



УДК 628.069

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ТЕПЛА ДЛЯ ОБОГРЕВА МЕСТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ В ЗИМНЕЕ ВРЕМЯ

ALTERNATIVE SOURCES OF HEAT FOR HEATING LOCAL RESISTANCE OF MAIN OIL PIPELINES IN WINTERTIME

Максимов Евгений Александрович

Кандидат технических наук, доцент,
Южно-Уральский государственный университет,
г. Челябинск
maksimov50@mail.ru

Maximov Evgeny Aleksandrovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
South Ural State University (Chelyabinsk)
maksimov50@mail.ru

Аннотация. Проанализированы различные методы (теплоизоляционные материалы, электрический обогрев) обогрева местных сопротивлений (устье скважин, температурных компенсаторах, поворотах трассы, запорной арматуре, расширения сечения трубопровода и др.) при транспортировке по ним высоковязкой (тяжелой) нефти. Показаны их преимущества и недостатки.

В качестве альтернативного источника обогрева предложен инновационный метод обогрева местных сопротивлений магистральных трубопроводов с помощью геотермальных источников, реализуемых при помощи теплового насоса. Предложены различные варианты трубопроводов с тепловыми насосами. Предложен новый вариант теплоизоляции магистральных трубопроводов.

Ключевые слова: обогрев местных сопротивлений, магистральный трубопровод, геотермальные источники тепла, тепловой насос, теплоизоляция.

Annotation. Various methods (heat-insulating materials, electric-ric heating) of heating local resistances (wellhead, temperature compensators, route turns, shut-off valves, pipeline section expansion, etc.) at transportation of high-viscosity (heavy) oil through them are analyzed. Their advantages and disadvantages are shown.

As an alternative source of heating, an innovative method of heating local resistances of main pipelines with the help of geothermal sources, implemented by means of a heat pump, is proposed. Various variants of pipelines with heat pumps are offered. The new variant of thermal insulation of main pipelines is offered.

Keywords: heating of local resistances, main pipeline, geothermal heat sources, heat pump, heat insulation.

Постановка проблемы

В настоящее время в нашей стране и за рубежом добывается значительное количество нефти обладающей высокой вязкостью при обычной температуре или содержащей большое количество парафина (до 25 %) и вследствие этого застывающей при понижении температуры до минусовых отметок.

В этом случае перекачка нефти по трубопроводу традиционным методом затруднена и применяются специальные методы: перекачка нефти с разбавителями, с присадками, предварительно подогретой и др. Один из самых эффективных способов снижения вязкости нефти это ее подогрев. При подогреве нефти улучшаются ее реологические свойства, снижается вязкость, благодаря чему становится легче транспортировать ее по трубопроводу. На первом этапе подогрев нефти осуществляется на устье скважины, так как в этом месте она максимальна густая. Для этого у скважины устанавливается печь, которая нагревает сырье до температуры 50 °С. На втором этапе на установке по подготовке – нефть подогревается до температуры 70 °С. Далее в процессе демульсации, она нагревается до температуры 85 °С.

По мере движения нефти по магистральному трубопроводу за счет теплообмена с окружающей средой температура ее снижается, и она остывает. Поэтому на трассе трубопровода через каждые 25–100 км устанавливаются пункты ее подогрева [1, 2].

Кроме того, имеется возможность замерзания трубопроводов в местах местных сопротивлений (устье скважин, температурных компенсаторах, поворотах трассы, запорной арматуре, расширения сечения трубопровода и др.), то есть в местах, где снижается скорость перекачки жидкости по трубопроводу, а температура резко снижается, что может привести к различным негативным последствиям.

Анализ последних исследований и публикаций

В настоящее время применяются различные методы теплоизоляции оборудования, например с использованием теплоизолирующих материалов: пенополиуретана, эластичной пенополиэтиленовой ленты типа «озолон», стекловолокнистого материала типа «URSA», покрытия типа «ROCKWOOL» [3].

Существенным недостатком перечисленных утеплителей является их одноразовое применение. Кроме того, любой тип теплоизоляционного материала предупреждает замерзание устьевой арматуры скважины на срок не более чем 1–3 суток в зависимости от понижения температуры атмосферы [3].



Для решения данной проблемы разработаны и рекомендуются к использованию электрообогрев магистральных трубопроводов, например, с помощью СКИН-системы типа ИРСН-1580 [4]. В этой системе для обогрева трубопровода используется скин-эффект, характеризующийся затуханием электромагнитных волн в глубине проводящей среды. Нагревательный элемент скин-системы состоит из ферростальной трубы диам. 20–60 мм и проложенного в ней изолированного проводника из меди или алюминия.

В обогревателе типа ОНП, предлагаемого для обогрева нефтепровода в зимний период времени на выходе из устья скважины, а также для местного обогрева различных участков трубопроводов, используется лента типа LLS. Нагревательная лента типа LLS [5] представляет собой конструкцию из трех параллельных нагреваемых проводников изолированных кремнеорганической резиной поверхность которой охвачена оплеткой. Нагревательные элементы присоединены к 3-х фазной сети или трансформаторной подстанции.

Обычно обогреваемый трубопровод содержит: запорную арматуру, нагревательные элементы, состоящие из отдельных участков, подключаемых к электросети, и др. элементы [6]. В нем электронагревательные элементы, расположенные на входе отдельной трубопроводной секции, состоят из теплоэлектронагревателя (ТЭН) выполненного в виде змеевика с витками, плотно примыкающими друг к другу и к наружной поверхности трубопровода. Такая конструкция позволяет интенсифицировать передачу тепловой энергии на небольшом отрезке трубы и без потерь передавать ее внешней и внутренней поверхности трубы, а также самой транспортируемой жидкости.

К недостаткам методам электрообогрева следует отнести: повышенные энергозатраты при эксплуатации, необходимость оборудовать трассу магистрального трубопровода электрической сетью, что не всегда возможно.

Применение методов ВЧ и СВЧ для воздействия на диэлектрическую жидкость в процессе ее транспортировке, обусловлено рядом преимуществ по сравнению с традиционными методами. При распространении электромагнитных волн в диэлектрической среде, ограниченной проводящими стенками, возникает направленный поток энергии, который частично диссипируется средой за счет ее свойств. В результате, в среде появляется объемный тепловой источник, воздействие которого позволяет снизить вязкость нефти [7].

Известен, пример использования электрообогрева стрелочных переводов на железнодорожном транспорте во избежание аварийной ситуации при их обледении в зимний период времени [8]. При мощности электронагревателя 8 кВт, времени его работы 1500 ч в год, стоимости 1кВт ч в размере 3,5 руб., затраты на электроэнергию составляют 40 тыс. руб. в год на один стрелочный перевод. При сроке его службы в течение 10 лет затраты на электроэнергию составляют 400 тыс. руб. Учитывая значительное количество стрелочных переводов на железнодорожном транспорте суммарные затраты на их электрообогрев стрелок могут составить несколько миллиардов рублей.

Цель и методы исследований

Разработать энергоэффективное техническое решение для обогрева магистральных трубопроводов, в том числе местных сопротивлений (устье скважин, температурных компенсаторах, поворотах трассы, запорной арматуры) в зимний период времени за счет использования геотермальных источников тепла земли.

Основной материал исследования

Известно, что отобрать геотермальное тепло (теплоту грунта) можно, например, с помощью тепловых насосов. При отборе теплоты грунта используются ее верхние слои, находящиеся на глубине более 10 м от поверхности. С точки зрения теплообмена этот слой грунта находится под воздействием радиогенного тепла мантии земли, конвективного теплообмена с атмосферным воздухом и теплопереноса за счет различных массообменных процессов (дождь, грунтовая вода и др.). Однако, теплопроводность грунта не является величиной постоянной в течении года. Она зависит от влажности, агрегатного состояния влаги в грунте, температуры и др. Распределение температуры грунта по глубине грунта представлено на рисунке 1.

Анализ данных по распределению температуры грунта по глубине, представленный на рисунке 1, позволяет сделать вывод, что на глубине более 8 м температура грунта практически постоянна в течение года. Косвенно о температуре грунта можно судить по температуре грунтовых вод в данной местности. Для р. Белоруссия температура грунтовых вод колеблется в пределах 8–10 °С. Для зоны Центральной Европы значение количества радиогенной теплоты составляет 0,05–0,12 Вт/м². Грунт земли является самым большим аккумулятором энергии. На глубине более 10 м температура земли положительна и постоянна в течении года (например, для г. Хабаровск она составляет +5 °С).

Конструктивно забор тепла от грунта может быть осуществлен с помощью тепловых насосов.

Тепловой насос состоит из следующих основных компонентов: компрессора, конденсатора, испарителя, дросселирующего устройства, трубопроводов [9].

В компрессоре рабочее вещество (например, газообразный фреон) поступающий от испарителя, сжимается, давление рабочего вещества повышается.

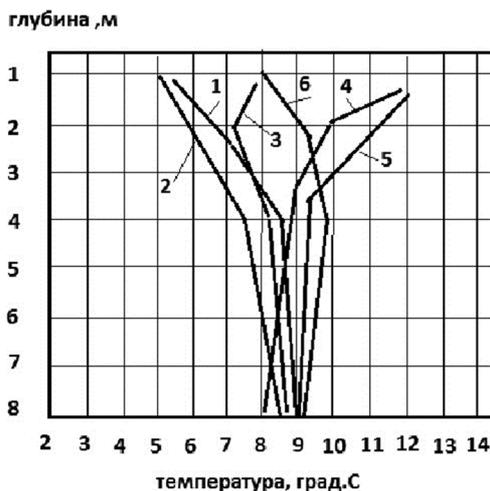


Рисунок 1 – Распределение температуры грунта по глубине: 1 – январь, 2 – март, 3 – май, 4 – июль, 5 – сентябрь, 6 – ноябрь

При этом, в соответствии с универсальным газовым законом Менделеева-Клапейрона, его давление и температура увеличиваются. Работа сжатия газа идет на повышение энергии фреона, циркулирующего в тепловом насосе. В конденсаторе перегретые пары фреона охлаждаются до температуры конденсации, отдавая часть тепловой энергии. Дальнейшее охлаждение паров фреона приводит к их сжижению. В испарителе, подводимой от низкотемпературного источника, жидкий фреон испаряется с поглощением теплоты.

Рассмотрим возможность использование тепловых насосов для обогрева трубопроводов в местах местных сопротивлений (устье скважин, температурных компенсаторах, поворотах трассы, запорной арматуре, расширения сечения трубопровода и др.), то есть в местах, где снижается скорость перекачки жидкости по трубопроводу. В устройстве, представленном на рисунке 2, обогрев нагревательного элемента трубы, выполненного в виде змеевика с витками, плотно прилегающими друг к другу и к наружной поверхности трубопровода, производится с помощью последовательно включенных трех струйных компрессоров [10]. При этом для отъема тепла от грунта используется тепловой аккумулятор, кольца коллектора которого размещаются ниже уровня поверхности земли на расстоянии ниже 8 м. Струйный компрессор состоит из рабочего сопла, приемной камеры, камеры смешения, диффузора. В камере смешения и диффузоре струйного компрессора происходит увеличение инжектируемой паровоздушной смеси, при этом происходит увеличение ее температуры.

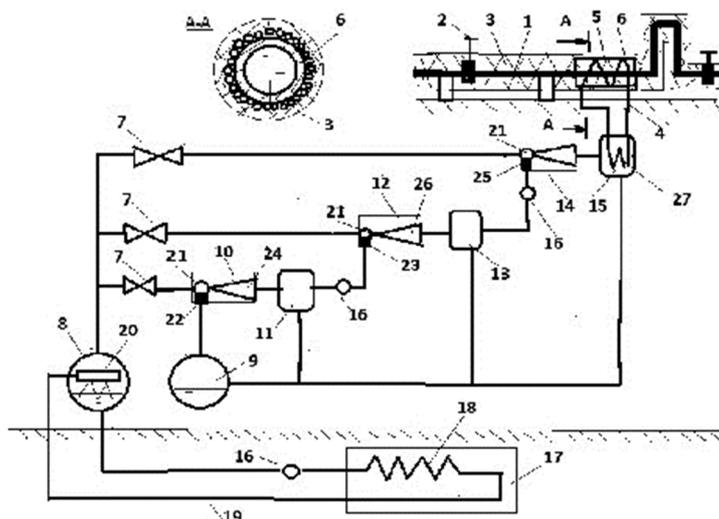


Рисунок 2 – Схема транспортного обогреваемого трубопровода

Транспортный обогреваемый трубопровод, представленный на рисунке 2, содержит секции 1, запорную арматуру 2, наружный изоляционный слой 3 и нагревательный элемент 4, составленный из отдельных участков 5, расположенных на входе каждой секции, образованных теплонагревателем в виде змеевика 6 с витками, плотно прилегающими друг к другу и к наружной поверхности трубопровода, отличающееся тем, что трубопровод дополнительно содержит дроссели 7, генератор пара 8, испаритель 9, первый эжектор 10, первый конденсатор 11, второй эжектор 12, второй конденсатор 13,



третий эжектор 14, третий конденсатор 15, циркуляционные насосы 16, тепловой аккумулятор 17, выход змеевика 18 теплового аккумулятора через соединительный трубопровод 19 соединен с распределительным устройством 20 генератора пара, а вход которого через циркуляционный насос и соединительный трубопровод соединен с выходом теплового аккумулятора, второй выход генератора через дроссели и соединительные трубопроводы соединен с соплами 21 первого, второго и третьего эжекторов, приемная камера 22 первого эжектора через соединительный трубопровод соединена с первым выходом испарителя, приемная камера второго эжектора 23 через соединительный трубопровод, циркуляционный насос и первый конденсатор соединена с диффузором 24 первого эжектора, приемная камера 25 третьего эжектора через соединительный трубопровод, циркуляционный насос и второй конденсатор соединена с диффузором 26 второго эжектора, выход первого, второго и третьего конденсаторов через соединительные трубопроводы соединены с входом испарителя, выход греющей трубы 27 третьего конденсатора через соединительный трубопровод соединен с входом змеевика, выход змеевика соединен с входом греющей трубы третьего испарителя.

Обозначим давление после диффузора первого эжектора – p_1 , после диффузора второго эжектора – p_2 , после диффузора третьего эжектора – p_3 .

При этом степень сжатия паровоздушной среды в трехступенчатой последовательной схеме включения эжекторов определяется как отношение давления в диффузоре эжектора третьей ступени к давлению в диффузоре эжектора первой ступени

$$K = p_3 / p_1. \quad (1)$$

Известно, что пропорционально повышению давления увеличивается температура паровоздушной среды. Повышение давления инжектируемого потока без затраты механической энергии является основным для струйного компрессор

Пусть паровоздушная смесь, состоящая из технического спирта, поступающего в эжектор первой ступени, имеет давление $p_1 = 0,04$ атм. После диффузора эжектора второй ступени давление равно $p_2 = 0,16$ атм, после диффузора эжектора третьей ступени – $0,36$ атм. Таким образом, полная степень сжатия развиваемая на теплонагревателе транспортного обогреваемого трубопровода составляет $p_3/p_1 = 9$. Если температура паровоздушной смеси в испарителе и первом эжекторе равна 5°C , то в конденсаторе третьего эжектора $5^\circ\text{C} \times 9 = 45^\circ\text{C}$. С учетом потерь тепла в третьем конденсаторе $0,8-0,9$ температура змеевика обогреваемого трубопровода составляет $36-40, 5^\circ\text{C}$.

Транспортный обогреваемый трубопровод работает следующим образом.

Перед работой генератор пара 8 и испаритель 9 заполняются техническим спиртом.

При включении циркуляционного насоса 16 технический спирт от коллектора теплового аккумулятора 17 перекачивается в распределительное устройство генератора пара 20. В генераторе пара часть технического спирта испаряется, образуются пары спирта (рабочий пар), а оставшаяся часть спирта циркуляционным насосом 16 возвращается в коллектор 18 теплового аккумулятора 17. Образовавшийся рабочий пар через соединительные трубопроводы и дроссели 7, снижающие его давление, поступает в сопла 21 первого эжектора 10, второго эжектора 12, третьего конденсатора 15 и служит носителем более холодных паров спирта, отсасываемых из испарителя 9. При этом рабочий и инжектируемый холодный пар конденсируется в первом, втором и третьем конденсаторах 11, 13, 15, а оставшиеся пары спирта через соединительные трубопроводы удаляются в испаритель 9. В диффузоре первого эжектора 10 давление смеси увеличивается, в диффузоре второго эжектора 12 давление смеси увеличивается еще в диффузоре третьего эжектора 15 давление паров еще больше растет. При этом давление паров спирта достигает максимальной величины. При повышении давления увеличивается температура паров спирта. При этом достаточно нагретые пары спирта поступают на вход третьего конденсатора 15 и нагревают теплоноситель в греющей трубе 27 третьего конденсатора. Теплоноситель по соединительному трубопроводу поступает в коллектор 6 нагревательного элемента 4, контактирующего с поверхностью трубопровода и нагревает трубопровод на участках, расположенных перед местными сопротивлениями обогреваемого трубопровода.

В устройстве, представленном на рисунке 3, обогрев нагревательного элемента, выполненного в виде змеевика с витками, плотно прилегающими друг к другу и к наружной поверхности трубопровода, производится с помощью испарителя теплового насоса заглубленного ниже уровня поверхности земли на расстоянии ниже 8 м [11].

Расположение змеевидных витков плотно прилегающих друг к другу, параллельных оси арктического трубопровода и к наружной поверхности трубопровода позволяет на небольшом по длине участке интенсифицировать передачу тепловой энергии и без потерь передавать ее непосредственно от наружной поверхности трубопровода к его внутренней поверхности трубопровода и перекачиваемой нефти.

Змеевидная форма навивки выбрана в связи с тем, что при этом увеличивается контакт витков и наружной поверхности трубопровода, он становится линейным, а не точечным, что также повышает теплопередачу.

В трубопроводе, оборудованном тепловыми насосами, в летний период времени, когда средняя годовая положительная температура воздуха составляет для северных и северо-восточных регионов нашей страны от $+10^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$, а температура грунта составляет от $+10^\circ\text{C}$ до $+12^\circ\text{C}$ производится аккумуляция тепловой энергии.



В зимний период времени, когда средняя годовая положительная температура воздуха составляет для северных и северо-восточных регионов нашей страны находится в пределах от $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ производится использование запасенной в летний период тепловой энергии.

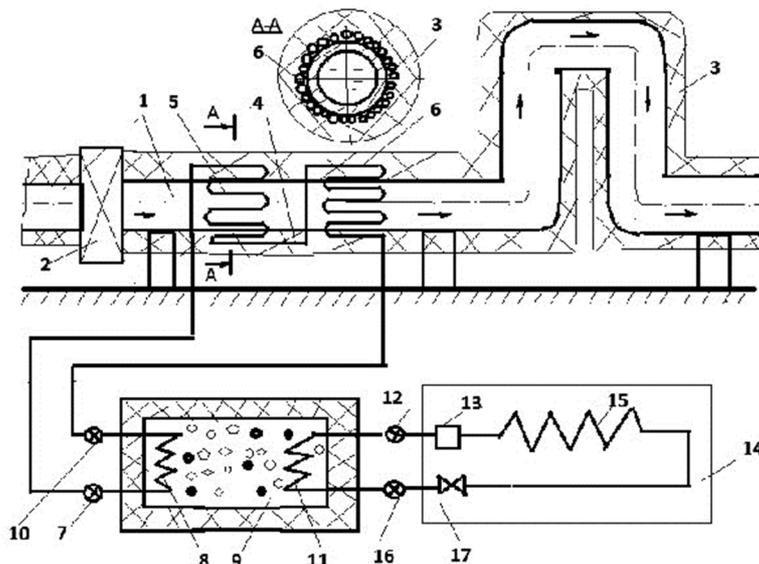


Рисунок 3 – Схема транспортного арктического трубопровода

Транспортный арктического трубопровода, представленный на рисунке 3, содержит секции 1, запорную арматуру 2, наружный изоляционный слой 3, нагревательный элемент 4, состоящий из нескольких участков 5, расположенных на входе каждой секции. Нагревательный элемент выполнен по меньшей мере из двух участков, каждый из которых составлен из змеевидных трубчатых отрезков, огибающих трубопровод по наружной поверхности. Тепловой аккумулятор 9 состоит из корпуса с изоляцией, заполненный твердым теплоаккумулирующим материалом, внутри которого расположены подводящий 11 и отводящий 8 трубчатые змеевики, которые заполнены техническим спиртом. Отводящий змеевик 8 соединен через вентиль 7 со входом в первый змеевидный трубчатый отрезок 5 нагревательного элемента 4, а через вентиль 10 с выходом второго змеевидного трубчатого отрезка 5. Тепловой насос 14 состоит из испарителя 15, заполненного хладагентом, например фреоном, компрессора 13 и дросселя 17. Подводящий змеевик 11 соединен своим входом через вентиль 12 с компрессором 13 теплового насоса 14, а выход подводящего змеевика 11 через вентиль 16 соединен с дросселем 17.

Перекачка нефти по трубопроводу происходит следующим образом.

В летний период времени, когда температура грунта составляет $+(10-12)\text{ }^{\circ}\text{C}$ вентили 7 и 10 закрывают, а вентили 12 и 16 открывают и тепловой насос через соединительный трубопровод соединяется с тепловым аккумулятором 9. В летний период за счет теплоты отнимаемой от слоя грунта, имеющего температуру $+(10-12)\text{ }^{\circ}\text{C}$, холодильный агент (фреон), находящийся в испарителе 15, превращается из жидкого состояния в газообразное. Газообразный хладагент поступает в компрессор 13. Компрессор сжимает газ, при этом его давление и температура увеличиваются. Через соединительный трубопровод горячий газ ($70-80\text{ }^{\circ}\text{C}$) подается на подводящий змеевик 11 теплового аккумулятора 9, в котором он, передавая тепло теплоаккумулирующему материалу (песок с металлическими включениями), охлаждается, конденсируется, то есть переходит в жидкое состояние. Далее жидкий хладагент через соединительный трубопровод поступает в дроссель 17, понижающий его давление, и в газообразном состоянии проступает в испаритель 15. В результате часть тепла грунта, которое вырабатывает тепловой насос 14 переходит и аккумулируется в тепловом аккумуляторе 9 и сохраняется до зимнего периода.

В зимний период времени при снижении температуры окружающей среды (воздуха) до $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ начинают использовать запасенное в тепловом аккумуляторе 9 тепло. При снижении температуры грунта до $+(3-5)\text{ }^{\circ}\text{C}$, вентили 12 и 16 закрывают, а вентили 7 и 10 открывают. При этом технический спирт с температурой $+(70-80)\text{ }^{\circ}\text{C}$ из выходного змеевика 8 теплового аккумулятора поступает через вентили 7 и 10 в змеевидные трубчатые отрезки 5 нагревательного элемента 4, нагревая при этом поверхность трубопровода.

При работе заявляемого транспортного арктического трубопровода происходит нагревание нефти в местах снижения скорости транспортирования нефтепродуктов по трубопроводу (температурных компенсаторах, поворотах трассы, запорной арматуре) понижается ее вязкость, а также повышается скорость ее перекачки в местах местных сопротивлений.

Для измерения расхода жидкости может быть использован расходомер. Преимуществом такого расходомера является отсутствие движущихся частей, что позволяет повысить его работоспособность (рис. 4) [13].

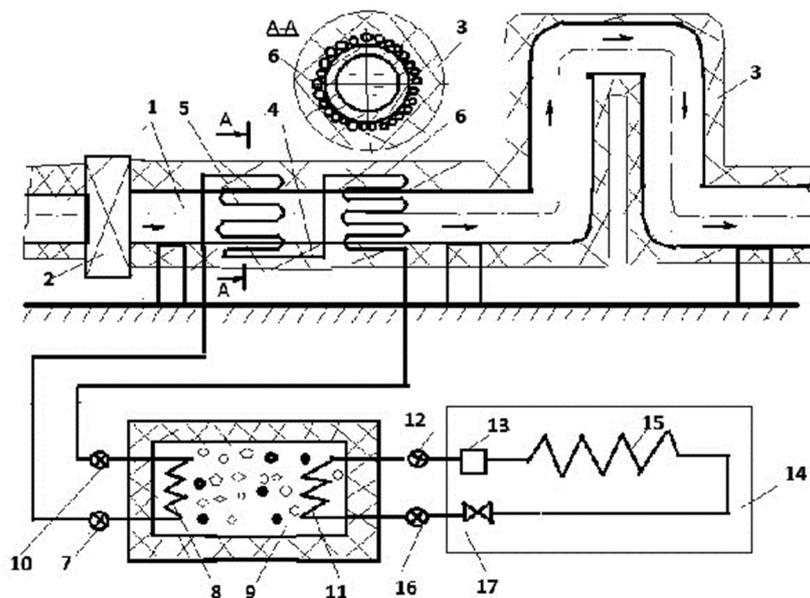


Рисунок 4 – Схема расходомера:

- 1 – корпус, 2 – измерительной камера, 3 – штуцер входа, 4 – штуцер выхода,
- 5, 6, 7 – отрезки труб различного, 8 – распределитель давления, 9 – подпружиненных мембран,
- 10 – дифференциальный манометр, 11 – подпружиненной мембраны, 12 – шток,
- 13 – соленоид, 14 – показывающий прибором, 15 – первый вход,
- 16 – верхняя полость распределителя давления, 17 – второй вход,
- 18 – нижняя полость распределителя давления, 19 – первый выход, 20 – средняя полость, первым вход средней полости,
- 22 – верхней полости дифференциального манометра, 23 – второй вход нижней полости манометра

Принцип действия расходомера жидкости следующий

Сформированная штуцером входа 3 струя измеряемого потока жидкости сначала направляется в отрезок трубы большего диаметра 5, затем попадает в отрезок трубы среднего диаметра 6, затем – меньшего диаметра 7. При этом между диаметрами первого d_1 , второго d_2 и третьего d_3 отрезков трубы существует соотношение

$$d_1 > d_2 > d_3. \tag{2}$$

В соответствии с уравнением Бернулли, при попадании потока измеряемой жидкости во второй отрезок трубы среднего диаметра скорость движения потока жидкости увеличивается, а давление уменьшается. Таким образом, давление жидкости в первом и втором отрезках трубы большего и среднего диаметра различно. Обозначим давление жидкости в первом отрезке трубы большего диаметра – p_1 , во втором отрезке трубы среднего диаметра – p_2 , в третьем отрезке трубы меньшего диаметра – p_3 . При этом будет выполняться соотношение:

$$p_1 < p_2 < p_3. \tag{3}$$

Из первого отрезка корпуса большего диаметра через подающий трубопровод, жидкость, имеющая давление p_1 , через первый вход 15 попадает в верхнюю полость 16 распределителя давления 8, а на его второй вход 17 через подающий трубопровод в нижнюю полость 18 подается давление p_2 от отрезка корпуса трубы среднего диаметра. В верхней полости 16 распределителя давления – давление p_1 воздействует на верхнюю подпружиненную мембрану 9, в нижней полости 18 давление p_2 воздействует на нижнюю подпружиненную мембрану 9. В результате, в средней полости распределителя давления 19 формируется давление p_3 , равное по величине $\Delta p = p_1 - p_2$. Затем через соединительный трубопровод 28 давление Δp от средней полости 20 распределителя давления 8 через первый выход 19, первый вход 21 передается в верхнюю полость 22 дифференциального манометра 10.

В верхней полости 22 манометра 10 – давление Δp воздействует на подпружиненную мембрану с одной стороны, в нижней полости 24 давление p_3 , передаваемое от третьего участка трубы через второй вход 23 и трубопровод 27, воздействует на подпружиненную мембрану с другой стороны. Под действием разности давления $\Delta p_1 = \Delta p - p_3$ мембрана, с жестко закрепленным на ней штоком, совершает перемещение в вертикальной плоскости. При перемещении металлического штока 12 в вертикальном направлении в витках соленоида 13 генерируется электродвижущая сила (ЭДС), изменение которой фиксируется регистрирующим прибором 14.

Применение предлагаемого расходомера позволяет упростить конструкцию, увеличить гарантийный срок, повысить продолжительность работы между поверками.



Заключение

1. В статье проанализированы различные методы (теплоизоляционные материалы, электрический обогрев) обогрева местных сопротивлений (устье скважин, температурных компенсаторах, поворотах трассы, запорной арматуре, расширения сечения трубопровода и др.) при транспортировке по ним высоковязкой нефти. Показаны их преимущества и недостатки.

2. В качестве альтернативного источника обогрева предложен инновационный метод обогрева местных сопротивлений магистральных трубопроводов с помощью геотермальных источников, реализуемых при помощи теплового насоса. Предложены различные варианты обогреваемых трубопроводов с тепловыми насосами.

3. Представлена конструкция расходомера, преимуществом которого является отсутствие подвижных элементов. Применение предлагаемого расходомера позволяет упростить конструкцию, увеличить гарантийный срок, повысить продолжительность работы между поверками.

Литература:

1. Мирзаджанзаде А.Х. Гидродинамика трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов / А.Х. Мирзаджанзаде и др. – М. : Недра, 1984. – 276 с.
2. Устройство подогрева нефти магистральных трубопроводов на пункте подогрева RU 130666 U1, F17D, 1/18, 27.07.2013.
3. Фаттахов И.Г. Методы теплоизоляции устья нагнетательных скважин // Материалы Международной научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири», посвященной 55-летию Тюменского государственного нефтегазового университета. – Тюмень : ТюмНГТУ, 2011. – 244 с.
4. Обогревательная система на основе СКИН-эффекта. – URL : www.teplina.ru
5. Обогреватель типа ОНП. – URL : www.stopice.ru
6. Голованченков А.Б. Транспортный обогреваемый трубопровод, RU 2250870 C1, B65G 53/52, опубл. 27.04.2006 / А.Б. Голованченков, А.В.Ильин.
7. Морозов Н.Н. Микроволновый разогрев нефти при ее транспортировке в трубопроводе // Сборник «Наука и оборудование – 2010». – Мурманск, 2010. – С. 42–45.
8. Наumenko С.А. Как согреть «стрелку» / С.А. Наumenko, А.И. Просеков // Энергэффективность и энергосбережение. – № 9–10. – С. 69–72.
9. Максимов Е.А. Тепловой насос. RU 2 495 338 C1, E25B 230/02, Бюл. № 28 / Е.А. Максимов, В.В. Старших.
10. Максимов Е.А. Транспортный обогреваемый трубопровод. Заявка № 2014116734, B65G 53/52, 24.04.2014 / Е.А. Максимов, В.В. Старших, О.С. Пташкина-Гирина, С.Н. Владимиров.
11. Максимов Е.А., Старших В.В. Транспортный обогреваемый трубопровод. Заявка № 2013136798, B65G 53/52.
12. Максимов Е.А. Трубопровод. Заявка № 2014110291, B65G 53/52, 08.03.2014 / Е.А. Максимов, В.В. Старших.
13. Максимов Е.А. Расходомер. Заявка № 2011102921, B65G 53/52, 23.04.2014 / Е.А. Максимов, В.В. Старших, Р.Л. Шаталов.

References:

1. Mirzajanzade A.H. Hydrodynamics of the oil and oil products pipeline transport / A.H. Mirzajanzade et al. – M. : Nedra, 1984. – 276 p.
2. The device of heating of oil of main pipelines on a heating point RU 13066 U1, F17D, 1/18, 27.07.2013.
3. Fattakhov I.G. Thermal insulation methods of the injection wellhead // Materials of the International Scientific and Technical Conference «Oil and Gas of Western Siberia», dedicated to the 55th anniversary of Tyumen State Oil and Gas University. – Tyumen : TyumenNGTU, 2011. – 244 p.
4. Heating system based on SKIN effect. 4. – URL : www.teplina.ru
5. Heater of ONP type. – URL : www.stopice.ru
6. Golovanchenkov A.B. Transport heated pipe-line, RU 2250870 C1, B65G 53/52, pub. 27.04.2006 / A.B. Golovanchenkov, A.V. Ilyin.
7. Morozov N.N. Microwave heating of oil at its transportation in the pipeline // Collection «Science and equipment – 2010». – Murmansk, 2010. – P. 42–45.
8. Naumenko S.A. How to warm the «arrow» // Energy efficiency and energy saving / S.A. Naumenko, A.I. Prosekov. – № 9–10. – P. 69–72.
9. Maximov E.A. Heat pump. RU 2 495 338 C1, E25B 230/02, Bulletin № 28 / E.A. Maximov, V.V. Senior.
10. Maximov E.A. Transport heated pipeline. Application № 2014116734, B65G 53/52, 24.04.2014 / E.A. Maximov, V.V. Senior, O.S. Ptashkina-Girina, S.N. Vladimirov.
11. Maximov E.A. Transport Heated Pipeline. Application № 2013136798, B65G 53/52 / E.A. Maximov, V.V. Senior.
12. Maximov E.A. Pipeline. Application № 2014110291, B65G 53/52, 08.03.2014 / E.A. Maximov, V.V. Senior.
13. Maximov E.A. Raschetomer. Application № 2011102921, B65G 53/52, 23.04.2014 / E.A. Maximov, V.V. Senior, R.L. Shatalov.