

## ВИКОРИСТАННЯ СКЛОПЛАСТИКОВИХ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ У ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ

<sup>1</sup> Б.В.Копей, <sup>2</sup> О.Б.Шопен, <sup>1</sup> О.О.Кузьмін, <sup>2</sup> О.Б.Ківіренко, <sup>1</sup> І.Б.Копей, <sup>1</sup> В.Б.Боднарчук

<sup>1</sup> ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (03422) 42331;  
e-mail: koreyb@nung.edu.ua

<sup>2</sup> Науково-виробниче підприємство "Пластар"; 62203, Харківська обл.,  
сmt. Золочів, пров. Разіна, 8; тел. (0564) 50306; e-mail: npp-plastar@rambler.ru

*Наведено результати розробки та випробування НКТ зі склопластику. Детально описано послідовність виготовлення НКТ. Наведено переваги склопластикових НКТ над звичайними металевими. Наведено опис параметрів, на основі яких отримані високі характеристики міцності НКТ.*

Ключові слова: склопластик, труба, різьба, газова свердловина, метал, корозія.

*Наведені результати розробки та випробування НКТ із склопластика. Детально описана послідовність виготовлення НКТ. Приведені переваги склопластикових НКТ перед звичайними металевими. Описані параметри, по котрим отримані високі характеристики міцності НКТ.*

Ключевые слова: стеклопластик, труба, резьба, газовая скважина, металл, коррозия.

*The results of development and test of tubing made of fiberglass. Sequence of making of tubing is described in detail. Advantages of tubing made of fiberglass are resulted above ordinary metallic. The specification of parameters with high descriptions of durability tubing made of fiberglass are got on the basis of development.*

Keywords: fiberglass pipe, screw-thread, gas, metal, corrosion.

### Постановка проблеми

Основною причиною корозії газопромислового обладнання є хімічна або електрохімічна дія агресивних компонентів на матеріал підземного обладнання. Її інтенсивність залежить від: характеру і структури металу; характеру складу агресивного середовища, в якому можуть міститися речовини, що прискорюють або уповільнюють процес корозії; температури і тиску цього середовища; величини напружень від механічної дії на метал [1].

Одним з найбільш важливих чинників, що характеризують агресивне середовище і впливають на електрохімічні реакції, є концентрація іонів водню, тобто показник рН середовища. Показник  $\text{pH} < 7$ , свідчить про кислу реакцію,  $\text{pH} > 7$  — про лужну. Швидкість корозії особливо сильно зростає із зниженням рН нижче 4. Зі зміною рН від 4 до 9 швидкість корозії залишається майже постійною, а з подальшим збільшенням його вона зменшується. У сильно лужному середовищі  $\text{pH} > 14$  спостерігається пришвидшення процесу корозії унаслідок розчинення продуктів корозії з утворенням феритів.

Механізм корозії газопромислового обладнання має зазвичай змішаний характер: електрохімічний, при якому руйнування є результатом дії великої кількості мікрокорозійних гальванічних елементів через неоднорідність різних ділянок поверхні металу з різними потенціалами і хімічний, при якому руйнування є результатом безпосередньої взаємодії корозійного агента з металом. За основним агентом, що викликає корозію, розрізняють сірководневу і вуглекислотну корозію та корозію розчиненими

у воді пласта низькомолекулярними органічними кислотами (оцтовою, мурашиною, пропіоновою та ін.).

За характером корозійного руйнування розрізняють: суцільну корозію, що має поверхневий характер; місцеву — точкову і пітингову; корозійне розтріскування внаслідок одночасної дії агресивного середовища і навантаження розтягу.

Розмаїття процесів корозії на родовищах природного газу викликане різноманітністю умов роботи газопромислового обладнання.

Корозія насосно-компресорних труб зазвичай починається з деякої певної глибини від гирла свердловини, (на родовищах Краснодарського краю — це 1200–800 м). Нижче цього інтервалу корозія зазвичай слабка. В напрямі до гирла свердловини інтенсивність корозії зростає. Внутрішня поверхня труб кородує, в основному, рівномірно. Швидкість корозії звичайних сталевих труб складає 0,2–0,8 мм на рік. Нижні кінці труб в муфтових з'єднаннях труб кородують на значно більшу глибину. Швидкість корозії їх досягала 5–7 мм на рік.

Із збільшенням концентрації корозійних агентів у воді швидкість корозії збільшується. Концентрація  $\text{CO}_2$  і  $\text{H}_2\text{S}$  у воді залежить від тиску, температури і мінералізації води.

Вміст рН залежить від концентрації у воді  $\text{CO}_2$  і  $\text{H}_2\text{S}$  і її іонного і сольового складу. У свердловинах інтервал змін рН води зазвичай коливається у межах від 2 до 7. Наголошувалося на відсутності корозії в свердловинах з нейтральним середовищем.

НКТ і обсадні колони в свердловині експлуатуються в умовах значної навантаженості розтягу, що підсилює інтенсивність корозії.

Зростання швидкості газорідного потоку збільшує інтенсивність корозії.

У місцях розташування виступів, западин, поворотів, штуцерів і інших місцевих опорів збільшується швидкість корозії.

Присутність вуглеводневого конденсату пасивно впливає, зменшуючи швидкість корозії за рахунок утворення захисної плівки на металі. Проте конденсат слугує і стимулятором корозії на межі двох рідин — води і конденсату у присутності сірководню.

Як зауважує Вяхірев Р.И. [2], для захисту фонтанних труб використовувалися склоемалеві та лакові покриття, що наносилися на внутрішню поверхню НКТ. Причому приймалась до уваги притаманна склоемалевим покриттям стійкість до корозії.

Видобуток газу на певному етапі розробки супроводжується відкладенням твердих неорганічних речовин у поровому просторі пласта-колектора, стінках НКТ, наземних комунікацій систем підготовки газу тощо. Накопичення солей призводить до зменшення поперечного перерізу, закупорювання труб і устаткування, зниження колекторських властивостей пласта, а отже — до значних втрат тиску або припинення видобутку газу.

Головним джерелом виділення солей є мінералізована пластова вода, що потрапляє до свердловини разом з газом. Причинами випадання з неї солей і мінералів є:

1) зниження тиску і температури в процесі розробки родовища;

2) змішування вод пластів із розчинами іонного походження (метанолом, водами). Боротьба з відкладеннями солей вимагає значних витрат. З цієї причини великого практичного значення набувають різні методи прогнозування осадження солей з вод пластів, моделювання процесів закупорювання порового простору пласта і газопромислового устаткування при різних режимах експлуатації свердловин.

Пластові води родовищ природних газів мають різний склад, що змінюється від майже прісних вод родовищ Західного Сибіру до високомінералізованих розсолів Шебелінського, Оренбурзького і інших родовищ.

Різними є температура і тиск в пластах-колекторах.

Різноманітні і умови експлуатації родовищ: зміна температури і тиску в стовбурі свердловин, дебіт свердловин і кількість пластових вод, що виносяться газом, склад закачуваних в пласт і свердловину розчинів.

Сукупність всіх цих чинників, зрештою, визначає склад і кількість солей, що виділяються.

В процесі експлуатації, і особливо на завершальній стадії експлуатації, в свердловинах і промислових комунікаціях відбувається інтенсивне відкладення солей.

Кристалізація солей триває до повного закупорювання НКТ або затрубного простору.

На ранній стадії процес відкладення солей проходить повільніше, потім — прискорюється. По окремих свердловинах час утворення сольової пробки до повного закупорювання НКТ становить 10-15 діб, а по значній частині свердловини зростання пробки сповільнене і вимірюється в межах 300-400 діб.

Для видалення нестійких пробки здійснюється промивання свердловин прісною водою в кількості 4-5 м<sup>3</sup> агрегатами ЦА-320А і ЗЦА-400А, кислотним агрегатом АЗІНМАШ-55 та паровою установками ППУ-3М.

При цьому трапляється обвалювання солей на вибій.

Тривалість процесу промивання — близько 15 годин. Щорічні прямі витрати на проведення цих робіт зростають. Із зростанням кількості промивань збільшуються втрати газу в атмосфері, оскільки у процесі промивання свердловина працює на факел.

Глухі пробки ліквідуються при капітальному ремонті з підйомом НКТ.

Як бачимо, корозія підземного обладнання та перекриття прохідного простору НКТ відкладами солей є серйозними ускладненнями в роботі газової свердловини. Причому існуючі методи їх подолання часто є технічно неефективними та економічно недоцільними.

#### **Аналіз останніх досліджень і публікацій**

Для уникнення подібних ускладнень у нафтових свердловинах провідними нафтовими компаніями світу ще з 70-тих років минулого сторіччя використовуються склопластикові НКТ. Першими почали виготовляти склопластикові НКТ американські компанії, зокрема Ameron [7].

Склопластик — це композиційний матеріал, що складається з скловолокнистого наповнювача (склониток) і полімерного згущувача (смоли), та володіє високою корозійною стійкістю в сірководневому і лужному середовищах, а також високими механічними характеристиками.

Технологія виробництва склопластикових труб дає змогу регулювати анізотропію їх механічних властивостей.

Перехід до застосування склопластикових труб замість сталевих обумовлений такими їх перевагами:

- здатність працювати в умовах низьких і високих температур (від -80 до +100°C);
- висока механічна міцність;
- висока корозійна стійкість;
- низька тепло- і електропровідність;
- стійкість до дії агресивних середовищ;
- висока стійкість до абразивного зношування;
- гладка внутрішня поверхня виключає парафінові і соляні відкладення і знижує гідравлічний опір.

Як зазначили в НГВУ "Белорусьнефть", де проводили експлуатацію склопластикових НКТ в нагнітальних свердловинах, згідно з статистикою, середній строк служби звичайних сталевих

вих НКТ складає в середньому 3 роки. Причиною заміни труб є корозія, викликана наявністю сірководню в закачуваній воді. Після використання на чотирьох свердловинах склопластикових НКТ за півтора року вони працюють без проблем. Підйомів їх підвіски не доводилось робити через відсутність неполадок.

Дослідженнями В.П. Тронева і його співробітників в ТатНДП-нафта були визначені сили зчеплення сольового каменю з поверхнями різної полярності, такими, як окислена сталь, парафін, силікатне скло, органічне скло і поліетилен. Результати цих досліджень наведені нижче.

Поверхня	Адгезія, г/см <sup>2</sup>
Сталь	2250
Скло	4100
Парафін	≈ 0
Органічне скло (склопластик)	≈ 0
Поліетилен	≈ 0

З даних видно, що сили адгезії сольового каменю до гідрофільного скла і окисленої сталі вельми великі і складають 4100 і 2250 г/см<sup>2</sup> відповідно. Водночас сили адгезії сольового каменю до гідрофобних поверхонь (органічного скла, поліетилену і парафіну) виявилися настільки низькими, що прилад зареєстрував зусилля, близькі до нуля.

Низький рівень адгезії сольового каменю до неполярних поверхонь, в основному, обумовлений відсутністю кристалохімічної відповідності структури ґраток кристалів солі і гідрофобних поверхонь, а також низьким рівнем енергії взаємодії молекул неполярних речовин з кристалами полярної солі, оскільки частка енергії взаємодії останніх за рахунок дисперсійних сил невелика.

Отже, для запобігання утворенню сольових відкладень на поверхні устаткування його слід покривати захисним шаром або виготовляти з гідрофобних матеріалів, наприклад, поліетилену і інших.

Використання склопластикових насосно-компресорних труб дозволяє вирішувати як проблему корозії, так і відкладання солей.

Впровадженню склопластикових НКТ в радянській нафтогазовій промисловості завжала відсутність вітчизняних технологій виготовлення відповідних різьбових з'єднань.

Піонерами виготовлення склопластикових НКТ на пострадянському просторі є підприємство "Завод склопластикових труб" [6], засноване компанією Татнефть. Це підприємство виготовляє склопластикові НКТ на технологічній лінії EN-TECH (США).

В таблицях 1,2 наведено основні характеристики склопластикових насосно-компресорних труб, що випускаються промисловістю Росії.

В Україні виробництво склопластикових НКТ започатковано в ТОВ "НВП Пластар", м. Харків. Співробітники цього підприємства ще у 1990-х рр. запатентували власну технологію

Таблиця 1 – Технічні характеристики насосно-компресорних труб

Гранична глибина опускання труб, м	4000
Коефіцієнт запасу міцності	Не менше 2.7
Температура транспортного середовища, °С	До 110
Коефіцієнт шорсткості внутрішньої поверхні, мм	$1524 \cdot 10^{-6}$

Таблиця 2 – Номенклатура насосно-компресорних і обсадних труб за стандартами АРІ

Розмір різьб, дюйм	Умовний внутрішній діаметр		Номінальний тиск середовища	
	дюйм	мм	PSI	МПа
2 3/8	2	50	від 1000 до 4000	від 6.9 до 27.6
2 7/8	2.5	63	від 1000 до 4000	від 6.9 до 27.6
4 1/2	4	100	від 1000 до 2500	від 6.9 до 17.2
7	6	150	від 1000 до 2500	від 6.9 до 17.2
8 5/8	8	200	від 1000 до 2000	від 6.9 до 13.8

виготовлення різьб склопластикових труб [8]. Головною відмінністю різьб склопластикових труб, що виготовляються ТОВ "НВП Пластар", є оптимальний профіль різьби з урахуванням особливостей полімеркомпозитного матеріалу [9]. Це дає змогу одержувати рівномірні з тілом труби різьбові з'єднання, виготовлені з склопластику.

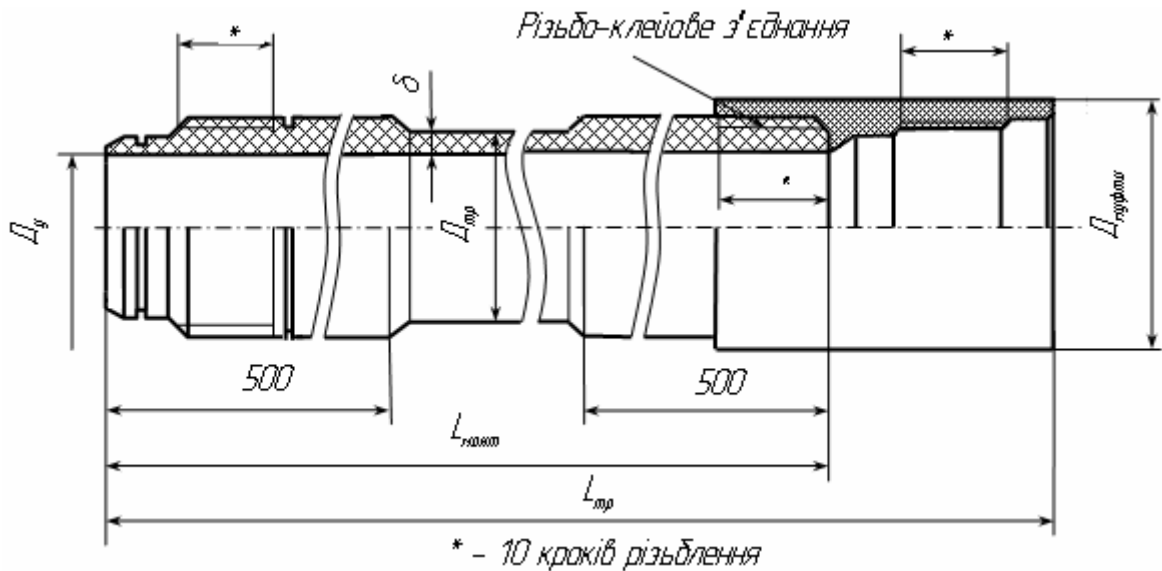
### Основний матеріал дослідження

Труби виготовляються за технічними умовами ТУ У В.2.5-25.2-31800623-002:2009, що пройшли узгодження в Держбуді і можуть використовуватися також для спорудження обсадних і ліфтових колон у водозабірних свердловинах питної води.

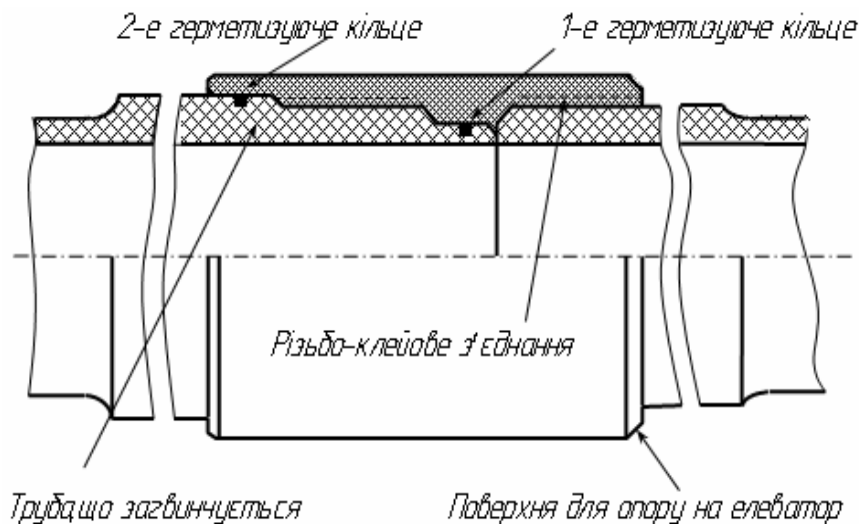
Робота із трубами, опускання у свердловини, а також підймання зі свердловин можливий за температур навколишнього середовища від -30°C до +60°C. Максимальна робоча температура труб у свердловинних умовах становить +110°C (залежно від типу затверджувача).

Матеріали, з яких виготовляються труби, інертні до сірководню, вуглекислого газу й інших корозійно-активних компонентів нафтопромислових рідин; їхні граничні концентрації в середовищах, що транспортуються трубами, не обмежені. Термін служби труб у цих умовах становить не менше 15 років.

Вихідними матеріалами для виготовлення труб є зв'язувач (епоксидна смола та затверджувач ангідридного або амінного типу) і на-



**Рисунок 1 – Склопластикова насосно-компресорна труба**



**Рисунок 2 – Різьбове циліндричне з'єднання склопластикових труб**

повнювач (скловолоконна рівниця). Труби виготовляються методом намотування на самоподаючу оправку склорівниці, просоченої зв'язуючим з подальшим затвердженням композиції в безперервному процесі. Цей технологічний процес, крім широких можливостей варіації співвідношень механічних характеристик матеріалу труби, дозволяє виготовляти вироби будь-якої довжини.

Конструктивно труби складаються з тіла, ніпеля та різьбо-клеїової муфти (рис. 1).

Різьбові з'єднання виготовляються двох типів: циліндричні з гумовими кільцевими ущільнювачами та конічні. Циліндричні з'єднання використовуються, в основному, в водозабірних свердловинах питного забезпечення, а конічні – в промислових свердловинах.

Схему циліндричного різьбового з'єднання склопластикових труб зображено на рис. 2.

З'єднання склопластикових труб з металевими трубами та іншим свердловинним устат-

куванням виконується через різьбові металеві перехідники.

Як зазначено в [3], у 1972 р. на родовищах Татарстану були опущені НКТ із полімерно-композиційних матеріалів (ПКМ), які використовувались як хвостовики. Результати випробувань вказали на високу стійкість матеріалу труб до висококорозійного середовища, а ось муфтові з'єднання зазнали значної корозії.

На ВАТ "РН-Удмуртнефть" було впроваджено на ряді свердловин склопластикові НКТ (табл. 4). Заміна металевих НКТ на склопластикові пов'язана з низьким строком служби металевих НКТ [6].

Експлуатація склопластикових НКТ має такі переваги:

- висока корозійна стійкість;
- низька вага порівняно із звичайними НКТ;
- більше напрацювання;
- відсутність відкладень АСПО та солей на стінках.

Таблиця 3 – Основні фізико-механічні властивості матеріалу труб вітчизняного виробництва

Найменування показника	Одиниця виміру	Величина
Окружний модуль пружності	ГПа	25,0
Осьовий модуль пружності	ГПа	17,0
Осьова міцність	МПа	220
Водопоглинання	%	0,15
Номінальна густина	кг/м <sup>3</sup>	1750
Коефіцієнт запасу по герметичності		4
Коефіцієнт теплопровідності	Вт / (м·К)	0,45
Коефіцієнт теплового розширення	1 / К	19х10 <sup>-6</sup>
Коефіцієнт шорсткості	мм	1524х10 <sup>-6</sup>

Таблиця 4 – Результати впровадження склопластикових НКТ у ВАТ "РН-Удмуртнефть"

№ з/п	Родовище	№ св.	Середнє на- працювання сталевих НКТ, діб	Дата впровадження склопласти- кових НКТ	Причина впровадження	Довжина підвіски СП НКТ	Межа плин- ності	Результат на січень 2009р.
1	Архангельське	9Р	325	02.06.08	Перетікання в НКТ	1820	231	Затрубний тиск 0 атм.
2	Архангельське	201	334	20.06.08	Перетікання в НКТ	1780	231	Затрубний тиск 0 атм.
3	Архангельське	79Р	255	19.07.08	Перетікання в НКТ	1803	184	Затрубний тиск 0 атм.
4	Гремихинське	964	374	05.11.07	Перетікання в НКТ	1148	441	Затрубний тиск 0 атм.
5	Гремихинське	1022	395	06.11.07	Перетікання в НКТ	1085	440	Затрубний тиск 0 атм.
6	Гремихинське	923	455	16.11.07	Перетікання в НКТ	1086	430	Затрубний тиск 0 атм.
7	Гремихинське	871	450	09.11.07	Заміна пакера і НКТ	1113	112	СП НКТ піднято. Корозії і відклади не виявлено
8	Гремихинське	905	540	13.11.07	Заміна пакера і НКТ	1113	172	СП НКТ піднято. Корозії і відклади не виявлено

За даними Садикова Р.С. та Ефендізаде С.М. [4,5] НКТ із скловолокна витримують високі тиски – до 12 МПа.

Технічні характеристики СПНКТ, що пропонуються для використання в газових свердловинах із агресивним середовищем та відкладами солей:

– НКТ завдовжки 6 м і 9 м забезпечуються на одному кінці склопластиковими муфтами, на іншому кінці – спеціальна конічна зовнішня різьба. Температура експлуатації СПНКТ від -50°С до +110°С.

– труби герметичні в газовому середовищі при тиску до 10 МПа.

– з'єднання НКТ, що забезпечує їх герметичність, проводиться за допомогою стрічки ФУМ.

– труби повинні витримувати випробування на стиснення в радіальному напрямі, відстань між паралельними площинами – 55мм.

– для згвинчування і розгвинчування НКТ повинні застосовуватися ключі спеціальної конструкції, які входять до комплексу постачання. Також до комплексу постачання НКТ входить металевий перехідник із сталі.

Корозійна стійкість у поєднанні з високою характеристикою абразивної стійкості знаходить широке застосування в нафтогазовій промисловості. Допускається застосування нафтогазопроводів з полімерних труб в морській воді, в заболочених ділянках ґрунту, а також кислих і лужних ґрунтах. Випробування склопластикових НКТ у морській воді, протягом 20 років показали їх високу стійкість до корозії.

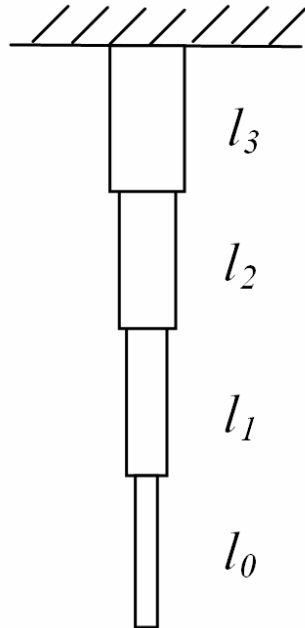
Проте після досягнення граничного тиску та утворення дефекту на поверхні спостерігається лавинне руйнування труб.

Застосування склопластикових НКТ дає змогу одержувати економічний ефект вже впродовж перших місяців експлуатації, адже на сьогоднішній день склопластикові НКТ вітчизняного виробництва за вартістю співмірні зі звичайними металевими НКТ.

Після закінчення експлуатації склопластикових НКТ, їх можна відправити на переробку та виготовлювати склошифер (практика США), який більш екологічний за існуючий з азбестовими волокнами. Перероблені відпрацьовані склопластикові матеріали використовують також як наповнювачі для дорожніх покриттів [3].

**Розрахунок колони НКТ на несучу здатність при осьовому розтязі**

З метою підвищення вагової ефективності колону сифонових труб передбачається виконати різної товщини і такою, що складається з чотирьох ділянок (рис. 3).



**Рисунок 3 – Компоновка колони НКТ**

Для виконання такої вимоги довжина нижньої ділянки колони не повинна перевищувати:

$$l_0 = \frac{[\sigma]}{\rho g},$$

де:  $l_0$  – довжина нижньої ділянки колони;

$[\sigma]$  – напруження осьового розтягу труби, що допускається в процесі експлуатації;

$\rho$  - густина матеріалу труби.

При цьому вага нижньої частини колони буде рівна:

$$G_0 = F_0 \cdot l_0 \cdot \rho g,$$

де  $F_0$  – площа поперечного перетину труби.

Найбільше напруження в тілі труби на першій ділянці буде рівним

$$\sigma = \frac{G_0}{F_1} + \rho g \cdot l_1.$$

Звідки 
$$F_1 = \frac{G_0}{[\sigma] - \rho g \cdot l_1}.$$

До нижнього кінця другої ділянки з боку першого прикладена сила, рівна  $F_1 \cdot [\sigma]$ . Тоді аналогічно площа другої ділянки, що забезпечує рівність найбільшого напруження, рівна:

$$F_2 = \frac{F_1 \cdot [\sigma]}{[\sigma] - \rho g \cdot l_2}$$

або з урахуванням виразу для  $F_1$ :

$$F_2 = \frac{G_0 \cdot [\sigma]}{([\sigma] - \rho g \cdot l_1)([\sigma] - \rho g \cdot l_2)}$$

У разі рівності довжин ділянок маємо:

$$F_2 = \frac{G_0 \cdot [\sigma]}{([\sigma] - \rho g \cdot l)^2}.$$

Для випадку  $n$  ділянок рівної довжини

$$F_n = \frac{G_0 \cdot [\sigma]^{n-1}}{([\sigma] - \rho g \cdot l)^n}$$

Подовження ділянок колони під дією сил власної ваги визначається таким чином:

$$\Delta l_0 = \frac{\rho g \cdot l_0^2}{2E};$$

$$\Delta l_1 = \frac{G_0 \cdot l_1}{EF_1} + \frac{\rho g \cdot l_1^2}{2E};$$

$$\Delta l_2 = \frac{(G_0 + G_1) \cdot l_2}{EF_2} + \frac{\rho g \cdot l_2^2}{2E}$$

$$\Delta l_3 = \frac{(G_0 + G_1 + G_2) \cdot l_3}{EF_3} + \frac{\rho g \cdot l_3^2}{2E}$$

Подовження колони визначається як сума подовжень ділянок.

В колоні найбільше навантаження розтягу від сил власної ваги буде виникати в чотирьох перерізах – на усті свердловини і в трьох перерізах, де міняються товщини стінок.

**Висновки**

Застосування склопластикових НКТ дає змогу одержувати економічний ефект вже протягом перших місяців експлуатації, адже на сьогоднішній день склопластикові НКТ вітчизняного виробництва за вартістю співмірні зі звичайними металевими НКТ.

**Література**

1 Маргулов Р.Д. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата: Справочное руководство / Р.Д. Маргулов. – М.: Недра, 1987. – Т. II. – 360 с.  
2 Вяхирев Р.И. Теория и опыт добычи газа / Р.И. Вяхирев, Ю.П. Коротаев, Н.И. Кабанов. – М.: Недра, 1998. – 479 с.

3 Копей Б.В. Насосні штанги і труби з полімерних композитів: проектування, розрахунок, випробування / Б.В. Копей, О.В. Максимук, Н.М. Щербина [та ін.] – Львів: ІППММ ім. Я. С. Підстригача НАН України, 2003 – 352 с.

4 Садыков Р.С. Промысловые испытания стеклопластиковых насосно-компрессорных труб (НКТС) / Р.С. Садыков, Ю.М. Матвеев, В.Г. Новиков // Нефтепромысловые трубы. – Куйбышев, 1975. – 238 с.

5 Эфендизаде С.М. Применение пластмассовых и стеклопластиковых труб в нефтяной промышленности // Обзор информ. Применение полимерных материалов и стеклопластиков в нефтяной промышленности. Сер. Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. – М: ВНИИОЭНГ, 1983. – №10. – С. 7-20.

6 [www.zct.ru/.../](http://www.zct.ru/.../)

7 [www.ameron.com](http://www.ameron.com)

8 Shopen A., Kivirenko O., Savchuk V., Lipinsky V., Golovanevskiy V.. Continuous Manufacturing Technology for Manufacture of FRP Pipes With Joints. // International Journal of Materials & Product Technology, Volume 2002, 17, Number 1/2, pp. 62-67.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
09.11.10*

*Рекомендована до друку професором  
Ю.Д. Петриною*