

***ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ***

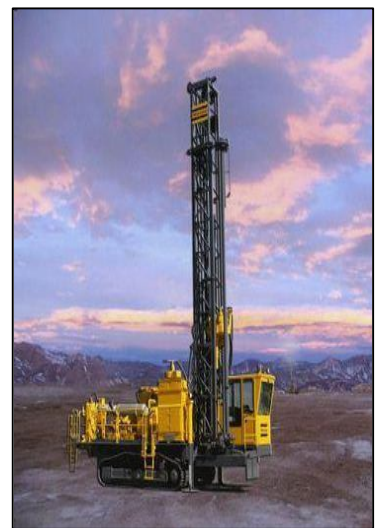
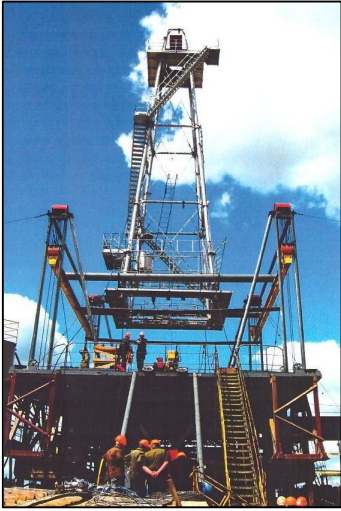


Нафтогазові технології

Дайджест



2017



Міністерство освіти і науки України

***ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ***

Науково-технічна бібліотека



Нафтогазові технології

Дайджест

Випуск 6

Івано-Франківськ

2017

УДК 016:622.24
Н 34

У к л а д а ч : Л. М. Локотош
Р е д а к т о р : Л. А. Жолобко

Відповідальна
за випуск : Я. А. Пилип

Н34 Нафтогазові технології : дайджест. Вип. 6 / [уклад.
Л. М. Локотош ; ред. Л. А. Жолобко]. – Івано-
Франківськ : НТБ ІФНТУНГ. – 2017. – 59 с.

Дайджест «Нафтогазові технології» підготовлений на основі матеріалів науково-практичних видань «Нафтогазова галузь України», «Нафтогазова енергетика», «Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ», «Прикладная механика», «Техническая диагностика и неразрушающий контроль» за 2016-2017 роки.

Дайджест адресований науковцям, викладачам, студентам вищих навчальних закладів нафтогазового профілю та тим, хто зацікавлений в отриманні актуальної інформації про нафтогазову галузь промисловості, буріння свердловин, видобування вуглеводнів, нетрадиційні технології та енергоефективність.

УДК 016:622.24

Науково-технічна бібліотека
ІФНТУНГ, 2017

Зміст

Передмова.....	6
1 Прогнозування, перспективи та можливості.....	7
2 Техніка і технологія розвитку.....	21
3 Практика застосування.....	39
4 Обладнання та інструменти.....	46

Передмова

Пріоритетним напрямом розвитку будь-якої країни є нафтогазова промисловість, яка формує енергетичний ландшафт країни, спрямованість її державної політики, усуває залежність від імпортних енергоносіїв.

Головним завданням нафтогазової галузі України є максимально можливе забезпечення потреби промисловості і населення у власних вуглеводнях та зменшення її енергетичної залежності.

Науково-технічна бібліотека Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу пропонує читацькій аудиторії шостий випуск дайджесту «Нафтогазові технології», підготовлений за матеріалами журналів «Нафтогазова галузь України», «Нафтогазова енергетика», «Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ», «Прикладная механика», «Техническая диагностика и неразрушающий контроль» за 2016-2017 роки. Подані матеріали допоможуть в освоєнні базових знань при вивченні нафтогазових технологій.

Матеріал в дайджесті згруповано по розділах, а в межах кожного розділу - в алфавітному порядку авторів та назв статей. Короткий виклад змісту документів подається мовою оригіналу.

Видання адресоване науковцям, викладачам, студентам вищих навчальних закладів нафтогазового профілю та тим, хто зацікавлений в отриманні актуальної інформації про нафтогазову галузь промисловості, буріння свердловин, видобування вуглеводнів, нетрадиційні технології та енергоефективність.

Прогнозування, перспективи та можливості

Бойко Р. В. Прогнозування технологічних показників розробки родовища сланцевого газу / Р. В. Бойко // Нафтогаз. галузь України. – 2016. – № 5. – С. 40-43.

«Під час проектування розробки родовищ природних газів встановлюють такий розрахунковий технологічний режим роботи видобувних свердловин, відповідно до якого планується здійснення їх експлуатації, при якому забезпечується якомога вищий коефіцієнт газоконденсатовилучення і одержання максимального накопиченого грошового прибутку, що визначається високими поточними темпами видобування газу. Щодо свердловин на традиційних родовищах природних газів, то основні фактори (геологічні, технологічні, технічні, економічні), які зумовлюють технологічний режим роботи свердловин, найбільш повно розглянуто в роботі.

На основі їх аналізу можна сформулювати міркування щодо технологічних режимів роботи свердловин, що продукують сланцевий газ, хоч на сьогодні вже накопичено чималий досвід їх експлуатації.

Продуктивна сланцева товща представлена щільними, добре зцементованими осадовими гірськими породами з природною тріщинуватістю (відсутністю руйнування пласта і винесення піску). Наднизькі пустотність та проникність таких порід зумовлюють передусім необхідність створення штучної тріщинуватості. Такі товщі не містять рухомої води (відсутність проривів води), сланцевий газ в основному метанового складу з підпорядкованим вмістом інших вуглеводневих і неуглеводневих компонентів (відсутність корозії свердловинного обладнання, випадання газоконденсату, утворення гідратів). У випадку небезпеки корозії обладнання технологічний режим встановлюють для заданої

постійної швидкості потоку, хоч варто зазначити, що в продукції повинна бути наявна вода або волога, а розроблені технічні і технологічні способи застосування корозійно стійких металів, покриттів уможливають зняти обмеження, викликані корозією. Обмеження, які накладає температурний режим і, відповідно, гідратуутворення також знімаються інгібуванням. Звідси прийнятними для сланцезагових свердловин можуть бути режими постійного дебіту, постійного вибірного тиску і постійного гирлового тиску.

Режим постійного дебіту, який зручний з точки зору умов реалізації на практиці, з часом перейде в режим постійного вибірного тиску і відтак - у режим постійного гирлового тиску. Звідси найбільш доцільною умовою експлуатації сланцезагової свердловини є мінімізація гирлового тиску, тобто найбільш доцільним потрібно вважати технологічні режими мінімального постійного гирлового тиску. Цим забезпечується найбільший накопичений відбір газу із покладу, найбільші поточні дебіти, найбільший кінцевий коефіцієнт газовилучення, виконання умов подавання газу споживачеві (за величиною тиску) і підготовки газу до товарних кондицій.

Мінімізацію гирлового тиску можна забезпечити шляхом застосування різних способів зменшення втрат тиску на всьому шляху руху газу від пласта до гирла, а тоді дебіт буде найбільшим.

Доцільним потрібно вважати рівномірне розміщення однієї чи кількох або ярусів горизонтальних (або псевдогоризонтальних) свердловин (з різними або однаковими азимутальними кутами) у традиційному розумінні.

Видобувати сланцевий газ можна тільки після виконання стимуляції продуктивного пласта через наднизьку початкову проникність, що проводиться здебільшого в межах одного поля (кількох свердловин) із переходом на сусідні поля. Тому кожен зону дренажування можна розглядати одноосібно на стадії спадного видобутку газу в газовому режимі. У ході одночасної розробки декількох полів спадний видобуток

буде за заданої постійної кількості цих полів, при цьому припускаються однакові дебіти цих полів.

Методика розрахунку показників розробки така. Спочатку за методом ітерації підбираємо початковий дебіт свердловин Q_n за відомого початкового пластового тиску, а вибійний тиск записуємо через заданий гирловий тиск і втрати тиску на тертя в ліфтових трубах (втрати тиску залежать від дебіту).

Відтак задаємося значеннями дебіту $Q < Q_n$ і за формулою припливу газу до горизонтальної свердловини обчислюємо пластовий тиск $p_{плі}(Q)$, а тоді - інтервал часу t , який відповідає заданому дебіту Q , тобто тривалість часу, протягом якого дебіт знижується від Q_n до Q за формулою матеріального балансу.

Залежно від геометричної форми поля та просторового розміщення свердловин приймаємо відповідну формулу для розрахунку дебіту в деформівному анізотропному тріщинному пласті».

Нормування та стандартизація у будівництві об'єктів нафтогазової галузі / В. А. Кучерявий, М. В. Трусова, О. В. Стогній, М. В. Гунда // Нафтогаз. галузь України. – 2016. – № 5. – С. 8-11.

«Україна має унікальні об'єкти транспортування та зберігання газу і нафти. Але більшості з них уже понад 30 років, частина з яких потребує ремонту або реконструкцій.

На сьогодні близько 45% магістральних газопроводів України відпрацювали свій амортизаційний термін, майже 70% експлуатуються від 10 до 33 років. Середній термін експлуатації магістральних нафтопроводів України становить більше ніж 35 років, а перші нафтопроводи працюють понад 45 років.

Для забезпечення надійності та безаварійності роботи об'єктів нафтогазової галузі України їх постійно підтримують у технічному справному стані, проводять поточні і капітальні ремонти, здійснюють модернізацію, технічне

переоснащення і реконструкцію відповідно до проектної документації та чинних нормативно-правових документів. Яскравим прикладом реконструкції в Україні є капітальний ремонт магістрального газопроводу Уренгой-Памара-Ужгород.

Важливою складовою проектування, будівництва, капітального ремонту чи реконструкції магістральних трубопроводів є нормативні документи, адже ці процеси здійснюють відповідно до стандартів, будівельних норм і правил згідно з Законом України «Про трубопровідний транспорт». Стаття цього закону регулює відносини на всіх етапах створення та функціонування (проектування, будівництво, експлуатація, капітальний ремонт, реконструкція тощо) трубопровідного транспорту, встановлює гарантії безпеки життя та здоров'я населення, забезпечення охорони навколишнього природного середовища і національного багатства України від можливого негативного впливу під час експлуатації об'єктів цього виду транспорту, а також встановлює обов'язковість нормативних актів, що визначають правила проектування, будівництва, експлуатації, капітального ремонту та реконструкції об'єктів трубопровідного транспорту, організацію безпеки та охорони праці під час їх будівництва та експлуатації, пожежної, екологічної безпеки та санітарні норми.

Нормативні документи у галузі будівництва поділяють на:

1) стандарти:

- національні (ДСТУ);
- міждержавні стандарти, які чинні в Україні (ГОСТ);
- галузеві (ГСТУ, СОУ, ОСТ);
- міжнародні стандарти (ISO, EN);

2) будівельні норми:

- національні (ДБН);
- міждержавні (СниП, СН);
- відомчі будівельні норми України (ВБН, ГБН);
- відомчі будівельні норми колишнього СРСР (ВСН);

3) правила:

- правила охорони праці (НПАОП);

- правила охорони надр (НПАОН);
- правила пожежної безпеки (НАПБ).

До суб`єктів нормування у будівництві належать (згідно зі ст. 5 Закону України «Про будівельні норми»):

- для державних будівельних норм – центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування державної політики у сфері будівництва (Мінрегіон України);
- для галузевих будівельних норм міністерства, до повноважень яких належать питання з нормування у будівництві (Міненерговугілля України).

Основним базисом для проектування, будівництва, капітального ремонту і реконструкції об`єктів нафтогазової галузі на цей час є:

- будівельні норми і правила (СниП і СН);
- відомчі будівельні норми (ВСН) Мінгазпрому, Міннафтопрому і Мінгазпромбуду колишнього СРСР;
- відомчі будівельні норми України (ВБН, ГБН)».

Прокопів В. Й. Розвиток інвестиційних програм - запорука стабілізації і нарощування видобутку нафти в Україні / В. Й. Прокопів, В. М. Дорошенко // Нафтогаз. галузь України. – 2016. – № 6. – С. 3-5.

«Протягом усього періоду розвитку нафтовидобування в Україні провідною компанією залишається ПАТ «Укрнафта», частка якої у загальному видобутку нафти становила у 2015 році 87 %. Адекватність динаміки видобутку нафти дає підстави для аналізу стану нафтовидобутку в Україні на прикладі її головної компанії ПАТ «Укрнафта», яка розробляє нафтоносні об`єкти на 67 родовищах, розташованих на території 8 областей.

Останніми роками нафтогазову галузь України спіткала потужна рецесія виробництва, спричинена відлунням світової економічної кризи, що розпочалася у 2007-2008 рр. Характерною особливістю її прояву є помітне зменшення рівня видобутку після його активного зростання у

2003-2007 р. Головні ознаки рецесії можна умовно поділити на геолого-виробничі, організаційні та соціально-економічні.

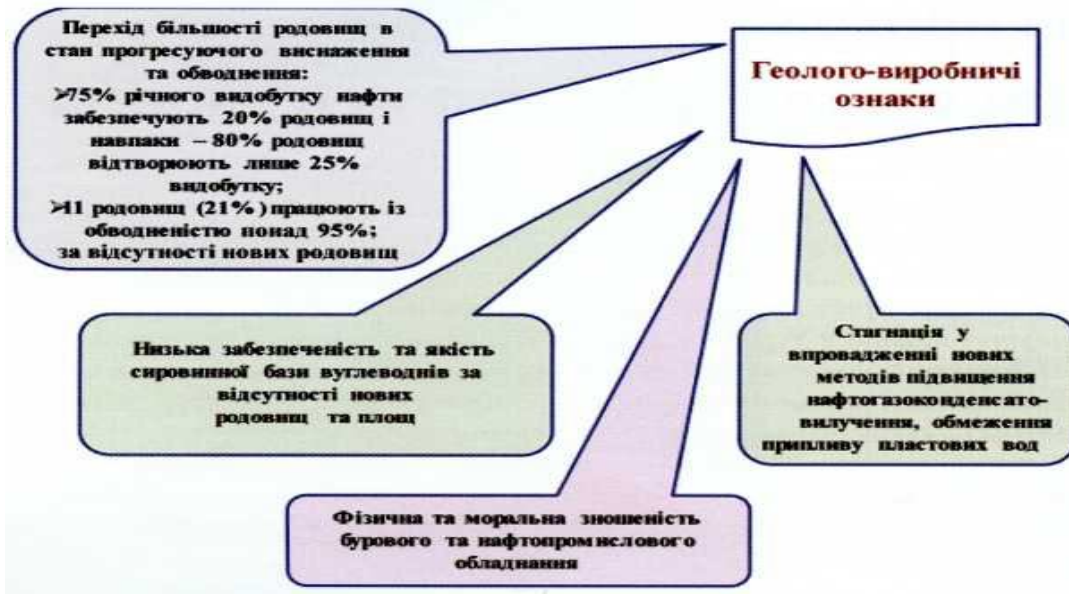


Рис. 1. Головні геолого-виробничі ознаки рецесії видобутку нафти

До геолого-виробничих (рис. 1) потрібно віднести: високий рівень вироблення запасів нафти (вилучено близько 84 % від початкових балансових); частка важковидобувних запасів досягла 63 %; 48 % діючого фонду свердловин працюють із дебітами до 1 т/добу, забезпечуючи лише близько 5 % річного видобутку нафти; середньозважена обводненість продукції зросла до 88,6 %, а 11 родовищ розробляються з обводненістю, більшою за 95 %; відбувається помітний перерозподіл структури фонду свердловин, власне зменшується кількість фонтанних та зростає кількість свердловин механізованого фонду; приріст запасів підтримується лише за рахунок їх перерахунку у діючих родовищах; катастрофічно зменшилися обсяги експлуатаційного та розвідувального буріння; єдиним методом підвищення коефіцієнта вилучення нафти залишається заводнення; відсутні надійні технології боротьби з передчасним обводненням свердловин та заколонними перетоками.

Організаційні ознаки визначаються (рис. 2) відсутністю пільг на розробку важковидобувних запасів; надзвичайно



Рис. 2. Головні організаційні ознаки рецесії видобутку нафти

довготривалою процедурою відведення землі для потреб нафтовидобування, наявністю значної кількості національних парків і природних заказників, створених на ліцензійних ділянках родовищ, необгрунтованим рішенням щодо обов'язкового виконання геолого-економічної оцінки родовищ через кожних 5 років.

Соціально-економічні ознаки (рис. 3) проявляються, головним чином, у відсутності диференційованого податку залежно від ступеня виснаження пластової енергії та наявності важковидобувних запасів; «байдужості» існуючої системи оподаткування до якості запасів вуглеводнів, умов розробки родовищ та інвестиційної привабливості нафтовидобувних підприємств; у втраті державної підтримки «старих» збиткових родовищ, які почали розробляти ще у ХІХ ст. (Бориславське, Східницьке, Ріпнянське), і вони залишаються необхідними для запобігання порушенню екологічної рівноваги довкілля; обмеженості необхідного рівня інвестицій у технічне та технологічне забезпечення підприємств галузі; недосконалої законодавства в частині регулювання відносин у сфері надрокористування (багато-разове дублювання заходів контролю та узгодження

погоджувальних документів, залежність від проведення засідань сільських, районних та обласних рад тощо).



Рис. 3. Головні соціально-економічні ознаки рецесії видобутку нафти».

Состояние и перспективы производства в Украине сварных резервуаров для хранения нефти

/ Ю. П. Барвинко, А. Ю. Барвинко, А. Н. Яшник, Д. В. Токарский // Автомат. сварка. – 2017. – № 3. – С. 44-50.

«Начиная с 1965 г. все резервуары вместимостью не более 20 тыс. м³ строились из рулонных заготовок. Действия министерства-монополиста естественны и понятны. На его предприятиях созданы большие узкоспециализированные производственные мощности, предназначенные только для изготовления рулонных заготовок. Никто не выступает с отказом от изготовления резервуаров с применением рулонных заготовок. Просто опыт убедительно показал, что их целесообразно применять для резервуаров с толщиной стенки не более 8 мм Практически это емкости вместимостью не более 3 тыс. м³. Относительно ухода от заводской автоматической сварки отметим, что в последние годы для стенки и днища резервуаров большой вместимости применяются листы размерами до 2,5x8,0 м

при толщине 8...30 мм. Листы свариваются автоматической и механизированной сваркой, что позволяет получать в условиях монтажа сварные стыковые соединения стенки высокого качества с приемлемой скоростью сварки.

Сотрудники ИЭС на протяжении 1992-2011 гг. выполнили на нефтепарках Украины оценку технического состояния более 200 рулонированных резервуаров объемом вместимостью 3...50 тыс. м³. Обследование показало, что после 15...20 лет эксплуатации они полностью исчерпали свой ресурс работоспособности и требуют сложного капитального ремонта. Только состояние отдельных емкостей вместимостью не более 5 Тыс. М³ было оценено как удовлетворительное. Основная причина — наличие большой угловой деформации в вертикальных монтажных сварных соединениях стенки ($f=30...50$ мм на базе 500 мм) и наличие горизонтальных гофр и вмятин на средней и верхней части поверхности стенки (рис. 1). Попытки монтажников на протяжении более 60 лет найти приемлемый способ придать концевым участкам, при толщине стенки 10... 18 мм, проектную кривизну, не имели успеха.

Причина образования на стенке гофр при разворачивании рулона рассмотрена авторами в публикации. На конкретном резервуаре показано, что при принятой в нормах разнице отметок любых точек наружного контура днища от горизонтали на 30...40 мм, образование гофр на средних и верхних областях стенки неизбежно. Сваренное из отдельных листов полотнище представляет собой



Рис. 1. Образование гофр и вмятин на стенке после разворачивания рулонов.

прямоугольник с размерами порядка 18x30 м, где 18 м — высота стенки. Придать нижней кромке полотнища, при разворачивании рулона, профиль наружного контура днища, при разнице отметок кольцевого фундамента до 40 мм, без появления изломов на более тонких верхних поясах стенки, невозможно, что и наблюдается на практике.

Для повышения работоспособности вертикальных монтажных стыков стенки рулонированных резервуаров важно было установить научно обоснованные в них допуски на угловые деформации. Принятые допуски должны были гарантировать, что сварные соединения отработают расчетный срок службы в условиях, исключающих появление в них малоциклового усталости. В 1987 г. в ИЭС был разработан специальный составной образец для малоциклового испытания сварных соединений угловой деформацией (рис. 2). Испытания образцов из сталей 16Г2АФ, 09Г2С и ВСтЗсп с различной величиной угловой деформации позволили получить зависимость $N_{вр}$ от величины угловой деформации в расширенном диапазоне значений $N_{кр}$ — число циклов нагружения образца до появления в сварном соединении визуально наблюдаемой трещины длиной 3...4 мм. Однако разработанные ИЭС допуски на угловые деформации включили в новые нормы на монтаж резервуаров как рекомендуемые. Такая запись позволяла разработчикам проектов принимать те значения, которые без особых трудностей достигали монтажники. Впоследствии в нормах рекомендуемые значения для вертикальных монтажных стыков стенки исключили. В нормах появилась новая запись, что величина/ принимается по требованиям проекта «Конструкции металлические» (КМ), что позволяет строительство рулонированных резервуаров со сроком службы не более 15...20 лет. В стандарте принят один допуск величины угловой деформации f — 1/2 дюйма на шаблоне длиной 1 м.

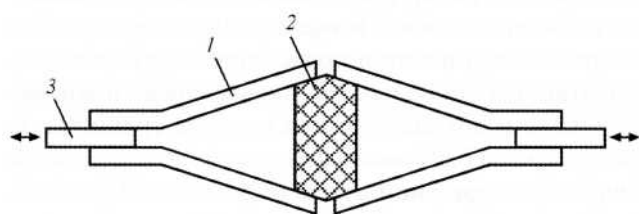


Рис. 2. Схема составного образца для малоциклового испытания сварных соединений с угловой деформацией: 1 — испытываемые элементы; 2 — демпфер; 3 — элемент для закрепления в пульсаторе.

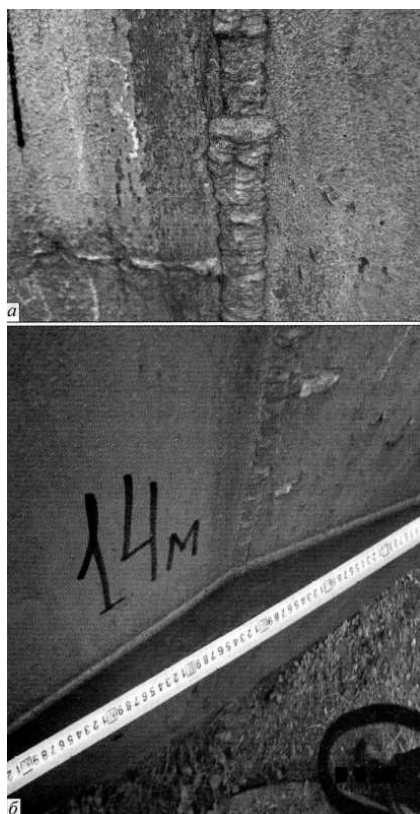


Рис. 3. РВС 10 тыс. м³: усталостные трещины по зоне сплавления шва (а); угловые деформации в вертикальном стыковом монтажном сварном соединении стенки (б)

При наличии на большинстве рулонированных резервуаров вместимостью 10...50 тыс. м³ в вертикальных монтажных соединениях стенки усталостных трещин (рис. 3, а), возникла острая необходимость в их ремонте. Все понимали, что это брак рулонной технологии строительства и угловую деформацию (рис. 3, б) ремонтом сварного шва не устраняют. На начальном этапе эксплуатации резервуаров с угловыми деформациями предложения по ремонту сводились к локальной разгрузке сварного соединения от кольцевых усилий путем установки в зоне шва жестких горизонтальных ребер. Такое решение приводило к дополнительной концентрации напряжений в сварном соединении и после одного-двух лет эксплуатации у концевых участков сварных швов ребер начали появляться усталостные трещины. В ряде случаев было выполнено несколько ремонтов сварных соединений путем их частичной (по поясам) вырезки и вваривания специальных вставок».

Щодо питань оцінки продуктивності горизонтальних свердловин на стадії їх проектування

/ М. К. Лисяний, В. В. Гушул, О. Г. Другова [та ін.]

// Нафтогаз. галузь України. – 2016. – № 6. – С. 6-9.

«До ключових питань у визначенні ефективності горизонтальних свердловин належить пошук оптимальних умов розкриття продуктивного пласта з вибором відповідного профілю та конструкції кінцевої ділянки свердловини, якості бурового розчину, конструкції та габаритів хвостовика.

Розкриття кожного з цих питань потребує окремого фахового обговорення, належить до сфери будівництва нафтових і газових свердловин, а тому нами детально не розглядається.

На стадії техніко-економічного обґрунтування інвестицій в буріння свердловин виникає потреба визначення її головної експлуатаційної характеристики - продуктивності.

Із основоположних законів фільтрації відомо, що інтенсивність припливу (об'ємна витрата) рідини або газу до свердловини пропорційна площі фільтрації, величина якої залежить від товщини пласта h (для вертикальних свердловин), довжини горизонтальної ділянки свердловини L (у межах продуктивного пласта) та радіуса свердловини.

У зв'язку з цим виникає потреба визначення залежності дебіту проєктованих горизонтальних свердловин від їх конструктивних особливостей (радіуса та довжини), а також просторового розташування горизонтальної ділянки по відношенню до покрівлі та подошви пласта, контуру живлення тощо. Розв'язанню цих задач на основі використання різних математичних моделей присвячено багаточисельний ряд робіт відомих дослідників у галузі підземної гідрогазодинаміки.

У роботі із застосуванням чисельного аналізу припливу нафти до горизонтальної свердловини за умов усталеної фільтрації, виведеної Ренардом та Дюпуї (на думку автора,

найбільш точної), обґрунтовується висновок про несуттєвий вплив величини радіуса свердловини (у межах реального застосування) на величину дебіту (1 ...1,5 %). У той же час за цими ж даними дебіт горизонтальної свердловини майже лінійно зростає зі збільшенням її довжини від 90 до 300 м.

Також відомі непоодинокі спроби оцінки точності отриманих розв'язків з використанням ряду математичних моделей та аналізу рішень щодо визначення дебітів горизонтальних свердловин на фактологічній базі даних окремих нафтових родовищ.

На прикладі Федорівського нафтового родовища встановлено, що при довжині горизонтальної частини стовбура до 300....350 м результати розрахунку дебіту свердловини за методиками Ю. П. Борисова, В. П. Пілатовського, Ренарда, S. D. Josh та інших між собою мало відрізняються. Разом з тим, порівняння теоретично отриманих дебітів із фактичними дебітами свердловин свідчить про те, що розбіжність між ними є суттєвою і коливається в досить широких межах (12....22 %) навіть при довжині горизонтальної частини стовбура свердловини менше 300 м.

Збільшення довжини L від 300....350 до 530...550 м частіше за все призводить до кратного перевищення розрахункової величини дебіту над його фактичним значенням.

Автори дослідження причини такого завищення величин теоретичного дебіту слушно пов'язують із можливим забрудненням привибійної зони пласта в процесі його розкриття або експлуатації свердловини, що створює додатковий фільтраційний опір руху нафти до свердловини і який потрібно враховувати під час оцінки її продуктивності.

Для упередження подібних явищ у процесі буріння свердловини потрібно здійснювати ретельний контроль за якістю бурового розчину та режимних параметрів буріння, особливо під час розкриття продуктивної частини розрізу горизонтальної свердловини.

Тим не менше, далеко не завжди вдається уникнути фільтрації дисперсної фази бурового розчину разом з дрібними частками розбуреної породи в продуктивний

пласт, що призводить до погіршення його колекторських властивостей, а також утворення фільтраційної кірки на поверхні розкритого свердловиною пласта. Подібні явища у поєднанні з природною неоднорідністю колекторських властивостей продуктивного пласта можуть суттєво занизити фактичну продуктивність свердловини порівняно з її потенційними можливостями. Оцінка наявності та вагомості цих явищ є одним із важливих завдань ефективної експлуатації будь-яких свердловин, передусім горизонтальних.

Як відомо, вплив змін у привибійній зоні пласта на роботу свердловини можна оцінити визначенням показника скін-ефекту на основі дослідження кривої відновлення тиску. На жаль, оцінку ролі цього чинника можна здійснити тільки у вже пробуреній свердловині, що унеможлиблює його врахування на стадії проектування свердловини.

Потрібно також мати на увазі, що процес експлуатації горизонтальних свердловин суттєво ускладнюється за наявності багатofазних потоків у горизонтальних ділянках свердловин великої протяжності, особливо за умов складного хвилеподібного профілю. Аналізу впливу цих чинників на експлуатацію горизонтальних свердловин присвячено ряд досліджень.

Встановлено, що внаслідок гравітаційного розмежування фаз (газ, нафта, вода) у продукції горизонтальної свердловини можуть утворюватися зони потоку з нерівномірною швидкістю, зі створенням застійних ділянок, де відбувається накопичення води та механічних домішок, виникають зворотні потоки повздовж нижньої поверхні стовбура свердловини тощо. Ці явища призводять до додаткових гідравлічних втрат тиску, які можуть суттєво вплинути на продуктивність віддалених ділянок пласта, розкритих горизонтальною свердловиною великої протяжності і, за певних умов, взагалі виключити їх із процесу дронування пласта.

Зазначене свідчить про те, що існує потреба у більш глибокому аналізі додаткових геолого-промислових,

гідротермодінамічних та фізико-хімічних чинників, які здатні істотно впливати на продуктивність горизонтальних свердловин, а також методи її визначення.

Є очевидним, що величина помилки у визначенні дебіту свердловини може впливати на ризики досягнення проектних показників ефективності, які можуть набувати неприйнятних значень, у разі реалізації проекту, за певних умов, призвести до його збитковості.

У цьому контексті потрібно відмітити ряд наукових праць останнього десятиліття, в яких дано новітні розв'язки ряду задач підземної гідрогазодинаміки, що стосуються використання похилих та горизонтальних свердловин у процесах розробки нафтових і газових родовищ».

Техніка та технологія розвитку

Гурбанов А. Н. Усовершенствование и оптимизация системы слива вязких нефтепродуктов / А. Н. Гурбанов // Розвідка та розробка нафт. і газ. родовищ. – 2016. – № 3. – С. 85-91.

«На рис. 1 представлена вязкостно-температурная зависимость для мазута, построенная по результатам лабораторных исследований.

Вязкость определяет методы и продолжительность сливо-наливных операций, условия перевозки и перекачки, гидравлические сопротивления при транспорте топлива по трубопроводам, а также эффективность работы технологических печей.

В зависимости от природы сырья и с учетом физико-химических свойств нефтепродуктов подогрев высоковязких и легкозастывающих нефтепродуктов следует производить до температуры, предотвращающей его застывание и обеспечивающей надежную работоспособность сливной системы.

Как температура застывания, так и вязкость характеризует условия слива и перекачки нефтепродукта. Она зависит от двух основных факторов: качества перерабатываемой нефти и способа получения топлива.

В зависимости от физико-химических свойств вязких нефтепродуктов по вязкостно-температурным кривым видно, что температура нагрева может колебаться в пределах от 323 К до 363 К. Температура нагрева зависит от вязкости и температуры застывания продукта. Чем ниже температура застывания, тем ниже будет температура нагрева нефтепродукта, т. е. ниже 363 К и, таким образом, суммарное время разогрева и слива нефтепродукта с использованием современного высокотехнологичного оборудования соответственно уменьшается.

В результате существенно сокращаются энергетические затраты на нагрев мазута.

С целью обеспечения повышения эффективности перевалки застывающих и высоковязких нефтепродуктов метод циркуляционного разогрева с системой верхнего размыва был применен на действующем нефтяном терминале.

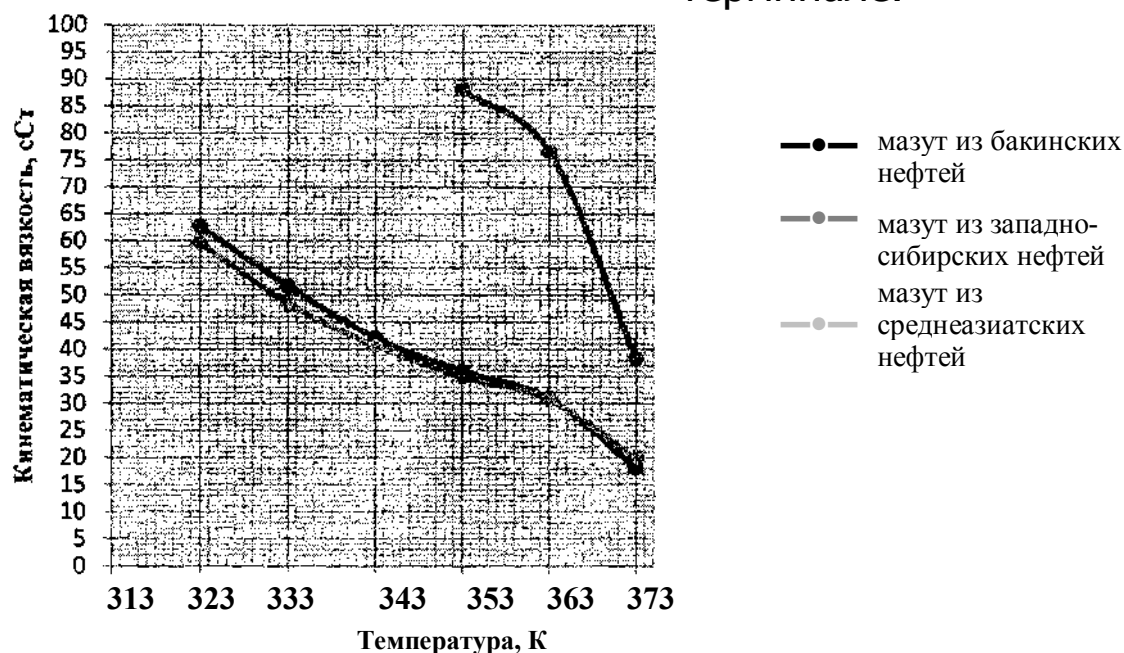


Рисунок I - Зависимости вязкости мазута от температуры

Слив высоковязкого мазута был предусмотрен на двухсторонней железнодорожной эстакаде.

На нефтяном терминале для разогрева и слива высоковязких нефтепродуктов из железнодорожных цистерн была использована существующая технология разгрузки продукта с использованием способа циркуляционного разогрева через теплообменное оборудование.

Однако в зимнее время существующий способ не обеспечивал слив мазутов с повышенной температурой застывания и поэтому была предусмотрена реконструкция действующей системы слива высоковязких нефтепродуктов.

Реконструкция сливной системы предусматривает возможность для размыва твердых остатков мазута одновременно с нижним циркуляционным разогревом использовать систему верхнего размыва с применением устройства марки УНЖ 6-100С-01.

При использовании данной технологии одновременно осуществляется размыв твердого остатка через устройство нижнего слива УСН-175г струями нагретого в теплообменнике мазута, подаваемого под давлением в цистерну, и подачу нагретого в том же теплообменнике мазута через устройство верхнего размыва на поверхность твердого остатка.

Таким образом, была обеспечена эффективность выгрузки твердого остатка высоковязких мазутов.

На основании выбранной технологии были проведены реконструктивные мероприятия на ж/д эстакаде и после реконструкции сливной системы для вязких нефтепродуктов продолжительность сливных операций в зимнее время снизилась примерно в два раза».

Експертна система для моніторингу технічного стану та оцінки ризику руйнування наземних ділянок тривалоексплуатованих газопроводів / І. М. Дмитрах, А. М. Сиротюк, О. Л. Білий [та ін.] // Технич. діагностика и неразрушающий контроль. – 2016. – № 4. – С. 27-33.

«Розроблення сучасних технічних засобів оцінювання міцності, ризику руйнування та залишкового ресурсу дефектних елементів відповідальних трубопровідних систем тривалої експлуатації, зокрема і наземних ділянок газопроводів, є актуальною проблемою для вітчизняної інженерної практики. Основною ідеєю даної роботи є реалізація можливості обґрунтованих експертних висновків про ризик руйнування та безпечну експлуатацію елемента трубопроводу безпосередньо на місці його діагностики. Наукову ідеологію розробки складають підходи механіки руйнування, зокрема, концепція порогових (безпечних) та критичних розмірів дефектів та запропонована авторами методика побудови діаграм оцінювання роботоздатності дефектного трубопроводу.

Діагностично-експертний комплекс. Розроблено діючий зразок портативного переносного діагностично-експертного комплексу, який конструктивно складається із ультразвукового дефектоскопа УД4-76 із набором давачів та портативного комп'ютера.

Моніторинг технічного стану та прогнозування можливого ризику руйнування елемента трубопроводу за допомогою діагностично-експертного комплексу здійснюється в наступній послідовності (рис. 1): діагностування елемента труби дефектоскопом УД4-76 з системою давачів; автоматизований комп'ютерний аналіз отриманих даних про дефектність труби за запропонованими критеріями механіки руйнування матеріалів; формування експертного висновку про стан діагностованої ділянки трубопроводу та рекомендацій щодо подальшої її експлуатації.

У діагностично-експертному комплексі передбачено вибір та опрацювання результатів дефектоскопії ультразвуковими методами залежно від особливостей конструктивних елементів, а також умов їх експлуатації. Для прикладу, для тонкостінних трубопроводів перш за все увага звертається на процеси утворення корозійно-механічних виразок та зародження макротріщини. Водночас, для труб із товщиною стінки в декілька десятків міліметрів залишкову довговічність буде визначати стадія розвитку макротріщини в глибину стінки труби.

Основою для отримання первинних даних про стан контрольованих об'єктів є неруйнівне ультразвукове діагностування елемента трубопроводу. Слід зауважити, що сучасні цифрові ультразвукові дефектоскопи є портативними і дозволяють виконувати роботи в польових умовах без виведення трубопроводів з експлуатації. Тому, як основне джерело отримання інформації про дефекти трубопроводу обрано дефектоскоп УД4-76. Дефектоскоп УД4-76 має ряд програмних інструментів, які дозволяють оперативно, за даними дефектоскопії оцінити розміри дефектів та визначити їхнє розміщення.

Важливою характеристикою дефектоскопу є можливість його підключення до персонального, зокрема портативного, комп'ютера. Це дозволяє автоматично переносити результати сканування в комп'ютер зі збереженням їх у централізованій базі даних з метою подальшого аналізу та обробки. Маючи в своєму розпорядженні результати вимірювань та аналізу, отримані у різні моменти часу впродовж деякого періоду моніторингу об'єктів, оператор може відслідковувати зміни характеристик та стану конструкції в часі, що дозволяє прогнозувати розвиток процесів деградації та тривалість збереження робочих властивостей тих чи інших ділянок, а також конструкції в цілому.



Рис. 1. Схема технічної діагностики та оцінки ризику руйнування елемента трубопроводу

Комп'ютерна експертна програма для оцінювання працездатності та можливості подальшої безпечної експлуатації дефектних трубопроводів. Основою експертної системи є програмний продукт, побудований на базі оригінальних, розроблених у Фізико-механічному інституті ім. Г. В. Карпенка НАН України, алгоритмів та методів механіки руйнування матеріалів. Він дозволяє за результатами автоматизованої обробки даних ультразвукових обстежень та визначення розмірів і розміщення дефектів здійснювати розрахункове оцінювання ступеня критичності дефектів і формувати на цій основі експертні висновки та рекомендації щодо можливості подальшої безпечної експлуатації трубопроводу чи його окремих ділянок.

Основними параметрами для чисельного оцінювання міцності та довговічності є характеристики циклічної (втомної) тріщиностійкості матеріалів трубопроводів».

Зейналов Э. А. Оценка величины аварийных утечек нефти при самотечном опорожнении стояков морских трубопроводов / Э. А. Зейналов // Нафтогаз. енергетика. – 2016. – № 1. – С. 58-60.

«В связи с возросшими требованиями к охране окружающей среды расчет величины аварийной утечки при эксплуатации нефтегазопроводов является обязательным при разработке декларации промышленной безопасности, с точки зрения прогнозирования опасности последствий аварий. Тяжесть последствий аварий обусловлена оперативностью принятия мер по ликвидации и количеством вытекшей нефти. Отсюда следует, что весьма важно корректно определить величину утечки на всех этапах развития аварии.

Как уже отмечалось, при нарушении герметичности трубопровода истечение нефти из отверстий в его стенке происходит, как правило, при переменном напоре. Для преодоления жидкостью отверстия требуется некоторая разность давлений внутри трубопровода и вне него или в терминах напоров разность напоров

$$\Delta H = \frac{P_{вн} - P_{нар}}{\rho g}.$$

Если по нефтепроводу ведут перекачку, то давление $P_{вн}$ является давлением в том сечении трубопровода, в котором находится отверстие, а если истечение происходит в остановленном трубопроводе или самотеком, то возможны следующие случаи:

- в силу малости площади отверстия вытекающая жидкость не создает в трубе сколько-нибудь заметного движения. При этом разность напоров ΔH равна высоте давящего столба жидкости над отверстием за вычетом вакуумметрической высоты, создаваемой разряжением, образующимся в парогазовой полости трубы.

- отверстие в стенке трубопровода таково, что нужно учитывать как течение нефти к сечению места возникновения аварии, так и разность давлений внутри и вне трубопровода. Для морских подводных трубопроводов

гидростатический напор морской воды, в зависимости от глубины моря H_m , будет оказывать существенное влияние на скорость и количество истечения нефти.

Процесс расчета утечек нефти из трубопровода в общем случае достаточно трудоемок. При определении объема нефти, вытекшей из трубопровода, в зависимости от времени, прошедшего с начала процесса необходимо учитывать профиль нефтепровода, параметры отверстия, а также физические свойства жидкости и режимы ее истечения. Для так называемых «малых» отверстий в трубопроводе, движением нефти по направлению к отверстию можно пренебречь, а для больших отверстий, необходимо учитывать потери напора при ее движении по направлению к отверстию.

Проблема обнаружения утечек нефти, особенно «малых», из магистральных трубопроводов - одна из наиболее острых и непростых проблем эксплуатации нефтепроводов. Несмотря на то, что постоянно ведется поиск эффективных и технологичных решений, говорить об окончательном решении этой проблемы пока не приходится. Предлагается множество методов обнаружения утечек, как расчетных, так и аппаратных, однако большинство из них либо не универсально, либо технологически сложно, либо очень затрано.

Особо актуальной является своевременная оценка аварийных утечек нефти при эксплуатации морских подводных трубопроводов. Анализ эксплуатации морских нефтегазопроводов, осуществляющих сбор и транспортировки продукции скважин со стационарных платформ, показывает, что самой уязвимой точкой в системе является место соединения стояка (вертикального трубопровода) с линейной частью трубопровода.

Ниже (рис. 1) рассматривается процесс истечения жидкости в месте соединения стояка с линейной частью подводного трубопровода при постоянном напоре, создаваемом устьевым давлением скважин (или напором - H_{yc}).

Возможны также случаи истечения нефти при переменном напоре, когда количество притекающей из скважин к подводному трубопроводу жидкости доходит до нуля происходит опорожнение трубопровода. Некоторые из этих задач были рассмотрены ниже.

Схема утечки нефти в подводных трубопроводах при различных напорах представлена на рисунке.

Допустим, что в месте соединения (3) стояка с линейной частью (2) подводного трубопровода происходила утечка (4) с расходом Q_{yt} и приток нефти из скважин в трубопровод отсутствует, происходит опорожнения стояка (1) с уровня H_0 с, до отметки напора - H_m . В рассматриваемом случае напор в стояке все время изменяется от величины H_{yc} до величины. Для бесконечно малого

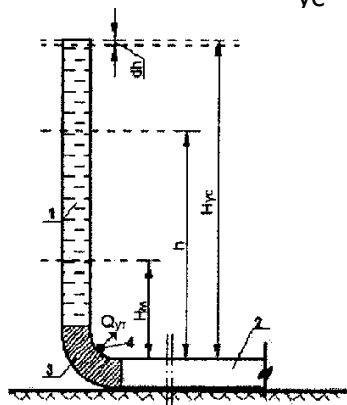


Рисунок I - Схема утечки нефти в стояке подводного трубопровода при различных напорах

промежутка времени dt его можно считать постоянным и равным h , тогда

$$Q_{yt} \cdot dt = \mu F \sqrt{2gh} \cdot dt \quad (1)$$

За время dt уровень жидкости в стояке опустится на величину dh , весьма малую по сравнению с h . В силу чего получим:

$$Q_y \cdot dt = -\frac{\pi d^2}{4} \cdot dh \quad (2)$$

Знак минус означает, что величина h уменьшается.

Следовательно,

$$\mu F \sqrt{2gh} \cdot dt = -\frac{\pi d^2}{4} \cdot dh \quad (3)$$

Тогда из (3) получится:

$$dt = -\frac{\pi d^2 \cdot h^2 \cdot dh}{4\mu F \sqrt{2g}} \quad (4)$$

После интегрирования выражения (4) получим:

$$t = \frac{\pi d^2 (\sqrt{H_{y.c.}} - \sqrt{H_M})}{2\mu F \sqrt{2g}} \quad (5)$$

Анализ (5) показывает, время опорожнения зависит, кроме напоров и диаметра стояка (d), также от площади отверстия (F) и коэффициента расхода, а полное опорожнение стояка происходит при снижении напора от $H_{y.c.}$ до H_M .».

Моделирование процессов зарождения и развития докритической поврежденности металла сварных трубопроводных элементов при малоцикловом нагружении / Е. А. Великоиваненко, А. С. Миленин, Г. Ф. Розынка, Н. И. Пивторак // Технич. диагностика и неразрушающий контроль. – 2016. – № 4. – С. 14-20.

«Посредством данной численной методики в рамках настоящей работы было проведено исследование особенностей взаимного влияния дефектов локальной потери металла и областей монтажной и ремонтной сварки. Для этого были рассмотрены три характерных примера, а именно:

- 1) изолированный дефект утонения в области монтажного кольцевого шва (рис. 2, а);
- 2) изолированный дефект утонения на внутренней поверхности трубопровода в области многопроходной ремонтной наплавки локальной потери металла (рис. 2, б);
- 3) множественный дефект утонения стенки на внешней поверхности трубы в области многопроходной ремонтной наплавки локальной потери металла (рис. 2, в).

Без существенного ограничения общности считалось, что рассматриваемый трубопровод (диаметром $D = 1420$ мм и с толщиной стенки $\delta = 20$ мм) подвержен переменному

внутреннему давлению $P\{t\}$, которое меняется во времени t по синусоидальному закону:

$$P(t) = P_0 + dP \sin\left(2\pi \frac{t}{\tau}\right),$$

где τ - период колебаний давления.

Значения расчетных параметров принимались следующими: $\beta_0 = 0,01$, $B_f = \sigma_r$, $\xi = 3$, $k_{ms} = 7$; материал трубопровода - сталь 09Г2С, свойства которой приведены, в частности, в работе.

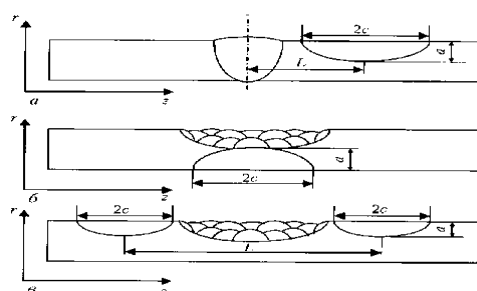


Рис. 2. Схемы различных видов коррозионной дефектности в области монтажной или ремонтной сварки: а б - изолированный дефект утонения в области соответственно монтажного кольцевого шва и в области многопроходной ремонтной наплавки локальной потери металла; в — множественный дефект утонения стенки трубы в области многопроходной ремонтной наплавки локальной потери металла.

Как показали результаты численных исследований, основанных на изложенной выше методологии, взаимодействие эксплуатационных напряжений в области геометрического концентратора и полей остаточных послесварочных напряжений (рис. 3) имеет влияние на характер развития ДМ и предельное количество циклов N_f после которых в конструкции появляются первые макронес- плоскости. Так, при цикле внутреннего давления ($P_0 = 8,0$ МПа, $dP = 2,6$ МПа, $\tau = 60$ с), когда реализуются условия ультрамалоциклового усталости (количество циклов не более 10^3), зависимость N_f от глубины дефекта a имеет квазилинейную зависимость в диапазоне значений $N = 320...360$ циклов (рис. 4, а). При тех же условиях дефект в

области сварочной наплавки имеет схожий диапазон предельных значений N (отличие объясняется внутренним расположением дефекта, что делает дефект менее опасным как с точки зрения статической прочности конструкции, так и с позиции ее сопротивления усталости), но характеризуется существенной нелинейностью (рис. 4, б). Это связано с тем, что увеличение глубины утонения стенки трубопровода под областью ремонтной наплавки, с одной стороны, вызывает увеличение напряжений в области геометрического концентратора, с другой стороны, уменьшает количество наплавленного металла и снижает уровень послесварочных напряжений.

Исследования более сложного случая множественной коррозионной поврежденности (пример 3) показали, что наличие двух симметричных относительно области многопроходной наплавки дефектов вызывает существенное (более чем в 4 раза) снижение стойкости трубопровода к усталостному разрушению несмотря на относительно большое расстояние между ними (рис. 5). Это объясняется тем, что ослабленная ремонтной сваркой область способствует общему снижению жесткости стенки,

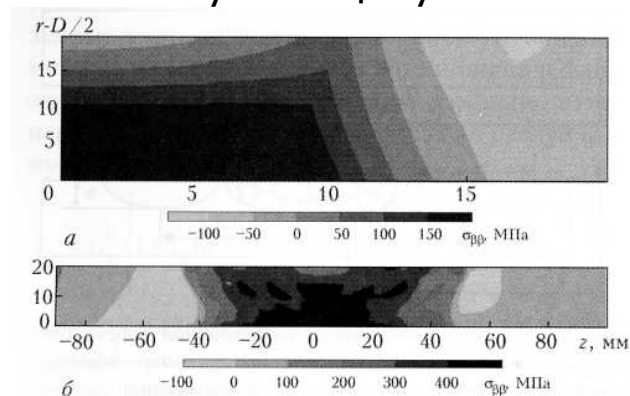


Рис. 3. Результаты моделирования поля окружных напряжений $\sigma_{\theta\theta}$ в области монтажной сварки (а) и многопроходной ремонтной наплавки дефекта локального утонения стенки трубопровода(б)

формированию более высоких областей напряжений и, соответственно, более высокой концентрации пор вязкого разрушения. Для демонстрации этого было проведено дополнительное исследование кинетики ДМ с множествен-

ной коррозионной поврежденностью ($a = 10$ мм, $2c = 40$ мм) для меньших нагрузок ($P_0 = 7,0$ МПа, $dP = 1,8$ МПа). Как показано на рис. 6, это вызывает постепенное накопление пластических деформаций и распространение площади зарождения пор вязкого разрушения.

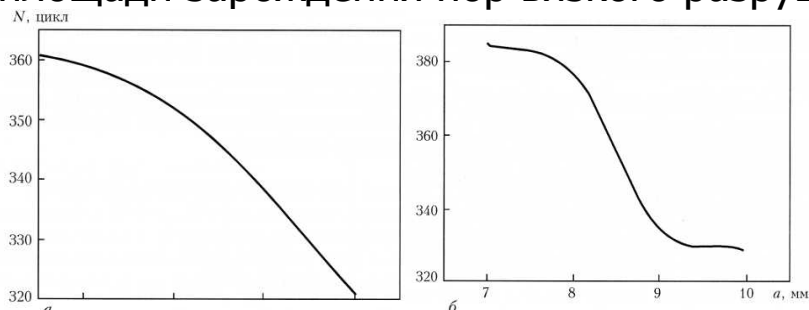


Рис. 4. Зависимость предельного количества циклов нагружения N_f от глубины дефекта утонения длиной $2c = 40$ мм в области монтажного шва (а) и многопроходной ремонтной сварочной наплавки (б)

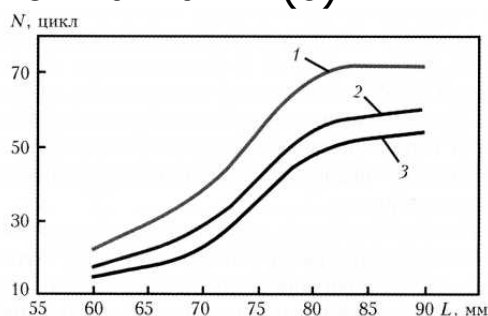


Рис. 5. Зависимости количества циклов нагружения внутренним давлением участка трубопровода с областью ремонтной сварочной наплавки до зарождения макроразрушения N от глубины дефектов утонения a и расстояния между ними L ($2c = 40$ мм): 1 - $a = 8$; 2 - 10; 3 - 12 мм

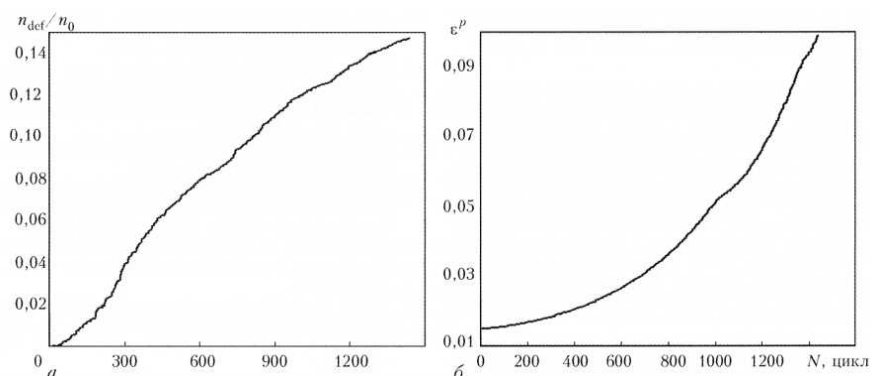


Рис. 6. Кинетика накопления пластических деформаций (а) и относительной поврежденности (б) от количества циклов

нагружения трубопровода с множественной коррозионной поврежденностью ($a < 2c = 10 \text{ мм}/40 \text{ мм}$, $L = 60 \text{ мм}$) в области ремонтной наплавки

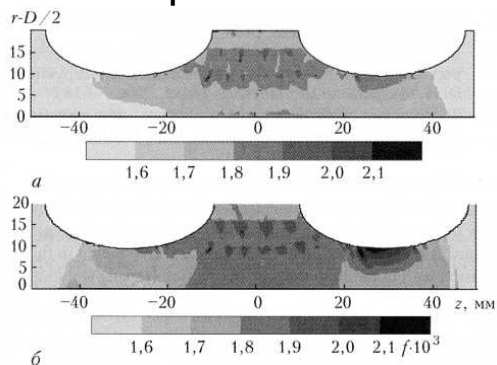


Рис. 7. Распределение поврежденности трубопровода в области множественного дефекта коррозионной потери металла ($a \times 2c = 10 \text{ мм} \times 40 \text{ мм}$, $L = 60 \text{ мм}$) через 10 (а) и 1000 (б) циклов нагружения

При этом, как показано на рис. 7, в области одного из дефектов формируется область высокой концентрации ДМ, что обусловлено асимметрией наложения валиков ремонтной наплавки (и, соответственно, более высокими остаточными напряжениями на периферии этого дефекта, см. рис. 4, б), а также формированием общей области поврежденности между дефектами утонения и участком ремонта с концентрацией пор $> 1,8 \cdot 10^{-3}$.

Слюзар А. В. Хінгідронний метод очищення газів сірководню: стан, перспективи та напрями промислового впровадження / А. В. Слюзар // Нафтогаз. галузь України. – 2016. – № 6. – С. 23-25.

«Технології очищення паливних і технологічних (безкисневих) газів від сірководню мають певні відмінності від технологій очищення вентиляційних (кисневмісних) газів. Ці гази часто знаходяться під тиском, містять більшу кількість сірководню та інших домішок, є багатокомпонентними за вуглеводнями, до них висувують жорсткіші вимоги щодо залишкового вмісту H_2S .

Для адаптації вищенаведених відмінностей до технології очищення кисневмісних газів здійснено комплекс досліджень у лабораторних і напівпромислових умовах. Показано, що замість абсорбера ГАКД для хемосорбції сірководню з газів під тиском варто застосовувати колонні барботажні абсорбери, оскільки використання першого ускладнене з конструктивної точки зору (великий діаметр апарата, обертові механізми та ущільнення). Для очищення концентрованих за сірководнем газів або газів під тиском необхідно використовувати поглинальні розчини з більшою сорбційною ємністю, але тоді разом із підвищенням концентрації натрію карбонату в поглинальному розчині до 20...35 г/дм² потрібно одночасно збільшувати температуру до 298...313 К. Установлено, що підвищення тиску загалом позитивно впливає на хемосорбційні процеси і основну роль при цьому відіграє підвищення рушійної сили процесу. Переважна більшість вуглеводневих компонентів, які можуть міститися у безкисневих газах, є інертними щодо хінгідронного каталізатора та не впливають на його окисно-відновні властивості. Рекомендовано також здійснювати хемосорбцію газів за температур дещо вищих, ніж температура газу, для недопущення конденсації важких фракцій із газів. Для забезпечення вимог за залишковим вмістом сірководню в газах не більше 20 мг/ м³ розроблено технологію очищення газів у дві стадії, де на першій використовують регенерований поглинальний розчин, а на другій – свіжий (нерегенерований), яким одночасно можна підтримувати баланс за компонентами в системі циркулюючого поглинального розчину.

Очевидно, що у випадку очищення від сірководню малодобітних газів, застосовувати складні схеми очищення з стадіями утилізації компонентів відхідних розчинів не раціонально. Основну увагу в таких процесах необхідно приділяти стадії хемосорбції сірководню (очищення газу), а відпрацьовані розчини та сірку накопичувати для подальшого перероблення.

Очевидно, що у випадку очищення від сірководню малодобітних газів, застосовувати складні схеми очищення з стадіями утилізації компонентів відхідних розчинів не раціонально. Основну увагу в таких процесах необхідно приділяти стадії хемосорбції сірководню (очищення газу), а відпрацьовані розчини та сірку накопичувати і транспортувати для подальшого перероблення».

Топор В. М. Розрахункове обґрунтування впливу промислових вибухів на технічний стан магістральних трубопроводів / В. М. Топор // Технич. диагностика и неразрушающий контроль. – 2016. – № 3. – С. 50-53.

«Гранітний кар'єр (гірничі роботи в якому останніми роками були призупинено) розташований на північно-східному схилі балки, по якій протікає річка. За межами гірничого відводу на відстані понад 300 м в південно-східному напрямку знаходяться: кабель зв'язку аміакопроводу, за ним траса діючого аміакопроводу, а за нею - два кабелі зв'язку, дві нитки газопроводів високого тиску діаметром 1020 та 820 мм, за ними лінія зв'язку та газопровід діаметром 720 мм.

Технологія проведення буропідривних робіт, що застосовується на гранітному кар'єрі, передбачає буріння свердловин на вибуховому блоці у 3-4 ряди з наступним короткоуповільненим підриванням свердловинних зарядів діагональними рядами. Схема комутації свердловинних зарядів здійснюється діагональними рядами з розташуванням діагональних груп миттєво ініційованих зарядів під певним кутом до напрямку траси магістрального аміако-проводу і газопроводів, що проілюстровано на рис. 1.

Діагональні ряди (групи) зарядів загальною масою вибухової речовини від 680 до 1200 кг ініціюються за допомогою детонуючого шнура і піротехнічних реле з інтервалами уповільнення між ними 20.. .35 мс або, якщо будуть застосовуватися неелектричні системи ініціювання

«NONEL» або «Імпульс», інтервал уповільнення складе від 17 до 25 мс. Технологія буропідривних робіт передбачає короткоуповільнене підривання свердловинних зарядів діаметром 0,160... 0,22 м.

Виходячи з цього, маса заряду в одній свердловині для 10 м уступу буде відповідно складати 170.. 300 кг, що для типової серії короткоуповільненого підривання складе в максимальній групі уповільнення 680.. 1200 кг.

За даними сейсмічних досліджень, максимально можливі значення величини швидкості сейсмоколиваний ґрунту біля місця розташування траси аміакопроводу і газопроводів складуть відповідно 1,5...2,0 см/с.

За діючими нормами, допустимий рівень впливу сейсмічних хвиль для магістральних трубопроводів такого класу визначається 8 балами за шкалою MSK-64, що стосовно сейсмовибухових коливаний оцінюється швидкістю 12...24 см/с.

За умови ідеального контакту труби з ґрунтом максимальний додатковий тиск від сейсмічної хвилі для умов гранітного кар'єру $AP = 0,1125$ МПа, якщо $V = 0,015$ м/с; $\rho = 2500$ кг/м³; $c = 3000$ м/с та $AP = 0,15$ МПа якщо $V = 0,02$ м/с; $\rho = 2500$ кг/м³; $c = 3000$ м/с.

Враховуючи те, що різниця між розрахунковим і робочим тиском складає: для аміакопроводу $AP_p = 12,9 - 7,9 = 5,0$ МПа, а для газопроводу $AP_p - 7,0 - 4,9 = 2,1$ МПа, стає очевидним, що підвищення робочого тиску за рахунок впливу сейсмічної хвилі на 0,1125...0,15 МПа не буде становити небезпеки як для аміакопроводу, так і для газопроводів.

Перевірка безпеки експлуатації аміакопроводу від сейсмічної дії вибухів була виконана також за методикою, згідно з якою для серій свердловинних зарядів

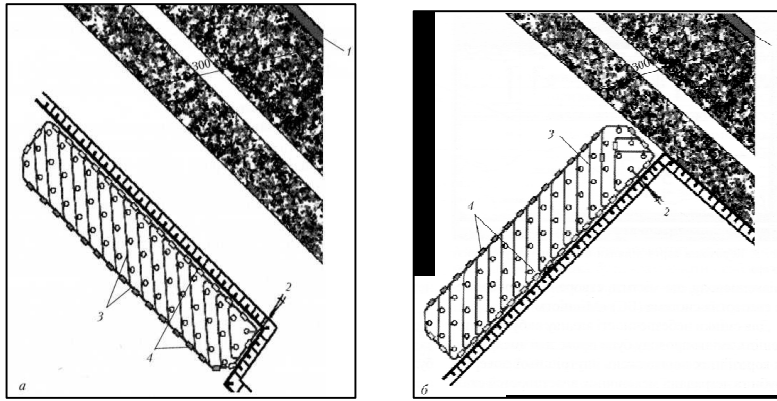


Рис. 1. Схеми комутацій вибухової мережі для типової серії свердловинних зарядів при фронтальному (а) та фланговому (б) розміщенні вибухового блоку: 1 - коридор аміакопроводу та газопроводів; 2 - напрямлення вибухів; 3 - детонаційний шнур; 4 - підриваючі реле діаметром 0,160 м з максимальною масою в групі уповільнення $Q = 680$ кг мінімально допустима відстань до аміакопроводу складе 132 м, а для газопроводів відповідно 129 м.

Для серій свердловинних зарядів діаметром 0,22 м з максимальною масою в групі уповільнення $Q = 1200$ кг мінімально допустима відстань до аміакопроводу буде відповідно 175 м, для газопроводів 171 м.

Нагадаємо, що фактична відстань від межі гірничого відводу до аміакопроводу та газопроводу складає 300 м, що також підтверджує безпечні умови їх експлуатації при проведенні підривних робіт в кар'єрі методом короткоуповільненого підривання з найбільшою масою зарядів в групі уповільнення від 680 до 1200 кг.

З метою додаткової та незалежної оцінки впливу вибухової хвилі на напружено-деформований стан даного відрізка аміакопроводу та газопроводів були використані також норми США. Для розрахунку вибрано самий небезпечний варіант розташування в діагональному ряду чотирьох свердловин діаметром 0,22 м на відстані 6 м одна від одної з фактичною масою заряду в кожній свердловині 300 кг та з кутом нахилу ($\beta = 45^\circ$ діагонального ряду до магістралі аміако- та газопроводів».

Практика застосування

Методи ідентифікації витоків у магістральних трубопроводах / В. Ф. Чекурін, О. М. Химко, Ю. В. Пономарьов, М. Г. Притула // Нафтогаз. галузь України. – 2016. – № 5. – С. 36-39.

«Класифікація методів виявлення витоків

Методи виявлення витоків можна класифікувати за різними ознаками: за фізичними принципами їх функціонування (наприклад, акустичні, оптичні, радіолокаційні, ІЧ-радіометричні), за характером даних, які ці системи використовують (безперервні, дискретні), за способами відбору цих даних та алгоритмами їх оброблення, за ступенем автоматизації процесів відбору даних тощо.

Деякі автори поділяють усі методи на прямі та непрямі. Прямі методи реалізують шляхом патрулювання траси трубопроводу і безпосереднього виявлення присутності транспортованого флюїду в атмосфері чи ґрунті. Непрямі методи базуються на вимірюваннях змін параметрів стану довкілля чи газогідродинамічних параметрів потоку, зумовлених витокком.

Інші автори поділяють методи виявлення витоків на три категорії: біологічні (англ. Biological methods), інструментальні (англ. Hardware-based methods) та алгоритмічні (англ. Software-based methods).

Інструментальні методи залежно від фізичних принципів функціонування апаратури, яку використовують, поділяють на акустичні, оптичні, методи аналізу проб атмосфери та ґрунтів, методи, які базуються на використанні оптико-волоконних та електричних кабелів тощо.

До алгоритмічних належать методи безперервного моніторингу газогідродинамічних параметрів потоку чи параметрів стану довкілля з метою виявлення інформативних ознак, які свідчать про наявність витокку. Основним складником СВВ, які базуються на таких методах, є програмне забезпечення, що реалізує алгоритм відбору

даних та здійснює виявлення в них інформативних ознак на фоні шумів, які супроводжують нормальне функціонування транспортної магістралі, та сигналів, спричинених чинниками, які не пов'язані із розгерметизацією.

До цього класу відносять методи: балансу маси/об'єму (англ. Mass/Volume Balance), хвиль від'ємного перепаду тиску (англ. Negative Pressure Wave), аналізу локальних тисків (англ. Pressure Point Analysis), моделювання перехідних процесів у трубопроводі в реальному часі (англ. Real Time Transient Modeling), а також статистичні методи (англ. Statistical Methods).

Як уже зазначалося, документ API 1130 розрізняє СВВ за походженням даних: внутрішні СВВ базуються на даних вимірювання газогідродинамічних параметрів потоку в трубопроводі, а зовнішні - на даних про параметри стану середовища вздовж його траси.

Ми поділимо методи виявлення витоків на такі категорії: методи обстеження, дистанційні методи і методи віддаленого моніторингу.

Методи моніторингу забезпечують безперервне в часі стеження і виявлення інформативних ознак витоків, тоді як перші два виконують на регулярній основі відповідно до затверджених планів або у разі виникнення непередбачуваних ситуацій.

Методи обстеження

Методи обстеження (патрулювання) реалізують шляхом переміщення засобів виявлення ознак розгерметизації вздовж траси трубопроводу. Для цього використовують мобільні групи (патрулі). Ці групи виявляють витoki за зовнішніми інформативними ознаками - фізико-хімічними властивостями атмосфери та ґрунтів, характеристиками фауни і флори в околі нитки трубопроводу, а також за станом ізоляції металу труби.

Методи патрулювання своєю чергою поділяємо на біологічні та інструментальні.

У біологічних методах ознаки витоків виявляють, використовуючи органи зору, нюху та слуху персоналу або органи нюху спеціально навчених тварин (собак).

В інструментальних методи базуються на інформативних ознаках, які визначають використовуючи спеціальну вимірювальну апаратуру.

Інструментальні методи можна класифікувати за принципом функціонування вимірювальних приладів.

Найбільшого поширення набули портативні газові аналізатори, які дають змогу визначати концентрацію газу в пробах повітря (англ. Gas sampling methods). У них використовують оптичний спек- троаналізатор із полум'яним іонізатором газів».

Орловський В. М. Розроблення термостійких полегшених і легких тампонажних матеріалів / В. М. Орловський, А. М. Похило, В. І. Дмитренко // Розвідка та розробка нафти і газу родовищ. – 2016. – № 3. – С. 79-84.

«У процесі цементування свердловин в умовах низьких і аномально низьких пластових тисків, схильних до поглинання промивальних рідин і тампонажних розчинів та геостатичних температур 15 - 25 °С, а також при необхідності підняття тампонажного розчину на велику висоту в один прийом потрібні тампонажні матеріали з пониженою густиною цементного розчину.

В даний час промисловістю України в заводських умовах виготовляється лише один вид полегшеного тампонажного цементу ПЦТІІІ-Пол5-100 з нижньою границею густини 1450 кг/м³, який призначений для температур, вищих 50°С. Проте сьогодні на більшості нафтогзових родовищах України існують умови, які потребують застосування полегшених і легких тампонажних матеріалів з різними технологічними характеристиками. Тому проводяться дослідження, спрямовані на розширення асортименту тампонажних матеріалів пониженої густини для застосування в

різноманітних гірничо-геологічних умовах глибоких нафтових і газових свердловин.

Аналіз останніх досліджень і публікацій.

Тампонажні цементи з пониженою густиною цементного розчину належать до модифікованих матеріалів. З аналізу друкованих джерел відомо декілька способів зниження густини тампонажних розчинів:

1) зниження густини твердої фази додаванням легкого наповнювача або використанням в'язучої речовини з меншою густиною;

2) підвищення водосумішевого відношення при збільшенні водоутримуючої здатності тампонажного розчину;

3) введенням в тампонажний розчин газової фази при її диспергуванні та стабілізації утвореної піни:

а) аеруванням тампонажних розчинів;

б) введенням мікрочасток - капсул, заповнених повітрям;

в) введенням епучених матеріалів з великою кавернозністю та низькою насипною масою;

4) заміною частини води вуглеводневою рідиною з меншою густиною;

5) комбіновані способи.

Вибір способу зниження густини визначається умовами застосування тампонажного матеріалу й технологічними можливостями підприємства.

Серед найбільш поширених прийомів зниження густини тампонажних матеріалів і розчинів переважають перший та другий способи й такі, що поєднують в собі якості, притаманні одночасно композиціям першого та другого способів. Комбінований засіб з одночасним зниженням густини твердої фази і збільшенням водосумішевого відношення розчину застосовувався в тампонажних матеріалах, які вироблялися в Україні у промислових масштабах.

У 70-х роках минулого сторіччя в СРСР були розроблені полегшені тампонажні цементи ОЦГ - на основі суміші шлаку, портландцементного клінкеру і трепелу при

співвідношенні компонентів 1:1 (за масою) та ОШЦ - на основі суміші шлаку і глини (наприклад бентоніту). Діапазон густини тампонажних розчинів на основі ОЦГ - 1450+1600 кг/м³, водо сумішеве відношення (В/С) = 0,7+1,1, допустимі температури використання 40+150 °С. Діапазон густини тампонажних розчинів на основі ОШЦ -1450+1550 кг/м³, В/С = 0,85+0,95, рекомендована температура використання для ОШЦ-120 - 80+160 °С, для ОШЦ-200 - 160+220 °С. Цементи ОЦГ і ОШЦ виготовлялись в Україні Констянтинівським ВАТ "Завод обважнювачів".

В Україні були розроблені також полегшені цементи ПЦТІІІ-Пол5-100 і ПЦТІП-Пол4-100, до складу яких входить 50 % цементного клінкеру і 50 % полегшувальної домішки - цеолітизованого туфу, та 3 % гіпсу [6]. Діапазон густини тампонажних розчинів на основі таких цементів 1400+1500 кг/м при В/С = 1±0,2. Рекомендована температура використання 50+100 °С».

Роль експлуатаційної деградації сталей магістральних газопроводів у втраті їх цілісності / Г. М. Никифорчин, Ю. В. Банахевич, А. Б. Мицик, В. В. Костів // Нафтогаз. енергетика. – 2016. – № 2. – С. 35-40.

Тривала експлуатація газотранспортної системи України висуває у число ключових причин порушення її цілісності втрату вихідних фізико-механічних властивостей сталей труб, які закладалися в інженерні розрахунки ще на стадії проектування. Це означає, що стабільність упродовж експлуатації, в першу чергу, механічних властивостей, стає не менш важливим, ніж їх вихідні значення. Як схематично показано на рис. 1, матеріал А з двох конкурентних варіантів досягає свого гранично допустимого значення за певною механічною властивістю при меншій тривалості експлуатації, ніж матеріал Б, незважаючи на свої кращі вихідні властивості. Під узагальненою механічною властивістю, що визначає ризик порушення цілісності тривало експлуатованих трубопроводів, можна вважати опірність

матеріалу крихкому руйнуванню, яка найчутливіше відбиває зміну його стану.

Принципово важливу роль у деградації сталей магістральних газопроводів відіграють агресивні корозивно-наводнювальні середовища. На зовнішній поверхні труби така деградація проявляється у місцях порушення функціональних властивостей ізоляційного покриття.

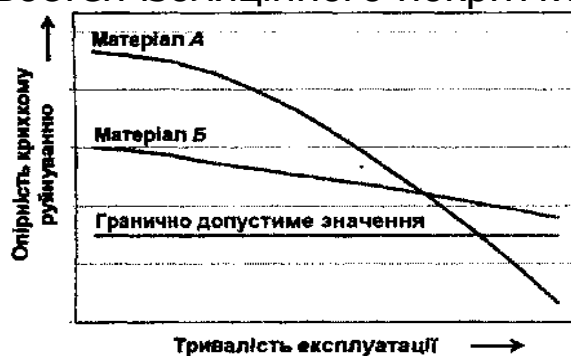


Рисунок 1 - Схематичне представлення зміни впродовж експлуатації трубопроводу визначальної для забезпечення його цілісності механічної властивості матеріалів А і Б

При цьому створюються умови для, з одного боку, зародження корозійно-механічної тріщини за механізмом локального анодного розчинення, а з іншого - локального наводнювання металу та поширення утвореної тріщини вже за механізмом водневого окрихчення. Але і транспортований газ може бути хімічно агресивним. Уті проблема очевидна для промислових трубопроводів через забрудненість транспортованого продукту, однак і газ у магістральних газопроводах не можна вважати повністю інертним через певну його вологість. Вона є джерелом електрохімічних реакцій з виділенням на внутрішній поверхні труби атомарного водню, який може абсорбуватися металом та переміщатися по товщині стінки до зовнішньої поверхні. За таких умов не тільки механічні напруження, але і їх сумісна дія з наявним у металі воднем виступають чинниками експлуатаційної деградації металу. Зазначимо, що в цьому випадку роль середовища не така локальна, як на зовнішній поверхні: вона поширюється на значні ділянки трубопроводу, які контактують з вологим газом.

У праці виділено низку особливостей впливу деградації трубопровідних сталей на порушення цілісності магістральних газопроводів.

Чутливість до концентрації напружень експлуатаційно окришеного металу

Головна небезпека експлуатаційної деградації трубопровідних сталей полягає в істотному зниженні їх опору крихкому руйнуванню. Відповідно, знижуються й інші фізико-механічні властивості, які пов'язані з окрихченням



Рисунок 2 - Приклад зародження та поширення тріщини від концентратора напружень, спричиненого непроваром у кільцевому зварному шві газопроводу.

металу. До них належить і чутливість до різного типу концентраторів напружень, яких неможливо уникнути на практиці.

На рис. 2 наведено приклад зародження тріщини від непровару у зварному кільцевому шві експлуатованої впродовж 53 років труби магістрального газопроводу. Ударна в'язкість KCV металу зварного шва склала лише 38 Дж/см (рис. 3), що вказує на вкрай низький опір крихкому руйнуванню, який могла спричинити лише тривала експлуатація трубопроводу. На це вказує результат порівняння значень KCV у вихідному та різний час експлуатованому металах. Очевидно, що створена непроваром концентрація напружень була недостатньою для зародження тріщини в матеріалі у вихідному стані, оскільки він володів достатнім запасом пластичності. І тільки з часом, через істотне окрихчення сталі впродовж експлуатації, виникла така можливість.



Тривалість експлуатації, роки

Рисунок 3 - Зміна ударної в'язкості KCV сталі 17Г1С (основного металу та металу зварного шва) в ході експлуатації».

Обладнання та інструменти



Динамічні навантаження на шарошкове долото під час застосування гвинтових підсилювачів у компоновці низу бурильної колони у ході буріння глибоких сверловин / П. І. Огородніков, В. М. Світлицький, О. О. Іванків [та ін.] // Нафтогаз. галузь України. – 2016. – № 6. – С. 15-18.

«Гвинтові механізми, які застосовують для зміни навантаження на долото, належать до силових передач, які працюють за великих статичних і динамічних навантажень і складних умов. Розглянемо більш досконально передачу зусиль під час роботи підсилювача навантажень на долото, використавши положення роботи. Для подальшого аналізу роботи конструкції скористаємося рисунком.

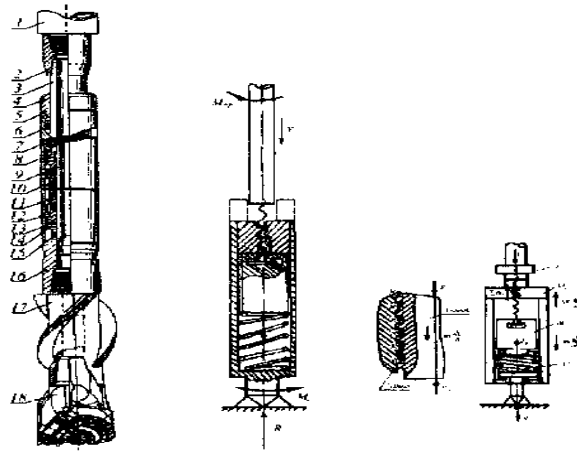


Рис. Загальний вигляд підсилювача осьового навантаження долота та його розрахункова схема для аналізу роботи конструкції ГПОН: 7 - бурильна колона (ВК); 2 - перевідник; 3 - гвинт; 4 - сальникова гайка; 5 - гайка; 6 - сальник; 7 – корпус; 8 - шайба; 9 - стовбур; 10-оболонка; 11 – наповнювач; 12 - поршень; 13 - підшипник; 14 - шайба; 15 – сальник; 16 - перевідник; 17 - калібратор лопатевий спіральний (КЛС); 18 – долото

Якщо приводним валом повернути гвинт на кут $\varphi_{\text{прив}}$, він переміститься поступально на величину

$$\delta_{\text{п.п}} = \varphi_{\text{прив}} t / (2\pi), \quad (13)$$

де $t = zh$ - хід; z - число заходів; h - крок.

Вираз (13) є функцією переміщення гвинтової передачі.

Торець гвинта, із його лінійним переміщенням, через кульовий підшипник і диски фрикційного запобіжника (шайба 8) впирається у верхній поршень, який деформує циліндричну мембрану 10 і передає через наповнювач 11 зусилля на нижній поршень 12, а через опорний підшипник 13 на корпус пристрою 7 та через перевідник 16 та КЛС 17 на долото 18. Отже, зусилля від гвинта передається через пружний елемент, корпус пристрою на долото. Якщо прийняти, що вмонтований пружний амортизатор має жорсткість $c_{\text{аморт}}$, то можна визначити, яке осьове навантаження передає гвинт на долото, для чого праву і ліву частини рівняння (13) помножимо на жорсткість:

$$Q = c_{\text{аморт}} \delta_{\text{п.п}} = c_{\text{аморт}} \varphi_{\text{прив}} t / (2\pi). \quad (14)$$

Диференціюючи по часу функцію переміщення гвинта у гвинтовому механізмі (13), визначимо лінійну швидкість точки, яка рухається поступально:

$$v_2 = \omega_1 t / (2\pi), \quad (15)$$

де $v_2 = \frac{d\delta_{\text{прив}}}{dt}$ лінійна швидкість точки, яка рухається поступально $\omega_1 = \frac{d\varphi}{dt}$ - кутова швидкість обертання гвинта (привідного вала).

Лінійна швидкість точки гвинта, яка лежить на колі середнього діаметра d_2 різьби, буде такою:

$$v_1 = \omega_1 d_2 / 2. \quad (16)$$

Передавальне співвідношення гвинтової передачі згідно з [4] матиме вигляд:

$$i = \frac{v_1}{v_2} = \frac{\pi d_2}{t} = 1 / \tan \alpha, \quad (17)$$

де α - кут підйому гвинтової лінії.

Силіві співвідношення і значення коефіцієнта корисної дії (ККД) у гвинтових передачах визначають за аналогією з черв'ячними передачами. У зв'язку з тим, що у гвинтових підсилювачах ведучим є гвинт, вони будуть мати вигляд:

$$F = F_a \tan(\gamma + \rho) * M_k = F_a d_2 \tan(\alpha + \rho) / 2 \cdot \frac{\tan \alpha}{\tan(\alpha + \rho)}, \quad (18)$$

де F - окружне зусилля, прикладене по дотичній до кола d_2 середнього діаметра різьби (у нашому випадку рухаюче зусилля від осьового навантаження ОБТ); F_a - осьова реакція, яка передається від долота під час його роботи на вибої на гайку; M_k - привідний момент вала (БК, вал вибійного двигуна); ρ - коефіцієнт корисної дії.

Кут тертя різьби визначимо так:

$$\rho = \arctan[f / \cos(\alpha/2)], \quad (19)$$

де f - коефіцієнт тертя ковзання між матеріалом гвинта і гайки.

Таким чином, нами визначені відносні (пружні) деформації елементів низу бурильної колони, у зв'язку з чим

виникає необхідність обчислення навантаження на долото із застосуванням гвинтового підсилювача».

Діагностичні ознаки розшарування в стінці відвідних від компресорної станції труб газотранспортної системи / О. І. Звірко, С. Ф. Савула, О. Є. Кунта, О. Т. Цирульник // Нафтогаз. енергетика. – 2016. – № 1. – С. 38-43.

«Розшарування трубопровідних сталей є актуальною проблемою. Причини їх виникнення можуть бути різними. Зокрема, розшаруванню сприяють наявність частинок карбідів та інших неметалевих включень, мікротріщини на міжфазних межах зерен, текстура, смугастість структури, анізотропія пластичної деформації тощо. Цей тип дефектності може бути пов'язаний як з металургійними особливостями отримання труб чи листового прокату, з якого виготовляють труби, так і умовами експлуатації трубопроводів. З точки зору матеріалознавства, головною причиною розшарування є понижена когезивна міцність неметалевих включень з металевою матрицею, що витягнені вздовж напрямку вальцювання. Саме на межі цих фаз на мікрорівні зароджується дефектність. Важлива роль у її розвитку належить атомарному водню, який дифундує до дефектів та накопичується у них, рекомбінуючи до молекулярного стану. Це створює надлишковий тиск у порожнині і, відповідно, напруження в її околі, які призводять до подальшого розшарування, змінюючи ступінь дефектності з мікро- на макрорівень. На стадії виготовлення труби - це металургійний водень, а на стадії експлуатації - водень, що утворюється у результаті корозійної (біокорозійної) взаємодії металу поверхні труби з ґрунтовим середовищем чи транспортованим продуктом. І що вища наводнювальна здатність середовища, то більший ризик прояву руйнування такого характеру. Зокрема, середовища, які містять сірководень, часто спричиняють розвиток експлуатаційних макророзшарувань. Напруження, які виникають у металі в результаті

інтенсивного наводнювання, можуть бути сумірні з його характеристиками міцності, тому руйнування можливе навіть за відсутності зовнішнього навантаження.

Чинники, які сприяють декогезії на межі матриця – включення, посилюватимуть утворення у трубах розшарування. Зазначимо з цього погляду попереднє пластичне деформування, циклічне навантаження та підвищені температури експлуатації, які властиві колінам відвідних від компресорних станцій (КС) труб газотранспортної системи (рис. 1), експлуатаційні умови яких передбачають пульсацію тиску та підвищену температуру металу. Зазначені чинники інтенсифікують також наводнювання металу і в такий спосіб посилюють його роль у процесах розшарування.

Явище макророзшарування тривало експлуатованих трубопровідних сталей відводів газотранспортної системи досі не досліджувалось.

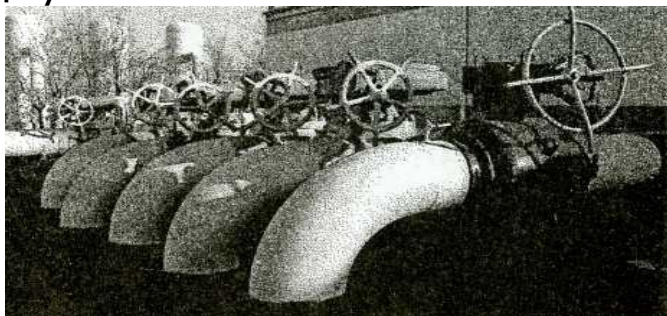


Рисунок 1 - Серія відвідних від КС труб газотранспортної системи

Об'єкт досліджень

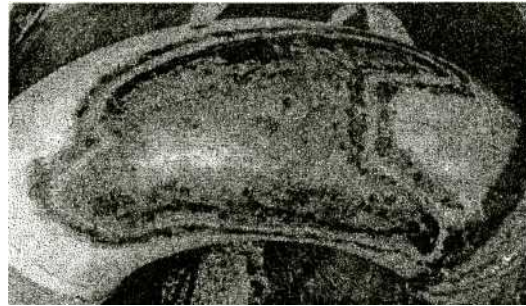
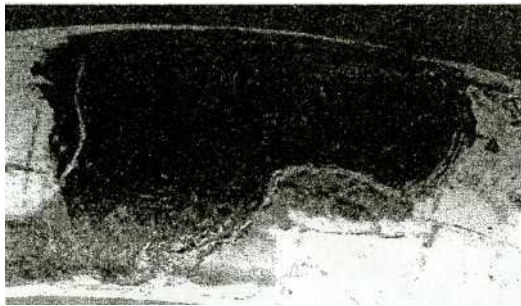
На розтягненій частині низки 40 років експлуатованих прямокутних колін відвідних від КС труб газотранспортної системи виявлені обширні розшарування всередині стінки труби (рис. 2). З цієї причини вони були виведені з експлуатації та для двох типорозмірів труб проведено експертизу їх дефектності. Матеріал труб - сталь 20, зовнішній діаметр 219 мм (умовно труба А) та 426 мм (труба Б) з номінальною товщиною стінки відповідно 18 та 12 мм. Максимальний робочий тиск у трубі становив 70 атм, а температура металу гину могла сягати 80 °С. Зазначимо, що виявлені дефекти не порушили герметичності трубопроводу.

Експертиза експлуатаційної дефектності колін

Обширні розшарування у колінах були виявлені ультразвуковим контролем товщини стінок труб t , який проводили товщиноміром з А/В сканом MVX (Dakota Ultrasonics). Отримано наступні покази t в районі розтягнутої частини труб, мм: труба А - 4,5; 3,7; 2,5; 4,2; 5,2; 5,6; 7,0; 6,4; 7,7; 6,5; 6,8; 6,9; 7,2; 7,6; 7,7; 8,0; 8,2; 16,2; 16,6; 17,3; 18,0; 16,8; 16,4; 17,6; 17,8; 16,5; 16,8; 17,2; 17,6; 17,0; 17,4; 17,0; 17,7; 18,1; труба Б - 3,2; 3,0; 3,6; 4,5; 4,3; 3,9; 5,2; 4,4; 5,7; 5,9; 6,1; 6,2; 6,3; 6,7; 6,8; 7,3; 7,9; 8,4; 8,5; 7,6; 10,3; 9,4; 11,3; 10,8; 10,5; 11,0; 12,1; 11,7; 10,9; 11,4; 11,5; 11,1; 11,4; 10,7; 10,6. Свідченням порушення суцільності стінки труби у місці заміру слугувало явно нереальна її товщина за показами товщиноміра. При цьому брали до уваги можливе стоншення труби в розтягнутій частині та через ерозійно-корозійне зношення внутрішньої поверхні. Звідси, якщо $t > 16,2$ ММ для гину А і $t > 9,4$ мм для гину Б, то такі значення вважали реальними, а менші - реакцією товщиноміра на макродефекти всередині стінки труби.

На основі такого контролю товщини позначили зони розшарування на реальних колінах (див. рис. 2) та побудували розгортай дефектності та переріз труб приблизно посередині ділянки розшарування (рис. 3).

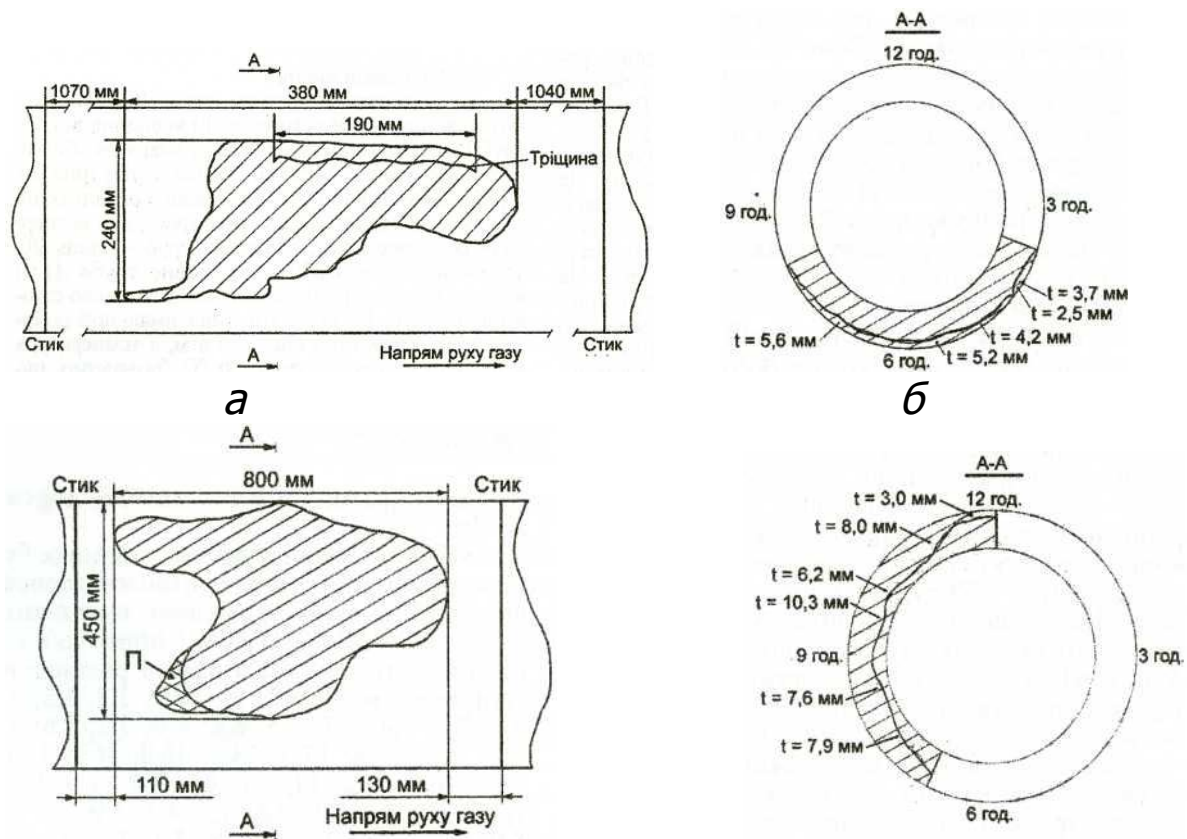
Розміри виявленого розшарування в обох випадках виходять далеко за допустимі норми, і цим аргументовано виведення колін з експлуатації. Водночас встановлено і деякі особливості для кожного з випадків.



а)

б)

Рисунок 2 - Окреслене контуром розшарування у стінці колін відвідних від КС труб А (а) та Б (б) газотранспортної системи



в

г

Рисунок 3 - Розгортка розшарування у стінках колін труб А (а) та Б (в) газотранспортної системи та переріз труб А (б) та Б (г) з дефектом

Так, розшарування у трубі А (розміром близько 380 мм в по-вздожньому напрямі та близько 240 мм в коловому напрямі, що склало третину окружності труби) охопило сегмент 4...8 год. Макродефект був розміщений ближче до зовнішньої поверхні (на глибині ~ 2...5,6 мм при номінальній

товщині труби 18 мм). На поверхню труби в зоні розшарування вийшла тріщина довжиною ~ 190 мм, орієнтована у повздовжньому напрямі та розташована на віддалі ~ 60 мм від контуру розшарування. Це важливий нюанс, оскільки поява такої тріщини на поверхні труби пов'язана не з переорієнтацією поширення розшарування в радіальному напрямі, а розривом поверхні над порожниною. Логічно вважати, що напруження, які спричинили цей розрив, зумовлені внутрішнім тиском газу в порожнині, який, у свою чергу, створюється у результаті накопичення у ній молекулярного водню, що рекомбінує з атомарного. Таке пояснення причини розриву передбачає інтенсивне наводнювання металу коліна з боку внутрішньої поверхні, тобто транспортований товарний природний газ є потужним джерелом наводнювання, принаймні на ділянці коліна газопроводу. Полегшувало руйнування І порівняно неглибоке залягання порожнини розшарування в місці розриву - близько 2,5 мм.

На коліні труби Б розміри розшарування, яке охопило сегмент 7...12 год., більші і становлять близько 800 X 450 мм, а розташовується воно в основному ближче до внутрішньої поверхні труби. Однак на останніх стадіях розвитку розшарування появилася тенденція до переміщення його контуру ближче до зовнішньої поверхні, де робочі напруження більші. І хоча виходу макророзшарування на поверхню труби до виводу дефектної ділянки з експлуатації ще не відбулося, тенденція до наближення контуру руйнування до зовнішньої поверхні вказує на потенційну можливість повторення ситуації, подібної до тієї, що і у випадку з коліном труби А. Зазначимо, що коліно труби Б було вилучене з експлуатації тільки після повторної експертизи, з перервою в 5,5 місяців, якою виявлено збільшення площі розшарування через його поширення на певній ділянці контуру (рис. Зв, площа П), саме у місці наближення до зовнішньої поверхні труби. Це вказувало на небезпеку подальшої експлуатації коліна».

Максюта И. И. Повышение ресурсных возможностей газотурбинных установок путем оптимизации легирующего комплекса / И. И. Максюта, Ю. Г. Квасницкая, А. М. Мяльница, Ф. Г. Верховлюка // Процессы литья. – 2016. – № 4. – С. 63-70.

«Для деталей горячего тракта газотурбинных установок (ГТУ), способных выдерживать высокие температуры и динамические нагрузки при длительном сроке службы в агрессивных продуктах сгорания топлива, основным конструкционным материалом являются высокотемпературные никелевые сплавы. Известно, что высокая жаропрочность достигается как эффективным комплексным легированием, так и высокотемпературной фазово-структурной стабильностью. Так, жаропрочные сплавы на никелевой и кобальтовой основе 3-5 поколений являются сложнолегированными гетерофазными системами, в которых реализуются три основных термодинамически возможных вида упрочнения: твердорастворное аустенитное (γ -фаза), дисперсионное (первичная и вторичная γ -фаза на основе соединения $Ni_3(Al, Ti)$ и карбидное. Такие элементы, как хром, молибден, вольфрам, ниобий, рений, тантал, входящие в аустенитную матрицу на никелевой основе, являются как упрочнителями твердого раствора, так и активными карбидообразующими. Количество этих элементов, введенных в состав легирующего комплекса, коррелирует с основными механическими характеристиками, в том числе длительной прочностью. Однако, для ГТУ транспортного и стационарного назначения, в том числе газоперекачивающих станций, особое значение, наряду с механическими характеристиками, приобретает стойкость к высокотемпературной коррозии (ВТК), вызванной высокоскоростным газовым потоком, как с агрессивными составляющими дизельного и газообразного топлива, а также и солями морской воды. Для повышения высокотемпературной стойкости к коррозионно-эрозионным разрушениям в основной легирующий комплекс необходимо

вводить большее содержание хрома (16-20% мас.) по сравнению с материалами для авиадвигателей (3-10%). Известно, что в последние годы с целью повышения эксплуатационных характеристик активно используют для легирования жаропрочных сплавов такие перспективные с точки зрения повышения длительной прочности и стойкости к ВТК элементы, как рений, тантал, рутений».

Трофименко П. Е. Анализ экспериментальных исследований энергетических характеристик насоса с центробежно-вихревой ступенью / П. Е. Трофименко, М. В. Найда // Приклад. механика. – 2017. – Т. 53, № 1. – С. 137-144.

«Проблема срыва параметров актуальна для всех лопастных насосов. По своим внешним проявлениям данная особенность идентична более исследованному - кавитационному срыву параметров насоса. Рассматриваемый срыв параметров приводит к полной потере работоспособности гидравлической сети, что, чаще всего, влечет экономические убытки, существенно превышающие стоимость используемого в ее составе насосного оборудования.

Для предотвращения случаев потери работоспособности гидравлических сетей, работающих на газожидкостных смесях, как правило, используется специальное насосное оборудование, оснащенное дополнительными конструктивными узлами. Его применение позволяет исключить указанные случаи потери работоспособности, но одновременно ведет к повышению себестоимости и снижению надежности в работе таких сетей.

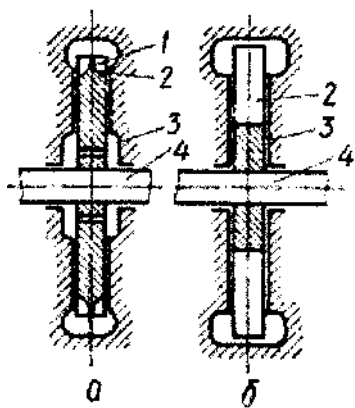


Рис. 1

Вихревые насосы гораздо компактнее и дешевле центробежных насосов традиционных конструктивных схем и при этом могут устойчиво работать без срыва параметров при больших количествах газа в смеси (до 30%). Однако низкий уровень их КПД ($\eta = 45\%$) является важнейшим недостатком таких насосов. Отличительной чертой работы на газожидкостных смесях вихревого насоса является то, что при срывном режиме его подача и напор снижаются не до нуля, как в остальных лопастных насосах. Работоспособность сохраняется при условии, когда газосодержание в смеси превышает его критическую величину. В этом случае напор вихревого насоса очень мал. На рис. 1 показаны рабочие колеса вихревых насосов: а - закрытое, б - открытое (1 - перемишка, 2 - лопасть, 3 - корпус, 4 - вал).

Вихревые насосы имеют хорошие конструктивные данные - незначительную металлоемкость на единицу мощности и малые габариты. Рабочие колеса у них могут быть закрытыми и открытыми (рис. 1). Открытые колеса имеют канал прямоугольного сечения, лопасти у них длинные; закрытые имеют специальную перемишку, которая разделяет канал на две части, лопасти их короче, чем у открытых. Максимальный КПД насосов с открытыми колесами - 43%, с закрытыми - 50%.

Для вихревых насосов отличительной особенностью является простота конструкции, а также технологичность в изготовлении. Но рабочий процесс их достаточно сложный и малоизученный. Вихревые насосы имеют низкую всасывающую способность. Для ликвидации этого

недостатка используют центробежно-вихревые насосы относящиеся к динамическим насосам, в которых в первой, центробежной ступени насоса, рабочая среда перемещается от центра к периферии, тогда как во второй, вихревой ступени насоса, рабочая среда перемещается по периферии рабочего колеса или по периферии второй и следующей ступени рабочих колес в тангенциальном направлении.

К настоящему времени для транспортировки жидкости в системах водоснабжения, в пищевой промышленности (вода, вино, спирт, коньяк, подсолнечное масло), в нефтяной промышленности (бензин, керосин, дизельное топливо, растворители) широкое применение получили центробежно-вихревые насосы, конструктивной особенностью которых является наличие двух ступеней: центробежной и вихревой. Центробежно-вихревые насосы отличаются высокими эксплуатационными показателями, в которых удачно использованы преимущества центробежных и вихревых ступеней. Вихревые и центробежно-вихревые насосы можно устанавливать выше уровня жидкости в резервуаре. При их запуске отпадает необходимость во всасывающем трубопроводе и наличие приемного клапана. Самовсасывание центробежно-вихревого насоса с глубины до 2 м обеспечивается насосами В и ЦО в обычном исполнении. Для обеспечения самовсасывания с глубины 6 - 7 м на нагнетательной стороне насоса устраивают воздухоотделяющий колпак.

В конструкции центробежно-вихревого насоса используются, как правило, типовые конструкции как центробежного, так и вихревого рабочего колеса. На ряду с этим известны решения, в которых предприняты попытки изменить конструкцию или за счет изменения рабочего колеса центробежного насоса, или за счет изменения конструкции вихревого рабочего колеса.

Отметим, что КПД центробежно-вихревого насоса зависит не только от КПД каждой ступени в отдельности, но и от напора, создаваемого каждой ступенью в отдельности. Из этого следует, что лучше было бы увеличивать напор

центробежной ступени, чем вихревой, однако, в большинстве случаев целесообразно конструктивно использовать ступени одинакового наружного диаметра. При таком подходе центробежно-вихревые насосы могут иметь следующие показатели: высота всасывания до 8,0 - 8,5 м. в. ст; КПД до 52%.

На рис. 2 показан самый распространенный центробежно-вихревой насос СЦД 20/24.

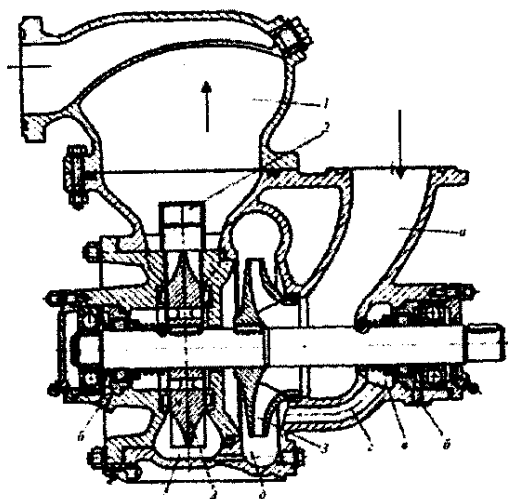


Рис. 2

Этот насос предназначен для перекачивания чистых, без механических примесей жидкостей: воды, бензина, керосина, дизельного топлива, спирта и других нейтральных жидкостей вязкостью не более $2 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$, температурой 233 - 323 К и плотностью не более $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Наиболее ярко преимущества центробежно-вихревых насосов проявляются при работе в скважинах с высоким газовым фактором. Пузырьки газа, попадая в область вихревого венца, интенсивно диспергируются, что повышает устойчивость работы насоса при перекачивании нефтегазоводных смесей. Согласно результатам стендовых испытаний, на смеси воздух - вода, предельная объемная концентрация свободного газа на входе в центробежно-вихревой насос может быть в 1,5-2 раза выше, чем у центробежных насосов».

Довідкове видання

Нафтогазові технології

Дайджест

Випуск 6

Українською мовою

Редагування

Л. А. Жолобко

Комп'ютерний набір

Л. М. Локотош

Комп'ютерна верстка

Т. С. Макар

Відповідальна за випуск

Я. А. Пилип