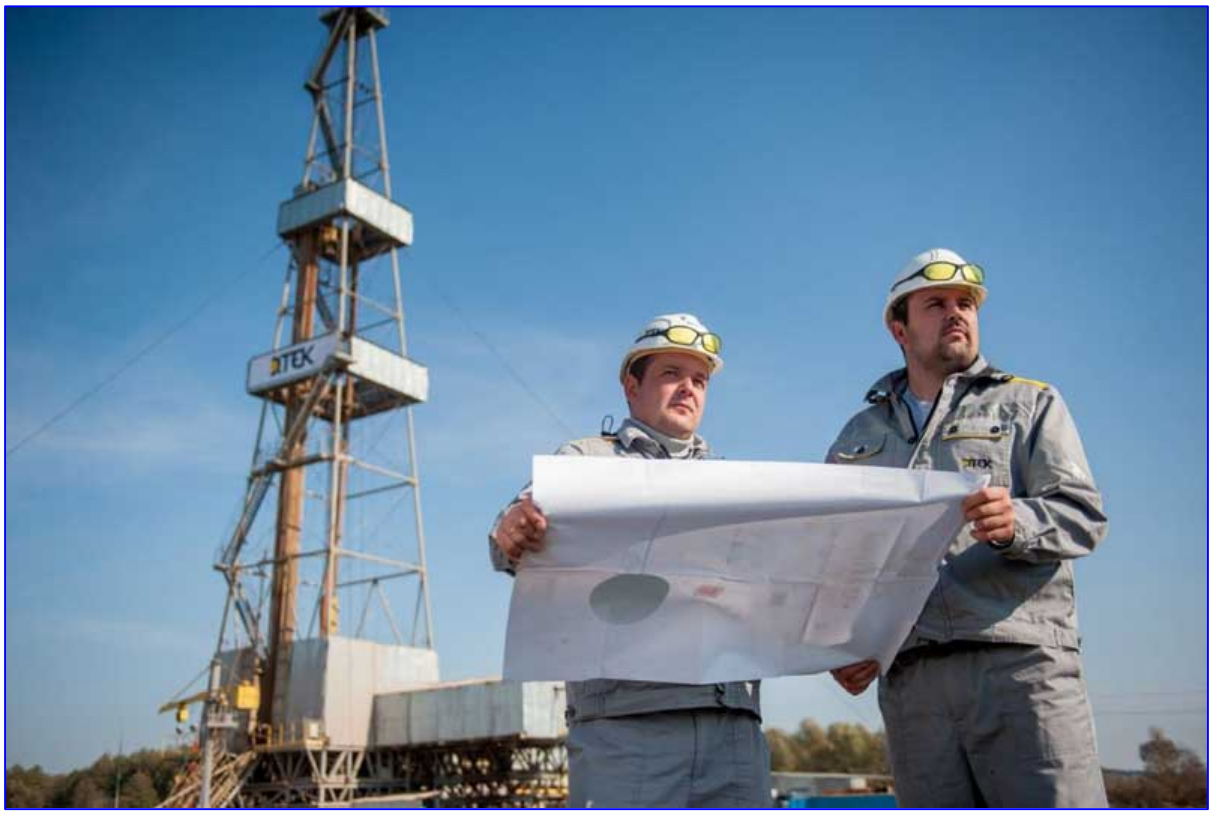
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

Нафтогазові технології

Дайджест



2019

884

Міністерство освіти і науки України

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

Науково-технічна бібліотека

Нафтогазові технології

Дайджест

Випуск 9

Івано-Франківськ

9

УДК 016:622.24
Н 34

У к л а д а ч : Л. М. Локотош

Відповідальний
за випуск : Р. Б. Пуйда

Н34 Нафтогазові технології : дайджест. Вип. 9 / [уклад. Л. М. Локотош] ; Наук. техн. б-ка. - Івано-Франківськ : НТБ ІФНТУНГ. – 2019. – 53 с.

Дайджест «Нафтогазові технології» підготовлений на основі матеріалів науково-практичних журналів: «Нафтогазова галузь України», «Техническая диагностика и неразрушающий контроль», «Нафтогазова енергетика», «Нафта України», «Автоматическая сварка», «Прикладная механика», «Інтегровані технології та енергозбереження» та Інтернет-видань за 2018-2019 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, 2019

Зміст

Від укладача.....6

1. Прогнозування, перспективи та можливості.....7

2. Техніка і технологія розвитку.....22

3. Практика застосування.....28

Від укладача

Нафтогазовий комплекс України (НГК) відіграє досить вагому роль у розвитку національної економіки. Це пов'язане, з одного боку, із загальносвітовими тенденціями, а з іншого – з енергомісткістю народного господарства та обмеженими енергоресурсами держави. У сучасних умовах НГК у визначальній мірі забезпечує функціонування всіх галузей економіки України і ступінь добробуту населення.

Основною метою функціонування нафтогазового комплексу є стабільне забезпечення національної економіки вуглеводневим паливом у звичайних умовах та у надзвичайних ситуаціях. Ця мета досягається завдяки складному комплексу заходів економічного, науково-технічного, правового характеру.

Науково-технічна бібліотека Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу пропонує читацькій аудиторії дев'ятий випуск дайджесту «Нафтогазові технології», підготовлений на основі матеріалів журналів «Нафтогазова галузь України», «Нафта України», «Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ», «Автоматическая сварка», «Нафтогазова енергетика», «Прикладная механика», «Інтегровані технології та енергозбереження», «Техническая диагностика и неразрушающий контроль».

Наведені у виданні матеріали покликані допомогти 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 закладів вищої освіти 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

Блакитні мрії України - Центр Разумкова [Електронний ресурс]. – Режим доступа: razumkov.org.ua › statti › blakytni-mrii-ukrainy

«У 2018 р. вперше за останні 6 років в Україні було зафіксовано зростання видобутку нафти й газового конденсату — на 4%, до 2 150 тис. т. За даними профільного міністерства, видобуток нафти у 2018 р., порівняно з 2017 р. збільшився на 5,3% (на 75,5 тис. т) — до 1 511 тис. т, газового конденсату на 1,2% (на 7,3 тис. т) — до 639 тис т.

Близько 90% вітчизняного нафтовидобутку припадає на підприємства НАК «Нафтогаз України», якими у 2018 р. видобуток нафти було збільшено на 4,9% (на 68,9 тис. т) — до 1,473 млн т., проте скорочено видобуток газоконденсату на 5% (на 22,2 тис. т) — до 422 тис. т. Зокрема, АТ «Укргазвидобування» зафіксовано скорочення видобутку і нафти, і газового конденсату — на 8,5% (до 73,6 тис. т) та 4% (до 373,2 тис. т) відповідно. Проте ПАТ «Укрнафта» — найбільша компанія-нафтовидобувач — уперше за 12 років збільшила видобуток нафти й газового конденсату загалом на 5% — до 1 448 тис. т. Для компанії минулий рік виявився доволі позитивним з позиції виробничих показників у нафтовому секторі, не дивлячись на те, що протягом останніх років інвестиційні можливості компанії обмежені, через згаданий раніше надвисокий податковий борг. Досягти ж поступу, хоча й незначного, ПАТ «Укрнафта» вдалося завдяки відновленню продуктивності свердловин: переходу на нові продуктивні горизонти, оптимізації капітальних і поточних ремонтів свердловин, модернізації обладнання.

Інші працюючі в країні нафтогазовидобувні компанії у 2018 р. збільшили видобуток нафти на 20,6% (на 6,6 тис. т) — до 38,6 тис. т, газоконденсату — на 15,7% (на 29,4 тис. т) — до 217 тис. т. Приватними компаніями-лідерами з видобутку нафти та газоконденсату в Україні у 2018 р. залишалися: ПрАТ «Нафтогазвидобування» — 51 тис. т (-5,9% порівняно з 2017 р.), ТОВ Енерго-сервісна компанія «Еско-Північ» — 48,4 тис. т (+ 58,5%), ПрАТ «ВК «Укрнафтобуріння» — 42,5 тис. т

(+ 75,3%), ПрАТ «Природні ресурси» — 39,4 тис. т (-15%), СП «Полтавська ГНК» — 33,6 тис. т (+ 3,9%) та ТОВ «Сістемойлінжиніринг» — 8,6 тис. т (+ 95%).

Дані свідчать, що видобуток газового конденсату й нафти, за винятком минулого року, помірними темпами знижується. Серед основних причин — недофінансування проведення розвідувальних робіт на родовищах.

Останніми двома роками простимулювати видобуток мало зниження майже вдвічі ставки рентної плати, але наприкінці 2018 р. відповідно до ЗУ «Про внесення змін до Податкового кодексу України та деяких інших законодавчих актів України щодо покращення адміністрування та перегляду ставок окремих податків і зборів» № 2628 від 23 листопада 2018 р. ставки рентної плати на видобуток нафти і газового конденсату з 1 січня 2019 р. збільшилися на два в.п.: з 14% до 16% для покладів, що залягають на глибині понад 5 тис. м та з 29% до 31% для покладів, що залягають на глибині до 5 тис. м.

Можна сподіватися, що незначне зростання рентних ставок не матиме негативного впливу на виробничі показники підприємств, а за умови їх збереження на рівні 2018 р. можливим стане збільшення відрахувань до державного бюджету. За даними ДФС України, рентна плата в податкових відрахуваннях до державного бюджету у 2018 р. становила 4%, або понад 43 млрд грн. І найбільшими платниками цього податку були саме ПАТ «Укрнафта» й АТ «Укргазвидобування», на які припало 67% усіх відрахувань по ренті — 29 млрд грн 5% від цієї суми компанії сплатили до місцевих бюджетів, на території яких вони здійснюють видобуток вуглеводнів: Полтавської (572 млн грн), Харківської (643,2 млн грн), Дніпропетровської (37,7 млн грн.), Сумської (165 млн грн), Львівської (70,5 млн грн), Івано-Франківської (87,4 млн грн) та інших областей.

Що стосується вітчизняної нафтопереробки, то хоча в Україні нараховується 6 НПЗ, працює уже протягом багатьох років лише один — Кременчуцький, а також Шебелинський ГПЗ. Через відсутність відкритих статистичних даних єдиного працюючого НПЗ, оперувати можна лише результатами Шебелинського ГПЗ, які торік були не надто втішними: переробка знизилася на 8% — до 454 тис. т. Поряд з

переробкою знизилися і показники виробництва моторних палив до 380,5 тис.: бензинів — 130,6 тис. т (-2,4%), дизельного пального — 85 тис. т (-12,7%).
Попри падіння останніми роками попиту, Україна все ж потребує якісних нафтопродуктів, які вимушена щороку імпортувати. За даними ДФС, торік Україна імпортувала понад 8 млн т нафтопродуктів на понад 5,5 млрд дол. США.

У грошовому вимірі найбільшими експортерами нафтопродуктів до України залишаються Білорусь — 2,114 млрд дол. США (38,15%), Росія — 2,069 (37,35%) та Литва — 570 млн дол. США (10,3%)».

Нафтогазовий клондайк: що Україна шукає на морському дні [Електронний ресурс]. – Режим доступа:
www.nrv.org.ua › нафтогазовий-клондайк-що-україна-шук

«У морських геологорозвідувальних роботах як буріння, так і сейсморозвідки, першочерговими були прикримські ділянки. Тоді в першу чергу задовольнялися інтереси ПАТ “Чорноморнафтогаз”, потужності якого знаходилися на території півострова.

Однією з причин відсутності повного обсягу інформації стало ще і втручання великої політики й виконання робіт в спірних зонах з Румінією, Росією.
Саме тому український шельф у сучасному вигляді залишився маловивченим сейсморозвідкою пошуково-детального масштабу. Загалом, за матеріалами державної програми “Нафта і газ України до 2010 року”, резерви вуглеводневої сировини (приблизно 300 родовищ) становлять 230 млн т нафти і 1165 млрд куб м газу. Згідно з розрахунками, це дозволяє на рік видобувати нафти — на рівні 7-8 млн т і газу — 30-35 млрд куб м.

Основні перспективи приросту запасів нафти та газу пов’язуються із Південним нафтогазоносним регіоном. Він охоплює Західне та Північне Причорномор’я, Північне Приазов’я, Крим, українські зони Чорного і Азовського морів. Той же самий північно-західний шельф Чорного моря, про який автор згадував на початку, вивчений сейсморозвідкою у регіональному масштабі 1:200000. За результатами

встановлено основні риси геологічної будови: зони генерації, шляхи міграції вуглеводнів, товщини осадкових комплексів.

Тепер здійснюється наступний пошуково-детальний етап: виявлення і підготовка перспективних об'єктів для пошуково-розвідувального буріння.

Південний нафтогазоносний регіон

Вивчення розрізу бурінням північно-західного шельфу Чорного моря залишається актуальним, але для обґрунтованих рекомендацій щодо закладання свердловин необхідно детальне вивчення сучасною сейсморозвідкою.

З огляду на оцінювання потенційних ресурсів в Україні, наразі досліджено менше 40% запасів викопних вуглеводнів.
Після агресії Росії "жонглювати" конкретними цифрами щодо ресурсів геологи не поспішають. Тепер перед Україною стоїть завдання вивчити нерозвідані вуглеводні перспективи. Науково-дослідницьке судно "Іскатєль" виконало детальні нафтогазопошукові роботи в межах Кілійсько-Зміїного уступу і Криловського прогину в Одеській області.

Це та частка шельфу, яка де-факто залишилась під юрисдикцією України після анексії Криму. За найскромнішими підрахунками науковців, Північно-західний шельф Чорного моря може дати Україні не менш 40 млрд кубів газу».

Новий резерв видобутку газу на діючих родовищах Львівщини / А. В. Локтєв, А. А. Локтєв, Т. П. Іваніна, М. О. Мороз // Нафта України. - 2019. - № 1. - С. 18-22.

«За останні 30 років пошуків і розвідки нафтових і газових родовищ у різних регіонах світу суттєво змінилися уявлення про продуктивність глинистих відкладів. Це стосується України і Передкарпатського прогину зокрема. У Зовнішній зоні прогину родовища газу розробляються біля 90 років і багато з них виснажилися, чи знаходяться на падаючій стадії розробки. Основна доля видобутку припадає на родовища відкриті у 60-70рр. XX ст. Провідним пошуковим критерієм при їх пошуках була наявність антиклінальної структури і кондиційних колекторів, з яких зі свердловини можливо було отримати дебіт газу понад 5 тис.м^3/д, та герметичних покришок. Єдиним газоносним комплексом були відклади нижнього сармату на територіях Крукеницької западини з товщинами нижнього сармату понад 4000м та Судово-Вишнянського блоку з товщинами нижнього сармату до 1800 м.

Розвідувальними роботами встановлено, що кондиційні колектори різнозернистих пісковиків приурочені переважно до південно-східних перикліналей піднять і їх поширення по розрізу мігрує з верхніх горизонтів вниз у південно-східному напрямку у смузі, що примикає до поверхні Стебницького насуву. На решту території западини через відсутність свердловин зони поширення кондиційних колекторів пісковиків поки не встановлені. До цього часу відсутні наукові пояснення локального поширення колекторів на підняттях у принасувній частині западини та прогнози про південно- східну межу поширення відкладів нижнього сармату. У принасувній зоні Крукеницької западини розробляється 4 родовища — Хідновичі, Садковичі, Пиняни і Залужани. (табл. 1).

На території Польщі в нижньому сарматі на глибинах 800-3200м відкриті і розробляються родовища газу зі запасами в млрд.м^3: Пшемишль -28,6, Міроцін - 2, Любачув - 1,4, Кіланово - 1,4, Жешув - 0,6 і ін.

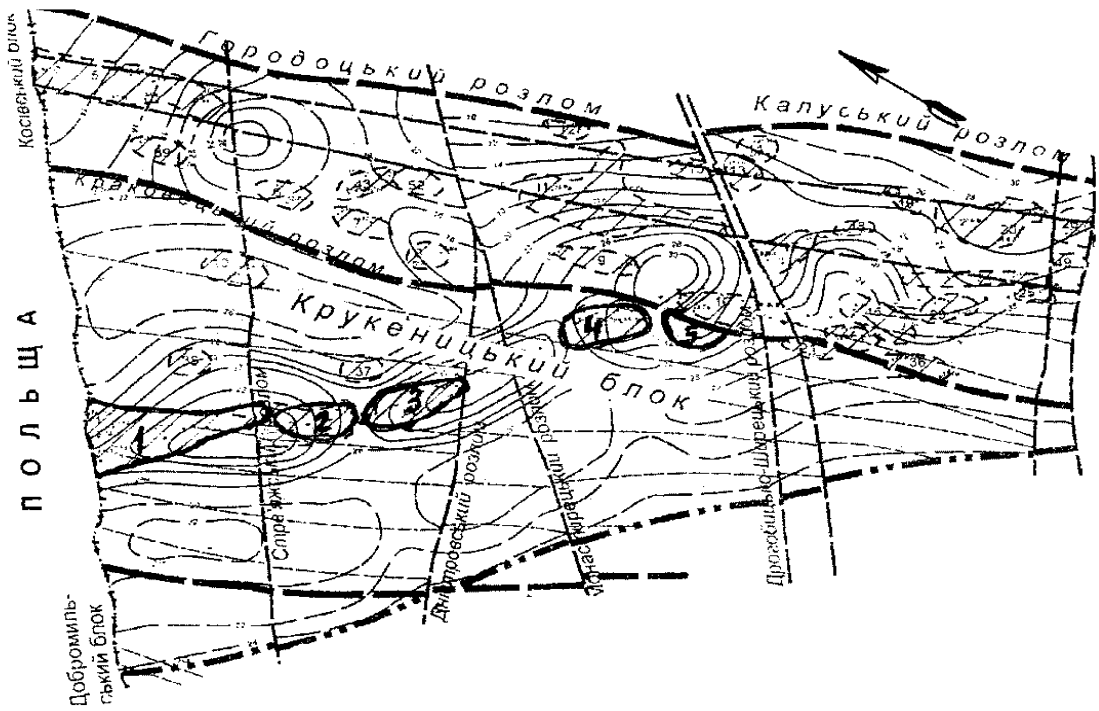


Рис.і Карта псамітовості північно-західної частини піщано-глинистої товщі неогену.

Існуючий підхід до пошуків газових родовищ в Крукеницькій западині, де за результатами численних сейсмічних досліджень нових піднять у нижньому сарматі не виявлено, себе вичерпав. Дослідники (Ю. Крупський, В.Федишин і ін.) вказували на перспективність наявності покладів газу у низькопористих і низькопроникних породах нижнього сармату, об'єм яких у Крукеницькій западині у рази перевищує об'єми відкладів відкритих родовищ. Газ істотно рухоміший за нафту, що дає можливість переміщатися йому по пластах з порами меншого діаметру.

Розкриті розвідувальними і експлуатаційними свердловинами у Крукеницькій западині монотонні тонкошаруваті алевролітоглинисті пачки верхньо і нижньодашавської підсвіт вивчалися переважно тільки свердловинними геофізичними методами з епізодичними відбором керну. Методи МКЗ і БМК з невеликим радіусом дослідження дозволяли визначити тільки ефективні товщини піщаних прошарків. Обмежена товщина проникних прошарків, глибокі зони проникнення в прошарки майже прісного високоомного фільтрату і значні товщини низькоомних глин були вагомими завадами для однозначної інтерпретації

насичення проникних прошарків, тому вони не вважалися продуктивними і не рекомендувалися до випробування на продуктивність.

Під псамітовістю розрізу (товщі, світи, горизонту) ми розуміємо зміну вмісту всієї дисперсно-розсіяної псамітової фракції у піщано-глинистих породах, у нашому випадку - у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, що визначається шляхом вивчення гранулометричного складу шламу, який завжди відбирається через кожні 3-5 метрів, а також і через 1 м поглиблення свердловин. За допомогою шламу, що відбирається, можна вивчати зміну вмісту псамітової фракції по суцільному розрізу свердловин. Для уточнення результатів, одержаних по шламу, бажано по можливості корелювати їх із даними інтерпретації матеріалів ГДС та вивчення керну, якщо він був відібраний в інтервалах, що викликають дискусію. Середнє значення псамітовості піщано-глинистої товщі, що розглядається, в розрізі будь-якої свердловини складається із значень псамітовості, які визначені поінтерва- льно за даними шламу, що пробурені у піщано-глинистій товщі.

Можливість формування газових покладів у таких розрізах пояснюється наступним. Розглянемо теоретичну модель будови окремої піщано-глинистої пачки у розрізі піщано-глинистої товщі (рис. 2,а): у пачці глин (до 50 м товщиною) міститься 5 шарів і прошарків, в яких псамітовість згори вниз відповідно складає 8, 9, 8, 9 і 10%. Середнє значення псамітовості цієї пачки глин досягає 8,9%. У даній піщано-глинистій пачці псамітовість дуже слабо диференційована і вона майже монолітна. Тому в ній неможливо виділити чергування прошарків-колекторів і прошарків-покришок. Очікувати наявність газових об’єктів у такій пачці – малоймовірно».

Перспективи розробки ущільних карбонатних колекторів у межах Дніспровсько-Донецької западини / О. Л. Зімін, І. Г. Зезекало, Г. М. Бондар, М. І. Євдощук // Нафтогаз. галузь України. - 2019. - № 2. - С. 14-18.

«Ресурсний потенціал традиційних, легко видобувних запасів нафти і газу неухильно вичерцується. Родовища на невеликих глибинах значною мірою вироблені, отже, актуальним завданням є розробка родовищ на великих глибинах, що характеризуються мінливими фільтраційно-ємнісними показниками та ускладненими умовами розробки. Крім того, у світі сьогодні активно упроваджується розробка нетрадиційних джерел вуглеводнів: сланцевого газу та нафти, газу ущільнених теригенних і карбонатних колекторів та ін. За попередніми розрахунками, в Україні видобувні запаси газу лише в ущільнених породах можуть становити від 1,5 до 8,5 трлн м^3. Та на відміну від сланцевих та ущільнених алев- ро-піщаних порід, які вже підготовлені до дослідно-промислової розробки, дослідження проблеми пошуків скупчень нетрадиційних вуглеводнів в ущільнених карбонатних породах перебуває на початковій стадії.

Потужні нафтогазонасичені карбонатні відклади ДДЗ, що зосереджені переважно у візейських і турнейських відкладах нижнього карбону та у верхньодевонських відкладах, мають значне площинне поширення та потужності до декількох сотень метрів, що дає змогу віднести поклади до розряду високоперспективних.

Проте для карбонатних порід характерні деякі специфічні особливості: крайня невитриманість за властивостями, складність структури порового простору, просторової структури резервуарів, мінливість фільтраційно-ємнісних характеристик та гідродинамічних зв’язків, що приводить до значних ускладнень у розвідці, оцінці перспектив та під час розробки таких покладів. Все це пов’язано з діагенетичними і катагенетичними змінами, які відносно легко відбуваються у цих породах. Карбонатні породи складені в основному вапняками, доломітами або їх поєднанням із включенням багатьох інших хімічних сполук і мають величезне розмаїття за структурно-текстурними характе-ристиками. ЦІ зміни сприяють такій значній невитриманості

фільтраційно-ємнісних характеристик (ФЄХ), що значно ускладнює умови розробки карбонатних порід.

Досі дослідження перспективності ущільнених карбонатних порід на наявність запасів нафти чи газу виконувалося лише сумісно з дослідженнями ущільнених алевро-піщаних та сланцевих порід, які натепер вивчені більш детально. На основі аналізу великої кількості публікацій можна сказати, що для нетрадиційних джерел вуглеводнів у ДДЗ виконано аналіз ресурсного потенціалу та визначені об'єкти для проведення дослідно-промислової експлуатації. Але для ущільнених карбонатних порід, незважаючи на поширеність у ДДЗ, лише сформовано систему критеріїв оцінки скупчень нафти і газу у відкладах нижнього карбону та верхнього девону, а також узагальнено вивчено розповсюдження таких порід без урахування ступеня перспективності та оцінки ресурсної бази.

Аналіз досвіду США як країни, що першою освоїла нетрадиційні ресурси вуглеводнів, показує, що карбонатні, карбонатно-глинисті, кременисто-глинисті, глинисто-карбонатні та кременисто-глинисто-карбонатні відклади за наявності органіки понад 1-4% та достатнього рівня катагенетичної зрілості мають значний ресурсний нафтогазовий потенціал, що успішно освоюється за допомогою системи горизонтальних свердловин та гідророзривів пласта. Але для проведення потужних гідророзривів пласта масив гірських порід повинен мати сприятливі геомеханічні властивості для створення нової і розширення наявної системи тріщин.

На основі аналізу досліджень іноземних фахівців можна виділити декілька основних узагальнених критеріїв та положень щодо перспективи пошуку вуглеводнів в ущільнених карбонатних гірських породах. По-перше, газоперспективні карбонатні породи представлені: глинистими вапняками, гідрокарбопелітами, глинистими доломітами, чистими ущільненими вапняками та доломітами (гідрокарбопеліти та глинисті вапняки є найбільш перспективними). Газ у поровому просторі гірських порід перебуває як у вільному, так і в сорбованому стані. По-друге, вміст органічних речовин повинен становити понад 1% (чим більше - тим перспективнішим є поклад). Ступінь термальної зрілості повинен відповідати газовому вікну - від 0,8 до 3 ІС. Мінімальні значення проникності

- 0,01-0,03 мД, пористості - 1,5-3%, товщина горизонту - понад 25 м. По-третє, до найважливіших факторів перспективності порід можна віднести наявність тріщинуватості, що сприяє об'єднанню в єдину фільтраційну систему всіх прошарків порід із високим вмістом органічних речовин.

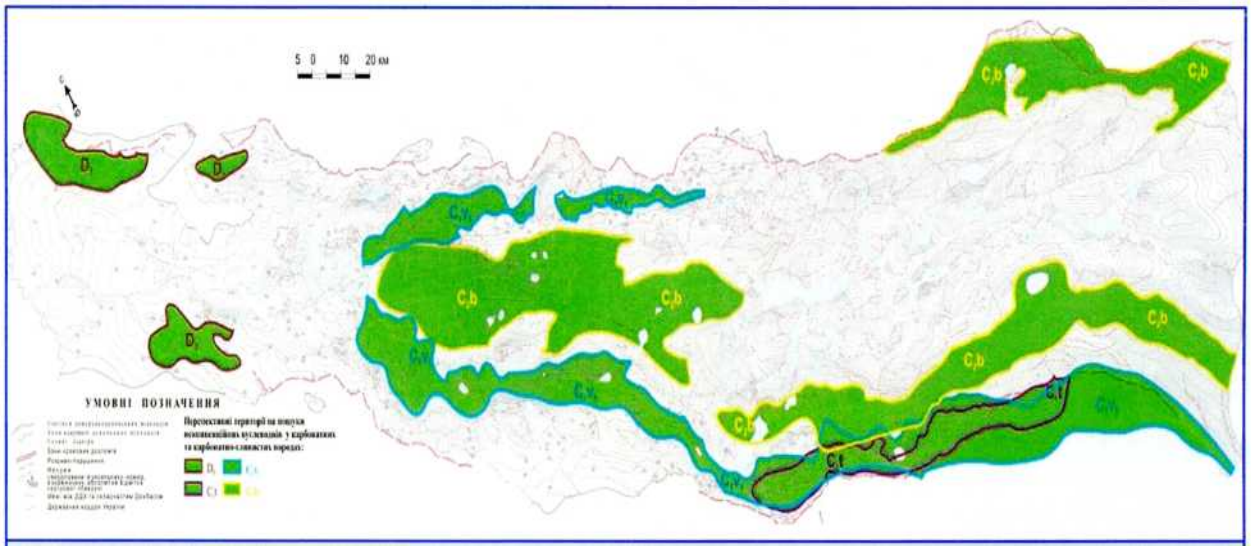


Рис. Карта перспективних ділянок на пошуки нафти і газу в ущільнених карбонатних колекторах ДДЗ (за Вакарчуком С.Г.)

На основі вищевказаних критеріїв у Дніпровсько-Донецькій западині виділено декілька основних високоперспективних відкладів (рис.) для пошуку вуглеводнів у карбонатних гірських породах:

1) Відклади саргаєвсько-семилуцького горизонту верхньодевонського комплексу в межах північно-західної частини западини на глибинах до 4500 м, що складені карбонатними та глинисто-карбонатними породами.

Перспективні поклади представлені зернистими вапняками, седиментаційними і вторинними доломітами; зеленувато-сірими, детритовими, перекристалізованими вапняками з прошарками темно-сірих аргілітів та алевролітів. Середня товщина окремих карбонатних пачок - 15-25 м. Пористість коливається від 1 до 7,5%. Середня проникність - у межах 0,1-0,2 мД. Площа перспективних територій для пошуку вуглеводнів - 1350 км^2».

vi. стратегія розвитку нафтогазової промисловості [Електронний ресурс]. – Режим доступа: search.ligazakon.ua › l_doc2.nsf › link1

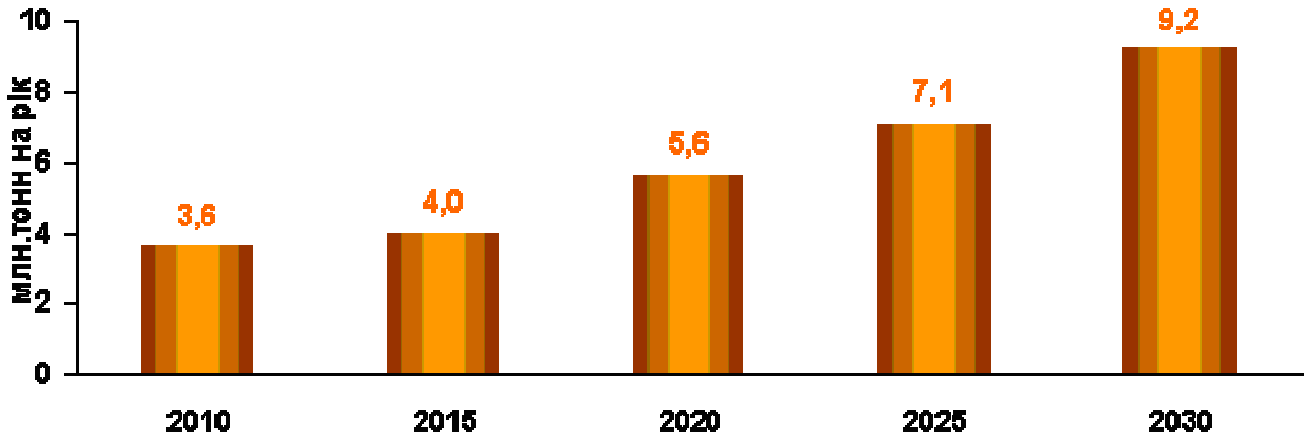
«Оскільки запаси нафти в Україні, які зосереджені в крупних родовищах, значно виснажені (більше 70 %), а прогнозні ресурси нафти приурочені до покладів, що мають складну геологічну будову, незначні запаси, низьку продуктивність свердловин та залягають на значних глибинах, освоєння таких запасів нафти пов'язано з використанням спеціального обладнання і витратних технологій, що зумовлює високу вартість видобутку нафти.

Разом з розвитком власної нафтовидобувної промисловості Україна, маючи кадровий потенціал відповідного рівня та фінансові можливості, вигідне територіальне розташування порівняно з країнами, які володіють значними запасами нафти на транспортно досяжній відстані, повинна проводити активну роботу щодо освоєння таких запасів на засадах міжнародної співпраці з укладанням угод про розподіл видобутої продукції.

На підставі підписаних контрактів (а також таких, що знаходяться на різних стадіях підготовки), базуючись на оцінках ресурсних можливостей країн, з якими НАК "Нафтогаз України" має наміри співпрацювати, проведено розрахунки прогнозних обсягів видобутку нафти. Результати розрахунків показують, що вже з 2010 року можна забезпечити видобуток нафти за межами України на рівні 3,6 млн. тонн з подальшим нарощуванням до 9,2 млн. тонн. Це суттєво перевищує обсяги нафтовидобутку (з газовим конденсатом), які плануються до освоєння власних запасів на той же період часу.

Видобуток нафти з газоконденсатом за межами України прогнозується за оптимістичним сценарієм у 2010 р. 3,7 млн. т, 2015 - 4,2 млн. т, 2020 - 5,8 млн. т та в 2030 р. - 9,9 млн. т, за песимістичним - зросте з 3,3 млн. т у 2010 р. до 7,7 млн. т у 2030 році, а за базовим сценарієм - у 2010 р. 3,6 млн. т, 2015 - 4,0 млн. т, 2020 - 5,6 млн. т та в 2030 р. - 9,2 млн. т.

Прогноз видобутку нафти українськими компаніями за межами України



У таблиці подано основні техніко-економічні показники конкретних проектів, опрацьованих НАК "Нафтогаз України".

Техніко-економічні показники проектів видобутку нафти НАК "Нафтогаз України" за межами України

Показник	Країна			
	Росія	Єгипет	Лівія	Іран
Ресурс нафти, млн. тонн	20,5	18,1	63	55
Очікуваний видобуток нафти, млн. тонн	18,2	16,6	53,1	54,6
Вартість проекту, млн. USD				
Загальна	834	744	1937	939
Укр. інвестора	834	744	867	39
Грошовий потік, млн. USD	705,6	552,9	1690,1	7044,5
Дисконтований грошовий потік, млн. USD	194,6	186,1	404,6	1432,6
Термін окупності, роки	6	5	7	10

Таким чином, активне освоєння закордонних ресурсів нафти та переробка їх на НПЗ України з виходом світлих нафтопродуктів не нижче 90 %, дозволить забезпечувати ринок їх споживання, починаючи з 2010 року на рівні 16 і до 18 % у 2030 році. Разом з використанням власних запасів сировини цей показник становитиме 42 та 36 % відповідно.

Важливим фактором забезпечення ефективності робіт з видобутку нафти за кордоном буде створення на базі НАК "Нафтогаз України" національної вертикально-інтегрованої

нафтової компанії, яка матиме модернізовані і нові потужності, достатні для переробки обсягів нафти власного видобутку і видобутку за кордоном».

Чепіль В. П. Нерозвіданих резерв нарощування видобутку вуглеводнів на Волино-Поділлі / В. П. Чепіль // Нафтогаз. галузь України. - 2019. - № 2. - С. 32-35.

«Умови формування кембрійських ущільнених пісковиків та перспективи їхньої нафтогазоносності. Кембрійські відклади території досліджень розкриті понад 60 свердловинами. Для регіону характерна блокова будова з різними амплітудами вертикальних переміщень. Відклади кембрію залягають на глибинах від кількох сотень до понад 4500 м безпосередньо під ордовицькими. Седиментація відбувалася в єдиному басейні, глибина якого поступово збільшувалася у західному напрямі. У цьому ж напрямі змінюються фації - від прибережно-морських піщаних до алеврито-глинистих глибоководних. У найповніших розрізах західної частини відклади представлені трьома відділами. Нижньокембрійська частина складена дрібнозернистими пісковиками та алевролітами з проверстками аргілітів. До середнього-верхнього кембрію входить нерозчленована товща дрібнозернистих кварцових пісковиків з проверстками алевролітів та аргілітів, кількість і товщина яких збільшуються у західному напрямі. У прибережній східній смузі у розрізах переважають фації дюнних пісків, у західній - алеврито-глинисті фації зануреної частини шельфу.

У розрізі кембрію виділяється декілька горизонтів пісковиків. Пласти-колектори екрануються пачками глинистих порід у середині кембрійської товщі, а в її покрівлі стратиграфічно зрізані пласти - глинистими відкладами силуру. Пісковики у східній частині регіону середньо- і крупнозернисті. На захід зменшуються кременистість і частка піщаних порід. Пісковики ущільнюються, хлоритизуються, окварцовуються та глинизуються. Ці зміни відбуваються під час переходу через Устилуг-Рогатинську флексурно-скидову зону. Виділяються фаціальні зони північно-західного простягання (рис. 2):

- із задовільними фільтраційно-ємнісними параметрами (середня пористість - понад 10%, проникність - понад 5 мД),

охоплює північно-східну та південну частини Волино- Подільської моноклінали та Ковельського виступу фундаменту;

- з критичними значеннями фільтраційно-ємнісних параметрів (середня пористість - менше 7-9%, проникність - 2-5 мД), смугою шириною 10-15 км розмежовує зони задовільних та незадовільних колекторських властивостей;

- із незадовільними фільтраційно-ємнісними параметрами (середня пористість - менше 5-6%, проникність - 0,5 мД), охоплює територію південно-західної частини Волино-Поділля.

Перспективи газоносності пов'язуються саме із зоною розповсюдження порід із незадовільними ємнісно-фільтраційними властивостями, яка в свою чергу приурочена до гідрохімічної зони застійного водообміну та займає південно-західну частину Східно-Європейської платформи [3]. Для неї нами визначені основні кількісні значення чинників прогнозування скупчень газу (площа поширення - понад 6 тис. км^2; катагенез ОР та ущільнених пісковиків на стадії МК4 - АК1 (Ro - 1,35-2,0); глибини залягання не перевищують 4000 м; товщини - 50-110 м і більше; наявність зони маловодності). Прогнозні видобувні ресурси газу зони оцінені у 340 млрд м^3. Приосьова частина перспективної зони ущільнених пісковиків характеризується покращеними колекторськими властивостями і виділяється як першочергова ділянка (Князівсько-Перемишлянська) для подальшого проведення геологорозвідувальних робіт. Її площа - близько 1250 км^2, перспективні видобувні ресурси - 200 млрд м^3.

Високі перспективи цієї зони підтверджуються також інтенсивними газопроявами під час буріння кембрійських ущільнених пісковиків у свердловинах, розташованих у її межах.

Нетрадиційні джерела є важковидобувними та високозатратними. Однак значні ресурси вуглеводнів і швидко прогресуючі технології освоєння роблять їх досить привабливими та рентабельними. Оскільки вони характеризуються близькими гірничо-геологічними умовами і потребують сучасних і практично однакових технологій розкриття та видобування, то черговість їх освоєння пов'язана передусім із величиною видобувних ресурсів. Виходячи з цього, більш пріоритетними для освоєння є вуглеводневі ресурси

чорносланцевих відкладів силуру. Кембрійські ущільнені пісковики можуть розглядатися і як самостійний, і як супутній напрям робіт під час освоєння традиційних джерел та вуглеводневих ресурсів силурійських сланців, оскільки площі їх поширення у структурних планах в основному перекриваються.

Результати досліджень сприятимуть успішному та ефективному вирішенню проблеми комплексного освоєння всіх типів вуглеводневих джерел Волино-Поділля, що стане суттєвим внеском у нарощування видобутку вуглеводневої сировини в Україні.

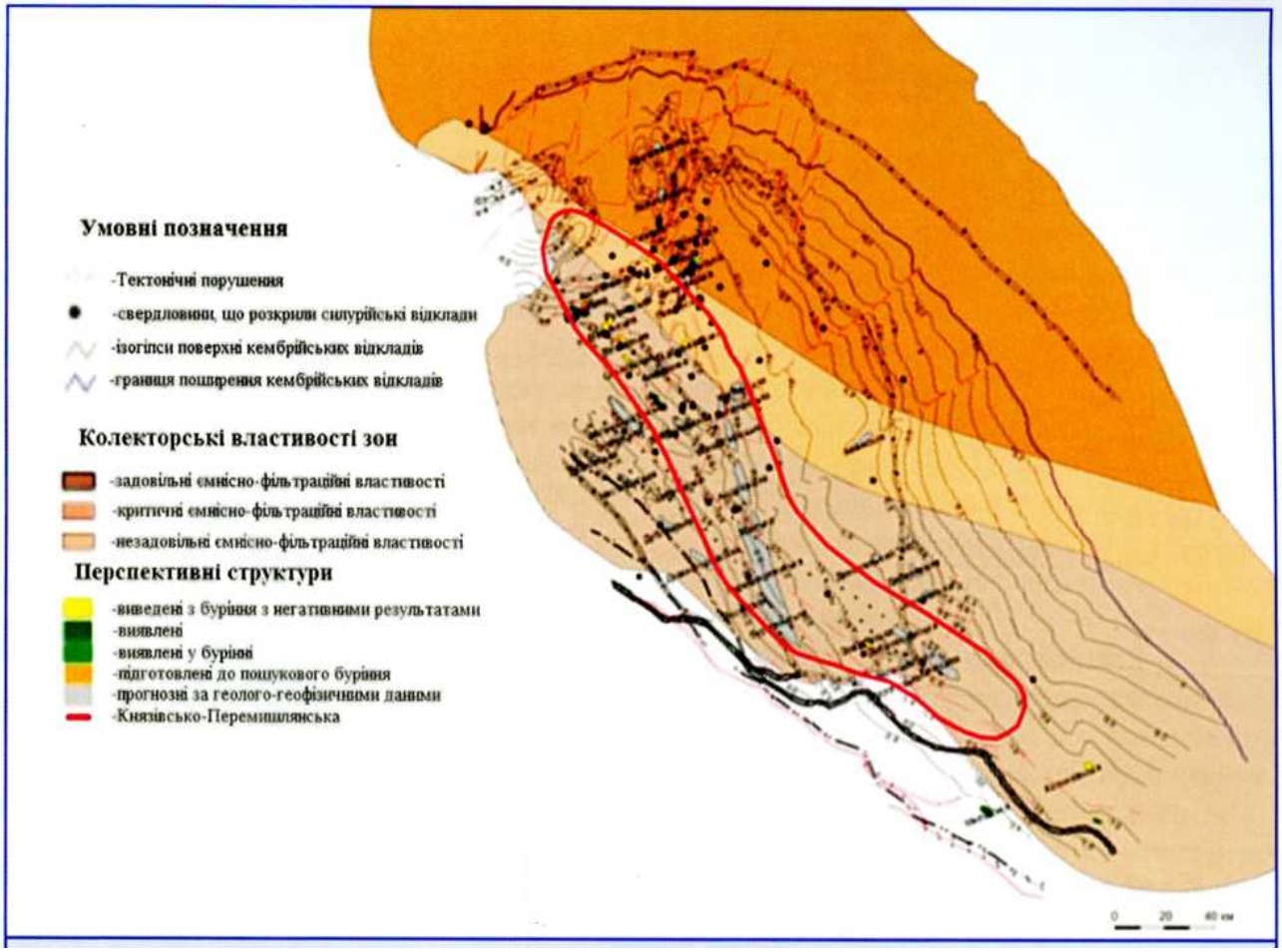


Рис. 2. Колекторські властивості кембрійського комплексу Волино-Поділля зі змінами та доповненнями В. Чепіля».

Техніка і технологія розвитку

Вдовенко С. В. Модернізація систем угловлювання парів нафтопродуктів резервуарних парків НПЗ / С. В. Вдовенко // Нафтогаз. галузь України. - 2018. - № 5. - С. 35-41.

«Аналіз технологічних методів скорочення викидів вуглеводнів. Під час вирішення проблеми скорочення викидів вуглеводнів від випаровування перед проектними інститутами та виробничими підприємствами постає питання вибору відповідних раціональних технологічних методів, що враховують специфіку підприємства. Як показує практика, проектні інститути не обтяжують себе довгими роздумами з цього приводу і, як правило, передбачають застосування понтонів або плаваючих покрівель, що дають змогу скоротити втрати нафтопродуктів від випаровування на 80-90%.

Проте це не завжди виправдано. Так, наприклад, викиди від випаровування можуть збільшуватися у 2-3 рази під час монтування понтона на наявний резервуар через три роки його експлуатації. Сучасні технології утилізації парів вуглеводнів мусять забезпечити мінімальне споживання зовнішніх ресурсів, відсутність або мінімальну кількість забруднених вторинних відходів, високу надійність та повну автоматизованість роботи з мінімальним втручанням оператора. З огляду на те, що технологічний процес перероблення нафти на НПЗ здійснюється в безперервному режимі, значна частина резервуарних парків знаходиться в постійній роботі та не може бути зупинена на тривалий проміжок часу для виконання робіт щодо їхньої модернізації. Тому одним із критеріїв, що висуваються до технології утилізації парів вуглеводнів в умовах діючого підприємства, є мінімальна кількість монтажних і вогневих робіт та можливість збереження нормативних протипожежних відстаней між новим технологічним обладнанням та наявними резервуарами.

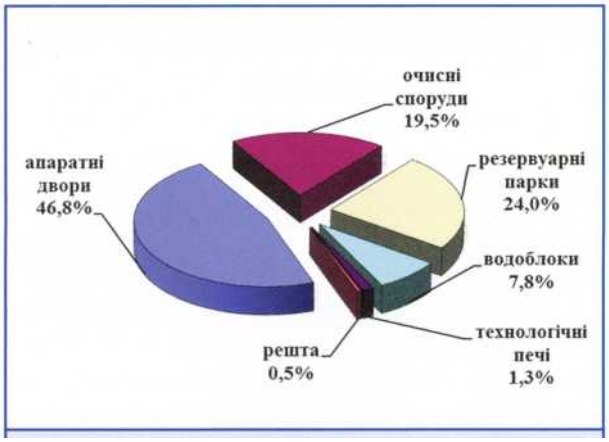


Рис. 1. Внесок різних типів джерел НПЗ у викиди вуглеводнів

Традиційні засоби скорочення викидів вуглеводнів здебільшого є недостатньо ефективними та не забезпечують залишковий вміст вуглеводнів на рівні вимог законодавчих актів (директив ради Європи) з питань боротьби із забрудненням атмосферного повітря та запобігання втратам моторних палив від випаровування [6]. Найбільш повно вирішити проблему скорочення викидів вуглеводнів можна за допомогою систем уловлювання легких фракцій (СУЛФ), що забезпечують максимальний викид вуглеводнів в атмосферу не вище за 10-35 г/нм^3.

Мета роботи - оцінювання ефективності використання сучасної СУЛФ для модернізації резервуарних парків в умовах діючих НПЗ. Для досягнення поставленої мети необхідно виконати такі завдання:

- обстежити резервуарні парки діючого НПЗ та оцінити стан діючих технічних засобів зменшення викидів вуглеводнів від випаровування;
- визначити фактичний обсяг викидів вуглеводнів від резервуарних парків;
- дослідити фізико-хімічні властивості нафти та нафтопродуктів, що впливають на рівень викидів вуглеводнів у резервуарних парках;
- вибрати СУЛФ, що відповідає усім необхідним критеріям для модернізації наявних резервуарних парків НПЗ, та розрахувати ефективність їхньої роботи.

Викладення матеріалу досліджень. Дослідження проводилися на НПЗ паливно-нафтохімічного профілю, що

переробляє суміш малосірчистих нафт в обсязі 7,5 млн т/рік. Асортимент нафтохімічної продукції, що випускається підприємством, містить у собі такі продукти: неетильовані автомобільні бензини марок А-95, А-92, А-80, авіаційний і технічний гас, зріджений газ, гідроочищене дизельне паливо, нафтовий кокс, бітум, базові, дизельні та універсальні оливи різних марок, поліпропілен і продукцію з нього. Залежно від призначення резервуарні парки НПЗ ділять на сировинні, товарні, проміжні та парки змішування, до складу яких входять 158 резервуарів, у тому числі нафтових - 22 шт., бензинових - 28 шт. Відповідно до вимог чинних нормативних документів на НПЗ використовуються резервуари об'ємом 300-10000 $м^3$, більшість яких оснащена засобами скорочення викидів вуглеводнів (понтонами). Попри це, внесок резервуарних парків у загальні викиди вуглеводнів до атмосфери є доволі значним та становить, за даними інвентаризації, 24% (рис. 1) або понад 5,6 тис. т.

При цьому 3,515 тис. т на рік, або 62% усіх викидів, припадає на випаровування бензину, 1,643 тис. т на рік, або 29%, - на випаровування нафти, а на випаровування усіх інших нафтопродуктів припадає усього 9%, або менше 480 т на рік (рис. 2).

На величину викидів вуглеводнів у резервуарах значним чином впливають фізико-хімічні властивості нафти та нафтопродуктів, тому коротко розглянемо умови їхнього зберігання на НПЗ.

Попередньо стабілізована на промислах сира нафта надходить на НПЗ з незначним вмістом розчинених вуглеводнів С5- (табл. 2), що мають низьку температуру кипіння і є основними компонентами викидів у атмосферу. Сировинні резервуари РВС-5000 та РВС-10000 здебільшого обладнані металевими понтонами із затворами м'якого типу РУМ-1, РУМ-2. Газові простори трьох резервуарів зв'язані між собою газопорівняльною системою, що характеризується коефіцієнтом збіжності зливо-наливних операцій на рівні 0,6-0,7.

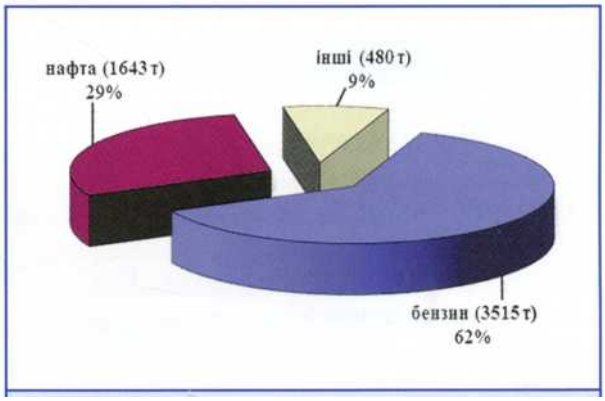


Рис. 2. Сумарні викиди вуглеводнів резервуарних парків НПЗ під час зберігання нафти та нафтопродуктів».

Дослідження захисних властивостей інгібіторів корозії у середовищах технологічного обладнання Яблунівського ВПГ / А. П. Мельник, С. В. Кривуля, В. А. Лактіонов, Д. О. Дегтярьов // Нафтогаз. галузь України. - 2018. - № 6. - С. 29-35.

«Проблема енергетичної безпеки України є надзвичайно гострою. Одним з основних напрямів її вирішення є нарощування обсягів виробництва та поглиблення переробки природного газу для отримання рідких вуглеводнів на підприємствах Управління з переробки газу та газового конденсату (УПГГК), зокрема на установці Яблунівського відділення переробки газу (ЯВПГ). У складі сировинного газу, що поступає на переробку до ЯВПГ, присутні корозійно небезпечні компоненти: двоокис вуглецю ССh, кисень Ch, водень Нг в концентрації <5,75% мол., <0,008% мол., <0,005% мол. відповідно, сірководень H2S, меркаптани в концентрації <0,0047 г/м^3, <0,0002 г/м^3 відповідно та мінералізована пластова волога разом
із розчиненими у ній двоокисом вуглецю, органічними кислотами, сірководнем та неорганічними солями, зокрема хлоридами. Перебігу корозійних процесів сприяють робочий тиск 4 МПа та парціальний тиск ССh <0,23 МПа.

Пластові води видаляються з потоку сировинного газу вхідними сепараторами ГС 1/1, ГС1/2 та подаються до ємності Р-12 для зберігання до утилізації. Також технологічний процес переробки газу включає в себе стадію регенерації цеоліту в

адсорберах, під час якої нагрітий до температури 250 °С газ регенерації під тиском 2,5 МПа проходить через адсорбер, виносячи з нього водяну пару, що потрапляє до повітряного холодильника з подальшою конденсацією у ньому. Вода з розчиненими у ній корозійно небезпечними солями та органічними кислотами видаляється з газового потоку послідовно сепараторами PV 16.03 і PV 16.102 та подається до ємності SV 18.01 для подальшої утилізації. Отже, під вплив водяної пари та вологи з корозійно небезпечними складниками (табл. 1) потрапляють технологічне обладнання на вході в установку переробки газу та технологічний ланцюжок охолодження й осушування газу регенерації.

Хімічний склад зразків водної фази середовищ сепараторів (табл. 1) свідчить про те, що корозійна агресивність їх щодо загальної корозії зумовлюється величиною загальної мінералізації, кислотністю за величиною pH, присутністю органічних кислот ОК. У ємності Р-12 активність середовища підсилюється хлорид-іонами та гідрокарбонат-іонами, які за низької швидкості потоку разом із хлорид-іонами можуть стимулювати локальну пітингову корозію.

Захист цього обладнання від корозії, яка зумовлена агресивністю водяної фази середовища вхідного газу та газу регенерації в умовах підвищених температур і тисків, може бути здійснено комплексом заходів: застосуванням для виготовлення технологічного обладнання корозійно стійких сталей або матеріалів, нанесенням на його внутрішню поверхню захисного покриття та зниженням корозійної агресивності робочого середовища. Застосування корозійно стійких сталей та сплавів із захисним покриттям доречно врахувати під час проектування та виготовлення установки. Але для постійно задіяного устаткування найбільш технічно доступним та економічно виправданим є введення до середовищ технологічного обладнання інгібіторів корозії. Тому вибір ефективного інгібітору для захисту вхідних сепараторів і трубопроводів та технологічного ланцюжка охолодження та осушування газу регенерації в умовах окремого газопереробного підприємства, зокрема Яблунівського ВПГ, є актуальним завданням.

Аналіз наукових публікації вказує на те, що у світі як інгібітори корозії для середовищ технологічного обладнання нафтогазопереробних підприємств повсякчасно пропонуються нові, більш ефективні сполуки та вдосконалюються методи їх застосування, наприклад, у методами електрохімічних вимірювань та квантово- хімічних розрахунків, а також скануючою електронною мікроскопією досліджено інгібуючу дію на корозію вуглецевої сталі у нейтральному 0,5 М розчині хлориду натрію кількох нових похідних тіадіазолу. Лабораторними дослідженнями в умовах, які моделюють оклюдований під осадом розчин, показано, що лаурат натрію ін-гібує корозію сталі N80 під осадами у 0,2 М розчині хлориду натрію. Визначено, що інгібітор корозії адсорбується на поверхні сталі у відповідності з ізотермою Флорі-Хаггінса та подавляє електродні реакції як на оклюдованому аноді, так і на зовнішньому катоді. Масометричними дослідженнями встановлено захисні властивості нового типу імідазолінового інгібітору корозії CY-1, який синтезовано з олеїнової кислоти та діетилентриаміну і модифіковано цефіролем, у середовищі корозійно активної води відносно сталі 20. З'ясовано, що CY-I у концентрації 200 мг/л та за температури середовища 80 ^{0}C за час експозиції зразків 168 годин проявляє захисний ефект 74,3%. Доведено, що синергетична суміш, яка складається з рівних частин інгібіторів корозії CY-I та CW-1, за тих же умов знижує швидкість корозії на 79,9%. Дослідження засвідчили, що калієві солі ні- тронітрозних похідних олефінових вуглеводнів C8 - C18 у концентрації 50 мг/л ефективно захищають сталеві зразки у 1%-му водному розчині хлориду натрію, який насичено двоокисом вуглецю. Методами електрохімічних вимірювань та інфрачервоної спектроскопії доведено [5], що лаурилова кислота знижує швидкість корозії зразків сталі N80 у розчинах хлориду натрію, які вміщують двоокис вуглецю, з величиною pH, що коливається у межах від 4,9 до 7,4».

Практика застосування

Аналіз напруженого стану труби газопроводу з макродефектом, ініційованим воднем / Б. М. Стасюк, Н. В. Крет, О. І. Звірко, І. П. Штойко // Фіз.-хім. механіка матеріалів. - 2019. - Т. 55, № 1. - С. 113-118.

«Одним із характерних проявів експлуатаційної деградації труб магістральних газопроводів вважають обширне розшарування всередині стінки труби паралельно площині вальцювання, що зумовлене, з одного боку, особливостями структури листового прокату, з якого виготовляють труби, а з іншого - наводнюванням металу труби та акумулюванням у дефектах водню високих тисків. Це явище типове для промислових нафтогазопроводів, однак останнім часом його спостерігають і за експлуатації транзитних трубопроводів. Зроблено припущення, що саме в надземній частині трубопроводу через кліматичні зміни температури створюються найсприятливіші умови для конденсації вологи на внутрішній поверхні труби, яка завдяки специфіці перебігу корозійного процесу є джерелом наводнювання металу. Водень абсорбується металом в атомарному стані і, дифундуючи у напрямі зовнішньої поверхні, наводнює метал труби. Однак, потрапляючи у т.зв. водневі пастки, а це різного роду дефекти, водень рекомбінує в них до молекулярного стану з утворенням високого тиску, достатнього для локального руйнування. Це специфічний механізм руйнування - воднем спричинене розтріскування (hydrogen induced cracking), за реалізації якого наводнювання металу є причиною утворення у ньому напружень, тому зовнішнє механічне навантаження не є необхідною умовою водневого розтріскування.

Зазначимо, що вальцьований листовий прокат особливо схильний до воднем спричиненого розтріскування, яке проявляється у розшаруванні вздовж витягнутих вальцюванням волокон текстури. На перших стадіях руйнування процес відбувається на мікрорівні, однак періодичне досягнення у дефекті тиску водню, достатнього для його поширення, зумовлює субкритичний ріст тріщини та, своєю чергою, утворення обширного розшарування у площині, паралельній площині

вальцювання. Воно може бути на різній віддалі від зовнішньої поверхні труби, що впливає на можливість виходу на неї макродефекту. Це ще не спричиняє розгерметизацію труби, але різко послаблює її конструктивну міцність. Звідси важливо оцінювати напружений стан на зовнішній поверхні труби за сумісної дії робочого тиску в ній та тиску водню у макропорожнині. Мета роботи - для конкретних геометричних параметрів труби, тиску природного газу та глибини залягання макродефекту розрахувати залежно від тиску водню у ньому максимальний рівень напружень на зовнішній поверхні.

Спираючись на низку прикладів виявлених обширних розшарувань у надземній частині тривало експлуатованих транзитних газопроводів, прийняли для подальших розрахунків такі геометричні параметри труби та макродефекту: зовнішній діаметр 440 mm, товщина стінки 18 mm, довжина дефекту уздовж осі труби 700 mm, а його розташування у поперечному перерізі 10...2 h, тобто дефект знаходиться у верхній частині труби (рис. 1). Глибина залягання розшарування - 4 mm від зовнішньої поверхні. Найбільше напруження на зовнішній поверхні труби буде в центрі відшарованої оболонки (над розшаруванням), тобто відповідати 12 h і середині вздовж осі труби (точка “0” на рис. 1). Для його визначення сформульовано задачу. Прийняли два значення тиску в трубі p, 3 і 7 MPa, враховуючи можливий діапазон робочих тисків у газопроводі. Розглядали різний тиск водню у порожнині p_H, обмеживши його значенням 7 MPa, зважаючи на те, що напруження, спричинені тиском молекулярного водню в дефектах (внутрішніх порожнинах), можуть бути співмірні та вищі за границю витривалості сталі, згідно з теоретичними розрахунками та експериментальними результатами.

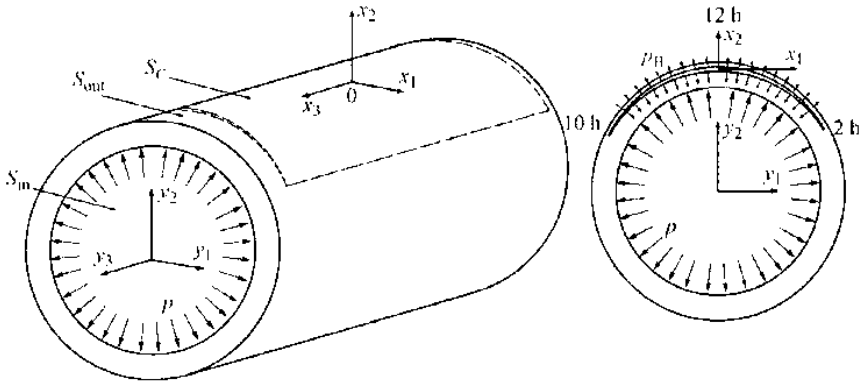


Рис. 1. Схема фрагмента труби з макродефектом».

Залишкова міцність надземної ділянки магістрального трубопроводу з кільцевими тріщинами / А. Р. Дзюбик, Л. В. Дзюбик, Г. В. Похмурська, І. А. Прокопишин // Фіз.-хім. механіка матеріалів. - 2018. - Т. 54, № 6. - С. 93-101.

«Поширеними ушкодженнями магістральних трубопроводів є гострокінцеві поперечні дефекти в зоні зварних швів, які моделюють кільцевими тріщинами. Для підземних ділянок трубопроводів статична міцність у зоні таких дефектів залежить від рівня мембранних та залишкових напружень. На ділянках надземних переходів, влаштованих на опорах, виникає глобальний згин трубопроводу, який зумовлює додаткові моментні осьові напруження. Визначальним параметром крихкого руйнування для такого виду тріщин і навантаження є коефіцієнт інтенсивності напружень (КІН) для першої моди деформації - K_1. Цей коефіцієнт для циліндричних оболонок з кільцевими тріщинами розраховують адитивно через осесиметричні осьові змінні за товщиною оболонки та глобальні моментні напруження, він добре вивчений і описаний у довідниках, настановах та стандартах. Останні досягнення та перспективи оцінювання міцності та локального руйнування на основі концепції КІН викладено у працях.

Показником в’язкого руйнування за одного типу навантаження є його відношення до критичного значення, за якого розпочинається в’язке руйнування. Однак за комбінованого навантаження сукупний показник в’язкого руйнування не визначають адитивно через маргінальні показники. Огляд методів оцінки показників в’язкого руйнування для циліндричних оболонок з кільцевими тріщинами та їх порівняння зроблено у працях.

Раніше проаналізована статична міцність підземних ділянок трубопроводів з кільцевими півеліптичними тріщинами під дією осьових напружень, зумовлених внутрішнім тиском, перепадами температури та залишковими зварними напруженнями. Вплив залишкових напружень на граничну рівновагу циліндричної оболонки з внутрішньою тріщиною довільної конфігурації в зоні зварного шва за критерієм критичного розкриття тріщини досліджено у праці. Однак вплив

напружень глобального згину на статичну міцність трубопроводів з кільцевими тріщинами вивчено недостатньо».

Ковбасюк І. М. Причини неякісного кріплення похило-скерованих свердловин БУ "Укрбургаз" та шляхи з їх попередження / І. М. Ковбасюк, О. Б. Марцинків, Б. О. Марцинків // Нафтогаз. енергетика. – 2019. – № 1. – С. 26-35.

«З 1996 року бурові підприємства БУ «Укрбургаз» нарощують обсяги буріння свердловин, в тому числі похило-скерованих. Це призвело до зростання витрат часу і матеріалів на їх кріплення. Не зважаючи на використання передових технологій і великий досвід робіт, мають місце випадки неякісного кріплення, ускладнення та аварії з обсадними колонами.

Основні дані про ускладнення з обсадними колонами, які мали місце за останні роки під час кріплення похило-скерованих свердловин на підприємствах БУ «Укрбургаз», наведено в таблиці 1.

Не рідко при кріпленні свердловин внаслідок допущених ускладнень мали місце аварії, які пов’язані з елементами обсадної колони.

Наприклад, в похило-скерованій свердловині 77-Матвіївка (вибій 2776 м) після опресування та розбурювання цементного стакана було виявлено нестикування I і II секцій 245-мм колони.

Причина цієї аварії: нестикування секцій 245-мм обсадної колони через різкий перегин ствола свердловини в інтервалі стикування.

З метою ліквідації аварії в зоні стикування (1317÷1318 м) провели роботи торцевим фрезером діаметром 172 мм. Відновлення прохідності в обсадній колоні виконали пікоподібним райбером-калібратором діаметром 212 мм в інтервалі 1317÷1326 м. Календарний час, який був втрачений через аварію, склав 1341 год.

У свердловині 23-Розумівка (вибій 3100 м), під час опресування 245-мм обсадної колони виявлено її негерметичність. Верхню межу цементного стакана в колоні виявлено на глибині 1467 м. При його розбурюванні спостері-

галось часткове винесення металевої стружки, що свідчить про пошкодження обсадної колони. Причини аварії:

- можливий заводський прихований дефект обсадної труби, виявити який одноразовим опресуванням не вдалося;
- недотримання вимог плану робіт на спуск обсадної колони.

Для ліквідації аварії провели розбурювання цементного стакана до глибини 1625 м і роботи спеціальними компоновками та оправкою діаметром 216 мм в інтервалі 1626÷1639 м. Розбурили цементний стакан до глибини 1662 м і вільно дійшли бурильною колоною до глибини 1975 м. Установили цементний міст в інтервалі 1467÷1500 м і після опресування виявили негерметичність 245-мм обсадної колони в інтервалі 280÷292 м. Установили цементний міст в інтервалі 130÷300 м, після розбурювання якого і повторного опресування колони в інтервалі 0÷1467 м на тиск 17,5 МПа, колона виявилася герметичною. Провели розбурювання цементного стакана в інтервалі 1467÷1500 м і стикування секцій на глибині 1998 м. Календарний час, затрачений на ліквідацію аварії, склав 371 год.

В похило-скерованій свердловині 88 (вибій 1950 м) при спуску першої секції 324-мм колони в інтервалі набору зенітного кута (1000÷1450 м) мав місце вирив обсадної труби із різьби, і в свердловині відбулось падіння 408 м труб.

Причина цієї аварії: згвинчування різьбового з’єднання без здійснення контролю величини крутного моменту згвинчування обсадних труб на усті свердловини.

Роботи із ліквідації аварії: компоновкою з буровим долотом ІСМ-292 та ОБТ-203 перевірили цілісність колони, яка залишилася в свердловині. Після проробки відкритого ствола свердловини компоновками з калібраторами з’єднатися з залишеною обсадною колоною за допомогою гладкого колокола не вдалося. Після перфорації обсадної колони та спуску пакера діаметром 290 мм циркуляцію через колону відновити не вдалося. Обсадну колону опресували на тиск 11 МПа, і вона виявилась герметичною. Після цього було прийнято рішення про спуск другої секції 324-мм обсадної колони. На ліквідацію аварії було витрачено 405 год.

Таблиця 1 - Характерні ускладнення при кріпленні похило-скерованих свердловин

№ свердло-вини, родовище	Вид ускладнення	Причини	Час на виправлення ускладнення, год.	Витрати на виправлення ускладнення, грн.
59-Східна Полтава	Зім'яття колони	Не врахований гірський тиск пластичних порід	1591	552897
54-Східна Полтава	Обрив 22 м нижньої частини 324-мм колони	Неякісне виготовлення різьбового з'єднання і відсутність контролю за згвинчуванням труб під час спуску	594	130184
158-Меліхівка	Прихоплення 324-мм колони у похилому стволі свердловини	Використання промивальної рідини низької якості	2614	888300
56-Східна Полтава	Радіальне деформування 245-мм колони	Не врахована інтенсивність викривлення ствола свердловини	1340	643580
119-Березівка	Зім'яття 324-мм проміжної колони	Не врахований гірський тиск пластичних порід	209	135400
200-Тарасівка	Радіальне деформування 245-мм обсадної колони	Недостатня вивченість фізико-механічних та реологічних властивостей гірських порід	488	585392

У похило-скерованій свердловині 121-Кулічиха (вибій 3200 м) після розбурювання цементного стакана і оснастки другої секції 245-мм обсадної колони в інтервалі 1640÷1701 м в першій секції на глибині 2000 м (інтервал спаду кривизни 1900÷3200 м) виявлено цементний стакан, який за 13 год. розбурили до глибини 2143 м. На даній глибині різко знизилася механічна швидкість, почалось підклинювання долота та винесення на поверхню буровим розчином металевої стружки, що засвідчило про пошкодження обсадної колони на зазначеній глибині.

Причина аварії: пошкодження муфтової частини обсадної труби з подальшим зміщенням її відносно осі обсадної колони.

Ліквідація аварії: роботою різними КНБК відновити прохідність в 245-мм обсадній колоні не вдалося. У зв'язку з цим, в свердловині встановлено цементний міст та уіпсток для забурювання другого ствола з глибини 2150 м. Календарний час, затрачений на ліквідацію аварії, склав 905 год».

Ориняк І. В. Дослідження напруженого стану підземних газопроводів у зонах шахтних виробок із використанням методу функції внутрішнього відклику / І. В. Ориняк, З. С. Ясковець // Проблеми міцності. - 2019. - № 2. – С. 97-108.

«При вирішенні реальних проблем цілісності трубопроводу, що знаходиться в складних геокліматичних умовах, можуть бути використані всі шляхи контролю. Особливо це стосується трубопроводів, що знаходяться в зоні шахтних виробок, які зумовлюють значні переміщення ґрунту вздовж вісі трубопроводу.

Наприклад, у системі магістральних газопроводів (МГ) України є 11 територій, які підроблюються вуглевидобувними шахтами, причому на деяких із них при проектуванні газопроводів не передбачалось проведення гірничих робіт. У цьому випадку вплив зрушень земної поверхні від виробки шахтних лав зумовлює додаткові вимоги як до аналізу напруженого стану МГ, так і до формування заходів щодо гарантування їх безпечної експлуатації.

На жаль, нормативні документи, згідно з якими оцінюється технічний стан об’єктів на підроблюваних територіях, часто ґрунтуються на методах, розроблених ще в 60-х роках минулого сторіччя. В основу покладено детальну методику прогнозування зсувів ґрунту, а що стосується аналізу трубопроводів, то постулюється, що їх деформації дорівнюють деформаціям землі. Звичайно, це не відповідає дійсності. Більш загальні нормативні документи щодо проектування споруд на просідаючих ґрунтах базуються на тому, що напруження в довгих лінійних об’єктах визначаються за допомогою методів будівельної механіки. Проте, процедури і методи розрахунку ще не є достатньо точними і апробованими.

Для аналізу напружено-деформованого стану плоского трубопроводу в середовищі розроблено ефективну чисельну ітераційну процедуру, де рівняння рівноваги і геометричні рівняння записано в геометрично нелінійній постановці і доповнено граничними умовами, отриманими аналітично для напівнескінченного трубопроводу при поздовжньо-поперечному

пружному згині. Дана процедура враховує як поздовжні, так і поперечні переміщення ґрунту.

При розрахунку напруженого стану підземних ділянок трубопроводів, що проходять у зонах шахтних виробок, згідно з враховують тільки поздовжні зсуви ґрунту, нехтуючи поперечні зсуви в результаті вертикального просідання ґрунту. Це зумовлено значною гнучкістю труби на великих довжинах, якими є зони впливу шахтних виробок. Однак навіть Із таким глобальним спрощенням, як нехтування поперечними зсувами грунту, розрахунок напруженого стану за процедурою є досить тривалим. Це пояснюється алгоритмом розв'язку, на якому базується дана процедура. Диференційні рівняння розв'язуються наближеними числовими методами, що передбачає велику кількість ітерацій розрахунку для отримання остаточного розв'язку.

У світовій практиці подібний клас задач розв'язується за допомогою методу скінченних елементів (МСЕ) із використанням комерційних програмних комплексів. Варто зауважити, що такий підхід призводить до значних обчислювальних витрат у результаті великої кількості елементів на значній протяжності трубопроводів (зона впливу лави може варіюватися в інтервалі 600...1500 м).

Задача ускладнюється тим, що розвиток зміщень ґрунту в процесі відпрацювання шахтних лав має суттєвий вплив на характер та величину напружень, особливо при повторному відпрацюванні однієї ділянки трубопроводу, що на практиці може призвести до недооцінки його напруженого стану та, як наслідок, руйнування. Очевидним є необхідність розуміння та врахування впливу розвитку зміщень ґрунту в процесі відпрацювання лав на напружений стан трубопроводу. Проте, існуючі комерційні програми не в змозі врахувати історію навантаження.

Метою даної роботи є комплексний підхід до оцінки напруженого стану трубопроводів у зоні шахтних виробок. Суть підходу полягає в розробці ефективної і швидкої ітераційної процедури розрахунку, яку надалі можна використовувати для введення алгоритмів урахування історії розвитку зміщень ґрунту в часі, перевірки її коректності шляхом прямого моніторингу за напруженнями, що виникають у газопроводі під

час проходження шахтної лави, та отримання первинних даних щодо залежності реальних напружень у часі для певних точок.

Переміщення поверхні ґрунту в зоні шахтних виробок. Закон взаємодії труби з ґрунтом. Шахтний видобуток кам'яного вугілля проводиться в так званих лавах, що мають прямокутну форму. Заповнення пустот характеризується зміщенням та деформацією земної поверхні. У загальному випадку вихідними даними для розрахунку напруженого стану підземних трубопроводів у зоні шахтних виробок є поздовжні зміщення поверхні ґрунту, які визначаються відповідно до (рис. 1). Відстань між розрахунковими точками складає 20 м.

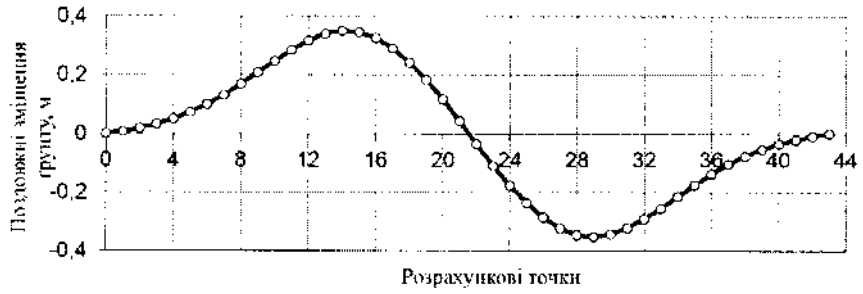


Рис. 1. Прогнозовані значення зміщення грунту вздовж газопроводу відводу, розташованого вхрест залягання вугільного пласта.

При відпрацюванні шахтної лави вплив поперечних переміщень (як вертикальних у напрямку Z, так і горизонтальних у напрямку Y) на напруження призводить до виникнення незначних напружень у трубопроводі за рахунок великих радіусів кривизни. Згідно з суттєвий вплив на цілісність трубопроводу мають поздовжні переміщення і поздовжні сили взаємодії труби з ґрунтом. Ці сили є нелінійними, і у загальному випадку мають досить складний характер. У літературних джерелах описуються різні підходи до їх схематизації й аналітичного опису, серед яких відомими є підходи, прийняті у. Спільним для них є ідеалізований характер функції q, що залежить від взаємного переміщення трубопроводу та ґрунту. Узагальнений графік залежності реакції ґрунту від взаємного зсуву трубопроводу і ґрунту показано на рис. 2.

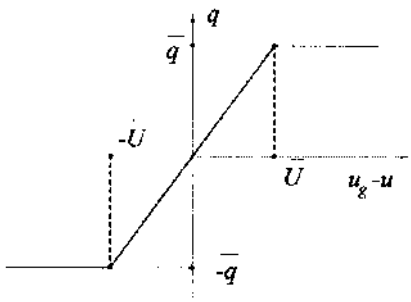


Рис. 2. Узагальнена діаграма взаємодії трубопроводу з ґрунтом».

Поляруш К. А. Дослідження газодинамічних процесів у трубопровідних комунікаціях під час їх безтраншейної реконструкції технологіє "Тяговий поршень" / К. А. Поляруш // Нафтогаз. енергетика. – 2019. – № 1. – С. 43-53.

Модель турбулентності к-є не дає змоги з достатньою точністю змоделювати ефекти, які відбуваються поблизу стінок. Тому для якісного моделювання течій поблизу стінки в програмі ANSYS Fluent застосовуються пристінні функції. Вибиралась пристінна функція Enhanced Wall treatment - розширене пристінне моделювання.

З бази даних матеріалів ANSYS Fluent вибирали повітря і присвоювали розрахунковій сітці. Для розв’язання задач газодинаміки треба врахрвувати стискуваність повітря. Тому задавалась залежність густини повітря від параметрів потоку. Для цього в меню Materials в списку Density вибирався пункт Real-gas. Пори цьому до розв’язуваних рівнянь автоматично додається рівняння енергії (Energy), і під час задавання граничних умов треба задавати температуру повітря.

Для дослідження динаміки руху повітря міжтрубним і запоршневим простором задавались наступні граничні умови. На вході в між- трубний простір задавалась масова витрата Mass flow inlet. Крім задавання масової витрати на вході в вікні Mass flow inlet задавалась інтенсивність турбулентності (Intensity) 5 %, гідравлічний діаметр (Hydraulic Diameter) і температура повітря на вході.

Також задавалась гранична умова стінка (Wall). Для внутрішньої стінки сталевого зношеного трубопроводу задавався коефіцієнт еквівалентної шорсткості труби $h_{s\ c}$ =0,15

мм , а для зовнішньої стінки нового поліетиленового трубопроводу $h_{s\,n}$ = 0,007 мм.

Внутрішній діаметр сталевого трубопроводу приймався рівним $D_{e\,c}$ = 49.мм, зовнішній діаметр поліетиленової труби D_{3n} = 40 мм. Внутрішній діаметр патрубка, яким повітря подається від компресора в міжтрубний простір $D_{e\ пат}$ = 10 мм, рівний гідравлічному діаметру, який задавався в ANSYS Fluent.

Процес протягування нового поліетиленового трубопроводу дефектним сталевим є динамічним - в дефектному сталевому трубопроводі рухається поршень і прикріплений до нього новий поліетиленовий трубопровід. Для дослідження газодинамічних процесів у міжтруб- ному просторі під час такого руху в AN SYS Fluent застосовувалась модель динамічної сітки, яка сумісна з усіма моделями турбулентності. Оскільки такий процес є нестаціонарним, в головному меню ANSYS Fluent вибиралась нестаціонарна постановка задачі Transient.

Для задання динамічної моделі руху сітки і її основних параметрів в меню ANSYS Fluent було вибрано опцію Dynamic Mesh. В полі опцій моделі Dynamic Mesh було вибрано тип перебудови параметрів динамічної сітки під час протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в дефектний сталевий-Layering, який найкраще підходить для поступального руху. Тип перебудови параметрів динамічної сітки Layering включає в себе алгоритм створення і видалення граток сітки (гратки сітки * додаються, якщо зона збільшується, або видаляються, якщо зона зменшується). Після чого задавалось, що від грані, яка є задньою частиною поршня (рис. 6, а), гратки сітки повинні додаватись, а від грані, яка є внутрішньою поверхнею прикріпленого до поліетиленового трубопроводу оголовка (рис. 6, б), - видалятись. У вкладці Options динамічної сітки Layering задавалась висота, на яку буде додаватись рядок граток Split factor (приймалась рівною 0,2) та висота, на яку буде видалятись рядок гратки Collaps factor (приймалась рівною 0,2).

Після задавання граничних умов та динамічної моделі руху сітки налаштовували параметри вирішувана. В дереві проекту вибиралась вкладка Solution methods, де в зоні Pressure-Velocity Coupling вибирався алгоритм зв’язку рівняння руху повітря і нерозривності. Вибирався алгоритм Coupled, який

вважається окремим видом вирішувана Pressure-based coupled. Для зв'язування полів швидкості і тиску застосовується алгоритм розщеплення, а для решти параметрів - алгоритм установлення.

Цей алгоритм дає змогу отримати якісні стійкі результати практично для усіх класів задач. Для покращення стійкості розв'язування число Куранта (Courant number) треба зменшити до 50. Також під час налаштування параметрів вирішувана для всіх рівнянь вибирався другий порядок точності.

Після налаштування параметрів вирішувана здійснювалась гібридна ініціалізація.

Повна збіжність ітераційного процесу досягалась приблизно за однакову кількість ітерацій - 300. Така кількість ітерацій виконувалась близько півтори години процесором intel core I3, (частота - 2,2 ГГц, обсяг оперативної пам'яті -4 Гб).

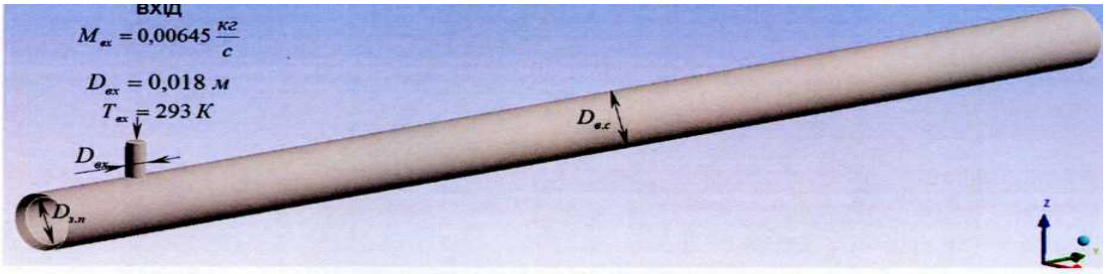
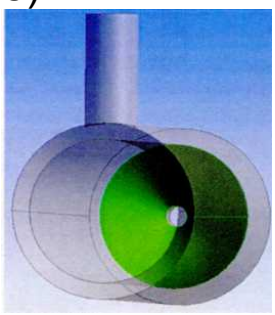


Рисунок 5 - Розрахункова схема

а)

б)



а) задана грань, яка є задньою частиною поршня; б) задана грань, яка є внутрішньою поверхнею прикріпленого до поліетиленового трубопроводу оголовка

Рисунок 6 - Схема задавання рухомих граней».

Розробка нафтового покладу горизонтальними стовбурами у пласті доларенiту Гнідинцівського родовища / Є. М. Довжок, М. Г. Рубаха, О. М. Свихнушин, І. І. Музичко // Нафта України. - 2019. - № 1. - С. 12-14.

«Гнідинцівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в Чернігівській області і тектонічно знаходиться в південній прибортовій зоні північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини. Родовище відкрите у 1959 р. і пошуково-розвідувальними роботами встановлено два поверхи продуктивності - нафтовий у відкладах нижньої пермі та верхнього карбону (горизонти П-1+2, П-3, К-1, К-2), який складає

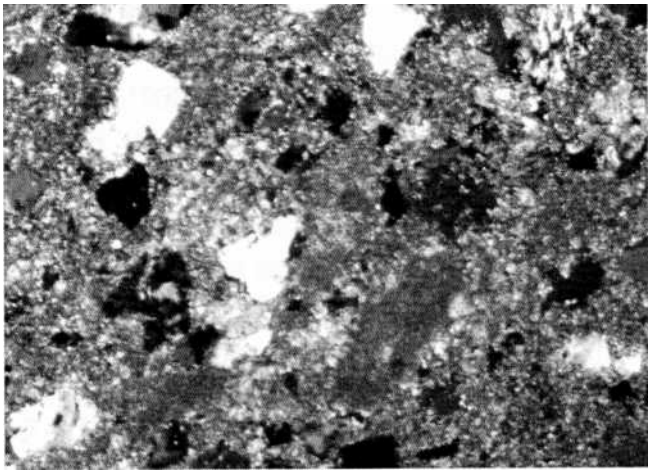


Рис.1.Шліф. Се- на 280, глиб. 1889,5м

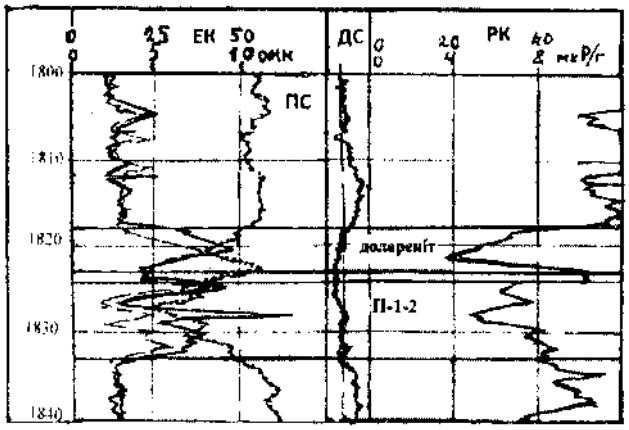
єдину масивно-пластову гідродинамічну систему, та газоконденсатний у візейському ярусі нижнього карбону (горизонти В-18, В-19в, В-19н, В-26). Родовище знаходиться на завершальній стадії розробки - із верхнього поверху продуктивності - нижньої пермі (об'єкти П-1+2 та П-3) станом на 01.01.2018 р. вилучено 95,9% видобувних запасів нафти, а поточний коефіцієнт нафтовилучення досяг 0,621. З взей-зського покладу розвідані поклади нафти і газоконденсату вилучені.

У 1999 р. між надрокористувачем Гнідинцівського родовища ПАТ "Укрнафта" та ТОВ "Карлтон Трейдінг Україна" було укладено Договір про спільну інвестиційну діяльність (СД)

з метою уточнення геологічної будови родовища та підвищення нафтовилучення шляхом буріння додаткових експлуатаційних свердловин. У 2004 р. в рам ках СД під час буріння пілотного стовбура свердловиною 200 розкритий в інтервалі 1746,8 - 1751,6 м пласт, який за результатами ГДС інтепретувався як "брекчія" горизонту П-1+2 з можливою нафтонасиченістю. Аналог пласта прослідкувався у багатьох раніше пробурених свердловинах, але з невідомих причин не випробувався. Для з'ясування промислового значення цього перспективного на родовищі об'єкту у свердловині 200 був пробурений горизонтальний стовбур довжиною 131 м, з якого при випробуванні отримано безводний приплив нафти з дебітом 17,5 т/добу.

З метою детального вивчення пласта брекчії в наступній свердловині 212 з інтервалу 1788-1793 м був відібраний керн і петрографічними дослідженнями встановлено, що пласт брекчії "... являє собою вторинно-поровий гранулярний карбонатний кс лектор леляківського типу, формування якого пов'язане з метасоматичною доломітизацією органогенного вапняку...", тобто це є "доломітовий пісковик" і акад. О.Ю. Лукін назвав його доларенiт (рис.1). По своїй будові він кардинально відрізняться від залягаючих під ним звичайних уламково-піщаних колекторів у горизонтах П-1+ 2 П-3 й відноситься до кавернозно-порового типу. Субстратом для формування доларенiту служили вапняки зарифової фації.

За результатах вивчення по керну літології доларенiту в інших свердловинах пористість зразків керна складає 10,7+25,1% (середня 15,5%), а абсолютна проникність змінюється в межах 0,052-2,8 мД і на порядок менша проникності пісковиків горизонтів П- 1+2 І П-3. При загальній товщині пласта доларенiту до 6 м він відділяється непроникним глинистим прошарком товщиною до 3 м від нижнього горизонту П-1+2, П-3 пермських відкладів. Тектонічні порушення у нафтових горизонтах Гнідинцівського родовища не встановлені.



Результати ГДС260

Розробка нафтового покладу у пласті доларенiту як самостійного експуатаційного об'єкту розпочата у 2004 р. свердловиною 200 і з того часу введені у розробку ще 28 нових свердловин (з них 25-3 горизонтальними стовбурами). Віддаль між гирлами св-н 300-800м. Станом на 1.01.2018 р. з покладу доларенiту видобуто 329,7 тис. т нафти, 10,6 млн.м^3 розчиненого газу і 1,5млн.т пластової води. Серед експлуатаційних свердловин рзко виділяється свердловина 200, яка забезпечила 31% від загального видобутку нафти, але причини цього факту поки не знаходять пояснення.

Проводку горизонтальних стовбурів у покладі доларенiту виконувала українська сервісна компанія НТП "Бурова техніка", яка з 2000 р. використовує телеметричні системи з гідравлічним каналом зв'язку і гамма датчиком канадської компанії "Drill-Teck", що встановлювався в 11м над долотами компанії Халібартон.

Свердловини бурилися кущовим способом. Довжини горизонтальних стовбурів у пробурених свердловинах від 20м у свердловині 217 до 212 м - у свердловині 262. Типова конструкція свердловин: 178мм експлуатаційна колона до покрівлі продуктивного пласта та 114 мм фільтр-хвостовик з щільністю 8-12 отв. на Іп.м - в горизонтальній ділянці стовбура. Стовбур повинен був проходити у 3-х метровому пласті по 2-х метровому коридору, не відхиляючись у вертикальній площині. Успішній проводці сприяли постійний пометровий відбір і вивчення шламу та механічний каротаж.

. Режим розробки доларенiтового покладу змішаний - розчиненого газу та пружно-водонапірний. Початковий

пластовий тиск у покладі становив 17,5 МПа І в процесі розробки у зоні активного відбору нафти в центральній частині покладу він знизився до 5-7 МПа, що свідчить про відсутність активного просування законтурних вод до склепіння, як це мало місце у покладах П-3 і К-1. Проведені у покладі роботи з інтенсифікації припливів нафти, переважно солянокислотні обробки доларенiту, показали, що СКО є ефективним методом підвищення продуктивності свердловин із горизонтальними стовбурами.

Виклики припливів нафти по завершенні буріння свердловин здійснювався за допомогою УЕВН після заміни промивальної рідини на воду».

Романова В. В. Оцінки впливу оптимізації роботи діючого фонду свердловин і наземної інфраструктури на обсяги видобутку / В. В. Романова, Т. Сафаа // Інтегровані технології та енергозбереження. - 2019. - № 1. - С. 10-22.

«Українські розробники в питанні оптимізації розробки газоконденсатних родовищ в умовах низьких робочих тисків зосерджуються виключно на питанні наближенні компресорної установки до гирла свердловини, оперуючи більш технологічними параметрами роботи компресорів, схемами їх роботи і фактичними даних зростання видобутку для окремих свердловин і зміною тиску на УКПГ. Результатом роботи є можливість вибору системи роботи компресорів як для утилізації низьконапірних газів з установок, так і для покращення роботи свердловин, що фактично є частиною загальновідомого методу компресії для виснажених родовищ і підтверджує можливість експлуатації свердловин на низьких робочих тисках із отриманням позитивного ефекту.

Більш системний підхід до роботи родовищ виконано авторами [6] на прикладі свердловин Юліївського і Паріжнянського ГКР, в який представлено технічні рішення, що стосуються як обробки вибою свердловин, так і заміни наземної інфраструктури і підвищення ефективності роботи внутрішньопромислових газопроводів. Робота показує, що стосуються як обробки вибою свердловин, так і заміни наземної інфраструктури і підвищення

ефективності роботи внутрішньопромислових газопроводів. Робота показує, що такий комплексний підхід дозволяє збільшити видобуток газу, але викладена як констатація факту розробки різних технічних рішень, що є загальновідомими, без оцінки впливу одного заходу на інших і конкретизації, який саме ефект від їх впровадження був отриманий.

Проблеми оптимізації роботи свердловин розкрито також і для третинних методів підвищення вилучення вуглеводнів з пласта із закачуванням інертних і кислих газів і подальшим витісненням рідини з вибою свердловин (газліфт) або для підтримання пластового тиску на рівні вищому за тиск конденсації рідких вуглеводнів. В цій роботі автори більше сконцентрувались на виборі оптимальних об'ємів закачування газу для забезпечення якісних параметрів його кондиції після підйому на поверхню і підготовки, що можна розглядати як частину оптимізації роботи свердловин механізованими способами (artificial lift).

Розроблена комплексна технологія збільшення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ [8]. Вона включає нагнітання в родовище через систему нагнітальних свердловин запропонованих витіснювальних агентів, витіснення ними з пористого середовища до видобувних свердловин сконденсованих вуглеводнів і пластового газу, обробку привибійних зон видобувних свердловин запропонованими робочими розчинами для зменшення насиченості пористого середовища сконденсованими вуглеводнями та інтенсифікації припливу газоконденсатної суміші до свердловин і використання запропонованих методів забезпечення стабільної роботи видобувних свердловин з високим вмістом рідини у пластовій продукції. Однак технологія стосується в першу чергу роботи привибійної зони і направлена на зменшення скін-фактору без врахування відгуку як ліфтової (вертикальної частини), так і газозбірної системи.

Системний аналіз видобутку газу по Шебелинському FKP зроблено в роботі, однозначною перевагою якої є можливість прослідкувати тенденцію зменшення обсягів видобутку газу при падінні пластових тисків і відстежити можливість стабілізації видобутку газу при впровадженні різних заходів оптимізації роботи наземної інфраструктури родовища. Робота

посилається на комплексний підхід, але не висвітлює питання взаємозв'язку в режимах роботи свердловин і системи газозбірних колекторів, посилаючись лише на зміну робочих ТИСКІБ на гирлі свердловин родовищ.

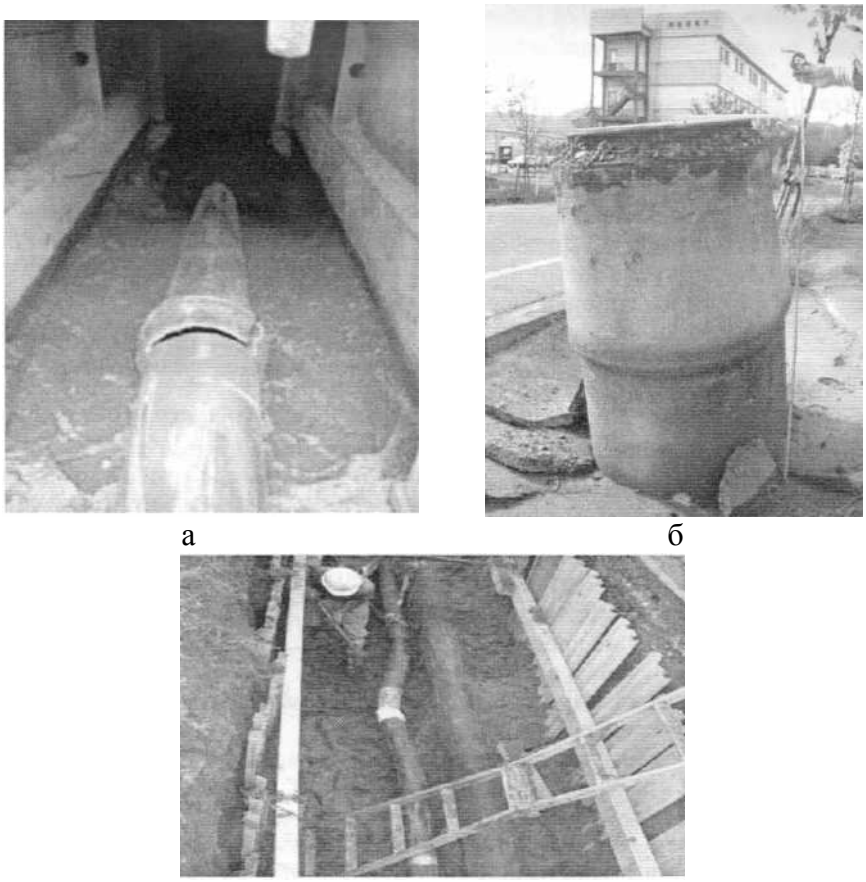
Порівняння фактичних і проектних показників розробки із оцінкою відгуку роботи родовища в цілому на зміну робочих тисків для Шебелинської та Єфремівського груп FKP представлено в роботі, в якій, на основі фактичних даних, доведено, що зниження робочого тиску дозволяє видобути більше газу, ніж це передбачено проектом розробки. Положення цієї роботи використано в методі прогнозування режимів роботи родовищ, що працюють на виснаження, що за своєю суттю є впровадженим алгоритмом, викладеним в із використанням математичного апарату MathCad».

Рошидов Т. Р. Поперечные колебания подземных трубопроводов при осевом нагружении в рамках геометрически нелинейной теории / Т. Р. Рошидов, Б. М. Мардонов, Е. В. Ан // Прикладная механика. - 2019. - Т. 55, № 2. – С. 133-144.

«Авторами выполнен обширный обзор последствий сильных землетрясений, произошедших в мире, используя материалы международных форумов и конференций, связанные с исследованием систем жизнеобеспечения типа подземных газо-, водо-, нефтепроводов и канализаций. Из обзора следует, что землетрясения причиняют ущерб зданиям, промышленным предприятиям, коммуникациям и инженерным системам жизнеобеспечения. С каждым годом увеличивается удельная аварийность подземных сооружений, что объясняется ежегодным увеличением числа их строительств для улучшения жизненных условий населения в отдаленных районах страны. Поэтому, чем экономически более развита страна, тем больше повреждений обслуживающих систем жизнеобеспечения.

В случае расположения подземных сооружений в водонасыщенных средах наблюдается подъем (выпучивание) участков подземных трубопроводов и колодцев из-под земли при землетрясении. При землетрясениях Kushiro-oki 1993 г., Hokkaido-toho-oki 1994 г., Tokachi-oki 2003 г. и Niigataken-chuets

2004 г., которые нанесли серьезный ущерб канализационным сооружениям в 22-х городах и поселках, отмечены большие подъемы труб и колодцев. Было повреждено 152,1 км труб, 1453 колодца, во многих местах трубопроводы оказались выпученными. Высота поднятых и осевших трубопроводов варьировалась от нескольких сантиметров до нескольких десятков сантиметров (рис. 1). На рис. 1 приведены примеры последствий землетрясений: (а) - выпученный трубопровод, найденный во время восстановительных работ в г. Nagaoka; (б) - поднятый колодец в результате землетрясения Niigataken chuetsu в 2004 г. и (в) - выпученный 4 дюймовый трубопровод.



а б

с

Рис. 1

Как следует из имеющихся материалов, повреждения вследствие выпучивания особенно преобладали в магистральных линиях, пересекающих водонасыщенные грунты, либо разлом грунта. И анализ исследований поврежденных трубопроводов и колодцев, собранных после землетрясения, показывает, что глубина грунтовых вод и данные о грунтах являются основными параметрами при

поведении подъема сооружения. Поэтому требуется определить, при каких комбинациях реологических параметров грунта, геометрических и механических характеристик трубопровода и показателей ожидаемых землетрясений, возможны выпучивания на том или ином участке магистрального трубопровода. Таким образом, одной из актуальных проблем является исследование поперечных перемещений сооружений типа трубопроводов, расположенных в разжиженных грунтах.

Friedmann и B. Debouvry путем экспериментальных исследований объясняют процесс коромыслообразного выпучивания трубопровода. K. Wakamatsu, T. Tobita и другие исследователи проводили натурные наблюдения. Проведенные ими исследования после землетрясений показали, что причиной подъема подземных сооружений является окружающая водонасыщенная среда. H. Uno и др. ставили экспериментальные исследования относительно скорости подъема сооружения. Также вопросами подъема крупных подземных сооружений занимаются M. Azadi, R. Saeedzadeh и др. Таким образом, сейсмодинамическая теория подземных систем жизнеобеспечения различного назначения находится на прогрессивной стадии развития».

Статистический анализ остаточной прочности дефектных трубопроводов при высокотемпературной эксплуатации / А. С. Миленин, Е. А. Великоиваненко, Г. Ф. Розынка, Н. И. Пивторак // Техн. диагностика и неразрушающий контроль. - 2019. – № 1. - С. 13-25.

«К основным механизмам зарождения несплошности металлов технологических трубопроводов высокого давления, эксплуатируемых при высоких температурах, является вязкое разрушение, которое характеризуется зарождением и развитием пористости материала при определенном уровне накопленных пластических деформаций. Предельное развитие такого типа разрушения в зависимости от величины накопленных необратимых деформаций ползучести определяет остаточный ресурс трубопровода в зависимости от

его текущего состояния и условий эксплуатации. Максимальное время до наступления предельного состояния трубопровода может служить характеристикой степени эксплуатационного повреждения типа коррозионно-эрозионных потерь металла. Однако неравномерность распределения напряжений и различная склонность металла к разрушению при одинаковых условиях внешней нагрузки требует использования консервативных предположений, в частности, коэффициентов запаса по разным входным данным. Альтернативным подходом является применение интегральных характеристик склонности конструкции к разрушению, в частности, вероятностный анализ на основе статистики Вейбулла. Но классические модели статистической теории прочности Вейбулла, предусматривающие зависимость вероятности разрушения от величины напряжений в материале, не применимы для описания высокотемпературного нагружения, так как развитие деформаций ползучести не сопровождается соответствующим повышением напряжений. Поэтому необходимо создание альтернативных подходов, рассматривающих пластическую деформацию, как меру склонности к разрушению. Для адекватных количественных оценок вероятности разрушения элементов технологических трубопроводов необходимо определить соответствующие параметры статистической теории разрушения как функции свойств материала и температуры.

Целью настоящей работы является построение комплексной конечно-элементной модели развития НДС технологических ТЭ с обнаруженными коррозионно-эрозионными утонениями стенки, реализация методики статистического анализа НДС таких конструкций для оценки остаточной прочности и определения характерных особен
ностей влияния условий эксплуатации и степени коррозионно-эрозионного износа на склонность трубопровода к разрушению.

С практической точки зрения, одним из важных механизмов разрушения сварных ТЭ и сосудов давления в условиях эксплуатации при повышенных температурах и существенной силовой нагрузке (в частности, внутренним давлением), когда реализуются условия развитого пластического течения по механизму ползучести, является вязкое разрушение. Так, в

процессе накопления необратимых деформаций мгновенной пластичности E^{mp} и ползучести E^{c} может быть достигнута предельная деформационная способность материала, что приводит к транскристаллитному разрушению металла по механизму порообразования. Согласно гипотезе Леметра [4], зарождение и дальнейшее развитие докритического повреждения такого типа зависит не от механизма пластического деформирования, а от текущей суммарной величины деформации, то есть для рассматриваемого случая, от E^{p} = (E^{mp} + в^{c}). Поэтому моделирование НДС конструкции в конкретных условиях эксплуатации должно учитывать как процесс сварки для прогнозирования остаточного состояния после монтажа, так и особенности общего развития необратимых деформаций мгновенной пластичности и ползучести совместно с неравномерно распределенным докритическим повреждением металла в процессе эксплуатации данного ТЭ. Фактическое температурное поле в сечении дефектного трубопровода с учетом разницы между температурами окружающей среды и транспортируемого продукта определялось на основе численного решения нестационарного уравнения теплопроводности. Компоненты тензора деформаций E_{ij} (/,у — г, р, z, рис. 1) в рассматриваемом случае представляются в виде суперпозиции следующих компонентов [6]:

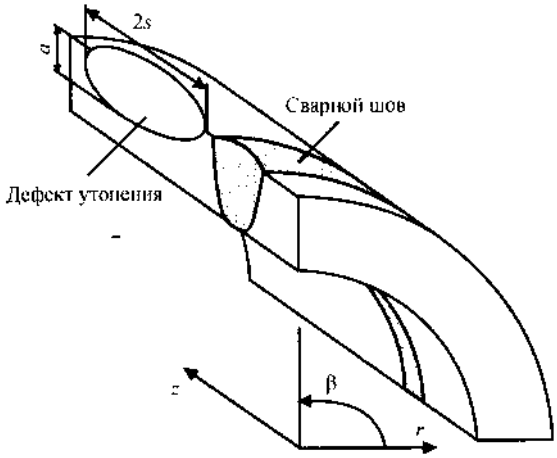


Рис. 1. Схема трубопроводного элемента с дефектом локального утонения стенки в области кольцевого сварного шва».

Ясковець З. С. Моніторинг та розрахунок напруженого стану підземних магістральних газопроводів в зонах шахтних виробок / З. С. Ясковець, І. В. Ориняк // Техн. диагностика и неразрушающий контроль. - 2018. - № 2. - С. 45-52.

Прикладом впровадження такої системи моніторингу є робота, де спочатку визначаються закони взаємодії між поверхнею трубопроводу та ґрунту відповідно до методики та виконується аналіз напруженого стану з використанням методу скінчених елементів, після чого результати розрахунків порівнюються з результатами моніторингу. Рівень допустимих напружень визначається відповідно до стандарту, де навантаження
класифікуються як такі, що викликані випадковими неперіодичними чинниками, а локальні дефекти від зварювання окремих секцій труб аналізуються відповідно до нормативу [9].

Таким чином, моніторинг і розрахунок напруженого стану трубопроводів є взаємодопов- нювальними. Інформація про розвиток реальних процесів, що відбуваються в трубопроводі під час його підроблювання шахтними лавами, може сприяти побудові нових більш точних моделей аналізу напруженого стану. Мета даної роботи - створення системи моніторингу, отримання інформації, яка в майбутньому може бути використана для уточнення наших уявлень і моделей.

Система моніторингу напружено-дефор- мованого стану трубопроводів. Серед широкого ряду експериментальних методів вимірювання деформацій для більшості задач провідну роль займають вимірювання за допомогою тензометричних резисторів (ТР). Такий вибір зумовлено насамперед розумним співвідношенням вартості та ефективності. Крім того, широкий ряд ТР дає змогу використовувати їх як основу для вирішення задач за різних умов проведення експерименту (наприклад, в зонах високих температур, підвищеної вологості тощо).

Вимірювання деформацій за допомогою тензорезистивних перетворювачів - одне з найскладніших в техніці електричних вимірювань. Складність полягає в дуже малому діапазоні зміни опору ТЗ від впливу деформації. Наприклад, для 100 Ом ТР зміна опору складає 0,00002 Ом на 1 мкм/м. Для перетворення

настільки малих змін опору в вихідні сигнали опору, які можуть бути зафіксовані в вимірювальних приладах, широко використовується мостова схема.

Вимірювальний міст прийнято зображати у вигляді ромба, сторони якого називають плечима, а точки з'єднання плечей - вершинами або вузлами мосту. Міст Уітстона з живленням від джерела постійної напруги складається з трьох функціональних частин (табл. 1). Це джерело напруги Е, чотири резистори, що утворюють міст та схема реєстрації e_0. Схема реєстрації включає резистор навантаження Rm = оо, оскільки приймається, що струм, який протікає через міст, не відводиться на навантаження. Така ситуація спостерігається, коли сигнал з мостової схеми надходить на вхід електронного підсилювача або аналогоцифрового перетворювача (АЦП).

Рис. 1. Руйнування трубопроводів в зоні впливу шахтної виробки

Для ефективного вимірювання деформацій за допомогою ТР при монтажних роботах необхідно дотримуватись ряду вимог.

Основні вимоги відносяться як до ТР, так і до поверхні об’єкту вимірювань. Умовно вимоги можна розділити на наступні групи:

підготовка ТР (включає зовнішній огляд, перевірку опору і очищення);

- підготовка досліджуваної деталі (очищення, зачищення та обезжирення);
- нанесення ліній розмітки (результати залежать від позиціювання ТР на об’єкті досліджень);
- наклейка та контроль якості наклеювання ТР (забезпечення суцільності клею в зоні контакту ТР та об’єкту досліджень);
- захист ТР від вологи (нанесення захисного покриття)».

Довідкове видання

Нафтогазові технології

Дайджест

Випуск 9

Українською мовою

Відповідальна за випуск ***Р. Б. Пуйда***

Комп'ютерний набір ***Л. М. Локотош***

Комп'ютерна верстка ***Ю. В. Кобітович***