

Секция 11

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

В ПОИСКЕ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ

В.Г. Крец, доцент

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В данной статье приводится информация по материалам трехдневной выставке-конгресса «Нефть.Газ. Геология – 2009» и выставки-ярмарки «Минеральные ресурсы» прошедшие в томском выставочном комплексе «Технопарк» (Томская нефть, № 21, 2009).

По сравнению с прошлым годом число участников сократилось вдвое. Тем не менее, кризис стимулировал поиск оптимальных решений, создание новых технологий инициировал инженерную мысль.

В целом на выставке зарегистрировано было 57 участников специализированных выставок – нефтегазовой и геологической. Они разместили материалы и образцы оборудования на площади, уступающей той, что была в прошлые годы. Хотя спектр инновационных разработок и новых технологий, на чем постарались сделать акцент, и на сей раз отражал реальное положение дел в этой сфере.

Сибирь, кроме томичей, представляли новосибирцы, алтайцы, кемеровчане, тюменцы, жители ХМАО, Октябрьска и Ноябрьска.

Иногородних участников было немного, и «география» оказалось не столь серьезной, как обычно. Свои разработки привезли на выставку специалисты из Смоленска, Уфы, Екатеринбурга. Из московских компаний прибыли только две: “Safegrom. ru” и “Emerson process management”, - обе с зарубежным участием. Иностранных компаний оказалось меньше, только германская - “Netsch oilfield products GmbH”.

Из крупных недропользователей стендовые материалы представители «Томскнефть» и «Востогазпром». Заявила о себе молодая компания «Востокгеология». Обозначили свое присутствие постоянные участники выставки: «ЭлеСи», «Монотомь» и «Томская электронная компания». Как всегда, активны были вузовские и научные организации города: политехнический и классический университеты, «ТомскНИПИнефть», Институт химии нефти и филиал Института геологии (СНИИГиМС). Сервисных предприятий, буровых и геофизических, на 10-й межрегиональной выставке оказалось значительно меньше, чем добывающих. Они ощутили последствия кризиса тяжелее.

Усилилась научная составляющая мероприятия. Пятый Сибирский форум недропользователей и предприятий ТЭК проходил на этот раз в два этапа. В первый выставочный день состоялся «Круглый стол» по проблемам химии нефти и газа, а на следующий день обмен мнениями был продолжен. Производственные проблемы обсудили «нефтяные» геологи, затем прошел «круглый стол» по твердым полезным ископаемым.

Среди представленных, отметим некоторые технические предложения. ООО ПКФ «Спецмаш» предлагает транспортную гусеничную машину ТГМ ГНГ для обслуживания и ремонта газонефтепроводов, позволяющая довести до максимума уровень автоматизации работ. Она оснащена электродуговой сваркой («Сибирь 250»), воздушно-плазменной резкой трубопроводов («Сибирь 125ПР»), машиной для резки труб «Орбита-М». Имеется дизель-генератор (бортовая сеть 220 в).

НЭКБ «Базальт» (г. Томск) представила УРТ-1400 - уникальную установку для резки труб диаметром от 500 до 1400 мм.

Научно-производственная фирма «Пакер» (Башкортостан) представила широкий спектр пакерного оборудования и технологий, позволяющих снизить затраты на капитальный ремонт скважин, освоения и эксплуатации нефтяных, газовых и нагнетательных скважин. Это технологии с применением двухпакерных компоновок, позволяющие изолировать газопроявления специальным блокирующим оборудованием, пакеры механических типов ПРО-ЯМО2, ПРО-ЯМО3 (на 100 МПа), пакеры с упором на забой с верхним механическим якорем типа ПРО-ЯВЖ (на 35 МПа) и другие инструменты.

Эти и другие разработки, представленные на выставке, позволяют внести свой прогрессивный вклад в развитие процессов нефтегазового дела.

МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ЕМКОСТИ

Н.Б. Аллагузина, А.А. Гиззатуллин

Научный руководитель профессор Р.Г. Ризванов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Подземные дренажные горизонтальные емкости широко используются в нефтяной, нефтеперерабатывающей, нефтехимической отраслях промышленности. Они предназначены для слива из технологических сетей и аппаратов светлых и темных нефтепродуктов, нефти, масел, конденсата. Подземные емкости работают под давлением не более 0,07 МПа и при температуре сливаемой среды от минус 15 °С до плюс 80 °С. Емкости изготавливаются в зависимости от допустимой минимальной температуры стенки из сталей СтЗ, 16ГС, 09Г2С, 10Г2С1.

Дренажные емкости представляют собой сварные конструкции с цилиндрическим корпусом и двумя коническими днищами. Внутри цилиндрического корпуса имеются кольцевые ребра жесткости, повышающие устойчивость обечайки от действия наружного давления. На верхней образующей корпуса устанавливаются два патрубка технологического штуцера и люка. Согласно ТУ 3615–023–00220322 емкости бывают объемом от 5 до 63 м³, диаметром корпуса от 1600 до 3000 мм. Толщина стенки корпуса в зависимости от диаметра составляет 8 или 10 мм.

В процессе эксплуатации емкость испытывает следующие механические нагрузки: внутреннее гидростатическое давление, внешнее давление от засыпки грунтом, вес насоса и прочие. Расчетная температура стенок емкости составляет 100 °С.

Расчет емкостей выполняется в соответствии с ГОСТ 14249 и ГОСТ 24755. Обечайки и днища рассчитываются для случая нагружения внутренним давлением от действия рабочей среды и наружным давлением от засыпки грунтом.

Учитывая указанное выше сочетание нагрузок довольно сложно аналитически определить прочность конструкции емкости, установить наиболее нагруженные участки и подобрать оптимальные параметры, используя стандартные методы или способы расчета.

При расчете на прочность от действия внутреннего давления для емкости диаметром 2400 мм расчетная толщина стенки составляет всего 1,2 мм для емкости из стали 09Г2С. При расчете от действия наружного давления толщина стенки для такой же емкости составляет 6,5 мм. При этом за величину расчетного наружного давления принимается максимальное давление грунта на нижней образующей корпуса. В реальности давление грунта на стенку корпуса по периметру обечайки неодинаково, то есть типовой расчет выполняется с увеличением запаса прочности. Это приводит к дополнительному увеличению металлоемкости и стоимости конструкции.

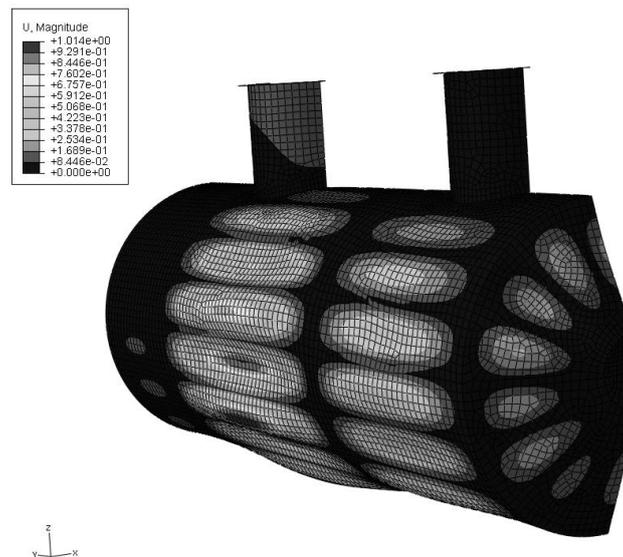


Рис. 1. Одна из форм возможной потери устойчивости корпуса подземной емкости при действии наружного давления

В настоящей работе выполнено исследование напряженно–деформированного состояния подземной емкости объемом 40 м³ (диаметром 2400 мм) с применением метода конечных элементов (МКЭ), реализованного в программном комплексе ABAQUS, с целью более обоснованного выбора толщины стенок обечайки и днищ корпуса дренажных емкостей указанного типоразмера.

Для этого первоначально была создана твердотельная модель емкости и окружающего ее грунта, которая в дальнейшем с использованием препроцессора ABAQUS была разбита на конечные элементы типа BRICK. Так как емкость имеет продольную плоскость симметрии, то для сокращения расчетного времени в качестве модели рассматривалась половина емкости и грунта вокруг нее.

Свойства грунта были заданы моделью Друккера–Прагера, применяемой для гранулированных материалов, со следующими свойствами: плотность грунта $\rho = 1800 \text{ кг/м}^3$, модуль упругости I рода $E = 3,18 \text{ МПа}$, коэффициент Пуассона $\nu = 0,25$, сила сцепления $c = 500 \text{ кН}$, угол внутреннего трения $\varphi = 20^\circ$, коэффициент трения между контактными поверхностями $\mu = 0,3$.

В зонах предполагаемого возникновения градиента напряжений проводили дополнительное локальное измельчение конечно–элементной сетки с целью более точной оценки уровня напряженно–деформированного состояния.

Расчет конструкции на устойчивость с применением МКЭ проводится в два этапа: первоначально определяют возможные формы потери устойчивости, далее для выявленных форм потери устойчивости находят

критические нагрузки (в рассматриваемом случае—давление грунта). Наименьшее значение критической нагрузки будет предельной нагрузкой для рассматриваемой емкости.

На рис. 1 показана одна из форм возможной потери устойчивости корпуса подземной емкости. Из представленной иллюстрации видно, что в промежутках между ребрами жесткости и стыками «обечайка—днище» образуются чередующиеся между собой вмятины и выпучины. Меньшие по размеру вмятины и выпучины наблюдаются и на поверхности конических днищ.

На рис. 2 приведено распределение эквивалентных напряжений (по Мизесу) на поверхности модели емкости, возникающих от одновременного действия внутреннего давления и грунта. Из рисунка видно, что максимальные эквивалентные напряжения имеют место в нижней части стыка «обечайка—днище», величина которых достигает 51 МПа, что значительно меньше предела текучести для стали 09Г2С при расчетной температуре 100 °С. Высокий уровень напряжений (около 34 МПа) наблюдается также в верхней части стыка «обечайка—днище».

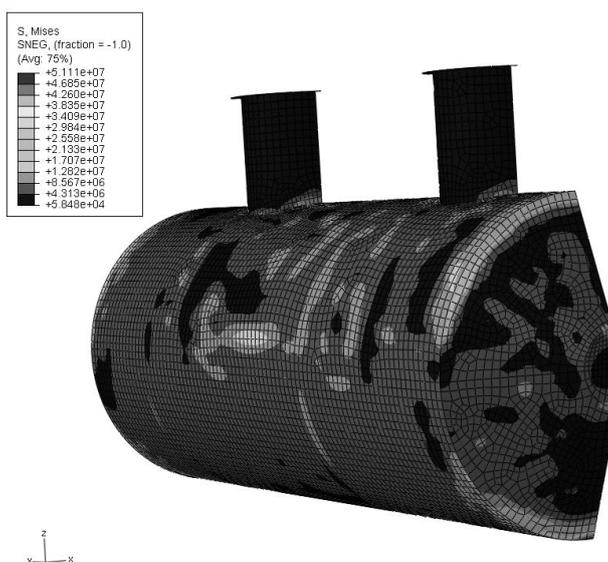


Рис. 2. Распределение эквивалентных напряжений на наружной поверхности корпуса емкости

Проведенные численные исследования напряженно-деформированного состояния подземной горизонтальной дренажной емкости позволили выявить возможные варианты потери устойчивости ее формы и показали, что существующая конструкция емкости может быть усовершенствована с целью снижения ее металлоемкости при соблюдении требований по прочности и устойчивости.

Литература

1. ГОСТ 14249–94. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность.
2. ГОСТ 24755–89. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность укрепления отверстий.

РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ СЕПАРАТОРА ДЛЯ ЦЕНТРОБЕЖНОГО РАЗДЕЛЕНИЯ НЕОДНОРОДНЫХ ГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ

В.Г. Афанасенко

Научный руководитель доцент С.П. Иванов

**Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета,
г. Стерлитамак, Россия**

Разделение неоднородных газовых смесей (газоочистка) заключается в удалении гетерогенных примесей, то есть дисперсных твердых или жидких частиц, из газового потока. Примеси могут быть ценными, т.е. такими, использование которых возможно отдельно от газов; ненужными или нежелательными при использовании данных газов; вредными.

Нередко газоочистка преследует не одну, а две–три цели. Особенно часто наряду с задачей использования ценных примесей, содержащихся в газе, ставится и задача обезвреживания его перед выбросом в атмосферу [1].

Разделение неоднородных (гетерогенных) газовых смесей можно производить с помощью мокрой очистки, фильтрования и различных видов осаждения. Из перечисленных видов очистки наиболее простой и экономичный способ—осаждение. Осаждение это процесс разделения, при котором дисперсные твердые и

жидкие частицы отделяются от сплошной газовой фазы, за счет большей плотности (по сравнению с газом), под действием гравитационных, инерционных или центробежных сил [1, 2].

Гравитационная сила всегда направлена вертикально вниз и является постоянной величиной для каждой произвольно взятой частицы. К недостаткам аппаратов, использующим для разделения гетерогенных газовых смесей гравитационные силы, можно отнести их низкую производительность, большие габаритные размеры и металлоемкость, а также невозможность удаления мелкодисперсных примесей, поэтому такие аппараты в основном применяются для грубой предварительной очистки газа.

Инерционные силы возникают в потоке газа при изменении направления его движения. Изменение направления вектора скорости потока достигается различными конструктивными особенностями устройств для очистки газов. К недостаткам данного типа аппаратов относятся высокое сопротивление и, также как при гравитационном отстаивании, невозможность удаления мелкодисперсных примесей.

Центробежные силы возникают при закрученном движении потока и зависят от интенсивности закрутки потока и радиуса вращения рассматриваемой частицы. Такое разделение гетерогенных газовых смесей наиболее эффективно и позволяет производить очистку от частиц размером 10 мкм.

Исходя из вышесказанного, наиболее перспективным для разделений неоднородных газовых смесей является использование центробежных сил. На кафедре «Оборудование нефтехимических заводов» в филиале ГОУ ВПО Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Стерлитамаке разработана конструкция сепаратора, разделение неоднородных газовых смесей в котором происходит под действием центробежных сил [3].

Сепаратор (рис. 1), включает в себя цилиндрический корпус 1 со штуцером для ввода газа 2, средство для образования тангенциально направленного потока газа 3, внутреннюю полость 12 которая отделена от сепарационного пакета 8 сплошной перегородкой 4 с конусом – рассекателем входящего газового потока 5.

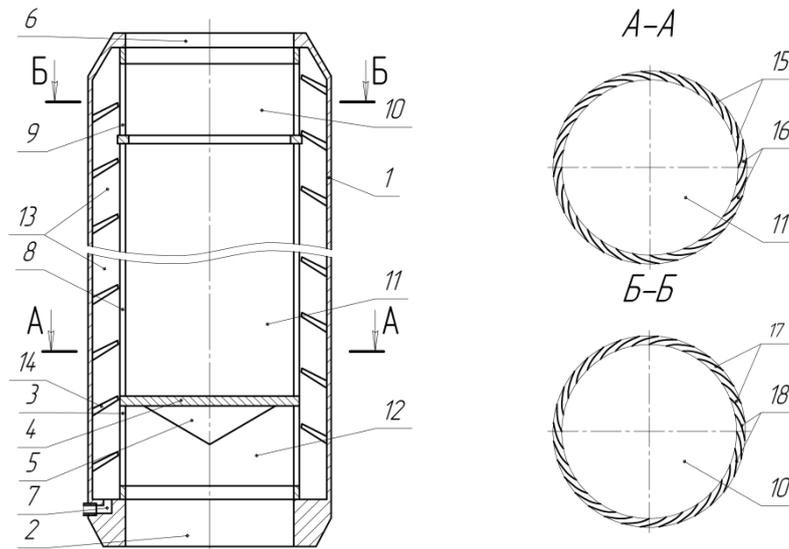


Рис. 1. Сепаратор. 1–корпус; 2 – штуцер для ввода газа; 3 – средство для закрутки газа; 4–перегородка; 5 – рассекатель газового потока; 6 – штуцер для вывода газа; 7 – штуцер для вывода жидкости; 8, 9 – сепарационные пакеты; 10, 11, 12–внутренние полости сепарационных пакетов; 13–кольцевая полость сепаратора; 14–спиральный желоб; 15, 17–изогнутые пластины; 16, 18–зазоры между пластинами а) общий вид сепаратора; б) разрез сепарационного пакета А–А; в) разрез средства для удаления отсепарированной жидкости Б–Б

Также сепаратор включает в себя штуцера для выхода газа 6, отвода отсепарированной жидкости 7, и расположенный коаксиально корпусу сепарационный пакет 8 в виде цилиндрической перегородки из продольно изогнутых пластин 15, установленных между собой внахлестку и с зазорами 16, образующими тангенциальные каналы для входа газа внутрь него. Для удаления отсепарированной жидкости используется сепарационный пакет 9, который выполнен в виде цилиндрической перегородки из продольно изогнутых пластин 17, установленных внахлестку и с зазорами 18, образующими тангенциальные каналы для выхода жидкости и газа, при этом внутренняя полость 10, образованная упомянутой перегородкой, является продолжением внутренней полости сепарационного пакета 11, а наружные поверхности этой перегородки и сепарационного пакета образуют с цилиндрическим корпусом общую кольцевую полость 13. В кольцевой полости 13 сепаратора на внутренней поверхности корпуса 1 расположен спиральный желоб 14.

Предлагаемое устройство для очистки газа от гетерогенных примесей работает следующим образом.

Подлежащий очистке газ через штуцер 2 подается в секцию 12, рассекается конусом 5 на радиальные потоки, которые, проходя через средство для образования тангенциально направленного потока газа 3, закручиваются и попадают в кольцевую полость 13.

Из вихревого потока газа по всей кольцевой полости 13 более крупные частицы жидкости и механические примеси отбрасываются центробежной силой на обечайку корпуса 1 и под действием гравитационной силы стекают в спиральный желоб 14, где, укрупняясь, по винтовой траектории перемещаются вниз. Отсепарированная жидкость с твердыми примесями выводится через штуцер 7.

Закрученный поток газа в полости 13 продолжает движение по спиральному каналу образованному желобом 14 и принудительно направляется через тангенциальные зазоры 16 между соседними пластинами 15 во внутреннюю полость сепарационного пакета 8, образуя вихревой поток газа уже во внутренней полости 11 сепарационного пакета 8. В полости 11 происходит дополнительное отделение капельной жидкости и механических примесей под действием центробежных сил, возникающих в закрученном потоке газа. Капельная жидкость и механические примеси, содержащиеся в газе внутри сепарационного пакета, отбрасываются на внутренние поверхности продольно изогнутых пластин 15 и, увлекаемые вихревым потоком, продолжают движение с пластины на пластину по винтовой траектории вниз.

Особенностью процесса отделения жидкости внутри сепарационного пакета является коалесценция капель жидкости при взаимном пересечении потоков газа, входящих в пакет через зазоры 16 с потоками капельной, слетающими с одной пластины 15 на другую. В результате процесса коалесценции более мелкие капли жидкости, поглощаются более крупными каплями жидкости, переносимыми с пластины на пластину вихревым потоком внутри сепарационного пакета 8. В итоге процесса коалесценции и центробежного отделения капельной жидкости внутри сепарационного пакета большая часть ее оказывается на внутренних поверхностях пластин 15 и, перемещаясь по винтовой траектории по сепарационному пакету вниз, достигает нижней кромки сепарационного пакета, откуда попадает в кольцевую полость 13.

Далее газожидкостной поток попадает в секцию 10 ограниченную сепарационным пакетом 9, выполненным в виде цилиндрической перегородки из продольно изогнутых пластин 17, установленных внахлестку и с зазорами 18, образующими тангенциальные каналы для выхода жидкости и газа, причем направление закрутки каналов обратное вращению газожидкостной среды в 10 и 11 секциях. За счет этого периферийный слой смеси, с высоким содержанием примесей, выводится из секции 10 через зазоры 18, образованные изогнутыми пластинами 17, в кольцевую полость 13, в которой происходит дополнительная сепарация в поле действия центробежных сил. Осушенный и очищенный газ выводится через штуцер 6, а отделенная из газового потока жидкость и механические примеси удаляются через штуцер 7.

Использование предлагаемого сепаратора возможно как на нагнетательных линиях с избыточным давлением, так и на вакуумных (всасывающих) линиях для удаления капельной жидкости, механических примесей, а также пыли. При использовании сепаратора в качестве пылеуловителя целесообразно капельное орошение.

К основным преимуществам представленной конструкции сепаратора: простоту конструкции устройства благодаря отсутствию в нем подвижных частей; повышенную эффективность отделения жидкой фазы в кольцевой полости сепаратора, достигаемое за счет увеличения сил центробежной сепарации закручивающим устройством, выполненным в виде спирального желоба расположенного на внутренней поверхности корпуса аппарата; производить в широком диапазоне регулирование основных технологических параметров процесса путем изменения формы изогнутых пластин и зазоров между ними, то есть регулировать интенсивность закрутки потока; повышенную эффективность отвода примесей за счет укрупнения в спиральном желобе потока отсепарированной жидкости.

Таким образом, применение сепараторов представленной конструкции в химической и нефтеперерабатывающей промышленности для разделения неоднородных газовых смесей весьма перспективно.

Литература

1. Пат. РФ № 68916, Сепаратор. Афанасенко В.Г., Боев Е.В., Иванов С.П., Шулаев Н.С., Николаев Е.А. Заявлено. 12.07.2007; Оpubл. 10.12.2007, Бюл. № 34.
2. Проектирование аппаратов пылегазоочистки / Под ред. М.Г. Зиганшина, А.А. Колесника, В.Н. Посохина. – М.: «Экопресс 3М», 1998. – 505 с.
3. Промышленная очистка газов / Под ред. В. Страуса. Пер. с англ. Ю.Я. Косого. – М.: Химия, 1981. – 616 с.

ПРОЧНОСТНОЙ РАСЧЕТ МНОГОПРОЛЕТНЫХ БАЛОЧНЫХ ПЕРЕХОДОВ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ С КОМПЕНСАТОРАМИ

С.С. Гончарик, Ф.Ж. Найманбаев

Научный руководитель доцент А.В.Панкратов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью данной работы является расчет многопролетных балочных переходов трубопроводов с компенсаторами и проведение анализа.

Продольные деформации, возникающие в трубопроводах вследствие изменения температуры стенок труб и внутренней давления, могут компенсироваться установкой Г-, П- и Z- образных компенсаторов. Ниже приведены расчеты для балочных переходов трубопроводов с компенсаторами

Максимальный пролет между опорами при проектировании надземного трубопровода с компенсирующими устройствами определяется из условия, что предельным является такое состояние, при котором металл труб достигает в каком-либо сечении предела текучести.[1]

Это можно выразить условием:

$$\frac{M}{W} \leq R_2 - 0,5\sigma_{кц} - \sigma_{t,p},$$

где M – расчетный момент в сечении; R_2 – расчетное сопротивление металла труб; $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения в трубопроводе от расчетного значения внутреннего давления; W – момент сопротивления поперечного сечения трубопровода; $\sigma_{t,p}$ – напряжения от сил трения на опорах.

$$W = \frac{\pi \cdot [(D_H)^4 - (D_{ВН})^4]}{16D_H} = \frac{0,785(D_{ср})^3 \cdot \delta}{D_H} = 0,78(D_{ср})^2 \cdot \delta$$

Здесь D_H , $D_{ВН}$, $D_{ср}$ – диаметры трубопровода (соответственно наружный, внутренний и средний); δ – толщина стенки трубы.

Напряжений от отпора компенсаторов и сил трения в большинстве случаев можно не учитывать, поскольку они малы [2].

Исходя из этого, расчетный пролет между опорами может быть найден по формуле:

$$\frac{M}{W} \leq R_2 - 0,5\sigma_{кц} - \sigma_{t,p}$$

$$l = \sqrt{\frac{W \cdot (R_2 - 0,5\sigma_{кц} - \sigma_{t,p})}{\eta}}$$

$$f_q = \frac{\beta \cdot l^4}{EJ}$$

А прогиб:

$$f_q = \frac{\beta \cdot l^4}{EJ}$$

где η и β – грузовые коэффициенты для определения момента и прогиба; E – модуль упругости металла; J – момент инерции сечения.

Если толщина стенки труб подобрана по внутреннему давлению так, что удовлетворяется условию $\sigma_{кц} = R_2$, расчетный пролет, пренебрегая $\sigma_{t,p}$, определяют по формуле:

$$l = \sqrt{\frac{\beta}{\eta} \cdot 0,5W \cdot R_2}$$

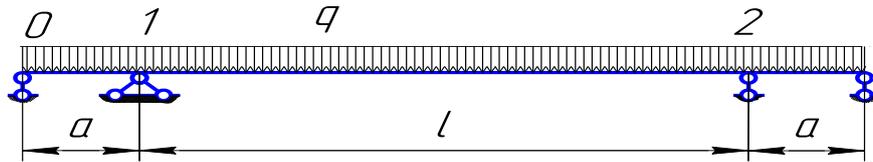


Рис. 1. Статический расчет трехпролетной схемы

$$M_{он1} = M_{он2} = -0,0708ql^2, \quad M_{пр12} = 0,0542ql^2, \quad f_{max} = 0,00419ql^4/EI.$$

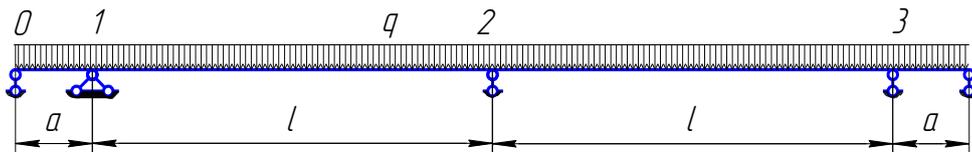


Рис. 2. Статический расчет четырехпролетной схемы

$$M_{он1} = M_{он3} = -0,0625ql^2, \quad M_{он2} = -0,0938ql^2, \quad M_{пр01} = 0,$$

$$M_{пр12} = M_{пр23} = 0,047ql^2, \quad f_{max} = f_{пр23} = 0,0033ql^4/EI.$$

Если количество пролетов пять или более, величина крайних пролетов a в многопролетных балочных системах с компенсаторными стойками при условии, что угол поворота сечения равен нулю почти не меняется и соответственно почти не меняются расчетные моменты и прогибы. Поэтому расчет всех многопролетных схем при пяти пролетах и более одинаков. В качестве основной расчетной схемы для расчета многопролетных балок принимаем восьмипролетную балку. Так как такая схема симметрична относительно средней опоры, угол поворота оси трубопровода на средней опоре равен нулю и схему можно заменить четырехпролетной системой с одной заделкой.

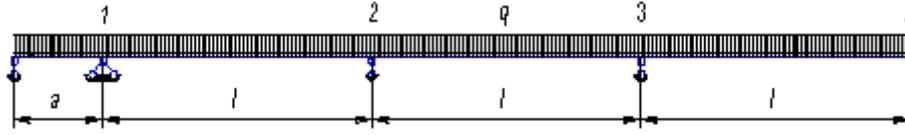


Рис. 3. Статический расчет четырехпролетной схемы с одной заделкой

$$\begin{aligned} M_{\text{оп1}} &= -0,0645ql^2, & M_{\text{оп2}} &= -0,0876ql^2, & M_{\text{оп3}} &= -0,0851ql^2, \\ M_{\text{оп4}} &= -0,0825ql^2, & M_{\text{пр12}} &= 0,049ql^2, & M_{\text{пр23}} &= 0,039ql^2, \\ M_{\text{пр34}} &= 0,041ql^2, & f_{\text{max}} = f_{12} &= 0,0035ql^4/EI. \end{aligned}$$

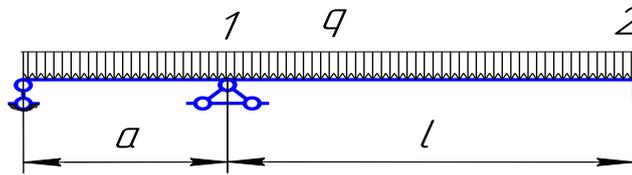


Рис. 4. Статический расчет двухпролетной схемы с одной заделкой

$$M_{\text{оп1}} = -0,0625ql^2, \quad M_{\text{оп2}} = -0,0938ql^2, \quad M_{\text{пр}} = 0,047ql^2.$$

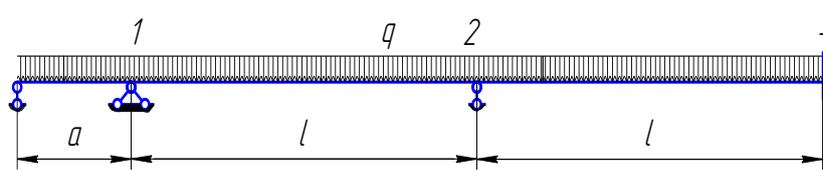


Рис. 5. Статический расчет трехпролетной схемы с одной заделкой

$$\begin{aligned} M_{\text{оп1}} &= -0,0644ql^2, & M_{\text{оп2}} &= -0,0890ql^2, & M_{\text{оп3}} &= -0,0810ql^2, \\ M_{\text{пр}} &= 0,0483ql^2. \end{aligned}$$

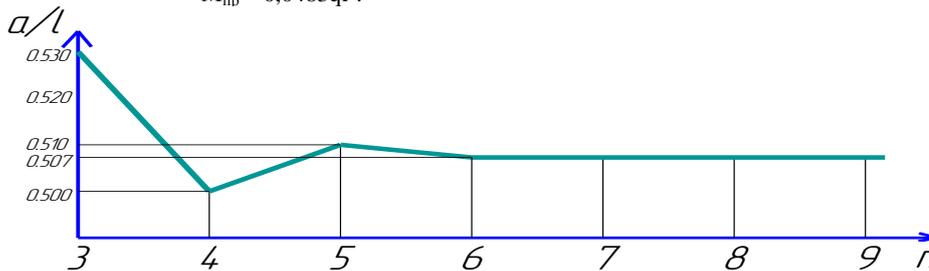


Рис. 6. Изменение длины крайних пролетов l многопролетных балочных системах с компенсаторами-стойками в зависимости от числа пролетов n

Литература

1. Надземная прокладка трубопроводов / Под ред. И.П. Петрова, В.В. Спиридонова. – М.: «Недра», 1973. – 472 с.
2. Сопротивление материалов / Под ред. Н.М. Беляева. – М.: Физматиздат, 1959. – 856 с.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ВИНТОВЫМИ НАСОСАМИ**Я.Ю. Евдокимова**

Научный руководитель доцент В.А. Шмурыгин

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Первый в мире винтовой насос был запатентован в 1934 г. Рену Муаро. Сегодня винтовые насосы используются по всему свету. Они бывают двух типов: с наземным и подземным приводом. С учетом температуры в скважине установки изготавливают в трех модификациях: для температур 30 °С (А), 30-50 °С (Б), 50-70 °С (В, Г). Основными параметрами машин для транспортирования текучего являются: производительность (подача), напор, мощность, коэффициент полезного действия. Установки винтовых насосов предназначены для откачки из нефтяных скважин пластовой жидкости повышенной вязкости до 1000 м²/с температурой 70 °С, с содержанием механических примесей не более 0,4 г/л, свободного газа на приеме насоса – не более 50 % по объему. Подача скважинного винтового насоса теоретически мало зависит от вязкости перекачиваемой жидкости. С переводом скважин с высоковязким содержанием нефти, оборудованных УЭЦН и УШСН, на УСВН дебит жидкости увеличивается. Примером могут служить скважины в НГДУ «Краснохолмскнефть» [1].

Эксплуатация скважин винтовыми насосами является одним из эффективных способов. Винтовые насосы имеют положительные свойства насосов объемного типа: высокое давление, значительную высоту всасывания и малое перемещение перекачиваемой жидкости. Они обладают особенностями, выгодно отличающими их от поршневых насосов – простотой и компактностью конструкции (движущая деталь – один винт), отсутствием клапанов и сложных проходов, снижающих гидравлические потери на местные сопротивления. Из-за более равномерной подачи жидкости условия всасывания у машин этой группы улучшены и снижены инерционные усилия. По массе они в 5–10 раз легче поршневых насосов, а их к. п. д. превышает к.п.д. центробежных насосов таких же величин подач и напоров. Привод насоса – непосредственно от электродвигателя. При перекачке жидкости повышенной вязкости снижаются протоки через уплотняющую контактную линию между винтом и обоймой, что улучшает характеристику насоса. Благодаря нечувствительности к свободному газу винтовые насосы идеальны для перекачки высокогазированной нефти. Они являются более износоустойчивыми при добыче нефти, содержащей механические примеси, так как твердые частицы, проходя через насос, вдавливаются в эластомер обоймы (статора), который деформируется, но не истирается.

Кроме этих преимуществ у винтовых насосов с верхним приводом (УВШН) имеются и еще такие как:

низкий уровень инвестиций: нет необходимости в дорогостоящих фундаментах, простота конструкции и компактные размеры узла привода снижают расходы на запуск (Например, капитальные на капитальные затраты на насосы типа «RODEMIP» составляет порядка 50 % и менее до 25 % затрат на приобретение и установку обычных станков – качалок (процентное соотношение зависит от размеров изделий) [2]);

низкие эксплуатационные затраты: в большинстве случаев, винтовой насос обладает значительно большей механической эффективностью, чем другое оборудование для подъема иного принципа действия, например, электрический погружной центробежный насос или штанговые скважинные насосы. Это снижает стоимость добываемой продукции; (Затраты энергии на 60–70 % ниже («RODEMIP») по сравнению с обычными глубинными насосами аналогичной производительности);

минимальные расходы на установку: вся система может быть установлена сервисной буровой бригадой. Подъем скважинной продукции по колонне НКТ без пульсаций облегчает измерения. Минимальные колебания нагрузки на колонну насосных штанг снижают риск усталостного отказа и выхода из строя штанг. Песок эффективно откачивается за счет эластичности материала статора и накачивающего механизма. Присутствие газа не приведет к образованию газовых пробок. Насосы имеют: широкий диапазон производительности (3:1 по каждой модели). Этот коэффициент может быть получен без смены оборудования, с помощью приводного устройства переменной скорости;

легкость в обслуживании: обслуживание привода винтовых насосов производится на месте. Приводная головка содержит только один комплект смазанных подшипников. Обслуживание прочих компонентов не требует специального оборудования и процедур. Уплотнения приводной головки легко настраиваются для увеличения срока эксплуатации приводного вала. Внутри скважины находится только одна подвижная часть, что облегчает обслуживание и снижает периодичность капитальных ремонтов скважины.

В мировой практике все больше находят применение установки скважинных винтовых насосов с поверхностным приводом (УСНВ), имеющие широкий диапазон изменения подачи напора. Компактность, низкий шум таких установок позволяет работать им на ограниченных площадях (морских нефтяных платформах, болотах).

Выпускаемые различными фирмами гидравлические машины позволяют извлекать жидкость с глубины до 2000 м при подаче до 600 м³/сут. [3].

В настоящее время на нефтяных промыслах используют винтовые насосные установки с погружным электродвигателем, а также с поверхностным приводом как отечественного (ОКБ БН), так и импортного производства (фирма «Родемир», Франция; фирмы «COROD MANUFACTURING» и «AMOCO CANADA PETROLEUM LTD», «GRIFFIN PUMPS», «ROTALIFT», Канада; фирма «Scheller-Blekman» Австрия).

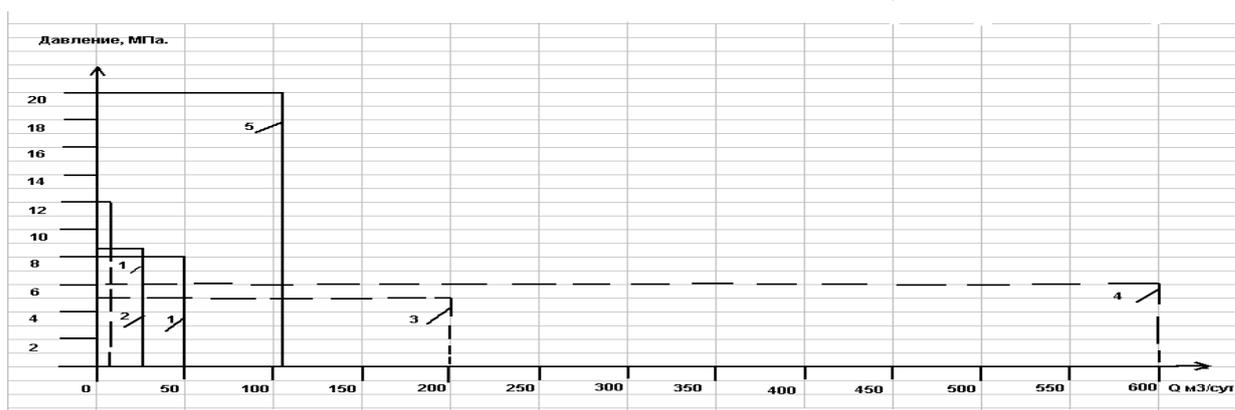


Рис. 1. Область применения винтовых насосов для добычи нефти:
 отечественные насосы: 1 – ВНД10-1200; 2 – ВНД40-800; 3 – ВНОМ20-1500;
 иностранные насосы: 4 – 120ТР2000; 5 – 200ТР600; 6 – 600ТР600

Таким образом данный график наглядно отображает преимущества установок, выпускаемых зарубежными производителями, а именно: более широкий диапазон: подача от 27 до 600 м³/сут. и напор от 6 до 20 МПа. Отечественные же установки, уступая по выше указанным параметрам, имеют преимущества, которые позволяют применять их в малодебитных скважинах.

Литература

1. Гарифуллин Ф. С., Шайхулов А. М., Гильмутдинов Р. С. и др. Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных диафрагменными и винтовыми электронасосами// Нефтяное хозяйство. – Москва, 2004. - №8. – С.84 – 85.
2. Нефтепромысловое оборудование / Под ред. Е.И. Бухаленко. – М.: «Недра», 1990. – 558 с.
3. http://torson-auto.ru/vintovye_nasosy_a13v.

КОНЕЧНО-ЭЛЕМЕНТНЫЙ ПРОЧНОСТНОЙ АНАЛИЗ СБОРОЧНОЙ КОНСТРУКЦИИ ПРИВОДА ШТАНГОВОГО СКВАЖИННОГО НАСОСА

И.И. Жирнов, И.Ю. Кинчин

Научный руководитель доцент К.В. Сызранцева

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Привод штангового скважинного насоса (ПШСН) или, как его традиционно называют, «станок-качалка», является одним из важнейших компонентов штанговой скважинной насосной установки, предназначенной для подъема пластовой жидкости из скважин. Этот вид насосных установок является наиболее массовым в нефтедобывающей промышленности, и в настоящее время ими оснащено свыше половины всего фонда действующих скважин [2].

Балансир является важным элементом установки. Сломанный палец может привести к падению головки балансира на устье, что приведет к выходу из строя всей скважины и повлечет за собой аварийную ситуацию, создавая тем самым большие экономические затраты на ликвидацию аварии.

С помощью простых расчетов можно определить максимальные деформацию и напряжение, но узнать картину их распределений, а главное, место концентрации, довольно сложно. Задача оценки напряженно-деформированного состояния сложных геометрических тел может быть решена аналитически с помощью методов сопротивления материалов, для ее решения используются численные методы теории упругости, такие, например, как метод конечных элементов. Среди существующих в настоящее время программных комплексов, реализующих метод конечных элементов, авторами выбран наиболее универсальный пакет ANSYS, позволяющий решать задачи прочности, жесткости, устойчивости конструкций, гидрогазодинамики и другие, а также нелинейные контактные задачи [3].

Задача, стоявшая в процессе исследований – определить перемещения в балансирах привода и рассчитать контакт пальца с головкой балансира.

Для решения поставленной задачи необходимо построить геометрическую модель. Для построения модели использовался препроцессор пакета ANSYS. Такое решение обусловлено тем, что программе проще считать модель, построенную в среде ANSYS, чем импортированную из какой-либо другой программы для построения геометрии.

Тело балансира и почти вся головка балансира изготовлены из листового металла, поэтому было принято решение конструировать геометрическую модель элементами типа Shell-поверхностями с заданной толщиной. Это также облегчит процесс решения программой ANSYS поставленной задачи. Чтобы решить задачу

с контактом, палец и втулка на головке балансира были сгенерированы объемными элементами типа Solid. Конечно-элементная модель представлена на рис. 1.

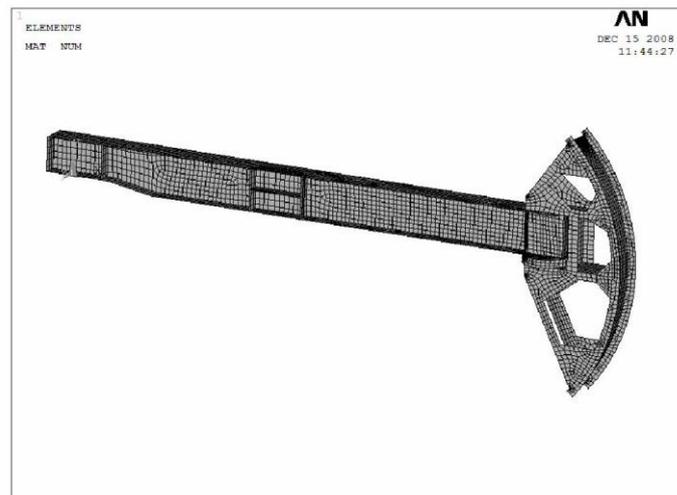


Рис. 1. Конечно-элементная модель балансира

Контактная задача решается в два этапа [1].

На первом этапе прикладывается перемещение. Путем подбора значения перемещения, находится такое значение, при котором срабатывает контакт. После того, как контакт сработает, прикладывается сила.

Второй этап решения задачи—установка заделок и приложение сил.

Исходя из рабочего состояния балансира, следует установить заделки в двух местах:

Заделка в месте соединения с опорой на линии, вокруг которой будет происходить движение балансира. Запрещаются перемещения во всех направлениях.

Заделка в месте соединения с траверсой. Устанавливается в точке. Запрещаются перемещения по осям OX и OZ. По оси OY (вертикальной) устанавливаются рассчитанные перемещения.

Нагрузки, действующие на балансир, были рассчитаны по классической методике [4]. Для этого была полностью рассчитана кинематика ПСШН, после чего в математическом процессоре MathCAD были рассчитаны нагрузки при всех положениях кривошипа (через 30°). Силы были приложены в точках на головке балансира в местах отвисания каната.

В результате решения была получена картина распределения перемещений по всему балансиру, а также расположение их максимальных значений. Распределение суммарных перемещений в балансиру представлено на рис. 2.

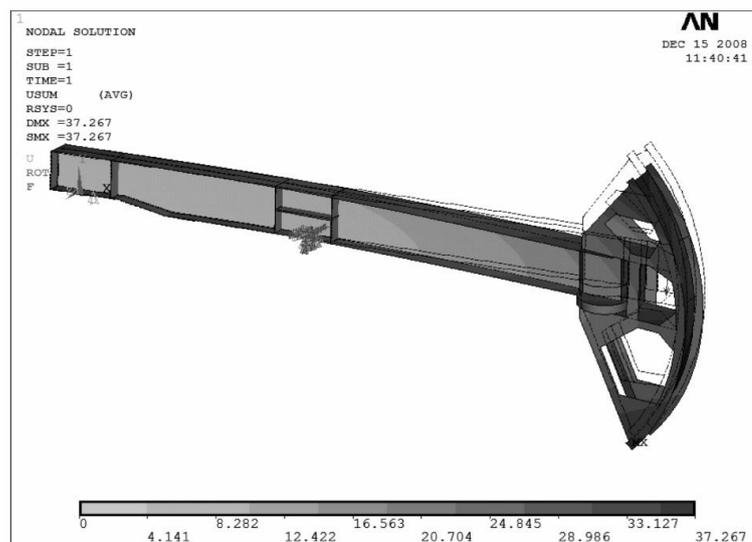


Рис. 2. Распределение перемещений в балансиру (деформация увеличена в 20 раз для наглядности)

Исследуя давления втулки на палец в контактной паре, также можно определить место и величину максимальных контактных давлений, которое позволяет проводить прочностную оценку сборочной конструкции балансира. Картина распределения контактных напряжений представлена на рис. 3.

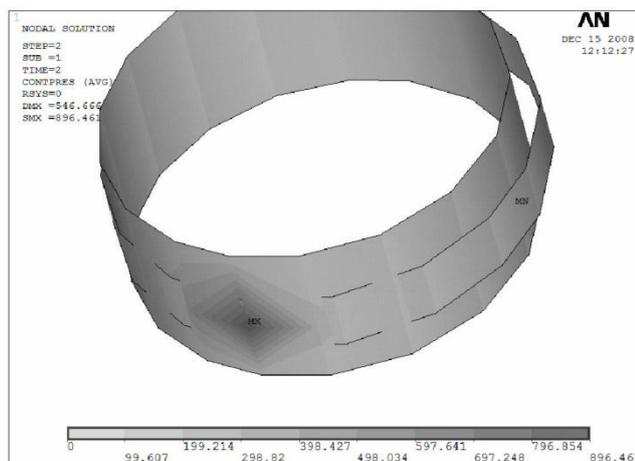


Рис. 3. Давления в контактной паре палец-втулка

В течение решения поставленной задачи, были вычислены и приложены реальные перемещения и силы. В результате конечно-элементного анализа были получены следующие результаты: контактная пара, в силу своего воздействия друг на друга, значительно влияет на работу всей установки, деформируя и разрушая палец. При дальнейшем пересчете радиусов втулки и пальца можно добиться оптимального контактного давления.

Литература

1. ANSYS в примерах и задачах / К.А. Басов / Под общ. ред. Д.Г.Красовского. – М.: КомпьютерПресс, 2002. – 224с.
2. Лицензионное соглашение между ANSYS Inc и ТюмГНГУ от 1.02.2008 на программный продукт ANSYS Academic Teaching Introductory (25 tasks), версия 11 SP1, номер пользователя 340011.
3. Скважинные насосные установки для добычи нефти / Под ред. В.Н. Ивановского, В.И. Дарищева, А.А. Сабирова, В.С. Каштанова, С.С. Пекина. – М.: Нефть и газ, 2002. – 823с.
4. Сызранцева К.В., Жирнов И.И. Оценка напряженно-деформированного состояния балансира станка-качалки // «Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образовании»: Материалы III Международной конференции. – Тюмень.–2008, - С.109–110.

БАРИТОВОЕ СОЛЕОТЛОЖЕНИЕ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ ВАТЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОБОРУДОВАННЫХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ

А.М. Ибрагимов, Р.С. Ахметзянов, А.И. Камалева

Научный руководитель профессор Н.Г. Нурғалиева

Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова-Ленина, г. Казань, г. Россия

Главный источник выделения солей – вода, добываемая совместно с нефтью. Процесс солеотложения непосредственно связан со значительным перенасыщением водной среды трудно растворимыми солями за счет изменения физико-химических параметров системы добычи нефти (температуры, давления, выделения газа, концентрации осадкообразующих ионов и т.д.). Химический состав промышленных вод постоянно меняется по мере выработки запасов нефти, что обуславливает многообразие, изменчивость во времени состава солевых отложений.

Химический состав неорганических отложений представлен в основном сульфатами и карбонатом кальция (ангидритом, гипсом, кальцитом), сульфатом бария (баритом), сульфатом стронция (целестином), окислами, карбонатами и сульфидом железа. Из известных на сегодня способов борьбы с солеотложением наиболее эффективным и технологичным является способ предупреждения отложений с применением химических реагентов-ингибиторов.

При правильном выборе ингибитора и соответствующей технологии его применения может быть обеспечено технологически полное предупреждение отложения неорганических солей на всем пути движения продукции скважин–от забоя до пунктов подготовки нефти и воды [1].

Пластовые воды в песчанике обычно содержат катионы бария и стронция. Общее содержание растворенных солей в породах может достигать 400000 мг/л. Точный состав имеет сложную зависимость от диагенеза минерала и других типов обмена, а процессе течения флюидов пласта и перемешивании за геологическую эпоху.

Солеобразование начинается в тот момент, когда состояние любого природного раствора нарушено путем превышения растворимости одного или более компонентов. Растворимость самих минералов имеет

сложную зависимость от температуры и давления. Как правило, увеличения температуры приводит к увеличению водной растворимости минерала. Растворимость сульфата бария увеличивается в два раза в температурном диапазоне от 25 °С до 100 °С и далее во столько же раз уменьшается по мере приближения к 200 °С. Нередко пластовые воды даже перенасыщенном состоянии солями не дают солевого осадка. Формирование осадка начинается с насыщенного раствора в виде образования нестабильных кластеров атомов, а сам процесс называется гомогенной нуклеацией. Далее под воздействием локальных флуктуаций ионов перенасыщенного раствора, атомные кластеры образуют маленькие кристаллы-зародыши. Эти кристаллы постепенно растут за счет адсорбции ионов на дефектных участках поверхности кристаллов, увеличивая свой размер. Причина роста зародышевых кристаллов обусловлено уменьшением свободной поверхности энергии кристалла, которая стремительно уменьшается с увеличением радиуса частиц после того, как достигнут критический размер. Зародышевые кристаллы играют роль катализатора в образовании баритовых солейотложения. Исходя из представлений о явлении нуклеации, разрабатываются ингибиторы солейотложения, которые используют химические реагенты, тормозящие процесс нуклеации и стадии роста солевых отложений, снижая почти до нуля скорость образования осадка [2].

Первичный эффект роста солевых отложений заключается в том, что объемы добычи снижаются за счет увеличения неровности поверхности труб. Так же происходит засорение механическими примесями сульфата бария рабочих органов электроцентробежных насосов.

В зарубежной и отечественной практике добыче нефти наиболее эффективным и технологичным способом предупреждения отложения неорганических солей является способ применения химических реагентов-ингибиторов.

Выбор технологии ингибирования зависит от двух параметров: зоны солейотложения в скважине, куда необходимо доставить реагент, производительности скважины, подлежащей ингибированию.

Немалую роль играет расположение солейотлагающих скважин на месторождении.

Существует несколько различных способов ингибирования:

- добавление ингибитора к жидкости глушения;
- дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины индивидуальной дозирующей установкой;
- адсорбция ингибитора в пласте;
- адсорбция ингибитора в пласте при поглощении жидкости глушения.

Добавление ингибитора солейотложения к жидкости глушения производится с целью избежать несовместимости ионного состава растворенной соли жидкости глушения с ионами пластовой воды или избежать солейобразования в процессе растворения соли (сильвинит, Лиман-800, карналитовая руда и др.) при приготовлении жидкости глушения. Ингибитор может добавляться в жидкость для глушения скважин и на участках интенсивного солейотложения на месторождениях [3].

Выводы: проведены аналитические, лабораторные и исследовательские работы влияния баритового солейотложения на рабочие органы и кабель УЭЦН.

В результате анализа баритового солейотложения в добывающих скважинах выявлена закономерность их образования в первые дни после запуска скважины. Отсюда возможная связь их образования с применяемыми при бурении реагентами и изменениями термобарических условий в процессе бурения и освоения. Присутствие ингибитора солейотложения в жидкости глушения позволяет избежать отложения солей. Известны случаи выхода насосного оборудования из строя по причине солейотложения через 15 дней после запуска скважины, поэтому и такие незначительные сроки защиты могут быть, тем не менее, очень полезным.

При использовании утяжелителей (магнетита и барита) ограничивается применение ГГКП, ИК, ЯМК; они отрицательно сказываются на фильтрационных свойствах прискважинных зон коллекторов, так как приводят к внедрению глинистых и твердых частиц в породу, в результате чего образуется зона кольматации. Это в свою очередь вызывает уменьшение отрицательной аномалии ПС в интервалах залегания проницаемых пород [4].

В качестве ингибиторов могут быть использованы сильвинит, Лиман-800, карналитовая руда.

Предлагаемая технология является минимально затратной, проводится хоз.способом без привлечения дополнительных средств, людских и транспортных ресурсов.

Литература

1. A.I. Voloshin, V.V. Ragulin, N.E. Tyabayeva, I.I. Diakonov, E.J. Mackay.
2. M. M. Jordan, E.J. Mackey, Scale control in deepwater fields: use.
3. Oilfield Scale, Aberdeen, 2003.
4. SPE 80407 Scaling Problems in Western Siberia SPE 5th International Symposium on.

**КОМПЛЕКСНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА АВ₈^{2Б} ВАТЬЕГАНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ДАННЫМ ЛАБОРАТОРНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА В
ШЛИФАХ, ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ СКВАЖИН С ЦЕЛЮЮ ОЦЕНКИ
ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ДАЛЬНЕЙШИХ РАБОТ**

А.И. Камалева, Р.С. Ахметзянов, А.М. Ибрагимов

Научный руководитель профессор Н.Г. Нурғалиева

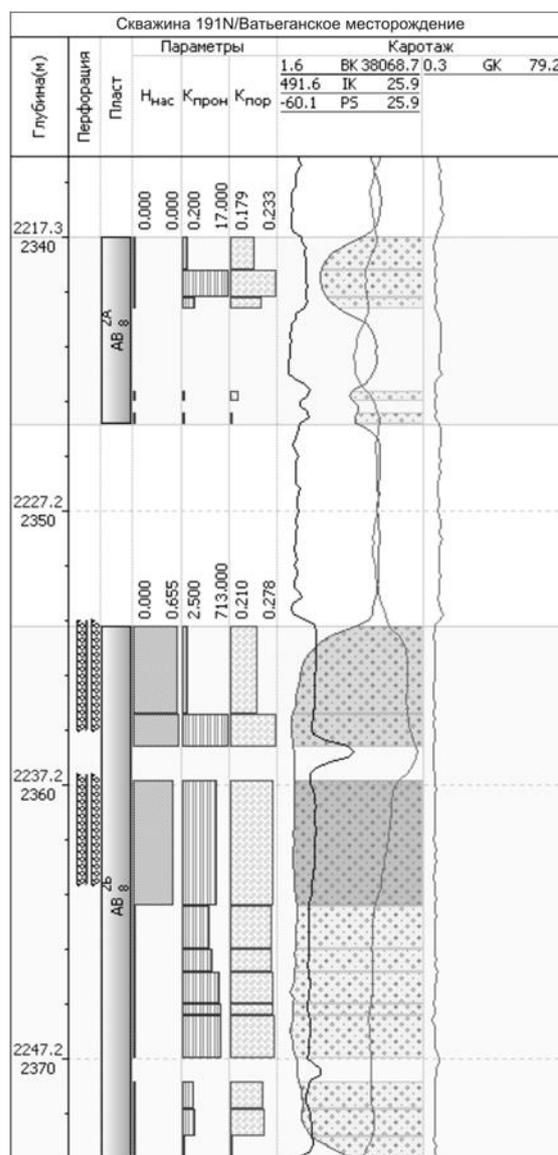
Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова–Ленина, г. Казань, Россия

Ватьеганское месторождение входит в состав Среднеобской нефтегазоносной области. В тектоническом плане оно приурочено к одноименному куполовидному поднятию–элементу II порядка, осложняющему северную часть Ярсомского мегапрогиба Нижневартовского свода. В пределах месторождения продуктивными являются терригенные меловые отложения Ванденской свиты, где по данным ГИС выделяют 14 нефтеносных пласта. Первые 6 пластов входят в группу АВ₃⁸, последующие 8–в БВ₀⁷. Из первой группы наилучшими показателями по дебегам нефти характеризуется пласт АВ₈^{2Б}. Пласт АВ₈ наиболее полно охарактеризован керновыми данными [1]. Пористость определена по 1296 образцам, в том числе 965 определений в коллекторах. Диапазон изменения пористости в последних – 16 % – 26,9 %, среднее значение – 21,4 %. Распределение пористости слабо асимметричное одномодальное. Проницаемость определена по 1106 образцам, из них 827 – по коллекторам. Значения проницаемости коллекторов меняются от 1 мД до 1408 мД, среднее значение – 150,3 мД. Распределение проницаемости для коллекторов одномодальное слабо асимметричное. Остаточная водонасыщенность определена по 382 образцам, из них 309 по коллекторам. Диапазон изменения остаточной водонасыщенности в коллекторах – от 18,5 % до 74,7 %, среднее значение – 36,6 % [2]. Поэтому при проектировании разведочных скважин на соседних поднятиях в пределах рассматриваемого месторождения он рассматривается в качестве потенциального нефтеносного объекта. Одна из таких скважин 191N и была нами изучена в данной работе.

Объектом исследования являлся керновый материал, отобранный с потенциально продуктивного интервала – 2231,1–2241,3 м. По данным опробования интервала с глубин –2231,2–2235,2 получен приток нефти с дебитом 92 м³/сут. В настоящий момент скв. 191P работает на пласт АВ₁², по результатам опробования пласта АВ₁² получен приток нефти 30,5 м³/сут. При этом наблюдается рост текущей обводненности продукции скважины.

Исследуемая залежь вскрыта кроме скв. 191N также и в скв. 2203. Залежь приурочена к небольшому куполу, осложняющему строение северо–западного окончания Ватьеганской структуры. Песчано–алевритовые прослои пласта выклиниваются примерно посередине между сводом и северо–западным окончанием купола. Нефтеносность подтверждается результатами испытания скв. 191N и 2203. ВНК предлагается на отметке минус 2246 м, это отвечает данным испытания скв. 175, где из интервала минус 2246,6–2248,6 м получен приток воды дебитом 5,1 м³/сут. Размеры залежи составляют 3,75×2,75 км, высота 15 м. Средняя нефтенасыщенная толщина равна 4,4 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная [2].

Лабораторные исследования показали, что терригенные нефтеносные коллектора данного интервала проходки характеризуются неоднородным строением, проявляющимся в анизотропии их емкостно–фильтрационных характеристик. Сопоставление данных ГИС с керновым материалом показало, что неоднородность обусловлена наличием среди высокопористых и хорошо проницаемых песчаников уплотненных алевритовых прослоек. Последние на кривых электрокоратажа выделяются повышенным сопротивлением при фоновом значении ГК (рис.).



**Рис. Скважина 191N/Ватьеганское
месторождение**

Изучение вещественного состава пород–коллекторов показало, что они сложены переслаивающимися мелкозернистыми аркозовыми песчаниками, алевропесчаниками и алевролитами. Аллотигенная компонента на 65–70 % представлена зернами кварца, на 25–30 %–зернами кислых плагиоклазов и микроклина и на 5%–чешуйками мусковита и хлорита. В отсутствие нефтенасыщенности последний придает светло–серым обломочным породам зеленоватый оттенок. Близко расположенные зерна кварца зачастую образуют более крупные агрегатные сростки с конформнозернистой структурой, что весьма типично для зон катагенеза. Плагиоклазы несут следы вторичных преобразований в виде пептизации, что обуславливает их бурую окраску в проходящем свете. Чешуйки слюд большей частью деформированы, их поверхности изогнуты, края в некоторых случаях расщепленные. Цементация обломков осуществляется за счет взаимных контактов зерен между собой. В алевролитах зерна плотно прилегают друг к другу, срастаясь регенерационными оторочками. В песчаниках и алевропесчаниках точечные контакты встречаются в равных соотношениях с линейными и вогнутыми контактами взаимного приспособления.

Подобные типы кристаллизационных связей обуславливают различные емкостно–фильтрационные свойства пород. В алевролитах за счет роста аутигенного кварца происходит существенное сокращение порового пространства, что приводит к увеличению их плотности. В песчаниках и алевропесчаниках новообразованный кварц формирует кристаллизационные мостики между близко расположенными зернами, не залечивая при этом поровое пространство пород. Такая локализация вторичного SiO_2 способствовала сохранению изначально высокой пористости и проницаемости пород, приобретенной на стадии седиментации.

Анализ структуры порового пространства показывает, что песчаники и алевропесчаники относятся к гранулярному типу коллектора, который пронизан во всех направлениях сообщающимися фильтрационными каналами. Диаметр каналов варьирует от 0,1 до 0,5 мм, их форма определяется взаимным расположением границ соседствующих в объеме породы зерен. Общая открытая пористость по данным геофизических исследований составляет 21–27 %, по данным оптико–микроскопических–15–20 %. В алевролитах пористость находится на уровне 5–8 %. Поровые каналы осложняются пережимами, их размеры составляют менее 0,1 мм.

Чередование в разрезах обломочных пород с контрастно выраженными емкостно–фильтрационными характеристиками обуславливает в целом неоднородность нефтеносного пласта АВ8–26 на Ватьеганском месторождении.

Выводы и рекомендации:

Переход с пласта АВ₁² на АВ₈²⁶ при обводнении продукции скважины.

Использовать данные лабораторных исследований шлифов при подсчете и прогнозе запасов на близлежащих залежах.

В связи со сложным строением поверхности ВНК на соседних залежах, более детально изучить и обосновать отметку ВНК по залежи района СКВ 191N

Применять метод аналогии при изучении геологического строения залежи района скв 191N с близлежащими залежами

Продолжить изучение залежи эксплуатационным бурением, связи с высокими продуктивными и емкостно–фильтрационными характеристиками залежи.

Литература

1. Пояснительная записка к комплекту геолого–геофизической информации договор № 31.05.110–2/05СК0479 от 28.03.2005 г.

КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВ И СПОСОБЫ БОРЬБЫ С НИМ

Ю.П. Козырева, В.Г. Афанасенко

Научный руководитель профессор С.С. Злотский

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Коррозионное разрушение нефтепромыслового оборудования является одной из главных причин снижения долговечности его эксплуатации. Разрушаются готовые изделия, машины и конструкции, стоимость которых значительно превышает стоимость самого металла, поэтому повышение срока службы и надежности оборудования нефтяной и газовой промышленности является одной из наиболее актуальных задач.

Теплообменное оборудование широко используется в установках подготовки и первичной переработки нефти, а также в технологических линиях заводов по переработке нефти и газа. Коррозионная агрессивность технологических сред, наличие перепада температур между металлом и средой, эрозионный износ теплопередающих поверхностей и образование на них различных отложений способствует значительному сокращению ресурса работы аппаратов. Кроме этого необходимость защиты теплообменного оборудования от коррозии объясняется его большой металлоемкостью.

Для повышения долговечности теплообменных аппаратов применяют технологические мероприятия, полимерные покрытия, электрохимическую защиту, высоколегированные стали, цветные металлы. Наиболее широко для этой цели используют ингибиторы коррозии. Ингибирование технологических сред позволяет значительно снизить коррозию теплообменного оборудования и интенсивность образования отложений.

Ресурс работы теплообменных аппаратов в значительной степени определяется материалом их основных узлов. Материальное оформление аппаратов зависит от коррозионной агрессивности теплообменных

сред, их температурного интервала, а также давления в трубах и кожухе. Узлы и детали аппаратов изготавливают из углеродистых, легированных сталей, цветных металлов и сплавов на их основе.

В процессе эксплуатации на нефтяных промыслах и газоперерабатывающих заводах теплообменные аппараты подвергаются коррозии и коррозионному растрескиванию; эрозионному износу под воздействием потока среды с абразивными примесями; биообрастанию; на них возможно образование различных отложений. Характерными видами разрушения этого оборудования являются общая и локальная коррозия, коррозионная усталость и коррозионная кавитация. Наиболее опасными и распространенными видами являются коррозионное растрескивание и локальная коррозия, на долю которых приходится более половины отказов теплообменного оборудования. При этом выход из строя из-за локальной коррозии составляет 24,7 %, коррозионного растрескивания – 34,8 % и только 6,7–14,9 % составляют отказы по причине общей коррозии.

Локализация коррозионных процессов в условиях теплопередачи связана с конструктивными особенностями аппаратов, а также использованием нержавеющей сталей и медных сплавов. При этом отмечается питтинговая коррозия, щелевая, избирательная, межкристаллитная и термогальваническая коррозия, а также коррозия в «горячих точках», вызванная местным перегревом металлической стенки.

Отличительной особенностью эксплуатации кожухотрубчатых теплообменных аппаратов является неравномерность нагрева трубного пучка по ходу движения теплоносителя. Это связано с природой процесса теплопередачи в таких аппаратах, изменением коэффициента теплоотдачи вследствие местных изменений скорости движения теплоносителя, а также образованием на отдельных участках отложений с низкой теплопроводностью. Неравномерность нагрева трубного пучка способствует развитию термогальванической коррозии. Этот вид коррозии возникает при наличии градиента температуры вдоль поверхности металла.

Для теплообменного оборудования наиболее характерна питтинговая коррозия. Это обусловлено широким применением различных природных вод, содержащих большое количество ионов-активаторов. Скорость питтинговой коррозии определяется температурой металла, величиной температурного перепада между металлом и раствором, величиной и направлением теплового потока.

Избирательная коррозия характерна для материалов, широко используемых при изготовлении теплообменников (латуни и медно-никелевые сплавы). Она развивается при малых скоростях движения жидкости и интенсивных тепловых потоках.

Щелевая коррозия – результат наличия в конструкциях теплообменных аппаратов микрощелей. Важным фактором, определяющим скорость щелевой коррозии, является температура.

Наиболее распространенным видом разрушения теплообменных аппаратов является коррозионное растрескивание, вызываемое совместным воздействием среды и напряжений. Коррозионное растрескивание вызывают среды, содержащие сероводород (сульфидное растрескивание), двуокись углерода (углекислотное растрескивание) и хлориды (хлоридное растрескивание). Коррозионное растрескивание теплопередающих труб в основном отмечается в местах развальцовки их в трубных решетках. Наиболее часто выходят из строя трубные пучки, изготовленные из аустенитных нержавеющей сталей и эксплуатирующиеся в хлоридсодержащих средах. Важной является и конструкционная особенность аппаратов. Так, для кожухотрубчатых теплообменников с неподвижными трубными решетками вероятность растрескивания труб выше, чем для аппаратов с плавающими решетками и с U-образными трубами.

Наряду с коррозией и коррозионным растрескиванием на ресурс работы теплообменного оборудования влияют различного рода отложения. В ряде случаев отложения являются результатом коррозии теплопроводящих поверхностей вследствие увеличения их шероховатости.

При эксплуатации теплообменного оборудования на морской воде теплопередающие поверхности подвергаются биообрастанию. Микроорганизмы создают на теплопроводящих поверхностях аппаратов первичную слизистую пленку, стимулируя процесс обрастания более крупными организмами. При неравномерном распределении обрастаний на теплопередающих поверхностях возникают макропары и усиливается коррозия.

В результате отложения микроорганизмов на поверхности стимулируется биокоррозия. Она включает бактериальную и грибковую коррозии. Бактериальная коррозия теплообменного оборудования протекает при температуре среды 6 – 40 °С и рН 1 – 10,5. Разрушение металлов при бактериальной коррозии происходит по следующему механизму: в среде или на теплопередающей поверхности создаются агрессивные химические соединения, вызывающие изменения электрохимических потенциалов (в связи с изменением концентрации кислорода), которые стимулируют коррозионные процессы.

К основным бактериям, стимулирующим коррозию теплообменного оборудования, относятся сульфатвосстанавливающие бактерии, которые, используя органические вещества, восстанавливают сульфаты до сероводорода и вызывают равномерную, язвенную, питтинговую коррозию и коррозионное растрескивание; железобактерии, окисляющие в нейтральных средах закись железа до окиси железа и вызывающие локальную и равномерную коррозию; морские обрастатели и бактерии, вызывающие локальные виды коррозии.

Грибковая коррозия способствует разрушению теплообменного оборудования в результате жизнедеятельности несовершенных плесневых грибов. Степень влияния грибов на коррозию теплообменного оборудования в значительной степени зависит от сезонных колебаний микрофлоры.

Установлено, что защита металлов от коррозии при наличии теплопередачи значительно затруднена. Ввиду специфичности коррозионного разрушения теплообменного оборудования необходимы разработка и внедрение эффективных мер защиты для каждого конкретного случая. Среди методов противокоррозионной защиты теплообменного оборудования выделяют: технологические мероприятия; электрохимическую защиту; применение легированных сталей и сплавов; применение полимерных защитных покрытий.

Технологические мероприятия направлены на снижение коррозионной активности рабочих сред и поддержание стабильности их состава. Однако, следует отметить, что использованием одних только технологических мероприятий невозможно решить проблему противокоррозионной защиты теплообменного оборудования. Осуществление технологических мероприятий требует сооружения крупных установок и приводит к большим материальным затратам.

Применение в качестве конструкционных материалов легированных сталей, цветных металлов и сплавов позволяет изготавливать теплообменные аппараты в коррозионно-стойком исполнении. Из легированных и высоколегированных сталей в основном применяются кремнемарганцовистые, хромистые, хромомолибденовые, хромоникелевые, хромоникельмолибденовые. Теплообменные аппараты из легированных сталей и цветных металлов отличаются высокой стоимостью. Наряду с этим, несмотря на высокую степень легирования, срок службы теплообменных аппаратов в коррозионно-стойком исполнении невелик. Кроме того, на трубных пучках и из легированных сталей, и из цветных металлов образуются отложения.

Электрохимическая защита в основном применяется для предотвращения коррозии распределительных камер и трубных пучков кожухотрубчатых теплообменников. Недостатком данного вида защиты является необходимость автономной системы защиты для каждого аппарата, а также постоянный контроль ее параметров.

Полимерные покрытия для защиты теплообменного оборудования применяются с целью предотвращения коррозии теплопередающих поверхностей; защиты от коррозионного растрескивания нагруженных элементов аппаратов; предотвращения образования отложений и биобрастаний; снижения коррозионного износа труб; сохранения исходных теплотехнических показателей теплообменных аппаратов и чистоты технологических сред. Недостатком полимерных покрытий, применяемых для защиты от коррозии, относятся сложность технологии нанесения покрытия и низкая теплопроводность выпускаемых в настоящее время полимерных композиций.

В комплексе противокоррозионных мероприятий кроме активной защиты конструкционных материалов существует другой способ замедления коррозии—воздействие на обрабатываемую среду с целью уменьшения ее агрессивности. Такой процесс называется ингибированием.

Ингибирование технологических сред с целью повышения ресурса работы теплообменных аппаратов нашло наиболее широкое применение по сравнению с другими методами защиты. Это связано с наличием широкого ассортимента ингибиторов для соответствующих условий эксплуатации теплообменных аппаратов; возможностью осуществления комплексной защиты от коррозии и образования отложений; возможностью механизации и автоматизации дозирования ингибиторов и контроля процесса ингибирования; высокой технологичностью процесса.

Ингибирование теплообменного оборудования в ряде случаев экономически и технологически более эффективно, так как оно может обеспечить надежную защиту всего комплекса оборудования сложных технологических систем.

В нефтяной промышленности ингибиторную защиту теплообменной аппаратуры осуществляют не только для противокоррозионной защиты, но и для предотвращения отложения солей, а также для борьбы с биобрастанием.

Таким образом, к основным причинам отказов теплообменного оборудования можно отнести коррозионное и коррозионно-механическое разрушение металлов, образование различных отложений на теплопередающих поверхностях, а также эрозионный износ потоком среды с абразивными включениями. Для снижения их негативного влияния применяются различные виды защит, такие как применение легированных сталей и сплавов, электрохимическая защита, защитные полимерные покрытия. Наиболее распространенным и универсальным методом защиты теплообменных аппаратов является применение ингибиторов коррозии и образования отложений. Перспективным направлением является применение ингибирования совместно с другими видами защиты.

АНАЛИЗ ОТКАЗОВ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ПОСЛЕ РЕМОНТА

Р.В. Лобанов

Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Важной темой сегодняшней стратегии многих нефтедобывающих компаний в области эксплуатации нефтепромыслового оборудования становится тема входного контроля качества проводимых работ по изготовлению, ремонту и монтажу глубинного насосного оборудования.

В связи с этим возникает вопрос о выборе форм, методов и средств контроля технического состояния нефтяного оборудования, прошедшего ремонт или вновь поступившего на производство [1].

На сегодняшний день, исходя из экономической целесообразности, выгодной формой для оценки качества при изготовлении или ремонте насосного оборудования, является привлечение нефтедобывающими компаниями, независимых специализированных, технически оснащенных организаций, имеющих в своем составе аттестованный и квалифицированный персонал, современное оборудование и технологии, запатентованные и испытанные на практике методы диагностического контроля.

Объединение сотрудничества нефтедобывающих компаний и специализированных экспертных организаций обеспечивает:

Внедрение эффективных экономических рычагов управления в организации и обеспечении качества производимых ремонтных услуг УЭЦН;

Совершенствование технологического оборудования для проведения ремонта и испытания компонентов УЭЦН;

Повышение качества изготовления УЭЦН, выпускаемых отечественными заводами изготовителями, и приближения его к мировым аналогам;

Повышение квалификации ремонтного персонала;

Повышение уровня метрологического обеспечения при ремонте и испытаниях комплектующих УЭЦН.

Диагностика секции и анализ причин отказов

Проведение технического диагностирования по виброакустическим параметрам было включено непосредственно в основной технологический процесс тестирования секций УЭЦН и не нарушило порядок его проведения [2].

Технология проведения вибрационной диагностики: снятие вибрационных характеристик в процессе испытания; оценка общего уровня параметров вибрации и сопоставление результатов с пороговыми значениями; экспертная оценка технического состояния оборудования на основе спектрального и статистического анализа; формирование заключения о техническом состоянии оборудования; в случае обнаружения дефекта—повторный ремонт оборудования; идентификация дефектов, выявленных в процессе повторного ремонта.

Результаты диагностики секций ЭЦН и ПЭД.

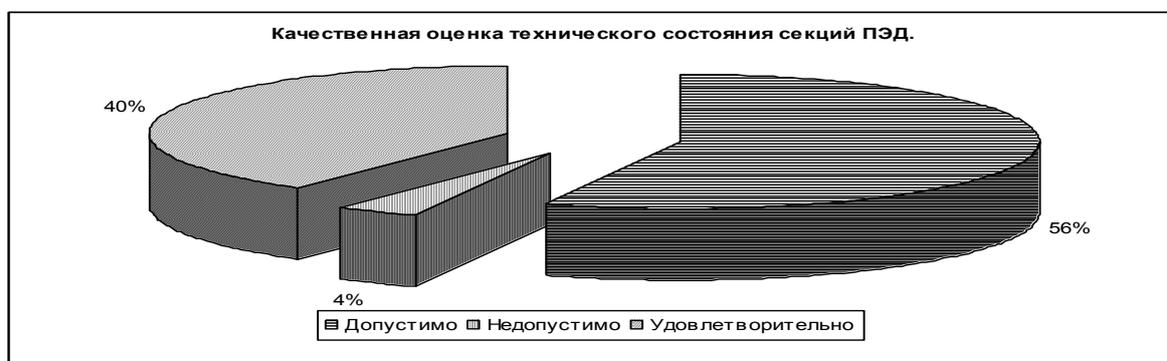


Рис. 1. Диаграмма качественной оценки технического состояния секций ПЭД

В процессе выполнения работ были определены основные виды дефектов секций ЭЦН, вызванные как собственными дефектами сборочных единиц оборудования, так и самим качеством ремонта секций.

Полученные данные по проведению диагностики комплектующих УЭЦН методами неразрушающего контроля позволяют сделать вывод о необходимости применения данных методик при ремонте и входном контроле погружного оборудования в цехе ремонтного предприятия так как позволяют:

- Повысить межремонтный период, и наработку на отказ, в связи с ростом качества ремонта и обнаружения дефектов на стадии ремонта оборудования.
- Снизить количество ремонтов—при этом не только учитывается число отказов УЭЦН, а также и количество ППР (планово предупредительных ремонтов) [3].
- При этом стоит учесть так же тот факт—чем меньше пороговое значение, тем выше результаты получаемые при эксплуатации.
- Снизить аварийность скважин (уменьшение числа полетов,) по узлам УЭЦН, а также НКТ (т. к. повышенная вибрация в скважине негативно влияет на ресурс трубы).



Рис. 2. Диаграмма качественной оценки технического состояния секций ЭЦН



Рис. 3. Диаграмма основных причин неисправности секций ПЭД после проведенного ремонта

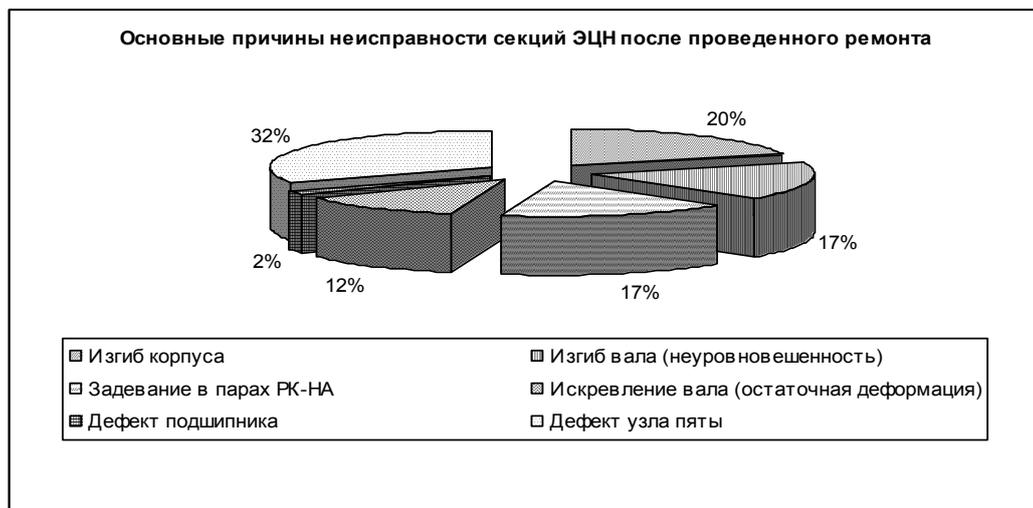


Рис. 4. Диаграмма основных причин неисправности секций ЭЦН после проведенного ремонта

Литература

1. Техническая диагностика / Под. Ред. И.А. Биргера. – М.: Машиностроение, 1978. – 239 с.
2. Основы технической диагностики в 2-х книгах. Кн. 1. Модели объектов, методы и алгоритмы диагноза / Под ред. В.А. Карибского, П.П. Пархоменко, Е.С. Согомоняна и др. – М.: Энергия, 1976. – 462 с.
3. Виброакустическая диагностика машин и механизмов машиностроения / Под ред. М.Д. Геншина, А.Г. Соколова. – М.: Машиностроение, 1987. – 238 с.

ПНЕВМОКОЛЕСНЫЕ ДВИЖИТЕЛИ МАШИН ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДОВ

Нгуен Хоай Чунг, Д.В. Федин

Научный руководитель доцент В. Г. Крец

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Передвигаться относительно опорной поверхности машине позволяет движитель. Большинство самоходных подъемно-транспортных, строительных и дорожных машин оснащены пневмоколесным, рельсокошесным или гусеничным движителями. Гораздо реже и только у строго ограниченной номенклатуры машин встречаются жесткие колеса, облицованные резиной, и металлические вальцы с гладкой или неровной поверхностью [1].

В последние годы все чаще появляются движители, в которых конструкторы пытаются соединить преимущества движителей различных типов. Среди них можно назвать полностью резиновые гусеницы, гусеницы с обрениненными траками, жесткие колеса с ободом, собранным из съемных резиновых подушек.

Достоинства и недостатки перечисленных ходовых устройств определяют оптимальную область применения каждого из них.

Большое распространение имеют машины, имеющие пневмоколесные движители. На рис. представлена, составленная нами, их классификация [2].



Рис. Пневмоколесные движители

К преимуществам пневмоколесного движителя относятся: хорошие амортизирующие качества, высокая эластичность, малые внутренние потери, износоустойчивость, совместимость с любыми скоростными режимами, минимальные требования к регулярному обслуживанию, низкая стоимость и трудоемкость ремонта. Его недостатки: высокие удельные давления на грунт, сравнительно невысокая сопротивляемость механическим повреждениям, высокая вероятность аварийной ситуации при внезапной разгерметизации колеса. Считается, что пневмоколесный движитель наиболее подходит для машин, эксплуатация которых сопряжена с движением в широком диапазоне скоростей по произвольной траектории и по достаточно прочной опорной поверхности (твердое покрытие, плотный грунт и т. п.).

Литература

1. Машины и оборудование газонефтепроводов: Учебное пособие / Под ред. В. Г. Креца, А. В. Рудаченко, В. А. Шмурыгина. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2008. – 328 с.
2. www.prombase.ru, www.yugmet.ru.

КОНСТРУКЦИИ ГАЗЛИФТНЫХ КЛАПАНОВ В СП «ВЬЕТСОВПЕТРО» – ВЬЕТНАМ

Нгуен Хоай Чунг

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время существуют несколько газлифтных клапанов, применяющих при газлифтной добыче, различных производителей и поставщиков газлифтных клапанов: Camco, Weatherford, Baker Oil Tool и др. Однако, все газлифтные клапаны имеют общий принцип действия как элемент регулирования давления. В нефтяной практике классифицируют газлифтные клапаны по следующим признакам (критериям):

По размеру внешнего диаметра клапаны разделяются на два типа.

Клапан имеющий внешний диаметр равный 1 дюйму. Этот тип клапана часто используют в добывающих скважинах с небольшим дебитом из-за ограничения размера седла клапана, отсюда ограничивается расход газа поступающего через клапан в НКТ. Так как площадь азотного сальфона клапана одного дюймового маленькая то требуется давление открытия клапана больше чем для клапана 1,5 дюйма.

Клапан имеющий внешний диаметр 1,5 дюйма. Этот тип клапана часто используются для скважин имеющих большой дебит. Это позволяет большой диаметр седла (до ½ дюйма)

По механизму действия пружины клапаны разделяются на два вида.

Газлифтный клапан пружинного типа. Этот тип клапана действует на принципе пружинной силы для закрытия и открытия клапана. Поскольку процесс закрытия и открытия клапана проводится при помощи пружины то изменение температуры мало влияет на работу клапана, однако клапан этого типа при калибровке давления закрытия и открытия имеет большую погрешность.

Газлифтный клапан типа азотного сифона. Для такого типа клапана азотный сифон играет роль как пружины для открытия и закрытия клапана. Сжатый азот в сиффоне создает давление и дает сиффону упругость. Давление азота в сиффоне меняется при изменении температуры, поэтому процесс калибровки следует проводить при стандартных условиях 60 °F и 1 атм. Давление закрытия и открытия также должны быть приведены к этим условиям. Клапан такого типа позволяет калибровать при очень маленькой погрешности до 2–5 psi.

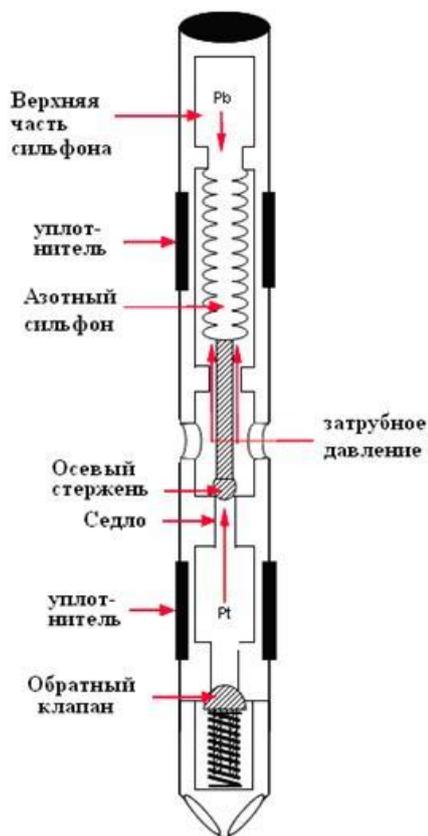


Рис. 1. Принципиальная схема газлифтного клапана используемого в СП «Вьетсовпетро»



Рис. 2. Газлифтный клапан типа ВК-1

По принципу регулирования клапаны разделяются на два типа.

Клапан работает под действием от давления сжатого газа в затрубном пространстве—Это значит, что давление сжатого газа в затрубном пространстве играет главную роль в процессе закрытия и открытия клапана.

Клапан работает под действием трубного давления в НКТ—это значит, что трубное давление в НКТ играет главную роль в процессе закрытия и открытия клапана.

По принципу монтажа клапаны разделяются на два типа.

Клапан можно заменить с помощью канатной техники – это значит, что при замене клапана не нужно поднимать все НКТ.

Клапан нельзя заменить с помощью канатной техники—это значит, что при замене клапана необходимо поднимать все НКТ.

Выбор оптимальной конструкции газлифтных клапанов позволяет повысить эффективность установки для добычи нефти газлифтным способом.

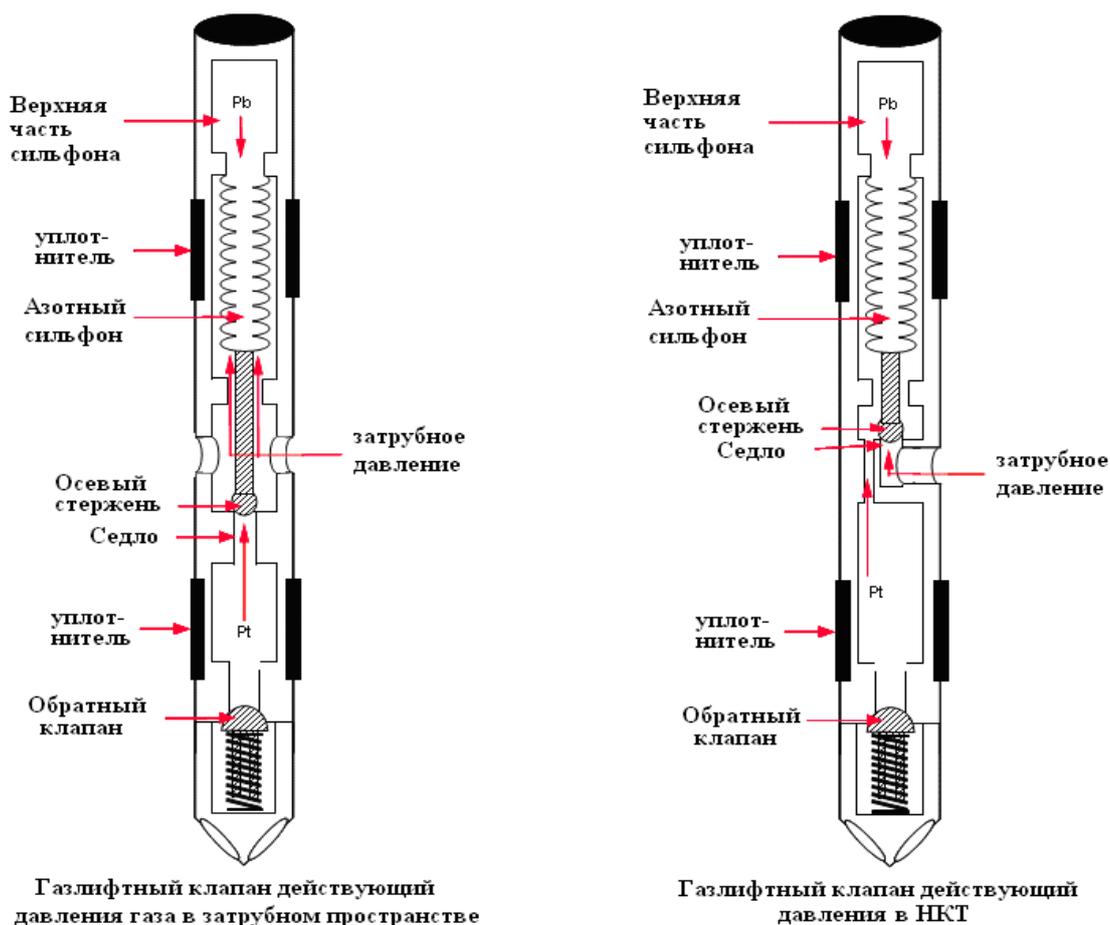


Рис. 3. Принципиальная схема газлифтных клапанов действующего давления газа в затрубном пространстве и давления в НКТ

Литература

1. Оборудование для добычи нефти: Учебное пособие / Под ред. В.Г. Креца, Л.А. Саруева. – Томск.: Издательство Томского политехнического университета, 2007. –114 с.
2. Фондовые материалы СП «Вьетсовпетро».

СОВРЕМЕННЫЕ КОНСТРУКЦИИ СРЕДСТВ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ НЕФТЕПРОВОДОВ М.Х. Салахутдинов

Научный руководитель доцент В.Г. Крец
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Техническое обслуживание магистральных нефтепроводов – сложный комплексный технологический процесс, включающий в себя различные по технологии и организации виды работ. Особое место в этом комплексе этих работ занимают процессы очистки полости.

В процессе перекачки парафинистых нефтей и нефтепродуктов на внутренней поверхности труб происходит накопление отложений парафина. Уменьшение «живого» сечения трубопровода приводит к увеличению его гидравлического сопротивления, а это в свою очередь к уменьшению производительности трубопровода, увеличению напоров станций и энергозатрат на перекачку.

Посчитано, что отложения толщиной 2 мм в нефтепроводе диаметром 500 мм приводит к снижению пропускной способности на 2,5 % при таком же примерно увеличении затрат электроэнергии. На трубопроводе Грозный – Туапсе в конце 20-х годов XX века отложения толщиной 6–7 мм вызвали увеличение давления перекачивающей станции на 2,1 МПа [1].

В настоящее время известен ряд способов очистки внутренней полости трубопровода в процессе его эксплуатации без остановки перекачки:

Пропуск очистных поршней (скребков) различных конструкций в потоке перекачиваемого продукта;
Очистка пропуском гелевых пробок;

Пропуск шаровых резиновых скребков;
Пропуск очистных поршней с растворителем;

Также одним из способов борьбы с отложениями парафина в трубопроводах является предварительная депарафинизация нефтей и нефтепродуктов. Однако эта процедура не всегда экономически целесообразна [1].

Наибольшее распространение получил метод борьбы с отложениями путем их периодической очистки с помощью специальных очистных устройств – скребков. В настоящее время имеются различные конструктивные решения очистных поршней. Очистные поршни состоят из следующих основных частей: корпуса, уплотнительных элементов и металлических щеток. Корпуса, как правило, выполняют из труб, заглушенных переборкой в передней части. Уплотнительные элементы обеспечивают плотность посадки поршней в трубопроводе.

Недостатком многих устройств данного типа является недостаточная эффективность очистки внутренней полости трубопровода по причине неэффективного использования энергии протекаемой жидкости через устройство для создания крутящего момента и усилия резания на очистных элементах, а также малой области контакта очистных элементов с внутренней поверхностью трубопровода [2].

Мугаллимов Ф.М. предлагает устранить этот недостаток путем применения скребка новой конструкции (рис.), состоящей из полого корпуса в виде трубы, на котором размещены передняя (головная) 3 и задняя (хвостовая) 4 эластичные манжеты и перепускной клапан, особенность заключается в том, что манжеты выполнены дисковыми, корпус состоит из двух труб 1 и 2, между которыми размещена манжета 5, в головной части корпуса размещен клапан 6, в качестве которого используют фланец, при этом клапан закреплен винтами 7, на которые надеты пружины 8, концы винтов 7 скреплены между собой полукольцами 9 и каждый из винтов закреплен гайками 10, кроме того с обоих концов устройство снабжено петлями 11 и 12 для транспортировки и подъема его, при этом одна из петель 11 размещена на клапане 6.

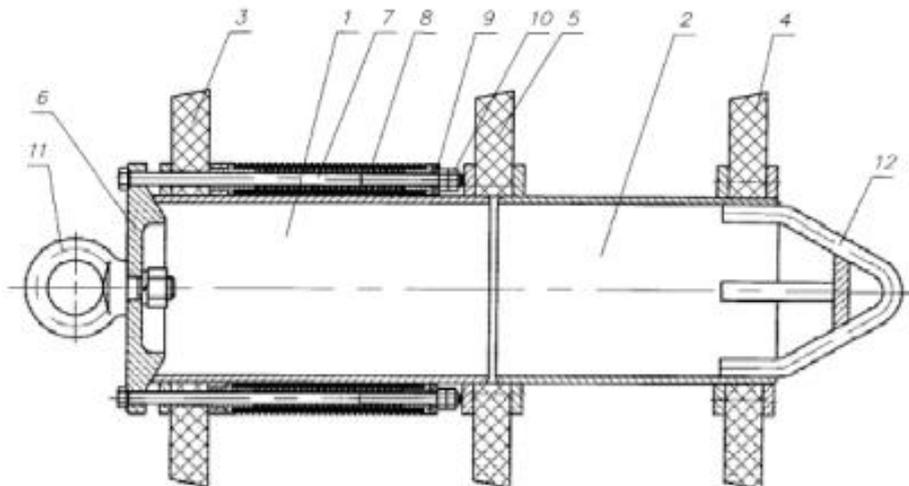


Рис. Конструктивная схема очистного устройства

Устройство вводится в полость очищаемого трубопровода через специальные камеры пуска и приема скребков. Перемещение устройства по трубопроводу осуществляется благодаря перепаду давления сзади и спереди, создаваемому манжетами 3, 4 и 5. При движении устройства манжеты 3, 4 и 5 производят очистку внутренней поверхности стенки трубопровода. По мере скопления отложений впереди устройства сопротивление его движению возрастает, и при повышении перепада давления «до» и «после» устройства до значения 0,2–0,4 МПа (регулируется поджатием пружин) открывается перепускной клапан (смещается фланец), который при снижении давления закрывается автоматически. При этом происходит размыв, дробление и вынос потоком перекачиваемого продукта из передней части устройства накопившихся асфальтосмолистых и грязепарафинистых отложений.

Данное решение позволяет увеличить эффективность очистки внутренней полости трубопровод, тем самым улучшая эксплуатационные свойства трубопровода – повышается производительность, уменьшается необходимый напор станций.

Литература

1. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов / Под ред. А. А. Коршака, А. М. Нечваль. – СПб.: Недра, 2008. – 486 с.
2. Херпин Д. С. Повышение эффективности перекачивания газа за счет очистки трубопровода растворителем // Нефтегазовые технологии; Нефть, газ и нефтехимия за рубежом : научно-технический журнал. – Москва, 2000. – № 4. – С. 99 – 101.

СИСТЕМА КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ГЕРМЕТИЗАЦИИ СКВАЖИН ДЛЯ ОЦЕНКИ ПРОЧНОСТИ УПЛОТНИТЕЛЬНЫХ УЗЛОВ ПАКЕРОВ**П.В. Телков, С.А. Сигитов**

Научный руководитель доцент К.В. Сызранцева

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Основным элементом пакера является резиновое уплотнение, которое в процессе деформации осуществляет главную задачу пакера–герметизацию межтрубного пространства [2]. Поэтому расчет именно этого узла является наиболее приоритетным в оценке эффективности работы пакера. Важно создание не только расчетов для какой-то определенной модели, но и возможность применения программы расчетов для всего модельного ряда пакеров.

Целью данной работы является моделирование процесса герметизации скважин для оценки работоспособности уплотнительных узлов пакера.

В данной работе ставятся следующие задачи:

- моделирование процесса работы уплотнительного элемента пакера;
- оценка эффективности предлагаемой конструкции модели;
- создание модуля автоматизации построения модели.

Для решения поставленной задачи был выбран метод конечных элементов. Был произведен анализ программного обеспечения, реализующего данный метод. В процессе выбора программного обеспечения были рассмотрены характеристики таких программных комплексов, как Pro/Engineer, ABAQUS, MSC NASTRAN и ANSYS.

Учитывая специфику процесса научно–исследовательской деятельности студентов, из всех рассмотренных программных комплексов был выбран программный пакет ANSYS, поскольку этот продукт обладает широкими возможностями для выполнения прочностных расчетов, моделирования нелинейных динамических процессов, а также существует возможность создания пользовательских программных модулей и макросов, что необходимо для выполнения требуемого моделирования. К тому же немаловажно, что наш ВУЗ обладает лицензионным соглашением на использование данного продукта в учебном процессе и научных исследований [5].

Первым этапом работы было создание корректной геометрической модели для исследования. В силу симметрии образца относительно двух плоскостей, анализу подвергалась его $\frac{1}{4}$ часть. Для расчетов была взята геометрическая модель, являющаяся модернизированным вариантом заводской резины уплотнения, с сохранением главных параметров: внутреннего и внешнего диаметров [2].

В качестве типа конечного элемента, был выбран элемент SOLID186 [3]. Заданы такие характеристики материалов, как модуль упругости и коэффициент Пуассона. В качестве способа построения сетки из узлов и элементов, использовалось построение упорядоченной (mapped) сетки. После генерации конечно–элементной (дискретной) модели были определены контактные пары и их свойства, заданы граничные условия [4].

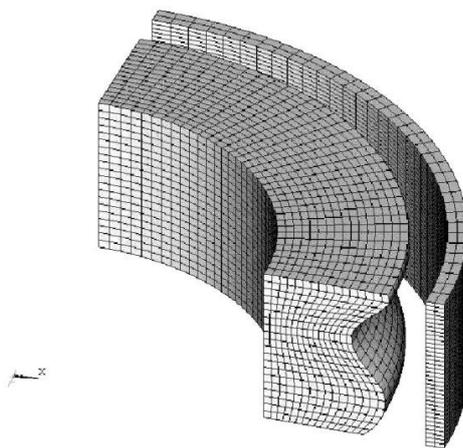


Рис. 1. Конечно-элементная модель уплотнительного узла пакера

Поскольку ряд пакеров весьма обширен, был создан модуль автоматизации построения геометрической и конечно–элементной модели с помощью встроенного языка APDL [1]. Данный модуль позволяет варьировать геометрические параметры уплотнительного узла, а также изменять внутренний диаметр колонны НКТ, в которую планируется спускать пакер. Это позволяет конструктору задавать необходимую геометрическую форму в зависимости от параметров скважин и сразу же просчитывать ее эффективность.

Для создания необходимой геометрической формы используются следующие параметры, варьируемые пользователем:

- внутренний радиус трубы;
- внешний радиус уплотнительного узла;
- внутренний радиус уплотнительного узла;
- высота уплотнительного узла.

Конечно-элементная модель уплотнительного узла пакера, включающая резиновое уплотнение и часть колонны насосно-компрессорной трубы (НКТ), изображена на рис. 1.

На модель накладываются следующие граничные условия:

- на нижней поверхности уплотнения запрещены вертикальные перемещения;
- внутренняя стенка НКТ жестко заделана;
- на поверхностях разреза уплотнения и НКТ заданы условия симметрии;
- верхняя плоскости резинового уплотнения нагружается давлением, прикладываемым с целью моделирования процесса деформирования уплотнения.

На данном рис. видно, что резина деформировалась под действием нагрузки. В процессе деформации произошел контакт поверхности резины с внутренней стенкой трубы НКТ, тем самым осуществился процесс герметизации межтрубного пространства.

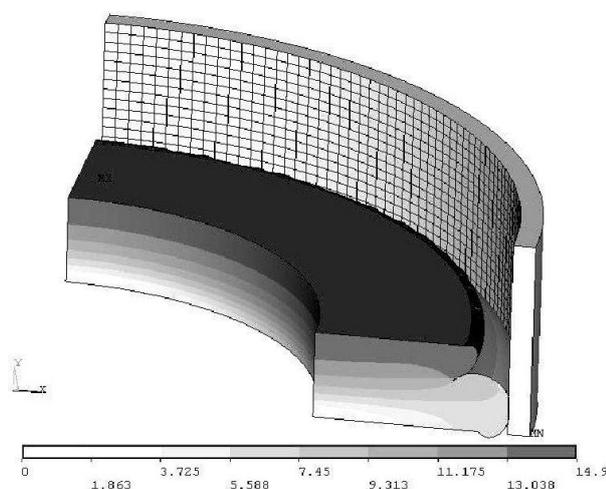


Рис. 2. Распределение суммарных перемещений в уплотнении под воздействием нагрузки

Оценить качество контакта можно по контактному давлению и размерам площадки контакта. На рис. 3 представлены значения контактных давлений, максимальное из которых достигает 132,2 МПа. Зная величину перепада давлений, которое должен выдерживать пакер (его рабочее давление, равное 75 МПа), можно сделать вывод, что сила прижатия резины к колонне выше рабочего давления пакера, а это значит, что степень герметизации является достаточной.

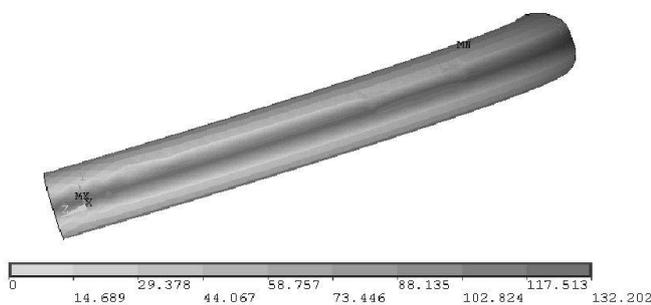


Рис. 3. Контактное давление в контакте резинового уплотнения и стенки НКТ

Прочность резинового уплотнения проверяется по эквивалентным напряжениям. Поскольку максимальное значение не превышает предельно допустимые напряжения, прочность уплотнения обеспечена.

Литература

1. ANSYS в примерах и задачах / К.А. Басов / Под общ. ред. Д.Г.Красовского. – М.: КомпьютерПресс, 2002. – 224с.
2. Нефтепромысловое оборудование: Справочник / Под ред. Е.И. Бухаленко. – М.: Недра, 1999. – 559с.
3. ANSYS в руках инженера / Под ред. А.Б. Каплуна, Е.М. Морозова, М.А. Олферьева.– М.: Едиториал УРСС, 2003. – 273 с.
4. Основы анализа конструкций в ANSYS / Под ред. А.В. Конюхова. – М.: Недра, 2001. – 110 с.
5. Лицензионное соглашение между ANSYS Inc и ТюмГНГУ от 1.02.2008 на программный продукт ANSYS Academic Teaching Introductory (25 tasks), версия 11 SP1, номер пользователя 340011.

ВРЕМЕННЫЕ ДОРОГИ ПРИ РЕМОНТНО–ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТАХ В УСЛОВИЯХ ЗАБОЛОЧЕННОЙ МЕСТНОСТИ

Д.В. Федин, Нгуен Хоай Чунг

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В условиях заболоченной местности в зависимости от типа болот применяются строительство различных временных дорог. Данные дороги разработаны для наиболее быстрого и эффективного ремонта нефтепроводов, проложенных на болотах. Подъездные дороги и рабочие площадки могут быть неразборными, сооруженными из насыпных грунтов или по принципу лежневых и сланевых дорог — из подручных материалов, а также разборными, сооруженными из инвентарных конструкций дорожных покрытий. Устройство временных дорог из насыпных грунтов трудоемко, связано с большими затратами средств и времени. Строительство неразборных лежневых и сланевых подъездных дорог и рабочих площадок при ликвидации аварий на магистральных нефтепроводах – наиболее распространенный способ повышения несущей способности болот I и II типов в лесной зоне. Однако данный способ очень трудоемкий и требует больших затрат времени и значительных материальных ресурсов, в том числе древесины (от 1,3 до 3 тыс. м³/км). Поэтому при аварийно–восстановительном ремонте на болотах рационально использовать высокопроходимую технику или сборно–разборные дорожные покрытия и рабочие площадки, имеющие достаточную несущую способность и высокие темпы сборки [1].

Временные подъездные дороги позволяют соединить место размещения ремонтных технических средств с местом производства аварийных работ (рабочими площадками); сооружают их по кратчайшей прямой при благоприятных грунтово–геологических условиях.

Наиболее мобильной и эффективной конструкцией временных дорог на наш взгляд является конструкция с деревогрунтовой дорожной одеждой. Устройство деревогрунтовой дорожной одежды осуществляют в два этапа. На первом этапе сооружают деревянную конструкцию деревогрунтовой дорожной одежды методом последовательного наращивания по длине. Ко второму этапу относится сбор деревянных щитов покрытия (рис. 1).

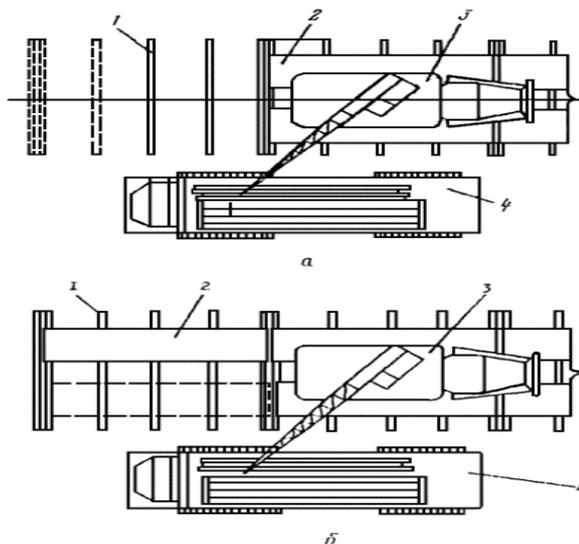


Рис. 1. Устройство дорожной одежды со сборным колеиным покрытием из деревянных щитов: а – устройство основания; б – устройство сборного колеиного покрытия; 1 – поперечины; 2 – сборный деревянный щит покрытия; 3 – автомобильный кран; 4 – транспортное средство на резинометаллических гусеницах

Также наряду с конструкцией временных дорог из древогрунтовой дорожной одеждой применяются другие мобильные типы сборно-разборных дорожных покрытий и рабочих площадок: СРДП-1, СРНП-1, СРРП-2, СРПН-3 [2, 3].

Сборно-разборные покрытия СРДП-1 и СРНП-1 наиболее перспективны для устройства временных подъездных путей, необходимых для проезда аварийной техники при ликвидации аварий на болотах I и II типов.

Сборно-разборная рабочая площадка СРРП-2 (рис. 2) предназначена для размещения и маневрирования ремонтной техники и механизмов при проведении аварийно-восстановительных и ремонтно-профилактических работ на магистральных нефтепроводах, проложенных на болотах I и II типов.

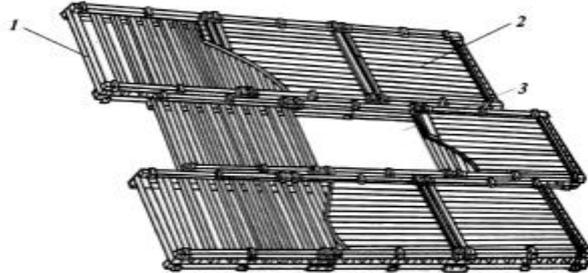


Рис. 2. Сборно-разборная рабочая площадка СРРП-2:
1 – поперечный брус; 2 – продольный брус; 3 – окно

СРНП-3 может применяться на болотах любого типа, при этом на болотах I и II типов не требуется вводить подплавки и опорные стойки.

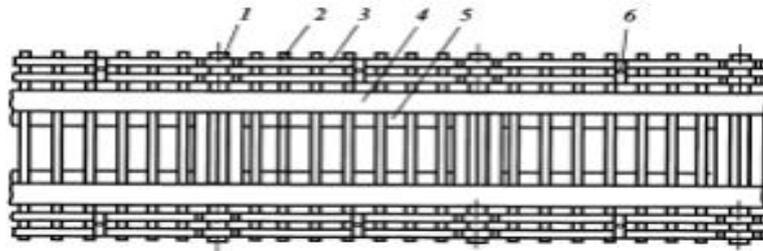


Рис. 3. Сборно-разборное несущее покрытие СРНП-3: 1 – верхний швеллер;
2 – поперечина; 3 – верхний продольный брус; 4 – дощатый настил;
5 – подплавки; 6 – выдвигаемая стойка

Применение современных конструкций и технологий при строительстве временных дорог позволяет снизить затраты на ликвидацию аварий нефтепровода, а также сократить время его простоя.

Литература

1. АК «Томскнипнефть», проект «Реконструкция нефтесборного трубопровода», 2009. – 85 с.
2. Пат. 2013487 Россия. Колеечное сборно-разборное покрытие для устройства временных дорог на слабых грунтах. Ткаченко В.И.
3. Пат. 2183701 Россия. Сборно-разборное несущее покрытие. Хасанов И.Ю.

К ВОПРОСУ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

А.А. Халиуллин

Научный руководитель доцент В.В. Филин

**Филиал Тюменского государственного нефтегазового университета,
г. Нефтеюганск, Россия**

Экономическая эффективность применения струйных насосов для обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) зависит, в том числе, и от интенсивности его износа и износа его узлов. В качестве критерия работоспособности насоса нами принят параметр «средний технический ресурс» R^* [1]:

$$R^* = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N R_i, \quad (1)$$

где N – число исправно работающих изделий; R_i – количество отработанного времени изделиями в испытаниях (в работе).

Этот параметр устанавливается в ходе эксплуатации насосов и в различные годы составил различную величину. В промышленных условиях степень износа и его характер устанавливается визуально, но и по ним осуществляется либо ремонт соответствующего узла, либо замена насоса. Всего за время испытаний и использования насосов НС–118 они претерпели несколько модернизаций, в том числе 4 модернизации по материалу, из которого изготовлены. Из данных, приводимых на рисунке 1, следует, что улучшение качества материала прямопропорционально увеличивает средний технический ресурс насоса, но при этом более интенсивно возрастает доля его стоимости в общей стоимости работ, а соответственно и сама стоимость проводимых работ.

На рис. 1 средний технический ресурс R^* и доля стоимости первых образцов НС–118, выполненных из относительно недорогих марок сталей (40Х, 30Х13), принята за 1,0. При обработке промышленных данных о среднем техническом ресурсе насосов учитывались рН среды и ее температура, рабочее давление процесса и его длительность. Сопоставление промышленных данных о степени и характере износа наиболее нагруженных узлов и элементов насоса с экспериментальными работами [2] позволили ориентировочно установить марку сталей, из которых изготовлены насосы, и выявить экономическую целесообразность улучшения материала.

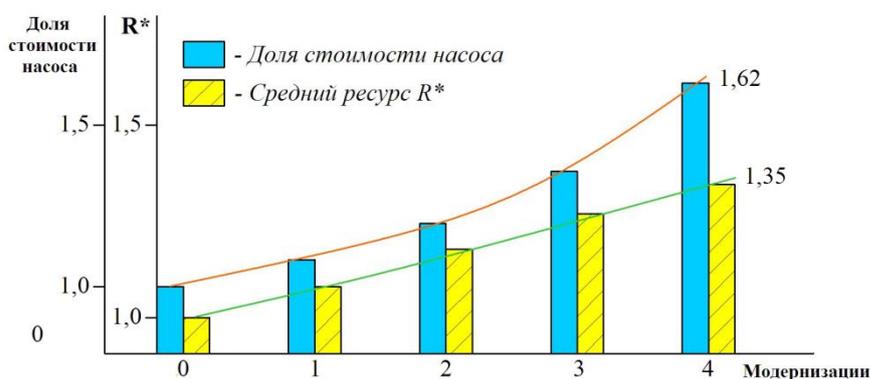


Рис. 1. Зависимость стоимости насоса и среднего технического ресурса от этапов модернизации

В исследованиях [2] испытанию подвергались стали марок 12Х13, 12Х18Н10Т, ОЗХ17Н14МЗ, 06Х22Н28МДТ при условиях: рН среды 6,05–8,6, температура 20 и 40 °С. Эти условия соответствуют промышленным условиям Нефтеюганского региона. При этом учитывалось, что в промышленных условиях скорости прохождения процессов разрушения поверхностей (например, в гидромониторных узлах, в отверстиях входа в технологические вставки насоса)кратно возрастает под воздействием динамики потока. На рис. 2 приведена зависимость расхода комплектующих материалов и количества ремонтов НС–118 от этапов модернизации, в ходе которых не только улучшалось качество используемых сталей, но и совершенствовалась конструкция насосов.

Принимая за основу нынешнюю стоимость работ по обработке ПЗП, считая ее равной 1,0 и с учетом современной финансовой конъюнктуры рынка нефти, построен прогнозный график (рис. 3) экономической эффективности применения НС–118 с учетом данных рис. 1 и 2.

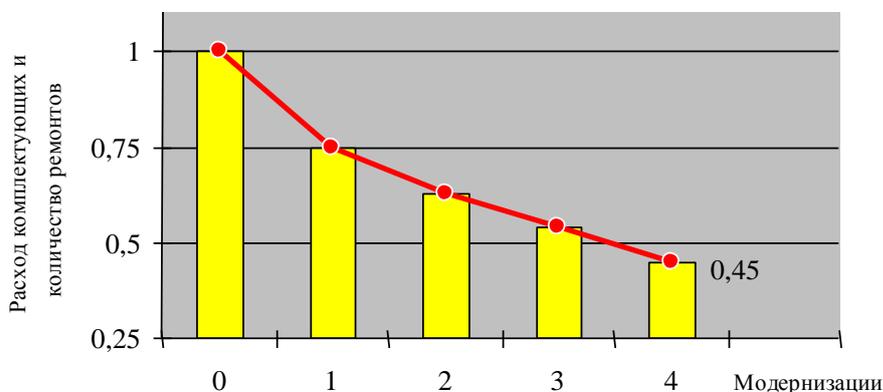


Рис. 2. Зависимость расхода комплектующих и количества ремонтов от этапов модернизации насосов

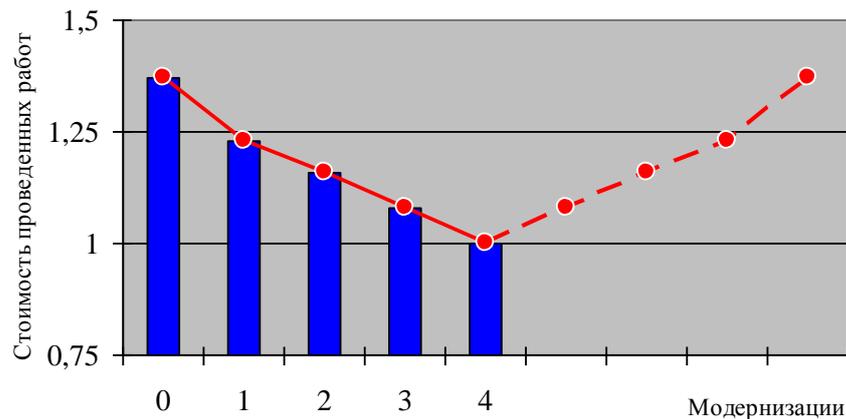


Рис. 3 Зависимость стоимости проводимых работ от этапов модернизации насосов

Ретроспектива стоимости работ показывает (рис. 3) их большее (на 37 %) значение, чем нынешняя стоимость, за счет меньшего, чем сейчас, значения межремонтного периода.

Из рисунка 3 следует, что последующие модернизации насосов могут привести к удорожанию работ по обработке ПЗП за счет увеличения стоимости струйного насоса НС–118.

Литература

1. Надежность нефтепромыслового оборудования / Под ред. С.Г. Бабаева. – М: Недра, 1987. – С. 20–21.
2. Реформатская И.И., Завьялов В.В., Подобаев А.Н. и др. Перспективы использования биметаллических труб на промысловых нефтегазопроводах Западной Сибири//Защита металлов. – Москва, 2000. – Т. 36.– № 9. – С.320 – 329.

БАЛОЧНЫЕ ПЕРЕХОДЫ ТРУБОПРОВОДОВ БЕЗ КОМПЕНСАЦИИ ПРОДОЛЬНЫХ ДЕФОРМАЦИЙ

Д.А. Чернобай

Научный руководитель доцент А.В. Панкратов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При проектировании и строительстве трубопроводов в районах Сибири и Крайнего Севера РФ, где преобладают многолетнемерзлые, пучинистые грунты, мелкие реки и ручьи, часто меняющие свое русло, надземные переходы зачастую оказываются более надежными и экономичными по сравнению с подземной прокладкой.

Самой простой и наиболее надежной, экономичной конструкцией являются прямолинейные балочные переходы (число пролетов которых как правило не превышает четырех) без компенсации продольных деформаций. При достаточно устойчивых грунтах в местах пересечения небольших оврагов и рек трубопровод прокладывается прямолинейно, без устройства специальных опор в местах его выхода из земли. При слабых грунтах, неустойчивых откосах и при максимальных расчетных пролетах в местах выхода трубопровода из земли устраивают опоры в виде железобетонных плит. Трубопровод укладывают поверх плит на слое песка толщиной 10 –15 см. Данный тип надземного перехода позволяет беспрепятственно проводить диагностику и очистку внутреннего поля трубы.

Самокомпенсация продольных деформаций от изменения температуры, внутреннего давления; просадок опор и т.д. в таких системах прокладки обеспечивается за счет дополнительных прогибов трубопровода в вертикальной плоскости и сжатия материала труб. Чтобы определить напряженное деформируемое состояние (НДС) многопролетного балочного перехода трубопровода через препятствие, достаточно определить НДС одного пролета, так как при защемлении трубопровода на промежуточных опорах все пролеты находятся в одинаковых статических условиях.

Установлено, что наиболее опасными на таких участках являются изгибающие моменты в опасных сечениях перехода (на опорах и в середине прогиба), которые ограничивают максимальный пролет между опорами. Этот пролет можно вычислить, исходя из условий прочности в следующем порядке:

Согласно п.8.34. СНиП 2.05.06–85* [1]:

$$\left| \sum a_{ip} i \right| \leq \psi_4 R_2 \cdot \quad (1)$$

Однако при отношении $(\sigma_{кш} / R_2) > 1$ п.8.35. СНиП 2.05.06–85* [1] предусматривает ввести вместо коэффициента ψ_4 коэффициент ψ_3 .

Тогда
$$|\sum \sigma_{np} i| \leq \psi_3 R_2. \tag{2}$$

Полагая $\psi_3=1$ в пределе получим:
$$\sigma_{np u} + \sigma_{np p} \pm \sigma_{np t} = 1 \cdot R_2. \tag{3}$$

Отсюда:
$$\sigma_{np u} = R_2 - \text{MAX} |\sigma_{np p} \pm \sigma_{np t}| \tag{4}$$

Поэтому изгибающий момент в опасном сечении будет равен:
$$M_u = \sigma_{np u} \times W_s. \tag{5}$$

С другой стороны:

$$M_u = \max |M_{опора}|, |M_{прогиб}| = \max q_{mp} l^2 / 12, q_{mp} l^2 / 24 = q_{mp} l^2 / 12. \tag{6}$$

Приравнявая (5) и (6) находим максимальную длину пролета l_{\max} :

$$l_{\max} = \sqrt{12W_s (R_2 - \max \sigma_{np p} \pm \sigma_{np t}) / q_{mp}}, \tag{7}$$

где $q_{mp} = q_{mat} + q_{прод} + q_{сн} + q_{л}$,

где $\sigma_{np u}, \sigma_{np p}, \sigma_{np t}$ – продольные напряжения изгиба, давления и температурных деформаций, $q_{mp}, q_{mat},$

$q_{прод}, q_{сн}, q_{л}$ – равномерно распределенная по трубопроводу погонная нагрузка (веса трубы, материала, продукта, снега и льда).

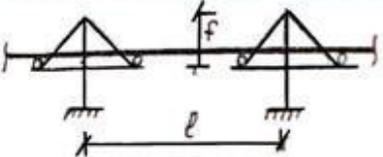
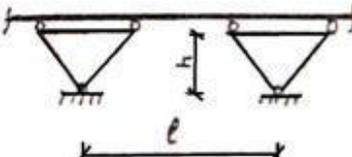
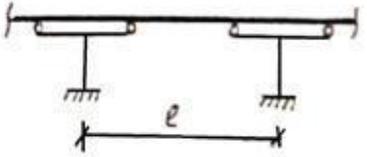
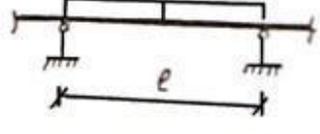
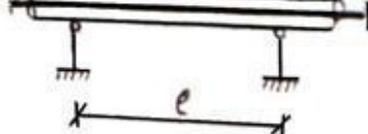
КОНСТРУКЦИЯ ПЕРЕХОДА	КОЭФФИЦИЕНТЫ МАССЫ ПОДДЕРЖИВАЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ ПЕРЕХОДОВ K_b
	$A_T \psi_6 \left[\frac{\ell}{8f} \left(1 + \frac{1}{\varphi} \right) \left(1 + \frac{16f^2}{\ell^2} \right) + \frac{2f}{\varphi \ell} \right]$
	$A_T \psi_6 \left[\frac{\ell}{8h} + \frac{1}{8\varphi} \sqrt{1 + \left(\frac{\ell}{h} \right)^2} \frac{1}{10} \right]$
	$A_T \frac{\ell \psi_6}{4,5 D_{cp}^{x6}}$
	$A_T \frac{\ell \psi_6}{2 D_{cp}^{III} \left(1 - \frac{\ell}{2 D_{cp}^y} A \psi_6 \right)}$
	$A_T \frac{\ell \psi_6}{2 D_{cp}^{x6} \left(1 - \frac{\ell}{2 D_{cp}^x} A \psi_6 \right)}$

Рис. 1. Однопролетный балочный переход без компенсации продольных деформаций: А – конструкция перехода; б – расчетная схема; 1 – трубопровод; 2 – овраг; 3 – опорная плита

Величину расчетных пролетов в прямолинейных одно–четырёхпролетных переходах (с заземленными в месте выхода из грунта концами) назначают в зависимости от диаметра труб, толщины их стенки и марки стали. Ее принимают равной 20–50 м на газопроводах и 15–35 на продуктопроводах диаметром 529–1420 мм.

Возможны два варианта опирания трубы на опоры: продольно–подвижная и неподвижная (или анкерная) опора. Расчеты показывают, что значения изгибающих моментов в обоих случаях подобны, однако продольно–подвижные опоры остаются все же более предпочтительными из–за простоты и экономичности их исполнения.

Прямолинейную прокладку трубопроводов без компенсации продольных деформаций применяют при длине открытого участка около 60–80 м. При длине участка, превышающей эту цифру, требуются конструкции усиления линейной части.

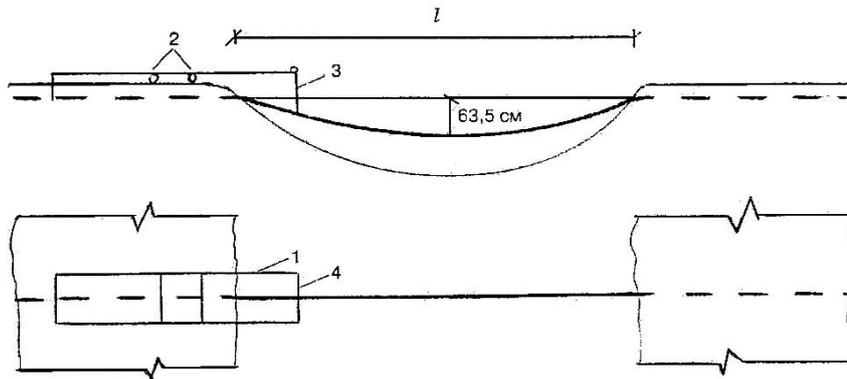


Рис. 2. Пример усиления балочного перехода

Для усиления балочных конструкций используют сравнительно новый метод трубопроводных переходов с консольными опорами, в котором используется идея совмещения функций: консольные опоры выполняют одновременно функцию несущей пролетной конструкции, поддерживающей рабочий трубопровод, и функцию опор, что позволяет существенно увеличить перекрываемый пролет. Трубопроводные переходы с консольными опорами рекомендуются не только при проектировании новых магистралей, но и для усиления эксплуатируемых переходов.

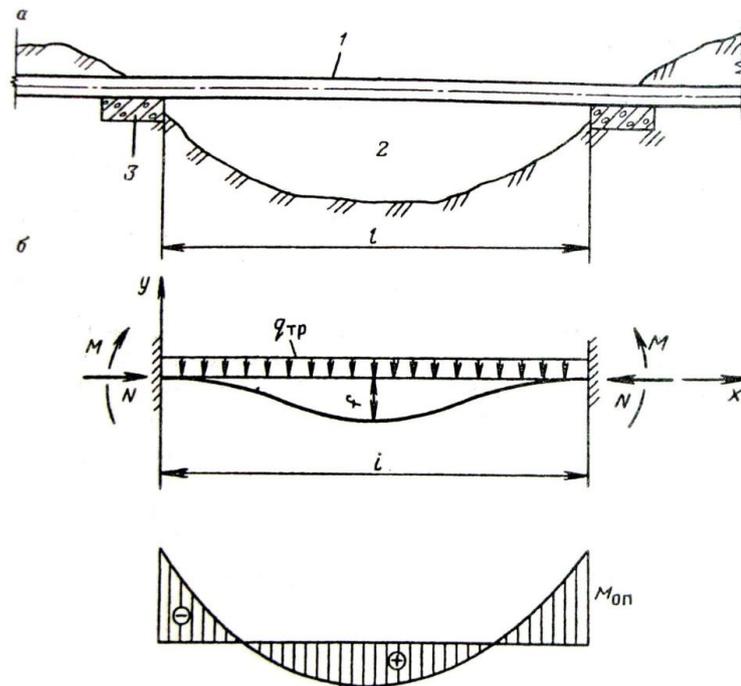


Рис. 3. Характеристики материалоемкости балочных трубопроводных переходов

Предлагаемый новый класс конструкций балочных трубопроводных переходов при равных условиях (отношение l/D_n) дает возможность увеличить перекрываемые пролеты в 1,5–2,0 раза, снизить материалоемкость поддерживающих элементов в 3,5–6,0 раз по сравнению с существующими конструкциями.

Пример. Переход через балку в районе С. Красное газопровода Острогорск – Губкин характеризуется показателем $\sigma_m = 183 \text{ МПа}$, в то время как продольные напряжения, согласно СНиП 2.05.06–85*

$|\sigma_{np.m}| = 106 \text{ МПа}$, т. е. трубопровод не удовлетворяет условию прочности трубной стали и требует усиления. Возможно усилить данный переход без остановки транспорта газа с помощью консольных конструкций. Устройство усиления состоит из горизонтальной рамы 1, выполненной из труб диаметром 1020 мм, ($\delta = 10 \text{ мм}$) и установленной на фундаменте 2 на берегу препятствия. Консольные свесы рамы посредством тяг 3 и поперечин 4 соединены соответственно с береговыми и надземными участками трубопровода.

Консольные переходы могут быть представлены несколькими вариантами конструкций, отличающихся надежностью и материалоемкостью, отраженными в безразмерной величине K_b .

Подводя итог можно сделать выводы, что для усиления надземных переходов трубопровода без компенсаторов наиболее выгодно использовать: продольно–подвижные опоры, балочные консольные опоры.

Литература

1. Быков Л.И., Лунев Л.А. Новые методы проектирования надземных трубопроводных переходов//Трубопроводный транспорт нефти. – Москва, 2001. – №2.
2. Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы СНиП 2.05.06–85*.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЖИЖЕННЫХ (СПГ, СУГ) И КОПРЕМИРОВАННОГО (КПГ) ГАЗОВ В КАЧЕСТВЕ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ

Е.С. Шмырин, Д.А. Овчаренко

Научный руководитель доцент А.В.Панкратов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объектом исследования данной статьи является проведение сравнительного анализа использования сжиженного и копремированного природного газа в качестве моторных топлив по следующим параметрам:

- с точки зрения экологической безопасности;
- оценки преимуществ и недостатков оборудования для транспортировки и хранения СПГ и КПГ;
- а так же относительной экономической целесообразности их применения.

Ни для кого не секрет, что природный газ становится одним из важнейших источников энергии, так как его запасы (особенно в форме газовых гидратов) достаточно велики.

В связи с истощением действующих нефтяных месторождений перевод транспортных средств и замещение нефтяных топлив на природный газ неизбежен в силу следующих причин:

- запасы нефти ограничены, поэтому в ближайшем будущем возникнет ситуация, когда объемы добычи нефти не будут удовлетворять растущему спросу на нефтепродукты;
- подорожание нефтяного моторного топлива, из-за роста цен на нефть, будет продолжаться и может достигнуть критического значения.

Особенно перспективно выглядит использование газа в качестве автомобильного топлива. Основным аргументом в эту пользу является тот факт, что газ втрое дешевле своего нефтяного аналога.

В настоящее время идет ужесточение экологических нормативов. Многие развитые страны начинают отказываться от бензина и дизельного топлива, переходя на природный газ. Продукты неполного сгорания практически не образуются. Окислы азота выделяются в меньшем количестве. При правильно отрегулированном газовом двигателе выбросы в атмосферу угарного газа оказываются в 5–10 раз меньше, чем у бензинового, окислов азота в 1,5–2,0 раза меньше и углеводов в 2–3 раза меньше. При проведения многих исследований, пришли к выводу, что применение природного газа в двигателях позволяет сократить парниковые выбросы на 20 %.

В мире широко применяются различные технологии транспортировки газа. Одна из них, это перевозка газа морскими судами–метановозами. Перед тем как отправить газ, его сжижают. После прибытия судна в порт, сжиженный газ преобразуют в газообразную форму посредством регазификации СПГ на специальных терминалах и по трубопроводной системе подают конечному потребителю.

В настоящее время в России (помимо проекта Сахалин–2) работают следующие предприятия по сжижению природного газа: «Криогаз»–Санкт–Петербург, «Газпром Трансгаз Екатеринбург»–комплекс по сжижению природного газа в Первоуральске. В Екатеринбурге ведется строительство на ГРС 4 по производству сжиженного природного газа, производительностью 2,8 т/ч. [1]

По сравнению с КПГ, СПГ–технологии имеют ряд важных преимуществ: СПГ может быть доставлен с любого завода по сжижению на любой регазификационный терминал, технология СПГ позволяет оперативно менять объемы производства и поставок газа в зависимости от рыночной конъюнктуры, СПГ оказывается единственно подходящей технологией для трансокеанических перевозок, возможность газификации отдаленных районов без трубопроводов, сжижение природного газа увеличивает его плотность в 600 раз, что повышает

эффективность и удобство хранения, более высокая чистота продукта, возможность получения КПГ без компрессорного оборудования, увеличение дальности пробега автомобилей, отсутствие сосудов и агрегатов, работающих под высоким давлением, возможность получения СПГ на местах добычи и на ГРС без компрессорного оборудования, низкий удельный показатель массы оборудования к единице перевозимого газа; высокий коэффициент использования заправщиков СПГ за счет низкого остаточного давления:

Ниже, на рис. 1, приведен график, который позволяет оценить эффективность использования традиционной и криогенной технологий.

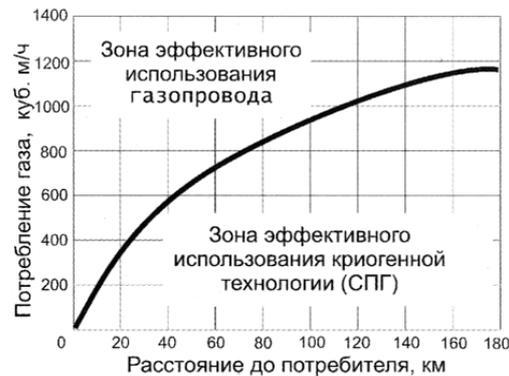


Рис. 1. Экономическая эффективность газификации объектов по традиционной и криогенной технологии

Практика использования сжатого и сжиженного природного газа в качестве моторных топлив показала целый ряд недостатков КПГ:

- небольшой пробег транспортного средства за одну заправку, что неприемлемо для больших расстояний, характерных для России;
- большая масса баллонов и их габариты, что снижает возможность размещения необходимого количества баллонов и снижает грузоподъемность транспортных средств;
- удаленность АГНКС от автомобильных предприятий, затраты средств и времени на холостые пробеги;
- неэффективное использование передвижных автозаправочных станций (ПАГЗ), в связи с их большой металлоемкостью и дополнительных затрат по установке на ПАГЗ компрессора для повышения давления газа;
- отсутствие разветвленной сети АГНКС, удобной для потребителя КПГ и высокие капитальные и эксплуатационные затраты на их содержание [2].

№№ п/п	Наименование параметров	Энергоносители				
		КПГ	СУГ	СПГ	ДТ	Бензин
1	2	3	5	7	8	9
1.	Объем баллона, л	50	50	50	50	50
2.	Коэффициент использования объема баллона, %	100	90	85	100	100
3.	Масса используемого топлива, кг	6,75	24,3	18,7	41,4	37
4.	Теплота сгорания (низшая): массовая, МДж/кг	48,7	46,0	48,7	42,5	43,9
5.	Отпускная цена топлива при заправке в руб. за кг.	9,0	12,6	8,58	15,7	19,7
6.	Энергетический запас бака в МДж	328,7	1117,8	910,7	1760	1624,3
7.	Стоимость заправки бака в руб.	60,8	219,6	160	650	729
8.	Стоимость 1 МДж топлива в руб.	0,18	0,26	0,176	0,37	0,44
9.	Стоимость топлива для пробега 1 км, руб./км (по бензину 2,82 руб./км из расчёта 20 л бензина на 100 км)	1,15	1,665	1,125	2,6	2,82

Рис. 2. Сравнительная характеристика энергоресурсов

Ниже, на рис. 2, приведена оценка экономической составляющей химического потенциала таких альтернативных моторных топлив, как КПГ при давлении 20 и 32 МПа, СПГ при давлении 0,4 МПа, СУГ

(пропан– бутан) при давлении до 1,6 МПа, водород при давлении 40 МПа, размещенных в баллоне емкостью 50 л по сравнению с расходом бензина А–92 при отпускной цене 14,1 руб./л. (по состоянию на май 2005 г.) [3].

Несмотря на значительный запас хода с одной заправки, СУГ по экономичности уступает КПП из–за постоянного роста отпускных цен на пропан–бутановые топлива. Уже сложилась практика, когда с ростом цен на бензин и дизельное топливо, почти одновременно увеличивается цена на СУГ, к тому же повышение давления КПП в баллоне с 20,0 до 32,0 МПа увеличивает запас хода с одной заправки на 60 %.

Наиболее экономичным вариантом использования природного газа в качестве моторного топлива является СПГ.

На наш взгляд в области очерченной графиком 1, использование СПГ в качестве моторного топлива имеет целый ряд преимуществ.

Затраты на перевод двигателя с нефтяного топлива на газ как на КПП, так и на СПГ практически близки, хотя металлоемкость топливной системы на СПГ значительно ниже, чем на КПП. Стоимость криогенного топливного бака для СПГ практически не отличается от стоимости металлопластиковых баллонов для КПП, а при переходе на давление 32,0 МПа, может оказаться еще ниже. Количество метана, заключенное в криогенном топливном баке емкостью 56 л и коэффициенте его использования 0,8 эквивалентно 25–27 баллонам компримированного природного газа под давлением 20,0 МПа [4].

Использование СПГ в железнодорожном транспорте упрощает перевод магистральных тепловозов на природный газ и снижает себестоимость перевозок, а в сельском хозяйстве повышает рентабельность производства.

Литература

1. Иньков А.П., Скородумов Б.А. Сжиженный природный газ как основа теплоснабжения отдельных регионов//Энергетика и промышленность России. - Москва, 2005. – №4 – С. 56 – 58.
2. <http://www.ngt–holding.ru/group>.
3. <http://www.ekip–projects.ru>.
4. <http://www.transgasindustry.com/gas/lng/9/lng1.shtml>.