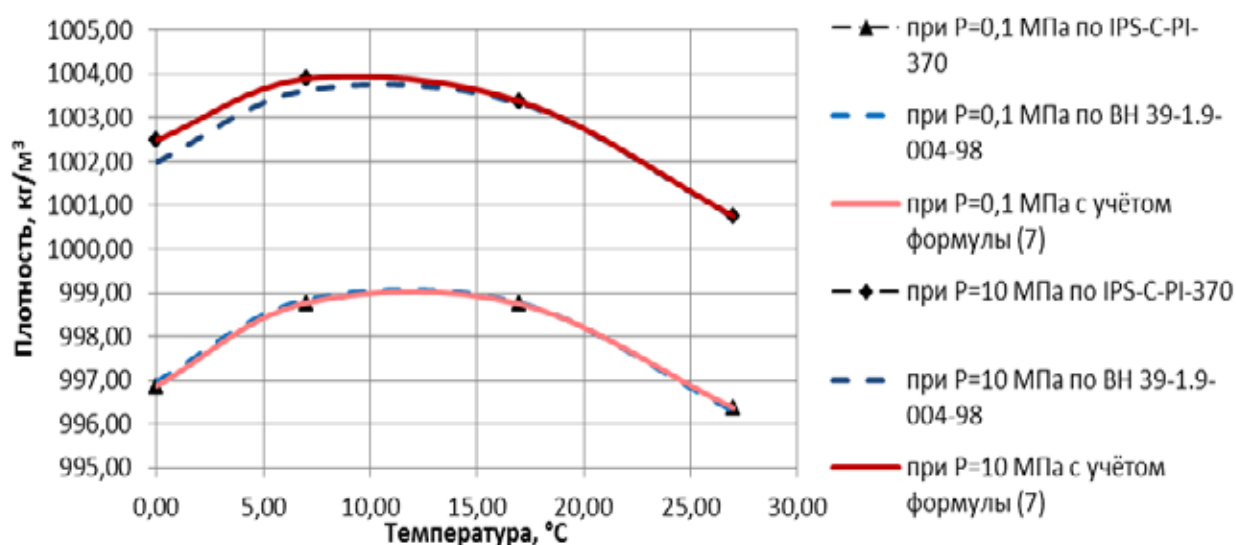


Рис. 3. Плотность пресной воды

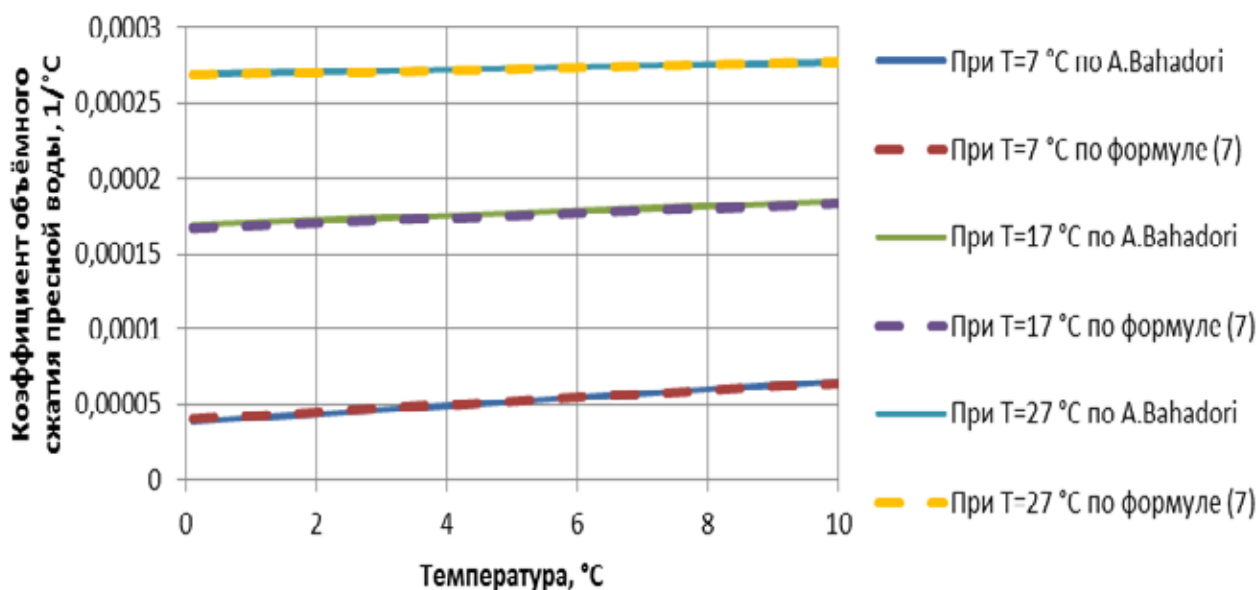


Рис.4. Сравнение зависимости коэффициента объёмного сжатия пресной воды от давления

Результаты определения плотности с использованием рассчитанного по формуле (7) коэффициента объёмного расширения представлены на рис. 3. На рис. 4. приводится сравнение результатов расчёта по формуле (7) с результатами расчёта по корреляционным зависимостям [12].

Кроме того из рис.1–2 видно, что существенное влияние на коэффициент объёмного расширения и модуль упругости жидкости, а следовательно и плотность воды оказывают содержащиеся в ней соли. В то же время наличие солей в воде может привести к внутренней коррозии испытываемого трубопровода, следовательно, необходимо предусматривать работы по снижению солевого состава или добавления в воду ингибиторов коррозии, что в свою очередь может также приводить к отклонению реальной плотности от расчётной.

Таким образом, вопрос интерпретации результатов гидравлических испытаний намного сложнее оценки температурного падения давления по формулам (1) и (2–6).

Одним из подходов в интерпретации результатов гидравлических испытаний является расчет неопределенности результата изменения давления в начале и в конце гидравлических испытаний с учетом влияния коэффициентов β_t , α_b , K , и E в формуле (1).

Расчет неопределенности изменения давления по результатам проводится следующим образом:

$$U = 2 \times \sqrt{(c_b \times u[b])^2 + (c_a \times u[a])^2 + (c_K \times u[K])^2 + (c_E \times u[E])^2}, \quad (8)$$

где c_b – коэффициент, учитывающий влияния неопределенности коэффициента объёмного (температурного) расширения воды;

c_a – коэффициент, учитывающий влияния неопределенности коэффициента линейного расширения стали;

c_K – коэффициент, учитывающий влияния неопределенности модуля упругости воды;

c_E – коэффициент, учитывающий влияния неопределенности модуля упругости Юнга для стали;

$u[b]$ – неопределенность коэффициента объёмного (температурного) расширения воды, $1/^\circ\text{C}$;

$u[a]$ – неопределенность коэффициента линейного расширения стали, $1/^\circ\text{C}$;

$u[K]$ – неопределенность модуля упругости воды, Па;

$u[E]$ – неопределенность модуля упругости Юнга для стали, Па.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

На основании работ [9] и [11] неопределенность модуля упругости воды составляет $0,1412 \times 10^9$ Па с уровнем доверительной вероятности 95%.

Из анализа работ [1-10]:

– неопределенность коэффициента объёмного расширения воды составит $1,7125 \times 10^{-5}$ $1/^\circ\text{C}$ с уровнем доверительной вероятности 95%;

– неопределенность коэффициента линейного расширения стали $0,018 \times 10^{-5}$ $1/^\circ\text{C}$ с уровнем доверительной вероятности 95%;

– неопределенность модуля упругости Юнга для стали $0,015 \times 10^{-11}$ Па с уровнем доверительной вероятности 95%.

Диапазон изменения давления с учетом влияния неопределенностей коэффициентов β_t , α_b , K , и E в формуле (1) рассчитывается по зависимости:

$$\Delta P_{\text{ДИД}} = \Delta P \pm U. \quad (9)$$

Наиболее весомый вклад в неопределенность изменения давления в ходе гидравлических испытаний вносит зависимость модуля упругости воды от ее плотности (рис 2). Анализ плотности усреднённой пробы воды, используемой при испытаниях, позволит на порядок сократить неопределенность модуля упругости воды.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, представленная методика интерпретации результатов гидравлических испытаний позволяет сделать вывод о выполнении условий испытаний с учётом имеющихся отклонений реальных свойств воды и стали от принятых в расчёте.

При проведении гидравлических испытаний с учетом влияния коэффициентов β_t , α_b , K , и E в формуле (1), результаты изменения давления на основании формул (8)-(9) можно интерпретировать следующим образом: в том случае если изменения давления по результатам гидравлических испытаний лежит в доверительном интервале, определённом выражением (8), то результаты гидравлических испытаний следует признать удовлетворительными.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] ASME B31.4-2012 Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries
 - [2] ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание
 - [3] Barry G. Bubar Pipeline Planning and Construction Field Manual: Chapter 18: Hydrostatic Testing, 2011, Pp. 379-404
 - [4] Kiefner J. F., Maxey W. A. Periodic hydrostatic testing or in-line inspection to prevent failures from pressure-cycle-induced fatigue: Paper presented at API's 51st Annual pipeline conference & cybernetics symposium. New Orleans, Louisiana. April 18–20, 2000.
 - [5] Kiefner J. F. Failure stress levels of flaws in pressurized cylinders. american society of testing and materials report No. ASTM STP 536. Pp. 461–481. 1973.
 - [6] Stewart M. Surface Production Operations: Volume 3: Facility Piping and Pipeline System: Chapter12: Pressure testing and nondestructive examination, 2016, Pp. 885–896
 - [7] Bahadori A. Oil and Gas Pipelines and Piping Systems: Chapter 4: Transportation Pipelines Pressure Testing, 2017, Pp. 93-117.
 - [8] API RP 1110 Pressure Testing of Steel Pipelines for the Transportation of Gas, Petroleum Gas, Hazardous Liquids, Highly Volatile Liquids or Carbon Dioxide
 - [9] ВН 39-1.9-004-98 Инструкция по проведению гидравлических испытаний трубопроводов повышенным давлением (метод стресс-теста)
 - [10] Gray J.C. How temperature affects pipeline hydrostatic testing. Pipeline and Gas Journal August 1976;(203): Pp.26–30.
 - [11] Iranian Petroleum Standards (IPS). Transportation pipeline pressure testing, 1st ed. Report no. IPS-C-PI-370(2). Ahwaz, Iran: National Iranian Oil Company; January 2010
- Bahadori A., Vuthaluru, H.B., 2009. Prediction of bulk modulus and volumetric expansion coefficient of water for leak tightness test of pipelines. Int. J. Press. Vess. Pip. 86, Pp. 550–554.

УДК 621.65.03

ИССЛЕДОВАНИЕ КРУТИЛЬНЫХ КОЛЕБАНИЙ ВАЛОВ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

В. М. Логиновских, Д. А. Черенцов, С. П. Пирогов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация - В работе получена математическая модель насосного агрегата с помощью уравнений Лагранжа второго рода, учитывающая все характеристики элементов системы. На основе полученного результата произведена оценка влияния различных характеристик на частоты свободных крутильных колебаний.

Ключевые слова - насосный агрегат, виброзащита, крутильные колебания, свободные частоты.

I. ВВЕДЕНИЕ

Вибрации насосных агрегатов (НА) - нежелательное явление, способствующее уменьшению эксплуатационной надежности, сроку службы, преждевременному износу подшипников, а также приводит к деформации роторов, поломке корпуса и повреждению фундамента.

Вибрации преимущественно возникают за счет вращающихся частей, главным возбудителем является неуравновешенность роторов НА. Число отказов, связанных с вибрацией очень велико. Поэтому повышение виброзащиты является важной и актуальной проблемой современности.

Одним из методов виброзащиты является метод отстройки от резонансных частот, в этом случае необходимо располагать значениями свободных частот НА и частот возмущающей силы.

II. ТЕОРИЯ

Метод виброзащиты насосных агрегатов (НА) с помощью отстройки от резонансных частот, предполагает знание собственных частот колебаний НА и частот возмущающей силы [1-7]. В [1] свободные крутильные колебания цилиндрического вала с закрепленными на нем n дисками определены, пренебрегая массой вала по сравнению с массой диска.

Ниже представлена методика определения свободных частот крутильных колебаний НА, полученная с помощью уравнения Лагранжа второго рода с учетом массы вала.

Расчетная схема конструкции изображена на рис. 1

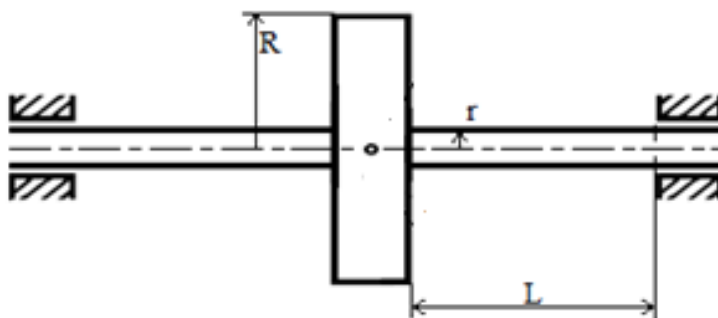


Рис. 1. Система - вал и жестко закрепленный диск

За обобщенную координату принимается угол закручивания вала - φ .

Уравнение Лагранжа второго рода для свободных крутильных колебаний НА имеет следующий вид:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial T}{\partial \dot{\varphi}} \right) + \frac{\partial \Pi}{\partial \varphi} = \frac{\partial T}{\partial \varphi} \quad (1)$$

где t – время, с;
 T – кинетическая энергия;
 Π – потенциальная энергия.

Выражение для кинетической энергии системы - вал и жестко закрепленный диск будет складываться из кинетической энергии вращения вала и диска:

$$T = \frac{(M(R^2 + r^2) + mr^2)}{4} \dot{\varphi}^2 \quad (2)$$

где M – масса диска, кг;
 R – внешний радиус диска, м;
 r – радиус вала, м;
 m – масса вала, кг.

Потенциальная энергия системы определится как:

$$\Pi = \frac{GI_p}{L} \varphi^2 \quad (3)$$

где G – модуль упругости второго рода, Па;
 I_p – полярный момент инерции, м⁴;
 L – расстояние от подшипника до диска, м.

Подставляя выражения частных производных в уравнение Лагранжа, получим дифференциальное уравнение второго порядка с постоянными коэффициентами:

$$\frac{(M(R^2 + r^2) + mr^2)}{2} \ddot{\varphi} + \frac{GI_p}{2L} \varphi = 0$$

или

$$\ddot{\varphi} + k^2 \varphi = 0 \quad (4)$$

Это уравнение и будет математической моделью данного объекта.

Значение частот свободных крутильных колебаний:

$$k = \sqrt{\frac{GI_p}{(M(R^2 + r^2) + mr^2)L}} \quad (5)$$

Таким образом, было получено выражение для определения частот свободных крутильных колебаний, позволяющих учесть характеристики вала и диска.

Знание параметров колебательного движения дает возможность оценить напряжения, возникающие при вращении вала.

Касательные напряжения, возникающие в поперечных сечениях вала, равны:

$$t = \frac{M_k}{W_p} \xi [t], \quad (6)$$

где M_k – крутящий момент в сечении;
 W_p – полярный момент сопротивления круглого сечения.

Представим случай внезапной остановки вала, например, при разрушении опоры. Решением уравнения (4) ищется в виде:

$$j = A \sin(kt + a), \quad (7)$$

откуда

$$\dot{j} = kA \cos(kt + a), \quad (8)$$

Начальные условия для данной задачи могут быть сформулированы в виде: $j_0 = 0$, $\dot{j}_0 = W$. Подставляя в решение, получим:

$$\begin{aligned} \dot{j} &= kA \cos(kt + a), \\ 0 &= A \sin(a). \end{aligned} \quad (9)$$

Отсюда $a = 0$, $W = kA$, $j = \frac{W}{k} \sin(a)$. Максимальное значение будет достигнуто при $\sin(a) = 1$, откуда $j = \frac{W}{k}$.

Угол закручивания вала длиной L будет равен

$$j = \frac{M_k L}{GI_p}, \quad (10)$$

откуда

$$M_k = \frac{GI_p j}{L}. \quad (11)$$

Тогда касательные напряжения будут равны:

$$t = \frac{GI_p j}{W_p L}. \quad (12)$$

Для стержня круглого сечения полярный момент сопротивления сечения и полярный момент инерции можно определить по формулам:

$$W_p = \frac{\rho d^3}{16}, \quad I_p = \frac{\rho d^4}{32}. \quad (13)$$

Тогда касательные напряжения будут равны:

$$t = \frac{W G d}{2 L k}. \quad (14)$$

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Зависимость касательных напряжений от угловой скорости показана на рис.2.

Из графика видно, что уже при скорости порядка 9-10 рад/с напряжения будут превышать допустимые. Поэтому для предотвращения аварийных ситуаций следует предусматривать специальные амортизирующие устройства.

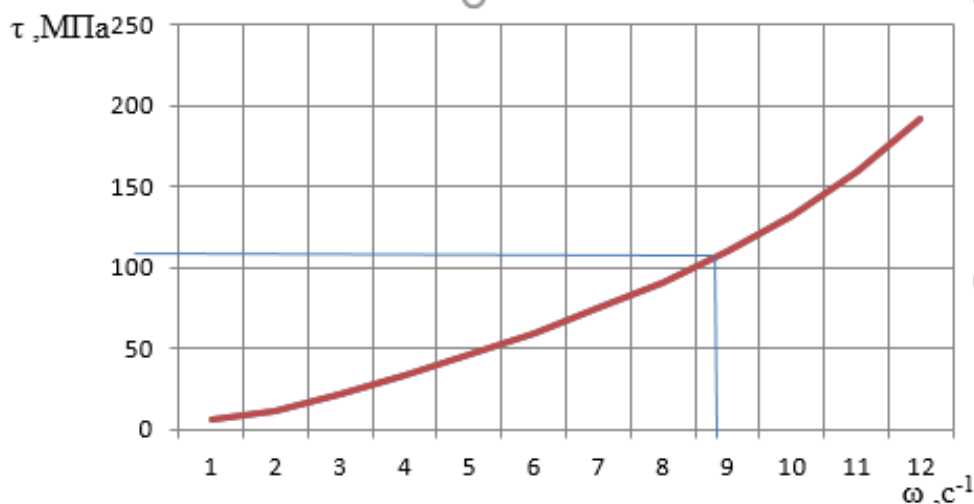


Рис.2. Зависимость касательных напряжений от угловой скорости.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Исследования влияния отношения массы диска и вала на частоты свободных крутильных колебаний показали, что при соотношениях массы диска и вала меньше чем в 3,5 раза вал ротора оказывает существенное влияние. Отклонения свободных крутильных колебаний могут достигать 15 %. Исследования влияния отношения радиусов диска и вала на частоты свободных крутильных колебаний показали, что при соотношениях радиуса диска и вала меньше чем в 5 раза вал ротора оказывает существенное влияние. Отклонения свободных крутильных колебаний могут достигать 50 %.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Практическая значимость исследования заключается в следующем: учитывая все характеристики ротора НА мы можем, регулируя тех режимом, оградить НА от работы в резонансной зоне.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Воронин К.С. Динамический механизм разрушения линейной части трубопровода при высокочастотном изменении давления. / Естественные и технические науки. 2011. № 5 (55). С. 208-211.
 - [2] Воронин К.С., Земенков Ю.Д. Динамические предвестники нарушения геометрической формы газопровода. / Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2012. № 3. С. 70-72.
 - [3] Дубнищев Ю.Н. Колебания и волны: учеб. пособие / Ю. Н. Дубнищев. - Москва : Лань, 2011. - 384 с.
 - [4] Мирзаджанзаде А.Х. Теория колебаний в нефтепромысловом деле: учебное пособие для студентов вузов / А. Х. Мирзаджанзаде, З. Г. Керимов, М. Г. Копейкин. - М. : Институт компьютерных исследований ; Ижевск, 2005. - 364 с.
 - [5] Челомей В. Н. Вибрации в технике: справочник в 6 томах / Т. 3 : Колебания машин, конструкций и их элементов / под ред. Ф. М. Диментберга, К. С. Колесникова. - М. : Машиностроение, 1980. - 544 с.
 - [6] Черенцов Д.А., Пирогов С.П. Исследование затухающих колебаний манометрической трубчатой пружины в вязкой среде. / Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2014. № 5. С. 66-72.
- Яблонский А.А. Курс теории колебаний : учебное пособие / А. А. Яблонский, С. С. Норейко. - 4-е изд., стер. - СПб. ; М. ; Краснодар : Лань, 2003. - 248 с.

УДК 621.65.053:004.942

О СНИЖЕНИИ ЭНЕРГОЗАТРАТ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЧАСТОТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДА

А. Г. Миронов

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Аннотация – Многие явления в трубопроводе могут быть описаны только в терминах динамических моделей: явление резонанса, распространение волн давления, гидроудар. На практике в настоящее время, подход к описанию процессов в трубопроводе в терминах динамических моделей используется не всегда поскольку инструменты, позволяющие это делать являются либо слишком дорогими, либо не могут работать в режиме реального времени. В работе рассматривается один из способов построения моделей гидродинамических процессов в нефтепроводе с привлечением Matlab/SimHydraulics. Проводится анализ энергозатрат насосных агрегатов магистрального нефтепровода при переходных режимах с использованием ЧРЭП по сравнению с дросселированием.

Ключевые слова – Matlab/SimHydraulics, динамическая модель, частотно регулируемый электропривод, магистральный трубопровод.

I. ВВЕДЕНИЕ

Основная доля в транспорте нефти и нефтепродуктов в мире и, в частности, в России, приходится на трубопроводный транспорт. Эксплуатация магистральных трубопроводов сопряжена с необходимостью эффективного управления технологическим процессом перекачки нефти или нефтепродуктов. В процессе управления существует необходимость прогноза технологических параметров, для чего востребованы модели, описывающие совместное функционирование различных систем и элементов трубопровода, включая линейную часть и нефтеперекачивающих станций (НПС). Расход для участка трубопровода – ключевой параметр, характеризующий технологический режим. Способы регулирования объемного расхода различаются эффективностью с точки зрения КПД, а также сложностью их реализации на практике. Наиболее перспективным способом изменения расхода является частотное регулирование электроприводов насосов (ЧРЭП). ЧРЭП не только позволяет работать в широком диапазоне расходов, но и является наиболее эффективным способом регулировки с точки зрения коэффициент полезного действия (КПД) [1].

II. ТЕОРИЯ

Нефть и нефтепродукты в магистральных нефтепроводах перекачиваются с использованием центробежных насосов. Изменение режима может осуществляться путем регулирования частоты вращения рабочего колеса w , при этом аппроксимационные зависимости приобретают следующий вид [2]:

$$h = H_0 \frac{w}{w_{ном}} \frac{\sigma}{\sigma_0} + a \times Q + b \times Q^2; \quad (1)$$

$$h = c_1 + c_2 \times Q \frac{w}{w_{ном}} + c_3 \times \frac{a}{e} \times \frac{Q}{w_{ном}} \frac{w}{\varnothing} \frac{\omega^2}{\varnothing}, \quad (2)$$

где w – текущая частота вращения вала двигателя насоса, об/мин;
 $w_{ном}$ – номинальная частота вращения вала двигателя насоса, об/мин;
 H_0, a, b, c_1, c_2, c_3 – коэффициенты аппроксимации;
 Q – объемный расход, м³/с;
 H – подача насоса, м;
 h – КПД.

Для расчета потребляемой мощности насосного агрегата используется формула (3):

$$N = \frac{rghQ}{h}, \quad (3)$$

где r – плотность, кг/м³;
 g – ускорение силы тяжести, м/с².

Модель линейной части позволяет учитывать коэффициент гидравлического сопротивления в широком диапазоне зависимости от числа Рейнольдса, сжимаемость жидкости и ее инерционные свойства согласно формулам (4-6) соответственно:

$$p = \frac{4lQ}{2d^3\rho} + \Delta z r g, \quad (4)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = r c^2 \frac{\partial Q}{\partial x}, \quad (5)$$

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{4r}{\rho d^2} \times \frac{dQ}{dt}, \quad (6)$$

где x – координата сечения трубопровода, м;
 l – коэффициент гидравлического сопротивления линейной части;
 Δz – разница геодезических отметок рассматриваемого линейного участка, м.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Отобразим трехмерные характеристики насоса НМ2500-230 при изменении частоты вращения от 0 до 3000 об/мин, и изменения расхода в пределах от 0 до 1 м³/с (рис. 1).

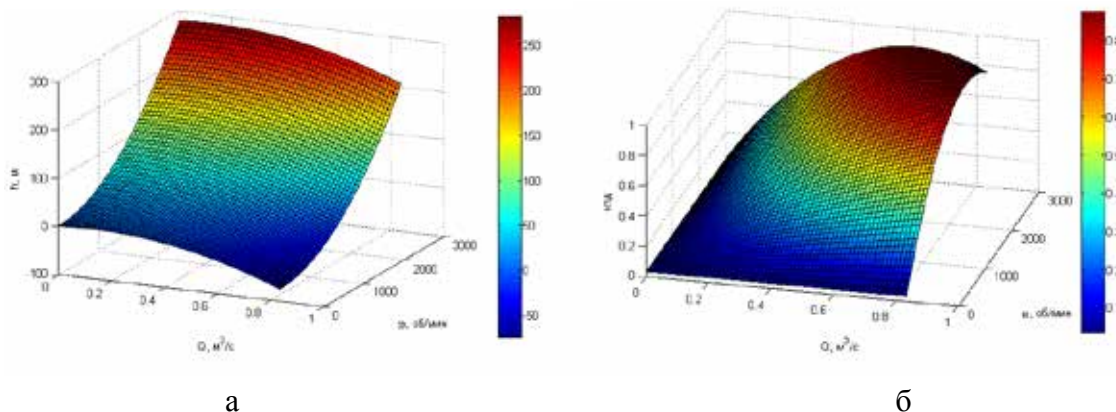


Рис. 1. Зависимости напора и КПД насоса НМ2500-230 от расхода и частоты:
 а – напор, б – КПД

В статье [3] обсуждалась возможность модификации стандартных средств Matlab/SimHydraulics для построения модели магистрального нефтепровода «Омск – Анжеро-Судженск» (рис. 2).

Модель содержит чередование блоков, описывающих функционирование НПС с и блоков линейной части нефтепровода. Каждая НПС имеет регулируемую задвижку на входе и на выходе. К блокам НПС подведены четыре управляющие линии для подачи сигналов управления частотой вращения ротора насосного агрегата.

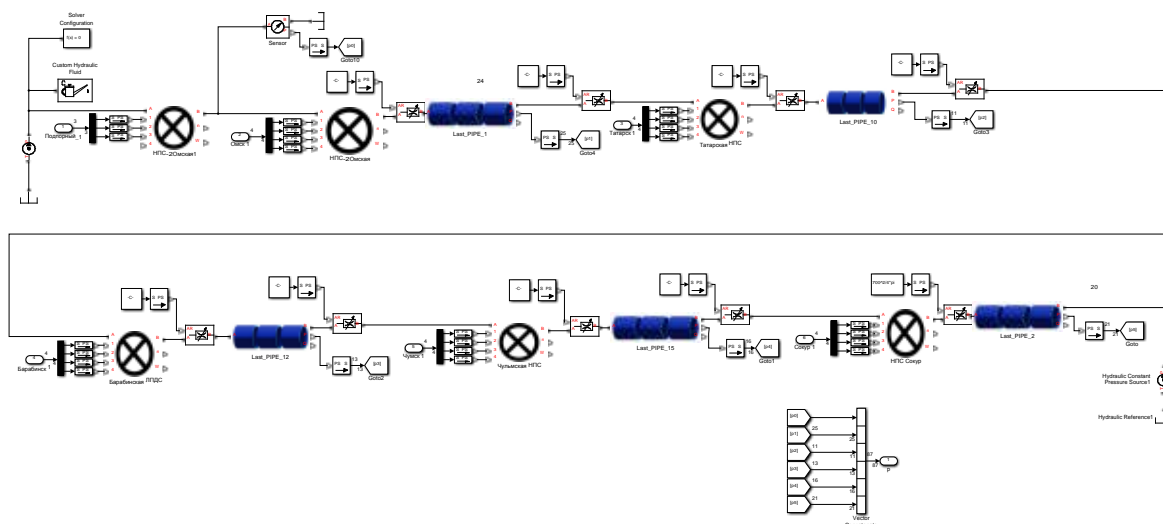


Рис. 2. Модель магистрального нефтепровода, в Matlab/SimHydraulics

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

При расходе до $0,4 \text{ м}^3/\text{с}$ использование ЧРЭП неэффективно с точки зрения КПД. Выгодно применять ЧРЭП при подаче свыше $0,8 \text{ м}^3/\text{с}$. Использование ЧРЭП оправдано для осуществления плавных переходов между технологическими режимами с целью обеспечения безопасности процесса перекачки. Нецелесообразно использовать насос при низкой частоте вращения вала при подаче свыше $0,4 \text{ м}^3/\text{с}$, поскольку в данном случае напор становится отрицательным, следовательно, насос начинает играть роль местного гидравлического сопротивления.

В результате регулирования дросселя на выходе Чулымской НПС объемный расход уменьшился с $1468 \text{ м}^3/\text{с}$ до $1346 \text{ м}^3/\text{с}$. При дросселировании в трубопроводе перед дросселем увеличивается давление и уменьшается расход (рис. 3). При уменьшении расхода незначительно уменьшается КПД с 0.75 до 0.73. Суммарная мощность всех работающих насосов, рассчитанная по формуле (3), составила 7,3548 МВт.

При использовании ЧРЭП уменьшим частоту вращения ротора одного насоса до 900 оборотов в минуту. При этом расход уменьшился с $1468 \text{ м}^3/\text{с}$ до $1348 \text{ м}^3/\text{с}$, КПД регулируемого насоса составило 0,42, на остальных насосах КПД стало 0.73. Общая мощность задействованных насосов составила 6,408 МВт, суммарная мощность уменьшилась за счет снижения энергопотребления у регулируемого насоса. При этом распределение давления соответствует режиму с дросселированием (рисунок 3). Таким образом используя ЧРЭП удалось снизить расход, уменьшив энергопотребление.

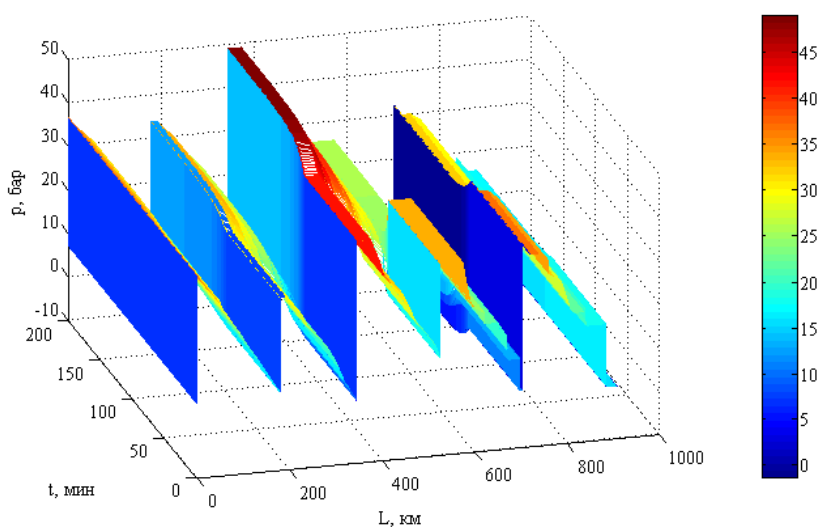


Рис. 3. Изменение давления при регулировании расхода

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На сегодняшний день существуют инструменты, позволяющие строить динамические модели МН, однако из-за высокой стоимости не всегда имеется возможность их использования. В данной статье рассматривается модификация инструмента Matlab/SimHydraulics для учета регулировки скорости вращения вала электродвигателя магистрального насоса с целью снижения общих энергозатрат на МН.

В результате проделанной работы было осуществлено моделирование двух переходных режимов, сопровождающихся снижением расхода:

- с использованием ЧРЭП;
- с использованием дросселирования.

Несмотря на более низкий КПД наименее энергозатратным оказался метод с использованием ЧРЭП, поскольку в данном случае регулируемый насос потреблял меньше энергии. КПД регулируемого насоса составило 0,42, на остальных насосах КПД стало 0.73. Общая мощность задействованных насосов составила 6,408 МВт.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель Агафонов Евгений Дмитриевич, к.т.н. доцент каф топливообеспечения и горючесмазочных материалов СФУ ИНиГ.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Валиев В.А. Анализ использования электроэнергии при решении технологических задач перекачки нефти / В.А. Валиев, С.Е. Кутуков, В.А. Шабанов // Нефтегазовое дело. – 2003. – №8. – С. 1-22.
- [2] Шабанов В.А. Аналитическое представление механических характеристик магистральных насосов при частотно-регулируемом электроприводе / В.А. Шабанов, В.М. Сапельников, М.И. Хакимьянов, С.Ф. Шарипова // Вестник ЮУрГУ. – 2014. – № 3. – С. 78-84.
- [3] Миронов А.Г. Об особенностях использования системы Matlab/SimHydraulics в задаче построения моделей магистральных нефтепроводов / А.Г. Миронов, Е.Д. Агафонов, Ю.Н. Безбородов // Вестник КузГТУ. – 2014. – № 3. – С. 76-81.

УДК 621.65.053

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ РАЗБАВИТЕЛЯ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПО ДЕЙСТВУЮЩЕМУ ТРУБОПРОВОДУ

В. П. Карангин, А. М. Хлопотенко

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – Установлены условия для сохранения местоположения насосных станций с существующим оборудованием на действующем трубопроводе при перекачке смеси высоковязкой нефти с разбавителем. Для перекачки высоковязкой нефти с разбавителем по действующему трубопроводу необходимо определить, при которой обеспечивается требуемый гидравлический уклон. В работе поставлены задачи численного исследования процесса перекачки смеси и приведены результаты их решения. Установлено оптимальное значение концентрации разбавителя, при которой достигается максимальный расход по нефти и центробежные насосы работают с максимальным КПД. Показано, что в результате регулирования положение рабочей точки на совмещенной характеристике станции и трубопровода соответствует расчетным значениям напора и расхода.

Ключевые слова – высоковязкая нефть, концентрация разбавителя, действующий трубопровод, гидравлический уклон, центробежный насос.

I. ВВЕДЕНИЕ

Истощение залежей нефтей малой и средней вязкости приводит к необходимости повышения объемов добычи высоковязкой нефти. Транспорт таких нефтей является сложной задачей. Строительство самостоятельных трубопроводов для транспорта высоковязких нефтей экономически нецелесообразно. В связи с этим исследование возможности перекачки высоковязкой нефти по действующему трубопроводу является актуальным.

Транспортировка высоковязких нефтей в чистом виде, как правило, невозможна из-за высокой вязкости нефти в рабочем диапазоне температур перекачки.

Анализ существующих способов перекачки высоковязких нефтей показывает, что одним из перспективных способов перекачки является перекачка с углеводородным разбавителем.

Наличие значительного количества залежей газоконденсата в Ямало-Ненецком АО обуславливает перспективность его применения в качестве разбавителя.

II. ТЕОРИЯ

Для сохранения местоположения НПС с существующим оборудованием при перекачке смеси высоковязкой нефти с газоконденсатом по действующему трубопроводу необходимо выполнение следующих условий:

- гидравлический уклон при перекачке смеси должен быть равен гидравлическому уклону действующего трубопровода;
- напор головной и промежуточных станций должен быть не меньше напора станций действующего трубопровода.

Для определения гидравлического уклона трубопровода и напора станции при различных концентрации разбавителя и температуры смеси разработан алгоритм расчета гидравлического уклона и на его основе проведено численное исследование процесса

перекачки смеси нефти Русского месторождения и Уренгойского газоконденсата центробежными насосами марки НМ 2500-230.

Исходными данными для расчета являются внутренний диаметр действующего трубопровода, характеристики центробежных насосов станций действующего трубопровода, характеристики нефти и разбавителя, производительность трубопровода, концентрация разбавителя, температура смеси.

При этом решались следующие задачи:

- определение концентрации разбавителя, обеспечивающей вязкость смеси менее 300 сСт;
- определение диапазона вязкостей смеси, в котором необходим пересчет характеристик центробежного насоса;
- определение концентрации разбавителя, при которой обеспечивается требуемый гидравлический уклон;
- определение напора и объемного расхода смеси при оптимальной концентрации разбавителя;
- расчет совмещенной характеристики трубопровода и станции.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате исследования установлено следующее.

Перекачка нефти без разбавителя невозможна даже при достаточно высокой температуре 10 °С, т.к. вязкость нефти более 300 сСт (рис. 1). Вязкость смеси менее 300 сСт при самой низкой температуре -10°С достигается, если концентрация разбавителя более 28%, а при среднемесячных температурах грунта в марте – апреле (-2÷2)°С, если концентрация составляет 18÷22%.

Однако при температуре смеси (-2÷2)°С, концентрации разбавителя меньше 25÷28% и вязкости смеси больше предельного значения требуется пересчет характеристик центробежного насоса. Предельное значение вязкости для насоса НМ 2500-230 равно 150 сСт и зависит только от характеристики насоса: коэффициента быстроходности, диаметра рабочего колеса и частоты вращения.

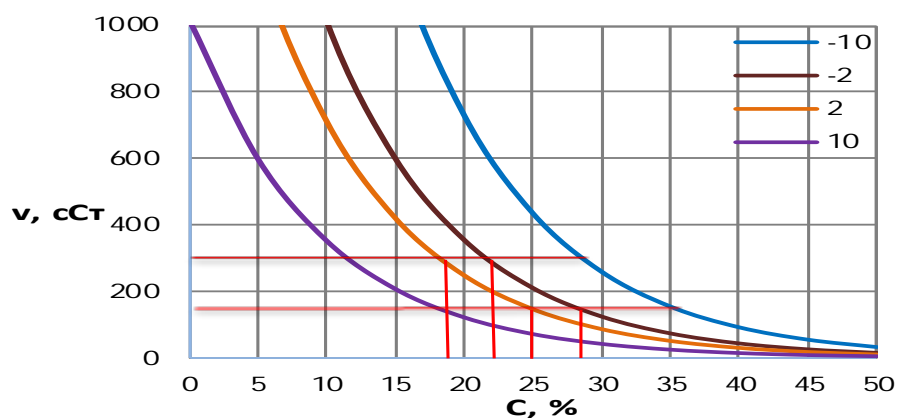


Рис. 1. Зависимость вязкости смеси от концентрации разбавителя

Для такой же расстановке насосных станций, как и на действующем трубопроводе диаметром 820 мм (рис. 2), необходимо обеспечить требуемый гидравлический уклон $i_{тр}$, равный 0,0035.

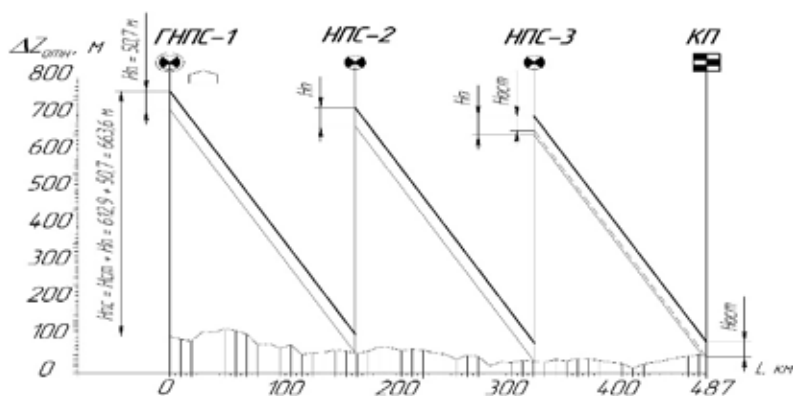


Рис. 2. Сжатый профиль трассы действующего трубопровода

Величина гидравлического уклона при перекачке высоковязкой нефти с разбавителем зависит от концентрации разбавителя C , объемного расхода смеси в трубопроводе $Q_{см}$ и температуры смеси t .

Наибольшее влияние на величину гидравлического уклона оказывает концентрация разбавителя, которая влияет не только на вязкость смеси, но и на ее объемный расход (рис. 3). При этом гидравлической уклон уменьшается с уменьшением вязкости и увеличивается с увеличением объемного расхода смеси. Однако с увеличением концентрации разбавителя от 0 до 50% вязкость изменяется в десятки раз (рис. 1), а объемный расход смеси только в несколько раз, поэтому большее влияние на гидравлический уклон оказывает вязкость.

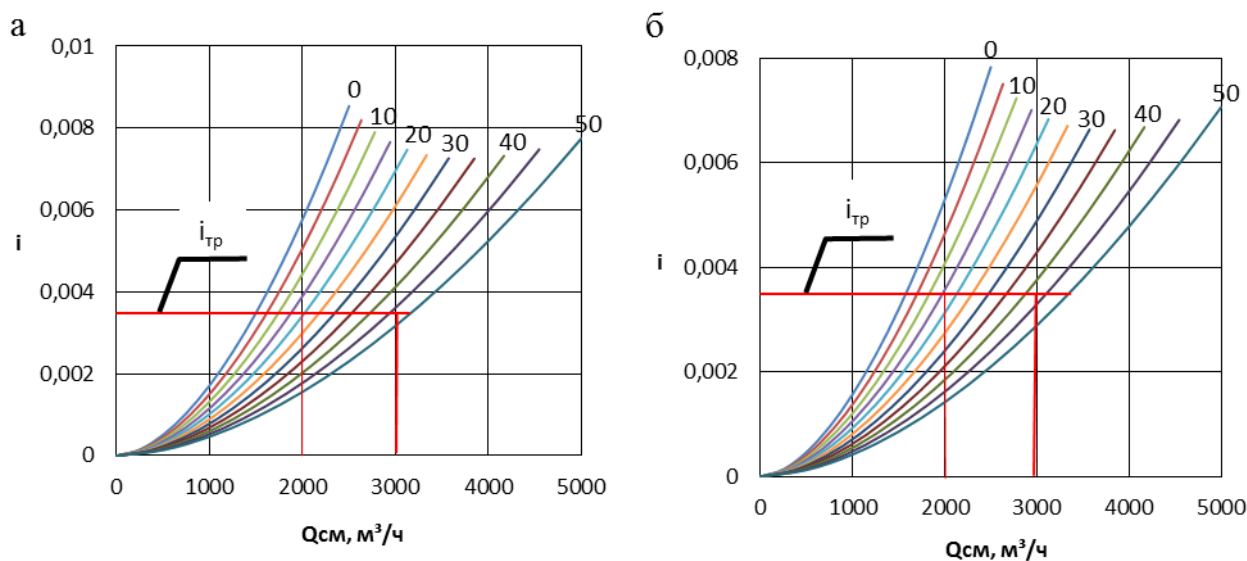
Анализ результатов расчета показывает, что требуемый гидравлический уклон обеспечивается при любой концентрации разбавителя во всем рассматриваемом диапазоне температур $(-10 \div 10)^\circ\text{C}$, однако наибольший интерес представляет зависимость гидравлического уклона от объемного расхода смеси и концентрации разбавителя при температурах смеси $(-2 \div 2)^\circ\text{C}$ при подаче насоса $(2000 \div 3000) \text{ м}^3/\text{час}$, соответствующей максимальному КПД насоса НМ 2500-230 (рис. 3).

Из рассмотрения графиков следует, что требуемый гидравлический уклон обеспечивается при концентрации разбавителя $(20 \div 45)\%$ для температуры смеси -2°C и при концентрации $(15 \div 43)\%$ для температуры 2°C .

Следовательно, требуемый гидравлический уклон и работа центробежных насосов с максимальным КПД обеспечивается в широком диапазоне изменения величины концентрации разбавителя. Определение оптимальных значений концентрации разбавителя при различных температурах можно выполнить, решая одну из двух задач: минимизация потребляемой на перекачку мощности или достижение максимального расхода по нефти. Обе оптимизационные задачи в явном виде относительно концентрации разбавителя не решаются.

Определение затрат на содержание и эксплуатацию насосных станций при перекачке высоковязкой нефти с разбавителем является отдельной исследовательской задачей.

Вторую задачу можно решить на основе анализа результатов расчета гидравлического уклона в зависимости от концентрации разбавителя.



а – для температуры -2°C ; б – для температуры 2°C

Рис. 3. Зависимость величины гидравлического уклона от объемного расхода смеси и концентрации разбавителя

Анализ результатов расчета при изменении концентрации разбавителя (20÷50)% в диапазоне температур смеси ($-2\div 2$) $^{\circ}\text{C}$ позволяет сделать следующие выводы (рис. 4):

- при одинаковом объемном расходе нефти $Q_n = 1500 \text{ м}^3/\text{час}$, соответствующем $Q_{см} = 2000\div 3000 \text{ м}^3/\text{час}$ гидравлический уклон изменяется всего на 7%;
- минимальный требуемый гидравлический уклон и потери напора достигаются при концентрации $C=35\%$;
- минимальному требуемому гидравлическому уклону, соответствует максимальный расход по нефти;
- максимальный расход по нефти соответствует расходу смеси для рабочей зоны центробежных насосов.

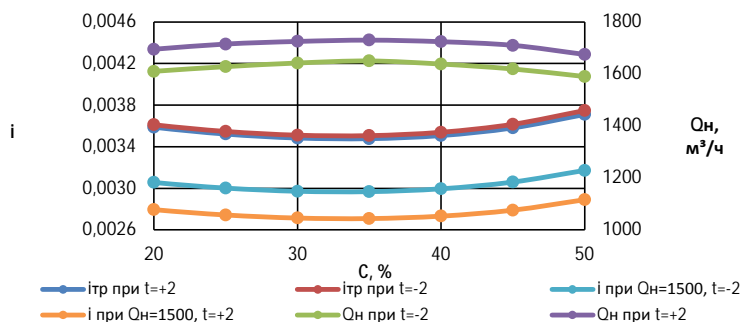


Рис. 4. Зависимость гидравлического уклона и объемного расхода по нефти от концентрации разбавителя

Это значение как показывают расчеты, является оптимальным для всего рассмотренного диапазона температур смеси от -10°C до 10°C .

При этом с повышением температуры до 10°C объемный расход смеси увеличивается практически до $1,2 \cdot Q_{ном}$, т.е. до верхней границы рабочей зоны центробежных насосов (рис.5). С понижением температуры до -10°C и соответствующим увеличением вязкости значения объемного расхода смеси и нефти уменьшаются на 30%, так как требуемый гидравлический уклон достигается при меньших значениях объемного расхода смеси и нефти. Соответствующее увеличение напора составляет 14%.

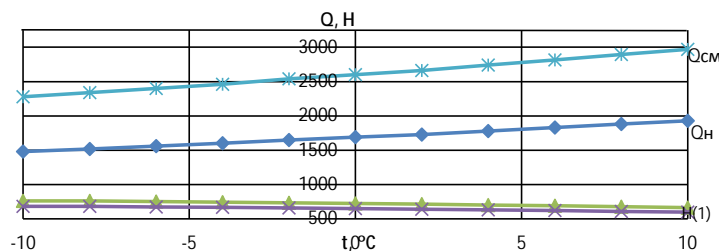


Рис. 5. Объемный расход для оптимальной концентрации разбавителя

В диапазоне температур смеси (-2÷2)°C расходы и напор изменяются незначительно: соответственно на 4,5% и 2,5%.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Напор, создаваемый насосами с рабочими колёсами на номинальную подачу, превышают требуемый для перекачки напор станции на (7÷10)% и для уменьшения напора необходимо использовать один из методов бесступенчатого регулирования режимов работы трубопровода (рис. 6).

За счет регулирования рабочая точка на совмещенной характеристике станции и трубопровода находится в рабочей зоне центробежных насосов и соответствует необходимой величине напора ($H_{ст} = 613\text{м}$), а гидравлический уклон равен требуемому для оптимальной концентрации 35%.

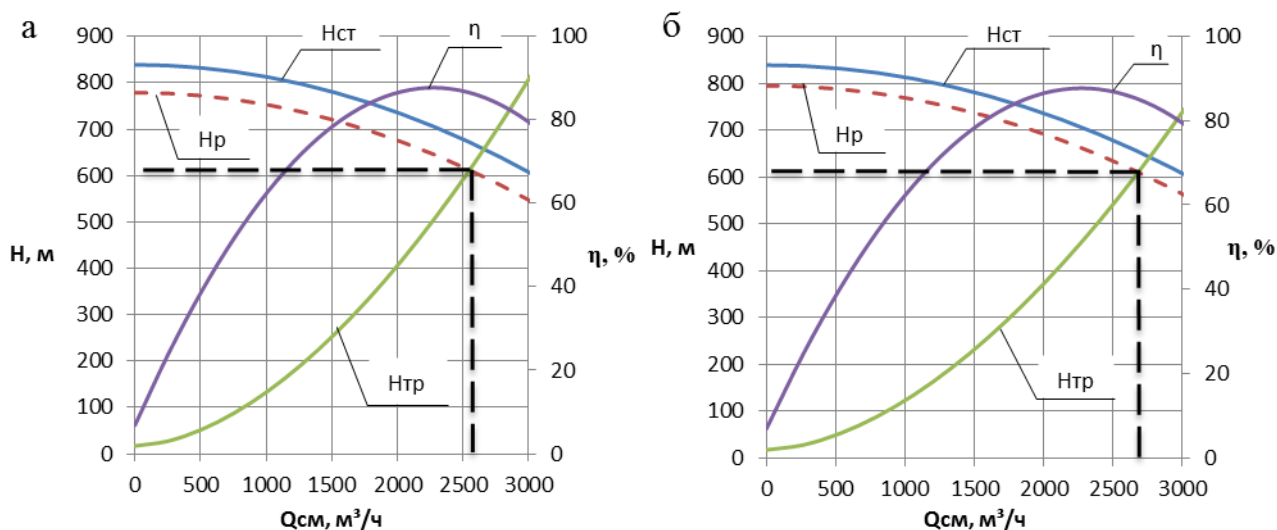


Рис. 6 – Совмещенная характеристика станции и трубопровода
а – для температуры -2°C; б – для температуры 2°C

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе анализа результатов численного исследования процесса перекачки высоковязкой нефти с газоконденсатом можно сделать следующие выводы:

- требуемые условия перекачки смеси по действующему трубопроводу выполняются в широком диапазоне температур при различной концентрации разбавителя;
- оптимальное значение концентрации разбавителя равно 35%, так как при этом значении обеспечивается максимальный расход по нефти Русского месторождения;
- напор станции превышает требуемый и может быть уменьшен, например, путем регулирования режимов работы трубопровода;
- в результате регулирования рабочая точка на совмещенной характеристике станции и трубопровода соответствует расчетному значению напора и находится в зоне максимальных КПД.

УДК 621.65.058

РАСЧЁТ ОРЕОЛА ОТТАИВАНИЯ ВБЛИЗИ ТРУБОПРОВОДА ПОКРЫТОГО РАЗЛИЧНЫМИ ВИДАМИ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ

Д. В. Макаров

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – В связи с развитием трубопроводного транспорта и исчерпанием ресурсов в классических зонах добычи. Возникает потребность в новых месторождениях и трубопроводах. Наиболее перспективными и плохо изученными являются арктические месторождения и месторождения Крайнего Севера. Грунты в которых будут пролегать трубопроводы характеризуются как вечномёрзлые, пучинистые и льдистые. В соответствии с ранее сказанным возникает потребность в изоляции трубопровода от окружающей среды. При плохой теплоизоляции может возникать протаивание участков грунта и изменение проектного положения трубопровода, что в свою очередь приведет к авариям (розливу и повреждению окружающей среды, остановке перекачки и срыве договорных сроков поставок).

Ключевые слова – ореол оттаивания, изоляция, вечномёрзлые.

I. ВВЕДЕНИЕ

Тематика данного исследования была выбрана в связи с обширными планами по освоению Арктики и открытию больших месторождений как газовых так и нефтяных в условиях Крайнего Севера. Методика прокладки трубопроводов в данных регионах связана с большими затратами как финансовых так и трудо-часов [1]. Наиболее распространенным методом прокладки в условиях вечномёрзлых грунтов является прокладка трубопровода на опорах с термокомпенсаторами, которые позволяют уменьшить воздействие горячего трубопровода на грунт и исключить проседание в вязи с оттаиванием. Наиболее распространенным явлением протаивания служит образование пустот в грунте что приводит к обвалу поверхности и повреждению инженерных объектов. Как пример можно привести Бованенковское месторождение, где в связи с недостаточной теплоизоляцией применяют специальные охладительные агрегаты для уменьшения оттаивания грунта.

Целью исследования является расчет разных типов теплоизоляций для уменьшения затрат и воздействия на окружающую среду.

II. ТЕОРИЯ

Тепловое взаимодействие магистрального трубопровода с грунтом достаточно рассматривать в отдельных, перпендикулярных оси трубопровода сечениях грунта, что справедливо в предположении плавного изменения свойств геологического профиля вдоль трубопровода. Этот процесс описывается уравнением Фурье [2]

$$(Cr)_{ep} \frac{\partial T_{ep}}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_{ep} \frac{\partial T_{ep}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda_{ep} \frac{\partial T_{ep}}{\partial y} \right) \quad (1)$$

где $(Cr)_{ep}$ – объемная теплоемкость грунта;

T_{ep} – температура грунта;

t – время;

λ_{ep} – коэффициент теплопроводности грунта; координатная ось x лежит в горизонтальной плоскости и перпендикулярна оси трубопровода; координатная ось y направлена вертикально.

Для грунтов, находящихся при температуре ниже температуры замерзания свободной воды, уравнение теплопроводности имеет вид [3]

$$(Cr)_{ep} \frac{\partial T_{ep}}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_{ep} \frac{\partial T_{ep}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda_{ep} \frac{\partial T_{ep}}{\partial y} \right) + r_{л} n b L \frac{\partial R}{\partial t}; \quad (2)$$

где $\rho_{л}$ – плотность льда;

n – пористость грунта;

b – степень льдистости (влажности) грунта;

L – удельная теплота плавления льда;

R – относительная льдистость.

Последнее слагаемое в уравнении описывает выделение или поглощение теплоты при фазовых превращениях поровой влаги в грунте.

Методика расчёта подробно изложена в работе [4]. За верхнюю границу расчетной области принимают дневную поверхность. Температурный режим грунтового массива определяется не только большим количеством натуральных данных, но и наличием внешних и внутренних границ в расчетной области, что влияет на достоверность результатов расчета и значительно осложняет назначение начальных и граничных условий. Начальное распределение температуры в грунтовом массиве принимается по данным натуральных наблюдений или по данным геофондов региона, в котором проложен трубопровод. На границах расчетных областей устанавливаются следующие условия теплообмена: на боковых и нижней границах — условие отсутствия теплообмена; для дневной поверхности вмещающего трубопровод грунтового массива и на внешней поверхности трубопровода при наличии теплоизоляционного слоя – граничное условие третьего рода.

На боковых и нижней границах расчетной области по условию отсутствия теплообмена.

Для дневной поверхности вмещающего трубопровод грунтового массива принимается граничное условие третьего рода:

$$- I_{zp} \left(\frac{\partial T_{zp}}{\partial x} \dot{Q}_1 \cos \alpha_1 + \frac{\partial T_{zp}}{\partial y} \dot{Q}_1 \cos \beta_1 \right) = S_p + S_k, \quad (3)$$

На внешней поверхности трубопровода при наличии теплоизоляции принимается условие третьего рода:

$$I_{zp} \left[\left(\frac{\partial T_{zp}}{\partial x} (B_2) \cos \alpha_2 + \frac{\partial T_{zp}}{\partial y} (B_2) \cos \beta_2 \right) \right] = \alpha_{эф} (T_n - T_{mp}); \quad (4)$$

где B_2 – точка грунта у поверхности трубопровода;

α_2, β_2 — углы между нормалью к поверхности трубопровода и осями x, y ;

$\alpha_{эф}$ — эффективный коэффициент теплоотдачи от поверхности трубопровода к грунту через слой теплоизоляции;

T_n — температура грунта у поверхности трубопровода;

$T_{mp} = f(t)$ — температура металла наружной поверхности трубопровода.

Таким образом, тепловое взаимодействие системы «атмосфера–грунт–трубопровод–транспортируемый продукт» описывается дифференциальными уравнениями, которые с приемлемой точностью решаются методом конечных разностей.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Подбор данных с трассы трубопровода проводился на основании открытых источников [5–7] и материалов полученных из проектных организаций и сети интернет. Были использованы климатологические справочники [5] для получения более точного результата. За основу был взят магистральный трубопровод пролегающий в вечномерзлых грунтах протяженностью 680 км, со станциями подогрева и циклической перекачкой для подогрева нефтепродукта. За основу теплоизоляционного слоя была взята полиуретановая мастика, для сравнения были взяты несколько различных типов теплоизоляции таких как: пенополиуретан, пенополистирол и экструдированный пенополистирол. Данные по произведенным расчетам представлены в таблице 1.

Таблица 1. Итоговые значения

Этап	Участок	Источник данных	Положение границы ореола оттаивания			
			Глубина от поверхности	Расстояние от оси на уровне боковой образующей трубопровода	Глубина сезонно-талого слоя	Сезонно-мерзлый слой
1 (октябрь)	1	Расчет	2,94	2,5/2,3/2,35/2,38	0,9	0,54
		Измерение	2,9	2,13	0,57	0,84
		Разность	0,04	0,37	0,33	0,3
	2	Расчет	3,3	2,15/2,05/2,10/2,0	0,84	0,67
		Измерение	3,21	2,10	0,72	0,58
		Разность	0,09	0,05	0,12	0,09

Примечания – из-за невозможности провести натурные эксперименты с использованием новых типов теплоизоляции данные по ним представлены в качестве расчётных через косую черту по порядку

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

По полученным результатам можно судить что используется методика пригодна для оценочного результата ореолов оттаивания и погрешность полученных результатов лежит в пределах допустимых значений [1]. Данную методику можно применять для приблизительного расчета прогнозируемых ореолов оттаивания магистральных трубопроводов, с использованием различных типов теплоизоляции. Позволяющее снизить затраты как на сооружение так и на эксплуатацию трубопроводов. В дальнейшем возможно создание электронных программ с перечнем возможных характеристик для подбора изоляции и методов прокладки трубопровода.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В целом данная методика пригодна для оценки прогнозирования оттаивания и может использоваться для оценочных расчетов. По произведенным расчетам можно судить что все типы теплоизоляций имеют небольшое расхождение по исследуемым параметрам прогнозирования, что в свою очередь поднимает вопрос о том что эффективнее всего возможно будет использование комбинаций различных типов изоляции для придания более лучших характеристик. А так же проведение технико-экономического расчета для сравнения самих изоляций.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Оценка планово-высотного положения трубопровода на участках с многолетнемерзлыми грунтами / Ю. В. Лисин, А. А. Александров, В. И. Ларионов, М. А. Козлов // Вестник МГТУ им.Н.Э.Баумана. Сер. Машиностроение. – 2012. – № 3. – С. 68–79.
- [2] Лыков А. В. Теория теплопроводности. – М.: Высш. шк., 1967. – 600 с
- [3] Февралев А. В. Исследование термического режима плотин на вечномерзлых грунтах при фильтрации воды. Автореф. дис....канд. техн. наук. – Л.: ВНИИГ им.Б.Е.Веденеева, 1981. – 20 с.
- [4] Новиков П.А. Оценка результатов прогнозирования ореола оттаивания вокруг трубопровода на участках с многолетнемерзлыми грунтами / П.А. Новиков, А.А. Александров, В.И. Ларионов // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. «Естественные науки».– 2013.–№ 1. – С.73–81.
- [5] Справочное пособие к СНиП 23-01-99. Строительная климатология / Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2003. – 75 с. Gadd, G.M. Metals, minerals and microbes: Geomicrobiology and bioremediation / G.M. Gadd // Microbiology. – 2010. – № 156 (3). – pp. 609-643.
- [6] Павлов А. В. Теплообмен почвы с атмосферой в северных и умеренных широтах территории СССР. – Якутск: ЯКН, 1975. – 304 с.
- [7] Макарычева Е. М. Экспериментальные исследования ореола оттаивания для верификации и калибровки прогнозных математических моделей / Е. М. Макарычева, В. И. Ларионов, П. А. Новиков // Вестник МГТУ им.Н.Э.Баумана. – 2013. Сер. Естественные науки. – № 4. – С.109–116.

УДК 621.644.07

КАЧЕСТВЕННЫЙ АНАЛИЗ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ СТЕКЛОТКАНЕЙ КАК МАТЕРИАЛ ДЛЯ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ

В. И. Берг, М. Д. Фролов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация – На данный момент проблема продления срока эксплуатации трубопровода имеет приоритетное направление. Связано это с тем, что на стенки трубопроводов оказывается колоссальное давление, что в конечном итоге приводит к появлению микротрещин. Это, в свою очередь, при высокой концентрации, может привести к отказу работоспособности или другим серьезным последствиям. Поэтому актуальной стала тематика устранения дефектов трубопроводов, с использованием наиболее эффективных методов. Также с развитием технологий отмечается рост популярности использования композиционных материалов. Цель исследования заключается в качественном анализе стеклотканей, которые можно применить для ремонта трубопроводов.

Ключевые слова – трубопровод, композитные материалы, стеклоткань

I. ВВЕДЕНИЕ

В последние годы усилился практический интерес к проблеме износа трубопроводных систем различного назначения. Так, например, магистральные трубопроводы, диаметром до 1420 мм, спроектированы на давление от 54 до 100 атм., что в совокупности с другими эксплуатационными нагрузками и воздействиями, а также длительным сроком эксплуатации создает сложное напряженно-деформированное состояние трубопровода. В технологические расчеты толщины стенки изначально закладывается поправка на её изменение под воздействием внутренней коррозии, вызванной воздействием транспортируемой среды и внешней электрохимической коррозии. Однако даже это не гарантирует безотказную работу трубопровода в течение всего расчетного периода, особенно на участках со сложными условиями эксплуатации.

В настоящее время происходит все более широкое изучение и распространение композитных материалов, обладающих уникальными свойствами, которые проявляются в большом сроке эксплуатации и повышенном пределе прочности. В связи с этим, актуальным становится поиск новых материалов и технологий для ремонта трубопроводов различного назначения на композиционной основе. Основным их преимуществом являются повышенные прочностные характеристики и устойчивость к коррозии, высокая удельная прочность, повышенная износостойкость, в том числе и сопротивление агрессивной химической среде. Среди недостатков следует отметить высокую стоимость, как самого материала, так и возможные расходы на эксплуатацию, а также ухудшение прочностных характеристик в условиях низких температур. В связи с вышеизложенным целесообразно рассмотреть их в качестве решения таких проблем, как например, продление срока эксплуатации особо проблемных участков трубопроводных систем подверженных наибольшим нагрузкам. Предлагается усилить конструкцию трубопровода высокопрочным композиционным слоем в зоне высоких локальных нагрузок.

В данной работе предлагается рассмотреть в качестве перспективного инструмента для упрочнения и ремонта трубопроводов различного назначения такой композиционный материал как стеклоткань.

II. ТЕОРИЯ

Стеклоткань является наиболее распространенным и доступным для широкого применения конструкционным материалом. Стекловолокно имеет высокие характеристики по такому показателю как предел прочности при растяжении, порядка 2.5-5.9 Гпа. Оно может служить усиливающим элементом конструкции трубопровода для недопущения отказов на участках, находящихся в особо неблагоприятных условиях. Довольно широкое многообразие видов стекловолокна позволяет подобрать оптимальный вариант по технико-экономическим характеристикам, в зависимости от длины участка и вида необходимой работы.

Стекловолокно, в свою очередь состоит из нитей, толщиной в несколько микрон, что придает ему качественно отличные от стекла свойства. Так, например, если стекло представляет собой твердый, но хрупкий объект, стекловолокно гибкое и сохраняет все те же свойства негорючести, термостойкости и электропроводности. Различают множества марок стеклоткани, основной классификацией которых является область применения. Таким образом, они подразделяются на кремнеземные, отличительной особенностью которых можно назвать устойчивость к высоким температурам; ровинговые ткани, которые особенно легко пропитываются смолой и используются для получения стеклорубероида; базальтовые, которые также выделяются повышенной термостойкостью; электроизоляционные, которые можно использовать в качестве теплоизоляции трубопроводов; и конструкционные.

В данной статье мы рассмотрим только конструкционные стеклоткани, которые используются для получения корпусных стеклопластиковых деталей. Механические качества будут определяться преимущественно переплетением нитей. Более плотные ткани придадут большую прочность готовому изделию, но при этом важно давать возможность эфирной или эпоксидной смоле, которая служит матрицей в данном композите, проникать в структуру ткани, и качественно обволакивать стекловолокно, из которого она состоит. Особое внимание стоит обратить на ткани, состоящие из полого стекловолокна, где каждое волокно представляет собой не стержень микроскопического диаметра, а трубочку, в результате чего получается на 20-30% более легкий материал, имеющий такие же показатели прочности. В случае с магистральными трубопроводами, уменьшение веса покрывающей стеклоткани будет положительно сказываться на создаваемое давление непосредственно на саму конструкцию.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Если говорить о составе, то наиболее распространенным типом стекловолокна является E-glass, оно представляет собой алюмоборосиликатное стекло, с содержанием щелочи менее 1% по массе. Другими типами используемого стекла можно назвать: A-glass, это щелочно-известковое стекло с низким содержанием оксида бора; E-CR-glass, среди особенности которого выделяется высокая кислотоустойчивость; C-glass, также щелочно-известковое стекло, но с повышенным содержанием оксида бора; S-glass, в котором

увеличено содержание оксида магния, что придает ему высокую прочность на растяжение; и прочие виды стекла, чьи характеристики не применимы для повышения надежности трубопроводов.

Зачастую, для получения корпусных стеклотканей используются нити из алюмоборосиликатного стекла с парафиновой эмульсией, выступающей в качестве замазливателя. Их характерные свойства мы можем рассмотреть на примере стеклоткани T-13, российскому представителю группы E-glass, которая является отличным теплоизолятором, имея высокую прочность и устойчивость к агрессивным средам. Следует отметить что она, как и большинство тканей, не горит, но устойчива к щелочной среде, противостоит механическому износу и способна работать в диапазоне температур между -200°C и +550°C. В сочетании с эпоксидной смолой ее можно применять для ремонта корпусных изделий, в особенности подземных трубопроводов. Использование E-glass в качестве армирующего материала в полимерных матричных композитах является чрезвычайно распространенным явлением. Оптимальные прочностные свойства достигаются, когда прямые непрерывные волокна выравниваются параллельно в одном направлении. Для повышения прочности в других направлениях могут быть созданы слоистые структуры, причем непрерывные волокна выровнены в других направлениях. Такие конструкции используются в резервуарах для хранения нефти.

Однако структура E-glass может противостоять только щелочной среде. Наиболее защищенным от химического воздействия является C-glass, разработанное, чтобы противостоять атакам химических веществ, в основном кислот, но оно имеет меньший предел прочности и более высокую стоимость. Стеклотканью, обладающей наибольшим пределом прочности считается S-glass. Оно представляет собой высокопрочную композицию, и применяется, когда прочность на растяжение является наиболее важным свойством. Предел прочности E-glass составляет порядка 3.5 ГПа, в свою очередь этот показатель для S-glass около 4.9 ГПа, и это с учетом того, что плотность последнего несколько ниже, 2.58 г/см³ у E-glass против 2.46 г/см³ у S-glass. Серьезным недостатком S-glass для широкого применения в промышленности, в том числе и в нефтегазовом комплексе, является высокая стоимость. Средняя рыночная стоимость у S-glass примерно в 10 раз выше, чем у E-glass. Этот факт сдерживает распространение этого вида стеклоткани.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Стоит отметить, что прочность стекла тестируется на тех волокнах, которые только что были изготовлены. Самые свежие волокна являются самыми сильными, так как они наиболее пластичны. Также эти волокна еще без деформаций, что тоже значительно повышает их показатели прочности. Еще одним важным фактором предела прочности при растяжении является влажность. Влага легко адсорбируется и может ухудшить состояние, вызванное микроскопическими трещинами и поверхностными дефектами, а также снизить прочность.

На основе результатов качественного анализа различных видов стеклотканей была установлена возможность применения данного композита для увеличения срока эксплуатации трубопроводов. В дальнейших исследованиях планируется установить

зависимость увеличения надежности от толщины защитного покрытия. А так же разработать инновационный способ нанесения стеклоткани на трубопровод без остановки его работы.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведя анализ применяемых в настоящее время стеклотканей, было установлено, что в нефтегазовой отрасли целесообразно использование только 2 видов: E-glass и S-glass. Следует отметить, что остальные виды данного композиционного материала не могут быть использованы в качестве ремонтного по причине их высокой стоимости, избыточных или недостаточных характеристик. Так, например, E-CR-glass имеет низкий предел прочности, который не может быть компенсирован повышенной стойкостью к кислотной среде.

Не смотря на повышенные прочностные характеристики у S-glass данный вид стеклоткани не может найти широкого применения из-за своей избыточной стоимости. Авторами данной статьи предлагается использовать его на особо важных участках трубопроводов. В других же случаях рекомендуется использовать марку E-glass. Основной причиной выбора этого вида стеклоткани является широкая распространенность в разных отраслях, в том числе авиационной. Также среди ее преимуществ низкая рыночная стоимость и высокий срок службы, который составляет порядка 30 лет, в зависимости от условий эксплуатации.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Применение волокнистых композитных материалов при ремонте коррозионных дефектов большой протяженности на магистральных трубопроводах печатная Современное наукоёмкие технологии. № 10 (часть 1) 2016, С. 38-42 0,2 Чепур П.В., Якупов А.
- [2] Использование арамидных нитей в качестве рабочего инструмента машины для снятия гидроизоляционного покрытия с трубопроводов печатная Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2013. № 5. С. 70-73. 0,16 Давыдов А.Н., Иванов В.А.
- [3] Миланчев В.С. Оценка работоспособности труб при наличии концентрации напряжений // Строительство трубопроводов, 1984, №2, с. 23-25.
- [4] Рябков А.В. Обеспечение долговечности промышленных трубопроводов существующими способами. // Материалы 4-й региональной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии нефтегазовому региону». - Тюмень, 2005, с 57-58.
- [5] Романцов С.В., Шарыгин А.М. Оценка усиливающего эффекта от установки стеклопластиковой муфты на участке магистрального газопровода с дефектами. // Проблемы машиностроения и надежности машин, 2004, №5, с. 104-107.

УДК 621.644.07

ОЦЕНКА РИСКА ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

А. В. Занин, А. А. Мильке

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – в данной статье рассматривалась оценка рисков трубопроводного транспорта нефти с морской нефтедобывающей платформы на территории Арктического шельфа, с учётом природно-климатических условий. Проводился расчёт на гидродинамические, прочностные, погонные нагрузки и результаты расчётов показали, что определённый вид стали и размеры диаметров точно подходят под суровые условия Арктики для морского транспорта углеводородов. При этом использовались зарубежные программные продукты Aveva PDMS и SOLIDWORKS для построения наглядной модели действующих нагрузок на испытываемые трубопроводы.

Ключевые слова – оценка рисков, морской трубопровод, Арктический шельф, гидродинамические нагрузки, SOLIDWORKS.

I. ВВЕДЕНИЕ

Для освоения российского Арктического шельфа в основном применяются стационарные морские нефтедобывающие платформы, устойчивые к ледовым нагрузкам. Одним из наиболее важных факторов при освоении месторождений континентального шельфа является оценка рисков. Аварийные ситуации, возникающие на морских установках в процессе работ по бурению, добыче, подготовке и переработке добываемой продукции, а также при транспортировке нефти, могут привести к большим человеческим жертвам, потере установок, огромному экологическому и тяжелейшему экономическому ущербу.

Морской трубопроводный транспорт нефти с платформ в значительной степени обусловлен такими особенностями как удаленность от берега, экстремальные гидрометеороусловия, опасные гидрологические и геологические явления на морском дне и т.д. Высокая опасность при транспортировке нефти с нефтедобывающих платформ подтверждается крупномасштабными авариями, имевшими место при их эксплуатации. Аварии с пожарами и взрывами как на морских нефтедобывающих платформах, так и во время эксплуатации трубопроводов, могут привести к катастрофическим последствиям, для ликвидации которых может потребоваться привлечение сил и средств на уровне одного или даже нескольких государств [1, 2].

Задачи, которые мы ставим перед собой, актуальны и ясны – во-первых, нужно понять насколько высок риск прокладки морского трубопровода, тем самым нужно провести расчёты, проанализировать и определить оптимальный вариант трубопровода как по материалам, так и по диаметру, которые будут соответствовать суровым природно-климатическим условиям для региона, на территории которого будут проводиться работы.

II. ТЕОРИЯ

Говоря о морских трубопроводах, мы должны понимать в каких условиях будет прокладываться нитка от нефтедобывающей платформы и до назначенного опорного транспортного узла. Следовательно, стоит изучить природно-климатические условия на

территории Арктического шельфа и так как единственным разрабатываемым месторождением на этой территории является Приразломное нефтяное месторождение, то и все исходные данные по природно-климатическим условиям будут взяты с данной территории [3].

Морская ледостойкая стационарная платформа расположена на юго-восточном мелководном шельфе Баренцева моря (Печорское море) в исключительной экономической зоне, в 55 км от береговой линии в пределах равнины с глубинами 18,0-20,5 м. Глубины моря приведены к наиминимуму теоретическому уровню. Глубины в сторону берега изменяются довольно равномерно – в 5-х км от берега в районе населенного пункта Варандей достигают 12-13 м [4].

Гидрометеорологические, ледовые, инженерно-геологические условия мы взяли из инженерно-изыскательских геологических работ по Баренцеву морю [5].

Теперь, исходя из полученных данных, мы можем приступить к расчётам.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

В первую очередь исходя из того факта, что мы проектируем морской трубопровод, то остановим свой выбор на стали 17Г1С и на пяти различных диаметрах трубопроводов D_a : 600 мм, 720 мм, 820 мм, 1020 мм, 1220 мм. Класс трубопровода мы выбрали G3. По проекту задаем внутреннее рабочее давление p_i в 5 МПа, однако, нужно получить расчётное давление в трубопроводе p_0 по формуле

$$p_0 = (p_i - p_{g \min}) + \Delta p, \quad (1)$$

Величина минимального внешнего гидродинамического давления на трубопровод $p_{g \min}$ определяется по формуле

$$p_{g \min} = (\rho_w g (d_{\min} - \frac{h_w}{2}) \cdot 10^{-6}), \quad (2)$$

где ρ_w – плотность морской воды принимается равной 1080 кг/м³;

d_{\min} – минимальный уровень тихой воды по трассе трубопровода принимается равным 9,1 м, учитывающий приливно-отливные явления и нагоны с обеспеченностью 10–2 1/год;

h_w – расчетная высота волны на проектируемом участке трубопровода принимается равной 10,1 м, с обеспеченностью 10–2 1/год.

Величина добавочного расчетного давления Δp , МПа, учитывающего явление гидравлического удара, должна быть не менее величины, определенной по формуле

$$\Delta p = V_{int} \sqrt{\frac{p_{int} \cdot E \cdot t_c \cdot K}{E \cdot t_c + D_{int} \cdot K}} \cdot 10^{-3}, \quad (3)$$

где V_{int} – скорость движения транспортируемой среды в трубопроводе принимается равным 1,0 м/с; [10]

E – модуль нормальной упругости материала труб принимается равным 2,06 МПа;

K – модуль объемной упругости транспортируемой среды принимается равным 1,1 Мпа.

Толщина стенки стального трубопровода t_c , мм., исходя из условий местной прочности, определяется по формуле

$$t_c = \frac{p_0 D_a}{2\sigma_f} + c_1 + c_2, \quad (4)$$

где σ – допустимое напряжение материала трубы, МПа;
 φ – коэффициент прочности, определяемый в зависимости от способа изготовления труб, принимается равным $0,9 \cdot 10^{-3}$;
 c_1 – прибавка на коррозию принимается равным 3 мм.;
 c_2 – прибавка, компенсирующая технологический допуск на изготовление труб принимается равным 2 мм.

Допустимое напряжение σ принимается равным наименьшему из значений

$$\sigma = \min \left(\frac{R_e}{n_e}, \frac{R_m}{n_m} \right), \quad (5)$$

где R_e – минимальное значение предела текучести металла труб принимается равным 510 МПа;
 R_m – минимальное значение предела прочности металла труб принимается равным 335 МПа;
 n_e – коэффициент запаса прочности по пределу текучести принимается равным 1,25;
 n_m – коэффициент запаса прочности по пределу прочности принимается равным 2,0.

После того, как мы определили расчетное давление на трубопровод и рассчитали t_c , выявим нагрузки действующие на трубу. На рис.1 показан участок нефтепровода размером 10 м с расстоянием между опорами 8 м, на который действуют максимальное гидродинамическое давление p_{gmax} , вертикальная погонная нагрузка $F_{w,v}$, а также горизонтальная нагрузка $F_{w,h}$.

Расчёт максимального внешнего давления на трубопровод, оказываемого водой p_{gmax} , при воздействии температурного коэффициента γ , определяется по формуле

$$p_{gmax} = \gamma \rho_w g \left(d_{max} + \frac{h_w}{2} \right) \cdot 10^{-6}. \quad (6)$$

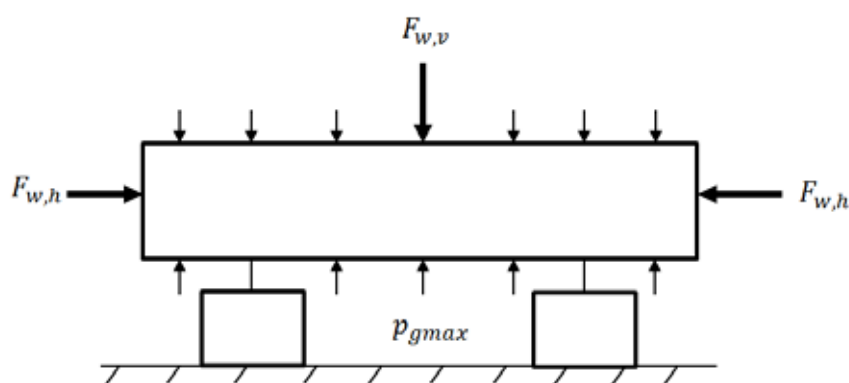


Рис.1. Расчётная схема действующих нагрузок на трубопровод

Критическое значение величины гидродинамического давления p_p , при котором может возникнуть лавинное распространение смятия, определяется по формуле

$$p_p = 24 \cdot R_s \cdot \left(\frac{t_c}{D_n} \right)^{24}. \quad (7)$$

Условием отсутствия лавинного смятия является выполнение неравенства

$$p_{gmax} < 1.2 \cdot p_p. \quad (8)$$

На рис. 2 наглядно показаны максимальные значения величин гидродинамического давления p_{gmax} для различных диаметров трубопровода. В зависимости от внешнего диаметра трубопровода D_a , p_{gmax} уменьшается, при этом, должно выполняться условие по формуле (8). Пунктирными линиями показаны критические значения величин гидродинамического давления p_p для каждого диаметра. Если пунктирная линия выше максимального гидродинамического давления, то труба теряет свою устойчивость с возможным дальнейшим её разрушением.

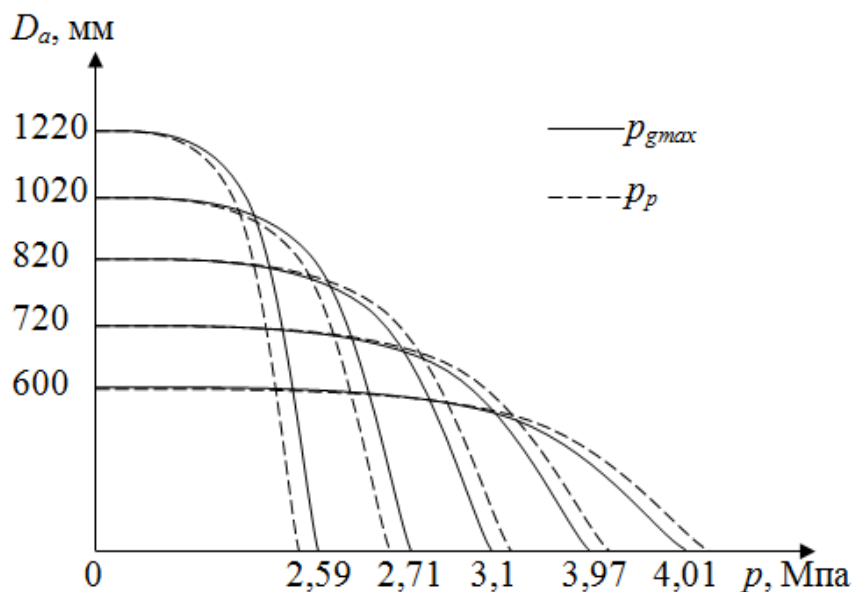


Рис. 2. Действие гидродинамических нагрузок на трубопроводы

По рис. 2 мы видим, что условие по формуле (8) не выполняют трубопроводы диаметром 600 мм., 720 мм. и 820 мм. Исходя из этого, дальнейшие расчёты будут проводиться с диаметрами 1020 мм. и 1220 мм.

Далее мы рассчитываем погонные нагрузки на трубопроводы. Суммарная горизонтальная волновая нагрузка $F_{w,h}$ Н/м, определяется по формуле с учётом коэффициента волнового воздействия γ_1

$$F_{w,h} = \gamma\gamma_1 \sqrt{F_{w,s}^2 + F_{w,i}^2}. \quad (9)$$

Вертикальная погонная волновая нагрузка $F_{w,v}$ Н/м, вычисляется по формуле с учётом коэффициента воздействия течения γ_2

$$F_{w,v} = \gamma\gamma_2 c_v \frac{\rho_w \cdot V_w^2}{2} \cdot D_a. \quad (10)$$

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

После проведения всех расчётов, мы воспользовались программным продуктом SOLIDWORKS, чтобы построить модели трубопроводов, к которым приложили гидродинамические, погонные вертикальные и горизонтальные нагрузки. На рис. 3 показаны светлым оттенком места, где трубопроводы испытывают максимальное давление, тем самым,

исходя из моделей, можно сказать, что трубопроводы с внешними диаметрами 1020 мм. и 1220 мм. выдерживают все расчётные нагрузки.

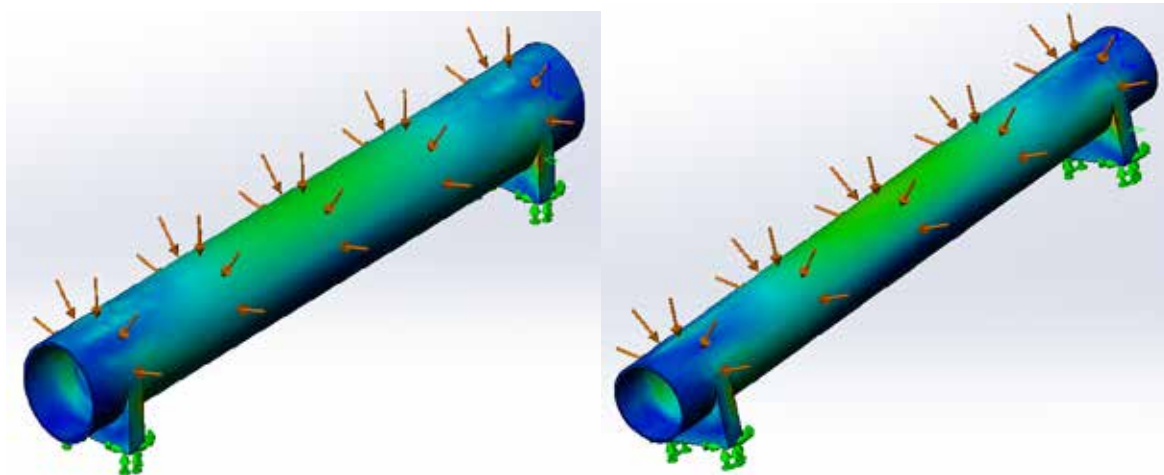


Рис. 3. Модели трубопроводов диаметрами 1220 мм и 1020 мм

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проведения исследовательской работы по оценке риска трубопроводного транспорта нефти с территории Арктического шельфа, мы получили результаты, в которых оптимальным материалом и диаметрами для трубопровода оказались сталь 17Г1С и внешние диаметры в 1020 мм. и 1220 мм. Которые прошли все условия и рекомендуются для дальнейшей проверки на гидравлические испытания к реально приближенным условиям. При дальнейшем вводе в эксплуатацию одного из диаметров для трубопровода, будет учитываться экономическая составляющая с учётом максимальной выгоды для компании, которая вводит в эксплуатацию трубопровод.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Квасов И.Н. Анализ систем обнаружения утечек в магистральном нефтепроводе. Инженерное дело: Взгляд в будущее. – Омск, 2016, с. 33-34
- [2] Николаева О. «В основе – безопасность» // Сибирская нефть // май 2017 г., с.16-21;
- [3] Свириц И. «Главный фарватер» // Сибирская нефть // ноябрь 2013 г., с. 42-47;
- [4] Третьяков Е. «Все в порт» // Сибирская нефть // июль-август 2011 г., с. 8-11;
- [5] Шавыкин А.А. Оценка интегральной уязвимости Баренцева моря от нефтяного загрязнения. – Мурманск: ММБИ КНЦ РАН, 2010. – 60 с.

УДК 621.644.73

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ ДЛЯ СООРУЖЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НИЗКОГО И СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ В СЕЙСМИЧЕСКИХ РАЙОНАХ РОССИИ

Д. В. Ялалов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Аннотация – Вовлечение в эксплуатацию новых месторождений нефти и газа на Кавказе, в Сибири и Дальнем Востоке сопряжено с сооружением трубопроводов в сейсмически активных районах страны. Полимерные трубы ввиду их гибкости лучше сохраняют работоспособность после воздействия на них землетрясений. Зарубежный опыт эксплуатации полимерных труб подтверждает возможность применения их для сооружения низконапорных трубопроводов в сейсмических районах, однако, урегулирование этого вопроса в российских нормативных документах отсутствует. Испытания, приведенные в данной работе, показывают, что применение полиэтиленовых труб для сооружения магистральных трубопроводов среднего и низкого давления в районах России с сейсмичностью до 9 баллов по шкале MSK-64 возможно.

Ключевые слова – сейсмоустойчивость магистральных трубопроводов, полимерные трубы, сейсмические испытания.

I. ВВЕДЕНИЕ

Сейсмоопасные территории России неизбежно вовлекаются в хозяйственную деятельность при разработке новых месторождений нефти и газа в Восточной и Западной Сибири, на Дальнем Востоке и Камчатке, развитии инфраструктуры осваиваемых территорий, строительстве заводов по сжижению природного газа, прокладке новых нефте- и газопроводов.

На данный момент за рубежом пластмассовые трубы широко применяются в сейсмических районах при сооружении систем водоснабжения, канализационных систем, а так же при газификации урбанизированных территорий.

Согласно статистике, приведенной в журнале «Pipeline & Gas Journal» в июле 1990 г., при землетрясении в г. Сан-Франциско в 1989 г. в газораспределительных трубопроводах с давлением 0,42 МПа произошло 87 разрушений, из которых только 9 пришлось на пластмассовые трубы.

Анализ статистики отказов на газопроводах низкого давления во время землетрясения в 1995 г. в г. Кобе показал, что полиэтиленовые трубы, которые в Японии применяют для водо- и газоснабжения - единственные, которые сохраняют целостность во время сейсмической активности земной поверхности [1].

К настоящему времени США и Япония накопили достаточный практический опыт эксплуатации полимерных трубопроводов, демонстрирующий их поведение при сильных землетрясениях. На X конференции «Пластмассовые трубы», прошедшей в 1998 г. в Гётеборге (Швеция), был представлен ряд работ, содержащих анализ последствий землетрясений и их влияние на эксплуатационные свойства пластмассовых труб. Из-за почти полного отсутствия повреждений и сохранения герметичности труб и стыков их соединений в условиях сильных землетрясений была подтверждена их высокая сейсмостойкость.

Землетрясения в Кобе способствовали законодательному закреплению в Японии преимущественного использования труб из полиэтилена для водо- и газоснабжения. В российских нормативных документах пока отсутствует регулирование вопроса применения полимерных труб для сооружения магистральных трубопроводов в сейсмических районах страны.

Целью данной работы является анализ возможности применения полимерных труб для сооружения магистральных трубопроводов в сейсмических районах России.

II. ТЕОРИЯ

Пластмассовые трубы обладают способностью сохранять свою работоспособность при относительно больших подвижках земной поверхности во время землетрясений. Следовательно, пластмассовые трубопроводы являются более надежными, по сравнению со стальными трубами, так как даже при превышении предела текучести в материале труб происходит перераспределение напряжений, и трубопроводы воспринимают чрезмерные нагрузки без разрушения при рабочем давлении ввиду их гибкости [2].

Полимерные трубы в сейсмических районах России используют пока для канализационных систем и систем водоснабжения. Например, ООО «Холдинг «Полимерные трубопроводные системы» разработала и внедрила трубопроводную систему СПИРОЛАЙН, которая позволяет применять для внутренних инженерных сетей напорные трубы, изготовленные из полиэтилена ПЭ100 и рассчитанные на давление до 4 атмосфер, в сейсмоопасных районах с сейсмичностью до 9 баллов.

В последнее время некоторые российские компании задумались о применении полиэтиленовых труб для сооружения магистральных трубопроводов в сейсмических районах. Например, в Центре испытаний сейсмостойкости сооружений ЦНИИСК им. В. А. Кучеренко на виброплатформе маятникового типа были проведены экспериментальные исследования по оценке сейсмостойкости гофрированных двухслойных труб Polytron-ProKan диаметра от 150 до 800 мм и фитингов из полипропилена, выпускаемых заводом «Полиэтон» [3].

Во время испытаний ускорение виброплатформы согласно установленным на ней акселерометрам изменялось в интервале от 1,54 до 7,38 м/с², что эквивалентно сейсмическому воздействию от 7,5 до 9,9 балла.

Последующий осмотр трубопровода показал, что его работоспособность не была нарушена: протечек в стыках трубопровода и повреждений его элементов не установлено.

Изучением поведения полиэтиленовых труб и узлов их соединений при динамических нагрузках высокого уровня занималось и ЗАО «Пласт Профиль» [4]. В период с 8 августа по 30 ноября 2007 года в Лаборатории по сейсмостойкости сооружений ЦНИИСК им. В.А. Кучеренко ФГУП НИЦ «Строительство» проводились испытания системы трубопроводов на модели из полиэтиленовых труб (ПЭ 80, ПЭ 100), фасонных частей к ним и узлов соединений, установленных на специально подготовленном вибростенде и виброплатформе ВП-100. Исследования проводились при рабочем давлении в трубопроводе в 1 МПа в широком диапазоне частот от 2 до 15 сек⁻¹. Максимальные ускорения при этом составляли от 400 до 600 см/с². Нагружение модели осуществлялось поэтапно, длительность каждого этапа была не менее 15 секунд.

В результате исследований наблюдалось отсутствие протечек и нарушений целостности труб, полное сохранение герметичности их соединений, что свидетельствовало о высоких прочностных показателях полиэтиленовых труб и их соединений. Наиболее уязвимыми для сейсмических воздействий оказались соединения полиэтиленовых труб с задвижками.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Анализ результатов испытаний полимерных трубопроводов Polytron-ProKan производства завода «Полиэтон» позволил сделать вывод о том, что данные трубы допустимо применять в районах с 7–9-балльной сейсмической активностью.

Анализ результатов испытаний полиэтиленовых труб производства ЗАО «Пласт Профиль» позволил сделать вывод о том, что исследуемые трубопроводы, фасонные части к ним и их соединения могут быть рекомендованы к применению для устройства магистральных трубопроводов среднего и низкого давления в районах Российской Федерации с сейсмичностью до 9 баллов по шкале MSK-64.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Статистические данные показывают, что полиэтиленовые трубы являются единственным типом труб, которые сохраняют работоспособность при землетрясениях, а данные испытаний говорят о том, что применение полимерных труб в сейсоопасных районах России возможно.

С учетом уже имеющегося зарубежного опыта по законодательно закреплённому применению полимерных труб в сейсмических районах, России, где много сейсмоопасных районов, тоже необходимо задуматься о корректировке соответствующих строительных норм и правил.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, полиэтиленовые трубы могут быть рекомендованы для сооружения магистральных трубопроводов среднего и низкого давления в районах России с сейсмичностью до 9 баллов по шкале MSK-64.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Коврига, В. Полиэтиленовые трубы выдерживают землетрясения // Полимерные трубы. – 2006. - №3. - С. 26 -27.
- [2] Хрустов, Ю. Поведение полиэтиленового трубопровода при землетрясении: методы расчета / Ю. Хрустов, Е. Бутринов, В. Коврига // Полимерные трубы. – 2008. - №3. - С. 56 -61.
- [3] Грановский, А.В. Сейсмостойкость наружных инженерных сетей из трубопроводов «Polytron-ProKan» / А. В. Грановский, А. И. Доттуев // Водоснабжение и санитарная техника. - 2010. - № 5 - С. 29 -31.
- [4] Проведены испытания полиэтиленового трубопровода на сейсмоустойчивость [Электронный ресурс].– URL: <http://www.plastprofil.ru/trubnyj-zavod/news/provedeny-ispytaniia-polietilenovogo-truboprovoda-na-seismoustoichivost> (29.06.2017).

УДК 622.23.05

ОПТИМИЗАЦИЯ УДАРНОЙ ПОДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКИ ТРУБ

Д. И. Чернявский, Д.Д. Гапон

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – При прокладке линий трубопроводов и других систем необходимо обеспечить наименьшие сроки проведения работ при минимуме издержек. Во многих случаях маршрут движения монтажного поезда пересекает различные транспортные сети, предназначенные для движения автомобильного или железнодорожного транспорта. Для проведения работ в данных зонах на практике часто используется ударный способ пробивки грунтового основания дороги трубами различного диаметра, через которые в дальнейшем прокладывают трубопроводы. Для выполнения данной работы используются специализированные машины ударного действия. Одним из основных направлений по совершенствованию эксплуатационных характеристик таких машин, является повышение общего КПД ударной машины за счет совершенствования характеристик ударного процесса. В работе предлагаются рекомендации по выбору оптимальных конструктивных параметров такой ударной машины.

Ключевые слова – ударная машина, КПД ударного процесса, прокладка трубопровода, энергетические соотношения при ударе.

I. ВВЕДЕНИЕ

При прокладке линий трубопроводов и других систем необходимо обеспечить наименьшие сроки проведения работ при минимуме издержек. Во многих случаях маршрут движения монтажного поезда пересекает различные транспортные сети, предназначенные для движения автомобильного или железнодорожного транспорта. Для проведения работ в данных зонах на практике часто используется ударный способ пробивки грунтового основания дороги трубами различного диаметра, через которые в дальнейшем прокладывают трубопроводы.

Для выполнения данной работы используются специализированные машины ударного действия. Одним из основных направлений по совершенствованию эксплуатационных характеристик таких машин, является повышение общего КПД ударной машины за счет совершенствования характеристик ударного процесса.

II. ТЕОРИЯ

Одной из главных составляющих, которые формируют общий КПД машины, является КПД передачи энергии от бойка к обрабатываемой среде через волновод. При рассмотрении такого КПД необходимо выделить тот вид энергии, который полезно используется. В машинах виброударного, ударного и ударно-вращательного действия, которые предназначены для пробивки отверстий и шпуров в строительных и горных материалах, необходимо учитывать суммарную переданную энергию, которая складывается из кинетической энергии инструмента и потенциальной энергии его деформации. Это связано с тем, что для разрушения твердых материалов, главным является уровень возникающих напряжений, а не время их действия.

При забивке железобетонных и стальных свай, бестраншейной прокладке трубопроводов, а также других аналогичных работ, твердая и более прочная свая или труба

пронзает относительно мягкий грунт, сложенный из осадочных пород. В данном случае труба не разрушает грунт, а уплотняет и раздвигает его, продвигаясь вперед. Поэтому при забивке свай и труб необходимо стремиться к достижению максимальной кинетической энергии трубы или сваи.

Рассмотрим энергетические соотношения при ударе. Предположим, что тела до удара не обладают запасом какой-либо внутренней энергии, которая могла бы во время ударного контакта тел повлиять на их скорости после удара. Из закона сохранения энергии следует, что первоначальные кинетические энергии центров масс соударяющихся тел преобразуются в кинетические энергии их центров масс после удара; энергии пластических и упругих деформаций; кинетические энергии частиц поперечных сечений тел, охваченных волнами деформации; а также прочие потери. При ударе бойка по более длинной трубе – волноводу волна деформации может охватывать лишь малую часть длины трубы после окончания удара, т.е. скорости поперечных сечений в волне различны, а за ее пределами равны нулю. Проходя по трубе несколько сотен и тысяч раз, данная волна из-за внутреннего трения постепенно растягивается по всей длине трубы, уменьшаясь по амплитуде. Через некоторое время напряжения в трубе становятся равными нулю, и скорость всех сечений становится постоянной, равной послеударной скорости центра масс трубы.

В качестве примера рассмотрим бестраншейную горизонтальную прокладку трубопровода. В начале определим выражения, определяющие КПД передачи кинетической энергии от бойка ударной машины к трубе. Для построения ударной модели, предположим, что боек и труба подвешены на баллистической подвеске, и после удара сохраняют горизонтальное положение, т.е. удар предполагается центральным, а также отсутствует вращательное движение бойка и трубы вокруг соответствующих центров масс. Запишем систему уравнений, объединяющую закон сохранения энергии, закон сохранения импульса и коэффициент восстановления.

$$\frac{m_1 u_1^2}{2} + \frac{m_2 u_2^2}{2} = \eta_{ke} \left(\frac{m_1 v_1^2}{2} + \frac{m_2 v_2^2}{2} \right); \quad (1)$$

$$m_1 u_1 + m_2 u_2 = m_1 v_1 + m_2 v_2; \quad (2)$$

$$k = \frac{u_2 - u_1}{v_1 - v_2}, \quad (3)$$

где η_{ke} - коэффициент передачи кинетической энергии; k – коэффициент восстановления; m_1 - масса бойка ударной машины, m_2 - масса трубы с наголовником, по которому бьет боек; v_1, v_2 - доударные скорости центров масс бойка и трубы; u_1, u_2 - послеударные скорости центров масс бойка и трубы. Величина η_{ke} учитывает потери первоначальной кинетической энергии на упругие и пластические деформации, энергию волн, а также прочие потери.

Преобразованием выражения (1), получим

$$\eta_{ke} = \eta_{ke1} + \eta_{ke2} = \frac{\frac{m_1 \dot{u}_1^2}{2}}{1 + m v^2} + \frac{\frac{m_2 \dot{u}_2^2}{2}}{1 + m v^2}, \quad (4)$$

где η_{ke1} - КПД передачи кинетической энергии, характеризующий кинетическую энергию бойка после удара; η_{ke2} - КПД передачи кинетической энергии от бойка к трубе;

$$m = \frac{m_2}{m_1}; \quad (5)$$

$$v = \frac{v_2}{v_1}. \quad (6)$$

Решая совместно уравнения (2) и (3), получим:

$$\frac{u_1}{v_1} = \frac{1}{(1+m)}(1+mv - mk(1-v)) \quad (7)$$

$$\frac{u_2}{v_1} = k(1-v) + \frac{1}{(1+m)}(1+mv - mk(1-v)) \quad (8)$$

Определив соотношение между послеударными скоростями бойка и трубы и начальной скоростью бойка, преобразуем выражение (4)

$$h_{ke1} = \frac{(1+mv - mk(1-v))^2}{(1+m)^2(1+mv^2)}; \quad (9)$$

$$h_{ke2} = \frac{1}{1+mv^2} m k^2 (1-v) + \frac{(1+mv - mk(1-v))^2}{1+m} \frac{1}{v}. \quad (10)$$

Как известно, длительность ударных процессов составляет десятки, сотни и тысячи микросекунд, а частота ударов в ударных машинах не превышает 50 Гц. Чем мощнее машина, тем частота ударов меньше. Поэтому можно считать, что в промежутке между ударами труба остается неподвижной, т.е. $v_2 = 0$. Таким образом, выражения (9, 10) преобразуются:

$$h_{ke1} = \frac{(1-mk)^2}{(1+m)^2}; \quad (11)$$

$$h_{ke2} = \frac{(1+k)^2 m}{(1+m)^2}; \quad (12)$$

Для того чтобы определить максимальные КПД передачи кинетической энергии, уравнения (11) и (12) необходимо продифференцировать по m и k ; а далее приравнять к нулю. Необходимо отметить, что наличие, только двух переменных m и k существенно облегчает анализ. Использование третьей переменной v потребовало бы несравненно более сложного анализа выявления максимума функций η_{ke1} и η_{ke2} :

$$\frac{\partial \eta_{ke1}}{\partial m} = -2 \frac{(1-mk)(k+1)}{(1+m)^3} = 0; \quad (13)$$

$$\frac{\partial \eta_{ke1}}{\partial k} = -2m \frac{(1-mk)}{(1+m)^2} = 0; \quad (14)$$

$$\frac{\partial \eta_{ke2}}{\partial m} = \frac{(1-m)(k+1)^2}{(1+m)^3} = 0; \quad (15)$$

$$\frac{\eta_{ke2}}{\eta_k} = 2m \frac{(1+k)}{(1+m)^2} = 0. \quad (16)$$

В итоге получаем, что η_{ke1} имеет максимум при $m = 1/k$, $m = 0$, $k = -1$; а η_{ke2} - при $m = 0$, $m = 1$, $k = -1$. С физической точки зрения, диапазон изменения коэффициента восстановления k составляет $0 \leq k \leq 1$, поэтому случай $k = -1$ не имеет место. Определив величины η_{ke1} и η_{ke2} при вычислении значения m , получим: при $m = 1$ - $\eta_{ke1} = (1-k)^2/4$ и $\eta_{ke2} = (1+k)^2/4$; если $0 \leq k \leq 1$, то $0 \leq \eta_{ke1} \leq 0,25$ и $0,25 \leq \eta_{ke2} \leq 1$; при $m = 0$ - $\eta_{ke1} = 1$ и $\eta_{ke2} = 0$; при $m = 1/k$ - $\eta_{ke1} = 0$ и $\eta_{ke2} = k$, если $0 \leq k \leq 1$, то $0 \leq \eta_{ke2} \leq 1$.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Для достижения максимального КПД при ударе бойка о трубу, необходимо стремиться к тому, чтобы масса бойка была равна массе трубы с наголовником. Данные расчеты относятся к идеальному случаю, когда боек и труба находятся в свободном состоянии.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Обратимся к конкретному примеру горизонтальной забивки трубы в грунт.

В начальный момент времени, когда труба только касается поверхности грунта, трубу и боек можно рассматривать как свободно горизонтально подвешенные тела, к которым применимы выведенные соотношения. Однако, начиная с первого удара, когда труба углубляется в грунт, появляется сила трения грунта о трубу и сила сопротивления смятию грунта о торец трубы. Так как в большинстве случаев забиваемый конец трубы открыт или ее конец закрыт заостренной крышкой для уменьшения сопротивления грунта, считаем, что сила бокового трения значительно превышает силу, действующую со стороны торца трубы. Поэтому в дальнейшем принимаем во внимание только силу трения.

С точки зрения ударного процесса, действующую на трубу силу трения, можно учесть посредством введения понятия «приведенная масса - m_{pr} », которая добавляется к массе трубы с наголовником. Тем самым увеличивается величина m , уменьшая максимальную величину h_{ke2} . Чем больше величина забивки трубы, тем больше сила трения и тем, соответственно, больше величина m_{pr} . Определим соответствие между приведенной массой m_{pr} и силой трения F_{tr} боковой поверхности трубы о грунт. Как известно

$$F_{tr} = Nf, \quad (17)$$

где N – нормальная сила, f - коэффициент трения. Так как труба пролегает горизонтально, то сила N складывается из веса трубы и веса грунта, находящегося над трубой.

$$F_{tr} = (m_g + dlhr)fg, \quad (18)$$

где - m_g - масса трубы с наголовником; d – диаметр трубы; l – длина трубы, находящаяся в грунте в данный момент времени; h – глубина заложения трубы (определяется по верхнему краю трубы); r - плотность грунта; g – ускорение свободного падения. Согласно закону Ньютона

$$F = ma, \quad (19)$$

тогда запишем

$$m_{pr} = \frac{(m_g + dlhr)fg}{a_{im}}, \quad (20)$$

где a_{im} - ускорение, с которым труба внедряется в грунт. Определим данное ускорение. Как известно

$$V = at, \quad (21)$$

где V – скорость; a – ускорение; t – время.

Зная время действия ударного ускорения t_{im} и скорость u_2 из выражения (8) определим величины a_{im} , m_{pr} и, следовательно, оценим значения КПД передачи кинетической энергии h_{ke2} .

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для достижения максимальной эффективности забивки труб или свай в грунт необходимо стремиться к тому, чтобы масса бойка ударной машины m_1 была равна по величине массе забиваемой трубы или сваи m_2 .

При бестраншейной горизонтальной прокладке труб силу трения грунта о трубу можно учесть путем введения понятия, «приведенная масса - m_{pr} ». Данная величина добавляется к массе трубы m_g , и позволяет оценить КПД передачи кинетической энергии от бойка к трубе h_{ke2} по мере увеличения заглубления трубы в грунт.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Александров, Е.В. Прикладная теория и расчеты ударных систем [Текст]/ Е.В. Александров, В.Б.Соколинский. – М.: Наука, 1969. – 201 с.
- [2] Батуев, Г.С. Инженерные методы исследования ударных процессов [Текст]/ Г.С. Батуев, Ю.В. Голубков, А.К. Ефремов, А.А. Федосов. – М.: Машиностроение, 1969. – 248 с.

УДК 622.276.66

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ш. М. Бигушев¹, В. В. Арсеньев²

¹ ООО «Инженерный строительный центр», г. Мегион, Россия

² Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация: статья посвящена использованию одного из наиболее современных и перспективных методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождении. Целью является, прежде всего, установление условий максимальной эффективности этой технологии. Отслеживая основные тенденции в текущем состоянии разработки месторождения можно прийти к выводу, что для поддержания проектных уровней добычи нефти необходим поиск эффективных способов повышения производительности скважин, одним из которых является гидроразрыв пласта. Подводя итоги, обобщены результаты анализа, заключительные выводы, сведены к утверждению о том, что в целом по месторождениям гидроразрыв пласта приводит к увеличению нефтеотдачи. Приведены рекомендации по дальнейшему применению гидроразрыва на месторождениях.

Ключевые слова: гидроразрыв, пласт, эффективность, обводненность, трещина

I. ВВЕДЕНИЕ

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах считается неудовлетворительной. Средняя конечная нефтеотдача пластов в России составляет до 40% в зависимости от структуры запасов нефти и применяемых методов разработки. Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55-75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах.

Поэтому в настоящее время в разработку широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренуемым, неоднородным и расчленённым коллекторам. Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих такие пласты, и увеличения темпов отбора нефти из них, является гидроразрыв.

Цель статьи рассмотреть эффективность применения гидроразрыва на месторождении.

II. ТЕОРИЯ

В соответствии с принятой в настоящее время классификацией современных методов увеличения нефтеотдачи пластов ГРП относится к группе физических методов. Технологическая эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи характеризуется [2]:

- дополнительной добычей нефти за счёт повышения нефтеотдачи пластов;
- текущей дополнительной добычей нефти за счёт интенсификации отбора жидкости из пласта;
- Сокращение объёма попутно добываемой воды.

Дополнительная добытая нефть за установленный период времени определяется арифметической разностью между фактической добычей из скважины с ГРП и расчётной добычей проведения ГРП (базовая добыча). При подсчёте дополнительной добычи нефти за истекший период основная задача заключается только в правильном определении базовой добычи нефти за истекший период, основная задача заключается только в правильном определении базовой добычи, поскольку фактическая с мероприятиями обычно имеется.

В работе приведён достаточно полный перечень широко используемых характеристик вытеснения.

По возможной применимости характеристики вытеснения разделены на две группы в зависимости от степени обводнённости продукции:

- а) более 20-30%;
- б) более 50-60 %.

Таким образом, для оценки эффективности ГРП необходимо, чтобы до осуществления мероприятия обводнённость продукции превышала 20%.

Другим методом является повариантный расчёт технологических показателей разработки, базирующийся на физических содержательных математических моделях. В этом случае достаточно надёжная адаптация расчётных показателей к фактическим возможна при наличии надёжных исходных физических параметров и длительной истории эксплуатации. При надёжной адаптации метод позволяет определить изменение добычи по группам скважин, залежам и особо привлекателен возможностью количественной оценки взаимовлияния (интерференции) скважин. Точность результатов зависит как от надёжности и полноты исходной информации, так и возможностей математической модели.

Исходя, из вышеизложенного оценку технологической эффективности ГРП решено выполнить инженерным методом путём дифференцированного расчёта дополнительной добычи по каждой скважине [3].

Что касается расчётных методов оценки, то исходя из конкретной ситуации, необходимо отметить, что скважины с ГРП рассредоточены по обширной территории крупного Советского месторождения. Создание расчётной модели объектов даже по отдельным площадям месторождения сопряжено с огромным объёмом работ и задействованием мощной современной вычислительной техники. К тому же, к настоящему времени по скважинам имеется очень скудная информация, часть из которой подвержена изменениям в процессе эксплуатации скважин, во времени. В итоге, в значительной мере затрудняется эксплуатация расчётной модели и получение надёжных прогнозных технологических показателей разработки. При этом представляется, что результаты наиболее приемлемы или страдают наименьшей погрешностью для относительных оценок взаимовлияния скважин, то есть их интерференции. Решение задачи по оценке интерференции представляет немаловажный интерес для производственных организаций

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

В макромасштабе, влияние ГРП на изменение нефтеотдачи предлагается выполнить в следующем виде: пусть линия зависимости накопленных отборов нефти от обводнённости продукции по определённой скважине, имеет вид $a1$ (рис.1), на момент проведения ГРП обводнённость составляет 20%. После проведения ГРП обводнённость составляет 40%

и линия принимает вид а2. Qn2 и Qn1 - максимально возможный отбор нефти до предельной обводнённости при проведении ГРП и без него [1]. Таким образом:

$$tg_{a1} = \frac{100 - обВ_1}{Q_{y1}}; \quad tg_{a1} = \frac{100 - обВ_2}{Q_{n2} - Q_{n(доп)}}; \quad tg_{a2} = \frac{tg_{a1}}{E}. \quad (1)$$

Отсюда при Qn1=Qn2 и Qn(доп)=0;

$$E = \frac{100 - обВ_1}{100 - обВ_2}. \quad (2)$$

Следовательно, подставляя фактически известные значения обводнённости до, и после проведения ГРП мы определяем величину кратности увеличения дебита нефти, при которой достигается базовая величина нефтеотдачи. Сопоставление фактической и расчётной кратности изменения дебита нефти определяется успешность операции.

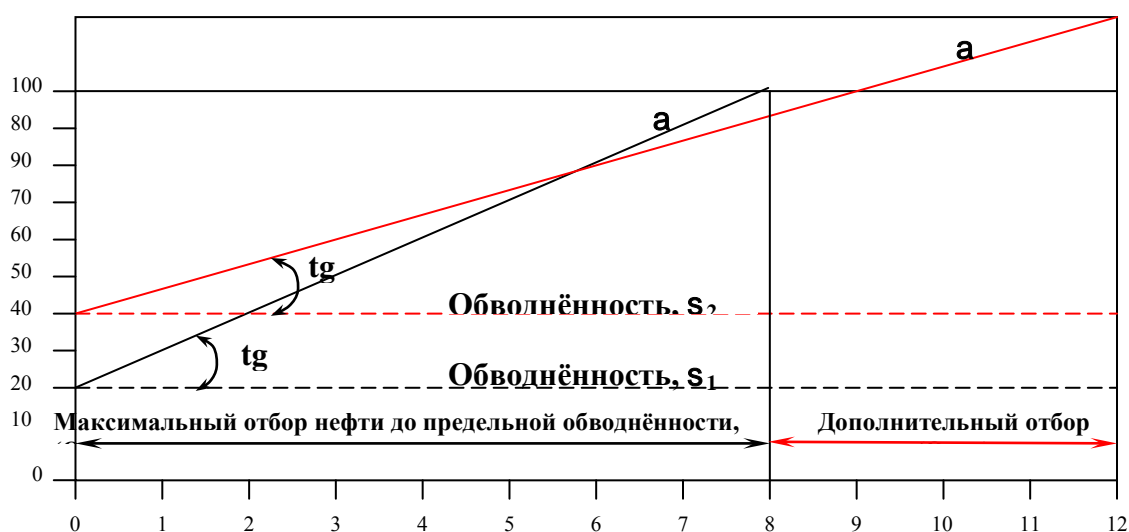


Рис. 1. Графическая схема количественной оценки влияния ГРП на нефтеотдачу

Если имеется положительная или отрицательная добыча нефти (Qn(доп)), то определение выполняется аналогичным способом:

$$Q_{n(доп)} = Q_n * \frac{E}{E} * \frac{100 - обВ_2}{100 - обВ_1} - 1 \cdot \frac{Q_n}{E} \quad (3)$$

тогда величина выражения

$$\frac{Q_{n(доп)} + Q_n}{Q_n} = E * \frac{100 - обВ_2}{100 - обВ_1} \quad (4)$$

показывает кратность увеличения или уменьшения накопленного отбора нефти относительно максимально возможного без проведения ГРП. Предлагаемые методы определения эффективности проведения ГРП являются прямыми и не учитывают режим эксплуатации скважин, до и после интенсификации притока. Например: при анализе результатов проведения ГРП по скважине № 991 (условно) мы имеем около 9 тысяч дополнительно добытой нефти. Однако скважина расположена в высокопродуктивной зоне пласта АВ1, работала на стабильном режиме с дебитами жидкости 20 т/сут и динамическом уровне 350-

450 метров (при длительном уровне 900 метров) дебит жидкости составил бы 64 м³/сут, обводнённость составляла 20 %. За 4 года работы отбор нефти составил 17,9 тыс. тонн. После проведения ГРП скважина начинает работать с дебитом 70 т/сут, и обводнённостью 55 %, динамический уровень при этом составляет 890 метров. Таким образом, видимый эффект дополнительной добычи является результатом изменения режима работы скважины, корректировку относительно которого предлагается осуществить следующим образом. Если предположить что пластовое давление значительно не изменится в течение времени ожидания и проведения ГРП, то соотношение энергетических ресурсов скважины, до и после ГРП возможно оценить по динамическому уровню и притоку жидкости.

При данных расчётах по скважине № 991 (условно) эффект составил 0,7, то есть мы потеряли в реальности 30% в добыче нефти при прорыве воды.

Распределение дополнительной добычи нефти за счёт проведения ГРП по группам скважин различной эффективности представлено на рис.2, а среднее значение результатов расчётов выделенных групп скважин представлены в таблице 1.

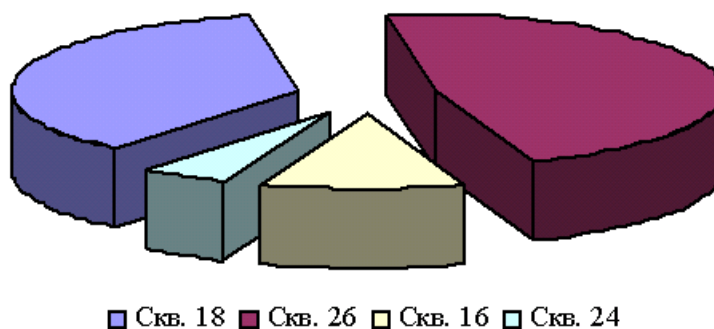


Рис. 1. Распределение дополнительной добычи нефти (365 тыс. т.)

Таблица 1. Распределение дополнительной добычи за счёт проведения ГРП

Кол-во скв., %	Доп. отбор нефти тыс. тонн	Доп. отбор нефти т/скв. сутки	Кратность увеличения дебита нефти	Изменение обводнённости	Разница расчётной и фактической кратности дебитов нефти	Прогнозное увеличение КИН на скважине
	128,6	23,6	8,2	нет	7,20	8,3
26/31	167,8	14,9	2,95	нет	1,96	3,0
16/19	42,0	7,3	1,75	+5	0,63	1,6
24/29	17,7	0,8	1,25	+30	-5,74	0,7
Показатель эффекта:						
//////				Значительный		
=====				Хороший		
- - - - -				Слабый		
x x x x x				Отрицательный		

Таким образом, создание гидродинамической системы с трещинами гидроразрыва позволяет увеличить темп отбора в целом по участку как за счёт собственно скважин с ГРП,

так и при помощи окружающих, при этом кратность увеличения приёмистости скважин достигает 3.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

В результате рассмотрения наиболее распространённых методик количественного определения дополнительной добычи нефти за счёт проводимых мероприятий пришли к выводу, что наиболее приемлемым является поскважинный подсчёт искомого показателя. Этот методический приём заключается в выполнении следующих операций:

- В соответствии с фактической динамикой работы скважины анализируется 12-месячная динамика дебитов до проведения ГРП и с учётом отработанного времени определяется среднесуточный уплотнённый дебит каждой скважины;

- Количество дней работы по каждому году определяется, исходя из коэффициента эксплуатации, исходя из коэффициента эксплуатации скважины 0,90 и оставшихся календарных дней после ГРП в зависимости от даты его;

- Расчетная или базовая добыча нефти определяется произведением вышеуказанных дебита и дней работы скважины;

- Дополнительная добыча нефти определена разностью между фактической и базовой по каждому году;

Путем последующего суммирования поскважинных показателей определены объёмы дополнительной добычи по каждому году пообъектного и для каждой площади (таблицы 2, 3, 4). Подсчёты выполнены с одинаковым подходом, но с отдельным представлением показателей по скважинам с ГРП.

Таблица 2. Объём, проведенных ГРП по скважине

Годы	Количество скважин	Эффективность, тыс.т.	Добыча за счёт ГРП, тыс.т.
2010	29	31	82,6
2011	22	24,6	137,4
2012	63		229,4
Всего	114		449,4

Таблица 3. Состояние текущих дебитов по скважине и жидкости по скважине

Объект	Число скважин	Число скважин с дебитом нефти		Число скважин с дебитом жидкости	
		Увеличение	Уменьшение	Увеличение	Уменьшение
АВ1	87	74	11	78	7

Таблица 4. Дополнительная добыча нефти с ГРП

Годы	Число скважин	Дополнительная добыча нефти, тыс.т.	
		За год	На 1 скв.
2011	22	33,9	1,5
2012	63	73,9	1,2

Проектировку гидроразрыва можно рассчитать более тщательно оценив последующие результаты. Расчёт после проведения ГРП требует испытания на сброс и восстановление давления, при котором определяется скин-фактор разрыва и состояние фактической длины и

его проводимости. Это испытание не является обычной процедурой, потому что операционный персонал с нежеланием относится к остановке работ на 10-14 дней, необходимых на восстановление давления. Однако на некоторых месторождениях эта практика становится более обычной. Например, на месторождении «Бритиш петролиум» в английском секторе Северного моря на первых шести разведочных скважин была осуществлена широкая программа по сбору данных и их анализу. Программа помогла оптимизировать проект ГРП, что привело к значительному уменьшению требуемого числа скважин [4].

Типичной проблемой является то, что анализ переходного давления после обработки показывает трещину более короткой, чем это указывается объёмом и фильтрацией закачиваемой жидкости. Наиболее обычной причиной является то, что большинство моделей ГРП имеют идеальные условия коллектора.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Продуктивный пласт АВ1 месторождения отличается выраженной неоднородностью строения, характеризующейся повышенной расчлененностью, низким коэффициентом песчаности (0,24). При расстояниях между скважинами 500 м (площадная система) расчетный коэффициент охвата воздействием не превышает, в среднем (0,65-0,84). При этом не могут быть обеспечены высокие коэффициенты нефтеизвлечения. Объект разработки характеризуется низкими ФЕС. Нефтенасыщение значительно ниже предельного, среднее значение объекта АВ1 – 0,46. Остаточная вода находится в рыхло связанном состоянии, которая является подвижной при промысловых градиентах давления, при этом ее содержание в продукции составляет 10 – 20 %. Пластовая нефть характеризуется низким газонасыщением и объемным коэффициентом (1,18-1,24), но высоким коэффициентом пережатия (давление насыщения почти вдвое ниже начального пластового), что обеспечивает оптимальные условия для эксплуатации скважин, при больших депрессиях (пониженных динамических уровнях).

Положительный эффект от ГРП обеспечивается и продлевается за счет строгого соблюдения критериев при выборе скважин кандидатов (для ГРП), постоянного контроля за работой насосного оборудования, энергетикой пласта, чистотой закачиваемого в скважину соленого раствора для глушения. В результате ГРП дебит жидкости возрос в 2,4 раза. Эффективность ГРП определяется как за счет снижения скин-эффекта, так и повышения охвата воздействием, вертикальные трещины, обеспечивая связь пропластков, также увеличивают и площадь дренирования. ГРП в наибольшей мере способствует повышению нефтеотдачи в условиях неоднородного низкопродуктивного разреза, наилучшим примером которого является пласт АВ1 [5].

Дальнейшие перспективы применения ГРП определяются исходя из распределения остаточных запасов нефти и, в последующем, следует рассматривать его как метод совершенствования разработки, особенно если поскважинно формировать систему ориентированных трещин. Все это необходимо рассматривать только в совокупности с другими мероприятиями по совершенствованию внедряемых систем разработки.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Методика технико-экономических расчётов при проектировании системы разработки и обоснование коэффициента извлечения залежи нефти. РД 39-3-84 СибНИИ НП, Бадьянов А.Ю., Батулин Ю.Е. и другие, Тюмень, 1984-17 стр.
- [2] Логинов Б.Г., Блажевич В.А. Гидравлический разрыв пластов. М., Недра, 1966-147 стр.
- [3] Усачёв П.М. Гидравлический разрыв пласта. М., Недра, 1986 год.
- [4] Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов ЦКР Минтопэнерго РФ, М., 2017 год.
- [5] Холл Х.Н. Как провести анализ производительности нагнетательных скважин, Уорлд ойл, октябрь, 1963 год.

УДК 622.691.4

КОНВЕРСИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Я. С. Байдакова, А. П. Шабашов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация – На протяжении всего прошлого века нефть была и до сих пор остается основным источником сырья для получения моторных топлив и продуктов основного органического синтеза. Однако в настоящее время положение начинает меняться. На пороге прогнозируемого кризиса добычи и потребления нефти насущной необходимостью становится диверсификация сырьевой базы. В связи с этим во многих странах мира ведутся работы по разработке технологий получения альтернативных источников энергии. Одним из наиболее перспективных направлений является использование в качестве топлива водорода. Его использование позволяет решить еще одну глобальную проблему – загрязнение окружающей среды. Переход на водородную энергетику требует создания новых мощностей по производству водорода. В настоящее время 96% водорода в мире получают из углеводородного сырья, причем 85% – конверсией природного газа, что объясняется его низкой себестоимостью.

Ключевые слова – конверсия, природный газ, водород, ГРС.

1. ВВЕДЕНИЕ

На пороге прогнозируемого кризиса добычи и потребления нефти необходимо переориентирование топливно-энергетического комплекса России на переработку и потребление природного газа. В настоящее время важным является повышение бюджетной эффективности предприятий газовой промышленности, а также улучшение экологических показателей топлива.

Объект исследования: газораспределительная станция (ГРС).

Предмет исследования: конверсия.

Цель данной работы заключается в усовершенствовании работы ГРС за счет внедрения установки конверсии природного газа.

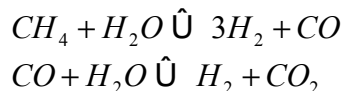
Задачи:

- выбрать метод конверсии углеводородов и схему установки для ее реализации;
- разработать технологию процесса;
- определить эффективность использования установки.

II. ТЕОРИЯ

Конверсия – процесс переработки газов с целью изменения состава исходной газовой смеси. Наиболее перспективным способом переработки метана является каталитическая конверсия природного газа водяным паром.

Уравнения процесса можно записать в виде:



Суммарный процесс:



Конверсия природного газа происходит в реакционных трубах (каналах) преимущественно на никелевых катализаторах. Каталитическую конверсию углеводородов ведут при давлении 2 – 3 МПа, при температурах 550 – 1750 °С, при начальном соотношении потоков водяного пара к природному газу от 2,5 до 3,5 к 1. При проходе теплоносителя (смесь водяного пара и природного газа) через обогреваемые от внешнего источника трубы с зернистым слоем катализатора происходит изменение температуры, давления, объемного расхода и состава теплоносителя.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Природный газ на ГРС поступает при высоком давлении. Перед узлом редуцирования газ подогревают для предотвращения гидратообразования. В связи с тем, что для паровой конверсии природного газа требуется высокое начальное давление, а после на выходе происходит значительное увеличение температуры отходящих газов, узел подогрева может быть заменен на установку конверсии.

На рисунке 1 представлена схема проекта, при которой газ, поступающий на ГРС, делится на два потока, один из которых направляется на установку паровой конверсии газа, в результате чего получается водород, объем которого в четыре раза больше объема отбираемого газа. Далее 3,32 части водорода поступает обратно в газопровод, где смешивается с природным газом.

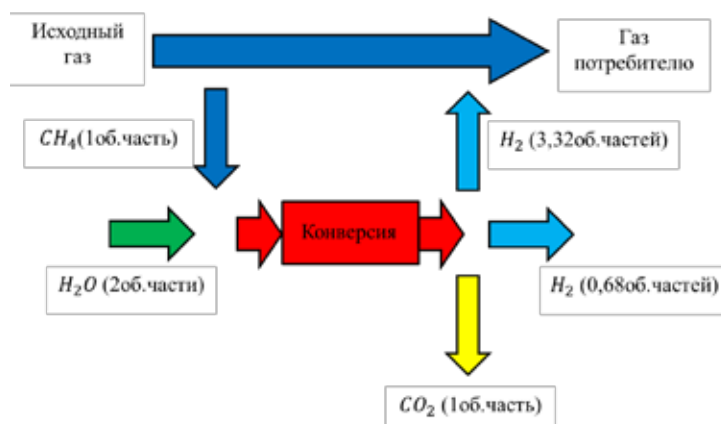


Рис. 1. Схема проекта

При смешивании водорода и природного газа происходит теплообмен между теплоносителями и выравнивание температуры до необходимой. Далее смесь газов направляется для снижения давления в узел редуцирования.

3,32 части водорода вычислены при сопоставлении его энергетической ценности и энергетической ценности природного газа, для этого использовано понятие условного топлива:

$$B_{yi} = B_{Hi} \frac{Q_{Hi}^P}{7000}$$

где B_{yi} – расход i -го топлива в условном топливе;

B_{Hi} – расход i -го вида топлива в натуральных единицах, ккал/м³;

Q_{Hi}^P – теплотворная способность i -го вида топлива в натуральных единицах, ккал/м³.

Если на ГРС для конверсии отбирается одна часть природного газа, то его расход в условном топливе равен:

$$B_{yi} = 1 \times \frac{7950}{7000} = 1,136 \text{ т. у. т.}$$

Тогда количество водорода по формуле равно три тридцати двум:

$$B_{Hi} = B_{yi} \frac{7000}{Q_{Hi}^P}$$

$$B_{Hi} = 1,136 \times \frac{7000}{2400} = 3,32$$

Количество теплоты равно:

$$Q = c \times m \times \Delta t$$

где Q – количество теплоты, Дж;

c – удельная теплоемкость вещества, Дж/кг·К;

m – масса вещества, кг.

Тогда, количество теплоты необходимое для нагрева воды на 450°С равно:

$$Q = (4220 \times 90 + 2000 \times 360) \times 0,036 = 39593 \text{ Дж}$$

Т. к. после конверсии остаются неиспользованные 0,68 моля Н₂, то при его сгорании может быть получено $Q = 0,68 \times 22,4 \times 10^{-3} \times 12,75 = 194208$ Дж. Следовательно, полученного тепла хватит для нагрева воды до необходимой температуры. Неиспользованная часть Н₂ (0,54 часть) и СО₂ может быть дополнительно реализована.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Подобные работы в литературных источниках отсутствуют. Предлагается внедрять во вновь строящиеся газораспределительные станции установку конверсии природного газа.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате внедрения установки конверсии метана в объекты ГРС:

- из исходного газа с каждым м³ получается 3,32 м³ водорода (при этом энергетическая ценность не изменятся);
- дополнительно с каждым 1 м³ получено 0,68 м³, реализация которого может принести дополнительную прибыль;
- увеличилась экологичность поставляемого потребителю газа.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Иссерлин А. С. Основы сжигания газового топлива. Справочное пособие. – 2-е изд. перераб. и доп. – Л.: Недра. 2007. – 336 с.
- [2] Канило П. М., Костенко К. В. Перспективы становления водородной энергетики и транспорта. – Харьков: ХНАДУ. – 2014. – Вып. 23. – 304 с.

УДК 622.691.4

МИНИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ ПУТЕМ НАХОЖДЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ ТРАССЫ ТРУБОПРОВОДА

П. В. Григорьева, Д. А. Черенцов, К. С. Воронин
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация – В докладе рассмотрены существующие алгоритмы поиска пути, приведен разработанный алгоритм для поиска оптимальной трассы трубопровода, учитывающий топографические особенности местности, что минимизирует затраты на строительство и трудовые затраты предприятий, разрабатывающих проектную документацию.

Ключевые слова – трасса, оптимальный путь, трубопровод, алгоритм

I. ВВЕДЕНИЕ

Составление плана трассы является обязательным этапом при проектировании трубопровода. Этот вопрос рассматривают на этапе трассировки, которая состоит из комплекса инженерных и геодезических мероприятий по изысканию трассы. Трассировка включает в себя два основных элемента:

План трассы, который является точной проекцией трассы на горизонтальной плоскости.

Продольный профиль трассы, который представляет собой ее вертикальный разрез по линии проекции. Этот план состоит из отрезков прямых линий с различным уклоном, которые при необходимости могут быть соединены круговыми кривыми.

Идеальная трасса должна быть прямолинейной, без отклонений и перегибов, которые на практике могут привести к значительному увеличению стоимости строительства и ее эксплуатации. Однако чаще всего прямой и продольный план не соответствуют друг другу, и впоследствии эти несоответствия решаются при помощи искривления общего плана трассы (кривые постоянного и переменного радиуса кривизны). Так, в плане должны быть отражены траектории обхода участков с негативными геологическими условиями, большими уклонами и другими неблагоприятными препятствиями.

На начальных этапах составления пути прокладки трассы магистрального трубопровода, осуществляемых на мелкомасштабных топографических картах, не всегда представляется возможным учесть структуру топографических условий.

В настоящее время проектирование трубопроводов является сложной задачей. Существует множество вариантов прохождения трассы трубопровода между начальной и конечной точками. Выбор трассы чаще основывается на экспертном мнении специалистов

разрабатывающих проектную документацию. Однако автоматизация поиска трассы, обладающей наименьшими капитальными затратами является актуальной задачей.

II. ТЕОРИЯ

Для решения задачи по нахождению пути между начальной и конечной точками существует множество различных алгоритмов. Их сравнение представлено в таблице 1. Эти алгоритмы отличаются следующими характеристиками: точностью выполнения трассировки, скоростью работы алгоритма, количеством учитываемых ограничений и требований по проектированию трубопроводов. В данных алгоритмах четко прослеживается следующая тенденция: чем точнее алгоритм выполняет трассировку и чем больше правил он учитывает, тем медленнее его работа, и наоборот, чем быстрее работает алгоритм, тем менее точные решения он получает. В данной работе необходимо создать алгоритм, который будет наиболее быстро и точно прокладывать путь трубопровода на карте, учитывая топографические особенности местности. В основу создаваемого алгоритма был выбран волновой алгоритм, так как он может найти путь при любых условиях и достаточно прост в своем использовании.

Таблица 1. Сравнение алгоритмов трассировки трубопроводов

Алгоритм	Алгоритм А*	Алгоритм Дейкстры	Волновой алгоритм
Достоинства	1. Сочетает в себе учет длины предыдущего пути 2. Учитывает стоимость до целевой точки	1. Высокая скорость работы 2. Просчет ребер с отрицательным весом 3. Высокая точность результата	1. Путь будет найден всегда и причем самый лучший. 2. Возможность введения стоимости клетки. 3. Возможность построения пути не к одной цели, а сразу к нескольким, т.е. практически происходит поиск ближайшей цели. 4. Понятность и простота алгоритма
Недостатки	1. Ограничения по памяти 2. Требуется много процессорного времени	1. Сложность понимания 2. На каждом проходе он учитывает длину лишь одного ребра	1. Требуется большой объем памяти.

Процесс построения трассы можно разделить на 2 этапа.

1. Из начального элемента распространяется в 4-х направлениях волна. Элемент, в который пришла волна образует фронт волны. На Рисунке 1 цифрами обозначены номера фронтов волны.

Каждый элемент первого фронта волны является источником вторичной волны. Элементы второго фронта волны генерируют волну третьего фронта и т.д. Процесс

продолжается до тех пор, пока не будет достигнут конечный элемент. Ну, или пока не станет ясно, что его не достигнуть.

2. Строится сама трасса. Её построение осуществляется от конечного элемента к начальному.

10	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22					
9	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		22						
8	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16				20				23	
	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		18	19	20	21	22	23	
6	5	6	7	8		12	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
5	4	5	6	7	8		10	11	12		14	15	16	17	18	19	20		
4	3			8	7		9	10	11	12	13	14		16	17	18			
3	2	3	4		6	7	8		10	11	12	13	14	15		16			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14			17		19
1		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

Рис. 1. Волновой алгоритм

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

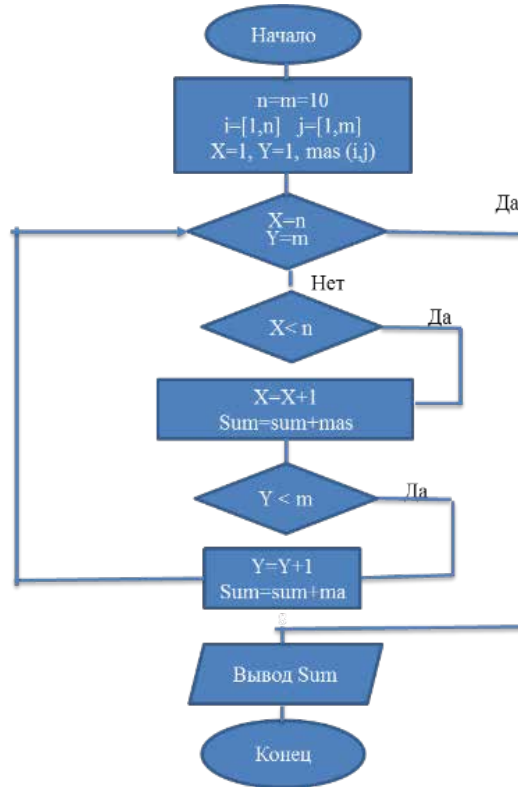
Начальной задачей нахождения пути прокладки трассы трубопровода является нанесение на участок карты сетки и «весов» ячеек. «Весы» ячеек выбираются в соответствии с критериями оптимальности: приведенные затраты; длина трубопровода; трудовые затраты; надежность функционирования трубопровода; время строительства, а также стоимость прокладки трубопровода с учетом рельефа местности.

Затем матрица с «весами» сетки переносится в разрабатываемую программу, где простым нажатием кнопки отображается проложенный путь с оптимальными затратами.

Для реализации волнового алгоритма была разработана блок-схема (Рисунок 2а), которая выглядит следующим образом: задаются начальные (входные) условия. Это размерность сетки (матрицы), начальные и конечные точки трассировки и «весы», нанесенные на сетку, с учетом топографических особенностей. Суть разрабатываемого алгоритма состоит в выполнении задачи: «Проложить оптимальный путь от начального до конечного элемента». Для этого будет использоваться рекурсивная функция, т.е. Если условие, начальная точка равна конечной не выполняется, то переходим в другую ячейку по осям X и Y и прибавляем к существующей сумме «вес» ячейки, в которую перешли. И так до того момента, пока не дойдем до крайней точки. В конце выводится минимальная сумма «весов».

Реализация алгоритма была осуществлена на языке VBA, выбор именно этого языка основывался на простоте переноса «матрицы» карты местности в электронные таблицы Excel.

На Рисунке 2б представлена сетка с нанесенными «весами» и результаты найденного кратчайшего расстояния на карте с помощью реализованного волнового алгоритма. Для более детальной проработки трассы необходимо разбивать карту на более мелкие ячейки, т.е. создавать матрицу, содержащую большее количество элементов.



а)

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	1	1	2	2	1	1	2	4	5	5		
2	1	2	3	3	2	2	3	4	4	5		Решет
3	1	2	3	3	2	4	2	3	4	4		
4	2	2	5	4	3	2	2	2	3	3		
5	2	2	3	5	5	5	2	2	3	2		
6	2	1	2	3	5	5	4	3	2	2		
7	2	1	2	2	5	5	5	3	2	2		
8	2	3	1	1	2	5	4	5	2	3		
9	5	5	2	2	3	4	3	4	2	3		
10	5	5	4	4	5	5	5	5	2	1		
11												
12											Минимальное значение =	35
13	"Синий" - начало алгоритма											
14	"Желтый" - конец алгоритма											
15												
16												
17												
18												
19												
20												

```

Function solve(x As Double, y As Double, sum As Double, mas() As Double, best As Double)
    If (x = 1) And (y = 1) Then
        If (best_sum = -1 Or sum < best_sum) Then
            best_sum = sum
        End If
    ElseIf (best_sum = -1 Or sum < best_sum) Then
        If x < n Then
            solve x + 1, y, sum + mas(x + 1, y), mas(), best_sum, n, m
        End If
        If y < m Then
            solve x, y + 1, sum + mas(x, y + 1), mas(), best_sum, n, m
        End If
    End If
End Function

Sub Рассчет_Задачи()
    Dim mas(10, 10) As Double, x As Integer, y As Integer, V As Double, best_sum

    For i = 1 To 10
        For j = 1 To 10
            mas(i, j) = Cells(i, j)
        Next
    Next

    best_sum = -1

    solve 1, 1, mas(1, 1), mas(), best_sum, 10, 10

    Cells(12, 11) = "Минимальное значение ="
    Cells(12, 12) = best_sum
End Sub
  
```

б)

Рисунок 2. Блок-схема и реализация волнового алгоритма на языке VBA

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Степень опасности при прокладке трубопровода может быть получено из произведения частных оценок. Интегральная формула имеет вид:

$$R_0^{\dot{a}} = \dot{a} \prod_{f=1}^F K_{zf} \times c_f, \quad (1)$$

где F – количество факторов, R_0 – степень опасности при прокладке трубопровода, K_{zf} –

коэффициент значимости f – го фактора опасности при прокладке трубопровода; c_f – балльное значение f – го фактора.

Качественные характеристики вероятности могут быть соотнесены со значениями некоторых опытных данных, например на основании функции распределения выявленных особенностей местности по классам факторов.

Количественное выражение экономического риска при прокладке трубопровода для оценки варианта направления трассы может быть определено для каждой категории участка местности и представлено в следующем виде:

$$R_e = \mathop{\text{a}}^S P_n \times P_c \times D_e, \quad (2)$$

где S – количество участков, входящих в вариант направления трассы; R_e – полный риск потерь от возможных ЧС, руб./год; P_n – повторяемость событий ЧС трубопровода в пределах территории, вблизи которой может проходить участок направления трассы, случаев/год; P_c – вероятность поражения оцениваемого объекта в пространстве; D_e – возможные экономические потери, укрупнённо учитывающие суммарную стоимость ремонтных работ на s -ом участке длиной l , возможное увеличение эксплуатационных затрат и упущенных доход из-за остановки движения либо ограничения скорости перекачивания, руб.

Величина возможных экономических потерь может быть установлена в зависимости от категории последствий повреждения или остановки трубопровода на основе статистической информации, полученной с действующих участков существующих промысловых трубопроводов, на которых были зафиксированы ЧС.

Каждой ячейке сетки присваиваем ранг, т. е. значение соответствующих критериев (степень опасности при прокладке трубопровода и/или величину возможных экономических потерь). Сумма весов рёбер будет представлять собой длину пути. Пусть в качестве критерия принята величина экономического риска, тогда вес ребра и длина пути могут быть определены по следующим формулам:

$$R_e^m = \frac{\mathop{\text{a}}^n P_{Hi} \times P_{Si} \times D_{ei} \times l_i}{L_m^y}, \quad (3)$$

$$R_e^k = \mathop{\text{a}}_{m=1}^M \frac{R_{ei} \times l_i}{L_m^y}, \quad (4)$$

где R_e^k – величина возможного экономического риска на k -ом направлении (длина пути), руб./год; M – количество ячеек на k -ом направлении; m – номер ячейки на k -ом направлении; n – количество участков в ячейке k -ого направления, соответствующих категории последствий при событии прокладки трубопровода; i – номер участка в ячейке k -ого направления, соответствующего категории последствий при событии прокладки трубопровода; l_i – длина i -го участка в ячейке k -ого направления, соответствующего одной из категорий последствий при событии прокладки трубопровода, м; R_e^m – величина возможного экономического риска в ячейке k -ого направления (вес ячейки), руб./год; R_{ei} – величина возможного экономического риска на участке ячейки k -ого направления, руб./год; L_m^y –

полная длина ячейки, m (участка варианта направления трассы).

Полученная трасса трубопровода, при использовании разработанного алгоритма, получается угловатой, т.к. мы пользовались 4 направлениями. Чтобы это исправить, нам необходимо разбивать сетку на более мелкие ячейки, или же воспользоваться функцией интерполяции, т.е. найдем приближенные значения полученной нами трассы для тех x , которые отличны от узлов интерполяции. Для этого будем использовать интерполирование сплайнами: одним из наиболее распространенных в практике случаев – кубическим сплайном.

На каждом из отрезков $[x_{i-1}, x_i]$, $i=1, 2, \dots, n$ будем искать сплайн-функцию $s(x)=s_i(x)$ в виде полинома третьей степени:

$$s_i(x) = a_i + b_i(x - x_i) + \frac{c_i}{2}(x - x_i)^2 + \frac{d_i}{6}(x - x_i)^3, x_{i-1} \leq x \leq x_i, i = 1, 2, \dots, n \quad (5)$$

где a_i, b_i, c_i, d_i – искомые коэффициенты, которые находятся через дифференцирование функции $s(x)$ по x

$$a_i = s_i(x_i), b_i = s_i'(x_i), c_i = s_i''(x_i), d_i = s_i'''(x_i),$$

$$a_i = a_{i+1} + b_{i+1}(x_i - x_{i+1}) + \frac{c_{i+1}}{2}(x_i - x_{i+1})^2 + \frac{d_{i+1}}{6}(x_i - x_{i+1})^3, i = 0, 1, 2, \dots, n - 1 \quad (6)$$

Обозначив $h_i = x_i - x_{i-1}$ и опуская промежуточные операции, окончательно получим систему уравнений для определения коэффициентов c_i :

$$hc_{i-1} + 2(h_i + h_{i+1})c_i + h_{i+1}c_{i+1} = 6\left(\frac{y_{i+1} - y_i}{h_{i+1}} - \frac{y_i - y_{i-1}}{h_i}\right), i = 0, 1, 2, \dots, n - 1, c_0 = c_n = 0. \quad (7)$$

В силу трехдиагональности матрицы коэффициентов система (7) имеет единственное решение. Найдя коэффициенты c_i , остальные коэффициенты определим по явным формулам:

$$d_i = \frac{c_i - c_{i-1}}{h_i}, b_i = \frac{h_i}{2}c_i - \frac{h_i^2}{6}d_i + \frac{y_i - y_{i-1}}{h_i}, i = 1, 2, \dots, n \quad (8)$$

В. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, разработанный алгоритм по поиску оптимальной трассы трубопровода по предложенным критериям, учитывающая топографические особенности, возможная непредвиденная ЧС и потенциальные экономические потери, позволит отобрать наиболее рациональный вариант, а также в значительной степени повысить качество принимаемых решений.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель Черенцов Дмитрий Андреевич

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Бабин Л.А. и др. Выбор трасс магистральных трубопроводов. Л., «Недра», 1970, 128 с.
- [2] Бородавкин П.П., Березин В.Л., Рудерман С.Ю.. Выбор оптимальных трасс магистральных трубопроводов. М., «Недра», 1974, 240 с.

- [3] Воронин К.С., Дудин С.М., Земенкова М.Ю., Закиров Н.Н., Гладенко А.А. Прогнозирование и оценка опасности нарушения геометрической формы газопровода./ Современные проблемы науки и образования. 2015. № 2-3. С. 32.
- [4] Кабес Е.Н., Воронин К.С., Бранд А.Э. Особенности эксплуатации магистральных нефтепроводов на участках, проложенных в болотистой местности. / В сборнике: Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири. Сибресурс 2014 Материалы XV международной научно-практической конференции. 2014. С. 37.
- [5] Спаская К.А. Материалы Всероссийской молодежной научно-практической конференции с международным участием «Научно – техническое и экономическое сотрудничество стран АТР в XXI веке»// Критерии выбора варианта направления трассы железной дороги, учитывающие развитие оползневых процессов. Хабаровск, 2014.

УДК 622.692.4

ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЦИКЛОВ НАГРУЖЕНИЯ НА СКОРОСТЬ РОСТА УСТАЛОСТНЫХ ДЕФЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Д. С. Беселия

АО «Транснефть–Западная Сибирь», г. Омск, Россия

Аннотация – В последние годы немалые усилия направляются на разработку теории надежности работы нефтепроводов. Для предупреждения разрушений к нефтепроводным трубам предъявляются высокие требования в отношении механических свойств и сопротивления зарождению и распространению разрушений. В работе приведены результаты исследований связи скорости роста усталостных трещин с размерами и формой зоны пластической деформации у вершины трещины.

Ключевые слова – магистральный нефтепровод, цикличность нагружения, зона пластической деформации, усталостная трещина

I. ВВЕДЕНИЕ

В XXI веке магистральный нефтепроводный транспорт продолжает оставаться главным связующим звеном топливно-энергетического комплекса. Основными задачами, стоящими перед отраслью, являются обеспечение стабильной доставки нефти потребителям внутри страны и за рубеж, развитие и обеспечение надежной работы нефтепроводной системы.

Объекты трубопроводного транспорта нефти относятся к взрывопожароопасным сооружениям, отказ в работе которых может привести к очень тяжёлым последствиям, как экологическим, так и последствиям, несущим за собой человеческие жертвы.

При проектировании магистральных нефтепроводов исходили из амортизационного срока службы 33 года. О том, как поступать с трубопроводами после истечения этого срока, вопрос остро не стоял, и до начала 90-х годов XX века практически не искали решений. В конце 90-х годов стало понятно, что закрывать трубопроводы только потому, что амортизационный срок исчерпан – неправильно и невозможно. Пока разворачивались дискуссии о том, есть старение или нет, к 2000 г. 40 % магистральных нефтепроводов перешли за указанный срок.

В настоящее время объемы перекачки нефти по трубопроводам растут, а запас прочности используемых труб сокращается в связи со старением нефтепровода. Всё большая

ответственность возлагается на инженеров, обеспечивающих безаварийную и рациональную работу нефтеперекачивающей системы.

II. ТЕОРИЯ

Напряженно-деформированное состояние любого несущего элемента линейной части магистрального нефтепровода однозначно определяется характеристиками воздействующих на него нагрузок. Эти нагрузки изменяются в зависимости от характеристик окружающей среды, параметров перекачиваемого продукта и т.д.

На работоспособность труб в нефтепроводах существенное влияние оказывают циклические нагрузки, вызванные воздействием на трубопровод неустановившихся режимов перекачки вследствие переключения или остановки насосов, или станций.

Сложность учета работы нефтепроводов при циклическом нагружении состоит в том, что сопротивление металла труб оценивают по результатам испытаний образцов на осевое растяжение, в то время как металл в трубопроводах работает в условиях двухосного напряженного состояния при наличии конструктивных и технологических концентраторов, что может существенно снизить циклическую прочность трубопровода.

Практика эксплуатации нефтепроводов свидетельствует, что циклические нагрузки, вызванные не установившимся процессом перекачки, в отдельных случаях приводят к образованию усталостных трещин в концентраторах, что вызывает разрушения трубопроводов.

Определение величины цикличности нагружения предлагается проводить по трехпараметрическому подходу к определению цикличности нагружения магистрального трубопровода [1], который заключается в качественном рассмотрении каждого отдельно взятого цикла (блока идентичных циклов) нагружения на континуальной модели

$$N = \prod_{i=1}^n N_{\text{факт.}i},$$

где

$$N_{\text{факт.}i} = N_i \times \frac{\left(\frac{s_{ae_i}}{s_{a0}} \right)^{1,6} - 1}{\left(\frac{s_{ae_i}}{s_{a0}} \right)^{1,6} - 1} \times \frac{\left(\frac{s_{ae_i}}{s_{ae_{i+1}}} \right)^{1,875} - 1}{\left(\frac{s_{ae_i}}{s_{ae_{i+1}}} \right)^{1,875} - 1} \times K_{\text{скор.}}$$

где s_{ae_i} – амплитудные эквивалентные напряжения, МПа;

s_{a0} – нормативные амплитудные эквивалентные напряжения, МПа, для углеродистых и низколегированных сталей следует принимать 80 МПа [2];

s_{ae} – амплитудные эквивалентные напряжения, определяемые при величинах максимального цикла нагружения, МПа;

$K_{\text{скор.}}$ – коэффициент, учитывающий скорость изменения давления в трубопроводе.

Согласно [3], эквивалентные напряжения определяются по IV теории прочности (критерий удельной потенциальной энергии формоизменения – энергетическая теория прочности):

$$s_{ae} = s_{эkv}^{IV} = \sqrt{s_{кц}^2 + s_{np}^2 - 2 \times s_{кц} \times s_{np}},$$

где $s_{кц}$ – кольцевые напряжения в стенке трубопровода, возникающие от внутреннего давления, МПа;

s_{np} – продольные напряжения в стенке трубопровода, возникающие от внутреннего давления и перепада температур, МПа.

В реальных условиях эксплуатации на магистральных нефтепроводах наблюдаются дефекты, как эксплуатационного, так и усталостного характера. Причиной появления дефектов усталостного типа, является малоцикловое воздействие на концентраторы напряжения.

Для рассмотрения приближенной к реальной модели конструкции, необходимо рассмотреть влияние циклов нагружения на возможные дефекты в магистральном нефтепроводе, т.е. рассмотреть так называемую не континуальную модель конструкции.

Для рассмотрения влияния циклов нагружения на не континуальную (трубопровод с дефектами) модель магистрального трубопровода проведен ряд экспериментов, направленных на исследование скорости роста усталостных трещин.

В проводимом исследовании была поставлена задача установить корреляционную связь скорости роста усталостных трещин с размерами и формой зоны пластической деформации у вершины трещины.

Первый цикл испытаний проводился с целью установления зависимости скорости роста усталостной трещины и величины зоны пластической деформации в вершине трещины от типа нагружения (рис. 1).

В качестве критерия, определяющего характер нагружения выбран безразмерный коэффициент, определяемый по формуле [4]

$$I = \frac{s_{np.}}{s_{кц.}}$$



Рис. 1. Внешний вид устройства (рабочей части) испытательной машины при проведении первого цикла экспериментов

Второй цикл испытаний проводился с целью определения влияния цикловых перегрузок на скорость роста усталостной трещины при рассмотрении зоны пластической деформации (рис. 2).



Рис. 2. Внешний вид устройства (рабочей части) испытательной машины при проведении второго цикла экспериментов

Проведение натуральных испытаний сопровождалось численным моделированием операций в программном комплексе ANSYS.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

В ходе проведения усталостных испытаний было установлено, что скорость роста усталостной трещины напрямую зависит от характера нагружения (рис. 3).

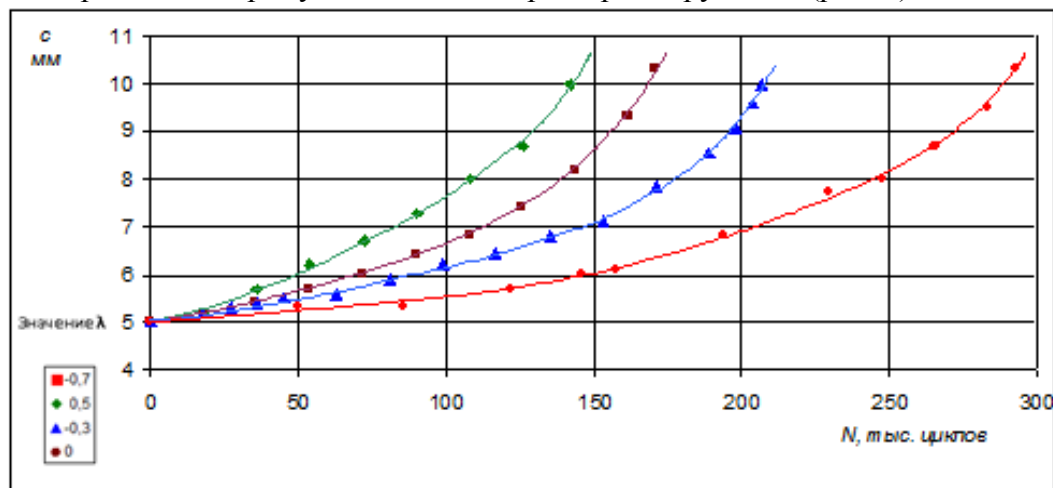


Рис. 3. Диаграммы зависимости размера трещины от числа циклов нагружения

Наибольшая скорость роста усталостной трещины достигается при типе (характере) нагружения – двухосное растяжение, наименьшая – при растяжении-сжатии.

С ростом трещины, зона пластической деформации в ее вершине растет (рис. 4), что оказывает влияние на скорость роста трещины. Пластическая деформация в вершине трещины замедляет скорость ее роста. Поэтому при оценке остаточного ресурса конструкций, имеющих поверхностную трещину, в классические формулы необходимо вводить поправку на пластику. Для этого в программе ANSYS были проведены расчеты, позволяющие определить зависимость площади пластической деформации в вершине

поверхностной трещины от ее размеров. Кроме того, была установлена зависимость размеров пластической зоны от коэффициента двухосности нагружения λ (рис. 5).

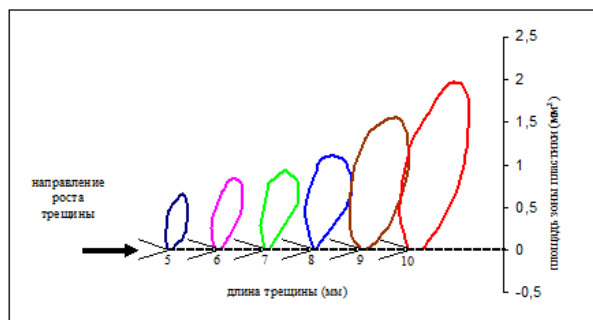


Рис. 4. Изменение площади пластической зоны в вершине трещины в зависимости от длины трещины

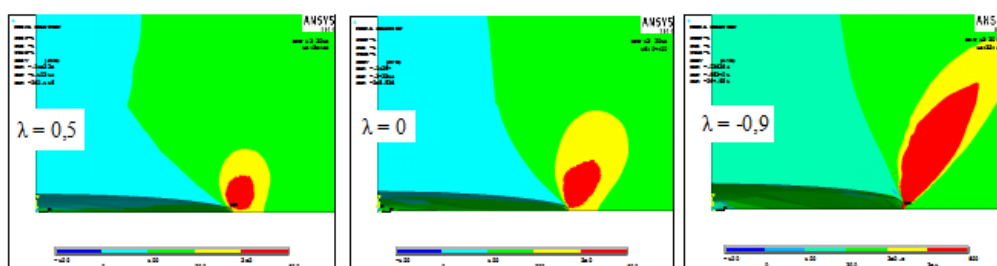


Рис. 5. Зависимость площади пластической деформации от длины трещины при различных видах нагружения (λ)

Результатами проведения второго цикла экспериментов явилось установление влияния цикла с перегрузкой на скорость роста усталостной трещины при различных характерах нагружения (рис. 6, 7).

Из представленных рисунков видно, что при нагружении типа растяжение-сжатие образуется самая большая зона пластической деформации в вершине усталостной трещины. При введении в нагрузочный ряд цикла с характерной перегрузкой зона пластической деформации «схлопывается», тем самым тормозя дальнейшее развитие трещины. Чем зона пластики больше, тем сильнее эффект торможения от перегрузки.



Рис. 6. Диаграмма кинетики роста усталостной трещины при двухосном растяжении

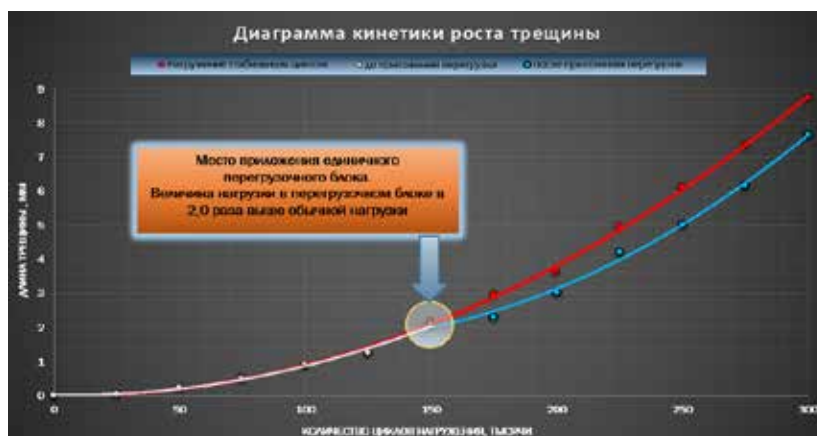


Рис. 7. Diagramma кинетики роста усталостной трещины при растяжении-сжатии

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе приведены результаты исследований связи скорости роста усталостных трещин с размерами и формой зоны пластической деформации у вершины трещины.

Установлено, что скорость роста усталостных трещин неразрывно связана с характером нагружения рассматриваемой конструкции магистрального трубопровода.

На основании полученных зависимостей стоит сделать вывод о том, что при рассмотрении не континуальной модели конструкции, заключение о ее остаточном ресурсе необходимо выдавать после анализа дефектных участков. Данный анализ должен включать в себя рассмотрение проблемы зоны пластических деформаций в вершинах усталостных трещин, так как именно размеры этой зоны являются определяющими кинетики роста дефектов.

Результаты приведенных исследований могут быть в дальнейшем использованы для усовершенствования предложенного ранее трехпараметрического подхода к определению цикличности нагружения, что позволит повысить качественный уровень определения срока службы магистральных трубопроводов.

БЛАГОДАРНОСТИ

Автор благодарит Вансовича Константина Александровича, кандидата технических наук, доцента кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология».

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Определение и учет циклов нагружения магистрального нефтепровода / Беселия Д.С [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. № 19, с. 23–29.
- [2] СА 03-003-07. Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов.
- [3] СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.
- [4] Vansovich, K.A., Yadrov, V.I., Beseliya, D.C The effect of stress state characteristics on the surface fatigue cracks growth rate taking into account plastic deformations // Procedia Engineer. – 2015. – № 113. – pp. 244-253.

УДК 622.692.4

АНАЛИЗ ПУТЕЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СООРУЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА В УСЛОВИЯХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

А. Н. Чехлов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация – Научная работа посвящена исследованию особенностей сооружения и эксплуатации магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов, что является актуальным в связи с активным освоением месторождений в регионах Восточной Сибири, Дальнего Востока и Крайнего Севера. Целью работы является анализ целесообразности сочетания технических и технологических мер защиты магистрального нефтепровода от воздействия опасных геокриологических процессов. Для достижения поставленной цели были рассчитаны параметры технологических режимов эксплуатации и мероприятий инженерной защиты магистрального нефтепровода по методикам, представленным в действующих нормативных документах. Анализ полученных данных показал, что выбор оптимального сочетания мер защиты позволяет обеспечить безопасность нефтепровода при существенной экономии материальных ресурсов на сооружение и эксплуатацию.

Ключевые слова – нефтепровод, многолетнемерзлые грунты, сооружение, эксплуатация

I. ВВЕДЕНИЕ

Согласно Энергетической стратегии России [1], изменение географии добычи углеводородов осуществляется за счет освоения месторождений Восточной Сибири, Дальнего Востока, полуострова Ямал, континентального шельфа арктических морей. Реализация стратегии потребует сооружения новой сети магистральных нефтепроводов для доставки сырья от мест добычи до потребителей внутри страны и при поставке на экспорт.

Значительная доля указанных территорий относится к районам распространения многолетнемерзлых грунтов, где строительство и эксплуатация нефтепроводов осложняется опасными геокриологическими процессами, которые могут привести к изменению напряженно-деформированного состояния трубопровода и стать причиной аварии. Поэтому еще на стадии проектирования, необходимо предусмотреть комплекс защитных мер по ограничению воздействия опасных факторов в пределах, обеспечивающих надежную эксплуатацию нефтепровода.

Защита нефтепровода от воздействия опасных геокриологических процессов может быть технического и технологического характера. Согласно данным исследования [2, 4], к техническим решениям относится тепловая изоляция труб, замена льдистого грунта в основании траншеи, применение надземного способа прокладки. Технологическим решением является понижение температуры перекачиваемой нефти.

Цель работы – анализ целесообразности сочетания технических и технологических решений, обеспечивающих безопасность эксплуатации магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Задачами работы являются:

– расчет параметров допустимых технологических режимов;

- определение параметров прокладки и инженерной защиты нефтепровода при различных технологических режимах;
- выбор оптимального сочетания технологического режима и параметров инженерной защиты по результатам экономических расчетов.

II. ТЕОРИЯ

Выбор оптимального сочетания параметров инженерной защиты и технологического режима магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов осуществляется по алгоритму, блок-схема которого представлена на рис. 1. Основа этого алгоритма позаимствована из исследовательской работы [3] и дополнена с учетом особенностей эксплуатации нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах.

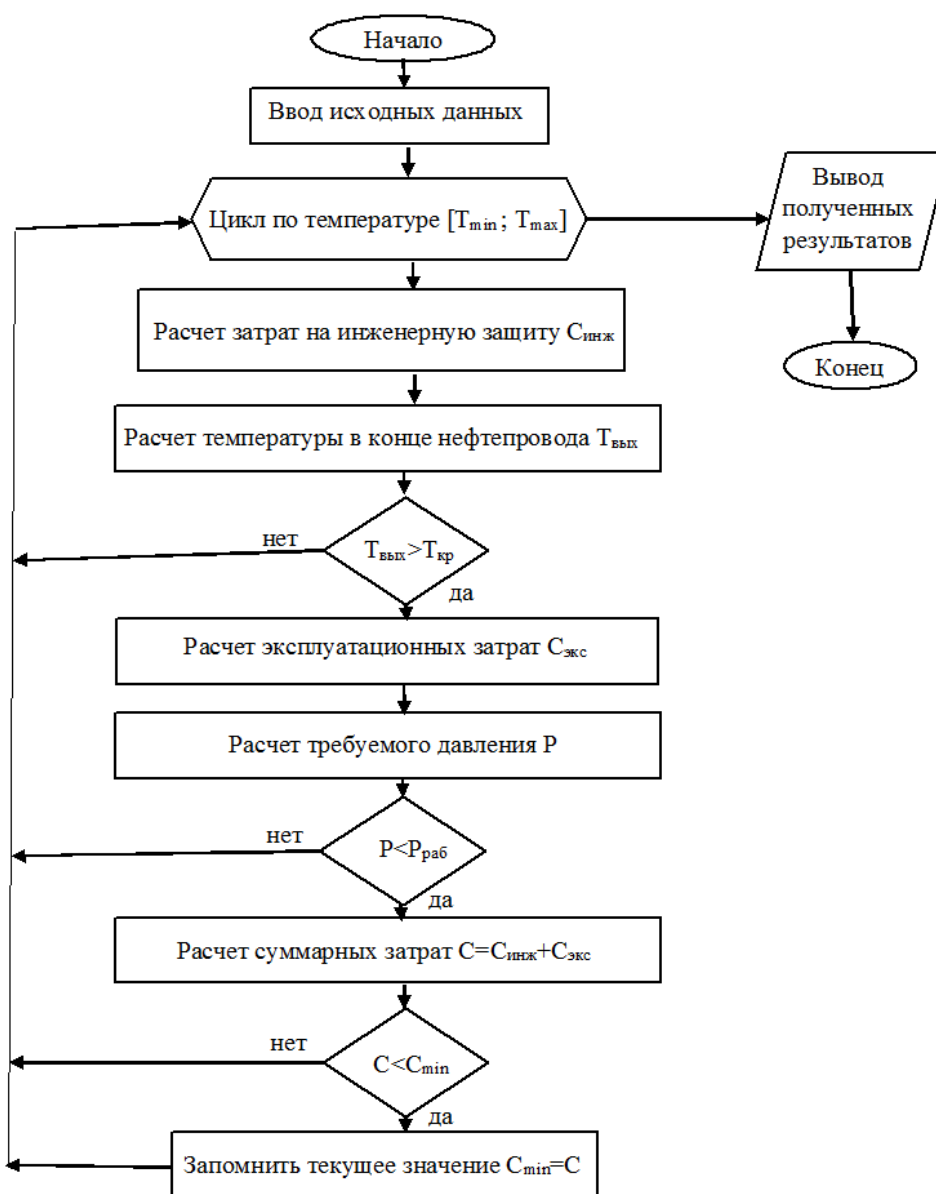


Рис. 1. Алгоритм выбора оптимального сочетания параметров инженерной защиты и технологического режима магистрального нефтепровода

Суть алгоритма состоит в определении варианта, характеризующегося минимальными суммарными материальными затратами на осуществление мероприятий инженерной защиты при строительстве и операционными затратами на перекачку нефти за весь период эксплуатации. При этом защитных мер должно быть достаточно, чтобы обеспечить соблюдение условия прочности трубопровода на всем протяжении трассы в пределах установленного периода эксплуатации.

Для каждого технологического режима эксплуатации магистрального нефтепровода, характеризующегося определенной температурой на выходе нефтеперекачивающей станции, необходимо получить перечень оптимальных мер инженерной защиты от опасных геокриологических процессов и рассчитать их стоимость.

Оптимальные меры инженерной защиты нефтепровода определяются отдельно для каждого участка трассы. По методикам, представленным в нормативных документах [5-6], из перечня возможных мер выбираются допустимые меры инженерной защиты, которые обеспечивают безопасность эксплуатации нефтепровода. Для всех допустимых вариантов рассчитывается сметная стоимость реализации защитных мер и по принципу минимальных затрат выбирается оптимальное решение. Далее рассчитывается изменение температуры нефти на рассмотренном участке и по аналогичной схеме рассматривается следующий участок. Затраты на меры инженерной защиты магистрального нефтепровода складываются из стоимости реализации защитных мер на всех участках трассы.

Значения технологических параметров рассчитываются по методикам, предложенным в нормативном документе [7], отдельно для участков нефтепровода с учетом полученного изменения температуры нефти. Потери напора на трение на каждом участке суммируются и определяется напор, который необходимо создать насосами нефтеперекачивающей станции. От величины напора зависит давление в нефтепроводе и затраты на перекачку нефти.

Эксплуатационные затраты (зависящие от температуры нефти) складываются из затрат на перекачку и затрат на подогрев нефти на нефтеперекачивающей станции.

В работе рассмотрен магистральный нефтепровод, прокладываемый по трассе, сложенной многолетнемерзлыми грунтами с различными свойствами. Его основные характеристики представлены в таблице 1.

Таблица 1. Характеристика нефтепровода

Наименование показателя	Значение показателя
Наружный диаметр, мм	720
Толщина стенки, мм	8
Протяженность, км	90,0
Марка стали	10Г2ФБЮ
Пропускная способность, млн. тонн/год	15
Рабочее давление, МПа	5,5
Плотность нефти (при 20 °С), кг/м ³	850
Температура потери текучести нефти (критическая), °С	минус 10
Срок эксплуатации, лет	30

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Особенности строительства и эксплуатации рассматриваемого магистрального нефтепровода в условиях трассы, сложенной многолетнемерзлыми грунтами, были исследованы по предложенному алгоритму. Было рассмотрено 5 технологических режимов, отличающихся температурой нефти на выходе нефтеперекачивающей станции. Для каждого из них были рассчитаны суммарные эксплуатационные затраты, зависящие от температуры, за весь период эксплуатации, а также определены допустимые и оптимальные меры инженерной защиты нефтепровода от опасных геокриологических процессов и их стоимость.

По принципу минимума материальных затрат был определен вариант сочетания технических и технологических мер защиты нефтепровода, который в рассматриваемых условиях следует считать оптимальным.

Расчет суммарных затрат на осуществление защитных мер осуществлялся для рассмотренных технологических режимов отдельно с учетом оптимальных вариантов инженерной защиты нефтепровода, выбранных для каждого из режимов. Результаты расчетов представлены на рис. 2.

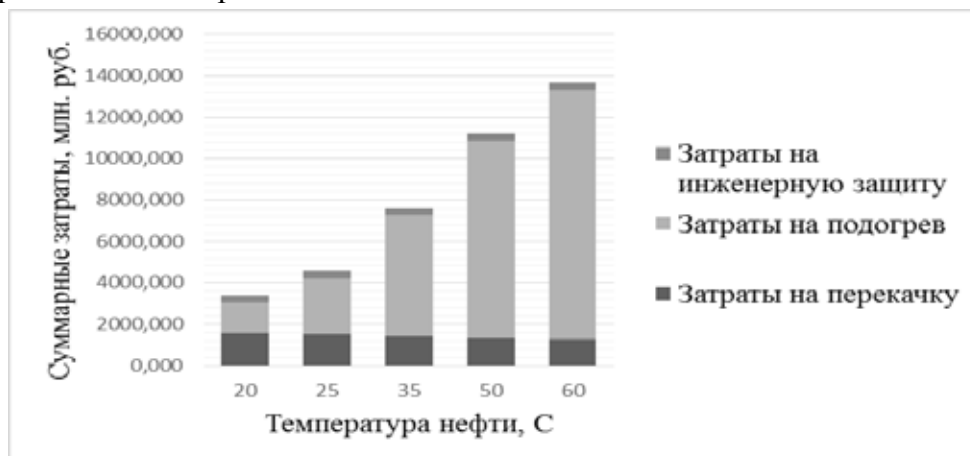


Рис. 2. Суммарные затраты на проведение защитных мероприятий

Оптимальным вариантом осуществления защитных мер рассматриваемого магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов является сочетание технологического режима, характеристики которого представлены в таблице 2, и минимального объема мероприятий инженерной защиты.

Таблица 2. Оптимальный технологический режим работы нефтепровода

Наименование показателя	Значение показателя
Температура нефти на выходе нефтеперекачивающей станции, °C	20,0
Температура нефти в конце нефтепровода, °C	12,8
Полный напор, м	371,73
Требуемое давление, МПа	3,10
Требуемая мощность электродвигателей насосов, кВт	2483,4
Затраты на перекачку нефти, млн. руб.	1564,5
Расход топлива на подогрев нефти, кг топлива/кг нефти	0,00033
Затраты на подогрев нефти, млн. руб.	1487,0
Суммарные эксплуатационные затраты, млн. руб.	3051,5

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

По результатам расчетов можно сделать следующие выводы:

- затраты на инженерную защиту нефтепровода возрастают с повышением температуры нефти;
- затраты на перекачку нефти снижаются с повышением температуры нефти (температура изменения затрат составляет всего около 20% в предложенном диапазоне температур, что связано с реологическими свойствами рассматриваемой нефти);
- затраты на подогрев нефти возрастают с повышением температуры нефти и вносят наибольший вклад в суммарные эксплуатационные затраты;
- наиболее опасными зонами, требующими сложных и дорогостоящих мер инженерной защиты, является места чередования непротяженных (30-300м) участков многолетнемерзлых грунтов с различными свойствами;
- оптимальным должен быть признан вариант защитных мероприятий, суммарные затраты на осуществление которого оказались минимальными и составили 3405,8 млн. руб.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В исследовательской работе был предложен алгоритм, позволяющий осуществить выбор оптимального сочетания технических и технологических мер защиты магистрального нефтепровода от опасных геокриологических процессов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов. Применение алгоритма к рассматриваемому в работе нефтепроводу позволило:

- рассчитать параметры допустимых технологических режимов его эксплуатации в условиях криолитозоны;
- определить допустимые меры инженерной защиты нефтепровода и их параметры для каждого из рассматриваемых технологических режимов;
- осуществить выбор оптимального сочетания технологического режима и параметров инженерной защиты нефтепровода, соответствующего минимальным затратам на его строительство и безопасную эксплуатацию в условиях криолитозоны;
- сделать выводы о влиянии параметров технологического режима и мер инженерной защиты на степень опасности воздействия геокриологических процессов и на суммарные затраты для реализации защитных мер.

Для рассматриваемого в работе магистрального нефтепровода минимальные затраты на осуществление защитных мероприятий составили 3405,8 млн. рублей и соответствуют технологическому режиму с минимальной допустимой температурой нефти. Полученный результат связан с реологическими свойствами рассматриваемой нефти и не может быть интерполирован для отличающихся условий.

При рассмотрении перекачки высоковязкой нефти, другой производительности нефтепроводов или других мерзлотных условий трассы необходимо выполнять отдельный расчет по предложенному алгоритму без внесения в него существенных поправок. Результаты, вероятнее всего, будут отличаться от полученных в данной работе.

Таким образом, предложенный в работе алгоритм является универсальным и может быть использован при проектировании магистральных нефтепроводов, прокладываемых в районах распространения многолетнемерзлых грунтов.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель к.х.н., доцент кафедры ТХНГ НИ ТПУ Чухарева Н. В.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Распоряжение П. Р. Ф. от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года» // Собрание законодательства РФ. – 2009. – №. 48.
- [2] Примаков, С. С. Теплосиловое взаимодействие горячих подземных трубопроводов с многолетнемерзлыми грунтами / С. С. Примаков, В. Е. Вершинин, И. А. Жолобов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 128-131.
- [3] Жапбасбаев, У. К. Расчет оптимальной температуры перекачки для транспортировки нефти / У. К. Жапбасбаев, Е. С. Махмотов, Т. Т. Бекибаев, Г. И. Рамазанова, С. А. Рзиев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 4. – С. 61-65.
- [4] Лисин, Ю. В. Создание и реализация инновационных технологий строительства в проектах развития нефтепроводной структуры Западной Сибири (проекты «Пурпе–Самотлор», «Заполярье–Пурпе») / Ю. В. Лисин, А. Н. Сапсай, В. И. Суриков, В. В. Павлов, А. Е. Сощенко, В. В. Бондаренко // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 4 – С. 6-11.
- [5] СП 25.13330.2012 Основания зданий и сооружений на вечномёрзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88 / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – URL: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293801/4293801872.htm> (14.05.2017).
- [6] СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – URL: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293794/4293794977.htm> (14.05.2017).
- [7] ОР 03.220.99-КТН-009-07 Регламент разработки технологических карт магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – URL: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294846/4294846469.htm> (14.05.2017).

УДК 622.692.4.053

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СМЕСЕЙ ПРИ СОВМЕСТНОМ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТЕЙ

Р. Р. Ташбулатов, Р. М. Каримов

Уфимский государственный нефтегазовый университет, г. Уфа, Россия

Аннотация – При эксплуатации нефтепроводных систем с многочисленными поставщиками нефтей, имеющих различные реологические свойства, имеет место их смешение как на линейной части при их транспортировке, так и в резервуарах при их хранении. Повышение точности прогнозирования изменения реологических свойств нефтей при их смешении в разветвленных трубопроводных сетях увеличивает достоверность гидравлических расчетов, а также позволяет проводить анализ и управление смешением с целью увеличения надежности поставок нефти и снижения затрат на перекачку. В работе исследованы известные в научной литературе формулы аддитивности реологических параметров при бинарном смешении нефтей с различными свойствами. Проведен анализ точности данных уравнений на примере измерения вязкости и температуры застывания смесей нефтей. Рассмотрена возможность использования данных уравнений для прогнозирования изменения реологических свойств при многокомпонентном смешении.

Ключевые слова – смешение нефтей, вязкость нефти, температура застывания, формулы аддитивного смешения

I. ВВЕДЕНИЕ

Совместная перекачка продукции различных месторождений в смеси по трубопроводам, а именно таким образом осуществляется доставка добываемых в различных регионах России объемов нефти в экспортные направления, связана с необходимостью решения ряда сложных задач, таких как выполнение условий по соблюдению показателей качества, номеруемых при товаро-транспортных и приемо-сдаточных операциях [1], сохранению массового баланса. Все большую актуальность приобретают исследования, направленные на повышение энерго-эффективности перекачки за счет оптимальной загрузки участков разветвленной системы магистрального нефтепроводного транспорта.

Задачи обеспечения качества при сохранении баланса объемов перекачки, несмотря на многообразие приемо-сдаточных и товаро-транспортных операций, представляют аддитивные линейные зависимости, легко решаемые несложными алгоритмами при использовании программных средств ЭВМ, при этом решение обратной потоковой задачи, позволяющее планировать загрузку системы исходя из граничных условий по содержанию серы на экспорт, не решенной на сегодняшний день, более предпочтительно, что позволит заблаговременно оценить распределение грузопотоков с учетом эксплуатационных свойств нефтей и прогнозных смесей (вязкость, температура застывания, интенсивность АСПО), спрогнозировать возможные режимы для планирования затраты и обосновать необходимость использования дорогостоящих специальных методов. Частично данная задача была решена для монопродуктовой сети [2] без учета реологических особенностей смесей, формируемых при совместном трубопроводном транспорте в различных узловых точках системы. Несмотря на достигнутые результаты, классическая постановка линейной оптимизационной транспортной потоковой задачи не позволяет оценить влияние процесса смесеобразования на коэффициент гидравлического сопротивления нефтепроводов, роль вязкости в определении которого растет с падением производительности перекачки. Еще одним важным фактором является температура застывания нефти (начала потери текучести), влияющая на расчеты максимальной продолжительности остановки участков и пусковые характеристики насосов при возобновлении перекачки после проведения ремонтных работ на линейной части.

Учитывая вышеизложенное, весьма актуальными для отрасли является решение задач прогнозирования реологических свойств нефтей и выбора наиболее достоверных расчетных моделей вязкости различных смесей с целью повышения точности гидравлических расчетов технологических режимов работы неизотермических нефтепроводов.

II. ТЕОРИЯ

Для описания изменения свойств жидкостей при их смешении на практике применяются следующие эмпирические зависимости для бинарных смесей с нелинейным характером аддитивности:

- Кендалла и Монроэ

$$P_{mix}^{1/3} = x_1 \times P_1^{1/3} + x_2 \times P_2^{1/3}, \quad (1)$$

- Аррениуса

$$\lg(P_{mix}) = x_1 \times \lg(P_1) + x_2 \times \lg(P_2), \quad (2)$$

- Керна

$$\frac{1}{P_{mix}} = x_1 \times \frac{1}{P_1} + x_2 \times \frac{1}{P_2}, \quad (3)$$

где P – исследуемый параметр;

x_1, x_2 – объемная доля компонента в смеси;

Также для прогнозирования вязкости бинарных смесей встречается формула Вальтера, в которой считается аддитивным двойной логарифм вязкости:

$$\lg(\lg(P_{mix} + 0,6)) = x_1 \times \lg(\lg(P_1 + 0,6)) + x_2 \times \lg(\lg(P_2 + 0,6)). \quad (4)$$

Для повышения точности расчета вязкости смеси в работе [6] вводят добавочный эмпирический коэффициент c :

$$\lg(\lg(P_{mix} + c)) = x_1 \times \lg(\lg(P_1 + c)) + x_2 \times \lg(\lg(P_2 + c)). \quad (5)$$

Аналогично повысить точность можно и для формул (1) – (4), выполнив следующие их модификации:

$$P_{mix}^{1/n} = x_1 \times P_1^{1/n} + x_2 \times P_2^{1/n}, \quad (6)$$

$$\lg(P_{mix} + P') = x_1 \times \lg(P_1 + P') + x_2 \times \lg(P_2 + P'), \quad (7)$$

$$\frac{1}{P_{mix} + P'} = x_1 \times \frac{1}{P_1 + P'} + x_2 \times \frac{1}{P_2 + P'}, \quad (8)$$

$$\lg(\lg(P_{mix} + P')) = x_1 \times \lg(\lg(P_1 + P')) + x_2 \times \lg(\lg(P_2 + P')), \quad (9)$$

где n – постоянный коэффициент смешения, регулирующий изменение степенного уравнения (6).

P' – мнимое изменение параметра, при прибавлении которого к истинным значениям процесс смесеобразования достаточно точно описывается логарифмическим (7), (9) или гиперболическим уравнением (8).

Данные коэффициенты определяются по результатам опытов.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Авторами были проведены опыты по определению кинематической вязкости и температуры застывания смесей нефтей. Результаты расчетов их реологических свойств по вышеуказанным формулам подтвердили высокую точность подобных моделей. Критерием точности моделей принят коэффициент детерминации – доля дисперсии ряда фактически измеренных в лабораторных условиях параметров, объясняемая рассматриваемой моделью.

Было исследовано более 10 видов нефтей с различными свойствами. Точность расчета вязкости нефтяной смеси предложенным методам не ниже 98,00%. Средняя точность по многочисленным экспериментам составила – 99,55%.

В отличие от значения вязкости температура застывания смеси оказалась сложно прогнозируемым параметром, так в некоторых случаях характер ее изменения не поддается

логическим объяснениям, что не позволяет корректно описать ее рассмотренными моделями смесеобразования. Причина таких высоких отклонений связана с несоответствием природы застывания высокопарафинистых нефтей с методом, используемым для ее измерения [1], а именно с кристаллизации твердых парафинов, склонных к образованию пространственных структур при низких температурах, а не с изменением агрегатного состояния вещества, в связи с чем более правильно использовать термин «температура начала потери текучести», обусловленный появлением начального сдвига. Точность расчета по формуле (1) не менее 74,56% во всем диапазоне смешения. Средняя точность модели составила – 87,23%.

Проверка возможности использования приведенных моделей смесей для расчета реологических свойств многокомпонентных смесей (смешение трех и более видов нефтей) показала большие отклонения расчетных значений от экспериментальных, так коэффициент детерминации составил менее 65%.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Полученные результаты ограничивают возможность использования данных формул только для бинарного смешения ньютоновских нефтей. Особенностью вышеуказанных уравнений является то, что количественная оценка свойств смеси не выходит за рамки свойств исходных смешиваемых нефтей. При проявлении аномальных явлений, например, описанных в работе [4], данные уравнения не подходят для описания процессов смешения. В настоящих исследованиях подобных аномалий зафиксировать не удалось, а их оценка с использованием зависимостей (1)-(9) как показали опыты, не представляется возможной.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, для дальнейших исследований необходима разработка расчетных методов, основанных на принципиально новых подходах к выбору моделей смесеобразования при числе смешиваемых нефтей от трех и более, с учетом возможности проявления ими неньютоновских свойств.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] ГОСТ Р 51858 Нефть. Общие технические условия.
- [2] Велиев М.М. Некоторые задачи оптимизации распределения грузопотоков по сети магистральных нефтепроводов / М.М. Велиев // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1999. - № 2. - С.49-53.
- [3] Васенева А.А. Неньютоновские и тиксотропные свойства смесей нефтей тимано-печорской провинции / А.А. Васенева, В.О. Некучаев, И.С. Филиппов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – №3 – с. 75 – 86.
- [4] Евдокимов Е.Н. Отсутствие аддитивности свойств нефтяных смесей / Е.Н. Евдокимов, А.П. Лосев, А.А. Фесан // Бурение и нефть. – 2012. – №1 – с. 32 – 33.

УДК 622.692.4.07

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПРОЧНОСТНЫХ И ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАСЧЁТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИКЛАДНЫХ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ

В. Л. Лаврентьев¹, А. Н. Пахотин²

¹ ТОО «Павлодарский нефтехимический завод», г. Павлодар, Республика Казахстан

² Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – В данном исследовании осуществлена разработка документированной процедуры выполнения некоторых инженерных расчётов при проектировании объектов транспорта углеводородов. Рассмотрены причины увеличения время проектирования и повышения других рисков в существующих условиях работы. Представлен алгоритм самой документированной процедуры выполнения инженерных расчётов и алгоритм прикладной подпрограммы, обеспечивающей автоматизацию отдельных этапов процедуры. Определено направление будущих исследований, необходимых для получения обоснования внедрения документированной процедуры в деятельность проектных организаций.

Ключевые слова – управление проектированием, документированная процедура, гидравлический, прочностной расчёт, прикладная программа

I. ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. В соответствии с требованиями действующих норм при проектировании объектов транспорта углеводородов необходимо выполнение ряда инженерных расчётов: технологических, гидравлических, прочностных и других [1, 2]. В настоящее время в связи с интенсивным развитием компьютерной техники и информационных технологий инженерные расчёты производятся предпочтительно с использованием прикладных программных продуктов. Данная задача решается в проектных организациях путём приобретения либо комплекса связанных инженерных программ [3, 4], либо отдельных программ для проектирования и для каждого вида расчётов [5, 6, 7, 8, 9]. Комплексы связанных программ обычно достаточно дорогие и по этой причине приобретаются лишь крупными организациями [10]. Остальные используют разрозненные программы, связь между которыми либо отсутствует полностью, либо изложена в сопроводительной документации недостаточно подробно и ясно [11, 12]. В таких условиях проектировщикам приходится несколько раз строить модель одних и тех же трубопроводов: отдельно для проектной документации и отдельно для каждого вида инженерных расчётов. Из-за этого увеличивается время проектирования и вероятность возникновения ошибок. Поэтому при использовании несвязанных прикладных программных продуктов актуально создание и совершенствование методики, которая снижала бы указанные риски при выполнении инженерных расчётов.

Целью данной работы является разработка документированной процедуры, реализующей методику выполнения прочностных и гидравлических расчётов трубопроводов для транспорта углеводородов с использованием прикладных программных продуктов.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- разработать алгоритм документированной процедуры;

- разработать прикладную программу, которая автоматизирует передачу математической модели трубопроводов в расчётные программы.

II. ТЕОРИЯ

Управление деятельностью специализированной группы инженеров проектной организации является одним из немаловажных направлений работы в сфере нефтегазового дела [13]. Повышение эффективности управления группой может быть осуществлено разными путями: например, через внедрение на предприятии системы менеджмента качества (СМК). Сущность СМК описывается нормативной документацией [14, 15, 16].

По терминологии СМК установленный и утверждённый в организации способ осуществления какой-либо деятельности называется документированной процедурой (ДП) [14].

Методика выполнения прочностных и гидравлических расчётов трубопроводов для транспорта углеводородов с использованием прикладных программных продуктов внедряется в организацию в виде ДП. Все сотрудники организации, выполняющие данную деятельность, обязаны соблюдать ДП. Таким образом достигается стабильный эффект от применения разработанной методики.

В данной работе рассматривается связь прикладных программных продуктов (программных систем, ПС): «АвтоКАД» — ПС «СТАРТ» — ПС «Гидросистема».

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Алгоритм ДП заключается в выполнении ряда операций:

- 1) получение технического задания (ТЗ) на проектирование или расчёт системы трубопроводов;
- 2) выполнение трёхмерной или двухмерной схемы трубопроводов в чертёжной программе «АвтоКАД»:
 - А) расстановка узловых элементов: опор, фитингов, трубопроводной арматуры и др.;
 - Б) построение по этим узлам трёхмерных или двухмерных ломаных линий (полилиний) для каждой ветви системы трубопроводов;
- 3) выбор в чертёжной программе всех рабочих ломаных линий (полилиний), то есть тех, которые представляют собой расчётную схему системы трубопроводов;
- 4) запуск подпрограммы «PolylinesNetToStart» через соответствующую кнопку на панели инструментов или через диалоговое окно подпрограмм;
- 5) Ввод дополнительных сведений, запрашиваемых подпрограммой:
 - А) начало нумерации узлов;
 - Б) число единиц чертежа на метр фактической длины трубы;
- 6) ожидание завершения работы подпрограммы: результатом успешного выполнения подпрограммы является файл открытого формата ПС «СТАРТ», при этом подпрограмма сообщает пользователю расположение и имя полученного файла в текстовом окне программы «АвтоКАД»;
- 7) импорт в ПС «СТАРТ» полученного файла открытого формата: в результате создаётся документ СТАРТа с тем же именем, что и у файла открытого формата;
- 8) открытие в ПС «СТАРТ» полученного документа СТАРТа: в графическом окне ПС «СТАРТ» отображается расчётная схема системы трубопроводов, содержащая ряд допущений:

- А) все трубопроводы заданы одним диаметром 57 мм и стенкой в 1 мм;
- Б) все повороты заданы гнутыми отводами радиусом 75 мм и стенкой в 1 мм;
- В) параметры среды в трубопроводах не заданы;
- Г) все узлы на прямых участках заполнены скользящими опорами.
- 9) корректировка входных данных в соответствующем диалоговом окне.
- 10) корректировка и дополнение расчётной схемы всеми необходимыми сведениями с использованием команд «Групповая замена элементов» и «Групповая замена участков»;
- 11) сохранение исправленного документа СТАРТа;
- 12) выполнение прочностного расчёта в ПС «СТАРТ», если требуется по ТЗ;
- 13) импорт документа СТАРТа в ПС «Гидросистема» и выполнение гидравлического расчёта, если требуется по ТЗ.

УДК 621.6.033

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕСПЕРЕБОЙНОСТИ ПОСТАВОК ЭКСПОРТНОГО НАПРАВЛЕНИЯ НЕФТИ

А. А. Нахлесткин¹, Д. С. Беселия²

¹*Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия*

²*АО «Транснефть – Западная Сибирь», г. Омск, Россия*

Аннотация – В данной статье рассмотрена проблема безостановочного обеспечения бесперебойных поставок экспортного направления нефти на действующем магистральном нефтепроводе (МН) «Туймазы-Омск-Новосибирск-2», а именно от линейной производственно-диспетчерской станции (ЛПДС) «Юргамыш» до ЛПДС «Омская», от ЛПДС «Омская» до головной нефтеперекачивающей станции (ГНПС) «Павлодар». Показано, что решение данной проблемы можно получить, проведя реконструкцию действующего резервуарного парка ЛПДС «Москаленки», путем увеличения емкости резервуарного парка.

Ключевые слова – экспорт нефти, резервуарный парк, магистральный нефтепровод, реконструкция.

I. ВВЕДЕНИЕ

Растущий спрос на нефть по всему миру выступал в качестве призыва к началу развития экспортных поставок русской нефти за границу, что в свою очередь являлось причиной увеличения нефтедобычи. Так за 2016 год объем экспорта нефти принял значение 235,8 млн. тонн., что выше на 7,0 % за 2015 год. Ведущую роль в экспорте нефти за 2016 год заняла нефтяная компания «Роснефть». Так в 2016 году экспортировала в дальнее зарубежье по системе АК «Транснефть» 101,008 млн тон [1].

На сегодняшний день при осуществлении технологии перекачки большого объема нефти и нефтепродуктов требует присутствие значительного размера резервуарных парков. Применение резервуаров обеспечивает бесперебойность поставки нефти и нефтепродуктов, планирование и разведение грузопотоков при проведении ремонтных и регламентированных работах на нефтепроводах, сохраняя нефть в товарном виде.

Целью работы является реконструкция резервуарного парка ЛПДС «Москаленки», в результате которой будет повышена надежность функционирования системы МН, которая позволит разгрузить экспортное направление с точки зрения бесперебойности поставок.

Задачи, которые решены в данном проекте:

- выполнен анализ работы ЛПДС «Москаленки» при действующем резервуарном парке;
- оценка работы 2 участков (Юргамыш-Омск, Омск-Павлодар);
- проведено обоснование реконструкции резервуарного парка;
- определена необходимая емкость резервуарного парка.

II. ТЕОРИЯ

В связи со сложившейся геополитической обстановкой идет переориентация объемов поставок экспортной нефти. Объемы экспортной нефти, предназначавшиеся Европе уменьшаются, но экспорт нефти на Азиатско-Тихоокеанский выросли до рекордных значений. В сложившейся ситуации Россия в 2014 году направляет в Азию 30 % экспортной нефти.[2]

Государственная компания заключила ряд больших соглашений о поставках нефти в Китай. «Роснефть» занимает лидирующее место среди экспортеров нефти.

В связи с постоянно растущими объемами экспорта становится проблемно перекачивать такие объемы через магистральный нефтепровод «ВСТО». Само строительство «ВСТО» ведется в 3 этапа. После завершения строительства первого этапа нефтепровод может перекачивать ежегодно 30 млн. тонн. Основной объем перекачки ведется в порт «Козьмино» и далее танкерами на Азиатско-Тихоокеанский регион.

Но увеличение экспорт нефти в тот же Азиатско-Тихоокеанский регион требует увеличения мощности «ВСТО» до 80 млн. тонн нефти. Данное увеличение мощности планируется завершить до 2030 года.

Между «Роснефть» и Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией было вновь подписано дополнительное соглашение о повышении объемов поставок транзитом через Казахстан. В результате этого «Роснефть» заключает договор с АО «КазТрансОйл» для транзитного направления экспорта через Казахстан (нефть поступает от ЛПДС «Омск» на ГНПС «Павлодар» далее по участку от НПС «Прииртышск», ГНПС «Атасу» до Алашанькоу) (рис.1).

С каждым годом объемы экспорта растут, согласно перспективной программе развития на 2019 год объемы экспорта транзитом через Казахстан будут увеличены до 18 млн. тонн в год [3].

Единственный путь решения для вывода объёмов перекачки на цифру 18 млн. тонн-это совокупная работа 2 участков (рис.2):

- от ЛПДС «Юргамыш» до ЛПДС «Омск»;
- от ЛПДС «Омская» до ГНПС «Павлодар».



Рис.1. Схема магистральных трубопроводов АО «КазТрансОйл»



Рис.2.Схема магистральных нефтепроводов

Вся перекачиваемая нефть с ЛПДС «Юргамыш» предназначена для Китая. Для установления согласованной работы 2 участков, необходимо было провести некоторые мероприятия по увеличению пропускной способности.

«III. РЕЗУЛЬТАТЫ»

Проведем оценку работу исследуемых участков. Оценка работы участков будет основываться на коэффициенте загрузки, найденному по формуле

$$K_z = \frac{G_{\text{факт}}}{G_{\text{проект}}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где $G_{\text{факт}}$ - фактический массовый расход нефти, млн.тонн/год
 $G_{\text{проект}}$ -массовый расход согласно проекту, который равен 18 млн. тонн /год.

Коэффициент загрузки участка, обслуживаемого АО «Транснефть-Урал», то есть от ЛПДС «Юргамыш» до ЛПДС «Петерфельд» будет найден по формуле (1)

$$K_z = \frac{10330000}{18000000} \cdot 100\% = 57,38 \%$$

Коэффициент загрузки участка, обслуживаемого АО «КазТрансОйл», то есть от ЛПДС «Петерфельд» до 148-го километра МН будет найден по формуле (1)

$$K_z = \frac{10330000}{18000000} \cdot 100\% = 57,38 \%$$

Коэффициент загрузки участка, обслуживаемого АО «Транснефть – Западная Сибирь», то есть от 148-го километра МН до ЛПДС «Омская» будет найден по формуле (1)

$$K_z = \frac{10330000}{18000000} \cdot 100\% = 57,38 \%$$

Из расчетов видно, что согласно перспективной программе развития исследуемые участки загружены на половину. В то же время данные участки могут работать с $K_z = 100\%$, но требуется увеличение пропускной способности. Увеличение пропускной способности можно добиться путем строительства лупинга, либо строительства дополнительной НПС. Производить строительство лупинга экономически не выгодно, как требует колоссальных затрат. На данном трубопроводе строительство дополнительных станций не требуется, так как имеются 2 замороженных станции НПС «Варгаши» у АО «Транснефть-Урал» и НПС «Булаево» у АО «КазТрансОйл» (рис.3).



Рис.3. Схема магистрального нефтепровода «ТОН-2»

Следующее повышение направлено на разконсервацию НПС «Варгаши» и НПС «Булаево». Данными мероприятиями обеспечить повышение выходного давления и соответственно повышение пропускной способности до 18 млн. тонн в год.

В случае аварийной остановки экспортного направления на участке магистрального нефтепровода, обслуживаемого АО «КазТрансОйл» или на участке АО «Транснефть-Урал», участок от ЛПДС «Москаленки» до ЛПДС «Омская» может проработать порядка 4 часов, ввиду малого объема резервуарного парка, составляющего 10000 м³. Следует учесть, что ЛПДС «Москаленки» может проработать всего 4 часа при перекачке 10,33 млн. тонн, а по программе перспективного развития объемы перекачек возрастут до 18 млн. тонн в год.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

На данный момент существует 2 пути решения проблемы безостановочный перекачки, экспортного направления:

1. Изменение работы ЛПДС «Москаленки» со схемы «через резервуар» на схему «из насоса в насос». Соответственно исключить резервуарный парк и подпорные насосы. Положительная сторона такой системы в отсутствии потребности обслуживания резервуарного парка и подпорных насосов, так как нефть сразу поступает на магистральные насосы. В тоже время получается более жесткая гидравлическая система, так как за счет поднятия-опускания взлива уровня нефти в резервуаре можно регулировать режим на участке от ЛПДС «Москаленки» до ЛПДС «Омск». Но учитывая важность экспортного направления такое решение невозможно. В случае какой-либо аварийной остановки перекачки на участке от Юргамыш до Москаленки перекачка экспортного направления останавливается сразу же.

2. Работа ЛПДС «Москаленки» в роли полноценной головной нефтеперекачивающей станции эксплуатационного участка (ГНПС ЭУ) путем увеличения ёмкость резервуарного парка.

Расчет емкости резервуарного парка основывается на нормативно технической документации. Ссылаясь на руководящий документ ОАО «АК «Транснефть» [4], согласно которому резервуарный парк должен располагать емкостями, объемы которых составляют не менее 2-3 суточной производительности нефтепровода.

Расчет основывается на перспективной программе развития, то есть увеличение объемов перекачек до 2019 года до 18 млн. тонн.

Расчет будет произведен на трехсуточную производительность. Так же следует учесть, что согласно [4] в случае возникновения какой-либо аварийной ситуации на ее устранение отводится 72 часа, то есть 3 суток.

Суточная пропускная способность вычисляется по формуле

$$Q_c = \frac{k_n \times G \times 10^9}{350 \times r}, \quad (2)$$

где G – заданный объем перекачки, млн. т/год;
 k_n – коэффициент неравномерности перекачки;
 r – проектная плотность нефти, т/м³;
350-расчетное время работ МТ.

Значение коэффициента k_n принимаем согласно [4], для действующего нефтепровода

$$k_n = 1.$$

Значение суточной пропускной способности найдено по формуле (2)

$$Q_c = \frac{1 \times 18 \times 10^9}{350 \times 880} = 58441,5 \text{ м}^3 / \text{сут}.$$

Тогда согласно [14] объем резервуарного парка вычисляется по формуле (3)

$$V_{р.п} = 3 \cdot Q_c, \quad (3)$$

где 3- трехсуточная производительность.

Значение объема резервуарного парка найдено по формуле (3)

$$V_{р.п} = 3 \cdot 58441,5 = 175324,6 \text{ м}^3$$

Таким образом, объем резервуарного парка для осуществления товарных операций должен быть 175324,6 м³.

При проведении реконструкции необходимо резервуарного парка ЛПДС необходимо учесть наличие резервуара аварийного сброса.

Резервуар для аварийного приема (сброса) нефти предназначается для приема нефти при срабатывании предохранительных клапанов и задвижки байпасной линии предохранительных клапанов, при ошибочных действия персонала, а также при закрытии задвижек трубопроводов резервуарного парка в случае достижения в резервуарах максимального аварийного уровня.[5] Резервуары аварийного сброса не должны принимать участие в технологических операциях транспортировки нефти.

Согласно [4] объем резервуара аварийного сброса должен гарантировать прием нефти из расчета максимальной часовой производительности перекачки.

Часовая пропускная способность вычисляется по формуле:

$$Q_{ч} = \frac{k_n \times G \times 10^6}{8400 \times r} \quad (4)$$

Значение часовой пропускной способности найдено по формуле (4)

$$Q_{ч} = \frac{1 \times 8 \times 10^9}{8400 \times 880} = 6135,06 \text{ м}^3 / \text{ч} .$$

В качестве резервуара предлагается принять резервуар типа РВС-10000. Число резервуаров обязано быть не менее 2, из расчета обеспечения прием указанного объема в случае ремонтных работ на 1 из резервуаров.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенная реконструкция позволит повысить надежность системы транспортировки на участке от ЛПДС «Юргамыш» до ЛПДС «Омская», а именно безостановочную перекачку экспортного направления нефти на протяжении работы трубопровода, составляющего 350 дней.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Экспорт нефти из РФ в дальнее зарубежье // Интерфакс. – 2017. – 2 января. – С.5.
- [2] Топалов А. Российские нефтяники с восторгом глядят на Восток. // Газета.ру. – 2014. – 15 августа. – С.8.
- [3] Роснефть согласовала основные условия транзита нефти через Казахстан // Новости политики энергетики и высоких технологий. – 2013. – 12 ноября. – С.9.
- [4] РД-91.200.00-КТН-175-13. Магистральный трубопроводный транспорт нефтепродуктов. Нефтеперекачивающие станции. – М.: ОАО «Гипротрубопровод» и ОАО «АК «Транснефть», 2016. – 224 с.
- [5] РД-23.020.00-КТН-018-14. Резервуары стальные вертикальные для хранения нефти и нефтепродуктов объемом 1000 – 50000 м³. – М.: ООО «НИИ ТНН», 2014. – 122 с.

УДК 624.131.5: 624.131.7

ВЛИЯНИЕ ФОРМЫ НАГРУЗКИ НА СЖИМАЮЩИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ОСНОВАНИЯХ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ

А. В. Грузин, А. Д. Сиротин

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – Разнообразие грунтовых условий вновь осваиваемых месторождений и требования компактного размещения объектов на технологических площадках трубопроводного транспорта углеводородов накладывают жёсткие ограничения на взаимное пространственное положение объектов его технологической цепи. В первую очередь данные ограничения обусловлены величинами допустимых абсолютных и относительных значений осадки объектов технологической цепи. При невозможности на практике уменьшения величин нагрузки на грунты предлагается влиять на осадку изменением формы нагрузки. На начальном этапе исследований выполнено численное моделирование влияния нагрузки одинаковой интенсивности и различной в плане формы на вертикальные сжимающие напряжения. Установлено изменение формы пространственного распределения вертикальных сжимающих напряжений в грунтовом полупространстве оснований. Получены данные о пространственном распределении вертикальных сжимающих напряжений и влиянии на него формы нагрузки, которые подтверждают перспективность использования форм, отличных от традиционных прямоугольных, в качестве фундаментов объектов трубопроводного транспорта углеводородов. Использование подобных перспективных форм позволит снизить взаимное влияние близкорасположенных объектов технологической цепи друг на друга по грунту основания и обеспечить допустимые величины абсолютных и относительных значений осадки объектов технологической цепи.

Ключевые слова – механика грунтов, грунтовое основание, сжимающие напряжения.

I. ВВЕДЕНИЕ

Освоение новых месторождений нефти и газа тесным образом связано с необходимостью обеспечения устойчивости объектов технологической инфраструктуры по грунту основания. Значительные территории, сложенные, как правило, грунтами, имеющими невысокие значения расчётного сопротивления, и материалоемкость используемого оборудования в комплексе приводят к повышенным нагрузкам на грунты оснований, следствием чего возможно развитие осадок, превышающих допустимые значения. Проблема уменьшения осадки грунтов оснований строящихся объектов технологической инфраструктуры в настоящее время решается путём использования технологий локального уплотнения с применением специальных средств механизации [1-4] или путём рационального размещения имеющегося технологического оборудования. Задача рациональной расстановки оборудования на технологических площадках транспорта углеводородов с целью недопущения развития неконтролируемых осадок в настоящее время не решена в полной мере. На начальном этапе целью планируемых исследований является изучение с помощью методов численного моделирования влияния формы нагрузки на пространственное распределение вертикальных сжимающих напряжений в грунтовых основаниях объектов трубопроводного транспорта углеводородов.

II. ТЕОРИЯ

Для достижения поставленной цели – изучения влияния формы нагрузки на пространственное распределение вертикальных сжимающих напряжений в грунтовом полупространстве – предлагается использовать решение задачи о действии вертикальной сосредоточенной силы, приложенной к поверхности упругого полупространства, полученное в 1885 г. Ж. Буссинеском. Это решение позволяет определить все компоненты напряжений в любой точке полупространства от действия сосредоточенной силы. Для устройства и дальнейшей эксплуатации оснований и фундаментов объектов транспорта углеводородов наибольшее значение имеет величина осадки, вызываемая возникающими от внешней нагрузки P вертикальными сжимающими напряжениями σ_z :

$$s_z = k \times \frac{P}{z^2}, \quad (1)$$

где z – глубина положения точки, в которой определяется напряжение s_z ;

k – коэффициент, зависящий от взаимного положения рассматриваемой точки в грунтовом полупространстве и точки приложения сосредоточенной силы P на поверхности упругого полупространства.

Коэффициент k рассчитывается по формуле:

$$k = \frac{3}{2\rho} \times \frac{1}{\frac{e}{e} + \frac{x^2 + y^2}{z^2} \frac{5}{2} \frac{u}{u}}, \quad (2)$$

где x, y, z – координаты точки, в которой определяется вертикальное сжимающее напряжение s_z от действия сосредоточенной силы P .

Если на поверхность грунтового полупространства приложена равномерно распределённая по площади ограниченных размеров нагрузка, то напряжения в любой точке массива могут быть найдены по принципу независимости действия сил как сумма напряжений, возникающих от сосредоточенных нагрузок, заменяющих действие равномерно распределённой нагрузки на элементарных площадках и приложенных в центре тяжести последних. Таким образом, применяя принцип суперпозиции, можно определить значение вертикального сжимающего напряжения s_z в каждой точке грунтового полупространства под действием нескольких сосредоточенных сил P_1, P_2, \dots, P_n , приложенных к дневной поверхности грунта:

$$s_z = k_1 \times \frac{P_1}{z^2} + k_2 \times \frac{P_2}{z^2} + \dots + k_n \times \frac{P_n}{z^2} = \frac{1}{z^2} \times \sum_{i=1}^n k_i \times P_i. \quad (3)$$

В качестве исходных данных при построении математической модели были приняты: величина нагрузки P , площадь нагружения S , форма нагрузки в плане – прямоугольник с различным соотношением длин сторон, и равносторонний n -угольник.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

В ходе численного моделирования с помощью программного продукта «Грунт 3D» было исследовано влияние нагрузки в форме прямоугольника на пространственное распределение вертикальных сжимающих напряжений s_z в зависимости от соотношения

длин сторон. Были исследованы прямоугольные нагрузки с соотношением сторон: 1:1, 2:1, 5:1 и 10:1 (рис. 1 а-г). Результаты численного моделирования представлены в графическом виде. С помощью условных цветов было визуализировано пространственное распределение полей вертикальных сжимающих напряжений различной интенсивности.

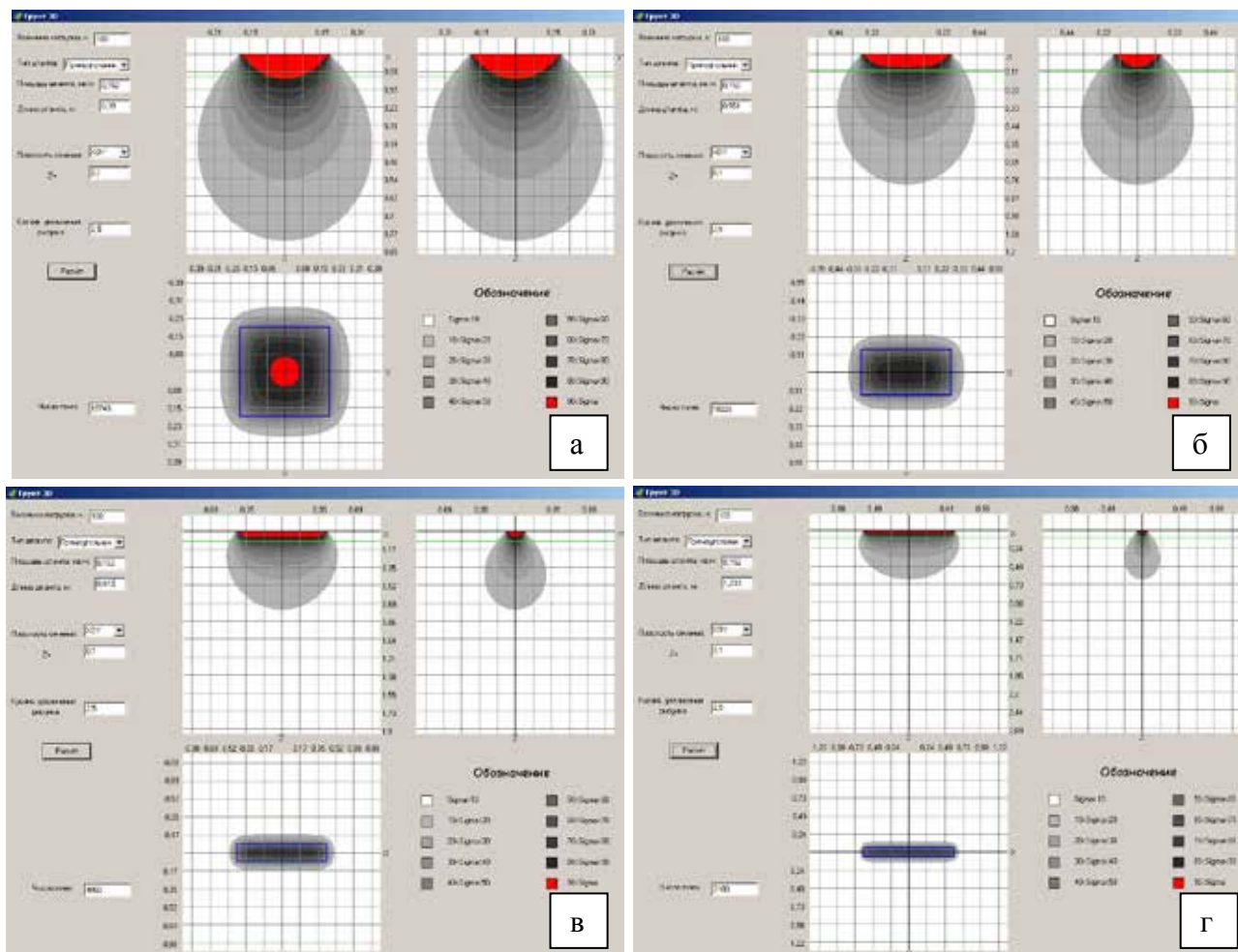


Рис. 1. Пространственное распределение вертикальных сжимающих напряжений для прямоугольной нагрузки с соотношением сторон: а) 1:1; б) 2:1; в) 5:1; г) 10:1

Программный продукт «Грунт 3D» позволяет анализировать пространственное распределение вертикальных сжимающих напряжений S_z как в вертикальной, так и в горизонтальной плоскостях на заданном расстоянии от центра нагрузки. Пространственное распределение вертикальных сжимающих напряжений S_z в вертикальных, взаимно перпендикулярных, плоскостях представлено на верхних левом и правом графических полях окна программного продукта «Грунт 3D». Горизонтальное распределение вертикальных сжимающих напряжений S_z представлено на нижнем графическом поле окна программного продукта «Грунт 3D». Положение горизонтальной плоскости на верхних, левом и правом, графических полях окна программного продукта «Грунт 3D» отмечено горизонтальной зелёной линией. Для удобства анализа для всех значений соотношения сторон нагрузки в форме прямоугольника были выбраны равные значения площадей нагрузки S , равные значения нагрузки P и одинаковые значения глубины расположения горизонтальной плоскости z .

Так же в ходе численного моделирования с помощью программного продукта «Грунт 3D» было исследовано влияние нагрузки в форме равностороннего n -угольника на пространственное распределение вертикальных сжимающих напряжений S_z в грунтовом полупространстве в зависимости от числа сторон n . Были исследованы нагрузки в форме равносторонних треугольника, четырёхугольника (квадрата), шестиугольника и круга (число сторон $n=\infty$) (рис. 2 а-г).

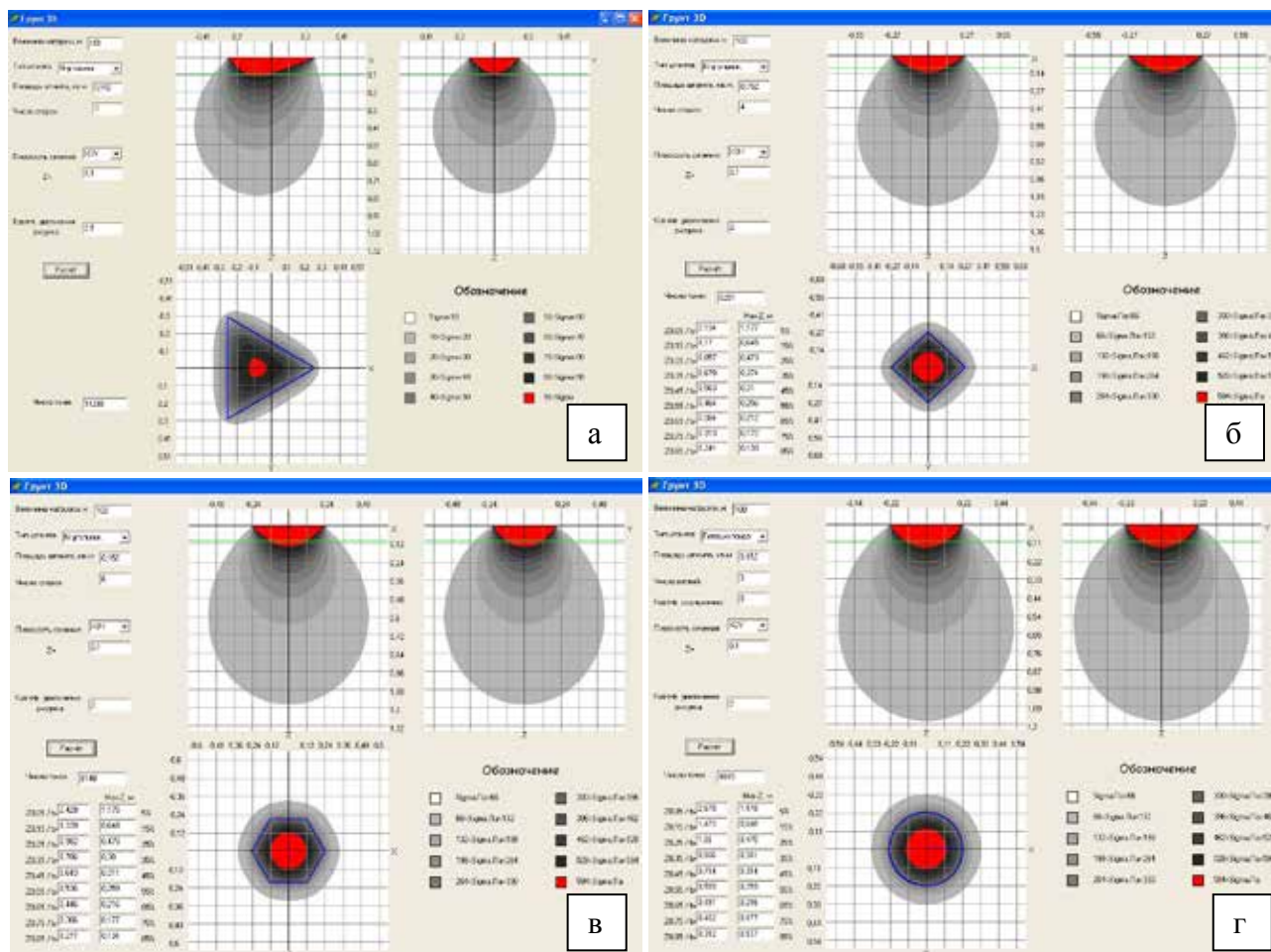


Рис. 2. Пространственное распределение вертикальных сжимающих напряжений для нагрузки в форме равностороннего n -угольника с числом сторон: а) $n=3$; б) $n=4$; в) $n=6$; г) $n=\infty$ (круг)

Стоит отметить тот факт, что программный продукт «Грунт 3D» позволяет исследовать пространственное распределение вертикальных сжимающих напряжений S_z для нагрузок в форме равностороннего n -угольника с любым числом сторон n . Кроме того, имеется возможность исследовать нагрузки в форме гипоциклоиды с различным числом ветвей.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Как видно из представленных результатов (рис. 1 а-г), в случае использования нагрузки в форме прямоугольника увеличение соотношения сторон приводит к существенному изменению характера пространственного распределения вертикальных сжимающих напряжений S_z . Увеличение соотношения сторон приводит к уменьшению на

заданной глубине z максимальной величины вертикальных сжимающих напряжений S_z . Таким образом, с точки зрения уменьшения глубины z распределения вертикальных сжимающих напряжений S_z в грунтовом основании предпочтительными являются нагрузки в форме прямоугольника с максимально возможным соотношением длин сторон.

В случае использования нагрузки в форме равностороннего n -угольника изменение числа сторон n так же приводит к существенному изменению характера пространственного распределения вертикальных сжимающих напряжений S_z в грунтовом полупространстве основания (рис. 2 а-г). В отличие от нагрузки в форме прямоугольника, для нагрузки в форме равностороннего n -угольника с нечётным числом сторон n имеет место асимметрия пространственного распределения вертикальных сжимающих напряжений S_z во взаимно перпендикулярных вертикальных плоскостях, проходящих через центр нагрузки. Кроме того, при увеличении числа сторон n наблюдалось уменьшение асимметричности распределения и увеличение глубины z распределения вертикальных сжимающих напряжений S_z в грунтовом основании. Таким образом, с точки зрения уменьшения глубины распределения вертикальных сжимающих напряжений S_z в грунтовом основании и снижения взаимного влияния близко расположенных объектов трубопроводного транспорта углеводородов предпочтительными являются нагрузки в форме прямоугольника равностороннего n -угольника с нечётным минимально возможным числом сторон n .

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Численное моделирование, основанное на решении задачи о действии вертикальной сосредоточенной силы, приложенной к поверхности упругого полупространства, и выполненное с помощью программного продукта «Грунт 3D», позволило установить характер пространственного распределения вертикальных сжимающих напряжений S_z в грунтовом основании для нагрузок в форме прямоугольника и равностороннего n -угольника. Полученные данные позволяют сделать вывод о перспективности использования исследованных форм в качестве фундаментов объектов трубопроводного транспорта углеводородов, что в свою очередь позволит рационально размещать объекты трубопроводного транспорта углеводородов на технологических площадках с учётом обеспечения величин допустимых абсолютных и относительных значений осадки их грунтовых оснований.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Грузин, А.В. Грунтовые среды в условиях статистического и динамического нагружения: монография / А.В. Грузин, В.В. Грузин, Э.А. Абраменков. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2009. – 140 с.
 - [2] Абраменков, Д.Э. Средства механизации и технология строительного производства: монография / Д.Э. Абраменков, А.В. Грузин, В.В. Грузин ; под общ. ред. д.т.н., проф. Э.А. Абраменкова. – Saarbrücken, Germany: Palmarium academic publishing, 2012. – 327 с.
 - [3] Абраменков, Д.Э. Технология и механизация возведения фундаментов на уплотненном основании: монография / Д.Э. Абраменков, А.В. Грузин, В.В. Грузин, Л.В. Нуждин. – Караганда: Болашак-Баспа, 2002. – 264с.
- Коновалова, А.Д. Исследование особенностей уплотнения грунтов оснований при сооружении резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов / А.Д. Коновалова, А.В. Бугаёв, А.В. Грузин // Труды XVIII Междунар. симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» в 2 томах. – Томск: Изд-во Томского политех. ун-та. – 2014. – Т.2. – С.602–604.

УДК 656.56

ПРИМЕНЕНИЕ ОПТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ В ТЕСТАХ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СОВМЕСТИМОСТИ НЕФТЕЙ В ПРОЦЕССАХ ИХ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ

А. П. Лосев^{1,2}, М. А. Могильниченко^{1,2}

¹*Российский государственный университет нефти и газа (национальный
исследовательский университет) имени И.М. Губкина», г. Москва, Россия*

²*ООО НИИЦ «Недра-тест», г. Москва, Россия*

Аннотация – Смешение природных нефтей может сопровождаться выпадением коллоидного осадка, который нередко снижает производительность трубопроводных систем и служит причиной аварий. Авторами предложен модернизированный метод прогнозирования потенциальной несовместимости нефтей при их смешении на основе метода спектрофотометрии.

Ключевые слова – отложения, несовместимость, нефтяные смеси, смешение, спектрофотометрия.

1. ВВЕДЕНИЕ

Зачастую, при сборе, подготовке, транспортировке и хранении углеводородного сырья в магистральных трубопроводах и аппаратах смешивают нефти, имеющие сильно различающиеся физические свойства: вязкость, плотность и др. Промысловая практика показывает, что смешение таких нефтей может приводить к значительному выпадению коллоидного осадка, в основном из асфальтенов [1]. Несовместимость нефтей служит причиной формирования пробковых отложений в трубопроводных системах, что значительно снижает их производительность и нередко приводит к аварийным ситуациям. Одним из наиболее ярких примеров несовместимости нефтей является авария на нефтепроводе Ростовской области [2]. Произошел порыв нефтепровода ООО «Приволжский магистральный нефтепровод», в котором качестве сырья использовалась смесь различных нефтепродуктов. Утечка нефти составила около 50 м³ с последующим возгоранием на площади 600 м². Ущерб составил около 3,5 миллионов рублей. Одной из выявленных причин аварии послужил резкий перепад давления, связанный с пробковым отложением асфальтенов в трубопроводе. Этот пример не единственный, однако, показывает неоспоримость важности проблемы учета смешения несовместимых нефтей.

2. ТЕОРИЯ

К сожалению, в отечественной нефтяной промышленности основные исследования и усилия сервисных компаний направлены на ликвидацию последствий данной проблемы, а не на предупреждение. Ввиду того, что борьба с последствиями несовместимости нефтей технологически и экономически является высоко затратной, целесообразнее осуществлять заблаговременный контроль смешения нефтей, предупреждая формирование осадков.

На практике наиболее распространены стандартные тесты, позволяющие в уже приготовленных смесях нефтепродуктов количественно охарактеризовать выпадение осадка. В основу таких тестов положена простая процедура визуального выявления уплотненных частиц в смесях. В США примером данного теста может служить стандарт ASTM D 4740-02.

Модификация этого теста в России – ОСТ РД 31.27.03–95. На лист специальной бумаги наносят каплю исследуемой смеси нефтей. Когда капля полностью растечется и впитается в бумагу, оценивают диаметр пятна, наличие концентрических окружностей, их цвет и рисунок, равномерность растекания [3].

Существенными недостатками описанных выше методов являются длительность проведения испытания (что связано с необходимостью исследовать широкий диапазон составов нефтяных смесей) и низкая воспроизводимость по причине использования визуальных методов контроля. Лишь на протяжении последнего десятилетия стали разрабатывать тесты, основанные на количественных теориях изменения концентраций асфальтенов в нефтяных смесях. В них оценивается способность асфальтенов каждой нефти осаждаться в виде коллоидных частиц в нефтяных смесях [1].

Одним из таких тестов является двухпараметрический «тест совместимости» фирмы SolubleSolutions [4]. Достоинством данного метода является быстрота проведения эксперимента. Полное время соответствующих анализов не превышает 3-6 часов. В данном тесте определяют два критерия: 1) число растворимости при смешении S_{BN} , характеризующее способность данной нефти растворять асфальтены в смеси; 2) число нерастворимости при смешении I_N , характеризующее тенденцию асфальтенов данной нефти к образованию коллоидных осадков в смеси.

По стандартной методике критерии потенциальной несовместимости находят следующим образом. Сначала определяют с помощью *n*-гептана (является осадителем для асфальтенов), содержатся ли в нефтях асфальтены, способные образовывать коллоидные осадки, и находят максимальный объем *n*-гептана, который можно добавить к данному объему исходной нефти, не вызывая осаждения асфальтенов.

Затем изготавливают несколько растворов сырой нефти с различными концентрациями толуола (является растворителем для асфальтенов) и малыми порциями добавляют к ним осадитель *n*-гептан. Главная задача заключается в регистрации концентрации *n*-гептана, при которой происходит осаждение асфальтенов. Появление крупных коллоидных частиц асфальтенов фиксируют методом визуального исследования капли раствора в микроскопе с 100-200-кратным увеличением. Затем проводят аналогичные измерения с растворами при другом соотношении объемов нефти и «жидкой пробы» (смеси *n*-гептана с толуолом различных пропорций). Полученные результаты наносят на график в координатах: по ординате – процентное содержание толуола в «жидкой пробе»; по абсциссе – процентное отношение объема нефти к объему «жидкой пробы». По графику (рис. 1) напрямую определяют критерии несовместимости: пересечение с осью ординат характеризует число нерастворимости при смешении I_N , координата пересечения с осью абсцисс дает величину параметра H_D , используемого для нахождения числа растворимости при смешении S_{BN} по следующей формуле:

$$S_{BN} = I_N \left[1 + \frac{100}{H_D} \right]. \quad (1)$$

По известным числам растворимости при смешении S_{BN} и объемам V различных нефтей в смеси рассчитывают прогнозируемое число растворимости при смешении для любой смеси, состоящей из n нефтей:

$$S_{BN\text{смеси}} = \frac{V_1 S_{BN1} + V_2 S_{BN2} + \dots + V_n S_{BNn}}{V_1 + V_2 + \dots + V_n} \quad (2)$$

Качественным критерием потенциальных проблем несовместимости (осаждение асфальтенов) является условие:

$$S_{BN\text{смеси}} < I_{N\text{max}} \quad (3)$$

где $I_{N\text{max}}$ – наибольшее из чисел нерастворимости при смешении для отдельных компонент смеси.

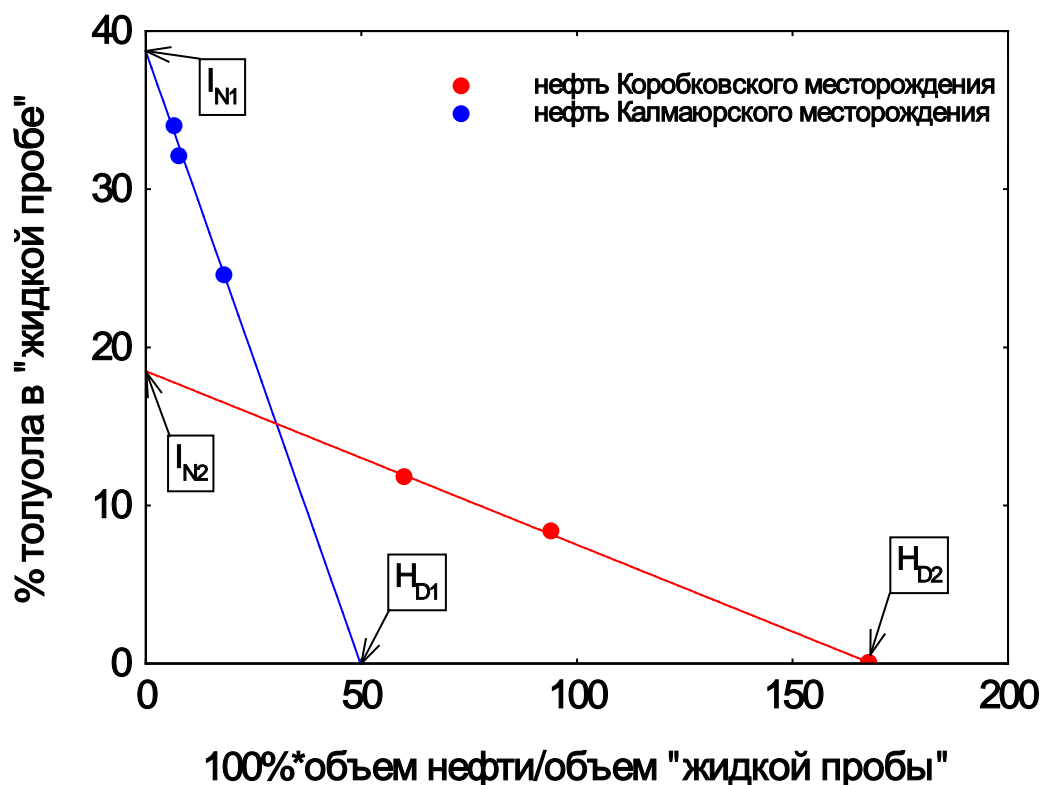


Рис. 1. Пример определение критериев несовместимости для нефтей Калмаюрского и Коробковского месторождений

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Стандартная методика проведения теста имеет существенный недостаток: определение концентрации *n*-гептана, при которой происходит осаждение асфальтенов, проводится визуальное оптическое микроскопе. Выпавшие в осадок асфальтены могут быть мало заметны при заданном увеличении микроскопа, достоверность результата зависит от опыта и навыков наблюдателя. Для повышения надежности и воспроизводимости результатов в НИЛ физических методов исследования пластовых флюидов и промышленных дисперсных систем на кафедре физики РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина авторами была предложена модификация теста. Предложен спектрофотометрический способ регистрации концентрации *n*-гептана, при котором происходит осаждение асфальтенов. Спектрофотометрические методы анализа заключаются в количественном определении степени поглощения веществом света. Измеряемой спектральной характеристикой является коэффициент пропускания $T(\lambda)$ [5].

Метод спектрофотометрии для решения поставленной задачи реализовывали следующим образом: в автоматическом режиме регистрировали коэффициент пропускания излучения на спектрофотометре СФ-56 (ЛОМО) в рабочем диапазоне длин волн 750-1100 нм (ширина щели 6 мм, шаг дискретизации – 10 нм). Для анализа могут быть использованы и более простые широко распространенные в России фотоколориметры типа КФК-2 и КФК-3. По результатам анализа серии образцов строили зависимости коэффициента пропускания от объема *n*-гептана в смеси, типичный вид которой представлен на рис.2.

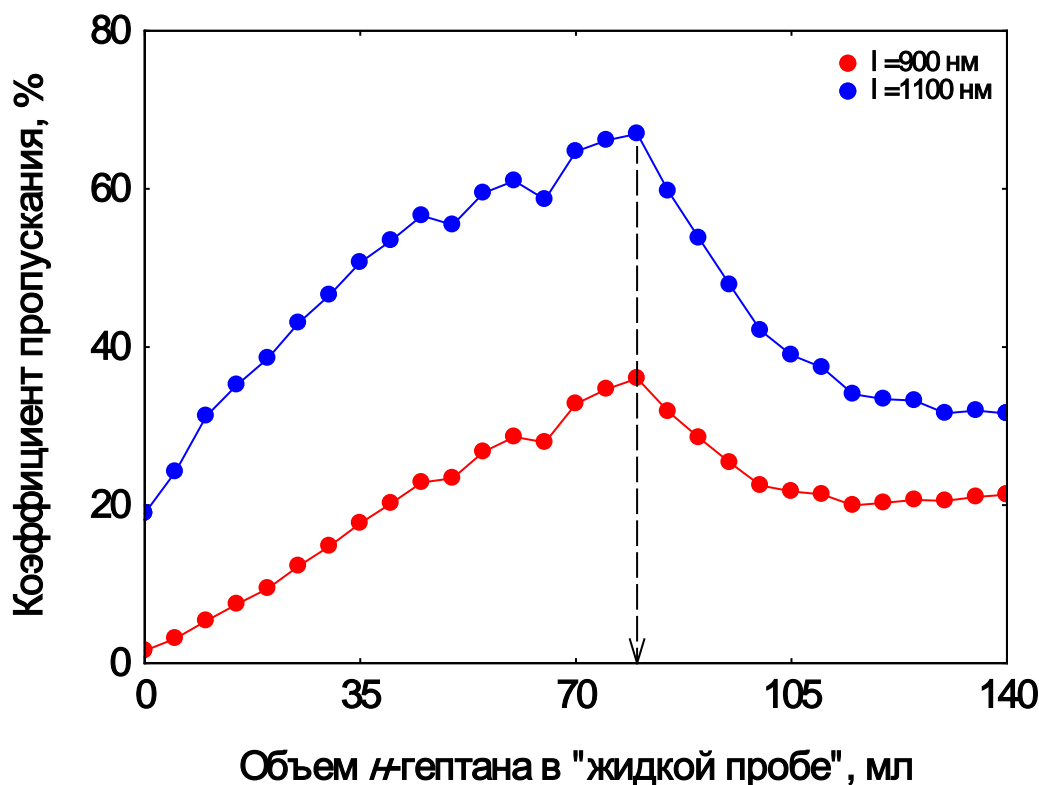


Рис. 2. Типичный вид зависимости коэффициента пропускания от объема *n*-гептана при определении начала выпадения асфальтенов для Калмаюрской нефти

Поскольку толуол в БИК-диапазоне непрозрачен, а *n*-гептан в БИК-диапазоне прозрачен, то на начальных стадиях разбавления раствора *n*-гептаном происходит увеличение пропускательной способности. Достижение необходимой концентрации *n*-гептана в «жидкой пробе» (смеси *n*-гептана с толуолом различных пропорций) для осаждения асфальтенов соответствует резкому перегибу кривой. Увеличение числа осаждаемых асфальтенов в растворе, связанное с увеличением объема осадителя в «жидкой пробе», коррелируется с резким снижением пропускания.

Модифицированный тест был апробирован на смеси нефти с Калмаюрского (Самарская область) и Коробковского (Волгоградская область) месторождений. Данные нефти могут смешиваться на Тихорецкой перевалочной нефтебазе № 2 Краснодарского РНПУ, откуда потоки нефти перенаправляются в направлении Новороссийского и Туапсинского нефтеперевалочных комплексов. С помощью метода спектрофотометрии были найдены концентрации *n*-гептана в «жидкой пробе», при которых происходит осаждение асфальтенов в растворах каждой нефти с толуолом различных концентраций. По графику,

представленном на рис. 1, определены числа нерастворимости при смешении I_N и параметры H_D , с помощью которых посчитаны числа растворимости при смешении S_{BN} для каждой нефти (таблица 1).

Таблица 1. Количественные критерии для оценки потенциальной несовместимости Калмаюрской и Коробковской нефтей

	Число растворимости при смешении S_{BN}	Число нерастворимости при смешении I_N
Калмаюрское месторождение	125,7	40,2
Коробковское месторождение	29,5	18,5

По формуле (2) определены показатели смесей $S_{BN\text{смеси}}$, характеризующие несовместимость исследуемых нефтей. Наибольшим числом нерастворимости при смешении обладает нефть Калмаюрского месторождения ($I_{N\text{max}}=40,2$). Согласно качественному критерию несовместимости (3) была определена область концентраций смешиваемых нефтей, при которых прогнозируется выпадение осадка, в виде осажденных асфальтенов. Выпадение осадка прогнозируется в смесях исследуемых нефтей с объемной концентрацией тяжелой Калмаюрской нефти менее 0,11 (рис. 3).

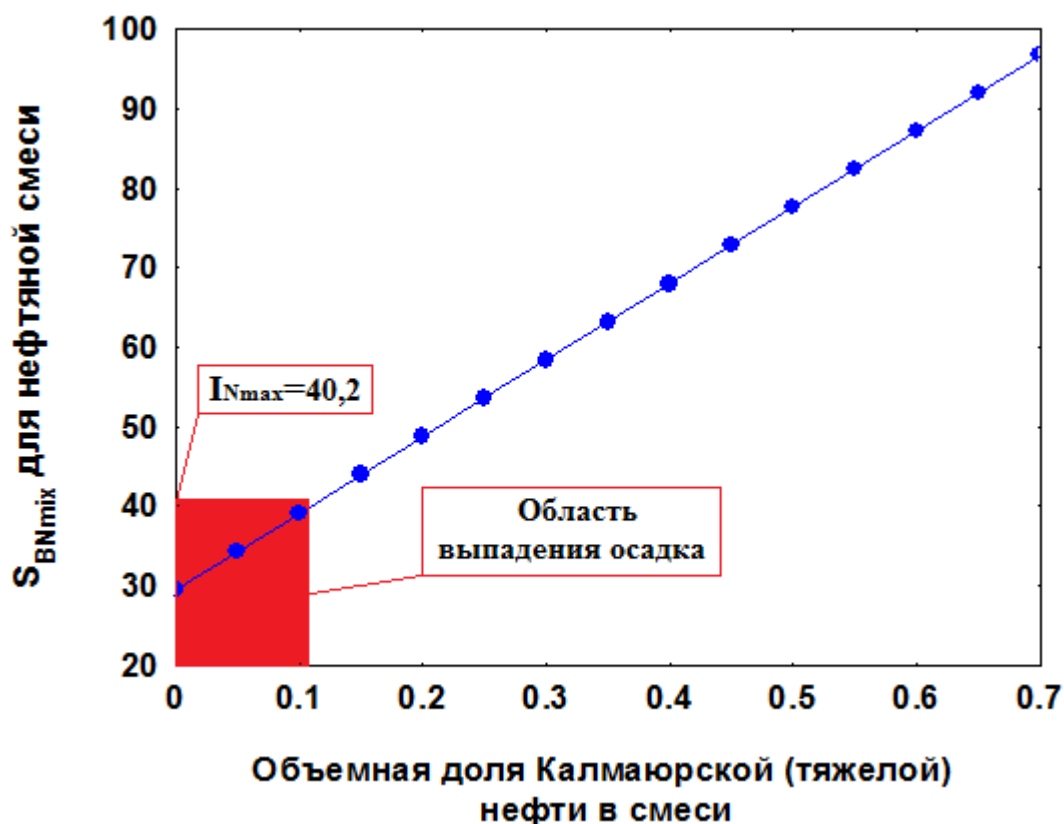


Рис. 3. Условия выпадения осадка для смеси нефтей Калмаюрского и Коробковского месторождений

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Для оценки достоверности полученных нами результатов с помощью модифицированного метода для учета несовместимости смешиваемых нефтей были проведены экспериментальные исследования нефтяных смесей исходных нефтей различных составна наличие коллоидного осадка. Образцы смесей готовили с малым шагом по соотношению компонент. Малый шаг был выбран для получения полноценной картины процессов, происходящих при смешении нефтей с различающимися свойствами, и во избежание ошибочной интерпретации полученных результатов. Смеси готовили путем добавления тяжелой нефти в легкую, поскольку эффекты несовместимости становятся воспроизводимыми лишь в случаях добавления тяжелой нефти в легкую [6].

Экспериментально установили, что в нефтяных смесях с содержанием тяжелой Калмаюрской нефти менее 0,1 объемных долей визуально наблюдаются осадки на стенках сосуда и дне ячейки вискозиметра (выделены красным цветом на рис. 4). Таким образом, получили подтверждение расчетного прогноза несовместимости.



Рис. 4. Осадок на стенках сосуда и нижней крышке ячейки вискозиметра в смеси Коробковской (0,9) и Калмаюрской (0,1) нефтей

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Описанный модифицированный тест прогнозирования несовместимости нефтей [7] прошел только лабораторные испытания и пока не имеет промышленной реализации. Однако, с учетом невысокой стоимости осуществления и достаточной точности измерений, в дальнейшем он может послужить основой контроля процессов смешивания углеводородного

сырья при транспортировке и хранении. Авторы надеются, что метод будет полезным в решении задач снижения аварийности, простоев основного и вспомогательного оборудования узлов учета и транспорта, сокращения затрат на техническое обслуживание.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Evdokimov I.N., Eliseev N.Yu., Eliseev D.Yu. Rheological evidence of structural phase transitions in asphaltene-containing petroleum fluids // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2001. Vol. 30. Iss.3-4. P.199-211.
- [2] Электронный ресурс МЧС России http://www.mchs.gov.ru/operationalpage/Operativnaja_informacija/item/371465/. Дата обновления 28.06.2016.
- [3] РД 31.27.03–95. Топлива, масла, смазки и специальные жидкости для судов морского транспорта. – СПб.:АОЗТ «Центральный научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт морского флота», 1995. – 72 с.
- [4] Wiehe I.A., Kennedy R.J., Dickakian G. Fouling of Nearly Incompatible Oils // Energy and Fuels. 2001. Vol. 15. P. 1057-1058.
- [5] Evdokimov I.N., Losev A.P. Suggested «New Method for Determination of Dispersity in Petroleum Systems» Is Based on Trivial Experimental Artifacts // Energy and Fuels, 2008, Vol.22, №4, P.2470–2473.
- [6] Nicholson M. Additives improve fuel oil properties. // Bunker World. 2005. Vol. 9. P. 12.
- [7] Лосев А.П., Могильниченко М.А., Фесан А.А. Контроль смешения несовместимых нефтей в процессах транспортировки и хранения спектрофотометрическим методом // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2016. № 4 (56). С. 42-44.

Секция
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ
ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

УДК 621.43

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ КОМПАКТНОСТИ СИСТЕМЫ
РЕКУПЕРАЦИИ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ МОБИЛЬНОЙ
КОМПРЕССОРНОЙ УСТАНОВКИ

В. Л. Юша, Г. И. Чернов, Э. Ю. Медкова

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – В данной работе рассматривается возможность повышения компактности системы рекуперации тепловых потерь мобильной компрессорной установки (МКУ) за счёт устранения конденсатора из рекуперативного цикла Ренкина. При этом потери теплоносителя (воды), циркулирующего в контуре Ренкина, компенсируются поступлением влаги из воздуха, сжимаемого в компрессоре, воздуха, потребляемого двигателем внутреннего сгорания и влаги как продукта сгорания топлива в двигателе внутреннего сгорания (ДВС). Целью исследования является оценка возможности повышения компактности системы рекуперации тепловых потерь мобильной компрессорной установки. Актуальность заявленной цели обусловлена тем, что практически вся энергия, генерируемая в ДВС и затрачиваемая на сжатие газа в мобильной компрессорной установке, выбрасывается в окружающую среду в виде тепла. Рекуперация этой тепловой энергии обратно в установку в механической форме представляет собой актуальную научно-техническую задачу. Метод исследования: структурно-термодинамический анализ мобильной компрессорной установки с системой рекуперации тепловых потерь. Существуют условия окружающей среды, при которых потребности в воде для функционирования системы рекуперации тепловых потерь по открытому циклу Ренкина полностью удовлетворяются, т.е. компактность системы можно повысить, удалив конденсатор. Вместе с тем существует достаточно широкая область изменения параметров окружающей среды, в которой поступающая извне вода не полностью удовлетворяет потребность в ней. В этом случае нужно либо снижать мощность, вырабатываемую открытым контуром Ренкина, либо пренебрегать компактностью при сохранении мощности контура.

Ключевые слова – мобильная компрессорная установка, рекуперация, цикл Ренкина.

I. ВВЕДЕНИЕ

Целью исследования является оценка возможности повышения компактности системы рекуперации тепловых потерь мобильной компрессорной установки.

Актуальность заявленной цели обусловлена тем, что практически вся энергия, генерируемая в ДВС и затрачиваемая на сжатие газа в мобильной компрессорной установке, выбрасывается в окружающую среду в виде тепла. Рекуперация этой тепловой энергии обратно в установку в механической форме представляет собой актуальную научно-техническую задачу [1-9].

Для того, чтобы достичь поставленную цель необходимо решить следующие задачи:

- ¼ оценить массовый расход воды в замкнутом рекуперативном цикле Ренкина;
- ¼ определить возможные источники поступления воды, компенсирующие её потери вследствие организации разомкнутого цикла Ренкина;
- ¼ определить массу воды, поступающей из каждого источника.

Объектом исследования является мобильная компрессорная установка с приводом от ДВС и системой рекуперации тепловых потерь на основе теплосилового цикла Ренкина.

Предмет исследования: энергоэффективность системы рекуперации тепловых потерь мобильной компрессорной установки в сочетании с её массогабаритными характеристиками.

Метод исследования: структурно-термодинамический анализ мобильной компрессорной установки с системой рекуперации тепловых потерь.

II. ТЕОРИЯ

Структурная схема мобильной компрессорной установки представлена на рис.1.

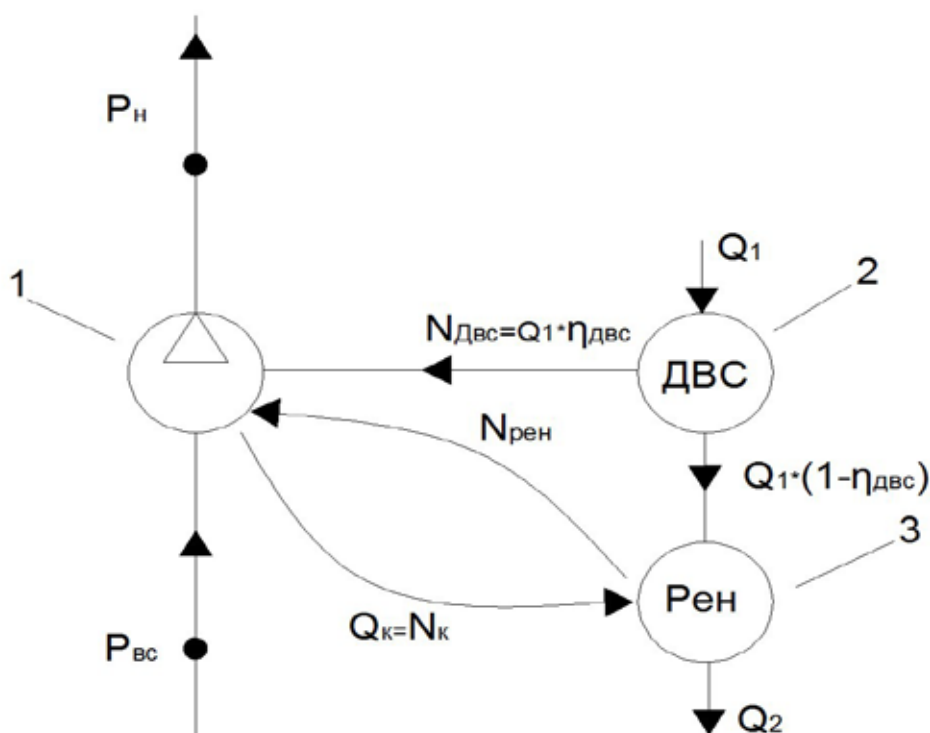


Рис.1. Структурная схема МКУ

1- компрессор, 2- двигатель внутреннего сгорания, 3- двигатель Ренкина.

На рис. 1 $P_{вс}$ – давление всасывания компрессора; $P_{н}$ – давление нагнетания; $N_{Рен}$ – мощность, вырабатываемая рекуперативным двигателем Ренкина, $N_{ДВС}$ – мощность, вырабатываемая ДВС, приводом компрессора; $N_{к}$ – мощность, потребляемая компрессором; Q_1 – тепловой поток, подводимый к ДВС для сжатия 1 м^3 влажного воздуха; $Q_{к}$ – теплота сжатия компрессора; Q_2 – бросовое тепло двигателя Ренкина; $\eta_{ДВС}$ – КПД ДВС.

В ДВС выделяется теплота Q_1 в результате сгорания топлива в воздушной среде. Часть этой теплоты $Q_1 \cdot \eta_{ДВС}$ преобразуется в механическую энергию, идущую на привод компрессора, а оставшаяся часть в количестве $Q_1 \cdot (1 - \eta_{ДВС})$, которая в обычной мобильной компрессорной установке выбрасывается в окружающую среду, в рассматриваемой схеме подводится к двигателю Ренкина. Также к двигателю Ренкина подводится теплота сжатия компрессора $Q_{к}$. Механическая мощность, вырабатываемая двигателем Ренкина $N_{Рен}$ идёт на привод компрессора. Эта дополнительная мощность позволяет снизить механическую

мощность ДВС, а, следовательно, выделяемое в ДВС тепло до уровня Q_1 . Это приводит к экономии расхода топлива.

На рис.2 представлена схема мобильной компрессорной установки с системой рекуперации тепловых потерь и более подробной реализацией цикла Ренкина.

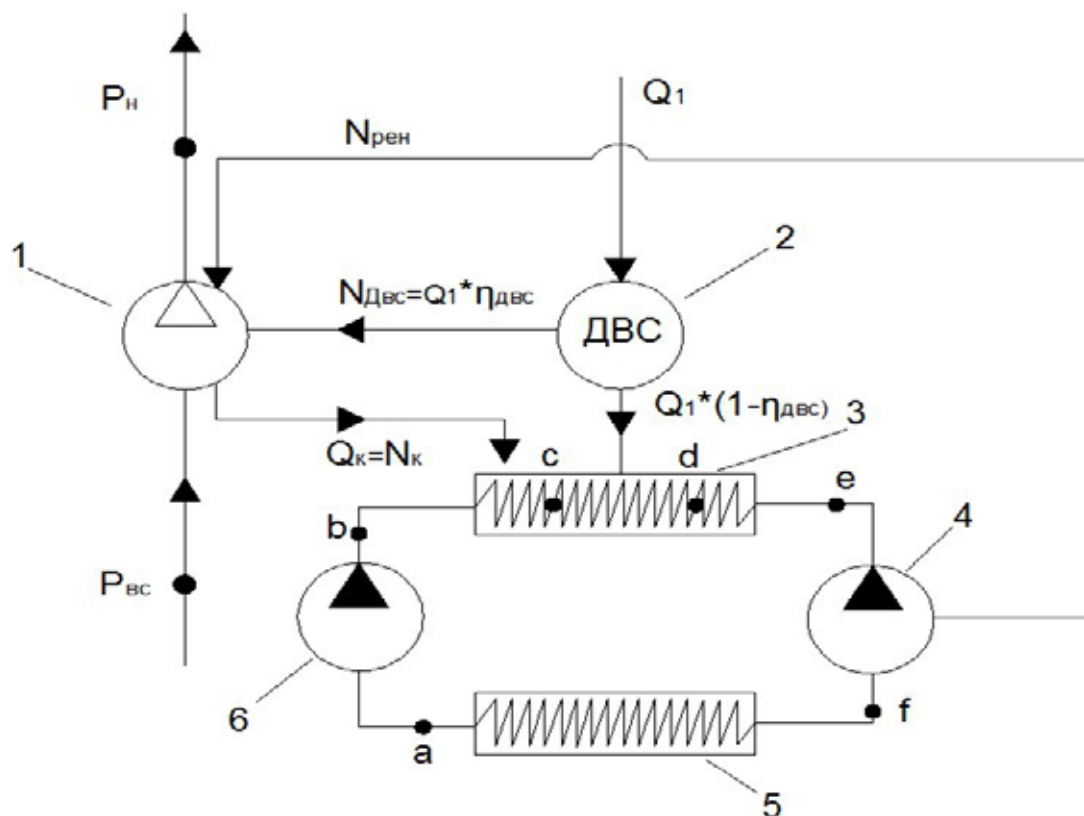


Рис.2. Развернутая структурная схема МКУ с замкнутым рекуперативным контуром Ренкина
1- компрессор, 2- двигатель внутреннего сгорания, 3- теплообменник-утилизатор,
4- расширительная машина, 5- конденсатор, 6- насос

Тепло от ДВС в количестве $Q_1 \cdot (1 - \eta_{\text{ДВС}})$ и теплота сжатия компрессора Q_k подводятся к теплообменнику-утилизатору 3 двигателя Ренкина, в котором происходит нагрев воды при постоянном давлении. После теплообменника-утилизатора перегретый водяной пар поступает в расширительную машину 4, которая вырабатывает механическую мощность $N_{\text{РЕН}}$ (процесс e-f). В конденсаторе 5 в процессе f-происходит конденсация пара на уровне температуры окружающей среды. Процесс a-b – повышение давления воды в насосе 6. Цикл Ренкина в диаграмме T-спредставлен на рис.3.

Повышение компактности МКУ с системой рекуперации тепловых потерь на основе цикла Ренкина предполагается осуществить за счёт удаления конденсатора 5 из рекуперативного контура Ренкина. В этом случае указанный контур будет открытым (см. рис 4) и соответственно, работа установки будет требовать непрерывной подачи теплоносителя (воды).

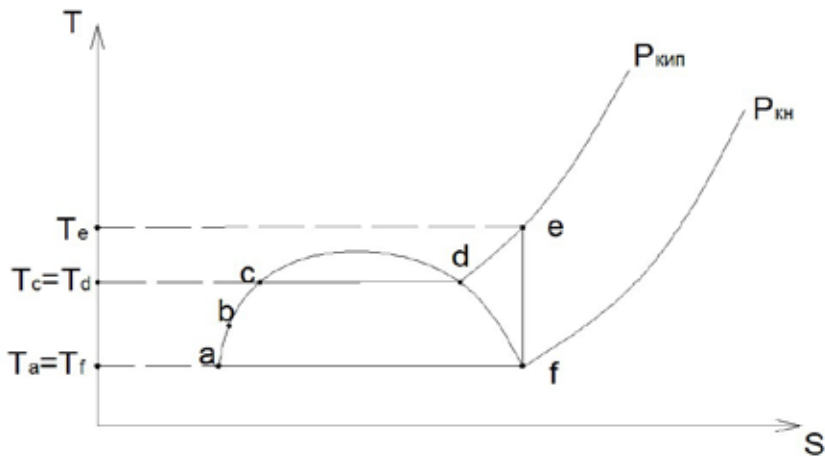


Рис.3. Цикл Ренкина в диаграмме T-S

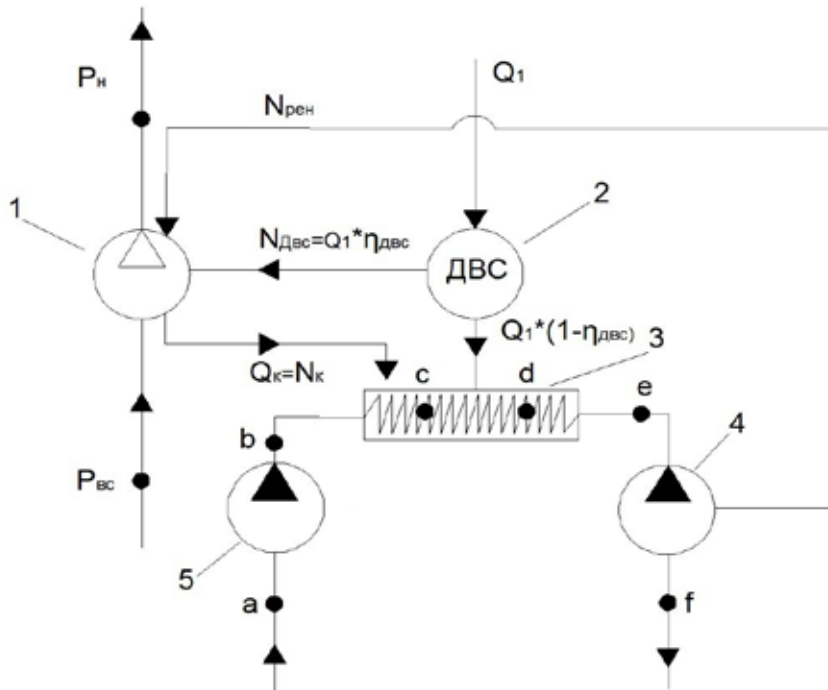


Рис.4. Развернутая структурная схема МКУ
с разомкнутым рекуперативным контуром Ренкина

1- компрессор, 2- двигатель внутреннего сгорания, 3- теплообменник-утилизатор,
4- расширительная машина, 5- насос

Можно показать, используя известные методики, что при давлении кипения воды в цикле Ренкина $P_{кип}=10$ МПа, давлении конденсации $P_{кон}=0,012$ МПа, температурах $T_e=600$ °С, $T_f=T_a=50$ °С, $T_c=T_d=T_{кип}=311$ °С, КПД цикла Ренкина $\eta_{рен}=0,3$, КПД ДВС $\eta_{двс}=0,3$; давлении всасывания в компрессор $P_{вс}=10^5$ Па; массовый расход воды через контур Ренкина, потребный для сжатия $\dot{V}=1$ м³/с влажного воздуха при степени сжатия $\pi=5$ с учётом рекуперации тепловых потерь будет составлять $m_{рен}=115$ г/с. При этом

учитывались следующие соотношения, которые вытекают из структурно – термодинамического анализа схем на рис. 1 и 2

$$\begin{aligned} N_K &= N_{\text{РЕН}} + N_{\text{ДВС}}; \\ N_{\text{ДВС}} &= Q_1 \times h_{\text{ДВС}}; \\ N_{\text{РЕН}} &= Q_{\text{РЕН}} \times h_{\text{РЕН}}; \\ Q_K &= N_K; \\ Q_{\text{РЕН}} &= Q_K + (1 - h_{\text{ДВС}}) \times Q_1; \\ N_K &= \frac{k}{k-1} \times P_{\text{BC}} \times V \times \left(\frac{e}{e_0} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \times \dot{u}. \end{aligned}$$

В случае размыкания регенеративного контура Ренкина за счёт устранения конденсатора необходимо компенсировать указанный расход воды. Анализ рассмотренной схемы показывает, что в ней присутствует три возможных источника для компенсации потерь воды:

- ¼ влага из воздуха, сжимаемого в компрессоре;
- ¼ влага из воздуха, потребляемого двигателем внутреннего сгорания;
- ¼ влага как продукт сгорания топлива в двигателе.

Определим массовый расход воды от каждого источника при сжатии 1 кубического метра влажного воздуха в секунду при указанных выше условиях.

Массу водяного пара, содержащегося в 1м³ влажного воздуха m_{ВП} (массовый расход водяного пара при объёмном расходе влажного воздуха 1м³/с) определим по формуле:

$$m_{\text{ВП}} = d \times m_{\text{ВВ}}, \quad (1)$$

где d – массовая доля водяного пара во влажном воздухе;
m_{ВВ} – масса влажного воздуха в 1м³.

Массовая доля водяного пара определяется по формуле:

$$d = \frac{m_{\text{ВП}}}{m_{\text{ВВ}}} = \frac{m_{\text{ВП}}}{m_{\text{СВ}} + m_{\text{ВП}}} = \frac{1}{\frac{1}{d} + 1}, \quad (2)$$

где $d = \frac{m_{\text{ВП}}}{m_{\text{СВ}}}$ – влагосодержание;

m_{СВ} - масса сухого воздуха, содержащегося в 1м³ влажного воздуха.

Влагосодержание d определяем по известным зависимостям:

$$d = 0,622 \times \frac{j \times P_{\text{НП}}}{P - j \times P_{\text{НП}}}, \quad (3)$$

где P_{НП} – давление насыщенного водяного пара;

P – давление влажного воздуха;

φ – относительная влажность.

Зная P и определяя P_{НП} по температуре влажного воздуха T, по формулам (3) и (2) можно определить d.

По полученному значению $d\phi$ и известным значениям газовых постоянных водяного пара $R_{вп} = 462 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К}$ и сухого воздуха $R_{св} = 287 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К}$ определим газовую постоянную влажного воздуха

$$R_{вв} = d\phi R_{вп} + (1 - d\phi) R_{св}; \quad (4)$$

Тогда масса влажного воздуха в 1 м^3 определяется по уравнению состояния идеального газа:

$$m_{вв} = \frac{P_{вс} \times l}{R_{вв} \times T}. \quad (5)$$

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Используя методику, представленную в уравнениях (1-5), находим массовый расход водяного пара, содержащегося в $1 \text{ м}^3/\text{с}$ сжимаемого влажного воздуха при известных значениях температуры T в диапазоне $0-60 \text{ }^\circ\text{C}$ и влажности ϕ в диапазоне 40 до 100% . Эта зависимость представлена в таблице 1.

Таблица 1. Зависимость массы водяного пара, содержащегося в 1 м^3 влажного воздуха от температуры воздуха и его влажности

$m_{вп}, \text{ г/с}$		$\phi, \%$						
		40	50	60	70	80	90	100
$T, \text{ }^\circ\text{C}$	0	1,940	2,424	2,909	3,394	3,879	4,364	4,849
	10	3,761	4,701	5,641	6,581	7,521	8,462	9,402
	20	6,914	8,643	10,372	12,100	13,829	15,557	17,286
	30	12,134	15,167	18,200	21,233	24,267	27,300	30,333
	40	20,426	25,532	30,638	35,744	40,850	45,956	51,061
	50	33,104	41,380	49,655	57,930	66,205	74,480	82,754
	60	51,846	64,806	77,765	90,724	103,683	116,641	129,598

Определим массу водяного пара, поступающего в ДВС в составе влажного воздуха, засасываемого для выработки мощности, потребной для сжатия в компрессоре $1 \text{ м}^3/\text{с}$ влажного воздуха по формуле (9).

Масса топливно-воздушной смеси (ТВС), потребной для сжатия 1 м^3 влажного воздуха, определяется как:

$$m_{ТВС} = \frac{Q_1}{q}, \quad (6)$$

где Q_1 – тепловой поток, подводимый к ДВС для сжатия 1 м^3 влажного воздуха;
 $q = 2900000 \text{ Дж}$ – удельная теплота сгорания ТВС.

Для ДВС с искровым зажиганием стехиометрическим считается соотношение $\text{ТВС}/\text{топливо}$, приближенно равное $15,7:1$ (массовые части). Т.е во всей массе ТВС содержится $14,7$ частей влажного воздуха $m_{вв}$, откуда:

$$m_{вв} = \frac{14,7}{15,7} \times m_{ТВС}. \quad (7)$$

Массовая доля водяного пара $d\phi$ и влагосодержание d определяются по уже изложенной методике по формулам (1-5). Зависимость массового расхода водяного пара, подаваемого в ДВС, от его температуры и влажности воздуха представлена в таблице 2.

Таблица 2. Зависимость массы водяного пара, содержащегося в 1 м^3 влажного воздуха засасываемого в ДВС, от температуры воздуха и его влажности

$m_{\text{вп}}, \text{ г/с}$		$\phi, \%$						
		40	50	60	70	80	90	100
$T, \text{ }^\circ\text{C}$	0	0,098	0,123	0,147	0,172	0,197	0,221	0,246
	10	0,198	0,247	0,297	0,346	0,396	0,446	0,496
	20	0,377	0,472	0,566	0,661	0,757	0,852	0,947
	30	0,686	0,859	1,032	1,206	1,381	1,556	1,732
	40	1,199	1,503	1,808	2,116	2,425	2,736	3,048
	50	2,020	2,537	3,059	3,587	4,119	4,656	5,199
	60	3,301	4,158	5,029	5,914	6,813	7,726	8,654

Третьим источником для поступления влаги в установку являются процессы сгорания топливно-воздушной смеси в ДВС, в которых одним из продуктов сгорания является вода.

Используя формулу (6), найдём массу ТВС, потребную для сжатия 1 м^3 влажного воздуха $m_{\text{ТВС}}=69\text{ г}$. Исходя из стехиометрического соотношения, масса топлива составляет $m_{\text{т}}=4,4\text{ г}$, масса воздуха $m_{\text{в}}=64,6\text{ г}$.

Элементный состав топлива АИ-98 [6] в массовых долях имеет вид: углерод С - 0,87; водород Н - 0,13.

Известны объёмные доли азота и кислорода, содержащиеся в воздухе ТВС - 78% и 21% соответственно. Переводя объёмные доли в массовые [5], получим массовые доли для азота N_2 - 0,76 и кислорода O_2 - 0,23.

Массовый состав ТВС с учётом изложенного определяется следующими величинами:

$$m_{\text{с}}=0,87m_{\text{т}}=3,83 \text{ г};$$

$$m_{\text{н}}=0,13m_{\text{т}}=0,57 \text{ г};$$

$$m_{\text{N}_2}=0,76m_{\text{в}}=49,40 \text{ г};$$

$$m_{\text{O}_2}=0,23m_{\text{в}}=15,20 \text{ г}.$$

Продуктами сгорания ТВС являются углекислый газ, вода и азот.



Из этих выражений видно, что на 2 моля водорода приходится 1 моль кислорода и в итоге образуется 2 моля воды, т.е. для сгорания 4г водорода требуется 32 г кислорода. В результате образуется 36 г воды. Соответственно, при сгорании 0,52 г водорода образуется 4,68 г воды. При этом затрачивается 4,16 г кислорода. Из формулы (8) видно, что сгорание 1 моля углерода в присутствии 1 моля кислорода даёт 1 моль углекислого газа, т.е. сгорание 12 г углерода и 32 г кислорода даёт 44 г углекислого газа. Тогда сгорание 3,48 г углерода требует 9,28 г кислорода и в результате получается 12,76 г углекислого газа. Будем считать, что азот не вступает во взаимодействие с кислородом. Тем самым, газообразный азот

является одним из продуктов сгорания топлива. В таблице 3 представлен массовый баланс по веществам, поступающим в ДВС (массовый состав ТВС) и по продуктам сгорания топлива (ПСТ).

Таблица 3. Массовый баланс веществ, входящих в состав ТВС и ПСТ

ТВС, г		ПСТ, г	
Масса на 1 м ³ сжатого воздуха			
С	3,83	CO ₂	14,04
Н	0,57	H ₂ O	5,15
N ₂	49,4	N ₂	49,4
O ₂	15,2		
∑ ТВС	≈69	∑ ПСТ	≈69

Суммарный расход воды от каждого источника при сжатии 1 кубического метра влажного воздуха в секунду представим в сводной таблице 4.

Таблица 4. Суммарный массовый расход воды от каждого источника

m _{вп} , г/с		φ, %						
		40	50	60	70	80	90	100
Т, °С	0	7,158	7,667	8,177	8,686	9,196	9,705	10,215
	10	9,078	10,068	11,058	12,048	13,038	14,027	15,017
	20	12,411	14,235	16,058	17,882	19,705	21,529	23,353
	30	17,940	21,146	24,352	27,560	30,768	33,976	37,185
	40	26,744	32,154	37,566	42,979	48,395	53,811	59,230
	50	40,244	49,037	57,834	66,637	75,444	84,256	93,073
	60	60,266	74,084	87,914	101,758	115,616	129,487	143,373

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Из этой таблицы 4 видно, что существуют условия окружающей среды, при которых потребности в воде для функционирования системы рекуперации тепловых потерь по открытому циклу Ренкина полностью удовлетворяются, т.е. компактность системы можно повысить, удалив конденсатор. Вместе с тем существует достаточно широкая область изменения параметров окружающей среды, в которой поступающая извне вода не полностью удовлетворяет потребность в ней. В этом случае нужно либо снижать мощность, вырабатываемую открытым контуром Ренкина, либо пренебрегать компактностью при сохранении мощности контура.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной статье рассмотрена возможность повышения компактности системы рекуперации тепловых потерь мобильной компрессорной установки за счёт устранения конденсатора из рекуперативного цикла Ренкина. При этом потери теплоносителя (воды), циркулирующего в контуре Ренкина, компенсируются поступлением влаги из воздуха, сжимаемого в компрессоре, воздуха, потребляемого двигателем внутреннего сгорания и влаги как продукта сгорания топлива в ДВС.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Юша, В.Л. Системы охлаждения и газораспределения объемных компрессоров. – Новосибирск: Наука, 2006. – 236 с.
- [2] Термодинамический анализ эффективности мобильных компрессорных установок с рекуперацией тепловых потерь / В.Л.Юша, Г.И.Чернов – Омск, Из-во ОмГТУ 2014 – 102 стр.
- [3] Yusha, V. Effectiveness analysis of using the Rankine cycle and cycle of refrigeration machine for recuperation of heat losses in mobile compressor unite /V. Yusha, G/Chernov/ - 8th International Conference on Compressors and Coolants. - Papiernička, Slovakia, 2013. - P. 45.
- [4] Hütter J, Energy efficiency in compressors and compressed air systems, International Rotating Equipment Conference 2008, Düsseldorf [Электронный ресурс].- Режим доступа: <http://www.boge.com/en/artikel/en/Effektiv/HRC.jsp?msf=250&switchlang=en>
- [5] E. Navarro-Peris, J. Miguel Corberan, Z.Ancik. Evaluation of the potential recovery of compressor heat losses to enhance the efficiency of refrigeration systems by means of thermoelectric generation - Applied Thermal Engineering, 2015, vol. 89, pp. 755-762.
- [6] Rieder de Oliveira Neto, César Adolfo Rodriguez Sotomonte, Christian J.R. Coronado, Marco A.R. Nascimento. Technical and economic analyses of waste heat energy recovery from internal combustion engines by the Organic Rankine Cycle. Energy Conversion and Management 2016; vol. 129, pp. 168-179.
- [7] Sharifah Rafidah, Wan Alwi, Carmen KarMun Lee, Kim Yau Lee, Zainuddin AbdManan, Duncan M. Fraser. Targeting the maximum heat recovery for systems with heat losses and heat gains. Energy Conversion and Management 2014; vol.87. pp. 1098-1106.
- [8] C.Carcasci, L.Winchler Thermodynamic analysis of an Organic Rankine Cycle for waste heat recovery from an aeroderivative intercooled gas turbine - Energy Procedia, 2016; vol. 101, pp. 862 – 869.
- [9] S.Amicabile, J.Ik Lee, D.Kum. A comprehensive design methodology of organic Rankine cycles for the waste heat recovery of automotive heavy-duty diesel engines - Applied Thermal Engineering, 2015; vol. 87, pp. 574-585.

УДК 621.512

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОБМЕННЫХ ПРОЦЕССОВ В КАМЕРЕ ПОРШНЕВОГО КОМПРЕССОРА*

С. С. Бусаров, К. В. Щербань, В. Л. Юша, В. И. Карагузов

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – Получены экспериментальные зависимости мгновенных параметров состояния газа (давления и температуры) в рабочей камере поршневого компрессора при водяном охлаждении и без охлаждения. Разработана уточнённая математическая модель рабочих процессов поршневого компрессора, в которой учтено влияния режима работы ступени на процесс теплообмена в её рабочей камере и на температурный режим ступени в целом. Подтверждено принципиальное отличие и преимущество тихоходной ступени в части температурного режима

Ключевые слова – поршневой компрессор, теплообмен, температурная диаграмма, математическое моделирование

**Источник финансирования:* Прикладные научные исследования и экспериментальные разработки проводятся при финансовой поддержке государства в лице Минобрнауки России. Уникальный идентификатор прикладных научных исследований RFMEFI57715X0203

I. ВВЕДЕНИЕ

При проектировании и теоретическом исследовании поршневых компрессоров широкое распространение получили математические модели, в которых применяется

система термодинамических уравнений в дифференциальной форме с привлечением эмпирических соотношений для определения отдельных составляющих рабочих процессов, например, для определения мгновенного коэффициента теплоотдачи в рабочей камере компрессорной ступени [1]. Известно, что каждое эмпирическое соотношение справедливо для ограниченного диапазона определяющих конструктивных и режимных параметров. Проблема математического моделирования вновь разрабатываемых конструкций поршневых компрессоров состоит в неопределённости корректности применения известных эмпирических соотношений, полученных для других объектов.

В известных методиках расчёта рабочих процессов поршневых компрессоров для определения мгновенного коэффициента теплоотдачи применяются эмпирические соотношения, полученные для быстроходных режимов [1-5]. Вместе с тем для тихоходных режимов работы поршневого компрессора, характерных, например, для режимов регулирования или для тихоходных компрессоров с высокими требованиями по виброшумовым характеристикам [2,6,7], существенное снижение скоростей газа в проточной части ступени может повлечь за собой необходимость уточнения зависимостей, описывающих процессы теплообмена в рабочей камере. В работах [2,6,8] сделана попытка оценки возможности применения различных известных методик определения мгновенного коэффициента теплоотдачи в рабочей камере для расчёта поршневых компрессоров, которая выявила существенную неопределённость по выбору методики для определения температурного режима ступени.

В данной статье на примере низкооборотного поршневого компрессора (время рабочего цикла 1,5 с и определяющий параметр $\psi=S/d$ более 1) показана возможность применения формулы для расчёта коэффициента теплоотдачи, откорректированной применительно к данным поршневым ступеням по результатам их экспериментального исследования

II. ТЕОРИЯ

Экспериментальные исследования рабочего процесса ступени поршневого компрессора выполнены на стенде и по методике, описанной в [9]. При этом обеспечивались следующие условия однозначности: геометрические условия - диаметр цилиндра - 0,15 м; ход поршня - 0,2 м; граничные условия - температура охлаждающей среды - 298К, охлаждающая среда - вода; физические условия - сжимаемый газ - воздух; начальные условия - начальная температура газа - 298 К, давление всасывания - 0,1 МПа, давление нагнетания - 0,2-0,5 МПа; время рабочего цикла - 1,5 с.

Погрешность измерения мгновенной температуры при использовании бусинкового термистора составляет не более 2% и определяется по формуле (1) [8]:

$$\delta_{\Delta} = \sqrt{\delta_1^2 + \delta_i^2 + \delta_V^2 + \delta_F^2}, \quad (1)$$

где d_i - погрешность мультиметра, определяемая погрешностью прибора, 0,34%;

d_t - погрешность термометра, определяемая погрешностью прибора, 0,1%;

d_V - погрешность вольтметра, определяемая погрешностью прибора, 0,3%;

d_f - погрешность расчёта по полученной интерполированной формуле, 1,5%.

Погрешность настройки времени цикла определяется точностью электронного осциллографа и составляет 0,05%.

Определим погрешность датчика давления, определяемую по формуле (2) [8]:

$$\delta_{дп} = \sqrt{\delta_{д}^2 + \delta_{мн}^2 + \delta_{о}^2} \quad (2)$$

где $\delta_{д}$ – относительная погрешность датчика давления, %;

$\delta_{мн}$ – относительная погрешность образцового манометра, %;

$\delta_{о}$ – относительная погрешность осциллографа, %.

Относительная погрешность датчика давления по паспорту $\delta_{д}=1,4\%$. Относительная погрешность образцового манометра $\delta_{мн}=1\%$. Относительная погрешность осциллографа определяется паспортом $\delta_{о}=0,05\%$. Общая погрешность датчика давления также не превышает 2%.

Для теоретических расчётов рабочего процесса ступени поршневого компрессора за основу принята математическая модель рабочего процесса ступени поршневого компрессора с сосредоточенными параметрами [10,11], в которой определение нестационарных граничных условий на внутренних поверхностях стенок рабочей камеры ступени производится путем расчета рабочего цикла ступени поршневого компрессора. При этом математическая модель базируется на общепринятой системе упрощающих допущений и основных расчётах уравнений, включающих уравнение закона сохранения энергии для тела переменной массы, уравнение массового баланса, уравнение состояния, следствие закона Джоуля для внутренней энергии газа, уравнения расхода газа через клапан и конвективного теплообмена между газом и стенками камеры. Граничные условия на внешней поверхности стенок рабочей камеры носят слабопеременный характер, обусловленный малой амплитудой изменения температуры стенок за время рабочего цикла [2,11] и практически постоянными параметрами охлаждающей среды. Комплексным параметром, характеризующим условия внешнего теплоотвода, является приведенный коэффициент теплоотдачи $\alpha_{пр}$, а также температура охлаждающей среды.

Условная плотность газа определяется по формуле (3):

$$\rho_1^* = \frac{P_1}{RT_2} \quad (3)$$

где R – газовая постоянная, Дж/кг·К;

T – температура газа, К.

Коэффициент трения для ламинарного потока рассчитываемый по формуле (4)

$$\lambda = \frac{96}{Re} \quad (4)$$

Для турбулентного режима формула (4) имеет вид (5)

$$\lambda = \frac{0,9}{Re^{0,268}} \quad (5)$$

Эквивалентный зазор определяется величиной шероховатости внутренней поверхности цилиндра и уплотняющей манжеты. Для полированных поверхностей эквивалентный зазор принимают равным 0,25–1 мкм [11].

Коэффициент сопротивления на входе и выходе из канала ξ определяется по известной формуле (6) для внезапного сужения [11]:

$$\xi = 0.5\left(1 - \frac{F_2}{F_1}\right)^2 \quad (6)$$

где F_1 – площадь поршня, м²;

F_2 – площадь кольцевого зазора, м².

Как было отмечено во введении, особенно актуально в рассматриваемом случае определить корректную формулу для определения величины нестационарного циклического теплового потока между поверхностями рабочей камеры ступени и рабочим газом.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

По результатам математического моделирования можно сделать вывод, что использование ранее известных зависимостей приводит к существенному (до 40–50К) занижению максимальной температуры газа в рабочей камере по сравнению с экспериментальными данными.

На рис. 1 представлены расчётные и экспериментальные зависимости средней температуры нагнетаемого воздуха от степени повышения давления для режима без интенсивного охлаждения и с интенсивным охлаждением ступени.

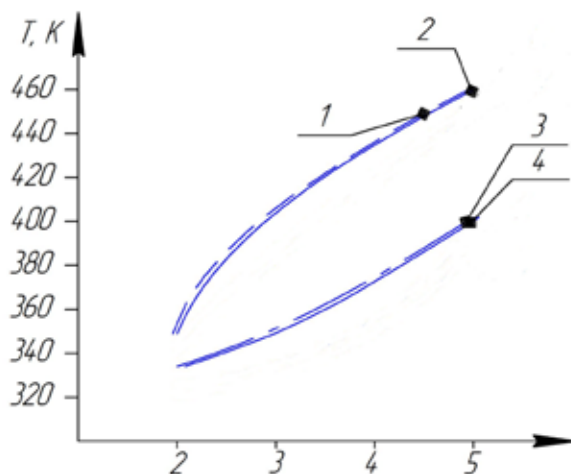


Рис. 1. Сравнение результатов расчёта средней температуры нагнетаемого газа с использованием различных методик определения мгновенного коэффициента теплоотдачи с результатами эксперимента: 1 - экспериментальная кривая без водяного охлаждения; 2 - теоретическая кривая без водяного охлаждения; 3 - экспериментальная кривая с водяным охлаждением; 4 - теоретическая кривая с водяным охлаждением

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Как видно из представленных результатов, снижение температуры нагнетания при режиме интенсивного охлаждения по сравнению с неохлаждаемой ступенью в

рассматриваемом диапазоне давлений нагнетания составляет 20-60К. А по сравнению с быстроходной ступенью это снижение составляет более 100К, что и определяет принципиальное отличие и преимущество тихоходной ступени в части температурного режима. Уточнённая математическая модель позволяет корректно моделировать рабочие процессы в тихоходной ступени поршневого компрессора заметно, обеспечивая лучшее соответствие результатам эксперимента по сравнению с известными зависимостями для определения коэффициента теплоотдачи, применяемыми в методиках расчёта рабочих процессов быстроходных компрессоров. При этом погрешность расчётов по сравнению с экспериментальными данными по давлению составляет не более 2 %, по температуре - не более 10 %.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной статье рассмотрена уточненная математическая модель рабочих процессов поршневого компрессора, в которой учтено влияния режима работы ступени на процесс теплообмена в её рабочей камере и на температурный режим ступени в целом. Подтверждено принципиальное отличие и преимущество тихоходной ступени в части температурного режима.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Бусаров С.С., Чижиков М.А., Сажин Б.С., Стогниенко Ю.Н., Недовенчанный А.В. Компрессорная техника для получения средних и высоких давлений при небольшой производительности / Техника и технология современного нефтехимического и нефтегазового производства: Мат. 6-й науч.-техн. конф. – Омск, 2016. – С.101-102.
- [2] Гендин Г. С. Все о резисторах. Справочное издание. - М., 2000. - 192 с.
- [3] Дубровский В. В. Резисторы: справочник. - М., 1991. - 528 с.
- [4] Прилуцкий А.И., Прилуцкий И.К., Иванов Д.Н., Демаков А.С. Теплообмен в ступенях машин объёмного действия. Современный подход // Компрессорная техника и пневматика. 2009. №2. С.16-23.
- [5] Юша В.Л., Карагусов В.И., Бусаров С.С. Моделирование рабочих процессов тихоходных длинноходовых поршневых компрессоров // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2015. №3. - С.21-24.
- [6] Юша В.Л., Бусаров С.С., Недовенчанный А.В., Васильев В.К., Громов А.Ю., Чижиков М.А. Теоретическая оценка возможности замены многоступенчатых малорасходных поршневых компрессоров на одноступенчатые // Омский научный вестник. – 2015. – №3 (143) – С.66-69.
- [7] Bland, J. Martin, and Douglas G. Altman. «Statistics notes: measurement error.» *Bmj* 313.7059 (1996): 744.
- [8] Errors of Measurement in Statistics, W. G. Cochran, *Technometrics*, Vol. 10, No. 4 (Nov., 1968), pp. 637–666: <http://www.jstor.org/stable/1267450>
- [9] V.L.Yusha V.G.Dengin V.I.Karagusov, S.S. Busarov, Theoretical analysis of the working process of the superlow rotary low expense piston compressor with the increased piston stroke, 8th International Conference on Compressors and Coolants, 2013, Papiernicka, Slovakia. Book of abstracts.- p.22.
- [10] V.L.Yusha, V.G.Dengin, S.S. Busarov, A.V. Nedovenchanyi, A.Yu. Gromov, The estimation of thermal conditions of highly-cooled long-stroke stages in reciprocating compressors, International Conference on Oil and Gas Engineering, OGE-2015. - p.264-269.
- [11] V.L. Yusha, S.S. Busarov, R.Yu. Goshlya, A.V. Nedovenchanyi, B.S. Sazhin, M.A. Chizhikov, I.S. Busarov, The experimental research of the thermal conditions in slow speed stage of air reciprocating compressor, International Conference on Oil and Gas Engineering, OGE-2016. - p.297-302.

УДК 621.642

РАЗРАБОТКА СВЧ МОДУЛЯ ДЛЯ РАЗЖИЖЕНИЯ НЕФТЕШЛАМА

А. Ф. Секачѳв, В. П. Кисмерешкин, А. Е. Яковлев, А. Ф. Фицнер, А. В. Матвеев

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – В работе предложена технология разжижения углеводородосодержащих отходов из резервуаров, с использованием сверхвысокочастотного излучения, что позволит преобразовать энергию электромагнитного поля в тепловую. С точки зрения актуальности, данная технология получит применение в таких сферах, как : транспортировка высоковязких нефтей, подогрев природного битума, работа с углеводородами в условиях Крайнего Севера (Арктика), очистка резервуаров от нефтешлама. Технология позволит эффективнее, дешевле и без лишних рисков проводить работы по разжижению углеводородов.

Ключевые слова – СВЧ излучение, углеводородосодержащие отходы, очистка резервуаров, эффективнее, дешевле.

I. ВВЕДЕНИЕ

Одним из факторов экономической составляющей РФ является топливно-энергетические ресурсы. В данном случае мы имеем дело с нефтяной отраслью. Данная сфера стратегически важна для РФ, все процессы производства и поставки должны происходить оперативно, без простоя и задержек поставки нефтяного сырья. Одна из причин - это очистка резервуаров нынешними методами (по РД153-39.4-078-01 пропаривание при помощи парогенерирующих машин, остальные методы представлены в [4]), что создает неблагоприятную оценку РФ на рынке потребителей. Данная проблема включена в перечень актуальных научно-технических проблем АО «Транснефть - Западная Сибирь»: «... 1.29 Модернизация существующей технологии дооткачки асфальтопарафинистых отложений из стальных вертикальных резервуаров без ухудшения товарных качеств нефти...»

Для решения данной проблемы разрабатывается нагревательный модуль сверхвысокочастотного излучения (НМСВЧ). Использование энергии сверхвысоких частот (СВЧ) для нагрева углеводородов исследовалось в статье [1].

Особенностью модуля является: объѳмное выделение тепла, надежность и ремонтпригодность, взаимозаменяемость, минимальное СВЧ излучение наружу резервуара, максимальная передача мощности СВЧ в тепло, взрывобезопасная и без огневая передача энергии СВЧ, автономность модуля (подаѳтся только промышленная энергия сети 12V).

Порядок решения конструкторских задач при проектировании и разработке модуля:

- производится расчет волновода, изготовление и подключение;
 - измеряется рефлетометром какая часть энергии отражается и идѳт обратно в источник;
 - корректируется конструкция волновода;
 - убирается генератор малой мощности, подключается мощный источник – магнетрон
- проводится эксперимент по нагреву нефтешлама до разжижения.

II. ТЕОРИЯ

Для разжижения углеводородов требуется создание теплового слоя, которое обеспечит генератор сверхвысоких частот. Технология очистки резервуаров, разрабатываемая в рамках нашей студенческой научно-исследовательской лаборатории, основывается на использовании системы нагревательных модулей сверхвысоких частот. Высокочастотные электромагнитные колебания, распространяясь внутри резервуара, затухают за счет потерь в углеводородной среде и на металлической стенке [6]. Нагрев углеводородной смеси осуществляется посредством сил трения, возникающих на молекулярном уровне: в переменном электромагнитном поле дипольные молекулы будут очень быстро поворачиваться на 180° и подвергаться трению друг о друга. Выделяющееся при этом тепло является причиной нагрева углеводородов. Особенностью НМСВЧ является объемное выделение тепла за счет излучения высоких частот с минимальным излучением наружу, так как стенки резервуара и его днище, выполненные из металла, будут служить экранами [2,3].

Количество модулей в системе и их расположение внутри резервуара будет зависеть от объема самого резервуара, его конструкции, степени его загрязненности и объема времени, за которое требуется очистить ёмкость.

Конструкция НМСВЧ (рис. 1) представляет собой металлическую шайбу в форме цилиндра, диаметр которой составляет порядка 50 см. В сечении шайбы находятся два рупора, которые служат волноводами. Полость волновода заполнена твердым диэлектриком, в котором быстрее проходят волновые процессы и который служит каркасом для верхней и нижней частей шайбы. К верхней части шайбы прикреплены высоковольтный источник электромагнитного поля (магнетрон на 915 МГц), трансформатор и преобразователь. Поверх этих устройств к шайбе прикреплен защитный кожух, так как в соответствии с [5]: «5.6.6 Технические средства АСУ ТП РП, устанавливаемые на резервуарах и имеющие непосредственное соприкосновение с взрывоопасной средой, должны быть взрывобезопасными, как правило, с искробезопасными электрическими цепями с уровнем или со специальным видом взрывозащиты».

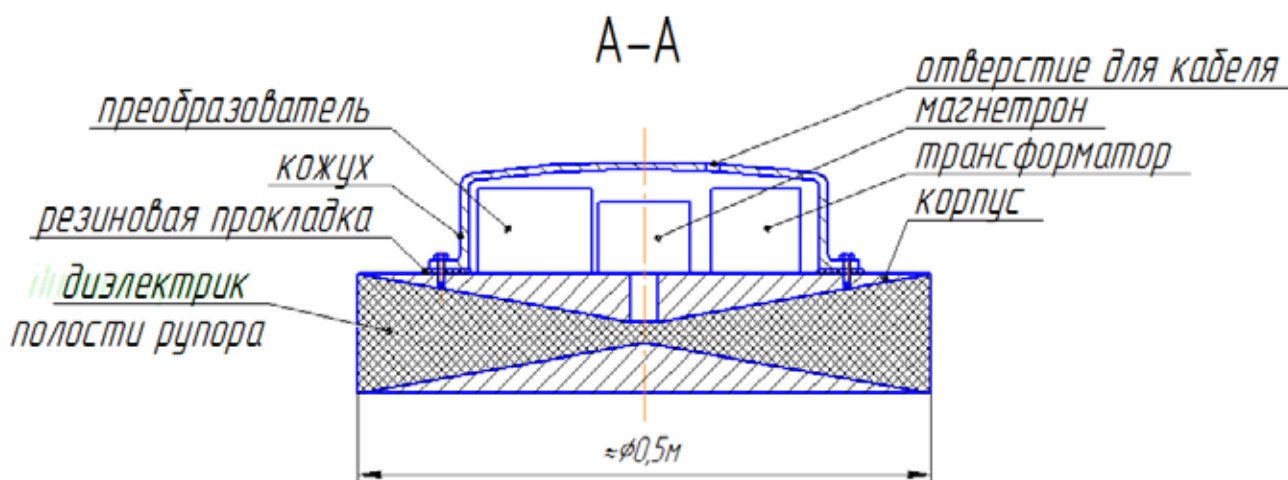


Рис. 1. Конструкция НМСВЧ

Магнетрон является генератором микроволн. Использование источников ЭМП разрешено только на определенных «промышленных» частотах: 460, 915 и 2450 МГц. Глубина проникновения ЭМП при частоте излучения в 915 МГц превышает аналогичный показатель при частоте в 2450 МГц. Излучение с частотой 460 МГц обладает большей областью нагрева, однако возникают трудности ввиду высоких затрат, что не является оптимальным решением.

Существует несколько вариантов расположения НМСВЧ: на днище (рис. 2), в подвешенном состоянии (рис. 3) и комбинированное размещение. Распределение по днищу резервуара осуществляется персоналом: через люк-лаз модули размещаются внутрь ёмкости и распределяются по днищу. В случае, когда уровень шлама не позволяет воспользоваться люк-лазом, возможно использование световых люков, через которые модули могут быть опущены на дно или находиться в подвешенном состоянии для очистки стенок.

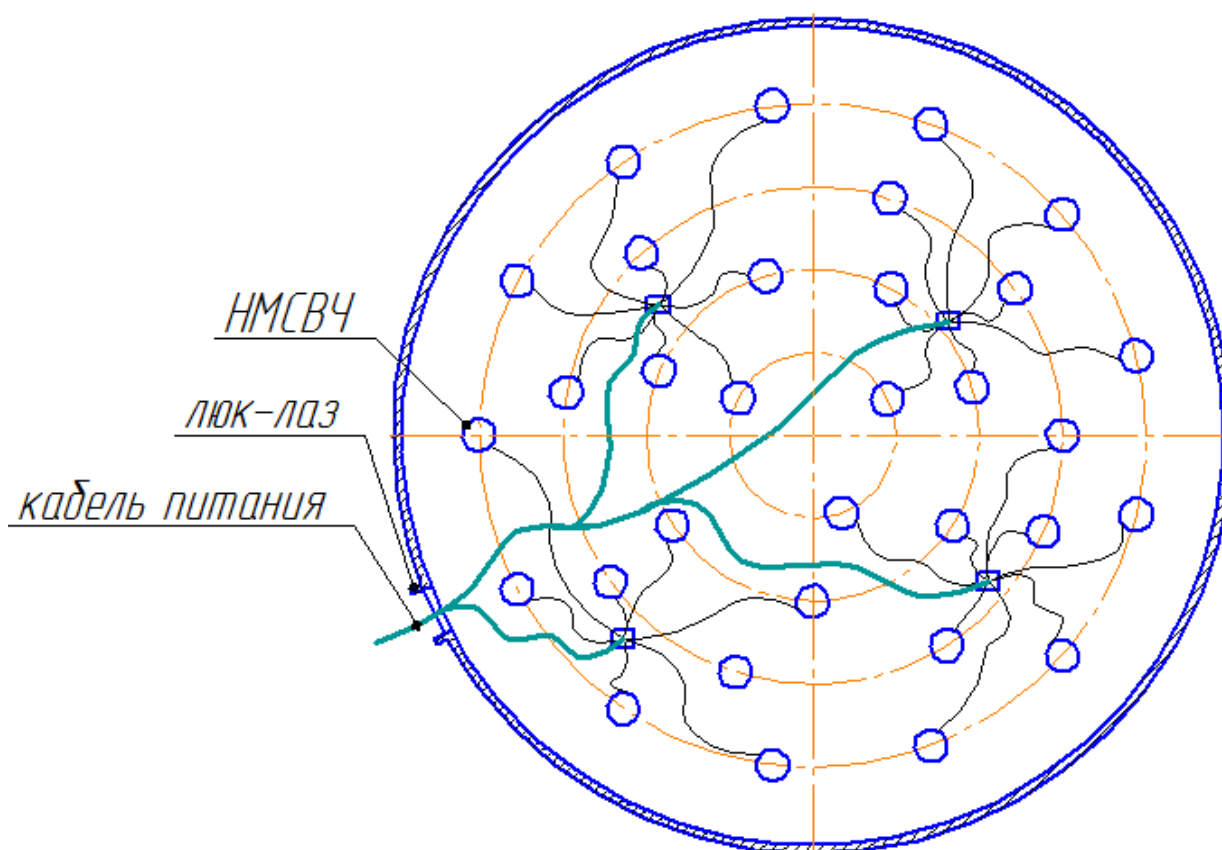


Рис. 2. НМСВЧ на днище резервуара

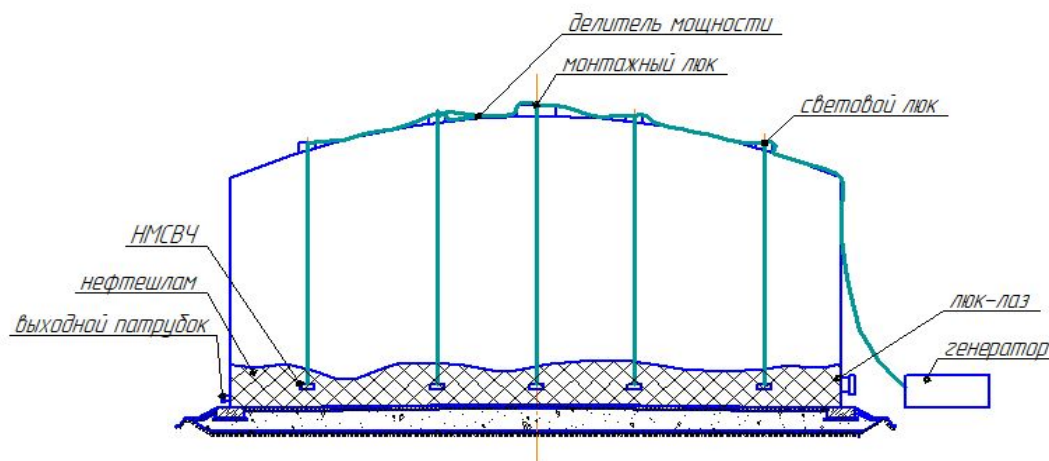


Рис. 3. НМСВЧ в подвешенном состоянии

III. ВЫВОД

Результаты исследований воздействия СВЧ на углеводороды имеет ряд возможных практических применений для создания новых технологий. Уникальные особенности СВЧ нагрева такие как объёмное выделение тепла, возможность избирательного нагрева компонента многокомпонентной среды и безынерционность процесса подтверждают перспективность исследований в данном направлении. Развитие технологичности этого подхода главным образом определяется развитием возможностей устройств генерирующих и распределяющих СВЧ энергию. Использование магнетронов в НМСВЧ определяет ресурс работы устройства порядка 15000 часов с КПД 75-80%, что является достаточными показателями для многократного и эффективного использования модуля.

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы благодарят, Шалая В.В., президента ОмГТУ, заведующего кафедрой «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология» за оказанную поддержку.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Бахонина Е. И. Подготовка к утилизации углеводородсодержащих отходов с применением микроволн//Баш.хим.ж.-2006.-Т.13, №3.-С.7072.
- [2] A.Y. Davletbaev, L.A. Kovaleva, N.M. Nasyrov, T. Babadagli. Multi-stage hydraulic fracturing and radio-frequency electromagnetic radiation for heavy-oil production (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211339761500073>)
- [3] Патент СССР № 1537332, 23.01.1990 Способ очистки цилиндрических резервуаров от нефтяных остатков//Патент СССР № 4310995, 1987.Бюл. №3/ Саяхов Ф.Л., Хабидулин И.Л., Фатыхов М.А.[и др.]
- [4] Баширов В. В. и др. Техника и технология поэтапного удаления и переработки амбарных шламов.-М.: Высшая школа, 1992.-120 с
- [5] Микроволновая сепарация для переработки трудно разрушаемых устойчивых эмульсионных нефтешламов компании Imperial Petroleum Recovery/ExxonMobil Research and Engineering//Hydrocarbon Processing.-2000.-V.79.-№1.-P.138.
- [6] Правила технической эксплуатации резервуаров, магистральных нефтепроводов и нефтебаз: РД 153-39.4-078-01 – 2001: утв. М-вом энергетики Рос. Федерации 6.03.01: введ в действие с 10.04.01.

УДК 624.134

РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ДЛЯ НАМОРАЖИВАНИЯ ГРУНТА В БОЛОТИСТОЙ МЕСТНОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЖИДКОГО АЗОТА

М. В. Фудашкина, Д. Л. Добровинский, А. Е. Яковлев

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – Выбранная тема актуальна так как отсутствует возможность быстрого намораживания грунта с применением жидкого азота, а так же она является актуальной темой Транснефти. Предлагаемая методика необходима зачастую при проведении ремонтных работ при аварийных ситуациях, или для устранения дефектов с предельным сроком эксплуатации на заболоченных и обводненных участках линейной части (ЛЧ) магистральных нефтепроводов (МН). Целью исследования является разработка конструкции для наморозки котлована с применением жидкого азота для оперативного решения задач связанных с устранением дефектов и аварийными ситуациями на заболоченных и обводненных участках МН.

Ключевые слова – намораживание грунта, жидкий азот, ремонтные работы, котлован

I. ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы заключается в том, что отсутствует возможность быстрого намораживания грунта, для проведения ремонтных работ при аварийных ситуациях, или для устранения дефектов с предельным сроком эксплуатации на заболоченных и обводненных участках линейной части (ЛЧ) магистрального нефтепровода (МН). Теоретические основы процесса замораживания грунтов в подземном строительстве, методы определения оптимальных расстояний между замораживающими скважинами, расчеты скорости замораживания грунтов, а также рассмотрены способы применения жидкого азота для скоростного замораживания грунтов при температуре до минус 190 °С изложены в работе [1]. Данная методика применяется в строительстве на обводненных грунтах, а так же при строительстве метрополитенов, но отсутствует быстрота замерзания грунта и автоматизация проводимых работ.

Целью исследования является изучение всевозможных способов заморозки грунта, поиск достоинств и недостатков каждого метода и изобретение более совершенного способа заморозки грунта. Задача заключается в разработке оперативного способа заморозки грунта и уменьшении затрат на возведение данной конструкции.

II. ТЕОРИЯ

Заморозка жидким азотом в отличии от аммиачных или фреоновых холодильных установок имеет ряд преимуществ [1]:

- заморозку грунта проводят без использования специальной холодильной установки;
- минимальное время на подготовительные работы к замораживанию грунта жидким азотом;
- низкая температура кипения жидкого азота обеспечивает минимальное время, необходимое на замораживание грунта;
- жидкий азот является недорогим и недефицитным веществом;
- легко транспортируется к требуемому месту;

- азот является безопасным холодильным агентом в экологическом плане, а также является взрыво- и пожаробезопасным при его использовании в промышленных целях.

Метод намораживания грунта с использованием алюминиевых пластин для экстренного проведения ремонтных работ показан на схеме, представленной ниже (рис. 1).

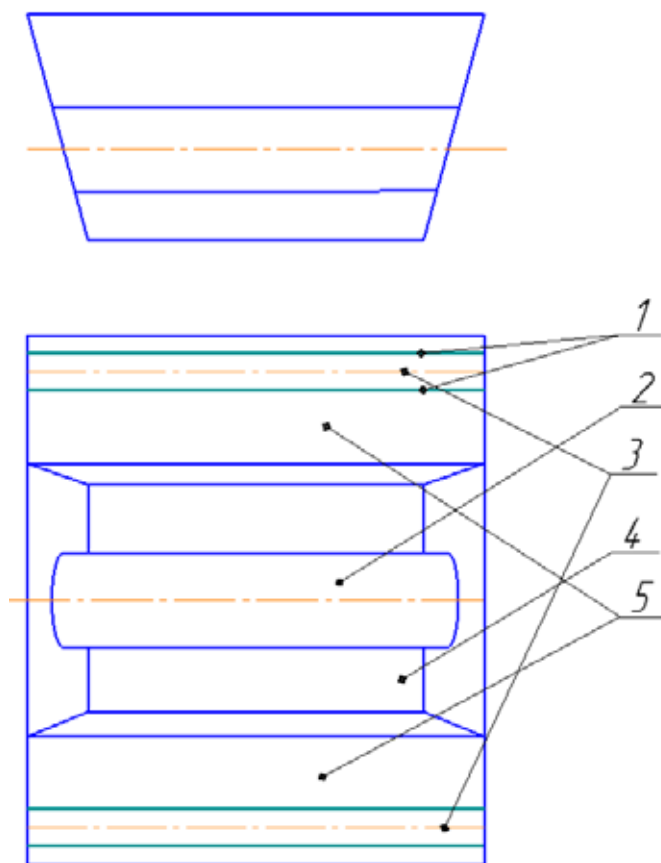


Рис. 1. Схема низкотемпературного азотного замораживания с использованием алюминиевых пластин: 1 – алюминиевые пластины; 2 – трубопровод; 3 – траншея с жидким азотом; 4 – котлован для проведения ремонтных работ; 5 – намороженный грунт

Метод заключается в том, что на расстоянии не более 1 м от оси трубопровода траншеекопателем сооружают траншеи вдоль оси трубопровода на необходимую для ремонта длину. Данное расстояние обусловлено скоростью замерзания грунта. В отрытые траншеи по краям стенки устанавливаются алюминиевые пластины для повышения теплопроводности. В траншею с установленными в ней пластинами закачивается жидкий азот, который и будет намораживать грунт для образования ремонтного котлована. После выполнения вышеуказанных работ нужно начинать непосредственно разрытие котлована.

В качестве материала для пластин, устанавливаемых по краям траншеи был выбран алюминий, так как он обладает высокой теплопроводностью, уступая лишь меди. Известно, что теплопроводность алюминия при средних и высоких температурах меньше, чем у меди, однако, при охлаждении до 50К, теплопроводность алюминия существенно возрастает и достигает значения 1350 Вт/(м·град). У меди же при такой низкой температуре значение теплопроводности становится ниже, чем у алюминия и составляет 1250 Вт/(м·град).

Учитывая этот факт, и факт того что алюминий обладает более низкой стоимостью, он является наиболее рациональным материалом для изготовления пластин [2].

Отрытые траншеи после установки пластин и заполнения их азотом, сверху накрываются для безопасного передвижения рабочих в зоне проведения ремонтных работ.

Для рытья рекомендуется использовать траншекопатель способный работать в болотистой местности и имеющий сравнительно небольшие габариты. Рабочая скорость рытья является важным параметром, и предпочтение отдается в сторону более мощной техники. Для более экономичного использования жидкого азота ширина прорываемой траншеи варьируется от 140 до 300 мм. По данным параметрам подходящими траншекопателями являются модели типа ЭТЦ-75У, БГМ-2 и БГМ-3У.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Результатом данной работы является предложение быстрого и экономичного способа наморозить грунт в болотистой местности в зоне проведения ремонтных работ.

Для успешного использования предложенного метода необходимо определить следующие параметры:

- ширину траншеи;
- глубину траншеи;
- объем намороженного грунта;
- необходимый объем азота;
- время, необходимое для намораживания установленной области грунта.

Для успешного использования предложенного метода необходимо определить следующие параметры:

- глубину траншеи;
- объем намороженного грунта;
- необходимый объем азота;
- время, необходимое для намораживания установленной области грунта.

На данном этапе исследования удалось вывести уравнение для определения времени, необходимого для намораживания установленной области грунта. Использование эквивалентного диаметра позволяет рассчитать время замерзания грунта для прямоугольной траншеи:

$$t = \frac{\rho \times d_{\text{экв}2}^2}{2 \times 4 \times (T - T_1) \times \lambda_1} \times \ln \frac{d_{\text{экв}2}}{d_1},$$

где t – время, затраченное на намораживание установленной области грунта;

ρ – теплосодержание грунта;

T – температура жидкого азота в траншее;

T_1 – температура замерзания грунта;

d_1 – диапазон замерзания грунта.

$d_{\text{экв}2}$ – эквивалентный диаметр траншеи

$$d_{\text{экв}2} = 1,3 \times \frac{(a \times b)^{0,625}}{(a + b)^{0,25}},$$

где a – длина траншеи;
 b – ширина траншеи;
 I_1 – теплопроводность замороженного грунта.

Для утверждения работоспособности представленной формулы зададимся значениями, приближенными к реальным условиям: $\rho = 30000$ ккал/м³; $T = -195,8$ °С; $T_1 = -1$ °С; $d_1 = 1$ м, и получим график зависимости геометрических параметров траншеи от времени заморозки (рис. 2).

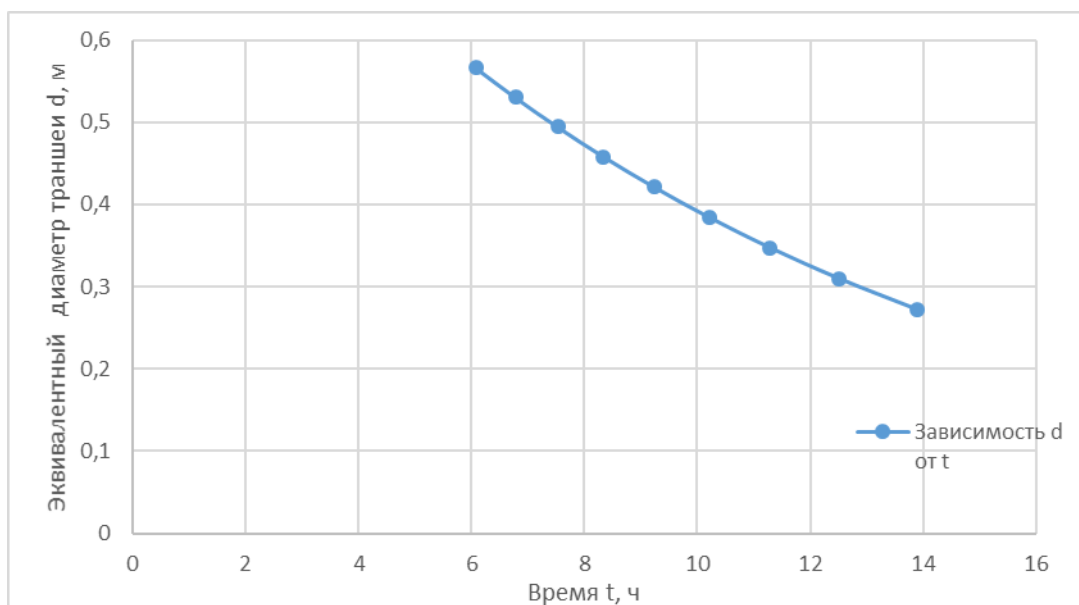


Рис. 2. График зависимости эквивалентного диаметра траншеи от времени

Изменение эквивалентного диаметра на графике обусловлено изменением ширины траншеи. Ширина траншеи изменялась от 140 мм до 300 мм с промежутками 20 мм, при этом длина оставалась постоянной 5000 мм. Время, полученное в результате расчета, изменялось от 14 до 6 часов в зависимости от увеличения ширины траншеи.

Результаты расчётов подтверждают оперативность данного метода.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

При разработке метода замораживания грунта с использованием траншеи с жидким азотом использовались теоретические данные заморозки грунта при строительстве метрополитенов. Для более интенсивного теплообмена по краям траншеи нужно установить алюминиевые пластины. Ширина и глубина траншеи в каждом конкретном случае разные, в будущих исследованиях необходимо вывести уравнение для расчета данных величин. Необходимый объем азота прямо пропорционален длине, ширине и глубине траншеи. Предположительно за сутки должно наморозиться примерно по 1 м² грунта в каждом направлении от траншеи, однако это предположение требует уточнения путем проведения опыта.

Данный метод позволяет существенно сократить время на проведение подготовительных работ и является высокоэффективным.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработан новый метод для намораживания грунта который полностью теоретически обоснован и вполне может быть использован в практике. Поставленная в работе цель была достигнута. Время заморозки грунта является оптимальным для того чтобы в дальнейшем проводить ремонтные работы. Для рытья траншеи выбраны траншеекопатели моделей типа ЭТЦ-75У, БГМ-2 и БГМ-3У. Пластины которые монтируются в траншею выполнены из алюминия. Расстояния от оси трубопровода до оси траншеи не должно превышать 1 м. Для применения данного метода на практике требуется экспериментальное уточнение параметров траншеи и области намороженного грунта.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель Краус Ю. А.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Трупак Н. Г. Замораживание грунтов в подземном строительстве.– М.: «Недра», 1974., – 280 с.
- [2] Свойства алюминия: плотность, теплопроводность, теплоемкость [Электронный ресурс].–URL: <http://thermalinfo.ru> (07.07.2017).

Секция
ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ
И ХРАНЕНИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 621.6.05

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И СНИЖЕНИЕ КАПИТАЛЬНЫХ
И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ ПУТЁМ ИСКЛЮЧЕНИЯ
СИСТЕМ ОБОГРЕВА НА ПОДЗЕМНЫХ ЕМКОСТЯХ СБОРА УТЕЧЕК
И ДРЕНАЖА НЕФТИ И РЕЗЕРВУАРОВ АВАРИЙНОГО СБОСА
НА ОСНОВАНИИ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ РАСЧЁТОВ

Д. В. Ануфриева, Р. А. Стороженко
Филиал «Омскгипротрубопровод», г. Омск, Россия

Аннотация – В настоящий момент из опыта эксплуатации ОСТ и проектных решений, применяемых в АО «Гипротрубопровод», в районах Восточной Сибири и Крайнего Севера для недопущения застывания нефти в резервуарах аварийного сброса применяются системы теплообогрева (пар, горячая вода) с обустройством трубчатых подогревателей внутри резервуара. В подземных емкостях сбора утечек и дренажа нефти преимущественно предусматриваются системы электрообогрева. Однако данные системы являются весьма энергозатратными, так как потребляют дополнительные электрические и тепловые мощности, что в свою очередь приводит к значительным нагрузкам на систему теплоснабжения (котельную) и систему электроснабжения (ВЭС). Указанные технические решения приводят к увеличению капитальных затрат при строительстве и эксплуатационных затрат.

Ключевые слова – энергоэффективность, резервуар аварийного сброса, тепловые расчёты

I. ВВЕДЕНИЕ

Целью работы является подтверждение расчетным путем отсутствия необходимости обустройства систем подогрева в резервуарах аварийных сбросных и в подземных емкостях сбора утечек и дренажа нефти.

Актуальность выбранной темы подтверждается политикой ПАО «Транснефть» в области использования энергетических ресурсов, энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

II. ТЕОРИЯ

Необходимость обустройства системы обогрева должна подтверждаться расчетным путем в соответствии с регламентами ПАО «Транснефть». Расчет сводится к определению теплопотерь и обоснованию целесообразности применения методов их компенсации, с помощью технических решений, описанных в результатах.

III. РЕЗУЛЬТАТ

Рассмотрим задачу компенсации теплопотерь при остывании нефти в аварийном сбросном резервуаре РВС-5000 (для сброса нефти от узла предохранительных клапанов 009.1 на рис.1).

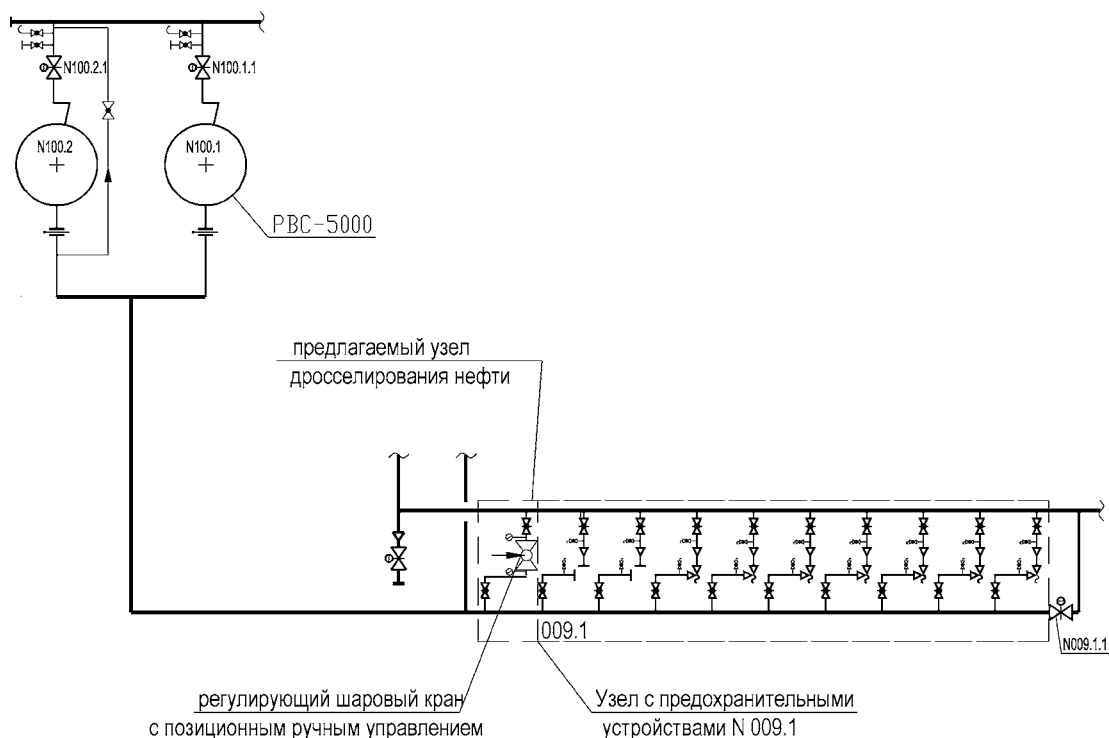


Рис. 1. Принципиальная схема обустройства дополнительной линии в узле предохранительных клапанов

Выполним расчет остывания нефти в резервуаре.

При выполнении расчёта принимаются следующие допущения:

- начальная температура нефти одинакова по всему объёму резервуара;
- температура окружающей среды постоянна по высоте;
- теплопроводность, теплоёмкость и коэффициент термического расширения нефти не зависят от температуры.

Расчет теплопотерь сводится к нахождению коэффициента общей теплопередачи от нефти в окружающую среду, определяемому по формуле:

$$k_m = \frac{k_d \cdot F_d + k_6 \cdot F_6 + k_k \cdot F_k}{F_d + F_6 + F_k},$$

где k_d, k_6, k_k – коэффициенты теплопередачи через днище в грунт, от стенки в воздух и через крышу в воздух соответственно.

Потери мощности будут равны:

$$q_2 = k_m \cdot (F_d + F_6 + F_k) \cdot (t_{cp} - t_0),$$

где t_0 – наружная температура воздуха.

Компенсация тепловых потерь, в холодное время года, в резервуаре аварийного сброса и трубопроводе аварийного сброса, а также предотвращение промерзания грунта в месте его прокладки, достигается путем постоянного поступления дополнительного количества теплоты вследствие дросселирования потока из технологического трубопровода в трубопровод аварийного сброса нефти. Реализацию данной задачи предлагается обеспечить путем обустройства дополнительной линии в узле предохранительных клапанов (009.1), с установкой на ней узла дросселирования нефти, состоящего из регулирующего шарового

крана с позиционным ручным управлением и отключающей запорной арматуры (см. рис. XX). Данный узел включается в работу при отрицательной температуре окружающего воздуха и обеспечивает непрерывную подачу нефти в резервуар аварийного сброса с регулируемым расходом, зависящим от температурных параметров нефти и окружающей среды.

Требуемый дополнительный расход для компенсации теплопотерь при остывании нефти в резервуаре выражаем из равенств:

$$q_2 = k_m \cdot (F_d + F_6 + F_k) \cdot (\Delta t_1);$$

$$Q = c_p \cdot Q_{тр} \cdot \Delta t_2.$$

Приравнивая правые части выражений находим требуемый дополнительный расход

$$Q_{тр} = \frac{q_2}{c_p \cdot (t_1 - t_{cp})}.$$

Для более точного определения суммарных теплопотерь вычислим изменение температуры нефти по длине трубопровода на подземном и надземном участках линии сброса от узла предохранительных клапанов (009.1 на рис.1) до входа в резервуар аварийного сброса РВС-5000 (100.1 на рис.1). Результаты сведены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты расчета

$k_6,$ $Bm/(m^2 \cdot K)$	$k_d,$ $Bm/(m^2 \cdot K)$	$k_k,$ $Bm/(m^2 \cdot K)$	$k_m,$ $Bm/(m^2 \cdot K)$	$q_2,$ $кВт$	$Q_{тр},$ $кг/с$
0,323	0,349	2,326	1,631	112,2	17,7

Определим температуру нефти в конце надземного участка вход в РВС-5000 по формуле Шухова–ейбензона :

$$t_k = [t_n - t_0 - U]e^{-\lambda y} + t_0 + U,$$

где t_n – температура нефти в начале подземного участка, принятая 2 °С;

t_0 – температура грунта на глубине залегания оси нефтепровода.

Поправка на нагрев нефти за счет внутреннего трения определяется по формуле:

$$U = \frac{g \cdot G \cdot \Delta h}{k \cdot L},$$

где G – массовый расход нефти по трубопроводу.

В результате расчета изменение температуры нефти по длине трубопровода аварийного сброса ничтожно мало (см. таблицу 2), следовательно, теплопотерями на этом участке можно пренебречь.

Таблица 2. Результаты расчета изменения температуры нефти по длине, их обозначения и единицы измерения

Тип участка	Расчетные значения					
	$\alpha_1, Bm/(m^2 \cdot K)$	$\alpha_2, Bm/(m^2 \cdot K)$	$R, (m \cdot K)/Bm$	$U, ^\circ C$	$t_k, ^\circ C$	$\Delta t, ^\circ C$
Подземный	0,5	1,46	7,67	3,72	1,992	0,008
Надземный	0,5	9,79	7,67	3,40	1,987	0,013

Рассмотрим задачу вычисления изменения температуры по длине колонки насосного агрегата с учетом тепловых потерь через горловину емкости и стенки в окружающую среду.

Перед началом проведения расчета зададимся некоторыми допущениями:

- теплопроводность материала колонки насоса λ достаточно велика, чтобы считать температуру по его поперечному сечению практически неизменной (поперечное сечение колонки значительно меньше длины);
- колонка насоса условно принята как сплошной стержень;
- распределение температуры грунта принято по показаниям вытяжных термометров по результатам инженерно-геологических изысканий (данный расчет учитывает наличие отрицательных температур грунта на уровне нижней образующей емкости);
- нефть не высоковязкая ($t_{\text{заст}}$ не выше минус 10°C).

Температура вдоль стержня непрерывно меняется. Для определения теплоотдачи от стержня к среде, в том числе парогазовой смеси и жидкости, с учетом термодинамических характеристик окружающей среды и стержня, разобьем стержень на три участка, представленные на рис. 2:

- зона взаимодействия стержня и парогазовой смеси в надземной части горловины емкости;
- зона взаимодействия стержня и парогазовой смеси в подземной части горловины и тела емкости;
- зона взаимодействия стержня и нефти.

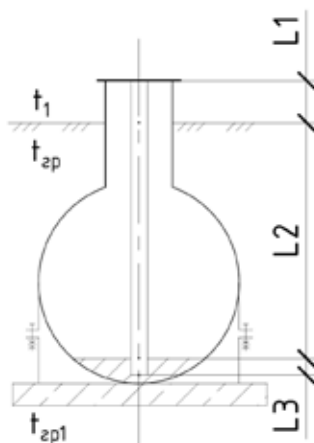


Рис. 2. Модель расчета

Для определения коэффициентов теплопередачи от сплошного стержня в окружающую среду нужно определить промежуточные значения температур по длине стержня.

Температура в любой точке стержня определяется по следующей формуле:

$$T(x) = t_2 + (t_1 - t_2) \frac{\exp[-m \cdot (L-x)] + \exp[m \cdot (L-x)]}{2 \cdot \cosh(m \cdot L)},$$

- где t_1 – температура в начальной точке стержня;
 t_2 – температура окружающей среды;
 L – длина стержня.

$$m = \sqrt{\frac{\alpha \cdot P}{\lambda_{\text{ст}} \cdot \Omega}},$$

- где α – коэффициент теплоотдачи от боковой поверхности стержня к среде;
 P – периметр поперечного сечения стержня;
 $\lambda_{\text{ст}}$ – коэффициент теплопроводности материала стержня;
 Ω – площадь поперечного сечения стержня.

Температура стержня в заданной точке определяется коэффициентом теплоотдачи, который определяется методом последовательных приближений по следующей зависимости:

$$\alpha = 0,15 \cdot (Gr \cdot Pr_{ст})^{0,33} \cdot \left(\frac{Pr_{ст}}{Pr_{ст}}\right)^{0,25} \cdot \frac{\lambda}{x}$$

Теплофизические характеристики окружающей среды и пограничного слоя при расчетных температурах были приняты по справочным данным. Основные расчетные данные представлены в таблице 3.

Таблица 3. Основные расчетные данные.

Участок		$T_{ср}, K$	Gr	Pr	$\alpha, Вт/м^2 \cdot K$
1	Окружающая среда	244,35	$3,719 \cdot 10^8$	0,202	9,646
	Поверхность стержня	235,269	$4,253 \cdot 10^8$	0,189	
2	Окружающая среда	267,9	$5,159 \cdot 10^{10}$	0,218	9,243
	Поверхность стержня	256,717	$8,429 \cdot 10^{10}$	0,191	
3	Окружающая среда	270,1	$5,621 \cdot 10^5$	202,229	53,321
	Поверхность стержня	267,504	$5,621 \cdot 10^5$	202,864	

На основании полученных данных был построен график изменения температуры по длине стержня, представленный на рис. 3.

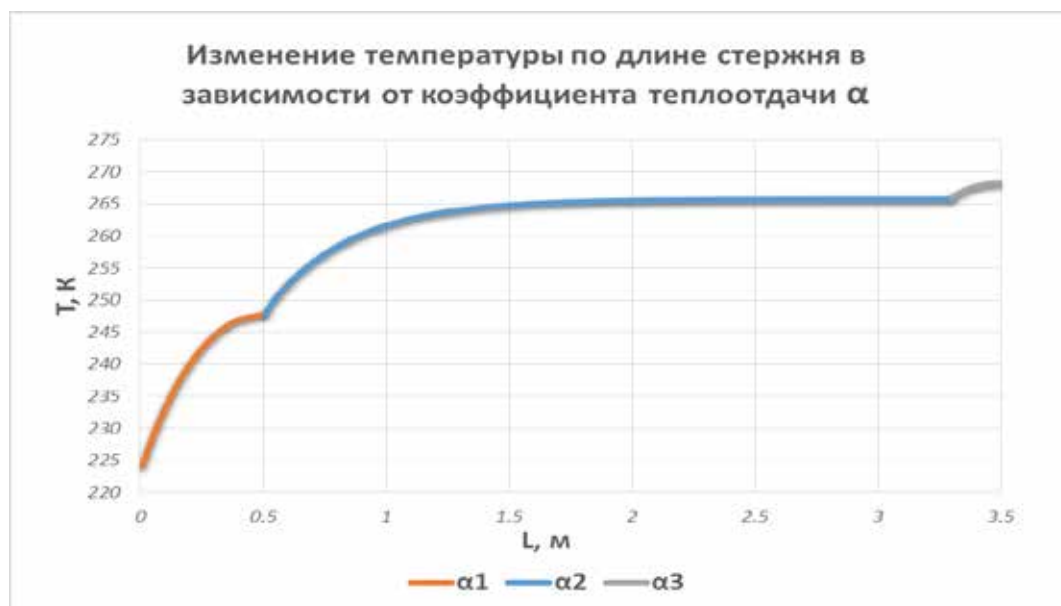


Рис. 3. График изменения температуры по длине стержня в зависимости от коэффициента теплоотдачи α

Для уточнения полученных с помощью аналитического метода моделирования математической модели результатов был проведен численный расчет с применением метода конечных элементов.

Для решения задачи применяется программный комплекс конечно элементного моделирования ANSYS, позволяющий провести моделирование распределения поля температур в исследуемой модели.

В данном случае, расчет производился от обратного, то есть не была известна конечная температура колонки насоса в нижней точке.

В результате расчет получено распределение температур по стенке дренажной емкости и вдоль колонки насосного агрегата, представленное на рис. 4.

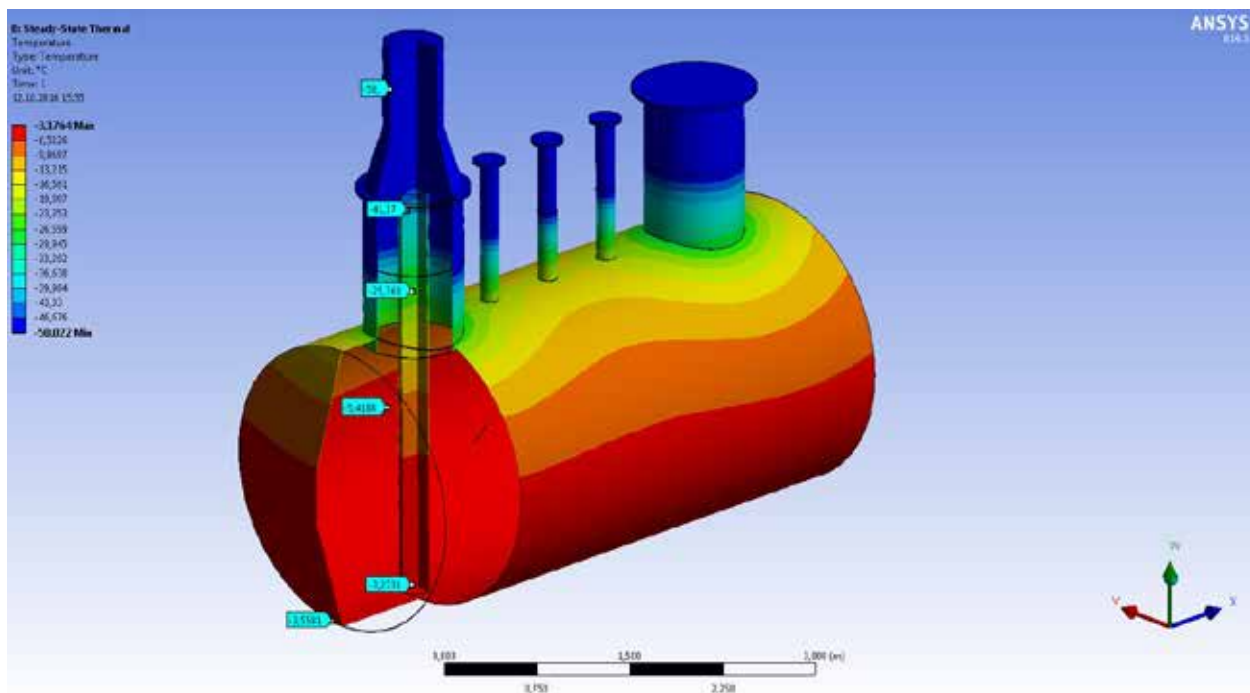


Рис. 4. График распределения температуры по стенке дренажной емкости и длине стержня

Из результатов численного расчета можно сделать вывод, что температуры по длине стержня соизмеримы со значениями, полученными аналитическим методом.

Результаты расчётов подтверждают отсутствие необходимости обустройства подземной дренажной емкости системой электрообогрева при условии соблюдения принятых допущений.

Под экономическим эффектом в общем случае понимается величина экономии затрат в рублях в результате осуществления мероприятий по внедрению или исключению оборудования.

Рассмотрим резервуар аварийного сброса нефти. Экономический эффект в этом случае будет равен сумме экономических эффектов от капитальных затрат на строительство и эксплуатационных затрат за 1 год (таблица 4).

Таблица 4

$\mathcal{E}_k = \mathcal{Z}_{к.ст.} - \mathcal{Z}_{к.н.},$ тыс.руб.	$\mathcal{E}_э = \mathcal{Z}_{э.ст.} - \mathcal{Z}_{э.н.},$ тыс.руб.	$\mathcal{E} = \mathcal{E}_k + \mathcal{E}_э,$ тыс.руб.
3717,5	417,7	4135,2

Рассмотрим ёмкость подземную сбора утечек и дренажа нефти. В данном случае был произведен расчет 2 методами для подтверждения целесообразности исключения подогревателя подземной емкости. Экономический эффект будет равен снижению капитальных затрат на приобретение и монтаж подогревателя. Стоимость и монтаж оборудования приведен в таблице 5.

Эксплуатационные затраты не учитывались ввиду их малой стоимости в сравнении с капитальными затратами.

Таблица 5. Экономический эффект при исключении системы электрообогрева на емкости подземной сбора утечек и дренажа нефти

<i>Наименование</i>	<i>Стоимость единицы, тыс. руб</i>
Электрический подогреватель (включая монтажные работы)	5234,3

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исключения системы обогрева в резервуаре аварийного сброса подтверждено тепловым расчетом. Компенсацию тепловых потерь, а также предотвращение промерзания грунта в месте его прокладки, предлагается обеспечить путем обустройства дополнительной линии в узле предохранительных клапанов (009.1), с установкой на ней узла дросселирования нефти, состоящего из регулирующего шарового крана с позиционным ручным управлением и отключающей запорной арматуры. Экономический эффект от принятия данных технических решений составит 4135,2 тыс. руб.

В части исключения системы обогрева на подземной емкости было проведено два вида тепловых расчетов. Из результатов численного расчета можно сделать вывод, что температуры по длине стержня соизмеримы со значениями, полученными аналитическим методом.

Результаты расчётов подтверждают отсутствие необходимости обустройства подземной дренажной емкости системой электрообогрева при условии соблюдения принятых допущений и как следствие повышение энергоэффективности путем снижения капитальных затрат.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: Учебное пособие. – Москва: «НЕДРА», 1981. 61-66 стр.
- [2] Кутателадзе С.С. Основы теории теплообмена: Учебное пособие. – Ленинград: «МАШГИЗ», 1962. 52-54 стр.
- [3] Исаченко В.П. Теплопередача: Учебное пособие. - Москва: «Энергоиздат», 1981. 48-52 стр.
- [4] Варенцов А.А. Исследование теплоотдачи при естественной конвекции около вертикального цилиндра методом имитационного моделирования: Методические указания. – Иваново, 2004.

УДК 621.6-52:62-382

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ КЛАПАНОВ В СИСТЕМАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗООБЕСПЕЧЕНИЯ С ФУНКЦИЕЙ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ*

Н. В. Захаренков¹, В. В. Захаренков²¹*Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия*²*Омский государственный университет им. Ф.М. Достоевского, г. Омск, Россия*

Аннотация – В системах технологического газообеспечения, в линии подачи управляющего воздуха, используются электромагнитные клапаны. Делаются попытки найти оптимальные конструкции и выиграть в массе, стоимости, эффективности. Поэтому оптимизация привода клапанов прямого действия по геометрическим размерам и энергетическим затратам является актуальной задачей. Одним из таких подходов к оптимизации основан на применении аккумулирующих упругих элементов в кинематической цепи соединения якоря электромагнита и запорного органа электромагнитного клапана. Представлен сопоставительный анализ и результаты этого анализа в виде схемных решений, выделены основные общие элементы. Изучение новых подходов к конструированию электромагнитного привода с меньшей массой использованного материала на единицу работы при заданных условиях нагрева обмотки с добавлением аккумулирующих пружин.

Ключевые слова – электромагнитный клапан, технологическое газообеспечение, электромагнитный привод

**выполнена в рамках НИР №17084В ОмГТУ*

I. ВВЕДЕНИЕ

В системах технологического газообеспечения с функцией автоматизированного управления применяются клапаны, которые являются приводами для распределения потоков жидкости и газа. Эта запорная арматура рассчитана на любые газовые среды, такие как чистые и особоочистые, нейтральные, коррозионные и агрессивные, ядовитые, взрыво- и пожароопасные газы.

Для обеспечения функции автоматизированного управления и контроля используются клапаны пневмоуправляемые. Вместе с пневмоуправляемыми клапанами, в линии подачи управляющего воздуха, используются электромагнитный клапан и обратный клапан.

Нахождение зависимостей между электрическими характеристиками и геометрическими параметрами клапанов является важной задачей, не только с точки зрения нахождения инженерных методик, но и оптимизации конструкции. В некотором объеме подобная задача была решена в [1]. В этой работе, попытки нахождения решения делаются для того, чтобы найти оптимальные конструкции и выиграть в массе, стоимости, эффективности.

Однако, на сегодняшний день, техническое творчество дает результаты превосходящие оптимизационные попытки. Таким результатом могут являться изобретения отечественных инженеров [2, 3].

В системах технологического газообеспечения с функцией автоматизированного управления быстроедействие и надежность функционирования существенно зависит от характеристик электромагнитных клапанов. Сказанное, актуализирует постановку задач, ориентированных на повышение их технико-экономических характеристик за счет оптимизации конструкции. В направлении оптимизации электромагнитных клапанов

выполнено большое количество работ для применения в различных технических устройствах с учетом специфики области применения. Причем целью оптимизации является приводное устройство клапана, которое в большинстве случаев представляет электромагнит. Многие из методов оптимизации предложены и исследованы в работах таких ученых, как А. В. Гордон, М. А. Любчик, Ю. Г. Беренгард и др.

Поэтому оптимизация электромагнитного привода клапанов прямого действия по геометрическим размерам и энергетическим затратам является актуальной задачей в системах газообеспечения.

Одним из таких подходов к оптимизации, который обеспечивает снижение потребляемой мощности без изменения геометрии клапана при неизменной потребляемой мощности основан на применении аккумулирующих упругих элементов в кинематической цепи соединения якоря электромагнита и запорного органа электромагнитного клапана. Такие клапаны мы будем называть электромагнитными клапанами с аккумулирующей пружиной [4–6].

Цель настоящей работы – анализ принципиальных схем электромагнитного клапана с аккумулирующим элементом в кинематической цепи: якорь электромагнита – запорный орган клапана.

II. ТЕОРИЯ

Наиболее распространенные классические электромагнитные клапаны содержит в своей конструкции две части (рис. 1):

- первая часть – клапан, в корпусе 5 которого выполнен входной канал 10, выходной канал 9, на котором выполнено седло 8, перекрываемое запорным органом 7. Запорный орган 7 снабжен возвратной пружиной 6 и соединен штоком 4 с якорем 3 электромагнита 1;

- вторая часть – электромагнитный привод 1, за счет которого клапан 5 переводится в открытое или закрытое положение в зависимости от типа клапана. При этом, перемещение якоря 3 электромагнита передается клапану через шток 4, конец которого соединен с запорным органом 7. Электромагнит состоит из магнитопровода 1 с катушкой 2 и якоря 3.

В классической схеме электромагнитного клапана (рис. 1, а) корпус 1 электромагнита неподвижно установлен на клапане 5.

Анализ конструкций патентов показывает, что отличие изобретений состоит в том, что в конструкции добавляется аккумулирующая пружина. В общем случае аккумулирующая пружина может представлять собой упругий элемент любого рода: пневмопружина, магнитная пружина, стальная пружина и т.д.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Материалы патентов были проанализированы, выделены основные общие элементы и проведен сопоставительный анализ, результаты этого анализа в виде схемных решений приведены на рис. 1, б, в, г, д, где показаны электромагнитные клапаны, в которых применен аккумулирующий элемент – пружина сжатия 14.

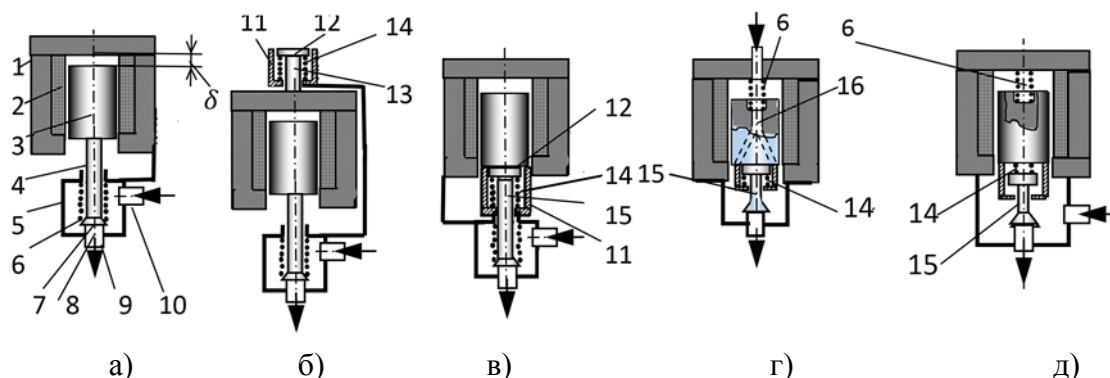


Рис. 1. Принципиальные схемы электромагнитных клапанов: 1 - электромагнит; 2 - обмотка; 3 - якорь; 4, 13, 15 - шток; 5 - клапан; 6, 14 - пружина; 7 - запорный орган; 8 - седло; 9 - выходной канал; 10 - входной канал; 11 - стакан; 12 - головка; 16 - проходной канал

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Представленные на рис. 1 принципиальные схемы электромагнитных клапанов, которые имеют в своем составе аккумулирующий элемент, выполненный в виде пружины сжатия 14 различаются следующим: пружина сжатия 14 установлена с охватом штоков 13 (рис. 1, б), 15 (рис. 1, в, г) внутри стакана 11. На Рис. 1, б, в, г, д пружина сжатия 14, размещенная в стакане 11, упирается в головку 12, выполненную на штоке, охваченном этой пружиной. Причем в схеме рис. 1, д пружина 14 установлена без охвата штока 15. Стакан 11 на рис. 1, б соединен с корпусом 5 клапана, а шток 13 соединен с электромагнитом 1, на всех других схемах шток 13 выполнен жестко соединенным со штоком 4 запорного органа клапана на схеме имеет обозначение 15. Причем, аккумулирующий элемент 14 во всех вариантах исполнения электромагнитного клапана, размещен в стакане 11 с начальной деформацией, создающей силу поджатия. Якорь 3, показанный на рис. 1, г выполнен с каналами 16. В этом случае каналы 9, 10 выполнены соосно.

Работа электромагнитного клапана, представленного на Рис 1, а состоит в том, что для открывания клапана 5 на обмотку 2 электромагнита 1 подают электрическое напряжения. При этом возникает тяговая сила, которая передается от якоря 3 на запорный орган 7 через шток 4. В момент достижения тяговой силой превышения нагрузки, создаваемой давлением перекрываемой среды и пружиной 6, происходит отрыв запорного органа 7 от седла 8. Далее якорь разгоняется и перемещается до контакта с магнитопроводом, перемещая шток 4 и запорный орган 7 на величину воздушного зазора δ . При снятии напряжения с обмотки 2 электромагнита 1, запорный орган 7 устанавливается в исходное положение, перекрывая седло 8 под действием пружины 6.

Электромагнит с аккумулирующей пружиной, представленные на рис. 1, б, в, г взаимодействуют между собой так, что при достижении тяговой силой величины достаточной для пересиливания пружины 14, созданной начальной деформацией, магнитопровод 1 и якорь 3 начинают сближаться. Движение начинает тот элемент электромагнита, который не соединен с запорным органом. В электромагнитном клапане, по Рис. 1, б, движение начинает магнитопровод 1, а в остальных случаях – якорь 3.

В момент достижения максимальной деформации аккумулирующей пружины 14 воздушный зазор якоря уменьшается на величину, меньшую чем δ , что создает значительный

рост тягового усилия, которое оказывается достаточным для открывания или закрывания клапана. При этом расстояние между запорным органом и седлом меньше требуемого на величину деформации упругого элемента. Доведение запорного органа в требуемое положение относительно седла происходит за счет перехода потенциальной энергии деформации аккумулирующей пружины 14 в кинетическую энергию запорного элемента.

На рис. 1, д пружина 14 в исходном положении имеет максимальную деформацию, потенциальная энергия которой высвобождается с началом движения якоря. Разность между усилием на якоре и усилием на пружине используется для накопления кинетической энергии якоря. Когда якорь перемещается на длину пружины, зазор между выступом 13 и стаканом 11 становится равным нулю, выпуклые поверхности выступа 13 и стакана 11 соприкасаются с ударом и кинетическая энергия якоря передается через буртик и шток запорному органу. В этот момент на затвор действует сумма двух сил – от сжатой дополнительной пружины и от удара.

Кинетическая энергия якоря и потенциальная энергия дополнительной пружины расходуется затем на необходимую для перемещения запорного органа работу, которая тем меньше, чем круче падает гидравлическая характеристика на запорном органе по мере его удаления от седла. В конце открытия пружина 14 распрямляется, восстанавливается зазор и подтягивает запорный орган к якорю, обеспечивая зазор между якорем и седлом.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сказанное актуализирует постановку новой задачи исследований по разработке теории оптимального проектирования приводов электромагнитных запорных клапанов с использованием упругих элементов и методик их расчета. Изучение новых подходов к конструированию электромагнитного привода с меньшей массой использованного материала на единицу работы при заданных условиях нагрева обмотки.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Oriol Gomis-Bellmunt et al., Linear electromagnetic actuator modeling for optimization of mechatronic and adaptronic systems, *Mechatronics* (2006), doi:10.1016/j.mechatronics.2006.07.002
- [2] Пат. 2011096 Российская Федерация МПК F 16 K 31/02. Электромагнитный клапан / Н.Т. Романенко; № 4953486/29; заявл. 25.06.91; опубл. 15.04.94.
- [3] Пат. 95379 Российская Федерация, МПК F 16 K 31/02. Электромагнитный запорный клапан (варианты) / В.И. Котельников, В.В. Захаренков; № 2010106035/22; заявл. 19.02.2010; опубл. 27.06.2010.
- [4] Zakharenkov, N.V. Analysis of electromagnetic valve with spring at the joint of plunger and plug/ N.V. Zakharenkov, V.V. Zakharenkov // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2017. – V 858 (1). – pp. 1-7. doi:10.1088/1742-6596/858/1/012041
- [5] Оптимизация электромагнитного привода / В.В. Захаренков, В.И. Котельников, Н.В. Захаренков/ Проблемы разработки, изготовления и эксплуатации ракетно-космической и авиационной техники: материалы V Всероссийской научной конференции, посвященной памяти главного конструктора ПО «Полет» А.С. Клинышкова. - Омск: Изд-во ОмГТУ, 2010 - С 65-68.
- [6] Захаренков, Н.В. Повышение эффективности электромагнитного привода прямого действия / В.В. Захаренков, Н.В. Захаренков/ Технологическое обеспечение машиностроительных производств: сб. науч. тр. I международной заочной научно-технической конференции / под ред. В.И. Гузеева и А.А. Дьяконова. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2014. – С. 288-292.

УДК 621.644.052

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТАВКИ НА ВХОДЕ НПС

К. А. Герасим

АО «Транснефть–Западная Сибирь», г. Омск, Россия

Аннотация – В данной работе рассмотрена методика расчета динамического ограничения по давлению (уставки) для нефтепровода с учетом ограничения давления в местах дефектов и проведен численный эксперимент. Методика позволяет выявить определяющие дефекты и исключить дефекты, не влияющие на работу нефтепровода, а также не ограничивает число рациональных режимов, так как не занижает давление на выходе нефтеперекачивающей станции, что позволяет отказаться от регулирования при помощи дросселирования в процессе перекачки и сэкономить электроэнергию. При всём вышесказанном превышение давления в дефектах линейной части также исключается.

Ключевые слова – *уставка, максимальное давление, рациональный режим, дефект.*

I. ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы заключается в необходимости правильного выбора технологического режима эксплуатации магистрального нефтепровода (МН). Это связано с одной стороны с необходимостью экономии электроэнергии, затрачиваемой на перекачку, а с другой стороны с наличием дефектов на линейной части (ЛЧ), так как 90% трубопроводов ещё советского периода постройки. Замена дефектных участков, во-первых, не всегда экономически целесообразна, во-вторых, ремонт ЛЧ строго регламентирован и выполняется в соответствии с утвержденным планом. Но при этом транспортировка нефти должна выполняться в бесперебойном режиме не зависимо от того есть ли повреждения на линейной части либо их нет. Поэтому необходимо знать на каком эксплуатационном режиме будет доступно и целесообразно вести перекачку, не допуская превышения давления в местах дефектов. При наличии на МН дополнительных ограничений в виде дефектов появляется проблема выбора максимальной и минимальной «определяющей уставки» в системе автоматического регулирования (САР) давления.

Целью работы является разработка методики проведения технологического расчета эксплуатационных режимов для безопасной эксплуатации МН с учетом ограничений давления в местах дефектов и выбор рационального эксплуатационного режима с учетом наложенных ограничений по давлению на входе и выходе с нефтеперекачивающей станции (НПС), а также проведение анализа зависимости динамической уставки от расхода по результатам расчетов.

II. ТЕОРИЯ

Уставка по максимальному давлению ограничивается несущей способностью трубопровода. Если на линейной части имеются дефекты, которые накладывают ограничения давления на входе и выходе НПС. То для определения эксплуатационного режима необходимо учитывать тот факт, что МН не может работать на максимальных режимах, так как имеет ограничение по давлению на каждом линейном участке. Допустим что на ЛЧ имеются лимитирующие дефекты, которые хорошо видны на эпюре несущей

способности по фактической толщине стенки (см. рис. 1). Появляется необходимость в ведении условия для проверки возможных эксплуатационных режимов.

$$DH_{ст.i} \leq DH_{уст.maxi} \quad (1)$$

где $\square H_{уст.maxi}$ – допустимое значения напора, на выходе исходя из ограничения давления в месте дефекта.

Проблема выбора максимальной уставки заключается в том, что $\square H_{уст.maxi}$ может варьировать в определенном диапазоне и зависит как от $P_{iвх}$ и $P_{iвых}$ которые являются переменными величинами и в свою очередь зависят от расхода и соответственно от линии гидравлического уклона проведенного через дефект, так и от $P_{деф}$, которое зависит от размеров и характера самого дефекта.

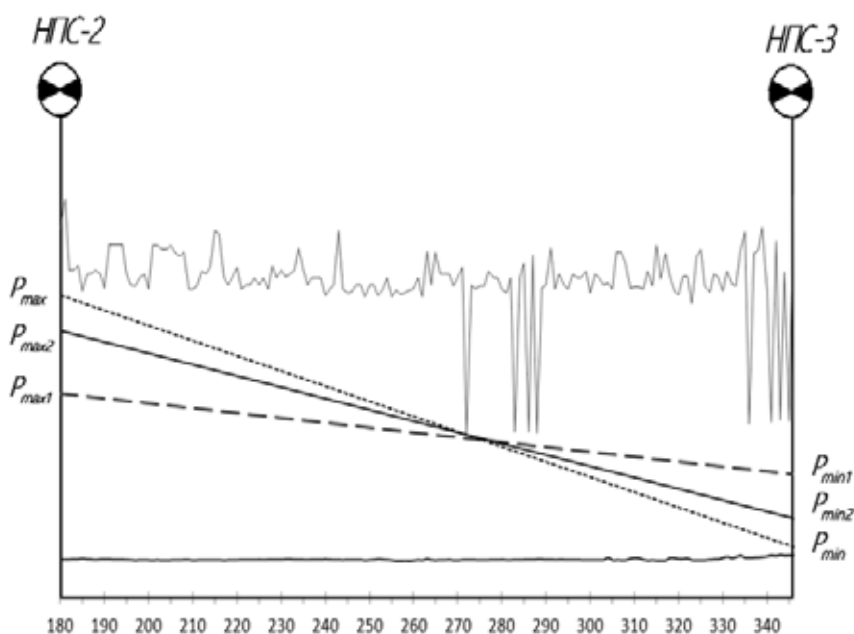


Рис. 1. Расчетная схема

МН должен работать на максимально возможном давлении в данных условиях, чтобы обеспечить плановую производительность нефтепровода. И поэтому расчет такого нефтепровода заключается в определении максимальной пропускной способности с учетом дефектов, максимальной уставки и в выборе такого режима при котором $P_{раб}$ не будет нарушать не одно из условий по максимальному и минимальному давлению. Предполагается вывести функциональную зависимость максимального давления от расхода, для того чтобы при смене режима уставка по максимальному допустимому давлению автоматически изменялась то есть была «динамической».

Методика расчета динамической уставки выполняется в следующей порядке:

1) проводится оценка технического состояния нефтепровода согласно [1] при помощи графоаналитического метода (рис. 2);

2) рассчитывается уставка по минимальному давлению согласно [2], с учетом допустимого кавитационного запаса установленных магистральных насосов на нефти и гидравлическим сопротивлением всасывающих магистралей;

3) выявляются все значимые дефекты – места с наибольшим отклонением фактической несущей способности от проектной (на рис. 2 показаны маркерными точками);

4) из значимых дефектов выявляются лимитирующие дефекты ЛЧ – дефекты, которые будут ограничивать давления на выходе НПС, для этого анализируются линии гидравлического уклона, проходящие от минимального давления на входе некоторой НПС через значимые дефекты предшествующего участка ко всем предыдущим НПС (на рис.2 через каждый значимый дефект проводится серия линий гидравлического уклона одного цвета);

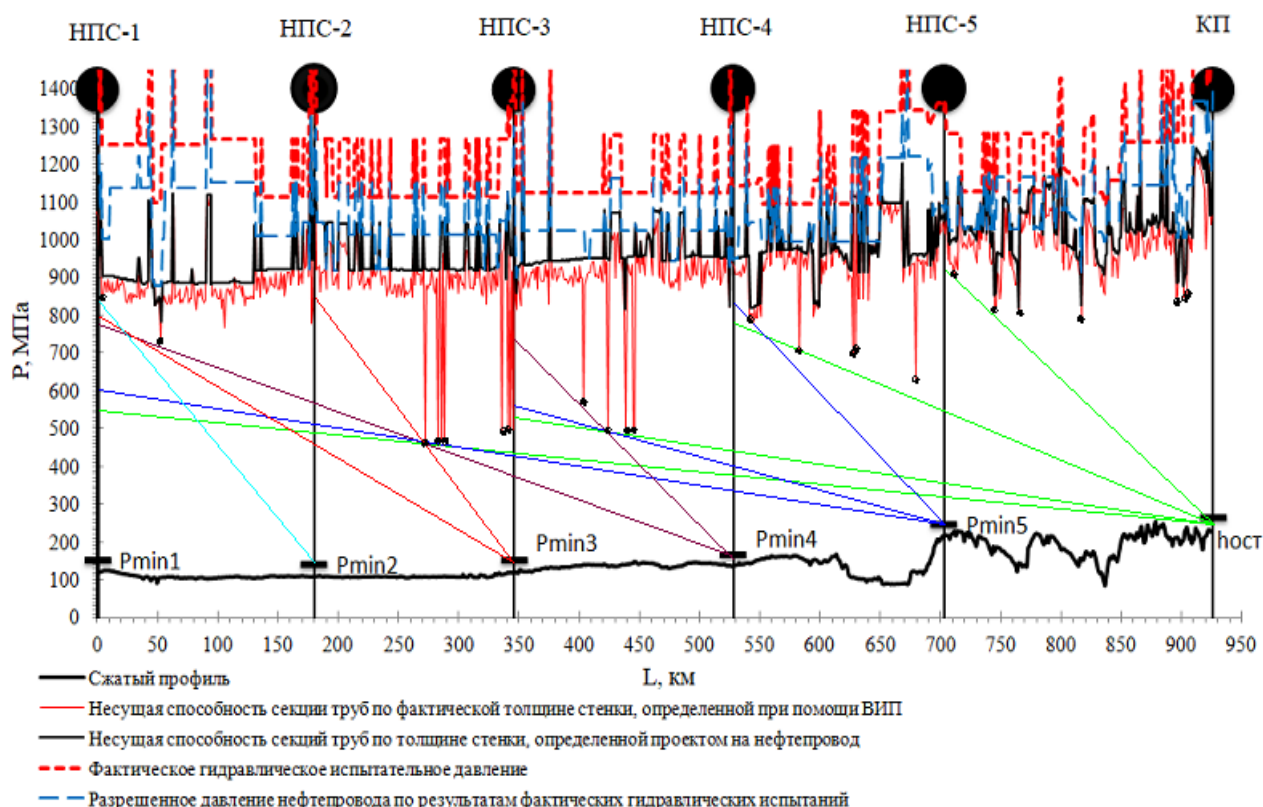


Рис. 2. Сводный график давлений

5) выполняется технологический расчет режимов работы МН, в ходе которого определяется расход в трубопроводе, гидравлический уклон, давление на входе и выходе НПС.

6) для каждого лимитирующего дефекта, с учётом схемы включения НПС, рассчитывается максимальное допустимое давление на выходе j -й НПС:

$$P_{\max j} = \rho \times g \times i_i \times (X_{\text{деф.}k} - X_{\text{НПС}j}) + Z_{\text{деф.}k} - Z_{\text{НПС}j} + P_{\text{деф.}k}, \quad (2)$$

где ρ – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, кг/м³;

i_i – гидравлический уклон на i -ом режиме;

$X_{\text{деф.}k}$ – расположение k -го дефекта по длине МН, м;

$X_{\text{НПС}j}$ – расположение j -й станции по длине МН;

$Z_{\text{деф.}k}$ – высотная отметка k -го дефекта, м.

$Z_{\text{НПС}j}$ – высотная отметка j -й станции, м;

$P_{\text{деф.}k}$ – несущая способность k -го дефекта, Па.

7) давления на входе и на выходе j -й НПС должны удовлетворять условию, накладываемому ограничениями по минимально допустимому и максимально допустимому давлению.

Выбор рациональных режимов проводился исходя из минимизации энергозатрат и обеспечения допустимого давления в местах расположения наиболее опасных (существенно снижающих несущую способность секции) дефектов. Однако в процессе перекачки необходимо контролировать давления на входе и выходе НПС. С этой целью необходимо задать ограничение максимального давления.

Необходимо задать уставки таким образом, чтобы при смене режима уставка изменялась автоматически, то есть необходимо ввести динамическую уставку. Уставка по максимальному давлению динамическая, и на ее изменение влияет расход, а значит и схема включения насосов на станции.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

За критерий выбора рациональных режимов эксплуатации выбраны удельные энергозатраты на перекачку 1 тонны нефти. Граница рациональных режимов представлена на рис. 3.

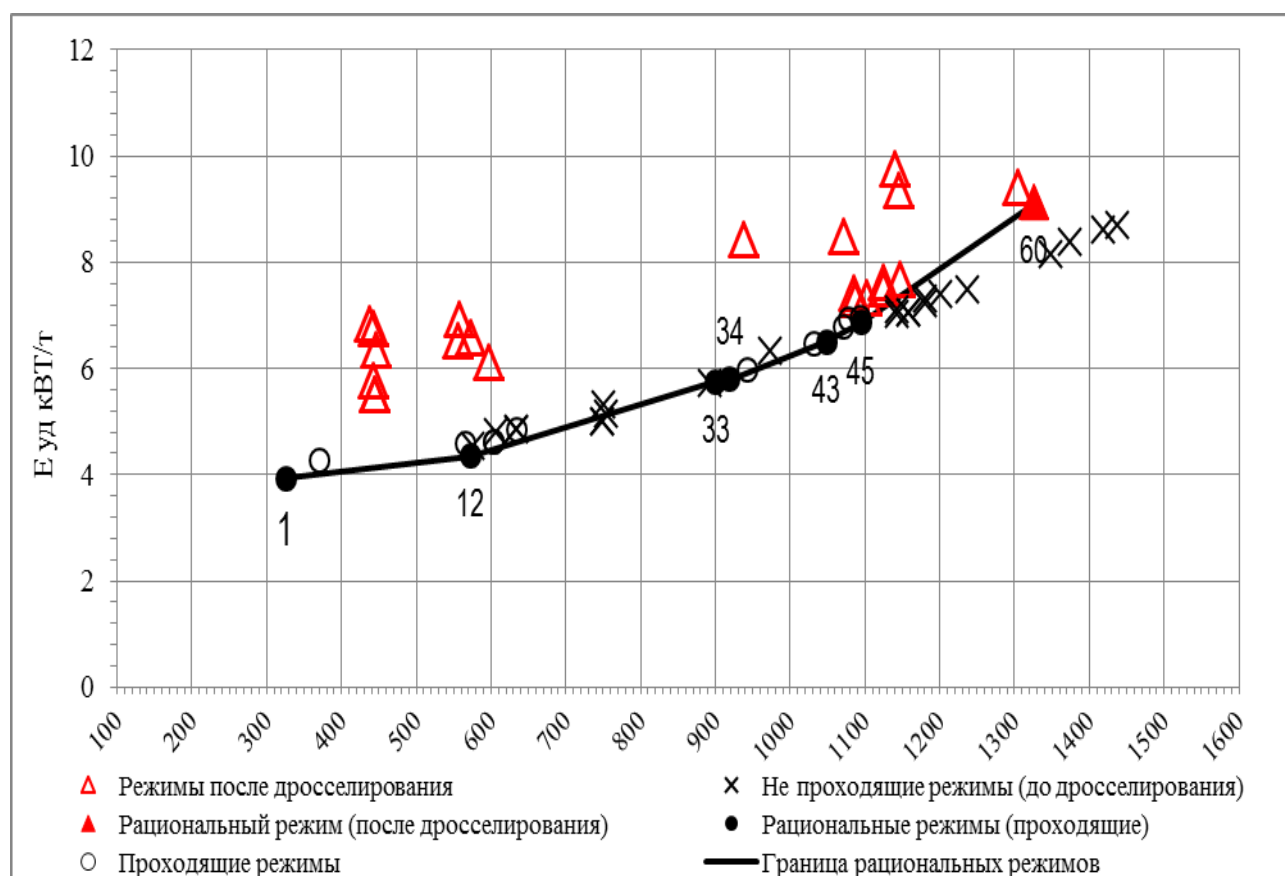


Рис.3. Граница рациональных режимов

Проводился эксперимент, в ходе которого проанализировано более 60 режимов, различных по набору работающих насосов и станций. Для более детального анализа режимы не отвечающие критериям отбора (обозначены крестом на рис. 3 и ромбом на рис. 4) регулировались при помощи перекрытия заслонки регулятора давления (обозначены треугольником на рис. 3 и 4).

Расчет уставки по максимальному давлению проводился для каждой НПС по формуле (3). Наглядная работа динамической уставки представлена на рис. 4, при работе на первой НПС определяющие дефекты меняются в зависимости от того работает ли последующая станция или нет. На работу первой станции влияют дефект, расположенный на линейном участке данной станции и дефект после НПС-2.

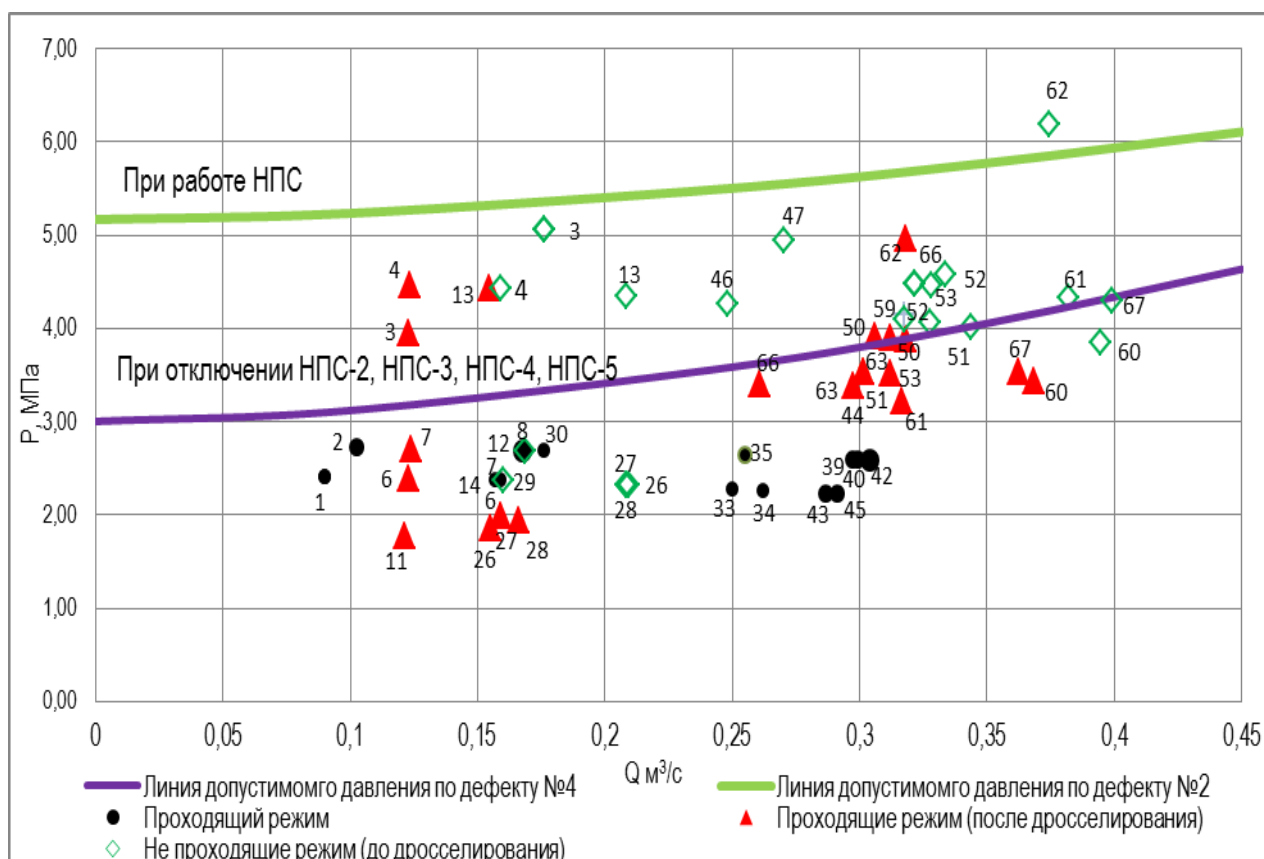


Рис.4. Расчетные уставки на НПС-1

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

На рисунке 2 наглядно представлено, что определяющий является не только дефект с самым низким давлением, но и от линии гидравлического уклона при различных режимах. При этом при различной схеме работающих станций определяющие дефекты также изменяются. Методика позволяет определять лимитирующие дефекты и наименее энергозатратные режимы с наибольшим расходом. При полной автоматизации системы, с использованием современного оборудования и специальных программ динамическая уставка будет изменяться при смене режима или при аварийном отключении той или иной станции. Так как давление на входе и динамическая уставка взаимно сближаются, при их сближении

начинает срабатывать система автоматического регулирования давления, при этом появляются изменяющиеся потери на регуляторе, которые стремятся уравнять давление и динамическую уставку. В связи с этим возникает колебательный процесс, поэтому следующим шагом является изучение на математической модели в ходе численного эксперимента совместной работы динамической уставки, повышения давления на выходе НПС и системы автоматического регулирования давления. Так как у нас изменяются три величины.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе предложена методика расчёта динамической уставки по максимальному давлению на выходе НПС. Предложенная методика расчета динамической уставки проверенная численным экспериментом:

- не ограничивает число рациональных режимов;
- предотвращает превышение допустимого давления в дефектах при контроле давления на НПС;
- не занижает давление на выходе НПС, что позволяет отказаться от регулирования в процессе перекачки и сэкономить электроэнергию;
- на ограничения оказывают влияния дефекты рассматриваемого участка при включенной следующей станции, а при ее отключении влияние оказывают дефекты следующего участка.

В ходе анализа расчётных давлений новых определяющих дефектов не обнаружено. Анализ показал, что наиболее жёсткое ограничение давления происходит за счёт дефектов линейного участка, на который работает рассматриваемая НПС. В то же время при разных значениях расхода в трубопроводе в качестве ограничивающего фактора могут выступать дефекты, расположенные в разных точках рассматриваемого линейного участка, что делает функциональную зависимость динамической уставки по максимальному давлению кусочно-заданной. Использование динамической уставки позволит предотвратить недопустимое нагружение дефектов и в то же время понизить энергозатраты за счёт исключения нецелесообразного дросселирования.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель Краус Юрий Александрович доцент, к.т.н., кафедры НГДСиМ.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] РД-23.040.00 –КТН-265-10 Оценка технического состояния магистральных трубопроводов на соответствие требованиям нормативно-технических документов. – Взамен РД-23.040.00-КТН-189-09. – Москва 2010.
- [2] РД-23.080.00-КТН-064-10 Методика расчета уставок по минимальному давлению на входе НПС. – Взамен РД-23.080.00-КТН-391-08. – М.:ОАО «АК» Транснефть». 2010.

УДК 621.644.052

УЧЁТ ТЕМПЕРАТУРЫ НЕФТЕРОДУКТОВ И КОНЦЕНТРАЦИИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКИ

А. С. Куликов

АО «Транснефть–Западная Сибирь», г. Омск, Россия

Аннотация – При планировании последовательной перекачки нефтепродуктов с применением противотурбулентных присадок (ПТП) необходимо знать, сколько потребуется электроэнергии, ПТП и денежных средств на транспортировку нефтепродуктов и какие будут удельные показатели перекачки. При изменении температуры перекачиваемых нефтепродуктов и концентрации ПТП задача определения удельных показателей усложняется. В работе даны формулы для расчета удельных показателей электропотребления, использования присадки и стоимости перекачки. Графически представлено влияние температуры нефтепродуктов и концентрации ПТП на удельные показатели перекачки.

Ключевые слова – последовательная перекачка, противотурбулентная присадка, удельные показатели

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время к завершению подходит программа реконструкции предприятий и увеличения глубины переработки нефти, в которой приняли участие крупные нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) Российской Федерации. В результате данной программы прогнозируется существенное увеличение производства нефтепродуктов. В частности, рост выпуска дизельного топлива на 50 – 80 млн. тонн в год.

В условиях увеличения производственных мощностей высока вероятность отказов в работе трубопровода, связанных с недопустимым повышением или понижением давления. В результате остановок работы потребитель не получает необходимых объёмов нефтепродуктов в указанные сроки, а компания, оказывающая услуги по транспорту этих нефтепродуктов, оплачивает большие штрафы.

Одним из способов решения сложившейся проблемы является применение противотурбулентных присадок (ПТП), которые позволяют увеличить объёмы транспортируемых нефтепродуктов без превышения допустимого давления, а также снизить затраты на электроэнергию. Однако, стоимость присадок очень высока, поэтому необходимо грамотное их использование.

Целью данной работы является более точное планирование последовательной перекачки нефтепродуктов.

Для этого необходимо решить следующие задачи:

- исследовать влияние температуры на изменение давлений в технологическом участке;
- определить поправки давлений при последовательной перекачке партий нефтепродуктов с разными температурами с использованием ПТП с заданной периодичностью;
- установить влияние температуры и концентрации ввода ПТП на удельные показатели последовательной перекачки.

II. ТЕОРИЯ

Одними из ключевых показателей деятельности компаний являются удельное потребление электроэнергии при перекачке нефти и нефтепродуктов и удельная стоимость транспортировки. Однако данные показатели важны не только для оценки эффективности работы предприятия, но и для планирования режимов работы трубопровода. Зная удельные показатели энергопотребления и стоимости, можно сказать, сколько электроэнергии и денежных средств будет затрачено при поставке запланированных объемов нефти и нефтепродуктов за заданный период. В случае применения противотурбулентных присадок также необходимо знать, сколько и по какой стоимости будет использовано ПТП. Для этого вводится ещё один показатель – удельное потребление противотурбулентной присадки.

Выясним, какие параметры влияют на удельные показатели транспортировки нефти и нефтепродуктов.

Полезная мощность насосов, необходимая для перекачки с заданным расходом определяется по формуле [3]

$$N_{\text{нас}} = r \times g \times DH_{\text{нас}} \times Q = g \times DH_{\text{нас}} \times M, \quad (1)$$

где массовый расход перекачки

$$M = r \times Q, \quad (2)$$

где r - плотность перекачиваемого нефтепродукта, кг/м³;

g – гравитационное ускорение, м/с²;

$DH_{\text{нас}}$ - напор, создаваемый перекачивающей станцией, м;

Q – объемный расход перекачки, м³/с.

Так как многие электродвигатели для насосов изготавливаются с большим запасом по мощности, то рассчитывать будем только необходимую мощность на валу насоса, которая определится по выражению

$$N_{\text{нас}} = \frac{N_{\text{мнас}}}{h_{\text{нас}}}, \quad (3)$$

где $h_{\text{нас}}$ - коэффициент полезного действия насоса.

За время работы режимом потребленная электроэнергия определяется как

$$E = N_{\text{нас}} \times t, \quad (4)$$

где t - время работы режимом, ч.

Удельный показатель потребления электроэнергии рассчитывается по формуле

$$U = \frac{E}{G} = \frac{N_{\text{нас}}}{M \times L}, \quad (5)$$

где грузооборот равен

$$G = r \times Q \times L \times t, \quad (\text{т} \cdot \text{км}) \quad (6)$$

L – длина технологического участка, км.

Стоимость потребленной электроэнергии при одноставочном тарифе оплаты

$$S_E = E \times t, \quad (7)$$

где t – тарифная стоимость электроэнергии, руб/кВт·ч.

Тогда удельная стоимость перекачки определится как

$$U_{s_i} = \frac{S_t}{G} = \frac{N_{нас} \times \lambda}{M \times L} = U \times \lambda . \quad (8)$$

При использовании противотурбулентной присадки при транспортировке нефти и нефтепродуктов масса введенной ПТП вычисляется по формуле

$$M_{ПТП} = q \times r \times Q \times \lambda = q \times M \times \lambda , \quad (9)$$

где q - концентрация противотурбулентной присадки, г/т.

Учитывая формулу (6), показатель удельного потребления ПТП

$$U_{ПТП} = \frac{M_{ПТП}}{G} = \frac{q}{L} . \quad (10)$$

Стоимость использованной присадки

$$S_{ПТП} = q \times C_{ПТП} , \quad (11)$$

где $C_{ПТП}$ – цена противотурбулентной присадки, руб/т.

Таким образом, удельная стоимость ПТП определится как

$$U_{S_{ПТП}} = \frac{q \times C_{ПТП}}{L} = U_{ПТП} \times C_{ПТП} . \quad (12)$$

Полные удельные затраты денежных средств на перекачку запишутся следующим образом

$$U_{SS} = U_{s_i} + U_{S_{ПТП}} = U \times \lambda + U_{ПТП} \times C_{ПТП} . \quad (13)$$

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате расчетов, проведенных по представленным выше зависимостям, для дизельного топлива класса «ЕВРО-5», имеющего физические свойства согласно [1], изменяющимся от температуры согласно формулам, приведенным в [2], были получены поверхности удельных показателей электропотребления, использования ПТП и стоимости перекачки. Поверхности удельных показателей приведены на рисунках 1, 2 и 3 соответственно.

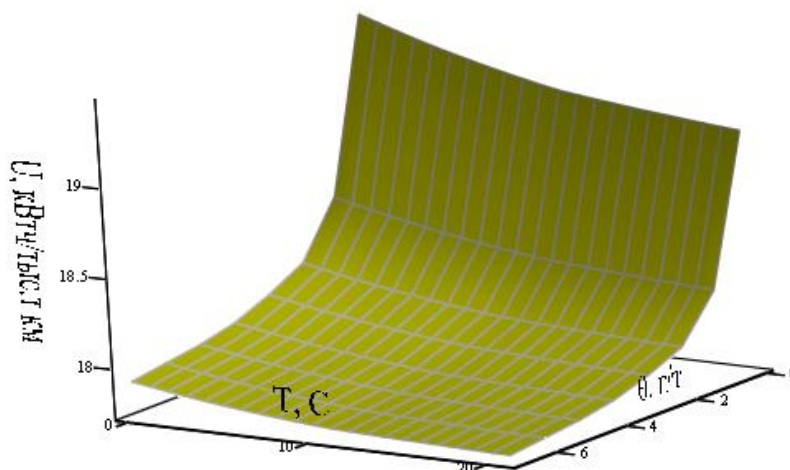


Рис. 1. Поверхность удельного потребления электроэнергии

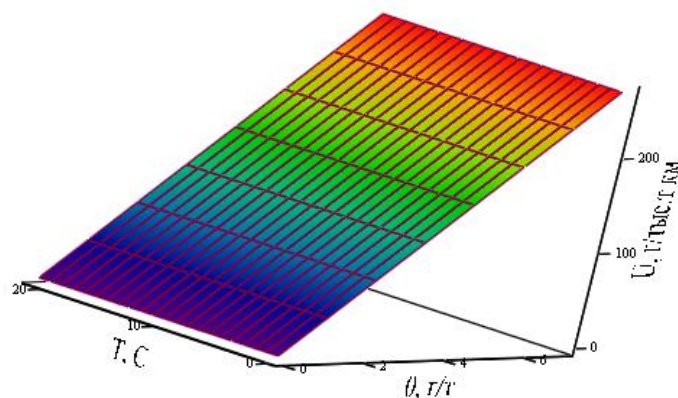


Рис. 2. Поверхность удельного потребления противотурбулентной присадки

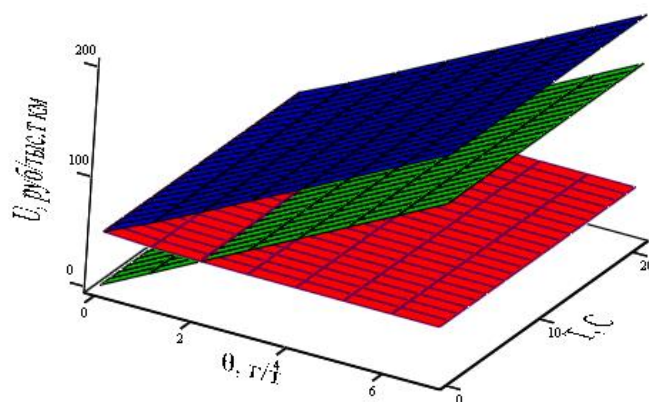


Рис. 3. Поверхность удельной стоимости перекачки

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Задача расчёта режимов работы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов сложна и многокритериальна. В современных условиях роста производственных мощностей, существующие ограничения заставляют разрабатывать новые методы эффективного планирования транспортировки углеводородов. Рассмотрение частных случаев работы систем трубопроводного транспорта с учётом определённых допущений позволяет установить влияние отдельно взятой переменной на ключевые показатели деятельности предприятия.

В качестве переменных были приняты температура нефтепродукта, местоположение партий и концентрация противотурбулентной присадки. По результатам моделирования процесса последовательной перекачки партий дизельного топлива, меняя температуру и положение продуктов, концентрацию вводимой присадки, заключили, что изменение значений переменных существенно влияет на величину удельных показателей транспортировки.

В данной работе был разработан инструмент, позволяющий:

- определять необходимость применения ПТП и её концентрацию;
- учитывать температуру и движение партий нефтепродуктов при заданной концентрации ввода присадки для планирования работы магистрального нефтепродуктопровода;

- определять поправки давлений для осуществления контроля давлений на участке с учётом движения партий и прогнозировать изменение давлений;
- прогнозировать энергопотребление НПС и необходимую концентрацию противотурбулентной присадки с учётом движения партий нефтепродуктов.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель: к.т.н. Мызников Михаил Олегович

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [3] ГОСТ 32511 – 2013 (EN 590:2009) Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия. Введён 1 января 2015г. Москва: Стандартинформ. 2014.
- [4] Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / П.И. Тугунов [и др.] // Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2002. С. 130-142.
- [5] Мызников М.О., Исакова Е.В., Куликов А.С. Сравнительный анализ удельных показателей транспортировки нефти на технологических участках // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. - №4. С. 36-41.

УДК 621.644.8

РАСЧЕТ НЕОБХОДИМОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ ПРИСАДКИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА

И. В. Ткаченко

ООО «Институт Транснефтегазпроект», г. Омск, Россия

Аннотация - Рассматривается расчет необходимой концентрации противотурбулентной присадки для обеспечения требуемой производительности технологического участка магистрального нефтепродуктопровода, а также повышение эффективности технологического участка (ТУ) магистрального нефтепродуктопровода (МНП) при помощи добавления противотурбулентной присадки (ПТП). Актуальность работы связана с ростом интереса к полимерным добавкам как к инструменту, повышающему эффективность перекачки нефти и нефтепродуктов, снижающему рабочее давление, а также позволяющему в некоторых случаях при необходимости снизить потребление электроэнергии. В статье рассмотрены различные подходы к определению необходимой концентрации.

Ключевые слова - магистральный нефтепродуктопровод, присадки, транспортировка, противотурбулентные присадки, определение концентрации присадки.

I. ВВЕДЕНИЕ

На протяжении периода работы МНП, возникают ситуации, в которых необходимо повысить производительность в кратчайшие сроки и с минимальными затратами. К примеру, основанием для возникновения такой ситуации может быть отставание от графика поставки продукта заказчику. Решением такой проблемы может быть использование ПТП при невозможности использования других методов повышения производительности.

Определение необходимой концентрации, удовлетворяющей условиям экономичности и эксплуатационным требованиям, таким как ограничение давления, потеря качества перекачиваемого продукта - главная проблема, решение которой позволит рационально использовать ПТП.

В литературе можно найти множество методик, эмпирических формул для определения концентраций учитывающих ограничение по давлению, максимальную стоимость присадки, ограничения по концентрации (ppm - частей на миллион) и т.д., но только лишь комплексный метод оценки всех этих показателей позволит рационально и эффективно использовать ПТП.

В данной статье рассмотрим различные методики определения концентрации присадки.

II. ТЕОРИЯ

Для начала опишем методику расчета концентрации ПТП без учета каких-либо ограничений.

В результате анализа литературы было решено использовать способ, позволяющий определить необходимую концентрацию присадки через потери на трение [1, 2, 3].

Последовательность действий для определения концентрации ПТП при заданном новом расходе следующая. Определяется значение коэффициента гидравлического сопротивления при расходе без ПТП, путем численного решения уравнения баланса напоров:

$$A - B \times Q_0^2 = 1,02 \times \rho \times \frac{8 \times Q_0^2}{g \times \rho^2 \times D^5} \times L + Dz + h_{ост},$$

где A, B - коэффициенты напорной характеристики перекачивающей станции, которые определяются по формулам:

$$A = a_M + m_M \times a_M,$$

$$B = b_M + m_M \times b_M.$$

Для заданной, увеличенной производительности, определяем напор станции $H_{НПСf}$:

$$H_{НПСf} = A - B \times Q_f^2,$$

где Q_f - новый, заданный расход, $Q_f > Q_0$.

Определяются потери напора по длине при перекачке с ПТП:

$$h_{ПТП} = \frac{H_{НПСf} - Dz - h_{ост}}{1,02}.$$

Рассчитывается, соответствующий потерям, коэффициент гидравлического сопротивления l_f :

$$l_f = \frac{h_{ПТП}}{L} \times \frac{g \times \rho^2 \times D^5}{8 \times Q_f^2}.$$

Определяется необходимая эффективность ПТП $y(C)$:

$$y(C) = \frac{\varphi}{\xi} \left(1 - \frac{l_f}{l_0} \right) \times 100\%.$$

Используя результаты опытно-промышленных испытаний, к примеру присадки NECAD-447 (рис.1) при помощи аппроксимированной дробно-линейной функцией Вирка, определим необходимую концентрацию ПТП:

$$C = \frac{\alpha c}{\beta y(C)} - d \frac{\delta^{-1}}{\phi},$$

$$c = \frac{1}{a}; d = \frac{a}{b},$$

где a и b коэффициенты уравнения регрессии.

Полученное значение концентрации позволит производить перекачку с заданным, новым расходом.

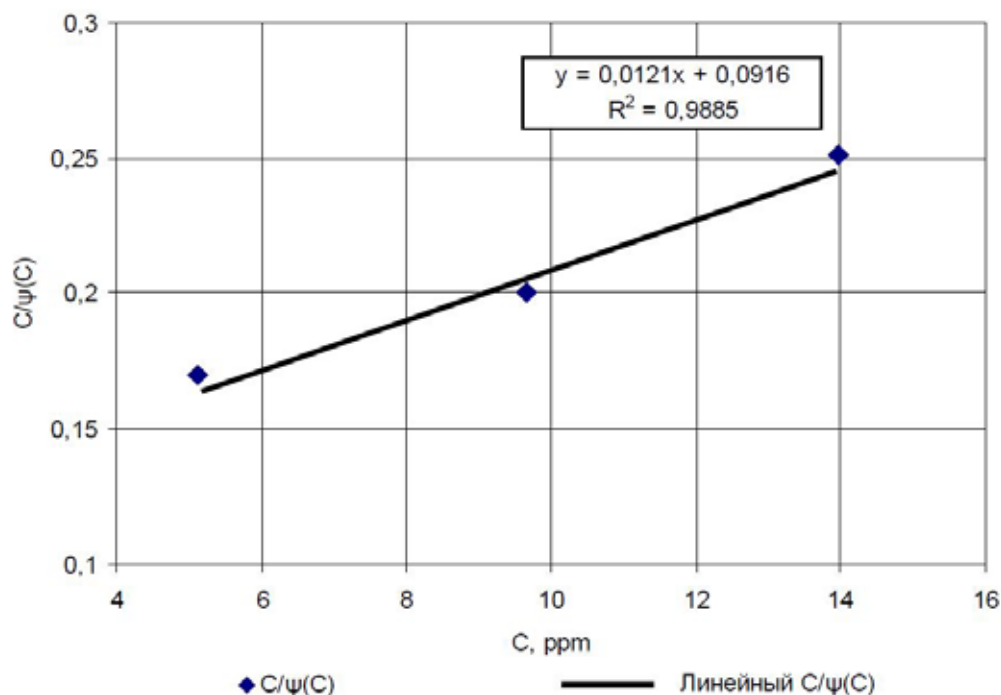


Рис. 1. Результат опытно-промышленных испытаний аппроксимированный дробно-линейной функцией Вирка. Присадка NECAD-447, продукт – дизельное топливо

Данная методика не учитывает ограничение по давлению и как следствие не совсем подходит для решения задачи по определению рациональной концентрации ПТП. Для того, что бы учесть ограничение по давлению в работе [4] предлагается следующая зависимость:

$$C = \frac{\hat{e} \frac{2-m}{c_c^m} - 1}{\hat{e} a_0 \times (Re_y \times c_c)^{a_2}} \frac{\hat{u}^1}{\hat{u}}$$

где C - концентрация ПТП;

c_c - коэффициент увеличения расхода с учетом ограничения по давлению;

Re_y - число Рейнольдса, соответствующее перекачки без ПТП;

a_0, a_1, a_2 - эмпирические коэффициенты.

Для определения экономического ограничения применяют понятие максимальная стоимость ПТП – стоимость до которой применение ПТП целесообразно, если стоимость присадки выше, то экономического эффекта противотурбулентная присадка не даст.

Добавление в поток жидкости антитурбулентных присадок позволяет снизить потери на трение и применить методы ступенчатого и частотного регулирования. Таким образом для ступенчатого регулирования стоимостным выражением экономии затрат будет количество отключенных насосов формулы (1) и (2), для частотного регулирования мерой экономии является разность потребляемой, магистральными насосными агрегатами (МНА), мощности до ввода ПТП и потребляемой мощности после ввода ПТП в МНП за счет регулирования частоты вращения рабочего колеса МНА, формула (3):

$$\Delta = n \times k \times DW \times s \times t, \quad (1)$$

где Δ - экономия затрат на электроэнергию;
 n - количество перегонов;
 k - количество отключаемых МНА на станции;
 s - стоимость электроэнергии, руб./ кВт·ч ;
 t - время работы.

$$DW = \frac{Q \times H_{\text{МНА}}(Q) \times g \times 10^{-3}}{h^{\text{H}}(Q) \times h^{\text{ДВ}}}, \quad (2)$$

где DW - уменьшение мощности потребляемой МНА после ввода ПТП, кВт;
 ρ - плотность, кг/м³;
 g - ускорение свободного падения, м/с²;
 $h^{\text{H}}(Q)$ - КПД насоса, от. ед. ;
 $h^{\text{ДВ}}$ - КПД электродвигателя, от. ед.

$$DW = m \times (W - W_{\text{ПТП}}) = \frac{m \times Q \times g \times 10^{-3}}{h^{\text{ДВ}} \times h^{\text{ПЧ}}} \times \frac{H(Q)}{h_0^{\text{H}}(x_0, Q)} - \frac{H^{\text{ПТП}}(Q)}{h^{\text{H}}(x, Q)}, \quad (3)$$

где DW - уменьшение мощности потребляемой МНА после ввода ПТП, кВт;
 W - мощность потребляемая МНА до ввода ПТП, кВт;
 $W_{\text{ПТП}}$ - мощность потребляемая насосами после ввода ПТП, кВт;
 x_0, x - относительная частота вращения рабочего колеса МНА до и после ввода ПТП;
 $h_0^{\text{H}}, h^{\text{H}}$ - соответствующие частотам КПД, от. ед.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Для достижения более точного результата следует применять не только данные опытно-промышленных испытаний присадок, но и пользоваться доступными инструментами по предварительному анализу эффективности присадок. В лабораторных условиях можно использовать дисковый реометр, позволяющий предсказать поведение присадки в том или ином продукте. Данные исследований в работе [5] показали, что расхождение опытно-промышленных испытаний присадки Necadd-447 с лабораторными в диапазоне чисел Рейнольдса от $1,4 \times 10^5 - 2,4 \times 10^5$ до $6 \times 10^5 - 7 \times 10^5$ составляет около 1%.

При частотном регулировании зависимость максимальной стоимости присадки от частоты ротора МНА представлена на рисунке 2.

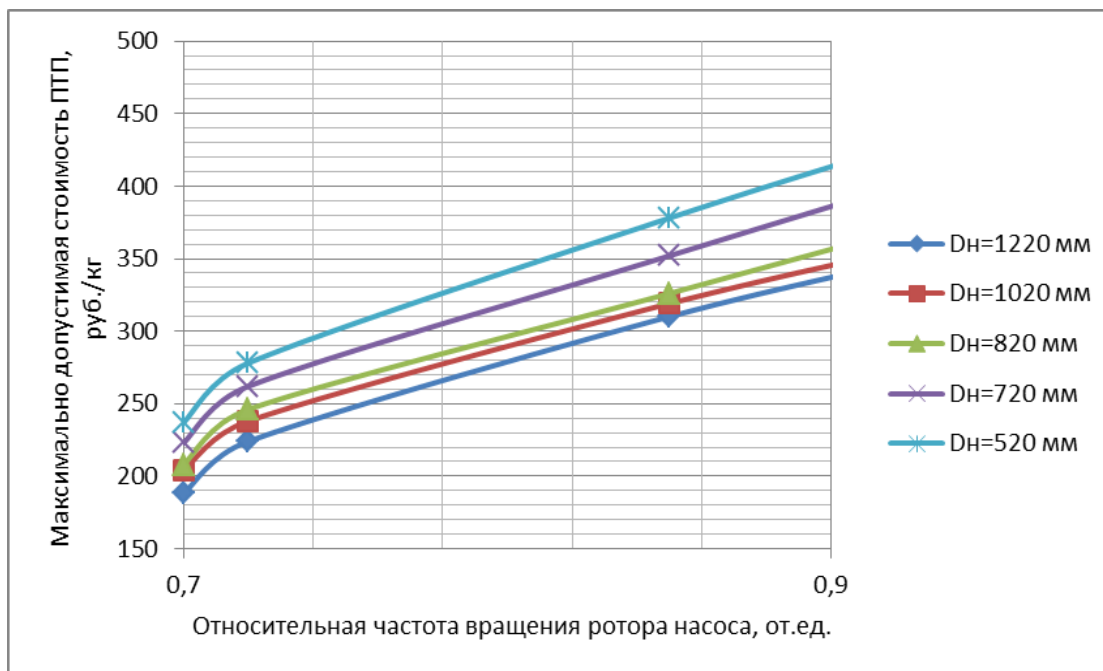


Рис. 2. Зависимость максимально допустимой стоимости ПТП от относительной частоты вращения ротора насоса при регулировании с помощью преобразователя частоты при фиксированной производительности

Также существует ряд ограничений которые необходимо учитывать:

- 1) при достижении определенной концентрации ПТП прекращает свой положительный эффект, так для дизельных топлив типа ДТ ЕВРО превышая концентрацию в 160 ppm качество продукта выходит за рамки ГОСТ Р 52368;
- 2) ограничения по давлению, обусловленные заданными в проекте характеристиками, а также техническим состоянием;
- 3) максимальная стоимость присадки, при превышении которой положительный экономический эффект отсутствует.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

При переноса результатов расчета на реальный объект, расхождения в определении концентрации можно объяснить отсутствием учета факторов гидравлической связи других участков на участок в который добавляется ПТП, а так же деструкции присадки обусловленной местными сопротивлениями.

При использовании ПТП, немаловажным моментом является потеря качества продукта, удержание его в рамках ГОСТов необходимо, для этого перед использованием ПТП помимо лабораторного исследования эффективности присадки, необходимо дополнительное лабораторной исследование химического воздействия ПТП на свойства перекачиваемого продукта.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Муратова, В.И. Определение необходимой концентрации различных присадок по их транспортным характеристикам / В.И. Муратова, А.М. Нечваль // Транспорт и хранение нефтепродуктов. - 2008. - № 1. - С. 16-17.

- [2] Муратова, В.И. Расчет концентраций противотурбулентной присадки для обеспечения заданной производительности трубопровода / В.И. Муратова, А.М. Нечваль // 58-я научно практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых: материалы конф. - Кн.1 / Редкол.: Ю.Г. Матвеев и др. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. - С. 29-30.
- [3] Муратова, В.И. Обеспечение требуемой производительности перекачки путем определения концентрации различных противотурбулентных присадок / В.И. Муратова, А.М. Нечваль // Трубопроводный транспорт - 2007: материалы III Международной учебно-научно-практической конференции / Редкол.: А.М. Шаммазов и др. - Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2007. - С. 28-29.
- [4] Коршак, А.А. Выбор концентрации противотурбулентной присадки для обеспечения безопасности эксплуатации нефтепроводов с ограничениями по давлению / А.А. Коршак, М.Н.А. Хуссейн // Материалы Международной научно-практической конференции «Промышленная безопасность на взрывоопасных и химически опасных производственных объектах». - Уфа, 2008. - С.276-275.
- [5] Муратова, В.И. Определение эффективности противотурбулентных присадок на дисковом реометре / В.И.Муратова, А.М. Нечваль // Трубопроводный транспорт - 2013: материалы IX Международной учебно-научно-практической коференции / Редкол.: А.М. Шаммазов и др. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - С. 107 - 108.

УДК 656.56

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ И ЭНЕРГОРЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

М. О. Мызников

АО «Транснефть – Западная Сибирь», ОмГТУ, Омск, Россия

Аннотация – Энергоресурсосбережение является одной из важнейших народнохозяйственных задач. Рациональное расходование природных ресурсов позволяет не только ослабить экономические проблемы, связанные с нехваткой энергетических ресурсов, но и уменьшить вредную нагрузку на окружающую природную среду. Значительный эффект при решении этой задачи дает рациональное планирование технологических режимов транспортировки углеводородов, основанное на оптимальном планировании расходования энергоресурсов, повышении эффективности использования насосного оборудования, переносе энергетической нагрузки на менее нагруженные периоды времени и в регионы с более дешевой энергией, снижении неравномерности нагрузки на оборудование и уменьшении риска аварий и отказов. В докладе рассматриваются основные понятия, принципы и критерии оптимизации технологических режимов, показывается необходимость использования комплексных критериев для планирования транспортировки углеводородов.

Ключевые слова – магистральный трубопровод, технологический режим, производительность перекачки, энергоэффективность, критерии эффективности.

I. ВВЕДЕНИЕ

Транспортировка углеводородов по магистральным трубопроводам на значительные расстояния связана со значительным потреблением энергии. Стоимость этой энергии составляет немалую часть в цене энергетического продукта. Кроме того, излишне потребляемая энергия оказывает на окружающую среду дополнительную нагрузку, которой можно было бы избежать. В современных условиях, в силу ряда экономических и политических обстоятельств многие трубопроводы эксплуатируются в условиях недогрузки

или неравномерной загрузки. При этом предприятия вынуждены эксплуатировать имеющееся оборудование не на максимальных проектных технологических режимах, обеспечивающих полную загрузку и максимальный к.п.д. насосного оборудования, а на пониженных производительностях, используя не все имеющиеся мощности, либо работать циклически, что снижает эффективность использования имеющегося оборудования.

II. ТЕОРИЯ

В основе оптимизации энергопотребления лежит понятие технологический режим. До настоящего времени нет корректного и однозначного понятия технологический режим или режим перекачки. Различные нормативные документы трактуют это понятие по-разному. Самое простое: режим – это набор включенных перекачивающих агрегатов. Где-то, определяющей характеристикой режима ставится производительность перекачки. Где-то, учитывается электропотребление, где-то в первооснову берутся удельные показатели перекачки. В более сложных конструкциях в характеристики режима входят технологические особенности гидравлической схемы, свойства перекачиваемой жидкости, степень наполнения емкостей, концентрации ввода присадок, температура.

Далее, в нормативных документах используется нечеткое понятие стационарного или установившегося режима. Как правило, долгосрочное планирование ведется на основе набора ряда установившихся режимов. Чтобы его вести, необходимо иметь достаточно полное, однозначное и технически выполнимое определение установившегося режима, позволяющее отличить один режим от другого. Строго говоря, любой турбулентный режим является неустановившимся. Поскольку, в процессе перекачки имеет место изменение уровней наполнения резервуаров, изменение температуры и смещение партий жидкости с различными свойствами, любой стационарный режим превращается в режим с медленно изменяющимися параметрами. Т.е. на практике можно говорить о квазиустановившихся режимах, но при этом возникает проблема определения границ, отличающих один режим от другого. Не разрешив для каждого технологического участка вопрос идентификации режима, невозможно говорить о планировании и контроле технологического режима.

Обобщенное понятие технологического режима можно дать в следующей трактовке: **Технологический режим – это воспроизводимый с заданной точностью набор определенных параметров, позволяющий идентифицировать режим.** Для каждого трубопровода, с учетом имеющегося оборудования и поставленной технологической задачи перекачки или контроля, набор параметров, определяющих режим, может изменяться. В наиболее широком смысле каждый режим отличают характеристики производительности, энергопотребления, характеристики оборудования, стоимость электроэнергии, безопасность, простота запуска, возможности регулирования, возможности резервирования оборудования, ограничения по давлению или скорости в заданных точках, требуемая производительность, требования к стабильности, свойства перекачиваемой жидкости и другие технологические ограничения и особенности. При планировании перекачки необходимо осуществлять подбор наилучшей, экономически целесообразной комбинации режимов, отвечающей всем предъявляемым ограничениям.

В настоящее время долгосрочное планирование и программы энергосбережения основываются на минимизации потребления электроэнергии. Государственные программы энергосбережения строятся на частных случаях экономии электроэнергии. В рекомендациях по их формированию лежит перечень мероприятий, часто не связанных друг с другом, каждое из которых должно дать эффект экономии. Например, повышение к.п.д. насосного оборудования, применение противотурбулентных присадок, замена насосного оборудования, применение частотно регулируемого привода, строительство лупингов, замена ламп, исключение дросселирования, экономия топлива при отоплении и технологических операциях и др. При этом общий эффект получается простым суммированием эффектов отдельных мероприятий. Часто в стороне остаются вопросы, какой ценой достигается эффект экономии электроэнергии, повышения к.п.д., сбережения топлива; как мероприятия влияют друг на друга; как они сказываются на безопасности транспортировки; дают ли мероприятия выигрыш только при краткосрочном планировании; обеспечивают ли покрытие расходов на реконструкцию, ремонт, строительство в долгосрочном планировании; оказываются ли в целом предприятие и страна в выигрыше или проигрыше.

Необходимость ответов на эти вопросы подводит к постановке задачи эффективного долгосрочного грамотного планирования. Грамотное планирование следует понимать не просто как составление плана дел на завтра или на следующий месяц. Это, прежде всего, процесс постоянной разработки каскада взаимосвязанных, построенных на долгосрочных прогнозах и современных достижениях науки и техники планов, включающих планы создания, внедрения новой техники и технологий, планы строительства, реконструкции и ремонта, планы подготовки специалистов и развития социальной сферы.

Не следует также забывать о так называемом человеческом факторе. Планируя переключения с режима на режим сложного технологического объекта, которым является трубопровод, следует учитывать и сложность, и особенности перехода с режима на режим, и день недели, и время суток, и погодные условия, и присутствие квалифицированного персонала, и праздники, и степень нагрузки трубопровода. Иногда безопасность и безотказность работы объекта важнее нескольких сэкономленных квт часов электроэнергии.

В настоящее время при принятии решений в планировании часто решающим фактором является опыт технологов и интуиция руководства. Более надежным подспорьем в принятии решений должен быть оптимизационный анализ каскада технологических режимов при планировании на долгосрочный период.

Сама по себе эта задача с учетом всех перечисленных выше особенностей кажется неподъемной с учетом большого числа неопределенностей планирования будущих периодов.

Но формирование комплексных критериев для оптимизации режимов может существенно упростить эту задачу. Критерии не следует рассматривать как догму. В процессе жизни объекта составляющие критериев могут менять приоритетную важность, добавляться или исчезать. Для разных технологических участков значимыми могут оказаться разные критерии.

Самым универсальным критерием может выступить экономическая целесообразность мероприятий в долгосрочном (год, 5, 10 лет и т.д.) планировании. Причем затраты на ремонт реконструкцию, строительство, эксплуатацию, охрану объекта и окружающей среды должны рассматриваться в комплексе с затратами на транспортировку.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Ввод в нормативную документацию более четких базовых понятий, в частности понятий технологического режима, установившегося режима, комплексных критериев, определяющих эффективность транспортировки по трубопроводам позволят с минимальными затратами осуществлять поиск эффективных решений и осуществлять планирование эффективной работы трубопроводов. Как показывает практика внедрения программ энергосбережения наибольший эффект достигается именно в мероприятиях, связанных с планированием режимов перекачки.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Оптимизация режимов и программы энергоресурсосбережения при транспортировке углеводородов по трубопроводам должны строиться на основе четких и однозначных понятий технологических режимов и комплексных критериев оценки эффективности.

В основе оптимизации энергоресурсосбережения при транспортировке углеводородов лежит не один режим, а взаимоувязанный каскад технологических режимов, построенный на основе выбранного комплексного критерия эффективности, обеспечивающий наилучшее решение на планируемый и долгосрочный период работы предприятия (страны).

Комплексный критерий должен учитывать не только наиболее простые характеристики электропотребления (мощность, потребленную электроэнергию, удельные показатели электропотребления, к.п.д. оборудования), но и особенности поставки углеводородов, особенности технологического участка, затраты на приобретение электро и других видов энергии, безопасность технологического процесса, надежность работы оборудования, затраты на эксплуатацию, обслуживание, ремонт, реконструкцию, строительство, модернизацию, наличие и квалификацию персонала, цикличность работы оборудование, наличие резерва, природные и погодные условия, сложность выполнения технологических операций и др.

Комплексный критерий не является догмой и в процессе жизни предприятия, может по мере изменения общественных или политических приоритетов изменяться, совершенствоваться, упрощаться или усложняться.

Планы, построенные на основе комплексных критериев должны корректироваться по мере изменения критериев и уточнения исходных данных. Планирование работы трубопровода – непрерывный процесс, связанный с привлечением многих служб (товарно-транспортных, технологических, энергетиков, механиков, эксплуатации трубопроводов, автоматизации, промышленной и экологической безопасности, экономистов и др.)

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотренный подход позволяет на основе автоматизированных комплексов расчетов технологических режимов строить системы планирования, дает возможность инженеру-технологу решать задачи не просто экономии электроэнергии, а задачи эффективного использования энергетических, топливных, человеческих, природных ресурсов на долгосрочный период, применительно к технологическому участку, предприятию, отрасли, страны.

Секция
ПРОМЫШЛЕННАЯ, ПОЖАРНАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ
БЕЗОПАСНОСТЬ, ОХРАНА ТРУДА
В СФЕРЕ ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 331.45

К ВОПРОСУ ФОРМИРОВАНИЯ КУЛЬТУРЫ БЕЗОПАСНОСТИ
НА ПРЕДПРИЯТИИ

Д. В. Булаева

АО «Транснефть-Западная Сибирь», г. Омск, Россия

Аннотация: Соблюдение требований промышленной безопасности, охраны труда, пожарной безопасности и безопасности дорожного движения - это одна из составляющих успешного функционирования предприятия, являющегося ключевым элементом топливно-энергетического комплекса нашей страны, Формирование культуры безопасности на предприятии – это необходимое условие для формирования атмосферы полного неприятия нарушений требований безопасности. Автором статьи рассмотрены вопросы актуальности формирования культуры безопасности на предприятии, проведен анализ, организуемых на предприятии мероприятий, направленных на формирование культуры безопасности у работников, и предложены дополнительные мероприятия для формирования культуры безопасности.

Ключевые слова: топливно-энергетический комплекс, культура безопасности, требования безопасности, тематические тренинги

I. ВВЕДЕНИЕ

Понятие «Культура безопасности» как элемент общей организационной культуры появилось относительно недавно. В 1986 г. в процессе анализа причин и последствий аварии на Чернобыльской атомной электростанции (АЭС), проведенного Международным агентством по атомной энергии (МАГАТЭ), в Итоговом докладе о совещании по рассмотрению причин и последствий аварии в Чернобыле признано, что именно отсутствие «Культуры безопасности» стало одной из причин трагедии. Консультативная группа пришла к выводу, что ключевые причины аварии в Чернобыле кроются в человеческом факторе, и на всех действующих АЭС необходимо создать и поддерживать культуру безопасности в сочетании с необходимыми мерами по укреплению дисциплины [1].

Также одна из самых масштабных аварий в нефтегазовой промышленности произошла 6 июля 1988 г., когда на нефтяной платформе Piper Alpha в результате мощнейшего взрыва начался пожар, длившийся более двух часов и унесший жизни 167 рабочих. По официальным данным, авария произошла из-за ошибки, допущенной техническим персоналом. Материальные убытки оценены в 3,4 млрд долл. США. Отчет комиссии под руководством лорда Каллена, которая провела 13-месячное правительственное расследование аварии, стал основой для многих изменений в управлении промышленной безопасностью в нефтяной и газовой промышленности [2].

В 2013 г. на нефтегазовой конференции в Великобритании по случаю 25-летия аварии на платформе Piper Alpha лорд Каллен сказал, что «никакое количество правил не может компенсировать недостатки качества управления безопасностью и культуры безопасности

предприятия. Это качество в большей степени зависит от эффективного безопасного руководства на всех уровнях и приверженности к безопасности всех работников» [3].

Цель работы - организовать проведение в системе ПАО «Транснефть» тематических семинаров, тренингов «Осознанная безопасность», направленных на повышение Культуры безопасного производства работ по средствам мотивации персонала к соблюдению требований безопасности и полному неприятию их нарушения.

Задачи работы:

1) провести анализ реализуемых в системе ПАО «Транснефть» мероприятий, направленных на повышение слаженности и эффективности работы специалистов, совершенствование навыков и приемов работы, повышение культуры производства и уровня знаний работников;

2) изучить теоретические основы управления мотивацией персонала (понятие «мотивация персонала», «система мотивации персонала», психологические методы, направленные на соблюдение требований безопасности);

3) предложить проект программы проведения тематического семинара, тренинга «Осознанная безопасность»;

4) доказать актуальность, целесообразность и эффективность проведения тематических семинаров, тренингов «Осознанная безопасность в системе ПАО «Транснефть»».

II. ТЕОРИЯ

На сегодняшний день актуальность проблемы формирования культуры безопасности обусловлена тем, что человеческий фактор является одной из основных причин аварий, инцидентов, несчастных случаев, пожаров и дорожно-транспортных происшествий, и как правило в следствии того, что работник:

- недостаточно знает или не желает выполнять нормативные требования в области промышленной, пожарной, экологической безопасности, охраны труда, пожарной безопасности и безопасности дорожного движения (далее - требования безопасности);

- не умеет в процессе трудовой деятельности увидеть «опасную ситуацию», оценить возможные последствия «опасной ситуации», принять верное решение и реализовать его на практике.

- не способен физически (внезапный сердечный приступ, потеря сознания) выполнить определенную работу;

- не обеспечен необходимым инструментом, средствами индивидуальной защиты для проведения работ;

Поэтому от уровня квалификации, умения работника определить и оценить «опасную ситуацию», принять верное решение для её устранения, зависит не только безопасность производства, а также жизнь его самого и его коллег.

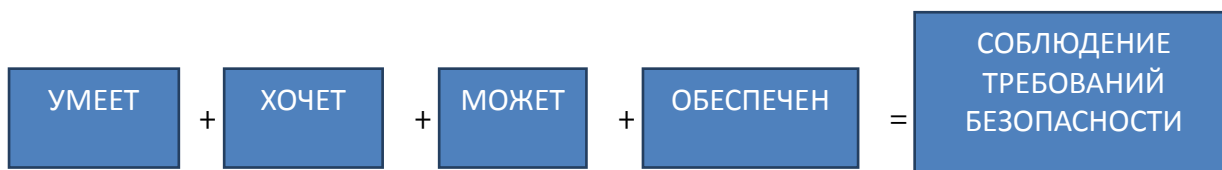


Рис. 1. Формула необходимых и достаточных условий для соблюдения требований безопасности работником

Соблюдение требований охраны труда, промышленной безопасности - это одна из составляющих успешного функционирования предприятия, являющегося ключевым элементом топливно-энергетического комплекса нашей страны [4].

Для формирования «Культуры безопасности» у работников АО «Транснефть-Западная Сибирь» (далее - Общество), руководством Общества проводится большая работа:

1) проводятся конкурсы «Лучшее подразделение по охране труда» и День безопасности труда (рис.2) в рамках, которых:

- ведется разъяснительная работа с персоналом, и их мотивация по обеспечению здоровых и безопасных условий труда;
- повышается уровень ответственности работников за соблюдение требований безопасности;
- работники вовлекаются в мероприятия, направленные на исключение производственного травматизма и профессиональной заболеваемости работников, улучшение условий труда;



Рис. 2. Тренинг «Осознанная безопасность»
для руководителей и специалистов по охране труда и промышленной безопасности
АО «Транснефть-Западная Сибирь»

2) проводятся учебно-тренировочные занятия по ликвидации аварий и инцидентов, отказов и их последствий на опасных объектах Общества.

Занятия позволяют развивать слаженность работы коллектива предприятия, задействованного при ликвидации чрезвычайной ситуаций, дают возможность почувствовать себя «одной командой» от правильных и своевременных действий которой зависит

безопасность всего предприятия, дают возможность в реальных условиях применить все свои знания и навыки по соблюдению требований промышленной, экологической и пожарной безопасности при проведении работ.

В дополнении к реализуемым мероприятиям было предложено проведение Тематических тренингов для работников Общества различных уровней, с привлечением специалистов-психологов, специалистов Ростехнадзора, Роспотребнадзора, разработчиков нормативных документов и др. в виде тренингов, круглых столов и мастер-классов, направленных на мотивацию персонала к безусловному соблюдению и выполнению требований безопасности, так как именно соблюдение требований безопасности позволяет избежать аварий, несчастных случаев, пожаров и дорожно-транспортных происшествий, и их последствий на производственных объектах, а, следовательно, сохранить здоровье и жизнь сотрудников, и имущество предприятия.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Для работников Общества было организовано проведение Тематических тренингов «Осознанная безопасность – ключевой механизм повышения культуры безопасности на объектах организации системы «Транснефть». Данное мероприятие имеет системный характер с поэтапной работой.

Главной задачей тренингов является – развитие у сотрудников Общества различных уровней потребности безусловного соблюдения требований безопасности при выполнении работ, создание Команды единомышленников, способных совместно и самостоятельно принимать решения при организации работ на опасных объектах Общества, а самое главное качественно и безопасно выполнять поставленные производственные задачи.

Первый этап данных мероприятий был проведен для молодых специалистов, т.к. сегодня в АО «Транснефть-Западная Сибирь» на самых сложных и ответственных участках работы трудятся более 20% молодых специалистов и молодежи в возрасте до 30 лет, и в связи с этим Руководство Общества заинтересовано в высоком уровне технических знаний своих молодых специалистов, в том числе и в вопросах безопасности, так как именно молодые специалисты должны принять накопленный опыт и обеспечить преемственность поколений.

В преддверие Всемирного Дня Охраны Труда состоялся второй этап тематических тренингов «Осознанная безопасность», который был организован для руководителей и специалистов по охране труда и промышленной безопасности АО «Транснефть-Западная Сибирь».

Целевая аудитория тренинга выбрана не случайно - сегодня именно специалистам, осуществляющим контроль за соблюдением требований безопасности, необходимо самим не только выполнять работы с соблюдением требований безопасности, но и вести разъяснительную работу, направленную на воспитание у специалистов приверженности к соблюдению требований безопасности.

В рамках тренинга были рассмотрены теоретические вопросы о «Культуре безопасности труда» на предприятии (этапы формирования, жизненный цикл «Культуры безопасности»), определение лидерской роли в обеспечении безопасности), проведен

поведенческий аудит безопасности участников по итогам которого каждый из участников смог оценить свой уровень отношения к нарушениям требований безопасности в процессе производственной деятельности и применительно к различным жизненным ситуациям, а также участники тренинга, объединившись в 6 команд, работая с производственным кейсом, провели свое «Внутреннее расследование – идентификацию опасностей» сложной и нестандартной производственной ситуации, оперативно определили причины возможного происшествия и составили необходимые мероприятия, которые позволили не допустить данное происшествие.

На сегодняшний день ведутся подготовительные работы к проведению «Тематического тренинга» для непосредственных руководителей Общества, т.к. именно слаженная работа специалистов всех уровней, их совместные действия и решения в процессе производственной деятельности являются основой для формирования корпоративной культуры безопасности и успешного развития и функционирования предприятия без травм и происшествий.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Формирование Культуры безопасности сегодня – это важная составляющая эффективной системы менеджмента здоровья и безопасности на производстве. Основной задачей при этом является - изменение осознания работниками опасности и организация определенных условий – создание атмосферы полного неприятия нарушений в области безопасности.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Доклад INSAG - 4 «Культура безопасности»// Сборник. – Вена.: Международное агентство по атомной энергии, 1991. – С. 51.
- [2] «Проблемы формирования культуры безопасности в нефтегазовой сфере»/ Д.В.Пономаренко, С.Г.Ивенков, М.А. Панова, В.В. Лесных// «Безопасность труда в промышленности» - №10. – С.5.
- [3] «Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций»: НП-001-15, утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17 декабря 2015 г. – Москва: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2016. – С. 57.
- [4] Положение об учреждении тематического года в ОАО «АК «Транснефть» и ОСТ на период до 2020 года – Город.: Издательство, год. – С. 50.

УДК 331.461

К ВОПРОСУ МЕТОДОЛОГИИ ОЦЕНКИ РИСКА ТЕХНОГЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

И. Н. Квасов, Е. В. Шендалева

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – В статье рассмотрены актуальные вопросы развития методологии анализа и оценивания риска техногенных объектов на примере автозаправочной станции. Существующие методические документы в области промышленной безопасности зачастую рассматривают вероятности (частоты) реализации неблагоприятного события как определённые виды рисков (индивидуального, коллективного, социального). В этом они вступают в противоречие с основами теории риска. Используемые методы зонирования не учитывают динамику поражающего воздействия и временных характеристик мест присутствия людей на территории опасного производственного объекта. В статье предложен подход, при котором оценивается динамика развития аварийной ситуации. Кроме того, предложен расчет индивидуального и коллективного риска на основе причинённого ущерба жизни и здоровью в денежном эквиваленте.

Ключевые слова – оценивание риска, автозаправочная станция, законы разрушения и поражения

1. ВВЕДЕНИЕ

Анализ риска аварий на опасных производственных объектах (ОПО) является составной частью управления промышленной безопасностью. Анализ риска заключается в систематическом использовании всей доступной информации для идентификации опасностей и оценки риска возможных нежелательных событий [1, 2].

Риск – это мера опасности, характеризующая вероятность возникновения возможных аварий и тяжесть их последствий. Риск в зависимости от целей анализа оценивают качественными или количественными показателями, например, ожидаемыми уровнями негативных последствий аварий за определенный промежуток времени (ожидаемым ущербом, вероятностью возникновения аварий с определенными последствиями).

В основу имитационных математических моделей прогнозирования последствий чрезвычайных ситуаций положена причинно-следственная связь двух процессов – воздействия поражающих факторов на объект и сопротивления самого объекта этому воздействию. Оба процесса носят ярко выраженный случайный характер. Поэтому для оценки последствий чрезвычайных ситуаций применяют вероятностный подход.

Математический подход заключается в обработке математическими методами имеющихся данных о характеристиках прогнозируемого процесса, получении временных зависимостей, связывающих указанные характеристики, вычислении с помощью найденных зависимостей характеристик процесса в заданный момент времени. Этот подход основан на применении методов моделирования и экстраполяции.

Интенсивность F воздействия поражающего фактора может быть описана в виде функции, графика или табличных данных, зависящих от точки (x, y) нахождения на площадном объекте. Зависимости, определяющие поля поражающих факторов, называют моделями воздействия. Существуют следующие типы моделей воздействия:

– модель, основанная на факте свершившейся аварии. Характерными параметрами этой модели являются координаты центра очага, интенсивность или мощность воздействия, время;

– модель на основе статистических данных натуральных наблюдений, её обычно приводят в виде таблицы;

– функция $f(x, y, F)$ распределения плотности вероятности случайной величины F ;

– функция $F(x, y, F)$ распределения случайной величины F , характерной для рассматриваемой чрезвычайной ситуации.

Проведенный анализ показал, что одним из перспективных подходов к оценке техногенных рисков является подход, основанный на моделировании полей потенциального риска. Разработанный к настоящему времени методологический аппарат [3 – 5] позволяет определить вероятность возникновения и развития аварийной ситуации, а также выполнить оценку риска нанесения ущерба. Однако точность полученных результатов будет зависеть от многих факторов, в том числе правильности выбора математических моделей и задания условий их использования.

В качестве ОПО рассмотрена автозаправочная станция (АЗС) на станции Купино Омского отдела материально-технического обеспечения Новосибирской дирекции материально-технического обеспечения – структурного подразделения Росжелдорснаба – филиала ОАО «Российские железные дороги».

Существующий в настоящее время методологический аппарат оценки риска техногенного объекта не учитывает динамику развития аварийной ситуации и реакцию рабочего персонала в условиях сложных объектов топливно-энергетического комплекса. Основными задачами исследования являются: определение сценариев развития аварийной ситуации и количественная оценка риска аварийной ситуации с учётом уточнения расчёта индивидуального и коллективного риска.

II. ТЕОРИЯ

Наиболее реальная и достоверная оценка риска на объектах топливно-энергетического комплекса может быть получена только путем совместного учета пространственных особенностей объекта, динамики развития чрезвычайной ситуации и поведенческой реакции обслуживающего персонала.

Процесс сопротивления воздействию поражающих факторов описывают законами разрушения и поражения. Законы разрушения (координатные) характеризуют уязвимость сооружений, а законы поражения (параметрические) – уязвимость людей. Под законом разрушения сооружения понимают вероятность его повреждения в зависимости от расстояния до центра или от интенсивности проявления поражающего фактора, описываемую нормальным законом распределения

$$P_{Ai}(L) = \frac{1}{s_{Li} \sqrt{2p_0}} \int_0^L \frac{-(L - M_{Li})^2}{2s_{Li}^2} dL \quad \text{или} \quad P_{Ai}(F) = \frac{1}{s_{Fi} \sqrt{2p_0}} \int_0^F \frac{-(F - M_{Fi})^2}{2s_{Fi}^2} dF, \quad (1)$$

где M_{Li} и M_{Fi} – математические ожидания, соответственно, расстояния и интенсивности i -й степени разрушения сооружений,

s_{Li} и s_{Fi} – стандартные отклонения соответственно, расстояния и интенсивности.

Законы разрушения получают на основе анализа и обобщения статистических материалов по разрушению сооружений. Если такие материалы отсутствуют, то законы разрушения получают расчетными методами. Вероятность наступления определённой

степени разрушения сооружений в зависимости от группы событий

$$\mathop{\text{a}}\limits_{j=1}^m P_{B_j}(\mathbf{F}) = 1, \quad (2)$$

где m – число рассматриваемых событий.

После воздействия каждого поражающего фактора степень разрушения сооружения может быть отнесена к одному из n несовместимых событий:

- оказаться целым (событие B_0);
- получить 1, 2, ..., n -ю степень разрушения (B_1, B_2, \dots, B_n).

Вероятности наступления определённой степени разрушения

$$\begin{aligned} P_{B_n}(\mathbf{F}) &= P_{A_n}(\mathbf{F}); \\ P_{B_i}(\mathbf{F}) &= P_{A_i}(\mathbf{F}) - P_{A_{i+1}}(\mathbf{F}); \\ P_{B_2}(\mathbf{F}) &= P_{A_2}(\mathbf{F}) - P_{A_3}(\mathbf{F}); \\ P_{B_1}(\mathbf{F}) &= P_{A_1}(\mathbf{F}) - P_{A_2}(\mathbf{F}); \\ P_{B_0}(\mathbf{F}) &= P_{A_0}(\mathbf{F}) - P_{A_1}(\mathbf{F}). \end{aligned} \quad (3)$$

Под законом поражения людей понимают вероятность поражения людей в зависимости от интенсивности поражающего фактора. Поражающие факторы с источниками опасности на открытой площадке не имеют прямого воздействия на людей, расположенных внутри зданий и сооружений. В этом случае параметрический закон поражения людей, размещённых в зданиях, учитывает вероятностный характер события C_k (общие, безвозвратные, санитарные потери) в зависимости от степени повреждения сооружения B_i

$$P(\mathbf{F}) = \mathop{\text{a}}\limits_{i=1}^n P_{B_i}(\mathbf{F}) \times P(C_k / B_i), \quad (4)$$

где $P(C_k/B_i)$ – условная вероятность получения людьми k -й степени поражения при наступлении i -й степени повреждения здания.

Вероятность поражения людей вне сооружений зависит от функции распределения плотности вероятности $f(x, y, \mathbf{F})$ интенсивности поражающего фактора на территории ОПО, где x, y – координаты небольшой площадки, например, 1 м ´ 1 м. Вероятность поражения человек в пределах этой площадки

$$P(x, y) = Y(x, y) \times P(\mathbf{F}) \times f(x, y, \mathbf{F}) \times \mathbf{DF}, \quad (5)$$

где $Y(x, y)$ – вероятность нахождения человека на площадке (x, y) ;

$P(\mathbf{F})$ – параметрический закон поражения людей (зависимость вероятности поражения от интенсивности поражающего фактора \mathbf{F}) вне сооружений.

$f(x, y, \mathbf{F}) \times \mathbf{DF}$ – вероятность попадания значения поражающего фактора \mathbf{F} в интервал \mathbf{DF} ;

Вероятность нахождения людей на площадке (x, y) [6, 7]

$$Y(x, y) = \mathop{\text{a}}\limits_g P_g(x, y) / N_g, \quad (6)$$

где $P_g(x, y)$ – вероятность пребывания представителя группы g в пределах площадки (x, y) ;
 N_g – количество площадок территории ОПО, на которых вероятно появление представителя группы.

Вероятность пребывания представителя группы g (персонал, партнёр, заказчик) на территории объекта в течение года составляет $P_g(x, y) = (n_d/24) \times (n_z/365)$, где n_d – вероятность пребывания человека на площадке (x, y) в течение суток, n_z – вероятность пребывания человека на площадке (x, y) в течение года.

Вероятность поражения людей в пределах рассматриваемой площадки с учётом возможного воздействия поражающего фактора различной интенсивности

$$P(x, y) = \int_{F_{min}}^{F_{max}} Y(x, y) \times P(F) \times f(x, y, F) \times dF, \quad (7)$$

где F_{min} , F_{max} – соответственно минимально и максимально возможное значение поражающего фактора

Общая вероятность поражения людей в пределах всей территории ОПО

$$P(S) = \iint_{x, y} \int_{F_{min}}^{F_{max}} Y(x, y) \times P(F) \times f(x, y, F) \times dF \times dx \times dy. \quad (8)$$

Индивидуальный риск представителя группы g составляет

$$R_{Ig} = \int_x \int_y R(x, y) \times P_g(x, y), \quad (9)$$

где $R(x, y)$ – расчетная величина потенциального ущерба жизни представителя группы g , соответствующая центру площадки (x, y) .

Интегральной мерой опасности чрезвычайной ситуации для людей является коллективный риск, определяющий ожидаемый ущерб жизни и здоровью пострадавших в результате аварии на объекте за определенный период времени.

Коллективный риск составляет

$$R_C = \int_g R_{Ig} \times N_{Rg}, \quad (10)$$

где N_{Rg} – число riskующих g -й группы людей.

При наличии нескольких источников поражения поле потенциального риска (3) на площадочном объекте будет формироваться как суперпозиция полей потенциального риска от точечных и линейных объектов. С учётом разновременности действия нескольких поражающих факторов и выражения (8) общая вероятность поражения людей в пределах территории ОПО

$$P(S) = \iint_{S, F} \int_{F_{min}}^{F_{max}} Y(x, y) \times P(F) \times f(x, y, F) \times dF \times dx \times dy, \quad (11)$$

индивидуальный риск представителя группы g (9)

$$R_{Ig} = \int_S \int_F R(x, y) \times P_g(x, y), \quad (12)$$

коллективный риск (10)

$$R_C = \int_F \int_g R_{Ig} \times N_{Rg}. \quad (13)$$

Изложенные методы являются теоретической основой прогнозирования последствий аварийных ситуаций. Аналитические зависимости позволяют учитывать пространственно-временное воздействие поражающих факторов в условиях неоднородной территориальной

среды, условия размещения персонала и населения.

В основу прогнозирования последствий положен вероятностный подход, учитывающий случайный характер воздействия поражающих факторов и случайность процессов, характеризующих физическую устойчивость сооружений к опасным воздействиям.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Предложенные методы использованы для оценки риска АЗС Купино. АЗС находится в непосредственной близости с автомобильной дорогой и железнодорожной веткой, по которой осуществляется поставка нефтепродуктов. Завоз выполняется железнодорожными цистернами, приём – в надземные резервуары. Отпуск нефтепродуктов производится топливораздаточными колонками (ТРК).

Территория АЗС зонирована по функциональному назначению на:

- блок приёма нефтепродуктов (эстакады для слива из железнодорожных цистерн);
- блок хранения нефтепродуктов (резервуарный парк с надземным расположением резервуаров);
- блок отпуска нефтепродуктов (эстакада для выдачи нефтепродуктов в автоцистерны и островки с ТРК).

При анализе объекта рассмотрены:

- климатические условия территории, на которой расположена АЗС;
- геоморфологические условия;
- генеральный план АЗС;
- ситуационный план;
- персонал и лица, которые могут находиться на территории АЗС;
- технологический процесс, оборудование, транспортные и инженерные связи;
- состав и свойства нефтепродуктов.

По результатам анализа статистических данных об авариях на аналогичных объектах был сделан вывод о том, что наиболее вероятной аварийной ситуацией на АЗС является пролив нефтепродукта с последующим возгоранием и пожаром разлива, а наиболее вероятной причиной возникновения аварии – ошибки обслуживающего и ремонтного персонала.

Анализ основных причин происшедших аварий, связанных с хранением нефтепродуктов, позволил выделить следующие взаимосвязанные группы причин:

- «человеческий фактор» – 39% от числа всех причин;
- ошибки проектирования – 7% от числа всех причин;
- отказы оборудования и систем защиты – 29% от числа всех причин;
- внешние воздействия – 25% от числа всех причин.

Основные задачи идентификации опасностей, существующих на территории АЗС, – выявление и четкое описание всех источников опасностей и путей их реализации. Были выявлены основные факторы, способствующие возникновению и развитию аварийных ситуаций (рис. 1). При моделировании аварийных процессов и выборе сценариев аварий были приняты условные обозначения сценариев аварийных ситуаций по форме С.Х.Х–Х–Х:

С.Х.Х–Х–Х – обозначение аппаратно-технологического блока АЗС: 1 – блок приема нефтепродуктов; 2 – блок хранения нефтепродуктов, 3 – блок отпуска нефтепродуктов;

СХ.X-X-X – обозначение оборудования: ЖЦ – железнодорожная цистерна, АЦ – автоцистерна, Р – наземный горизонтальный резервуар, ТРК – топливораздаточная колонка, Т – трубопровод;

СХ.X-X-X – характер разгерметизации оборудования: П – полная, Ч – частичная;

СХ.X-X-X – обозначение стадии развития аварии: П – пожар, В – взрыв ТВС, ОШ – огненный шар, Л – ликвидация аварии.

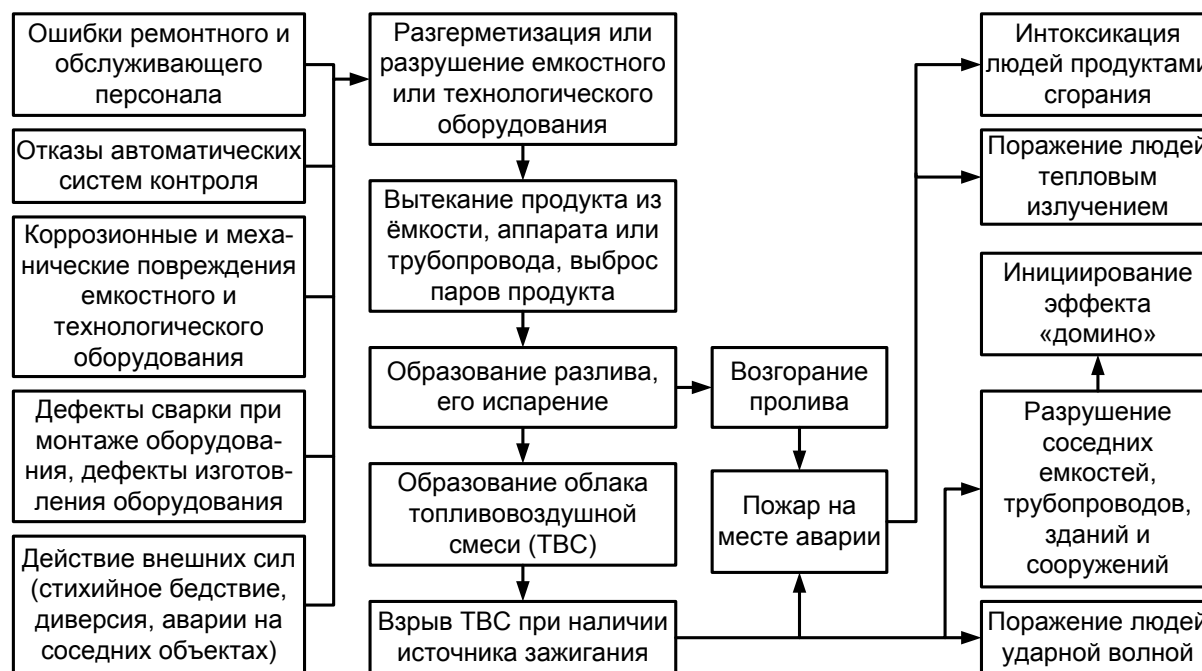


Рис. 1. Возможные сценарии возникновения и развития аварийных ситуаций

Пример модели сценария в виде дерева отказов приведён на рис. 2.

В результате проведённого анализа было выявлено, что наиболее опасными сценариями на 1-м и 3-м блоках АЗС, вероятность (частота) реализации которых не превышает выше 1×10^{-6} /год, являются С1.ЖЦ-Ч-В, С1.ЖЦ-П-В, С1.ЖЦ-П-П, С1.ЖЦ-П-ОШ, С3.АЦ-Ч-В, С3.АЦ-П-П, С3.АЦ-П-В. Наиболее опасными сценариями в резервуарном парке с вероятностью выше $1 \cdot 10^{-6}$ год⁻¹ являются С2.Р-Ч-В, С2.Р-Ч-П, С2.Р-П-П. Наиболее опасным по последствиям сценарием аварийной ситуации на АЗС (С2.Р-П-В) является взрыв облака ТВС при полной разгерметизации резервуара для хранения бензина и вовлечении в аварию соседнего оборудования АЗС с вероятностью $5,6 \cdot 10^{-7}$ год⁻¹. При этом прогнозируемое число погибших составило 2 человека. Наиболее вероятным сценарием развития аварийной ситуации является образование пролива бензина в результате разгерметизации ТРК вероятностью $1,4 \cdot 10^{-2}$ год⁻¹.

При оценке ущерба были рассмотрены все возможные аварийные ситуации. Прямой ущерб для наиболее опасного сценария (С2.Р-П-В) составил 4270000 рублей, социально-экономические потери – 300000 рублей.

С учетом наиболее опасной аварийной ситуации и наиболее вероятного места нахождения наибольшая частота воздействия поражающего фактора имеет отношение к охраннику – $1,35 \cdot 10^{-7}$ год⁻¹. Оценка индивидуального риска была выполнена с учётом стоимости жизни человека, равной 3000000 рублей [8, 9].

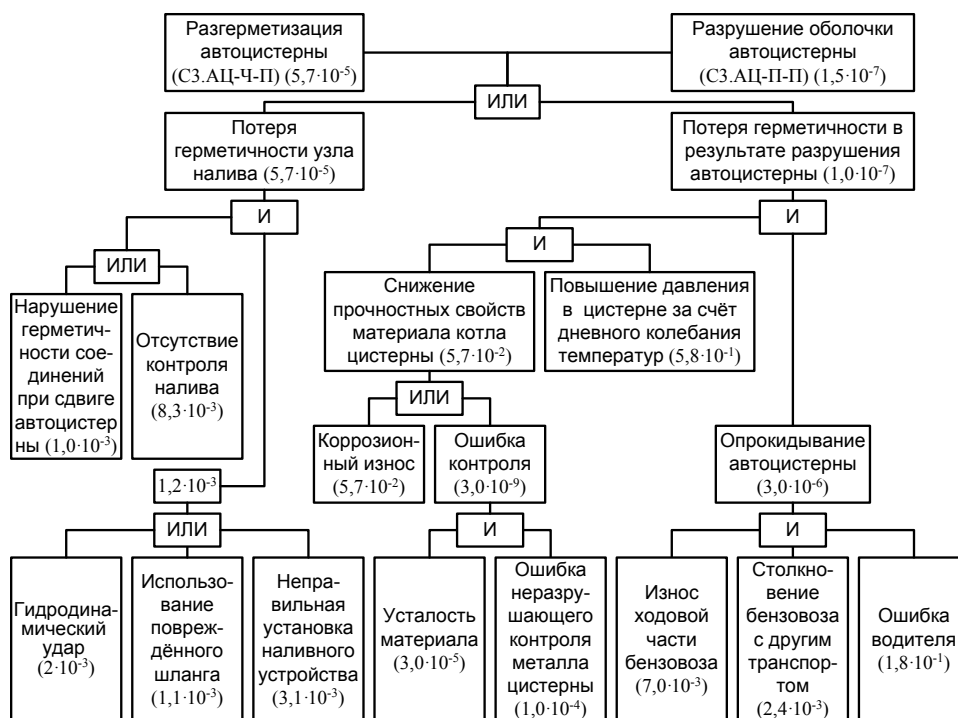


Рис. 2. Дерево отказов причин аварийных ситуаций и вероятности их проявления на эстакаде для выдачи бензина в автоцистерны

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный анализ показал, что процесс оценки рисков использует сложный набор инструментов, позволяющих строить поля вероятностей смертельного поражения людей и вероятностей полной утраты стоимости основных фондов. Выбор необходимых инструментов осуществляют исходя из результатов идентификации опасностей и построения сценариев реализации опасных явлений.

Проведенный анализ показал, что предложенный подход более предпочтителен по сравнению с используемым на практике. Он позволил оценить техногенный риск с учетом динамики развития чрезвычайной ситуации, нестационарности рабочих мест, воздействия нескольких поражающих факторов и поведенческой реакции персонала.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 22.02.2017) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».
- [2] ГОСТ Р 51901.1-2002. Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем. Введ. 2002-06-07. – М.: Стандартинформ, 2005. – 26 с.
- [3] Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах. Утв. ОАО «АК «Транснефть» от 15.12.2011. – М.: Транспресс, 2012. – 112 с.
- [4] ПБ 09-560-03. Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов. Утв. постановлением Госгортехнадзора от 20.05.2003 № 33. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».
- [5] СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Стандарт открытого акционерного общества «Газпром». «Методические указания проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». Введ. 2009-12-30. – М.: Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 2009. – 388 с.

- [6] Бызов А. П. Моделирование полей потенциального риска для линейных объектов / А. П. Бызов, С. В. Ефремов // Безопасность в техносфере. 2011. № 6.– С. 7–10.
- [7] Бызов А. П. Моделирование процесса формирования полей потенциального риска при авариях на опасных производственных объектах с учетом дрейфа облака топливовоздушной смеси / А. П. Бызов, С. В. Ефремов // Безопасность Жизнедеятельности. 2011. № 8. – С. 43–46.
- [8] Декларация Российского научного общества анализа риска «Об экономической оценке жизни среднестатистического человека // Проблемы анализа риска. – 2007. – Том 4. № 2.
- [9] Приказ Министерства промышленности и энергетики РФ от 12.04.2006 № 78 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке и подготовке к принятию проектов технических регламентов». Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

УДК 621.642.82

ПРЕОДОЛЕНИЕ ПОСЛЕДСТВИЙ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВЫ НЕФТЕПРОДУКТАМИ ПРИ АВАРИЯХ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ В ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ СИБИРИ

Е. Г. Холкин, Л. О. Штриплинг, К. С. Ларионов

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – Территория Сибирского федерального округа составляет значительную территорию Российской Федерации и отличается от других регионов особыми природно-климатическими условиями. Одним из основных потенциальных источников загрязнения почвы нефтепродуктами являются магистральные нефтепроводы, так как в результате возникновения аварийных ситуаций за короткий промежуток времени в почву попадает огромное количество нефтепродуктов. Учитывая, что в Сибири зимний период времени в среднем составляет около шести месяцев, то для оперативного устранения последствий аварийных ситуаций, сопровождающихся разливами нефтепродуктов необходимо использовать технологии, адаптированные к зимним условиям. Для оперативного устранения последствий аварийных ситуаций, сопровождающихся разливом нефтепродуктов в почву, предлагается технология, основанная на инкапсуляции загрязняющего вещества (технология реагентного капсулирования) с применением щелочного реагента на основе кальция, адаптированная к зимним условиям. В качестве реагента используется порошкообразная строительная негашеная известь, представляющая собой продукт обжига карбонатных пород или смесь этого продукта с минеральными добавками. Основным преимуществом технологии реагентного капсулирования является оперативность обезвреживания загрязненной почвы по сравнению с традиционными технологиями обезвреживания. Другим важным фактором является не высокая рыночная стоимость извести по сравнению с другими реагентами или биологическими препаратами. Капсулированный материал, полученный в результате обезвреживания почвы, загрязненной нефтепродуктами, устойчив к воздействию природных и техногенных факторов, таких как влага, температурные колебания, кислотные дожди и высокое давление. В статье приведены результаты экспериментальных исследований для определения оптимального количества реагента, необходимого для эффективного завершения процесса обезвреживания снега и почвы, загрязненных нефтепродуктами, при различной степени загрязнения и вида загрязняющего вещества.

Ключевые слова – разлив нефтепродуктов, загрязнение почвы нефтепродуктами, обезвреживание почвы, рекультивация, реагентное капсулирование.

I. ВВЕДЕНИЕ

Среди вредных веществ, попадающих в окружающую среду, нефтепродукты занимают одно из лидирующих мест в мире. Достаточно часто загрязнение нефтепродуктами происходит в результате аварийных ситуаций, сопровождающихся попаданием

углеводородов в почву. Загрязняющим веществом может являться как сама нефть, так и продукты ее переработки, например бензин, дизельное топливо. Учитывая, что нефть является жидким токсичным продуктом, попадание которого в почву оказывает негативное воздействие на природные объекты, здоровье населения и биосферу, необходимо при её разливах как можно быстрее приступить к устранению последствий загрязнения почвы. Для этого применяют различные технологии обезвреживания, причем каждая из них имеет свои преимущества и недостатки. Однако в зависимости от местонахождения участка загрязнения, физико-химических свойств загрязненного материала, природно-климатических условий и масштабов загрязнения выбор технологии обезвреживания для каждого случая необходимо осуществлять с учетом всех факторов.

В настоящее время разработаны и применяются различные технологии обезвреживания почвы, загрязненной нефтепродуктами, но практически все они эффективны только при положительных температурах [1, 2, 3, 4]. Учитывая, что в Сибирском федеральном округе зимний период времени составляет около шести месяцев, то для оперативного устранения последствий аварийных ситуаций, сопровождающихся разливами нефтепродуктов, можно использовать зарекомендовавшие себя технологии, адаптированные к зимним условиям.

Цель исследования заключалась в уточнении технологии реагентного капсулирования для её возможного использования в природно-климатических условиях Сибири для обезвреживания почвы, загрязненной нефтепродуктами.

Для достижения поставленной цели были сформулированы две задачи. Первая заключается в уточнении технологии реагентного капсулирования для обезвреживания в природно-климатических условиях Сибири почвы, загрязненной нефтепродуктами. Вторая задача – разработка технического решения, позволяющего осуществлять процесс обезвреживания почвы, загрязненной нефтепродуктами, используя технологию реагентного капсулирования в зимних условиях.

II. ТЕОРИЯ

Наиболее распространенным вариантом применения химического способа является технология обезвреживания, основанная на инкапсуляции загрязняющего вещества (технология реагентного капсулирования) с применением щелочного реагента на основе кальция [5]. В качестве реагента используется порошкообразная, получаемая размолотом, строительная негашеная известь, представляющая собой продукт обжига карбонатных пород. Основными преимуществами технологии реагентного капсулирования является высокая скорость обезвреживания загрязненной почвы по сравнению с другими технологиями обезвреживания и то, что эта технология может быть использована в любых природно-климатических условиях. Кроме того, строительная известь, используемая в качестве реагента, производится в промышленных масштабах и является не дорогим материалом по сравнению с другими реагентами, биологическими препаратами и растворителями для экстрагирования нефтепродуктов.

Проведенные экспериментальные исследования использования технологии реагентного капсулирования при обезвреживании почвы, загрязненной нефтепродуктами, показали её высокую эффективность [6]. По внешнему виду капсулированный материал,

полученный в результате обезвреживания почвы, загрязненной нефтепродуктами, представляет мелкодисперсную смесь похожую на обыкновенный песок (рис.1). Испытания капсулированного материала на прочность [6] показали, что он способен выдерживать давление до 10 МПа. При этом давление оказываемое шинами от большегрузного автомобильного транспорта на дорожное полотно не превышает 2 МПа.



Рис. 1. Капсулированный материал, полученный в результате обезвреживания почвы, загрязненной нефтепродуктами

Технология реагентного капсулирования позволяет обезвреживать не только почву, загрязненную бензином, дизельным топливом, моторным маслом, но и насыщенные нефтепродуктами лед или снег [7]. Визуально капсулированный материал, полученный при обезвреживании снега, загрязненного нефтепродуктами, отличается от капсулированного материала, полученного при обезвреживании почвы, загрязненной нефтепродуктами. На (рис. 2) слева представлен внешний вид капсулированного материала, полученного в результате обезвреживания загрязненного нефтепродуктами снега, содержащего моторное масло в количестве 50% массы загрязненного снега, справа – загрязненной почвы, содержащей то же количество моторного масла.

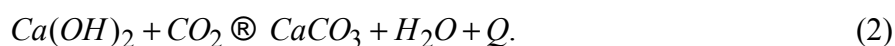
Экспериментальные исследования свойств капсулированного материала, полученного в результате обезвреживания грунта, загрязненного нефтепродуктами, показали [5], что капсулированный материал устойчив к воздействию техногенных и природных факторов, таких как влага, температурные колебания, кислотные дожди и высокое давление. Также следует отметить, что капсулированный материал является отходом четвертого класса опасности для окружающей среды и требует дальнейшей утилизации.

Однако стоит заметить, что при обезвреживании нефтезагрязненной почвы в условиях отрицательной температуры окружающей среды загрязненная почва находится в смерзшемся состоянии, что препятствует нормальному протеканию процесса обезвреживания, а для подготовки почвы требуется дополнительная энергия, которую зачастую неоткуда взять.



Рис. 2. Внешний вид капсулированного материала, полученного в результате обезвреживания снега (слева) и почвы (справа), загрязненных моторным маслом

Технология реагентного капсулирования представляет сложный процесс, но в упрощенном виде она может быть описана при помощи двух химических уравнений [5]:



Окончательное формирование оболочки у микрокапсул из карбоната кальция на поверхности загрязняющего вещества происходит в результате химической реакции гидроксида кальция и углекислого газа, находящегося в окружающем воздухе. При последующем нахождении капсулированного материала на воздухе происходит дальнейшее упрочнение оболочки.

Процесс обезвреживания с использованием технологии реагентного капсулирования следует осуществлять на оборудовании, которое сочетает в себе свойства смесителя и реактора (реактор-смеситель).

Совершенствование конструкции оборудования применительно к зимним условиям может идти по пути утилизации тепловой энергии, которая выделяется на каждом этапе процесса обезвреживания и в обычных условиях рассеивается в окружающей среде. Кроме того, длительный процесс насыщения углекислым газом, происходящий в естественных условиях на открытом воздухе, можно заменить принудительной подачей углекислого газа до высокой концентрации непосредственно в установку.

Оценка энергетического потенциала химической реакции экзотермического процесса химического обезвреживания почвы, загрязненной нефтепродуктами, с применением в качестве реагента строительной извести третьего сорта проводилась с использованием закона Гесса [8].

Проведенные расчеты показали, что в результате химической реакции экзотермического процесса химического обезвреживания 1 кг почвы, загрязненной нефтепродуктами выделяется 2332,25 кДж, а для оттаивания смерзшихся кусков нефтезагрязненной почвы необходимо 424,4 кДж.

Таким образом, тепловой энергии, выделяющейся в результате химической реакции экзотермического процесса химического обезвреживания почвы, загрязненной

нефтепродуктами, гарантированно хватит для успешного осуществления процесса обезвреживания нефтезагрязненной почвы.

На основе проведенных расчетов авторами разработана принципиальная схема установки [9], позволяющая при помощи технологии реагентного капсулирования осуществлять обезвреживание почвы, содержащей нефтепродукты, в условиях отрицательной температуры непосредственно вблизи источника загрязнения. Схема установки представлена на (Рис. 3).

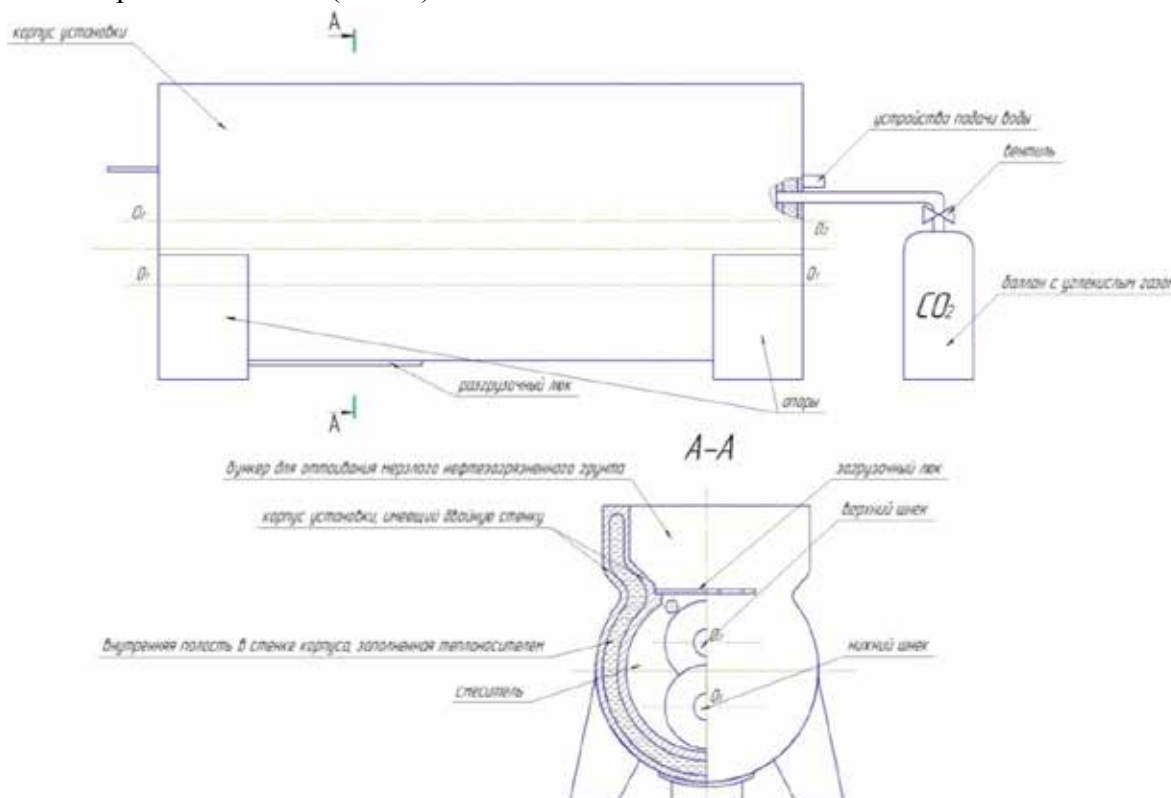


Рис. 3. Схема установки для обезвреживания при отрицательной температуре окружающей среды почвы, загрязненной нефтепродуктами

В установке тепловая энергия экзотермического процесса химического обезвреживания нефтесодержащего материала аккумулируется теплоносителем, который находится во внутренней полости стенки корпуса смесителя, а затем используется для оттаивания последующей порции смерзшегося нефтесодержащего материала, находящегося в бункере для оттаивания. Установка позволяет обезвреживать не только нефтезагрязненную почву, но и насыщенные нефтепродуктами лед или снег.

Установка для обезвреживания почвы, загрязненной нефтепродуктами, работает следующим образом. Нефтезагрязненный грунт (почва) и реагент в компонентном соотношении согласно рекомендациям [7] из бункера через загрузочный люк загружают в смеситель. Затем загрузочный люк закрывают и в бункер загружают новую партию смерзшегося нефтезагрязненного грунта для его оттаивания. Включают привод, который приводит в движение перемешивающее устройство, для осуществления процесса гомогенизации нефтезагрязненного грунта с реагентом. В полученную гомогенизированную смесь через устройство для подачи воды согласно рекомендациям [5] добавляют воду, после чего происходит дальнейшее перемешивание смеси. В процессе взаимодействия

гомогенизированной смеси с водой происходит химическая реакция с образованием гидроксида кальция и выделением тепла. Затем после открытия вентиля из баллона по трубке начинает поступать в смеситель углекислый газ. В результате взаимодействия углекислого газа с гидроксидом кальция происходит формирование оболочки из карбоната кальция на поверхности нефтезагрязненного грунта. Для повышения интенсивности процесса формирования микрокапсул и обезвреживания нефтезагрязненного грунта осуществляется принудительная подача углекислого газа в смеситель при продолжении работы перемешивающего устройства в течение некоторого времени. Интенсивная подача углекислого газа, совмещенная с перемешиванием, позволяет завершить процесс формирования микрокапсул и начать процесс упрочнения оболочек капсулированного материала внутри установки. Причем, полученный таким образом капсулированный материал, сразу после выгрузки наружу будет иметь прочную, водонепроницаемую, биологически нейтральную для окружающей природной среды оболочку из карбоната кальция [7].

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Проведенные эксперименты показали, что технология реагентного капсулирования может быть использована не только для обезвреживания почвы, загрязненной бензином, дизельным топливом или моторным маслом, но и для загрязненного нефтепродуктами снега. Результаты экспериментального определения оптимального (минимального) количества извести, используемой в качестве реагента, необходимого для осуществления процесса обезвреживания представлены в виде диаграммы на (Рис. 4).

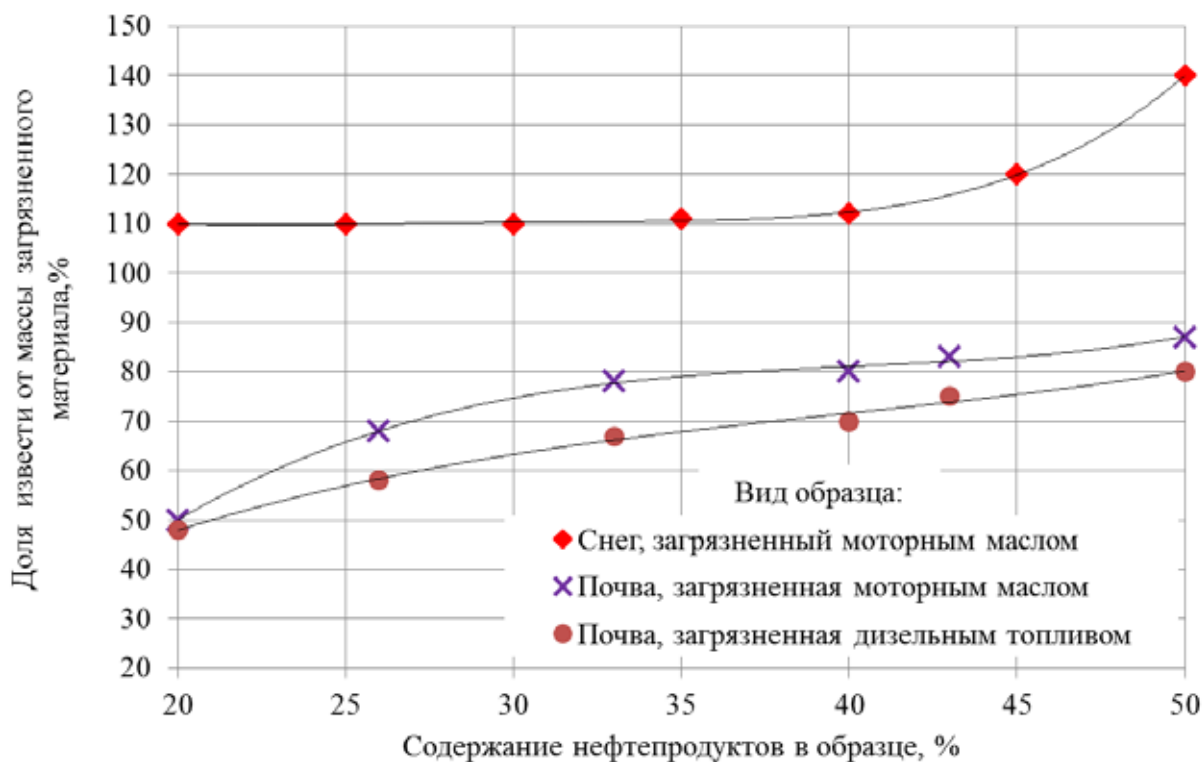


Рис. 4. Диаграмма зависимости необходимого количества извести для обезвреживания почвы и снега, загрязненных нефтепродуктами

Разработана полезная модель установки, которая защищена патентом [9]. В этой установке тепловая энергия экзотермического процесса химического обезвреживания нефтезагрязненной почвы (грунта), выделяемая в ходе обезвреживания, используется для оттаивания последующей порции смерзшейся нефтесодержащей почвы. А принудительная подача углекислого газа в корпус установки на этапе образования оболочки из карбоната кальция на поверхности загрязняющего вещества позволяет ускорить процесс формирования и упрочнения микрокапсул, образующихся в результате обезвреживания нефтезагрязненной почвы, внутри установки.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Технология реагентного капсулирования является наиболее перспективной для преодоления последствий аварийных разливов нефтепродуктов в природно-климатических условиях Сибири. Результаты экспериментальных исследований (Рис. 4) показывают, что минимальное содержание реагента для формирования полноценных капсул, при загрязнении снега нефтепродуктами до 40 % составляет 110 % от массы загрязненного материала. При этом с повышением степени загрязнения снега нефтепродуктами более 40 % наблюдается значительное увеличение количества извести, необходимого для обезвреживания. По предварительной оценке, это связано с высоким содержанием жидкой фазы, образующейся в смеси снега с нефтепродуктом.

Рассматриваемая установка для обезвреживания нефтезагрязненной почвы по сравнению с другими установками имеет важное преимущество, которое заключается в использовании при необходимости (например, в зимних условиях) тепловой энергии, выделяемой на каждом этапе процесса обезвреживания нефтезагрязненной почвы, которая в обычных условиях рассеивается в окружающей среде. Кроме того, кратковременная принудительная подача углекислого газа на заключительной стадии процесса обезвреживания до высокой концентрации непосредственно в установку позволяет заменить длительный процесс образования и упрочнения оболочек микрокапсул, происходящий в естественных условиях на открытом воздухе.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для оперативного устранения последствий аварийных ситуаций, сопровождающихся разливами нефтепродуктов, в природно-климатических условиях Сибири наиболее перспективной является технология реагентного капсулирования.

Проведенные экспериментальные исследования показывают, что технология реагентного капсулирования может быть использована для обезвреживания почвы и снега, загрязненных нефтепродуктами. Но при содержании в загрязненном снеге нефтепродуктов более 40 % от массы снега использование технологии реагентного капсулирования для его обезвреживания считается не целесообразным и в этом случае необходимо использовать другие способы обезвреживания.

Использование энергии экзотермического процесса химического обезвреживания нефтезагрязненного материала, в сочетании с принудительной подачей углекислого газа в зону обезвреживания на этапе образования оболочки из карбоната кальция на поверхности загрязняющего вещества позволит осуществлять в условиях отрицательной температуры

окружающей среды обезвреживание почвы, льда и снега, загрязненных нефтепродуктами, с применением технологии реагентного капсулирования.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [6] Tomei M. C., Daugulis, A. J. Ex Situ Bioremediation of Contaminated Soils: An Overview of Conventional and Innovative Technologies // *Critical Reviews in Environmental Science and Technology*. – 2013. – Vol. 43. – Iss. 20. – P. 2107-2139 (<http://doi:10.1080/10643389.2012.672056>).
- [7] Manzetti S. Remediation technologies for oil-drilling activities in the Arctic: oil-spill containment and remediation in open water // *Environmental Technology Rev.* – 2014. – Vol. 3, iss. 1. – P. 49–60 (<http://doi:10.1080/21622515.2014.966156>).
- [8] Welander U. Microbial Degradation of Organic Pollutants in Soil in a Cold Climate // *Soil and Sediment Contamination: An Intern. J.* – 2005. – Vol. 14, iss. 3. – P. 281 – 291 (<http://doi:10.1080/15320380590928339>).
- [9] Шихранов О. Г., Глязнецова Ю. С., Ерофеевская Л. А и др. Способы биоремедиации нефтезагрязненных почв для климатических условий Крайнего Севера и оценка их эффективности // *Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2015. – № 1 (17). – С. 90–97.
- [10] Переработка и утилизация нефтешламов и нефтезагрязненных материалов, образующихся в местах добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья: монография / [Л.О. Штриплинг и др.]; Минобрнауки России, Омский гос. техн. ун-т.– Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2013.–176 с.
- [11] Shtripling L. O., Kholkin E. G., Larionov K. S. The technology refinement of soil decontamination contaminated with petroleum products by the reagent capsulation method // *Procedia Engineering*. – 2016. – Vol. 152. – P. 13 – 17 (<http://dx.doi.org/10.1016/j.proeng.2016.07.609>).
- [12] Холкин Е. Г., Штриплинг Л. О., Ларионов К. С. Ликвидация последствий аварийных разливов нефтепродуктов в Арктической зоне России с использованием технологии реагентного капсулирования // *Арктика: экология и экономика*. – 2017. – № 1 (25). – С. 120 – 129.
- [13] Волков А. И., Жарский И. М., Большой химический справочник / А. И. Волков, И. М. Жарский. – Минск: Современная школа, 2005. – 608 с.
- [14] Патент 157884, Российская Федерация, МПК В09С 1/08. Установка для обезвреживания нефтезагрязненных почв, грунтов и нефтешламов / Ларионов К. С., Холкин Е. Г., Штриплинг Л. О.; заявитель и патентообладатель Федер. гос. бюджет. образоват. учреждение высшего проф. образования «Омский гос. техн. ун-т». – № 2015130193/13; заявл. 21.07.15; опубл. 20.12.15, Бюл. № 35. –2 с.

УДК 621.642.84

РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ НЕФТЕХРАНИЛИЩ

Л. О. Штриплинг, В. В. Баженов, Н. С. Варакина

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Аннотация – Испарения нефти и нефтепродуктов из резервуаров являются одной из основных причин загрязнения атмосферного воздуха при транспортировке и хранении. На современном этапе развития техники и технологии эти выбросы невозможно устранить полностью. В настоящее время при нормировании выбросов из резервуарных парков используются методики, разработанные в 80-90х года прошлого века, которые не учитывают современных условий эксплуатации резервуарных парков и их оснащения. В работе представлена математическая модель, позволяющая рассчитывать выбросы загрязняющих веществ из резервуаров в режиме реального времени с учетом текущих метеоусловий в районе расположения резервуарного парка и оснащения резервуаров средствами сокращения выбросов.

Ключевые слова – нефть, нефтепродукты, резервуары, выбросы, загрязнение атмосферы

I. ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе развития техники и технологий трубопроводный транспорт является основным видом транспорта нефти и нефтепродуктов от мест добычи к конечному потребителю. Вместе с этим, общеизвестно, что основными источниками выбросов углеводородов при транспортировке нефти являются резервуарные парки и рост нефтедобычи неизбежно приводит к увеличению выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

На всех этапах развития нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности РФ совершенствовались методы снижения выбросов загрязняющих веществ из резервуаров, ужесточались требования к герметичности емкостей, разрабатывались новые конструкции резервуаров и т.д. Тем не менее, выбросы загрязняющих веществ из резервуаров остаются практически единственным видом технологических потерь углеводородов, полностью неустраняемых на данном этапе развития техники и технологий. По данным [1], потери от испарения составляют до 1% от всей добываемой нефти и, при этом, до 80% всех потерь приходится на испарение из резервуаров хранения.

При этом, в практике нормирования выбросов загрязняющих веществ из резервуаров до сих пор используются методы расчёта, разработанные в 80-90х годах прошлого столетия, например [2, 3]. Эти методы не учитывают существующего уровня развития технологий, рассчитаны на использование без применения компьютерной техники, изобилуют различного рода усредняющими коэффициентами, что неизбежно ведет к погрешностям в расчётах и, как следствие, может приводить к неконтролируемому загрязнению окружающей среды.

Вопрос учета выбросов из резервуаров хранения нефти и нефтепродуктов является для предприятий нефтедобычи и нефтепереработки одним из важнейших, как с точки зрения товарных потерь, в следствие испарения продуктов, так и оценки состояния окружающей среды в районе расположения промышленного объекта.

Цель нашей работы заключается в разработке метода расчёта выбросов загрязняющих веществ из резервуаров хранения в режиме реального времени.

II. ТЕОРИЯ

Основной процесс, определяющий выброс загрязняющих веществ в атмосферу из емкостей хранения нефти и нефтепродуктов - испарение. По данным [4], на долю испарения приходится порядка 75% всех выбросов углеводородов из резервуаров. Выбросы паров и газов в атмосферу происходят под действием процессов закачки и откачки жидкостей, а также под влиянием суточных колебаний температуры. На объем выброса в значительной степени оказывают влияние объем и температура газовой воздушного пространства в резервуаре, а также температура жидкости в резервуаре.

В случае, если резервуар соединен с атмосферой, то выбросы происходят при вытеснении газовой воздушной смеси из газовой пространства через вентиляционные патрубки, дыхательные клапаны и т.д.

Принято учитывать три процесса, обуславливающих выброс загрязняющих веществ из емкостей хранения.

«Большое дыхание» - процесс вытеснения газовой смеси жидкостью при её закачке в резервуар. При «большом дыхании» температура паров жидкости и их концентрация практически не изменяются, поскольку закачка нефтепродукта производится в течение нескольких часов в емкость, уже наполненную нефтепродуктом.

«Обратный выдох» - процесс вытеснения избыточной газовой смеси из резервуара при откачке жидкости. При откачке жидкости из резервуара в освободившийся объем через дыхательные клапаны всасывается атмосферный воздух. В этом случае парциальное давление паров нефтепродукта снижается, что, в свою очередь, приводит к усиленному испарению жидкости. В результате, избыток газовой смеси стравливается в атмосферу через дыхательные клапаны.

«Малое дыхание» - процесс вытеснения газовой смеси из резервуара при длительном хранении нефтепродукта. Ночью в резервуаре происходит охлаждение газовой смеси и конденсация паров, в результате образуется вакуум и атмосферный воздух поступает в резервуар. Днем газовой пространство резервуара нагревается за счёт тепла окружающего воздуха и солнечной радиации. Происходит усиление процесса испарения жидкости и увеличивается объем паров, избыток которых стравливается в атмосферу. «Малые дыхания» происходят, когда уровень жидкости в резервуаре не изменяется.

Анализ методик расчёта выбросов вредных веществ из емкостей хранения нефтепродуктов показывает, что ни одна из методик не учитывает в полной мере моменты «обратных выдохов» и «малых дыханий». Наиболее часто, явление «обратного выдоха» учитывается путем введения в расчётную формулу поправочных коэффициентов, полученных путем обработки данных натурных измерений. «Малые дыхания», в следствие их «незначительности» остаются без внимания и не учитываются при расчёте. Вместе с этим, именно «малые дыхания» резервуара имеют основной вклад в выбросы вредных веществ, в тех случаях, когда резервуар используется для длительного хранения нефтепродукта.

Нами разработана математическая модель расчёта выбросов вредных веществ, учитывающая все процессы, происходящие в резервуарах при хранении нефтепродуктов.

Модель основана на следующих положениях:

1. В дневные часы резервуар подвержен нагреву под воздействием солнечной радиации и конвективного теплообмена с окружающей средой. При этом, солнечная сторона корпуса резервуара подвержена прямому, диффузному и отраженному воздействию солнечного излучения, а теневая сторона - диффузному и отраженному действию солнечного излучения.

2. Под воздействием градиента температур окружающей среды и температуры газовой пространства резервуара протекают процессы теплопроводности. Следовательно, в ночные часы, когда солнечная радиация отсутствует, происходит постепенное выравнивание температур газовой пространства резервуара и окружающей среды.

3. Выход газовой смеси из резервуара может происходить как в момент превышения давления паров нефтепродукта некоторого критического значения (рабочего давления дыхательного клапана) так и в результате свободного испарения нефтепродукта с поверхности жидкости.

Превышение давления происходит в двух случаях:

1. при изменении температуры газового пространства;
2. в момент закачки продукта в резервуар.

Расчёт объемов паров нефтепродукта, поступающих в атмосферу из резервуара, проходит по следующему алгоритму:

1. рассчитывается температура газового пространства в резервуаре;
2. определяется режим выхода паров нефтепродукта в атмосферу (испарение при хранении или выход под воздействием избыточного давления);
3. в случае, когда резервуар оборудован дыхательными клапанами, определяется давление внутри резервуара.

Расчёт температуры газового пространства в резервуаре проводится по уравнению:

$$Q_c + Q_m + Q_k = r \times C_p \times V \times \frac{dt}{dt}, \quad (1)$$

где Q_c , Q_k , Q_m – количество тепловой энергии, поступившей в пространство резервуара под воздействием солнечной радиации, конвекции и теплопроводности соответственно, Дж;

ρ – плотность жидкости, кг/м³;

C_p – теплоемкость жидкости, Дж/(кг·°C);

τ – время, час.

При определении Q_c используются известные формулы расчёта поступления солнечной радиации на наклонную поверхность. При этом, в расчёте учитывается влияние облачности.

Явление теплопроводности в представленной модели описывается уравнением:

$$Q_m = \frac{\lambda}{\delta} \times S \times \tau \times (T_{жс} - T_{ос}), \quad (2)$$

где λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°C);

δ – толщина стенки, м²;

S – площадь поверхности теплообмена, м²;

τ – время, час;

$T_{жс}$, $T_{ос}$ – температура жидкости и окружающей среды соответственно, °C;

Модель учитывает изменение λ в зависимости от температуры поверхности резервуара.

Явление конвекции в представленной модели рассматривается для ламинарного и турбулентного режимов обтекания воздухом поверхности резервуара.

Общее количество энергии, которое переходит в результате конвективного теплообмена между поверхностью резервуара и воздухом определяется по уравнению:

$$Q_k = \alpha \times S_{эфф} \times \tau \times (T_{ос} - T_{жс}), \quad (3)$$

где α – коэффициент теплоотдачи;

$S_{эфф}$ – площадь теплообмена, м².

Определив объем паров нефтепродуктов, попавших в атмосферу из резервуара, по известному компонентному составу нефтепродукта определяется выброс каждого загрязняющего вещества и состояние окружающей среды в районе расположения источников

загрязнения - рассчитываются концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе по методике ОНД-86.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

На основании математической модели расчёта выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров хранения нефтепродуктов разработан алгоритм [5]. Алгоритм расчёта реализован в виде программного комплекса расчёта выбросов загрязняющих веществ в режиме реального времени (рис. 1).

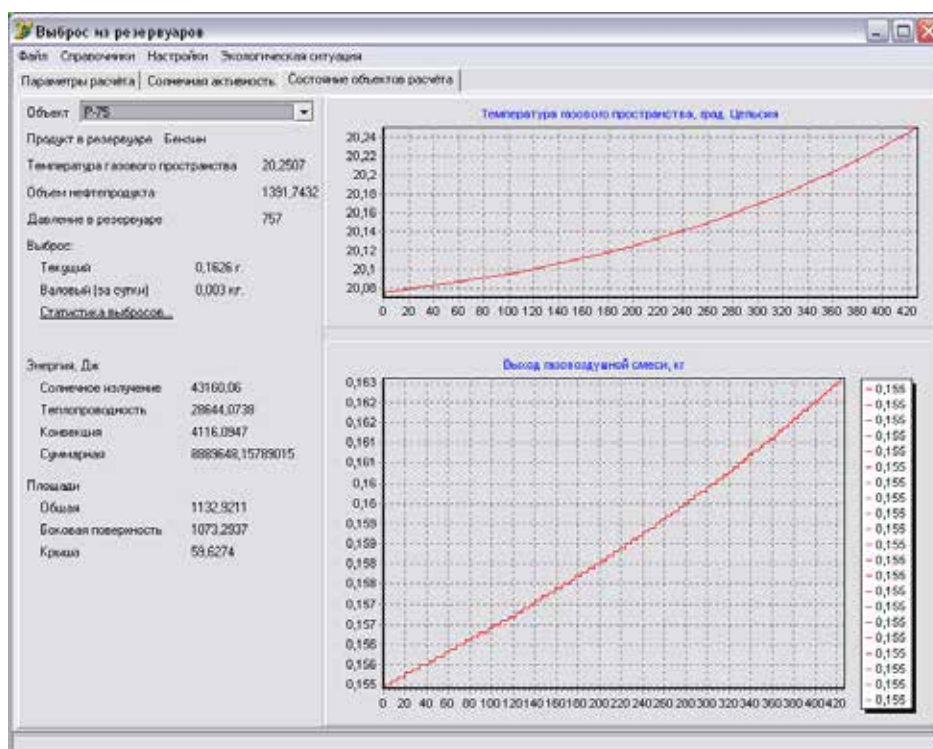


Рис. 1. Программный комплекс расчёта выбросов загрязняющих веществ из резервуаров

Благодаря использованию в математической модели дифференциального уравнения (1), программный комплекс позволяет оценивать выброс загрязняющих веществ в атмосферу за любой интервал времени времени.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

Для верификации работы представленной математической модели были выполнены следующие задачи экспериментальной проверки:

1) определена температура газового пространства резервуара с применением математической модели;

2) сопоставлены данные, полученные в ходе расчета по математической модели и данные, полученные в ходе инструментальных измерений.

В таблице 1 представлены данные, полученные в ходе инструментальных измерений на резервуаре и в результате расчёта по математической модели.

Таблица 1. Состояние жидкости в опытном резервуаре

Время измерения	Данные инструментального измерения		Расчётная температура, °С
	Температура в резервуаре, °С	Уровень жидкости, м	
6:00	+15,8	3,32	16,531
9:00	+16,1	3,32	16,55
12:00	+16,6	3,32	16,554
15:00	+16,8	3,32	16,542
18:00	+16,7	3,32	16,546
21:00	+16,9	3,17	16,515

В ходе экспериментальной проверки было установлено, что максимальная погрешность расчёта не превышает 4,5%, а погрешность расчёта среднесуточного значения температуры не превышает 0,1%.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Математическая модель адекватно реагирует на изменение как внешних факторов окружающей среды, так и на изменение характеристик нефтепродукта в резервуаре. Следовательно, модель позволяет получать не только достоверные данные по выбросам загрязняющих веществ, но и проводить постоянный экологический мониторинг в районе расположения предприятия для выработки и внедрения в практику природоохранных мероприятий, принятия управленческих решений и т.д.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] Малинин А.В., Донин С.Н. Потери нефти и нефтепродуктов - стимул для совершенствования методик расчёта выбросов паров от резервуаров с понтоном //Химическая техника. – СПб: ООО «Маркет Скиппер», 2011 – №11 - с.35.
- [2] Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. Казань, Управление «Оргнефтехимзаводы», Новополюк, МП «БЕЛИНЭКОМП», Масква, ЗАО «ЛЮБЭКОП», 1998.
- [3] Нормы естественно убыли нефтепродуктов при приемке, хранении, отпуске и транспортировке: Постановление Госкомитета по материально-техническому снабжению №40 от 26.03.1986.
- [4] Кулиев А.С., Потери нефти и нефтепродуктов во время транспортировки и хранения и их нормирование // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2014. Т. 2. № 2-2. С. 62-65.
- [5] Штриплинг Л.О., Баженов В.В., Калинин Ю.В., РТО «Алгоритм расчёта выбросов загрязняющих веществ из резервуаров хранения нефтепродуктов в режиме реального времени» // Навигатор в мире науки и образования, 2016 - №1(30), с. 162-167.

УДК 622.692.4

РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ ПОЭТАПНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ЭТАПАХ РЕАЛИЗАЦИИ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ПРОЕКТА

С. Т. Алекперова¹, А. М. Ревазов²

¹*EDC Expert, г. Москва, Россия*

²*Российский государственный университет нефти и газа (национальный
исследовательский университет) имени И.М. Губкина», г. Москва, Россия*

Аннотация – Рассмотрение вопросов безопасности магистральных трубопроводов (далее — МТ) в ракурсе основных причин возникновения аварий и провоцирующих их факторов влияния тесно связано с мероприятиями, направленными на обеспечение дополнительной безопасности МТ на каждом этапе осуществления инвестиционного проекта. Основой же безопасной эксплуатации МТ являются грамотно подобранные проектные решения. При этом ранее запланированные проектные решения по защите МТ и соседствующих объектов могут оказаться недостаточными, что потребует внедрения дополнительных мероприятий. Планирование и внедрение дополнительных мероприятий, осуществляемое с учетом наличия конкретных факторов влияния на каждом из этапов осуществления инвестиционного проекта, позволяет не только продлить срок безаварийной эксплуатации МТ, но и эффективно управлять риском возникновения аварийных ситуаций на протяжении всего жизненного цикла проекта.

Ключевые слова – магистральные трубопроводы, линейная часть, факторы влияния, управление риском

I. ВВЕДЕНИЕ

Анализ условий осуществления современных проектов по строительству новых и реконструкции действующих трубопроводов выявил необходимость обеспечения их дополнительной безопасности. При этом объективный анализ безопасности магистральных трубопроводов (МТ) возможен при условии прогнозирования и оценки риска аварий с учетом влияния негативных факторов, сопровождающих процесс строительства и в наибольшей степени проявляющихся себя на этапе эксплуатации. Кроме того, например, стесненные условия строительства и эксплуатации МТ с одной стороны усугубляют влияние последствий аварийной ситуации в случае её возникновения, а с другой — являются дополнительным провоцирующим фактором. Имеется в виду, что расположение МТ в непосредственной близости от соседствующих объектов повышает вероятность возникновения аварии ввиду нарушения охранной зоны МТ.

В этой связи важно обеспечить непрерывную актуализацию оценки безопасности МТ на каждом из этапов осуществления инвестиционных проектов, а именно: проектирования, строительства/реконструкции, ввода в эксплуатацию и эксплуатации. Реализация данного подхода обеспечит максимально объективный учет фактических условий дальнейшей эксплуатации МТ. Кроме того, необходимо расширения подходов к идентификации опасностей, провоцирующих аварийность линейной части МТ и планированию мероприятий на каждом из этапов осуществления инвестиционных проектов строительства и реконструкции МТ.

Это и обуславливает актуальность решения научной задачи углубленного анализа безопасности МТ на каждом из этапов осуществления инвестиционных проектов и

оптимального планирования мероприятий, обеспечивающих безопасность МТ. Под безопасностью МТ понимается совокупность показателей «Отсутствие недопустимого риска, связанного с возможностью нанесения ущерба», «Состояние защищенности от внутренних и внешних угроз».

Целью работы является обеспечение дополнительной безопасности магистральных газопроводов, путем учета всех факторов влияния, проявляющих себя на каждом из этапов осуществления инвестиционного проекта.

II. ТЕОРИЯ

В настоящее время проектирование и строительство МТ регламентировано федеральным законодательством и нормативно-правовыми актами [1–11].

Современные реалии строительства и реконструкции систем магистрального трубопроводного транспорта определяют необходимость обеспечения дополнительной безопасности МТ. Наиболее распространенный случай отступления — несоблюдение минимально допустимых расстояний (МДР) — обуславливает необходимость усиления надежности МТ, путем предъявления повышенных требований к конструкции трубопровода и процессу эксплуатации.

При анализе и прогнозировании риска аварий линейной части МТ особо важным представляется учет факторов влияния, провоцирующих аварийность линейной части газопровода [12, 13].

Принципы и порядок проведения анализа риска на опасных производственных объектах магистральных трубопроводов (далее — ОПО МТ) определены Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (далее — Ростехнадзор):

Методическими рекомендациями [14] предусмотрена необходимость учета влияния на возможность разгерметизации трубопроводов различных внешних и внутренних факторов: природно-климатических условий, технико-технологических, эксплуатационных, срока эксплуатации, антропогенных и других факторов, изменяющихся вдоль трассы трубопровода.

В проводимом исследовании применен подход к рассмотрению вопросов надежности и безопасности МТ в ракурсе основных причин возникновения аварий на МТ, проявляющих себя в процессе эксплуатации.

Выявление факторов влияния не является одномоментным процессом. Каждый из факторов обладает набором определенных показателей и характеристик. Описание показателей и характеристик факторов влияния проведено с целью дальнейшего определения комплекса мероприятий, направленных на их компенсацию.

Таким образом вопросы снижения аварийности на МТ и негативного влияния в случае возникновения аварии необходимо рассматривать комплексно, как систему мероприятий, актуальных для конкретных условий эксплуатации МТ и направленных на повышение их надежности и обеспечение безопасности.

Следует отметить, что решения, принимаемые на этапе разработки проектной документации не являются гарантией безотказной работы МТ и его безопасности, т.к. надежность и безопасность МТ возможно оценить исключительно на этапе эксплуатации — когда те или иные решения оказываются под влияние факторов, характеризующих условия

эксплуатации. И, нередко, именно после завершения строительства и ввода МТ в эксплуатацию возникает необходимость пересмотра и доработки проектных решений.

При выявлении факторов влияния были осуществлены следующие этапы:

- 1) анализ основных причин возникновения аварий на МТ;
- 2) определение факторов, приводящих к реализации той или иной причины;
- 3) определение параметров, описывающих факторы влияния;
- 4) определение характеристик параметров;
- 5) оценка критичности факторов влияния.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Факторы влияния, выявленные в результате анализа причин аварийности на МТ приведены в Таблице 1.

Для дальнейшего исследования особо важной представляется оценка влияния каждого из факторов на безопасную эксплуатацию МТ.

Определение веса каждого из факторов и дальнейшее использование полученных данных осуществлялось, с применением метода экспертных оценок [15]. В качестве критериев оценки степени влияния, с учетом специфики рассматриваемой области, были выбраны:

- возможность предупреждения/снижения негативного влияния фактора на этапах, предшествующих эксплуатации;
- продолжительность проявления несовершенств, вызванных фактором;
- возможность своевременного выявления фактора, вызывающего причину;
- объем возможных утечек из образовавшегося вследствие влияния фактора дефектного отверстия;
- объем работ на восстановление целостности трубопровода после влияния фактора.

Результаты оценки степени критичности факторов эксплуатации, с использованием метода экспертных оценок, представлены на рисунке 1.

Строительство и эксплуатация МТ в стесненных условиях представляет опасность не только с точки зрения последствий возможных аварий, но также обуславливает необходимость в дополнительных мероприятиях, обеспечивающих безопасность МТ в границах охранной зоны, в том числе:

- исключение повреждения трубопровода от проезжающей техники,
- обеспечение безопасного осуществления сельскохозяйственных работ на пахотных землях в районе прокладки МТ,
- исключение проникновения в охранную зону МТ посторонних лиц и др.

Вместе с тем, очевидно, что анализ и оценка факторов эксплуатации МТ должны проводиться с обязательным учетом нарушения МДР.

При этом ранее запланированные проектные решения по защите МТ и соседних объектов могут оказаться недостаточными для случая ненормативного сближения МТ с объектами инфраструктуры, т.к. факт несоблюдения МДР может выявиться уже после ввода МТ в эксплуатацию, Данное обстоятельство, в свою очередь, потребует введения дополнительных мероприятий.

Таблица 1. Выявленные факторы влияния

Причины аварий на МТ	Наименование провоцирующего фактора эксплуатации	Обозначение провоцирующего фактора эксплуатации
Применение труб и арматуры с заводским браком	Несоблюдение требований нормативных документов при изготовлении труб и оборудования	f_1
	Несоблюдение правил приемки готовых труб и оборудования	f_2
Брак строительно-монтажных работ	Нарушение норм и правил осуществления работ при строительстве	f_3
	Отступления от проектных решений	f_4
	Некачественная ВТД перед вводом МТ в эксплуатацию	f_5
Коррозия металла трубы	Применяемые защитные коррозионностойкие покрытия не в полной мере удовлетворяют условиям эксплуатации	f_6
	Недостаточный мониторинг состояния трубы в процессе эксплуатации	f_7
Ошибочные действия персонала при эксплуатации	Недостаточная компетентность эксплуатирующего персонала	f_8
	Некачественное проведение аттестации персонала	f_9
Износ оборудования и материалов	Несвоевременное обновление технологического регламента по безопасной эксплуатации МТ	f_{10}
	Несоблюдение сроков эксплуатации	f_{11}
Воздействия природного происхождения	Сейсмическая активность района строительства	f_{12}
	Высокая грозовая активность района строительства	f_{13}
	Нарушение устойчивости конструкций ввиду воздействия сильных порывов ветра	f_{14}
	Низкая несущая способность грунтов	f_{15}
	Наличие коррозионной активности грунта	f_{16}
	Заболоченность района строительства	f_{17}
	Наличие многолетнемерзлых грунтов.	f_{18}
Механические воздействия	Воздействия при осуществлении плановых работ	f_{19}
	Нарушение правил пользования охранной зоной газопровода	f_{20}
	Подземная прокладка МТ при переходе через железные дороги	f_{21}
	Подземная прокладка МТ при переходе через автомобильные дороги	f_{22}

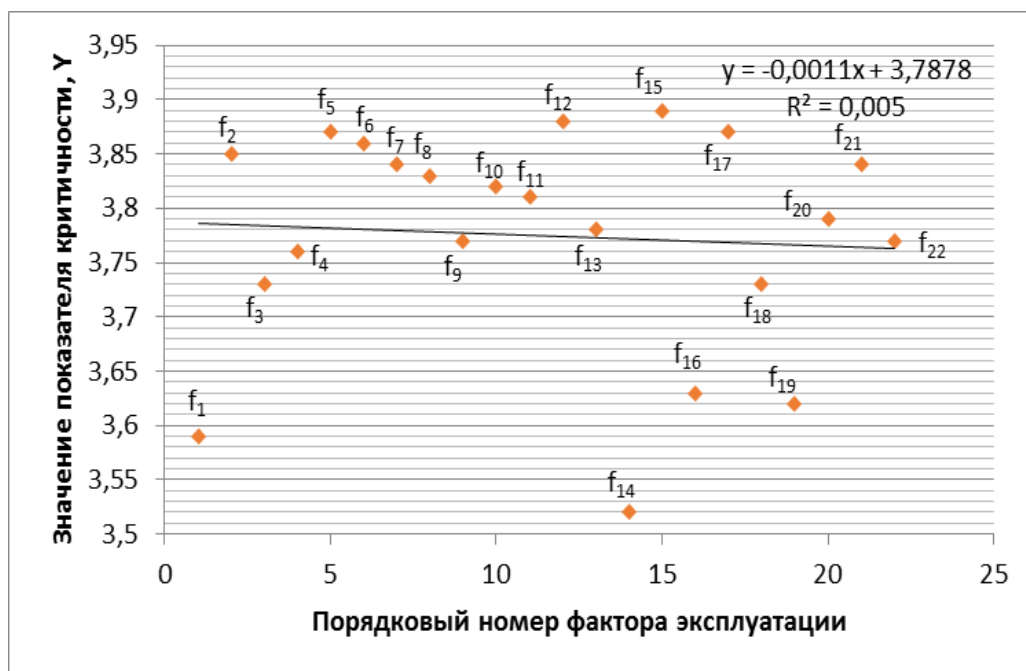


Рис. 1

Для оптимального использования накопленного опыта обеспечения безопасности МТ, систематизации сведений об основных мероприятиях, направленных на обеспечение безопасности МТ, а также применения их в составе предлагаемой Системы поэтапного обеспечения дополнительной безопасности магистральных трубопроводов используется разработанный Классификатор КМ [16].

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

К определяющим целям Системы поэтапного обеспечения дополнительной безопасности (далее — СПОБ) МТ [17, 18] относятся:

- 1) совершенствование системы принятия решений в части обеспечения дополнительной безопасности МТ с учетом наличия конкретных факторов влияния;
- 2) всесторонний учет факторов влияния при прогнозировании риска аварий линейной части МТ, а также условий их строительства и дальнейшей эксплуатации;
- 3) сбор, хранение и обновление базы данных на основе знаний в части обеспечения дополнительной безопасности МТ, получаемых при осуществлении проектов их строительства и реконструкции.
- 4) оптимальное применение базы данных в смежных проектах.

Выбор ДМ осуществляется по следующим критериям:

- преимущество технических мероприятий перед организационными;
- преимущество предупреждения аварии перед её локализацией;
- преимущество направленности ДМ непосредственно на МТ;
- гарантия достаточности ДМ;
- использование принципа «расстановки» барьеров безопасности при выборе актуальных ДМ, определяющего достаточность предлагаемого набора ДМ для случаев нарушения минимально допустимых расстояний (МДР).

Рассмотрим пример применения СПОБ с целью планирования мероприятий для участка магистрального газопровода (далее – МГ), оказавшегося под влиянием наиболее неблагоприятного сочетания факторов влияния на каждом из этапов реализации проекта.

Как отмечалось ранее, с момента проектирования до момента ввода трубопровода в эксплуатацию, окружающие его условия могут измениться, что сделает предусмотренные проектные решения неактуальными и недостаточными на этапе эксплуатации МГ.

Пусть первоначальная исходная информация, поступающая в СПОБ представляет собой набор следующих параметров:

- диаметр газопровода: 1 400 мм;
- рабочее давление: 9,5 МПа;
- способ прокладки трубопровода — подземный;
- протяженность участка МГ — 20 км.

По результату инженерных изысканий выявлено, что участок МГ подвержен влиянию факторов f_{13} , f_{15} , f_{16} , f_{17} :

- высокая грозовая активность района строительства;
- низкая несущая способность грунтов;
- наличие коррозионной активности грунта;
- заболоченность района строительства.

Разработанный Классификатор позволил выделить следующие классы ДМ, применяемые для обеспечения дополнительной безопасности МГ:

$M_{\{IA, IB, IB, IVA\}}$, $M_{\{IA, IB, IB, IVB\}}$, $M_{\{IA, IB, IB, IVC\}}$, $M_{\{IA, IA, IB, IVB\}}$, $M_{\{IA, IB, IB, IVB\}}$,
 $M_{\{IA, IC, IB, IVB\}}$, $M_{\{IA, IB, IC, IVC\}}$, $M_{\{IA, IC, IC, IVC\}}$, $M_{\{IA, IA, III, IVC\}}$, $M_{\{IA, IC, III, IVB\}}$,
 $M_{\{IA, IB, IB, IVB\}}$, $M_{\{IB, IB, IB, IVB\}}$, $M_{\{IB, IB, III, IVB\}}$, $M_{\{IB, IC, III, IVB\}}$, $M_{\{IC, IB, IB, IVB\}}$,
 $M_{\{IC, IB, IB, IVB\}}$, $M_{\{IC, IB, III, IVE\}}$, $M_{\{ID, IB, III, IVE\}}$, $M_{\{ID, IA, III, IVE\}}$, $M_{\{ID, IB, III, IVE\}}$.

Приоритетные классы для каждой из стадии реализации проекта определяются исходя из условия возможности их применения на данной стадии. Это значит, что, априори, любое из мероприятий можно предусмотреть на этапе проектирования, но не каждое из них может быть применено на последующих стадиях: строительства, ввода в эксплуатацию и эксплуатации.

Как было отмечено ранее, эффективность подготовленности системы к авариям определяется сочетанием мероприятий «конструктив+мониторинг». При этом мероприятия, составляющие данный «тандем», как правило, относятся к разным группам.

Следует отметить, что сочетания двух и более ДМ возможны в составе одного класса, так и разных классов.

Для получения объективной картины снижения ущерба от аварии необходимо задать значения эффективности ДМ.

Будем считать известными:

$X = \{X_1, X_2, \dots, X_k\}$ — множество вариантов, которые подлежат многокритериальному анализу;

$G = \{G_1, G_2, \dots, G_n\}$ — множество количественных и качественных критериев, которыми оцениваются варианты.

Задача состоит в упорядочивании элементов множества X по критериям из множества G .

Пусть $\mu_{G_i}\{X_j\}$ — число в диапазоне $[0,1]$, которое характеризует уровень оценки варианта $X_j \in X$ по критерию $G_j \in G$: чем больше число $\mu_{G_i}\{X_j\}$, тем выше оценка варианта X_j по критерию G_i , $i=\overline{1, n}$, $j=\overline{1, k}$. Тогда критерий G_i можно представить в виде нечеткого множества \tilde{G}_i на универсальном множестве вариантов X :

$$\tilde{G}_i = \left\{ \frac{\mu_{G_i}(X_1)}{X_1}, \frac{\mu_{G_i}(X_2)}{X_2}, \dots, \frac{\mu_{G_i}(X_k)}{X_k} \right\}, X_j \in (2)$$

где $\mu_{G_i}\{X_j\}$ — степень принадлежности элемента X_j нечеткому множеству \tilde{G}_i .

Находить степени принадлежности нечеткого множества удобно методом построения функций принадлежности на основе парных сравнений. При использовании этого метода необходимо сформировать матрицы парных сравнений вариантов по каждому критерию. Общее количество таких матриц совпадает с количеством критериев и равняется n .

Распределение ДМ по группам представлено на рисунке 2, где ось y характеризует группы ДМ, ось x — количество групп. Цветом выделены численные показатели эффективности выявленных ДМ.

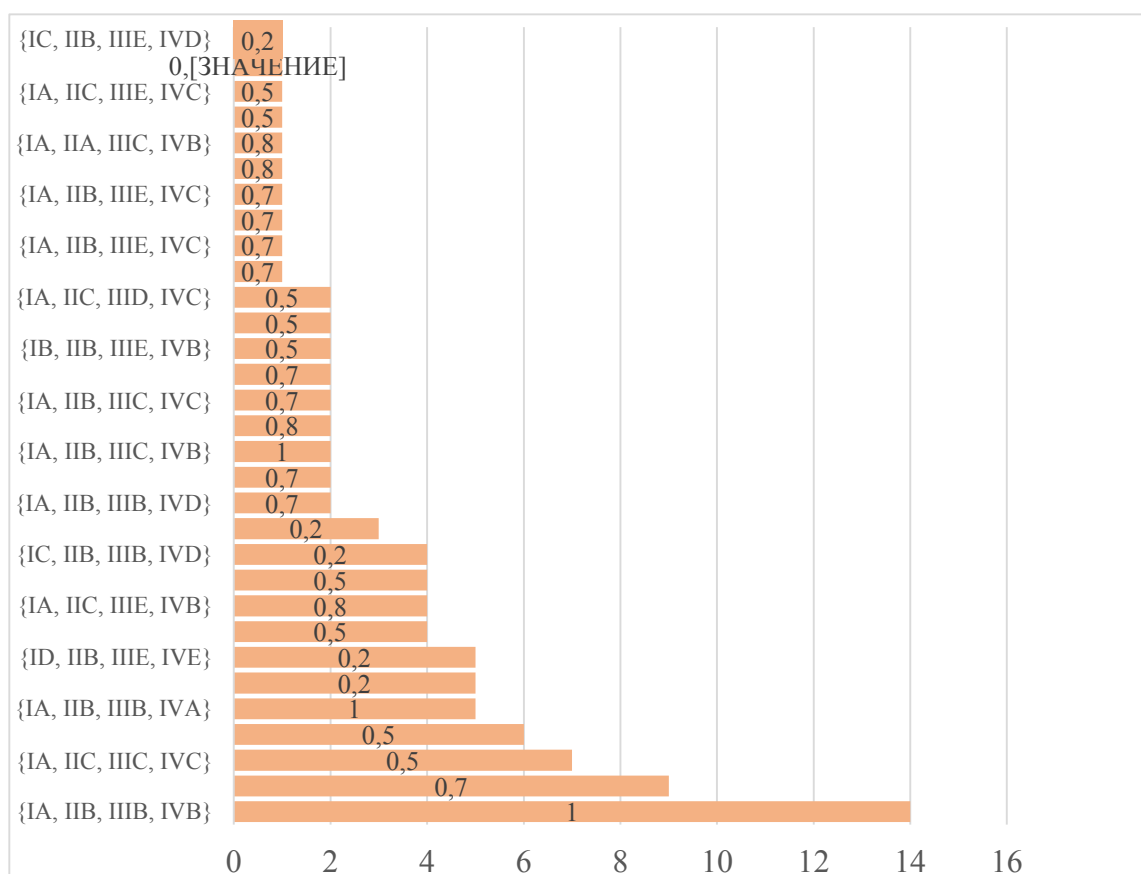


Рис. 2 Распределение дополнительных мероприятий

Распределение ДМ в зависимости от стадии осуществления проекта представлено на следующем рис. 3.

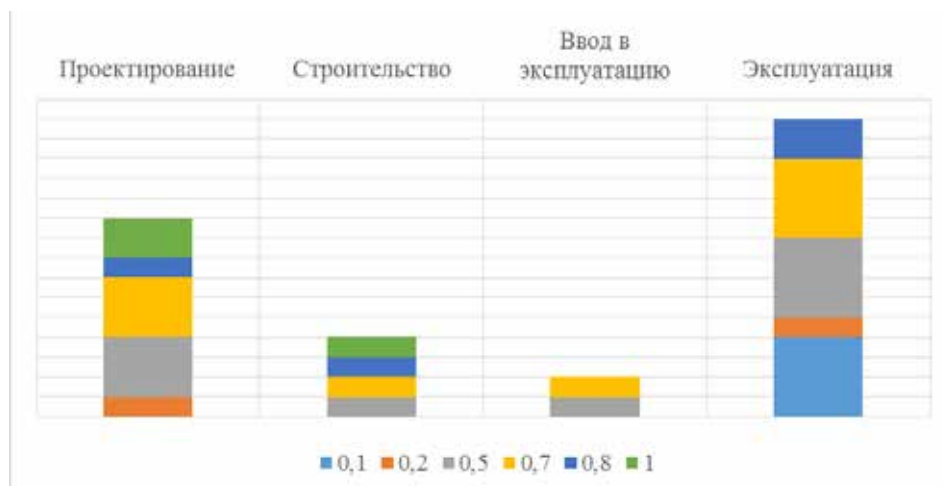


Рис. 3. Распределение показателей приоритетности ДМ в зависимости от стадии реализации проекта

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ современных проектов развития систем магистрального трубопроводного транспорта углеводородов позволил сделать вывод о преобладании проектов, осуществление которых планируется в стесненных условиях, в частности, сближения с объектами инфраструктуры.

При анализе и прогнозировании риска аварий линейной части МГ особо важным представляется учет факторов влияния, провоцирующих аварийность линейной части газопровода и мероприятий, направленных на обеспечение дополнительной безопасности МГ.

С целью оценки достаточности предлагаемых компенсирующих мероприятий возможно применение прецедентной экспертной системы, и использование принципов «расстановки» барьеров безопасности. Для оптимального использования и практического внедрения опыта осуществления проектов строительства и реконструкции МГ представляется целесообразным.

На основе статистических данных по аварийности линейной части МГ выявлены 22 фактора влияния, провоцирующие аварийность.

Для решения задачи планирования мер, направленных на обеспечение дополнительной безопасности МГ в условиях наличия конкретных факторов влияния был определен набор параметров, характеризующих каждый их факторов влияния.

Для эффективного использования накопленного опыта планирования мероприятий, направленных на обеспечение дополнительной безопасности МГ и практического внедрения его в составе Системы поэтапного обеспечения промышленной безопасности магистральных трубопроводов предлагается разработка Классификатора компенсирующих мероприятий.

С учетом специфики объектов классификации были сформулированы ключевые требования к классификатору КМ.

Определен подход к выбору комбинаций КМ с учетом имеющихся целей и ограничений, обусловленных стадией осуществления инвестиционного проекта и наличием конкретных факторов влияния.

Разработана методика выбора мероприятий, обеспечивающих дополнительную безопасность МГ с учетом указанного выше подхода, учитывающая особенности принятия решений в условиях нечетких множеств.

Разработанная Система поэтапного обеспечения безопасности магистральных газопроводов учитывает один из важнейших принципов планирования мероприятий, направленных на обеспечение безопасности МГ — инвестиционную целесообразность внедрения конкретных КМ с учетом стадии осуществления проекта.

Планирование дополнительных мероприятий с учетом всех вышеизложенных подходов направлено на комплексный учет всех возможных опасностей, оказывающих влияние на безопасную эксплуатацию МГ, а также оптимальное распределение средств, с целью обеспечения безопасности МГ, которая напрямую зависит от мероприятий, предлагаемых на каждой из стадий реализации инвестиционного проекта.

Проведен анализ практического применения Системы. Выявлено распределение, в том числе по приоритетности, КМ в зависимости от стадии осуществления инвестиционных проектов.

БЛАГОДАРНОСТИ

Научный руководитель: д.т.н., профессор РГУ нефти и газа им И.М. Губкина, Ревазов Алан Михайлович

Автор благодарит:

Ревазова Алана Михайловича за наставления, всестороннее содействие, бесценные знания Галкина Василия Александровича за мудрые советы, нашедшие отражение в проводимом исследовании

Чуркина Глеба Юрьевича за содействие в публикации статьи, содержащей описание Классификатора

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федер. закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ: принят Гос. Думой Федер. Собр. Рос. Федерации 20 июня 1997 г.: в действующей ред. от 04.03.2013. — М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013.
- [2] О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса: федер. закон Рос. Федерации от 21 июля 2011 г. № 256-ФЗ: принят Гос. Думой Федер. Собр. Рос. Федерации 6 июля 2011 г.: одобр. Советом Федерации Федер. Собр. Рос. Федерации 13 июля 2011 г. — М.: СПС «Гарант», 2011.
- [3] Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования»: утв. постановлением Правительства Рос. Федерации. — Сер. 03. — Вып. 70. — М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013.
- [4] Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: федер. закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ: принят Гос. Думой Федер. Собр. Рос. Федерации 4 июля 2008 г.: одобр. Советом Федерации Федер. Собр. Рос. Федерации 11 июля 2008 г. — 2-е изд. — Сер. 19. — Вып. 01. — М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013.
- [5] Технический регламент о безопасности зданий и сооружений: федер. закон Рос. Федерации от 30 дек. 2009 г. № 384-ФЗ: принят Гос. Думой Федер. Собр. Рос. Федерации 23 дек. 2009 г.: одобр. Советом Федерации Федер. Собр. Рос. Федерации 25 дек. 2009 г. — М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013.
- [6] Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»: утв. решением Комис. Тамож. союза от 18 окт. 2011 г. № 825. — Сер. 03. — Вып. 71. — М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013.
- [7] Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств: федер. нормы и правила в обл. пром. безопасности: утв. приказом Ростехнадзора от 11 марта 2013 г. № 96. — Сер. 09. — Вып. 37. — М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013.

- [8] Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: федер. нормы и правила в обл. пром. безопасности: утв. приказом Ростехнадзора от 12 марта 2013 г. № 101. — Сер. 08. — Вып. 19. — М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013.
- [9] Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов: федер. нормы и правила в обл. пром. безопасности: утв. приказом Ростехнадзора от 6 нояб. 2013 г. № 520// Бюл. норматив. актов федер. органов исполн. власти. — 2014. — № 1.
- [10] Постановление Правительства № 1521 от 26.12.2014 Об утверждении перечня национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
- [11] СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*); утв. приказом Госстроя от 25 дек. 2012 г. № 108/ГС; введ. 01.07.2013. — М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2012.
- [12] А.М. Ревазов, С.Т. Алекперова «Идентификация и оценка влияния факторов эксплуатации, провоцирующих аварийность на магистральных газопроводах// Управление качеством в нефтегазовом комплексе». — 2015. — № 3, с. 39–42.
- [13] Руководство по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов», утверждены приказом Ростехнадзора от 17.06.2016 № 228.
- [14] М.Ф. Мартемьянов, Т.Я. Лазарева. «Экспертные методы принятия решений». — Т.:ТГТУ, 2010.
- [15] Чуркин Г.Ю., Алекперова С.Т. Классификация отступлений от требований нормативных документов и компенсирующих мероприятий в специальных технических условиях для объектов магистральных трубопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2014. № 12. С. 42 – 46.
- [16] А.М. Ревазов, С.Т. Алекперова «Система поэтапного обеспечения безопасности магистральных трубопроводов на всех стадиях реализации инвестиционных проектов»// Бурение и нефть — 2016. — № 3, с. 39–42.
- [17] А.М. Ревазов, С.Т. Алекперова «Аспекты практического применения Системы поэтапного обеспечения безопасности магистральных трубопроводов»//Трубопроводный транспорт. Теория и практика — 2016. — № 4, с. 32–35.

УДК 622.692.4

УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

С. Т. Алекперова¹, А. М. Ревазов²

¹*EDC Expert, г. Москва, Россия*

²*Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», г. Москва, Россия*

Аннотация – Стесненные условия строительства и эксплуатации магистрального газопровода (МГ) обуславливают необходимость пересмотра общих подходов к обеспечению безопасности МГ, т.к. в указанных условиях возрастает не только риск увеличения числа пострадавших в случае возникновения аварии, но также вероятность возникновения аварии ввиду несанкционированного воздействия. Проводимый на этапе проектирования анализ комбинаций факторов влияния на единичном участке магистрального газопровода позволяет спрогнозировать и предупредить возникновение аварии на линейной части МГ, что, в свою очередь, предоставляет возможность эффективного управления риском путем внедрения дополнительных мероприятий

Ключевые слова – магистральные трубопроводы, линейная часть, факторы влияния, управление риском

I. ВВЕДЕНИЕ

Прогнозирование безопасной эксплуатации магистральных газопроводов неотъемлемо связано с анализом факторов, определяющих условия эксплуатации и провоцирующих аварийность линейной части магистрального газопровода (МГ) [1].

Планирование мероприятий, направленных на обеспечение безопасности и повышение надежности МГ в условиях наличия негативных факторов влияния [1-3], позволяет управлять риском с учетом финансовых затрат и в значительной степени снизить негативные последствия в случае возникновения аварии.

Рассматривая факторы влияния, провоцирующие аварийность на МГ, как определяющие уровень риска, можно не только спрогнозировать риск аварии, используя различные подходы к моделированию, но также оценить его приемлемость с точки зрения капитальных вложений в мероприятия по снижению влияния данных факторов [2]. Рациональный подход к выбору дополнительных мероприятий, учитывающий стадию осуществления проекта, при данном подходе приобретает особый смысл.

II. ТЕОРИЯ

Необходимость обеспечения дополнительной безопасности МГ во многом обусловлена современными условиями их проектирования, строительства и эксплуатации.

Риск увеличения числа пострадавших в случае возникновения аварии, а также вероятность реализации аварии ввиду несанкционированного воздействия определяют перечень и состав мероприятий, направленных не только на предотвращение аварии, но и на своевременное её обнаружение.

В процессе эксплуатации на линейную часть МГ оказывают влияние различные факторы, длительное воздействие которых в значительной степени сказывается на надежности и безопасности МГ

В данном исследовании под надежностью МГ понимаются прочностные характеристики металла трубы и сварных соединений, гарантированное срабатывание запорной арматуры и систем линейной телемеханики, т.е. все те показатели МГ, которые не зависят от внешних воздействий. Безопасность МГ характеризуется его защитой с учетом воздействий извне внешних факторов. При этом обе характеристики зависят от способности МГ выдерживать внешние и внутренние нагрузки не деформируясь.

Подход к рассмотрению вопросов надежности и безопасности МГ в ракурсе основных причин возникновения аварий на МГ, проявляющих себя в процессе эксплуатации, представляется наиболее целесообразным.

При этом важно не только предупреждение аварии, но также своевременное обнаружение аварии, локализация и ликвидация её последствий с целью снижения негативного влияния на природную и социальную среду. Обеспечивается это планированием мероприятий, обеспечивающих защиту трубопровода от внешних влияний и его способность противостоять этим влияниям на протяжении заданного срока службы.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Необходимость систематизации знаний, получаемых на основе опыта, во многом обуславливает неприменность классификации информации, составляющей основу знаний, с целью удобства её дальнейшего использования.

Одной из важнейших задач исследования является анализ и систематизация сведений о факторах влияния, и мероприятиях, обеспечивающих дополнительную безопасность МГ на каждой из стадий осуществления инвестиционного проекта.

При подготовке классификатора учитывалась их специфика, выражающаяся в:

- множественности вариантов компенсации одного фактора влияния;
- возможности использования конкретного мероприятия для различных отступлений;
- возможности взаимозаменяемости мероприятий с учетом специфики проекта;
- эффекте мультипликативности двух и более факторов влияния, на одном участке МГ, и необходимости пересмотра комплекса мероприятий при выявлении данного эффекта.

Под множественностью вариантов компенсации одного фактора влияния подразумевается возможность применения нескольких различных КМ или их сочетаний, относящихся к разным группам для компенсации конкретного отступления. Например, для случаев прохождения трассы МГ в пределах городской черты, в непосредственной близости от объектов промышленного и социального значения, безопасность трубопровода может быть обеспечена увеличением толщины стенки трубопровода, повышением прочностных характеристик трубы, увеличением заглубления трубопровода, применением усиленного заводского покрытия и/или сочетанием этих и других КМ.

Специфика КМ, выражающаяся в возможности применения конкретного КМ для условий наличия различных факторов влияния выражается, например, в том, что увеличение толщины стенки трубопровода может быть предложено как в случае нарушения минимально допустимых расстояний от МГ до соседних объектов, так и в случае прокладки трассы МГ под автомобильными и железными дорогами.

Под взаимозаменяемостью КМ понимается возможность альтернативного решения вопроса обеспечения безопасности МГ путем выбора наиболее приемлемого, в рамках конкретного проекта, набора КМ. Состав предлагаемых КМ может изменяться, при этом не снижая уровень надежности и безопасности МГ.

При выявлении эффекта мультипликативности двух и более факторов влияния на одном участке МГ предлагаемый набор КМ должен существенным образом преобразовываться с целью усиления функций КМ по обеспечению надежности и безопасности МГ. Преобразование набора КМ, при этом, может иметь как количественный, так и качественный характер.

Кроме учета специфики КМ к классификатору предъявлялись следующие дополнительные требования:

- необходимость классификации КМ в зависимости от стадии осуществления инвестиционного проекта;
- необходимость учета множества аспектов при классификации КМ;
- необходимость обеспечения возможности актуализации классификатора;

- гибкость структуры классификатора и возможность пополнения его новыми сведениями о КМ;
- наглядность классификатора.

IV. ОБСУЖДЕНИЯ

Главным преимуществом Классификатора является ориентированность на современные условия и возможность совершенствования и пополнения Классификатора с учетом выявления новых факторов влияния и способов их компенсации.

Для классификации мероприятий использовался фасетный метод.

Классификация проводилась по следующим фасетам:

- направленность предлагаемого мероприятия;
- тип компенсирующего мероприятия (организационное, техническое или организационно-техническое);
- стадия реализации проекта, на которой возможно внедрение мероприятия;
- область внедрения.

Для наглядности представления результатов классификации применялась иерархическая система кодирования информации, принцип построения которой представлен в таблице 1. В соответствии с таблицей каждой из подгрупп присвоен код, состоящий из численно-буквенного сочетания.

Таблица 1. Классификация КМ

<i>№ Фасета</i>	<i>Наименование Фасета</i>	<i>№ Подгруппы</i>	<i>Наименование подкатегории</i>
I	Направленность компенсирующего мероприятия	IA	Предупреждение инцидента
		IB	Своевременное обнаружение и идентификация инцидента
		IC	Локализация последствий инцидента
		ID	Устранение последствий инцидента
II	Характер компенсирующего мероприятия	IIA	Организационное
		IIB	Техническое
		IIC	Организационно-техническое
III	Стадия жизненного цикла трубопровода	IIIA	Инженерные изыскания
		IIIB	Проектирование
		IIIC	Строительство МТ
		IIID	Предпусковые испытания МТ
		IIIE	Эксплуатация МТ
		IIIF	Реконструкция МТ
		IIIG	Консервация МТ
		IIIH	Ликвидация МТ
IV	Область внедрения компенсирующих мероприятий	IV A	Металл трубы
		IV B	Конструкция трубопровода, вспомогательные устройства
		IV C	Средства и методы диагностики, испытания, контроля
		IV D	Обустройство трассы МТ
		IV E	Средства локализации и ликвидации последствий инцидента

Результаты классификации предлагается оформлять в табличном виде, в форме базы знаний, содержащей, в упорядоченном виде, все мероприятия с отнесением их к конкретному фасету и использовать в составе Системы поэтапного обеспечения безопасности магистральных газопроводов.

Наглядное отображение результатов классификации, на примере ведения базы данных, представлено на рис. 1.

№ п/п	Наименование мероприятий	Порядковый номер группы в соответствии с Классификатором компенсирующих мероприятий																					
		IA	IB	IC	ID	IA	IB	IC	IIA	IB	IC	IID	IE	IF	IC	IIH	IVA	IVB	IVC	IVD	IVE		
1.	Прокладка магистрального трубопровода (МТ) в защитном футляре (кожухе)	Red	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue
2.	Повышение требований к физико-механическим свойствам футляра (кожуха)	Red	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue
3.	Увеличение расчетной толщины стенки футляра (кожуха)	Red	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue
4.	Повышение требований к протяженности защитного кожуха	Red	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue
5.	Повышение требований к герметичности защитного кожуха	Red	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue
6.	Повышение требований к контролю межтрубного пространства (защитный кожух-труба)	Red	Red	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue
7.	Применение обетонирования	Red	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue
8.	Дополнительные требования к свойствам цементного бетона	Red	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue

Рис. 1. Систематизация результатов классификации мероприятий

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для эффективного использования накопленного опыта планирования мероприятий, направленных на обеспечение дополнительной безопасности МГ и практического внедрения его в составе Системы поэтапного обеспечения промышленной безопасности магистральных трубопроводов предлагается разработка Классификатора дополнительных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности МГ в условиях наличия факторов влияния, а также решения по использованию Классификатора.

В ходе анализа мероприятий были выявлены их специфические особенности как объектов классификации, учтенных при разработке Классификатора а именно:

- множественность вариантов применения мероприятий;
- возможность использования конкретного мероприятия для различных отступлений;
- возможность взаимозаменяемости мероприятий с учетом специфики проекта;
- двойственность объекта классификации.

С учетом специфики объектов классификации были сформулированы ключевые требования к классификатору КМ:

- необходимость учета множества аспектов при классификации КМ;
- необходимость актуализации классификатора;
- гибкость структуры классификатора;
- наглядность классификатора.

Определен формат применения Классификатора в составе Системы поэтапного обеспечения безопасности магистральных газопроводов.

БЛАГОДАРНОСТИ

Ревазова Алана Михайловича за наставления, всестороннее содействие, бесценные знания.

Галкина Василия Александровича за мудрые советы, нашедшие отражение в проводимом исследовании.

Чуркина Глеба Юрьевича за содействие в публикации статьи, содержащей описание Классификатора.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] А.М. Ревазов, С.Т. Алекперова «Идентификация и оценка влияния факторов эксплуатации, провоцирующих аварийность на магистральных газопроводах// Управление качеством в нефтегазовом комплексе». — 2015. — № 3, с. 39–42.
- [2] А.М. Ревазов, С.Т. Алекперова «Система поэтапного обеспечения безопасности магистральных трубопроводов на всех стадиях реализации инвестиционных проектов»// Бурение и нефть — 2016. — № 3, с. 39–42.
- [3] А.М. Ревазов, С.Т. Алекперова «Аспекты практического применения Системы поэтапного обеспечения безопасности магистральных трубопроводов»//Трубопроводный транспорт. Теория и практика — 2016. — № 4, с. 32–35.
- [4] Чуркин Г.Ю., Алекперова С.Т., Синицына А.А. Классификация отступлений от требований нормативных документов и компенсирующих мероприятий в специальных технических условиях для объектов магистральных трубопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2014. № 12. С. 42 – 46.

УДК502:504: 665.6.035.6:661.183

СОРБЕНТЫ НА ОСНОВЕ ОТХОДОВ АГРОПРОМЫШЛЕННОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ АВАРИЙНОГО РОЗЛИВА НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ

Ю. А. Булавка¹, С. Ф. Якубовский¹, Е. И. Майорова²

¹ *Полоцкий государственный университет, Новополоцк, г. Республика Беларусь*

² *ОАО «Нафтан», г. Новополоцк, Республика Беларусь*

Аннотация – Установлена возможность ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов при трубопроводном транспорте с использованием сорбента на основе целлюлозосодержащего растительного сырья (древесных отходов и отходов растениеводства). Изучена сорбционная способность отходов агропромышленного комплекса по отношению к нефти и нефтепродуктам с различной плотностью. Выполнен сравнительный анализ предлагаемых образцов с промышленными аналогами. Перспективно и экономически целесообразно направление утилизации отходов агропромышленного комплекса в качестве сорбента в технологических процессах удаления нефти и нефтепродуктов при их аварийных разливах благодаря низкой стоимости и широкой сырьевой базе, достаточной нефтеемкости и гидрофобности, возможности использования насыщенных углеводородами сорбентов без повторного загрязнения окружающей среды.

Ключевые слова – нефть, нефтепродукт, аварийный розлив, сорбент

I. ВВЕДЕНИЕ

Изучение и разработка технологий локализации и ликвидации аварийных ситуаций, связанных с разливом нефти и нефтепродуктов в процессе их транспортировки трубопроводным транспортом является важной задачей экологической безопасности, актуальной в современных условиях безопасности деятельности человека. При разливе и попадании на почву нефть и нефтепродукты вначале растекается по поверхности, делая ее скользкой, затем мигрирует в нижележащие слои, создавая угрозу попадания в водоносные слои грунтовых вод. Высокомолекулярные нефтяные углеводороды при аварийных разливах заполняют все поры почвенного покрова, обволакивают корни растений, лишая почву и растения свободного влагообмена и дыхания, что приводит к полной деградации биоценоза, появляется радужная пленка, увеличивается гидрофобность почв, ухудшается её аэрация, ароматические углеводороды значительно угнетают рост высших растений [1].

Ухудшается плодородие почв, возрастает отношение C:N, ухудшается азотный режим. Уменьшается кислотность почвенного раствора, увеличивается содержание органического вещества, что ведёт к нарушению естественного почвообразования. Аварийное загрязнение почвы вызывает изменение растительного покрова, уменьшает видовое разнообразие растений или вызывает их полное уничтожение. У растений замедляется рост, нарушаются функции фотосинтеза и дыхания, изменяется структура хлоропластов, в значительной мере страдают корневая система, листья, стебли, репродуктивные органы. Нефтяные углеводороды вызывает массовую гибель почвенной мезофауны, более устойчивыми оказываются простейшие [2].

Попадая в воду, нефтяные углеводороды мигрирует в различных формах: в виде поверхностной пленки, в эмульгированной форме, растворенной форме и сорбированной взвешенными веществами, последние оседают на дно, накапливаясь в донных отложениях. Увеличивается риск накопления нефтепродуктов в пищевой цепи водного биоценоза с угрозой здоровью человека при употреблении некачественной рыбы [3].

Нефтяная пленка нарушает газообмена в водной среде, изолирует воду от поступления в нее атмосферного кислорода, замедляя фотосинтез и образование кислорода, нарушая биологические процессы самоочистки природной среды. Это приводит к затуханию развития планктонических форм, что сказывается на нарушении цепи питания гидробионтов, населяющих водоем. Для водных организмов – нефтяные углеводороды являются высокотоксичными веществами и относятся к группе нервно-паралитических ядов [1-6].

Нефть и нефтепродукты могут проявлять хроническую токсичность для водных организмов и привести к изменению численности и ограничению видового разнообразия педобионтов (почвенной мезо- и микрофауны и микрофлоры)[1-6].

Таким образом, попадание нефти и ее компонентов в окружающую среду, будь то воздух, вода или почва, вызывает изменение их физических, химических и биологических характеристик, нарушая протекание естественных биохимических процессов. Ликвидация нефтяных загрязнений не обходится без применения различного рода сорбционных материалов. Нефтяные сорбенты – материалы, способные впитывать в больших количествах нефтепродукты, препятствуя тем самым их миграции в окружающей среде.

В качестве сорбентов для утилизации нефтепродуктов используют синтетические, неорганические, органоминеральные и биологические сорбенты. Особый интерес

представляет поиск и исследование материалов, обладающих высокими сорбционными характеристиками и имеющими органическую основу. Этот факт весьма важен, так как при решении вопросов утилизации и (или) регенерации сорбентов, в случае их органической основы, возможно их рациональное использование, например для получения тепловой энергии, без вторичного загрязнения окружающей среды. В последние годы активно выполняется поиск в области получения недорогих нефтяных сорбентов для сбора проливов углеводородов, несмотря на имеющиеся в этом направлении разработки, вопросам исследования сбора нефти и нефтепродуктов с различных поверхностей и оценке эффективности применения сорбентов на основе древесных отходов и отходов растениеводства не уделялось достаточного внимания, что и определило цель настоящего исследования.

III. ТЕОРИЯ

Для исследования использовались следующие образцы растительной биомассы: кора и опилки сосны отобранные на лесничестве «Полоцкого лесхоза», солома, хвощ полевой, шелуха ячменная и гречишная, околоплодник арахиса, редька масличная, рапс, отобранные на сельскохозяйственных полях в районе Полоцка. Исходные образцы подвергались нескольким ступеням дробления: первичное измельчение на дисковой рубительной машине, при котором формируются в основном длина частиц (в соответствии с требованиями ГОСТ 23246-78), продуктом которого является сыпучий материал, частицы которого в среднем имеют длину примерно 25 мм, ширину 20-30 мм и толщину 3-6 мм, на втором этапе производилось доизмельчение частиц коры с получением частиц заданного гранулометрического состава до 1,0 мм, путем сухого механического размола на мельнице. После измельчения образцов до 1,0 мм их подвергали сухому фракционированию на лабораторных ситах С20/50, на следующие фракции: менее 0,14; 0,14-0,315; 0,315-0,63; 0,63-1 (в соответствии с ГОСТ 12784-78), отдельно была выделена более широкая фракция 0,25-1 мм (в соответствии с ГОСТ 12536-79).

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

В соответствие с общепринятыми в химии древесины методиками для образцов с размером частиц 0,25-1 мм определены вещества, растворимые в холодной и горячей воде и подвергающиеся щелочному расщеплению.

Выявлено, что наименьшему расщеплению водными растворами едкого натрия подвергаются опилки сосны и шелуха ячменная, а наиболее значительному расщеплению с извлечением в основном соединений фенольного характера подвергается хвощ полевой, шелуха ячменная и кора сосны. Следует отметить, что выделяемые экстрактивные вещества из коры имеют большие потенциальные возможности их использования в народном хозяйстве, например для получения дубителей и красящих веществ.

Установлено, что больше всего растворимых в холодной воде веществ (моносахаридов, красителей, гликозидов и др.) зафиксировано у соломы, а растворимых в горячей воде – у околоплодника арахиса (это могут быть не растворенные в холодной воде моносахариды, гликозиды, белки, аминокислоты, а также пектиновые вещества и моноолиго- и полисахариды).

Анализ микроструктуры, выполненный при помощи оптических микроскопов (металломикроскоп Nikon Model EPIPHOT 200 и стереоскопический микроскоп МБС-10 и Axiovert-10) при общем увеличении от 16 до 500 крат, показал, целлюлозосодержащее растительное сырье обладает характерной для сорбентов морфологической особенностью (см. рис. 1): наличие пор, полостей между структурными элементами, открытых (сообщающихся) пор-каналов, пронизывающих весь ее объем, не сообщающихся пор-ячеек. Установлено, что при извлечении смолистых и дубильных веществ, располагающихся в коре в основных, дополнительных ходах и смолеместилищах, методом экстракционной обработки коры сосны 1,5%-ным раствором щелочи в течение 60 мин. происходит раскрытие дополнительных пор в твердых остатках, за счет перехода в раствор смол, жиров, полифенольных кислот, лигногуминовых веществ, низкомолекулярного лигнина и полисахаридов, что должно способствовать увеличению сорбционной способности остатка.

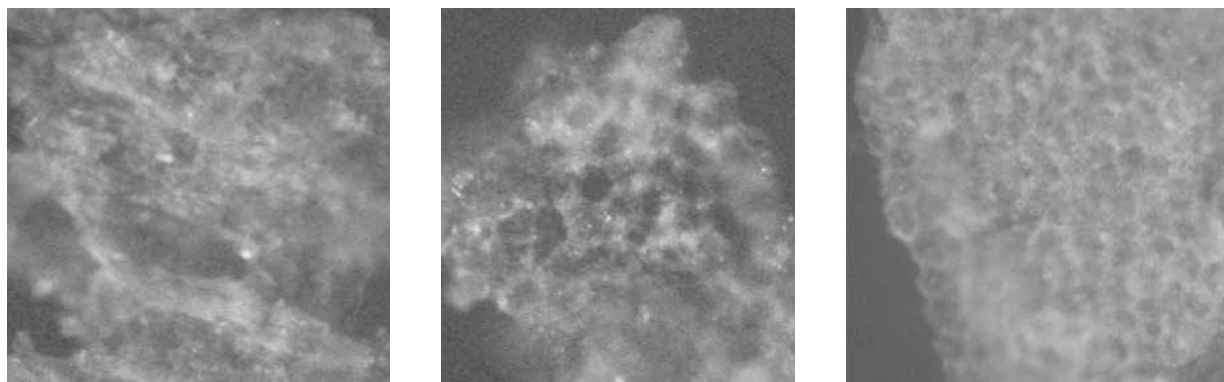


Рис.1. Частицы измельченной коры сосны *Pinus silvestris*
(микроскоп NikonModelEPIPHOT 200, увеличение 100^x)

Определена адсорбционная активность по йоду согласно ГОСТ 6217-74, характеризующая объем микропор (около 1 нм) и соответственно способность к сорбции относительно низкомолекулярных органических веществ. В качестве объектов сравнения исследованию подвергались древесные опилки, шишки, лигнин гидролизный соответствующего размера, а также промышленно выпускаемый энтеросорбент марки «Полифепан» получаемый на основе гидролизного лигнина, эффективно применяемый в медицине в практике детоксикации, отходы переработки недревесного целлюлозосодержащего растительного сырья, образующегося при уборке и переработке сельскохозяйственных культур (околоплодники рапса, редьки масличной, боба, люпина, фасоли, гороха, шелуха гречки и ячменя). Результаты анализа адсорбционной активности по йоду представлены в таблице 1. Из таблицы 1 видно, что необработанные опилки сосны и ее кора, а также шишки различных видов хвойных деревьев (сосны, ели, лиственницы и кедра) имеют сходную адсорбционную активность по йоду 16-21%, т.е. практически одинаковую микропористость, а твердый остаток после щелочной обработки по адсорбционной активности на 4% превосходит производимый в нашей стране энтеросорбент «Полифам» и сравним по этому показателю с российским энтеросорбентом марки «Полифепан» и лигнином гидролизным, это свидетельствует о развитии пористой структуры остатка, нами

также это подтверждено результатами полученными при анализе микроструктуры на микроскопе Nikon Model EPIPHOT 200.

Таблица 1. Адсорбционной активности по йоду

Образец	Активность по йоду, в %
Опилки сосны <i>Pinus silvestris</i> , фракция 0,25-1 мм	17,60
Кора сосны <i>Pinus silvestris</i> , фракция 0,25-1 мм, в том числе	17,27
остаток после экстракции горячей водой	18,74
остаток после экстракции холодной водой	19,33
остаток после экстракции щелочью	28,16
Кора ольхи серой <i>Alnus incana</i> , фракция 0,25-1 мм	25,10
Кора каштана <i>Castanea sativa</i> , фракция 0,25-1 мм	25,60
Лигнин гидролизный, фракции 0,25-1 мм	26,93
БАД марки «Полифам» (ТУ РБ 190549076.003-2006)	24,16
Энтеросорбент марки «Полифепан», (РФ, Р.80.1211.3)	29,63
Шишки сосны <i>Pinus silvestris</i> , фракция 0,25-1 мм	17,80
Шишки лиственницы <i>Larix deciduas</i> , фракция 0,25-1 мм	18,49
Шишки ели <i>Picea adies</i> , фракция 0,25-1 мм	20,27
Шишки сосны сибирской <i>Pinus sibirica</i> , фракция 0,25-1 мм	20,73
Хвощ полевой, фракция 0,25-1 мм	19,36
остаток после экстракции горячей водой	22,27
остаток после экстракции холодной водой	24,57
остаток после экстракции щелочью	28,14
Шелуха арахиса, фракция 0,25-1 мм	17,15
Шелуха гречки <i>Fagopyrum esculentum</i> , фракция 0,25-1 мм	15,33
Шелуха ячменя <i>Hordeum vulgare</i> , фракция 0,25-1 мм, в т.ч. :	24,20
остаток после экстракции щелочью	28,56
Хвощ полевой, фракция 0,25-1 мм	19,36
Околоплодник фасоли <i>Phaseolus vulgaris</i> , фракция 0,25-1 мм	10,92
Околоплодник люпина <i>Lupinus</i> , фракция 0,25-1 мм	15,30
Околоплодник гороха <i>Pisum sativum</i> , фракция 0,25-1 мм	16,12
Околоплодник боба <i>Vicia faba</i> , фракция 0,25-1 мм	17,36
Околоплодник рапса <i>Brassica napus</i> , фракция 0,25-1 мм	20,07
Околоплодник редьки <i>Raphanus</i> , фракция 0,25-1 мм	26,46

Микропористость коры зависит также от класса древесины – хвойные или лиственные породы, установлены существенные различия в адсорбционной активности по йоду, для коры сосны данный показатель составляет около 17%, а для коры каштана и ольхи серой – свыше 25%.

Из исследованных образцов недревесного растительного сырья наилучшие результаты получены для околоплодника редьки более 25% (адсорбционную активность которого сходна с «Полифаном» и лигнином).

Общеизвестно, что адсорбционная емкость по метиленовому синему, молекула которого имеет относительно большие линейные размеры и молярную массу, косвенно характеризует сорбционную способность по отношению к нефтепродуктам. Для образцов фракции 0,25-1 мм определена адсорбционная активность по метиленовому синему (МС) по

ГОСТ 4453, который позволяет судить о содержании в сорбенте микропор с размерами эффективных диаметров 1,5-1,7 нм, результаты анализа представлены на таблице 2.

Таблица 2. Адсорбционная активность по метиленовому синему

Образец	Адсорбционная активность по метиленовому синему, мг/г			
	в нативном виде	После экстракции		
		Холодной водой	Горячей водой	Щелочью
Хвощ полевой <i>Equisetum arvense</i> L	104,67	132,08	276,67	302,08
Околоплодник редьки <i>Raphanus</i>	146,23	195,23	195,61	225,10
Шелуха ячменная <i>Hordeum vulgare</i>	95,11	143,33	180,00	210,00
Шелуха гречихи <i>Fagopyrum esculentum</i>	15,16	35,31	60,27	78,92
Шелуха арахиса <i>Arachis hypogaea</i>	62,50	71,25	159,17	174,17
Кора сосны <i>Pinus silvestris</i>	34,78	85,00	85,00	210,00
Опилки сосны <i>Pinus silvestris</i>	47,62	60,00	126,00	87,50
Солома злаковых культур	23,41	130,00	112,50	87,50
Околоплодник рапса <i>Brassica napus</i>	145,00	230,00	195,00	130,00

Установлено, что из анализируемых образцов максимальная адсорбционная емкость по метиленовому синему характерна для хвоща полевого, шелухи ячменной, околоплодников рапса и редьки как в нативном виде так и после обработки водой и щелочью, что позволяет прогнозировать высокую нефтеемкость этих образцов. Обработка образцов водой и щелочью, в большинстве случаев, приводит к увеличению адсорбционной активности по метиленовому синему за счет формирования дополнительных пор размером 1,5-1,7 нм.

Сведения о физических параметрах пористой структуры и ее физико-химических свойствах относятся к основным характеристикам сорбентов. Пористая структура сорбентов дополнительно обеспечивает селективное извлечение молекул соответствующего объема. Так, микропоры, размеры которых меньше молекул растворенных веществ, не могут участвовать в процессе адсорбции и поэтому при адсорбции больших молекул органических веществ являются пассивной частью пористой структуры, тогда как при адсорбции относительно небольших молекул объем микропор составляет основную часть адсорбционного объема пор сорбента. Методом «молекулярных щупов» установлено, что древесные отходы и отходы растениеводства характеризуются сильно развитой общей пористостью (суммарный объем пор по воде достигает 1,5-5,5 см³/г) с широким распределением пор по размерам.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ

При оценке эффективности сорбента, как правило, руководствуются тремя критериями: нефтепоглощение, влагоемкость и плавучесть. В качестве объектов для анализа сорбционной способности выбраны нефть, а также вакуумный дистиллят 1-го погона, дизельное топливо (ДТ) и керосин, производимые на ОАО «Нафтан».

Оценка эффективности нефтяных сорбентов определяется согласно [7, 8], в соответствии с этой методикой для образцов фракции 0,25-1 мм определена сорбционная способность (нефтеемкость) по отношению к нефти, дизельному топливу, керосину и вакуумному дистилляту (ВД-1), результаты представлены на рис. 2.

Анализ сорбционной способности по отношению к нефтепродуктам сорбентов в нативном виде позволил установить, что тяжелые нефтепродукты (например, ВД-4) поглощаются всеми образцами значительно эффективнее, чем легкие (например, керосин), что связано с увеличением энергии адгезионной связи сорбируемого вещества с поверхностью сорбции и различиями в физико-химических свойствах этих нефтепродуктов.

Экономически эффективная сорбционная способность сорбентов в нативном свыше 3,0 г/г установлена для опилок и коры сосны, хвоща полевого и шелухи ячменной, более того по поглощению таких нефтепродуктов как керосин, ДТ и ВД-1 отходы деревообработки в два раза более эффективны, чем отходы растениеводства.

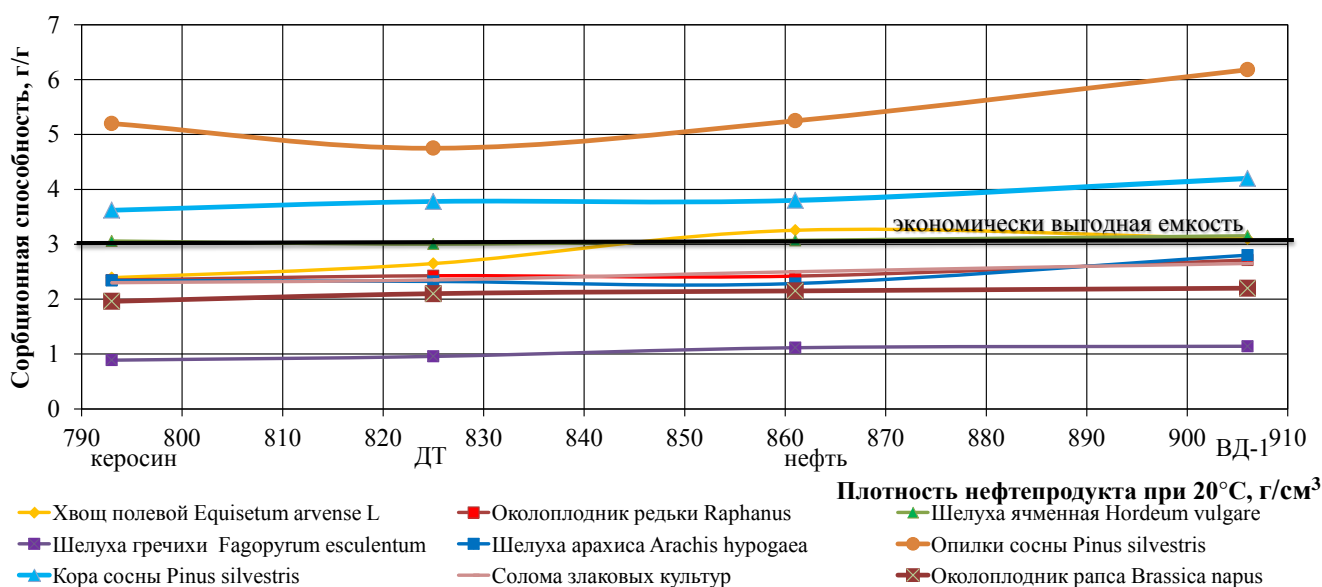


Рис. 2. Сорбционная способность по отношению к нефтепродуктам сорбентов в нативном виде

Замечено, что нефтеемкость древесных отходов коррелирует с содержанием целлюлозы в сорбенте. Чем выше содержание целлюлозы, тем больше степень поглощения нефтепродукта. Линейное возрастание сорбционной способности древесных отходов с увеличением плотности нефтепродукта позволяет сделать предположение о том, что происходит процесс физической сорбции обусловленный силами молекулярного взаимодействия, в основном дисперсионными, которое усиливаются водородными связями и электростатическими (индукционными или ориентационными) силами.

Большинство отходов растениеводства в нативном виде для таких нефтепродуктов как керосин, ДТ и ВД-1 показали низкие значения емкости от 1,9 до 2,9 г/г. Однако, следует отметить, что отходы растениеводства в нативном виде показывают высокие результаты по сорбции нефти в отличие от других нефтепродуктов. Например, способность к сорбции

нефти у соломы злаковых культур в 1,6 раза выше, чем к ДТ, а у околоплодника рапса в 3,8 раза больше поглощается нефти, чем ДТ при близкой плотности сорбтива. Данный факт может быть обусловлен высоким содержанием липофильных веществ в отходах растениеводства.

Изучена сорбционная способность образцов в нативном виде и после экстрагирования 1,5%-ным раствором NaOH. Особое взаимодействие смолистых веществ околоплодника рапса с нефтью, подтверждает факт снижения нефтеемкости более чем на 2 г/г после щелочной обработки образца, поскольку значительная часть липофильных веществ при такой обработке извлекается. Замечено, что после экстрагирования щелочью сорбционная способность по отношению к дизельному топливу и нефти древесных отходов, увеличилась на 15-27%, а для соломы и околоплодника редьки в 1,6-3,2 раза, этот факт связан с тем, что реагентная обработка растительного сырья позволяет увеличить долю аморфных зон целлюлозы, что положительно сказывается на повышении удельной поверхности и адсорбционной способности материала.

При изучении сорбционной способности фракций различного гранулометрического состава как по отношению к нефти, так и к дизельному топливу, установлено, что наилучшие показатели характерны для фракции 0,14-0,315 мм, что возможно связано с тем, что в процессе измельчения и последующего фракционирования коры сосны достигли максимального увеличения площади поверхности и как следствие поглотительной способности.

Причем сорбционная способность фракции коры сосны 0,14-0,315 мм по отношению к дизельному топливу имеет практически аналогичное значение и для остатка щелочной обработки коры сосны более 4 г/г, однако на наш взгляд использование необработанной коры как сорбента не всегда целесообразно, так как она может служить сырьем для извлечения ценных экстрактивных веществ.

Основные сорбционные свойства изучаемых образцов в нативном виде фракций 0,25-1 мм, которые могут непосредственно использоваться при ликвидации разливов нефтепродуктов при трубопроводном транспорте или служить основой для получения нефтяных сорбентов, приведены в таблице 3.

Из таблицы 3 видно, что для всех изучаемых образцов растительного происхождения характерны высокие показатели водопоглощения. Для устранения этого явления можно осуществлять гидрофобизацию поверхности. Анализ плавучести показал, что высокой плавучестью обладает кора сосны, ограниченной плавучестью хвощ полевой, шелуха ячменная и гречишная, солома злаковых культур, околоплодники рапса, арахиса и редьки, а не плавучие свойства проявили опилки сосны. Высокая плавучесть коры сосны обусловлена наличием достаточного количества хвойного воска, обладающего гидрофобными свойствами. Материалы с низкой плавучестью могут эффективно использоваться в изделиях с армирующей оболочкой – бонах, матах и др. Наиболее высокая степени отжима нефти установлена для сорбентов на основе околоплодника редьки. Предлагаемые сорбенты могут рассеиваться при очистке различных загрязненных поверхностей от поллютанта вручную, механическими или пневматическими устройствами, далее собранный конгломерат из пропитанного углеводородами сорбента может подвергаться извлечению нефти (нефтепродукта) компрессионными методами.

Таблица 3. Характеристика основных сорбционных свойств образцов

Показатель для фракции 0,25-1 мм	Нефтеемкость, г/г	Водопоглощение, г/г	Степень отжима, % масс.	Плавуемость (за 24 часа),%
Кора сосны <i>Pinus silvestris</i>	3,98	3,32	25,1	75
Опилки сосны <i>Pinus silvestris</i>	5,33	6,87	22,4	менее 1
Солома злаковых культур (пеллеты)	3,94	55,21	19,1	2
Околоплодник редьки <i>Raphanus</i>	2,42	7,05	64,77	23,5
Околоплодник рапса <i>Brassica napus</i>	8,33	4,09	22,4	10
Хвощ полевой <i>Equisetum arvense L</i>	3,26	4,83	76,65	22,5
Шелуха ячменная <i>Hordeum vulgare</i>	3,07	5,41	79,34	30
Шелуха гречихи <i>Fagopyrum esculentum</i>	1,12	2,40	69,06	34
Шелуха арахиса <i>Arachis hypogaea</i>	2,29	3,94	72,32	36,5

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Благодаря экологической чистоте, широкой сырьевой базе, гидрофобности и нефтеемкости при сравнительно низкой стоимости сорбенты на основе отходов лесной и сельскохозяйственной промышленности могут успешно конкурировать с дорогими промышленно производимыми аналогами («Питсорб», «Турбоджет», «Сибсорбент», «Экограннефторф» и др.).

Производство нефтяных сорбентов с использованием изученных древесных отходов и отходов растениеводства, основываясь на таких критериях, как величина сорбции, стоимость, доступность (местные вторичные материальные ресурсы), экологическая безопасность утилизации насыщенных сорбентов, на наш взгляд, позволит снизить нагрузку на окружающую среду, расширить ассортимент нефтепоглотителей и получить экономический эффект.

БЛАГОДАРНОСТИ

Работа выполнена на кафедре химии и технологии переработки нефти и газа Полоцкого государственного университета.

Авторы благодарят за обновление научно-технической базы заведующую кафедрой химии и технологии переработки нефти и газа Бурую Ирину Владимировну и ректора Лазовского Дмитрия Николаевича.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

[1] Якубовский С.Ф., Булавка Ю.А. Майорова Е.И. Ликвидация разливов нефти и нефтепродуктов с использованием сорбента на основе целлюлозосодержащего растительного сырья // Проблемы обеспечения безопасности при ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций: сборник статей по материалам IV Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. уч. 15-16 дек. 2015 г.: в 2-х ч. Ч. 1 / ФГБОУ ВО Воронежский институт ГПС МЧС России. – Воронеж, 2015. С.467-471.

- [2] Булавка Ю.А., Якубовский С.Ф., Майорова Е.И. Нефтяные сорбенты на основе местного сырья //Фундаментальные и прикладные исследования в технических науках в условиях перехода предприятий на импортозамещение: проблемы и пути решения: сборник материалов Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. – В 2 т. – Т. 1. – Уфа: Издательство УГНТУ, 2015. С.309-311.
- [3] Майорова Е. И., Якубовский С.Ф., Булавка Ю.А. Сорбенты для аварийного разлива нефтепродуктов на основе целлюлозосодержащего растительного сырья// Обеспечение безопасности жизнедеятельности: проблемы и перспективы : сб. материалов X международной научно-практической конференции молодых ученых: курсантов (студентов), слушателей магистратуры и адъюнктов (аспирантов) : В 2-х ч. Ч. 2. – Минск : КИИ., 2016. С.16-17.
- [4] Майорова Е. И., Якубовский С.Ф., Булавка Ю.А. Нефтесорбенты на основе целлюлозосодержащих отходов// «Безопасность – 2017»: материалы докладов XXII Всероссийской студенческой научно–практ. конф. с междунар. участием «Проблемы экологической и промышленной безопасности современного мира» (г. Иркутск, 24–27 апр. 2017 г.). – Иркутск : Изд-во ИРНИТУ, 2017. С.187-189
- [5] Майорова Е. И., Якубовский С.Ф., Булавка Ю.А. Сорбенты для аварийного разлива нефтепродуктов на основе растительного сырья // Нефть и газ – 2017: сборнике тезисов 71-й Международной молодежной научной конференции (г. Москва, 18-20 апреля 2017 г.).-Том.2 - Москва: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2017. С.385
- [6] Майорова Е. И., Якубовский С.Ф. Булавка Ю.А. Нефтесорбционная способность отходов растениеводства // Обеспечение безопасности жизнедеятельности: проблемы и перспективы: сб. материалов XI междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых: курсантов (студентов), слушателей магистратуры и адъюнктов (аспирантов). – Минск : УГЗ, 2017. С.161-162.
- [7] Майорова Е. И. Якубовский С.Ф., Булавка Ю.А. Нефтесорбенты на основе растительного сырья для сбора пролива нефти и нефтепродуктов // Международная научная конференция студентов и молодых ученых «Наука и образование - 2017». – Астана. 2017. С. 1119-1123
- [8] Якубовский С.Ф., Булавка Ю.А., Майорова Е. И. Сорбенты для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на основе отходов лесной и сельскохозяйственной промышленности // Предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций : противодействие современным вызовам и угрозам. Сборник научных трудов международной научно-практической конференции: – Минск : УГЗ. 2017. С.206-208

СОДЕРЖАНИЕ

Секция

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ХРАНЕНИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ..... 4

П. О. Кропотин

УЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ НЕФТИ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ГРУЗОПОТОКОВ..... 4

М. И. Давыденко, Ю. Э. Ярославова, М. Н. Назарова

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ 10

Ф. С. Китаев, Ю. А. Краус

ИЗМЕНЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВКИ ПРОТЕКТОРНОЙ ЗАЩИТЫ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ 14

Ю. А. Краус, Р. Н. Иванов, В. В. Шалай, В. А. Гриневич, А.Н. Пахотин

ОЦЕНКА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА В НЕИЗОТЕРМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ 21

В. М. Логиновских, Д. А. Черенцов, С. П. Пирогов

ИССЛЕДОВАНИЕ КРУТИЛЬНЫХ КОЛЕБАНИЙ ВАЛОВ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ. 28

А. Г. Миронов

О СНИЖЕНИИ ЭНЕРГОЗАТРАТ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЧАСТОТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДА 32

В. П. Карангин, А. М. Хлопотенко

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ РАЗБАВИТЕЛЯ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПО ДЕЙСТВУЮЩЕМУ ТРУБОПРОВОДУ 36

Д. В. Макаров

РАСЧЁТ ОРЕОЛА ОТТАИВАНИЯ ВБЛИЗИ ТРУБОПРОВОДА ПОКРЫТОГО РАЗЛИЧНЫМИ ВИДАМИ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ 41

В. И. Берг, М. Д. Фролов

КАЧЕСТВЕННЫЙ АНАЛИЗ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ СТЕКЛОТКАНЕЙ КАК МАТЕРИАЛ ДЛЯ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ..... 45

А. В. Занин, А. А. Мильке

ОЦЕНКА РИСКА ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА 49

Д. В. Ялалов

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ ДЛЯ СООРУЖЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НИЗКОГО И СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ В СЕЙСМИЧЕСКИХ РАЙОНАХ РОССИИ 54

Д. И. Чернявский, Д.Д. Гапон

ОПТИМИЗАЦИЯ УДАРНОЙ ПОДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКИ ТРУБ..... 57

Ш. М. Бигушев, В. В. Арсеньев

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ 62

Я. С. Байдакова, А. П. Шабашов

КОНВЕРСИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА 68

П. В. Григорьева, Д. А. Черенцов, К. С. Воронин МИНИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ ПУТЕМ НАХОЖДЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ ТРАССЫ ТРУБОПРОВОДА.....	71
Д. С. Беселия ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЦИКЛОВ НАГРУЖЕНИЯ НА СКОРОСТЬ РОСТА УСТАЛОСТНЫХ ДЕФЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ.....	77
А. Н. Чехлов АНАЛИЗ ПУТЕЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СООРУЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА В УСЛОВИЯХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНИМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ.....	83
Р. Р. Ташбулатов, Р. М. Каримов ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СМЕСЕЙ ПРИ СОВМЕСТНОМ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТЕЙ	88
В. Л. Лаврентьев, А. Н. Пахотин СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПРОЧНОСТНЫХ И ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАСЧЁТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИКЛАДНЫХ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ	92
А. А. Нахлесткин, Д. С. Беселия ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕСПЕРЕБОЙНОСТИ ПОСТАВОК ЭКСПОРТНОГО НАПРАВЛЕНИЯ НЕФТИ.....	94
А. В. Грузин, А. Д. Сиротин ВЛИЯНИЕ ФОРМЫ НАГРУЗКИ НА СЖИМАЮЩИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ОСНОВАНИЯХ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ	100
А. П. Лосев, М. А. Могильниченко ПРИМЕНЕНИЕ ОПТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ В ТЕСТАХ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СОВМЕСТИМОСТИ НЕФТЕЙ В ПРОЦЕССАХ ИХ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ.....	105
Секция	
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ	112
В. Л. Юша, Г. И. Чернов, Э. Ю. Медкова ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ КОМПАКТНОСТИ СИСТЕМЫ РЕКУПЕРАЦИИ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ МОБИЛЬНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ УСТАНОВКИ.....	112
С. С. Бусаров, К. В. Щербань, В. Л. Юша, В. И. Карагусов МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛООБМЕННЫХ ПРОЦЕССОВ В КАМЕРЕ ПОРШНЕВОГО КОМПРЕССОРА.....	120
А. Ф. Секачѳв, В. П. Кисмерешкин, А. Е. Яковлев, А. Ф. Фицнер, А. В. Матвеев РАЗРАБОТКА СВЧ МОДУЛЯ ДЛЯ РАЗЖИЖЕНИЯ НЕФТЕШЛАМА	125
М. В. Фудашкина, Д. Л. Добровинский, А. Е. Яковлев РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ДЛЯ НАМОРАЖИВАНИЯ ГРУНТА В БОЛОТИСТОЙ МЕСТНОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЖИДКОГО АЗОТА.....	129

**Секция ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ И
ХРАНЕНИИ УГЛЕВОДОРОДОВ 134**

Д. В. Ануфриева, Р. А. Стороженко
ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И СНИЖЕНИЕ КАПИТАЛЬНЫХ И
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ ПУТЁМ ИСКЛЮЧЕНИЯ СИСТЕМ ОБОГРЕВА НА
ПОДЗЕМНЫХ ЕМКОСТЯХ СБОРА УТЕЧЕК И ДРЕНАЖА НЕФТИ И РЕЗЕРВУАРОВ
АВАРИЙНОГО СБОРА НА ОСНОВАНИИ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ РАСЧЁТОВ 134

Н. В. Захаренков, В. В. Захаренков
ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ КЛАПАНОВ В СИСТЕМАХ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗООБЕСПЕЧЕНИЯ С ФУНКЦИЕЙ
АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ..... 141

К. А. Герасим
МЕТОДИКА РАСЧЕТА ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТАВКИ НА ВХОДЕ НПС..... 145

А. С. Куликов
УЧЁТ ТЕМПЕРАТУРЫ НЕФТЕРОДУКТОВ И КОНЦЕНТРАЦИИ
ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ
ПЕРЕКАЧКИ 151

И. В. Ткаченко
РАСЧЕТ НЕОБХОДИМОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ ПРИСАДКИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ
ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА 155

М. О. Мызников
ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ И ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ
ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ..... 160

**Секция ПРОМЫШЛЕННАЯ, ПОЖАРНАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ,
ОХРАНА ТРУДА В СФЕРЕ ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ..... 164**

Д. В. Булаева
К ВОПРОСУ ФОРМИРОВАНИЯ КУЛЬТУРЫ БЕЗОПАСНОСТИ НА ПРЕДПРИЯТИИ 164

И. Н. Квасов, Е. В. Шендалева
К ВОПРОСУ МЕТОДОЛОГИИ ОЦЕНКИ РИСКА ТЕХНОГЕННЫХ ОБЪЕКТОВ..... 169

Е. Г. Холкин, Л. О. Штриплинг, К. С. Ларионов
ПРЕОДОЛЕНИЕ ПОСЛЕДСТВИЙ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВЫ НЕФТЕПРОДУКТАМИ ПРИ
АВАРИЯХ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ В ПРИРОДНО-
КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ СИБИРИ 176

Л. О. Штриплинг, В. В. Баженов, Н. С. Варакина
РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ВЫБРОСОВ
ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ НЕФТЕХРАНИЛИЩ..... 183

С. Т. Алекперова, А. М. Ревазов
РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ ПОЭТАПНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ
БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ЭТАПАХ
РЕАЛИЗАЦИИ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ПРОЕКТА..... 189

С. Т. Алекперова, А. М. Ревазов
УПРАВЛЕНИЕ РИСКОВ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ 198

Ю. А. Булавка, С. Ф. Якубовский, Е. И. Майорова
СОРБЕНТЫ НА ОСНОВЕ ОТХОДОВ АГРОПРОМЫШЛЕННОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ
АВАРИЙНОГО РОЗЛИВА НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ
ТРАНСПОРТЕ..... 203