

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.245:539.3

DOI: 10.31471/1993-9973-2019-3(72)-7-18

КОНЦЕНТРАЦІЯ НАПРУЖЕНЬ В ОБСАДНІЙ КОЛОНІ ПРИ ВИРІЗАННІ ОТВОРУ ДЛЯ БІЧНОГО СТОВБУРА СВЕРДЛОВИНИ

Є. І. Крижанівський, Д. Г. Чернописький, І. І. Палійчук

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 724716,
e-mail: rector@nung.edu.ua

Спрямоване буріння додаткових стовбурів в обсаженій свердловині є ефективним методом відновлення роботи виведених з експлуатації, аварійних та ліквідованих свердловин, що дає змогу економити кошти на бурінні нових нафтових і газових свердловин. Забурювання бічних стовбурів шляхом фрезерування вікон в обсадній колоні вважається сьогодні одним із найбільш раціональних методів у технології буріння свердловин. Врізання фрезера в стінку колоні є дуже відповідальним процесом. Фрезерний інструмент утворює у ній щільноподібний отвір внаслідок силової реакції клинового відхилювача в обсадній колоні. Верхня частина отвору набуває еліпсоподібної форми з плавним контуром завдяки малому куту скосу клина під час відхилення осьового просування інструмента. У цей же час нижній край отвору є прямолінійним і утворює прямі кути з його бічними кромками. Вершини цих кутів стають концентраторами напружень у стінці, ослабленій отвором, оскільки на обсадну колону діє значна розтягувальна сила від її власної ваги. Ці напруження досягають найбільших значень у тих поперечних перетинах труби, де ширина вікна стає максимальною (проектною), а їх площа – найменшою. Актуальність і новизна вирішеної задачі полягають у необхідності дослідження напружено-деформованого стану навантаженої розтягом обсадної труби під час вирізання у її стінці вікна за формою, близькою до прямокутної, та у визначенні величини максимальних напружень, які виникають навколо прямих кутів отвору. Це рішення дає змогу визначити коефіцієнти концентрації напружень залежно від геометричних параметрів отвору, і тим самим забезпечити розробку інженерних методів проектування безаварійного процесу зарізання вікна в обсадних трубах. Результатом роботи стала математична модель неосесиметричного напруженого стану, який виникає при розтягустиску циліндричної оболонки із прямокутними отворами, під час розроблення якої використано аналітичні методи розрахунку напружено-деформованого стану нетонких оболонок з неканонічними концентраторами напружень та проведено теоретико-експериментальні дослідження концентрації напружень у стінках такої оболонки.

Ключові слова: бічний стовбур свердловини, обсадна колона, фрезерування вікна, напружено-деформований стан, концентратор напружень.

Направленное бурение дополнительных стволов в обсаженной скважине является эффективным методом восстановления работы выведенных из эксплуатации, аварийных и ликвидированных скважин, что позволяет экономить средства на бурении новых нефтяных и газовых скважин. Забуривание боковых стволов путем фрезерования окон в обсадной колонне считается сегодня одним из наиболее рациональных методов в технологии бурения скважин. Врезание фрезера в стенку колонны является очень ответственным процессом. Фрезерный инструмент создает в ней целлообразное отверстие вследствие силовой реакции клинового отклонителя в обсадной колонне. Верхняя часть отверстия приобретает эллипсоидную форму с плавным контуром вследствие малого угла наклона клина при отклонении осевого продвижения инструмента. В то же время нижний край отверстия является прямолинейным и образует прямые углы с его боковыми кромками. Вершины этих углов становятся концентраторами напряжений в стенке, ослабленной

отверстием, так как на обсадную колонну воздействует значительная растягивающая сила от ее собственного веса. Эти напряжения достигают наибольших значений в тех поперечных сечениях трубы, где ширина окна является максимальной (проектной), а их площадь – наименьшей. Актуальность и новизна решенной задачи состоят в необходимости исследования напряженно-деформированного состояния обсадной трубы, нагруженной растяжением, при вырезании в ее стенке окна по форме, близкой к прямоугольной, и в определении величины максимальных напряжений, которые возникают вокруг прямых углов отверстия. Эти решения позволяют определить коэффициенты концентрации напряжений в зависимости от геометрических параметров отверстия, и тем самым обеспечить разработку инженерных методов проектирования безаварийного процесса резки окна в обсадных трубах. Результатом работы стала математическая модель неосесимметричного напряженного состояния, который возникает при растяжении-сжатии цилиндрической оболочки с прямоугольными отверстиями, при разработке которой использованы аналитические методы расчета напряженно-деформированного состояния нетонких оболочек с неканоническими концентраторами напряжений и проведенные теоретико-экспериментальные исследования концентрации напряжений в стенках такой оболочки.

Ключевые слова: боковой ствол скважины, обсадная колонна, фрезерование окна, напряженно-деформированное состояние, концентратор напряжений.

Directional drilling of complementary holes in a cased well is an effective method of restoring decommissioned, emergency and abandoned wells. It enables the possibility to save on drilling new oil and gas wells. Today, sidetracking is considered to be the most efficient technology which makes use of milling casing window. Cutting into the column wall is a very important process. The milling cutter makes a slot-like hole in it due to the force response of the wedge deflection device in the casing. The upper part of the hole becomes elliptical with a smooth contour due to the small angle of the wedge during the axial moving of the tool. At the same time, the lower edge of the hole is straight and forms right angles with its side edges. The vertices of these angles create a stress concentration in the wall, weakened by the hole, under the condition that a significant tensile force of its own weight acts on the casing. These stresses reach their maximum values in those pipe cross-sections where the window width becomes maximum (design), and their area is the smallest one. The topicality and novelty of the solved problem lie in studying the stress-deformed state of the casing pipe under tension while cutting a window, close to a rectangular shape, in its wall, as well as in calculating the maximum stresses that arise around the right angles of the hole. These solutions make it possible to specify stress concentration factors depending on the geometrical parameters of the hole, and thereby ensure the development of engineering methods for designing a trouble-free process for window cutting in casing pipes. The operating results are as follows: a developed mathematical model of a nonaxisymmetric stress state that occurs during tension-compression of a cylindrical shell with rectangular holes, for which the analytical methods of calculating the stress-strain state of non-thin shells with non-canonical stress concentrators have been used, and theoretical and experimental studies of the stress concentration in the walls of this shell.

Key words: sidetrack, casing, window milling, stress-strain state, stress concentrator.

Вступ

Важливим резервом для зростання потужностей паливно-енергетичного комплексу України є підвищення ефективності використання існуючих свердловин. Вагомим джерелом збільшення обсягів видобування нафти і газу є відновлення роботи виведених з експлуатації, аварійних та ліквідованих свердловин, які складають значну частку загального фонду на багатьох родовищах України. Аналіз стану експлуатації основних родовищ свідчить, що велика кількість недіючих свердловин може бути відновлена та повторно уведена в експлуатацію, а витрати на їх відновлення будуть меншими за необхідні для буріння нових свердловин. Одним з найефективніших методів відновлення роботи свердловин є похило спрямоване буріння додаткових стовбурів.

Сьогодні найбільш раціональною вважається технологія забурювання бокових стовбурів через фрезерування вікон в обсадних коло-

нах свердловин [1-5]. Перевагами цієї технології є зменшення матеріальних витрат на буріння, економія часу, менший об'єм винесення металевого шламу, значно нижча ймовірність виникнення аварій під час прорізання вікон в обсадній колоні свердловини за рахунок відсутності рухомих та розсувних елементів у робочих інструментах. Крім того, вікно можна фрезерувати в обсадній колоні діаметром від 114 мм на глибині понад 2000 м, у свердловинах, зенітний кут яких перевищує 5°, та крізь декілька обсадних колон.

Аналіз сучасних досліджень і публікацій

Дослідженню процесів забурювання нових стовбурів діючих та законсервованих свердловин присвячено багато сучасних наукових праць. У монографіях [1, 3] широко висвітлені сучасні аспекти розвитку техніки і технології спорудження бічних стовбурів нафтових і газових свердловин. Зокрема, велику увагу зосеред-

жено на аналізі причин аварійних ситуацій при прорізання вікон у тілі обсадної колони. Так, значна частина аварій супроводжується заклинюванням фрезувального інструмента чи бурильної колони у вирізаному вікні. Причинами цього вказано неналежне узгодження технологічних чинників процесу вирізання вікна: геометричних і механічних характеристик різального інструмента, режимів різання, кута скосу клинового відхилювача тощо. Великі навантаження на бурильну колону та інструмент, технологічно необхідні для різання сталевих труб, призводять до їх поломки або значного деформування стінок обсадної колони. На ліквідацію таких аварій витрачається багато часу і коштів, а всі операції з вирізання вікна доводиться проводити повторно. У випадку руйнування самої обсадної колони відновити буріння бічного стовбура не вдається.

У роботі [2] розглянуто напрямки розвитку методики проектування процесу забурювання похило спрямованого і горизонтального стовбурів із експлуатаційної колони недіючої свердловини з врахування основних технічних і технологічних аспектів.

У роботах М.В. Лігоцького [4-5] запропоновано напрямки вдосконалення технології забурювання додаткових стовбурів в експлуатаційній колоні та шляхи оптимізації цього процесу. Зокрема, увагу зосереджено на теоретичному обґрунтуванні параметрів вирізуваного вікна з врахуванням геометричних параметрів клинового відхилювача, фрезера-райбера і обсадної колони, проте без достатнього врахування силового режиму роботи бурильної колони.

Дослідженню проблем вирізання бічного вікна в обсадній колоні при забурюванні нового стовбура свердловини присвячено низку наукових праць проф. І.В. Воевідка [6-8]. У роботі [6] розглянуті питання визначення геометричних параметрів вікна в процесі його прорізання та специфіки проходження в ньому труб при спорудженні бічних стовбурів у свердловині. Зокрема, виведено математичні залежності для визначення поперечних і поздовжніх розмірів вікна, а також визначено сили реакцій, що виникають у результаті контактування нижньої частини бурильних труб зі стінками вікна з врахуванням геометричних параметрів бурильної і обсадної колон, фрезерного інструмента, кута скосу клинового відхилювача.

Стаття [7] розглядає специфіку забурювання бічного стовбура свердловини. Тут викладено результати теоретичних досліджень складного процесу фрезерування вікна в обсадній колоні. Встановлено, що аварійні ситуації у цьо-

му процесі пояснюються вірогідністю виникнення значних локальних викривлень у зоні виходу райбера з обсадної колони, які можуть перевищувати 8 градусів, що, безперечно, відбувається на роботі низу бурильної колони. Однак при цьому не проаналізовано напружено-деформований стан обсадної колони.

У роботі [8] наголошено, що основною проблемою буріння бічних стовбурів є процес вирізання щілиноподібного вікна в експлуатаційній колоні свердловини і забурювання на початковому етапі бічного стовбура для забезпечення надійного виходу інструмента із старого стовбура. Серед причин аварій вказано можливість виникнення в бурильній колоні значних згинальних зусиль у процесі формування такого типу вікна в обсадній колоні та констатуються факти руйнування бурильної колони під час прорізання вікна в обсадній колоні роторним способом.

Встановлено [8], що на початковому етапі забурювання із обсадної колони додатковий стовбур можна подати у вигляді двох прямолінійних ділянок, розташованих під певним кутом, а форма нижньої частини бурильної колони в ньому наближається до дугоподібної. При цьому радіус згину ОБТ залежить від геометричних параметрів бічного стовбура свердловини. На основі аналізу напружень, що виникають у тілі бурильних труб, встановлено групи міцності сталей, які необхідно використовувати для їх виготовлення з метою попередження поломок ОБТ або виникнення в них залишкових деформацій на початковому етапі формування бічного стовбура.

Водночас у літературі недостатньо висвітлені причини деформування (чи навіть руйнування) самої обсадної колони у процесі зарізання вікна. Причиною цього є не лише додаткова силова дія фрезера на стінку колони, але й значні напруження розтягу від її власної ваги. Адже під час опускання у вибій експлуатаційна колона знаходиться у розтягнутому стані, а осьова сила зростає у напрямку устя свердловини. Крім того, для зменшення прогинів обсадних труб між центрувальними пристроями та уникнення їх контакту зі стінками свердловини практикують додаткове натягування колони перед цементуванням. Після проштовхування цементного розчину у затрубний простір сила розтягу колони лише незначно зменшується за рахунок архімедової сили. У процесі тужавіння цементний розчин проходить стадію, коли втрачає властивість рідини до виштовхування зануреного у неї тіла, але залишається ще досить пластичним і не перешкоджає розтягу-

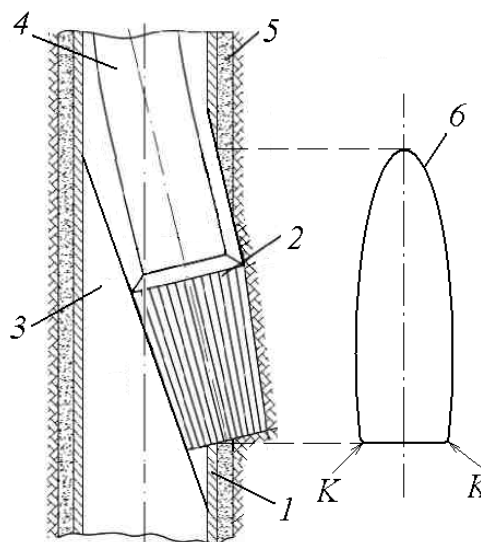
ванню колони під дією її власної ваги. Тому колона залишається у розтягнутому стані, а процеси утворення цементного каменю не лише не усувають деформацій розтягу у її тілі, але й фіксують ("цементують") її напружено-деформований стан. Автори цієї статті наголошують на необхідності врахування напружень розтягу у тілі зацементованої колони (на противагу поширеній думці про те, що обсадна колона повністю "розвантажується" на цементний камінь). Далі, у процесі довготривалої експлуатації свердловини механічні властивості цементного каменю, зокрема сила його зчеплення з трубою, деградують, що не дає змоги говорити про його здатність до розвантаження обсадної колони. Ще більшу небезпеку несе її прорізання на незацементованих інтервалах.

Усі автори розглядали вікно в обсадній трубі як витягнутий еліпсоподібний отвір з краями достатньо плавної форми, який утворюється вже після виходу різальних кромки за межі труби. В той же час у момент врізання фрезерного інструмента у її стінку формується початковий отвір з іншим контуром, який містить спочатку гострі, а далі майже прямі кути. Виникає різкий (стрибокподібний) перехід від суцільної труби до ділянки, послабленої отвором, а кути отвору служать концентраторами напружень у стінках. Це може стати причиною руйнування обсадної колони, яка знаходиться у розтягнутому стані під дією власної ваги та силовою дією фрезера на бурильній колоні.

Отже, **невирішеною проблемою** залишається дослідження напружено-деформованого стану (НДС) обсадної колони, навантаженої власною вагою і вагою бурильної колони з фрезером, у процесі вирізання у ній бічного вікна, під час якого у її стінках виникають концентратори напружень.

Постановка задачі і мета роботи

Під час буріння додаткового стовбура свердловини найвідповідальнішим моментом є врізання фрезера в обсадну колона. Останній внаслідок силової дії клинового відхилювача утворює у стінці колони спочатку невеликий щілиноподібний отвір. Завдяки малому куту скосу клина під час осьового просування інструмента верхня частина отвору набуває еліпсоподібної форми з плавними контуром. Одночасно з цим нижній край отвору є майже прямолінійним і утворює прямі кути з верхніми кромками. Схема утворення початкового отвору у стінці обсадної труби показана на рис. 1.



1 – обсадна колона; 2 – фрезерний інструмент; 3 – клиновий відхилювач; 4 – бурильна колона; 5 – цементний камінь; 6 – контур прорізаного вікна; К – концентратори напружень

Рисунок 1 – Схема утворення концентраторів напружень в обсадній колоні при фрезеруванні вікна

Внаслідок того, що у процесі фрезерування вікна на обсадну колона діє розтягувальна сила, кути отвору спричинюють концентрацію напружень в ослабленій ним стінці колони. Найбільших значень ці напруження досягають у тих поперечних перетинах труби, де ширина вікна стає максимальною (проектною), а їх площа – найменшою.

Тому **актуальною є задача** визначення НДС розтягнутої обсадної труби з вирізаним у її стінці отвором, близьким до прямокутної форми, та розрахунку максимальних напружень, які при цьому виникають. Це дасть змогу визначити коефіцієнти концентрації напружень залежно від розмірів отвору, на основі чого удосконалити інженерні методи проектування безаварійного процесу зарізання бічного отвору в обсадних трубах.

Обсадна колона у свердловині працює як кругова циліндрична оболонка під дією сили розтягу. Задача визначення розподілу напружень навколо отвору такої форми, як показано на рис. 1, є надзвичайно складною. Проте згідно з технологією буріння отвір, прорізаний у стінці обсадної труби, повинен бути достатньо видовженим, щоб не спричинити зменшення радіуса кривизни бічного стовбура свердловини і перевищення напружень згину у бурильній (а потім і в обсадній) колоні, що досягається малим кутом скосу відхилювача. Тому у першому наближенні розв'язання задачі вважаємо

отвір прямокутним, а концентрацію напружень навколо двох прямих кутів, прилеглих до нижньої сторони, такою, що згасає до середини довжини отвору.

Мета роботи – на основі аналітичних методів розрахунку НДС оболонок з неканонічними концентраторами напружень розробити математичну модель неосесиметричного напруженого стану, який виникає при розтягу-стиску нетонкої циліндричної оболонки з прямокутними отворами, і провести теоретичні та експериментальні дослідження коефіцієнтів концентрації напружень у стінках натурних зразків циліндричної оболонки.

Математична модель напруженого стану обсадної колони

Обсадну колону представимо круговою циліндричною оболонкою постійної товщини ($2h = \text{const}$). Прорізаний у ній отвір з прямокутним контуром створює неосесиметричний напружений стан у її стінках при розтягу-стиску. Оболонку віднесемо до ортогональної криволінійної системи координат $Ox^1x^2x^3$, нормально зв'язаної з його серединною поверхнею S .

Для розв'язання задачі про НДС оболонки з отвором прямокутної форми скористаємось загальними положеннями [9] про представлення векторів переміщень $\mathbf{u}(x^1, x^2, x^3)$ і напружень $\mathbf{p}^i(x^1, x^2, x^3)$, залежних від координати товщини x^3 , рядами Фур'є–Лежандра:

$$\mathbf{u}(x^1, x^2, x^3) = \sum_{k=0}^N \mathbf{u}^k(x^1, x^2) P_k(\zeta),$$

$$\mathbf{p}^i(x^1, x^2, x^3) = \sum_{k=0}^N \sqrt{\frac{a}{g}} \mathbf{p}^i(x^1, x^2) P_k(\zeta),$$

де $\mathbf{u}^k(x^1, x^2)$, $\mathbf{p}^i(x^1, x^2)$ – моменти вектора відповідно переміщень і напружень [9];

g, a – детермінант простору і дискримінант першої квадратичної форми поверхні S ;

$P_r(\zeta)$ – поліноми Лежандра, у яких:

$$\zeta = h^{-1}(x^3 - \hat{h}),$$

$$\hat{h}(x^1, x^2) = \frac{1}{2} \left[\overset{+}{h}(x^1, x^2) \pm \overset{-}{h}(x^1, x^2) \right].$$

Оскільки товщина стінки значно (більш як на порядок) менша порівняно з радіусом середньої поверхні, моменти розкладу вектора напружень $\mathbf{p}^i(x^1, x^2)$ задовольняють спрощеній системі рівнянь рівноваги [10]

$$\frac{1}{\sqrt{a}} \frac{\partial \sqrt{a} \mathbf{p}^\alpha}{\partial x^\alpha} - (2k+1) \frac{1}{h} \sum_{s=0}^{\lfloor \frac{k-1}{2} \rfloor} \mathbf{p}^{3s+1} + \mathbf{F} = 0, \quad (2)$$

де квадратні дужки – символ цілої частини числа; сумування по $\alpha = 1, 2$: $k = 0, 1, 2, \dots, N$.

У випадку розтягу-стиску вектор $\mathbf{F} \equiv 0$ (зовнішні поверхневі сили відсутні).

Згідно з [9] формули для моментів деформацій $\epsilon_{\alpha\beta}^k$ для ортотропної циліндричної оболонки постійної товщини отримаємо у вигляді:

$$\epsilon_{11}^k = \frac{\partial \mathbf{u}}{\partial x^1} \mathbf{e}_1, \quad \epsilon_{22}^k = \frac{\partial \mathbf{u}}{\partial x^2} \mathbf{e}_2, \quad \epsilon_{12}^k = \frac{\partial \mathbf{u}}{\partial x^1} \mathbf{e}_2,$$

$$\epsilon_{21}^k = \frac{\partial \mathbf{u}}{\partial x^2} \mathbf{e}_1, \quad \epsilon_{13}^k = \frac{\partial \mathbf{u}}{\partial x^1} \mathbf{e}_3, \quad \epsilon_{23}^k = \frac{\partial \mathbf{u}}{\partial x^2} \mathbf{e}_3, \quad (3)$$

$$\epsilon_{31}^k = \frac{1}{h} \mathbf{u}' \mathbf{e}_1, \quad \epsilon_{32}^k = \frac{1}{h} \mathbf{u}' \mathbf{e}_2, \quad \epsilon_{33}^k = \frac{1}{h} \mathbf{u}' \mathbf{e}_2,$$

$$\mathbf{u} = u_1 \mathbf{e}^1 + u_2 \mathbf{e}^2 + u_3 \mathbf{e}^3,$$

де

$$\mathbf{u}' = (2k+1) \sum_{m=0}^{\lfloor \frac{N-k-1}{2} \rfloor} \mathbf{u}^{k+2m+1}. \quad (4)$$

Вирази для компонентів p^{ij} вектора напружень для нетовстостінної оболонки постійної товщини отримаємо відповідно до [9]

$$p^{11} = \frac{c_{11}}{a_{11}^2} \left(\epsilon_{11}^k + \frac{h}{R} \epsilon_{11}^{k+1} \right) + \frac{c_{12}}{a_{11}a_{22}} \epsilon_{22}^k + \frac{c_{13}}{a_{11}} \left(\epsilon_{33}^k + \frac{h}{R} \epsilon_{33}^{k+1} \right);$$

$$p^{12} = \frac{c_{66}}{a_{11}a_{22}} \left(\epsilon_{12}^k + \epsilon_{21}^k + \frac{h}{R} \epsilon_{12}^{k+1} \right);$$

$$p^{13} = \frac{c_{55}}{a_{11}} \left[\epsilon_{13}^k + \epsilon_{31}^k + \frac{h}{R} \left(\epsilon_{13}^{k+1} + \epsilon_{31}^{k+1} \right) \right];$$

$$p^{21} = \frac{c_{66}}{a_{11}a_{22}} \left(\epsilon_{12}^k + \epsilon_{21}^k - \frac{h}{R} \epsilon_{21}^{k+1} \frac{h^2}{R^2} \epsilon_{21}^{k+2} \right); \quad (5)$$

$$p^{22} = \frac{c_{12}}{a_{11}a_{22}} \epsilon_{11}^k + \frac{c_{22}}{a_{22}^2} \left(\epsilon_{22}^k - \frac{h}{R} \epsilon_{22}^{k+1} + \frac{h^2}{R^2} \epsilon_{22}^{k+2} \right) + \frac{c_{23}}{a_{22}} \epsilon_{33}^k;$$

$$p^{23} = \frac{c_{44}}{a_{22}} \left(\epsilon_{32}^k + \epsilon_{23}^k - \frac{h}{R} \epsilon_{23}^{k+1} + \frac{h^2}{R^2} \epsilon_{23}^{k+2} \right);$$

$$p^{31} = \frac{c_{55}}{a_{11}} \left[\left(\epsilon_{13}^k + \epsilon_{31}^k \right) + \frac{h}{R} \left(\epsilon_{13}^{k+1} + \epsilon_{31}^{k+1} \right) \right];$$

$$p^{32} = \frac{c_{44}}{a_{22}} \left(\varepsilon_{23}^k + \varepsilon_{32}^k + \frac{h}{R} \varepsilon_{32}^{k\pm 1} \right);$$

$$p^{33} = \frac{c_{13}}{a_{11}} \left(\varepsilon_{11}^k + \frac{h}{R} \varepsilon_{11}^{k\pm 1} \right) + \frac{c_{23}}{a_{22}} \varepsilon_{22}^k +$$

$$+ c_{33} \left(\varepsilon_{33}^k + \frac{h}{R} \varepsilon_{33}^{k\pm 1} \right),$$

де c_{ij} ($i, j = 1, 2, 3$), c_{44}, c_{55}, c_{66} – пружні постійні матеріалу;

$a_{\alpha\beta}$ – коваріантні складові метричного тензора координатної поверхні;

вирази для $\varepsilon_{33}^{k\pm 1}$, $\varepsilon_{33}^{k\pm 2}$ визначаються за методикою [9, 10].

Коефіцієнти c_{ij} можуть визначатися через технічні постійні E_i, G_i, ν_{ij} за формулами [9]

$$\begin{aligned} c_{11} &= (1 - \nu_{23}\nu_{32}) E_1 / \Delta; \\ c_{12} &= (\nu_{12} + \nu_{13}\nu_{32}) E_1 / \Delta; \\ c_{13} &= (\nu_{13} + \nu_{12}\nu_{23}) E_1 / \Delta; \\ c_{23} &= (\nu_{23} + \nu_{21}\nu_{13}) E_2 / \Delta; \\ c_{33} &= (1 - \nu_{12}\nu_{21}) E_3 / \Delta; \\ c_{44} &= G_{23}; \quad c_{55} = G_{13}; \quad c_{66} = G_{12}; \end{aligned} \quad (6)$$

$$\Delta = \begin{vmatrix} 1 & -\nu_{12} & -\nu_{13} \\ -\nu_{21} & 1 & -\nu_{23} \\ -\nu_{31} & -\nu_{32} & 1 \end{vmatrix}; \quad E_i \nu_{ij} = E_j \nu_{ji}.$$

де E_i, G_{ij} – модулі пружності і зсуву;

ν_{ij} – коефіцієнти Пуассона.

При переході до ізотропного матеріалу постійні c_{ij} визначаються із співвідношень $c_{11} = c_{22} = c_{33} = 2\mu + \lambda$; $c_{44} = c_{55} = c_{66} = \mu$, де параметри Ляме λ, μ – визначаються виразами $\lambda = \nu E / (1 + \nu)(1 - 2\nu)$; $\mu = G = E / 2(1 + \nu)$.

Припустимо, що порожнистий циліндр довжиною H перебуває під дією зусиль стиску-розтягу, прикладених на торцях. У цьому випадку граничні умови згідно з [10] мають вигляд

$$p^{11} \Big|_{x^1=0,H} = -\frac{h}{R} a_{11} p; \quad p^{11} \Big|_{x^1=0,H} = -\frac{h^2}{R} a^{11} p, \quad (7)$$

де p – величина осьової сили, віднесена до одиниці площі перерізу.

Таким чином, для дослідження неосесиметричного напруженого стану, який виникає при розтягу-стиску нетонкої циліндричної оболонки з прямокутним отвором, розроблено математичну модель, яка описується системою рівнянь (1)–(7).

Для перевірки її адекватності потрібно провести експериментальне визначення коефіцієнтів концентрації напружень на поверхнях прямокутного отвору, прорізаного у стінці циліндричної оболонки, якою є обсадна труба. Слід констатувати, що на сьогодні ще немає лабораторної установки, яка б відтворювала НДС обсадної колони під дією осьової сили розтягу у момент прорізання вікна у її стінці та дала б змогу виміряти напруження на його поверхнях, наприклад, за допомогою тензодавачів. Така установка вимагає великих витрат коштів і часу на виготовлення та проведення експериментів.

У цій роботі вибрано поляризаційно-оптичний метод (метод фотопружності) для визначення розподілу напружень у стінці кругового циліндра навколо прямокутного отвору, який реалізовано на експериментальних трубчастих зразках, виготовлених з епоксидної смоли, а також метод «заморожування деформацій» на зразках зі склопластику [12]. Зрозуміло, що такі експериментальні результати дозволяють описати розподіл та концентрацію напружень навколо отвору порівняно з реальним зразком обсадної труби лише якісно, проте вимагають значно менших витрат.

Для порівняння експериментальних і теоретичних значень коефіцієнтів концентрації напружень слід провести теоретичне визначення параметрів НДС на основі розробленої аналітичної моделі для оболонки, яка має ті ж геометричні та механічні характеристики, що й експериментальні зразки. Оскільки характеристики останніх відмінні від характеристик реальних обсадних труб, то їх теоретичні дослідження можуть служити лише доказом адекватності розробленої математичної моделі, а також для встановлення загальних закономірностей впливу геометрії вікна з прямими кутами на величину коефіцієнтів концентрації напружень. Подальші теоретичні розрахунки будуть присвячені дослідженню циліндричної оболонки з вікном, близьким за формою до прямокутного, яка має такі ж геометричні та механічні характеристики, що й реальна прорізана обсадна колона.

Для експериментального створення НДС циліндричного зразка вибрано протилежний напрямок осьового навантаження – стискання. Це дозволяє спростити його встановлення на лабораторному пресі (потребує лише ретельної підготовки торців перпендикулярно до його осі), а також значно зменшити його довжину. Реалізація розтягу трубчастого зразка на розривній машині вимагає розробки та виготовлення спеціального пристрою для закріплення його кінців рівномірно по колу, а також значного збіль-

шення його довжини, щоб деформації кінців труби згасли вздовж зразка та втратили вплив на НДС навколо отвору. Згідно із загальними положеннями теорії пружності [9, 11] зміна напрямку осової сили змінює лише знаки напружень на протилежні, але жодним чином не впливає ні на їх розподіл, ні на величину коефіцієнтів концентрації напружень.

Напружено-деформований стан циліндричної оболонки з прямокутним отвором

Для розрахунку параметрів НДС у рівняннях рівноваги (1) і граничних умовах (7) використовуємо співвідношення (4) і (5), завдяки чому отримаємо рекурентну послідовність систем диференціальних рівнянь щодо шуканих функцій u_{α}^k ($\alpha=1, 2, 3$). Для їх розв’язання скористаємось числовим методом, який ґрунтується на заміні векторно-диференціальних співвідношень у рівняннях рівноваги і виразах для деформацій скінченно-різницею аналогами у вузлах сіткової області (рис. 2). Отримана система лінійних алгебраїчних рівнянь відносно невідомих скалярних величин $u_{\alpha,ij}^k$ розв’язується ітераційним методом Зейделя (блокових ітерацій).

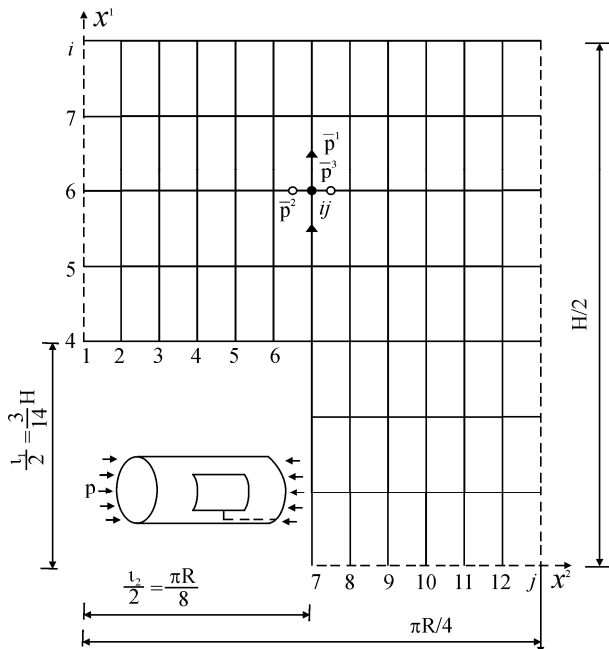


Рисунок 2 – Схема силового навантаження оболонки з прямокутним отвором

Дослідимо НДС під дією осового стиску ортотропної кругової циліндричної оболонки з прямокутним отвором. Контур отвору вважає-

мо вільним від напружень. Серединну поверхню оболонки S покриваємо сітковою областю $MO \times NO$ (число вузлів уздовж осі Ox^1 приймаємо $MO=8$, а уздовж осі Ox^2 – $NO=13$). Уздовж штрихових ліній використовуємо симетрію щодо розподілу полів переміщень.

Зв'язок між декартовими координатами точок поверхонь S, S^+, S^- і криволінійними гаусовими координатами x^1, x^2 визначається рівняннями

$$S : x = R \cos x^2, y = R \sin x^2, z = x^1; \quad (8)$$

$$S^{\pm} : x^{\pm} = (R \pm h) \cos x^2; y^{\pm} = (R \pm h) \sin x^2, z = x^1,$$

$$S^{\pm} : x^{\pm} = (R \pm h) \cos x^2; y^{\pm} = (R \pm h) \sin x^2, z = x^1.$$

Циліндричні координати r, φ, z поставлено у таку відповідність гаусовим: $x^1 \sim z, x^2 \sim \varphi, x^3 \sim r$.

На рисунках 3...7 прийнята така взаємна відповідність фізичних величин переміщень і напружень:

$$u_z \sim u_1, u_{\varphi} \sim u_2, u_r \sim u_3,$$

$\sigma_{zz} \sim p_{11}, \sigma_{\varphi\varphi} \sim p_{22}$. Розрахунки показали, що саме ці переміщення і напруження є визначальними.

Для розрахунку параметрів НДС геометричні розміри порожнистого циліндра і отвору прийнято наступними: $h=33,33$ мм (h – напівтовщина); $R=200$ мм ($2h/R=1/3$); $H/R=2,24$; $l_1/H=3/7$; $l_2/H=\pi/4$. Пружні постійні ($c_{ij} = 9,81 \cdot 10^9 \tilde{c}_{ij}$ Па) ізотропного та ортотропного (склопластик) матеріалів циліндра зведено до табл. 1.

Таблиця 1 – Пружні постійні ізотропного і ортотропних матеріалів

| \tilde{c}_{ij} | Ізотропний матеріал | Склопластик | |
|------------------|---------------------|-------------|--------------------------------------|
| | | СТЕТ | АСТТ(σ)- C_2 - O і ПН-3 |
| \tilde{c}_{11} | 1,35 | 1,15 | 0,60 |
| \tilde{c}_{12} | 0,58 | 0,31 | 0,11 |
| \tilde{c}_{13} | 0,58 | 0,47 | 0,23 |
| \tilde{c}_{22} | 1,35 | 0,98 | 0,43 |
| \tilde{c}_{23} | 0,58 | 0,43 | 0,15 |
| \tilde{c}_{33} | 1,35 | 0,63 | 0,14 |
| \tilde{c}_{44} | 0,39 | 0,63 | 0,24 |
| \tilde{c}_{55} | 0,39 | 0,66 | 0,24 |
| \tilde{c}_{66} | 0,39 | 0,76 | 0,28 |

Як прийнято [11], пружні постійні для склопластиків подаємо через технічні постійні. Так, ізотропному матеріалу відповідають технічні постійні $E = 9,81 \cdot 10^9$ Па, $\nu = 0,3$. На рисунках 3–5 штрихові лінії відповідають ізотропному матеріалу, а лінії 1,2 – ортотропному (склопластикам СТЕТ і АСТТ(σ)–C₂–O і ПН–3). При цьому на контурі переміщення u_z мають знак «–», а u_ϕ та u_r – знак «+».

На рис.3, а і б, показано розподіли переміщень на поверхні контуру отвору. Їх величина відкладалася у перпендикулярному напрямку від контуру. Розподіл напружень $\sigma_{\alpha\alpha} / p$ (рис. 4) показано на контурі отвору з боку зовнішньої поверхні при $\phi = \pi / 8$. Максимальних значень концентрація напружень σ_{zz} / p досягає на контурі отвору в околі кутової точки. Кільцеві зусилля $\sigma_{\phi\phi} / p$ теж набувають максимальних значень на контурі отвору. Розподіл цих же зусиль показано на рис. 5 уздовж кільцевої координати ϕ з боку зовнішньої поверхні в перетині $z=3/14H$. Графіки розподілу переміщень і напружень в околі прямокутного отвору побудовані відповідно до схеми їхнього визначення в основних і допоміжних вузлах шаблону (рис. 2).

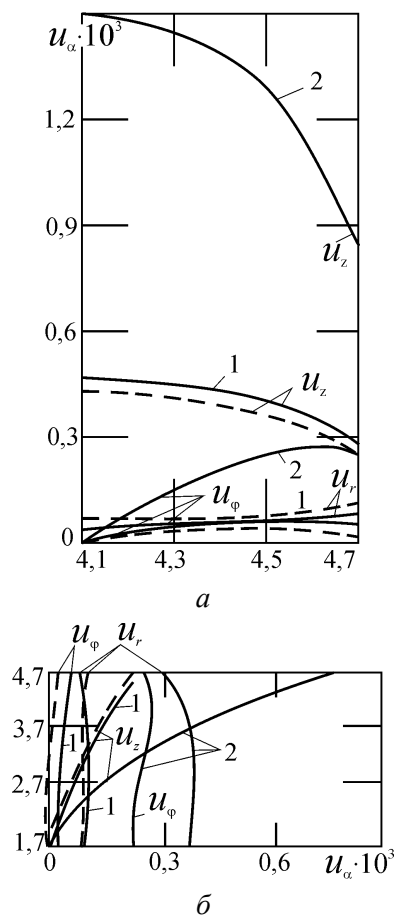


Рисунок 3 – Розподіл переміщень на контурі отвору на зовнішній поверхні

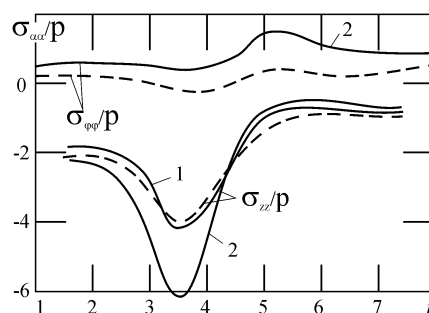


Рисунок 4 – Розподіл напружень на контурі отвору у перерізі $\phi = \pi/8$ вздовж твірної

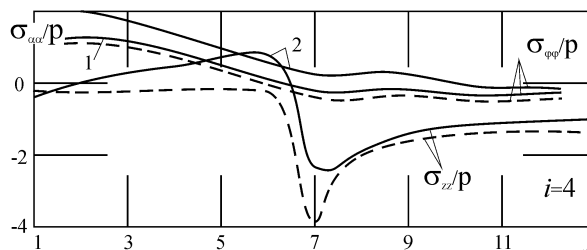


Рисунок 5 – Розподіл напружень на зовнішній поверхні вздовж кільцевої координати в перерізі $z=3/14H$

На представлених графіках показано вплив ортотропії матеріалу порожнистого циліндра при осьовому стиску на величину переміщень і концентрацію напружень в околі прямого кута отвору. Якщо для склопластику СТЕТ ортотропія матеріалу незначно впливає на величину НДС у порівнянні з НДС ізотропного матеріалу (криві 1), то у випадку зі склопластиком ПН–3 і АСТТ(σ)–C₂–O її вплив істотний (криві 2).

Експериментальні дослідження концентрації напружень

Для порівняння числових розрахунків НДС з експериментальними даними, які будуть отримані методом фотопружності, розглянемо циліндричну оболонку з прямокутним отвором (рис.6). Для отримання рівномірного зусилля по колу стінки циліндра його піддавали осьовому стиску. Отримані параметри НДС для випадку розтягу матимуть протилежні знаки при ідентичних абсолютних значеннях.

Числові розрахунки ґрунтуються на застосуванні скінченно-різницевого методу для апроксимації векторно-диференціальних рівнянь рівноваги (2) та співвідношень (4)-(5) для визначення компонентів тензора деформацій через вектор переміщень відповідно до шаблону на рис. 2.

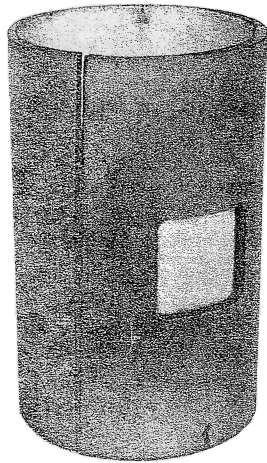


Рисунок 6 – Експериментальна модель циліндричної оболонки з прямокутним отвором

Для дослідження концентрації напружень при осьовому стиску в ортотропних оболонках з прямокутним отвором, вільним від зусиль, виконано числові розрахунки для оболонок таких геометричних розмірів: $h = 1$ см – напівтовщина; $R = 6,4$ см ($2h/R = 1/3$); $L = 20$ см. Геометричні розміри прямокутного отвору прийняті у таких варіантах – варіант I: кут розхилу $\varphi = \pi/3$; висота отвору $l = 4$ см; варіант II: $\varphi = 2\pi/3$; $l = 8$ см. Пружні постійні ортотропного матеріалу оболонки приймалися такими; $c_{ij} = 9,81 \cdot 10^9 \tilde{c}_{ij}$ Па; $\tilde{c}_{11} = 5,77$; $\tilde{c}_{12} = \tilde{c}_{13} = 1,26$; $\tilde{c}_{22} = 3,36$; $\tilde{c}_{13} = 1,30$; $\tilde{c}_{33} = 3,36$; $\tilde{c}_{44} = \tilde{c}_{66} = 1,20$; $\tilde{c}_{55} = 1,13$. Матеріал ізотропної оболонки (варіант III) прийнято з пружними характеристиками $E = 9,81 \cdot 10^9$ Па, $\nu = 0,3$; при цьому геометричні розміри оболонки і отвору відповідають варіанту I.

Симетрія силових навантажень і геометрії поверхні оболонки з отвором дозволяють виконати розрахунки для одного із сегментів, що становить її 1/8 частину. Число вузлів сіткової області фрагмента оболонки уздовж осей координат $x^1 \sim 1, 2, 3, \dots$ (MO – осьова координата Z) та $x^2 \sim 1, 2, 3, \dots$ (NO – кутова координата φ) покладалося відповідно $MO = 11$, $NO = 7$. При цьому $x^3 \sim r$ – радіальна координата циліндричної системи r, φ, z . Кількість поліномів Лежандра, збережених в рядах (1), вибрана рівною $N = 2$ ($k = 0, 1, 2$). Збіжність ітераційного процесу розв'язання алгебраїчної системи рівнянь щодо моментів переміщень $u_{\alpha,ij}^k$ ($\alpha = 1, 2, 3$) із необхідною точністю $\varepsilon = 10^{-4}$ забезпечувалось при числі ітерацій $s = 3$.

Розподіл переміщень на внутрішній поверхні S^- циліндричної оболонки з отвором в найбільш характерних перетинах по кутовій координаті φ ($\varphi = 0, \pi/6, \pi/3 \sim j = 1, 3, 6$) залежно від зміни осьової координати z показано на рис. 7а. При цьому наявність прямокутного отвору впливає на характер розподілу колового і радіального переміщень. Їхня величина на порядок нижча величини осьового переміщення u_z . Результати досліджень показують, що на величину осьового переміщення значно впливає розмір прямокутного отвору. При збільшенні кута розхилу і висоти отвору удвічі осьове переміщення u_z збільшується на порядок порівняно з варіантом I.

На рис. 7б відображено розподіл осьового σ_{zz}/p і дотичного $\sigma_{\varphi z}/p$ напружень за координатою z для різних кутових перетинів оболонки. Визначальним у цьому випадку є осьове напруження σ_{zz}/p , яке на порядок вище за значення інших складових компонент напруженого стану. Концентрація напружень має місце в околі кутової точки отвору. Величина напружень залежить від пружних постійних матеріалу оболонки (варіанти I – ортотропний; III – ізотропний).

Числові розрахунки НДС циліндричних оболонок із прямокутними отворами доповнені експериментальними даними, що отримані методом фотопружності шляхом «заморожування деформацій» [12]. З цією метою була виготовлена циліндрична оболонка з прямокутним отвором по центру твірної. Оболонка виготовлена з оптично чутливого матеріалу ЕД-16М, оптико-механічні характеристики якого за температури заморожування ($T_3 = 120^\circ\text{C}$) наступні: відносний оптичний

коефіцієнт $C = 15 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹, модуль пружності $E = 26,5$ МПа, коефіцієнт Пуассона $\nu = 0,4$. Геометричні розміри оболонки і отвору такі: $L = 10$ см – висота оболонки; $R = 3,2$ см – радіус серединної поверхні оболонки; $l = 2$ см – висота отвору; $\varphi = \pi/3$ – кут розхилу отвору; $r = 0,3$ см – радіус заокруглення отвору в кутовій точці. На торцях оболонка навантажувалася зусиллям величиною $P = 441\text{H}$. У числових розрахунках прийнято $\nu = 0,45$.

В табл. 2 наведено експериментальні результати і числові значення коефіцієнта концентрації напружень σ_{zz}/p в характерних точках контура отвору, які належать лініям поверхні отвору T_1 і T_2 . Лінія T_1 – середина отвору утворена перетином площин $\varphi = \pi/6$, $z = 0$, а T_2 – кутова лінія при перетинанні $\varphi = \pi/6$ і $z = 1$. Перетинаючи

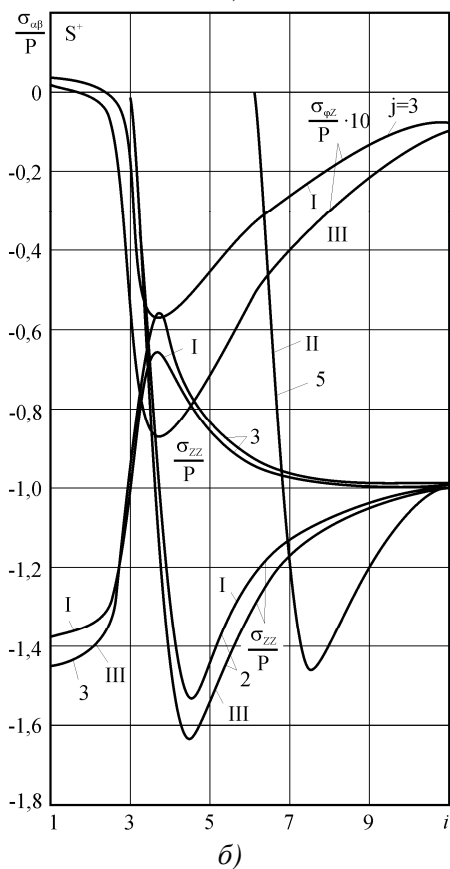
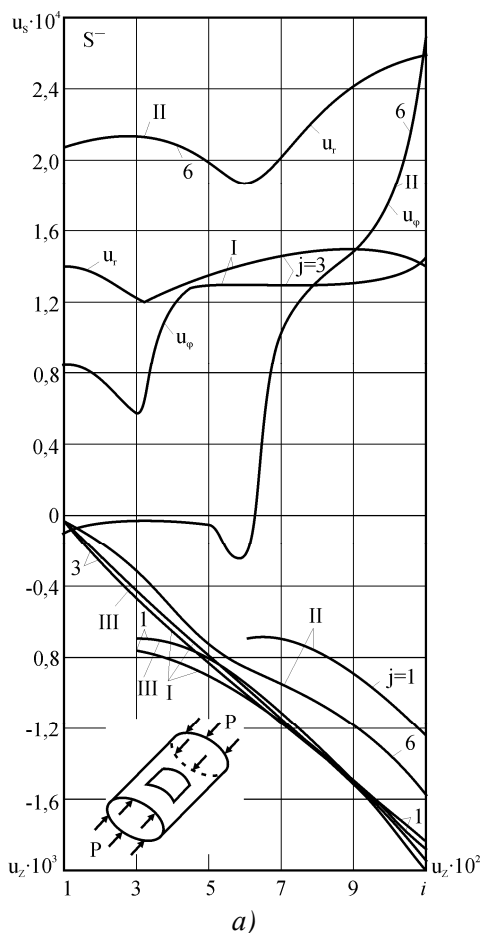


Рисунок 7 – Розподіл переміщень (а) та концентрація напружень (б) в циліндричній оболонці з прямокутним отвором

Таблиця 2 – Порівняння розрахункових і експериментальних значень коефіцієнтів концентрації напружень

| Но- мер зрізу | T_1 | | | T_2 | | |
|---------------------|------------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|-----------------|
| | експе- римент | розра- хунок | Δ , % | експе- римент | розра- хунок | Δ , % |
| 1 | 2,50 | 2,45 | 2,0 | 3,66 | 3,54 | 3,4 |
| 2 | 2,43 | 2,33 | 4,3 | 3,58 | 3,34 | 7,2 |
| 3 | 2,40 | 2,24 | 7,1 | 3,50 | 3,18 | 10,1 |

лінії T_1 й T_2 поверхнями $r_{внут} = 2,7$, $r_c = 3,2$, $r_{внеш} = 3,7$, одержуємо відповідно точки 1, 2, 3, що належать до зрізів із експерименту.

Як бачимо, незначне процентне відхилення числового розв’язку від даних експеримента свідчить про прийнятну точність при визначенні коефіцієнтів концентрації напружень у циліндричних оболонках середньої товщини із прямокутними отворами при осьовому стиску-розтягу з використанням співвідношень теорії нетонких оболонок.

Експериментальні результати розподілу напружень навколо прямокутного отвору, отримані методом фотопружності, показані на рис. 8 а і б. Після “заморожування” моделі були розрізані вздовж твірних на дві половинки так, щоб можна було провести наскрізне просвічування оболонки для фотографування картин смуг на поляризаційних установках “Меорпа” і КСР-6. На рис. 8 а показана картина смуг, отримана в круговому полярископі натрієвим джерелом світла при просвітлюванні моделі перпендикулярно до площини отвору, а на рис. 8 б – паралельно до горизонтальної сторони отвору.

Висновки

1. Для розрахунку НДС обсадної колони з концентраторами напружень у вигляді наскрізних отворів розроблено алгоритми на основі векторного представлення рівнянь і співвідношень узагальненої теорії нетонких оболонок, віднесених до довільної криволінійної системи координат, із застосуванням скінченно-різницевої схеми апроксимації згідно з методом криволінійних сіток, які реалізовані на ЕОМ у вигляді пакета програм. При цьому скінченно-різницевої схеми апроксимації вектора переміщень враховують “жорсткі переміщення” оболонки, що дозволило підвищити точність числових результатів визначення компонент НДС при незначній кількості (малому числі) вузлових точок сіткової області.

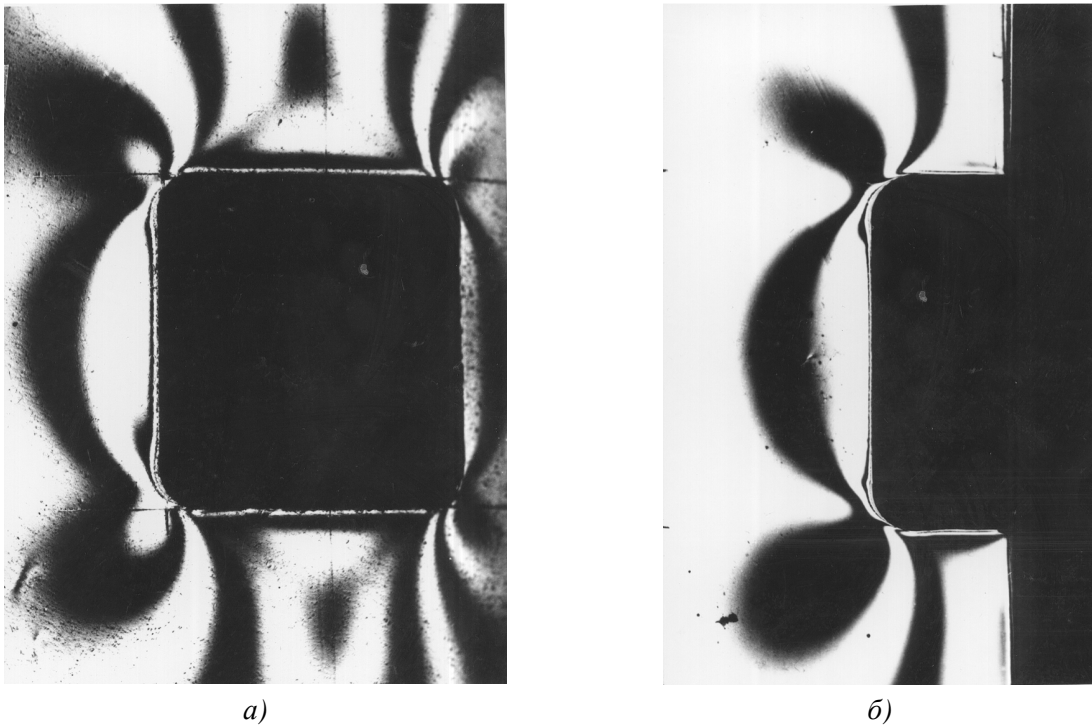


Рисунок 8 – Картина поляризаційних смуг напружень у стінках циліндричних оболонок з прямокутним отвором, отримана методом фотопружності

2. На основі аналітичних розрахунків показано залежність величини концентрації напружень від розміру прямокутного отвору циліндричної оболонки при осьовому розтягу-стиску. Зі збільшенням кута розхилу і висоти отвору удвічі осьові переміщення збільшуються на контурі отвору у 2 рази. Їх величина на порядок вища за інші складові компоненти вектора переміщень, а величина максимальних осьових напружень в околі кутових точок отвору зростає приблизно на 11 %. Встановлено, що істотний вплив на концентрацію напружень мають пружні властивості оболонки. Незважаючи на збільшення розмірів отвору в ортотропній циліндричній оболонці у 2 рази порівняно з отвором в ізотропній, виявлено зменшення величини концентрації напружень на 12 % на відміну від ізотропного матеріалу для оболонки із меншим отвором.

3. Проведені теоретико-експериментальні дослідження величин концентрації напружень при осьовому розтягу-стиску ізотропної циліндричної оболонки з прямокутним отвором за теорією нетонких оболонок і способом “заморожування деформацій” виявили, що числові й експериментальні дані концентрації максимальних осьових напружень виникають на контурі отвору, а похибка між ними не перевищує 10 %.

4. Експериментальні дослідження концентрації напружень, проведені методом фотопружності на моделях циліндричних нетонких оболонок з прямокутним отвором при осьовому стиску залежно від параметра товщини $2h/R$ ($2h$ – товщина, R – радіус серединної поверхні) підтвердили зростання напружень у кутовій зоні в 2,5...3,5 разів при збільшенні товщини і кута розхилу отвору. Для оболонок товщиною $2h/R \leq 1/10$ і квадратним отвором експериментально визначені величини коефіцієнтів концентрації напружень відрізняються на 8 % від розрахованих за формулами, отриманими за теорією тонких оболонок. Порівняння експериментальних і числових даних для нетонких оболонок ($2h/R > 1/10$) вказує на задовільну їх різницю – у межах 6...17 %.

5. Виконані розрахунки та отримані числові дані про величину концентрації напружень у товстостінних циліндричних оболонках з прямокутним отвором, вільним від напружень, під дією осьової сили дозволили встановити вплив ортотропних пружних постійних на концентрацію напружень в околі отвору. Залежно від значень пружних постійних величина коефіцієнтів концентрації для осьових напружень становить 4,6 та 1,5 – для кільцевих.

Література

References

1. Гильязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. М.: Недра–Бизнес-центр, 2002. 255 с.
2. Крылов В.Н., Оганов А.С. Проектирование дополнительного наклонно-направленного и горизонтального ствола из эксплуатационной колонны бездействующей скважины. М.: Нефть и газ, 2002. 102 с.
3. Шенбергер В.М., Зозуля Г.П., Гейхман М.Г. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах. Тюмень: Тюм. ГНТУ, 2006. 573 с.
4. Лігоцький М. Шляхи оптимізації процесу забурювання додаткових стволів в експлуатаційній колоні. *Нафтова і газова промисловість*. 1997. № 3. С. 17-18.
5. Лігоцький М.В. Вдосконалення технології забурювання додаткових стволів в експлуатаційній колоні. *Нафта і газ України: Збірник наукових праць: матеріали 5-ї міжнародної конференції «Нафта-газ України – 98», Полтава, 15-17 вересня 1998 р. Т. 2. Полтава: УНГА, 1998. С. 110-111.*
6. Воевідко І.В., Курташ Т.С. Геометричні параметри вікна в обсадній колоні свердловини та специфіка проходження в ньому труб при бурінні бічних стовбурів у свердловині. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2010. № 4. С. 59-63.
7. Voevidko I.V. Sidetrack in well casing. *Oil & gas industry of Ukraine*. 2013. No 2. P. 23-26.
8. Воевідко І.В., Чудик І.І. Аналіз напруженого стану обважнених бурильних труб в процесі забурювання бічного стовбура в обсадній колоні свердловини. *Нафтогазова галузь України*. 2016. № 1. С. 35-37.
9. Хома І.Ю. Обобщенная теория анизотропных оболочек. Киев: Наукова думка, 1986. 170 с.
10. Немиш Ю.Н., Хома І.Ю., Чернопиский Д.И., Крижанивский Е.И. О пространственном упругом равновесии изотропной цилиндрической оболочки переменной толщины. *Прикладная механика*. 1990. Т. 26. № 12. С. 7–15.
11. Лехницький С.Г. Теория упругости анизотропного тела. М.: Наука, 1977. 415 с.
12. Александров А.Я., Ахметзянов М.Х. Поляризационно-оптические методы механики деформируемого тела. Москва: Наука, 1973. 576 с.

1. Hiliazov R.M. Bureniye nefதியanykh skvazhyn s bokovymi stvolami. M.: Nedra–Biznes-tsentr, 2002. 255 p.
2. Krylov V.N., Oganov A.S. Projektirovaniye dopolnitelnogo naklonno-napravlenного i gorizontalnogo stvola iz ekspluatatsionnoi kolonny bezdeistvuyushchei skvazhyny. M.: Neft i gaz, 2002. 102 p.
3. Shenberger V.M., Zozulia G.P., Geikhman M.G. Tekhnika i tekhnologia stroitelstva bokovykh stvolov v nefதியanykh i gazovykh skvazhynakh. Tiumen: Tium. GNTU, 2006. 573 p.
4. Lihotskyi M. Shliakhy optymizatsii protsesu zaburiuvannya dodatkovykh stvoliv v ekspluatatsiinii koloni. *Naftova i hazova promyslovist*. 1997. No 3. P. 17-18.
5. Lihotskyi M.V. Vdoskonalennia tekhnologii zaburiuvannya dodatkovykh stvoliv v ekspluatatsiinii koloni. *Nafta i haz Ukrainy: Zbirnyk naukovykh prats: materialy 5-i mizhnarodnoi konferentsii «Nafta-haz Ukrainy – 98», Poltava, 15-17 veresnia 1998 r. Vol. 2. Poltava: UNHA, 1998. P. 110-111.*
6. Voievidko I.V., Kurtash T.S. Heometrychni parametry vikna v obsadnii koloni sverdlovyny ta spetsyfika prokhodzhennia v niomu trub pry burinni bichnykh stovburiv u sverdlovyni. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2010. No 4. P. 59-63.
7. Voevidko I.V. Sidetrack in well casing. *Oil & gas industry of Ukraine*. 2013. No 2. P. 23-26.
8. Voievidko I.V., Chudyk I.I. Analiz napruzhenoho stanu obvazhnenykh burylnykh trub v protsesi zaburiuvannya bichnoho stovbura v obsadnii koloni sverdlovyny. *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2016. No 1. P. 35-37.
9. Khoma I.Yu. Obobshchennaia teoriia anizotropnykh obolochek. Kyiv: Naukova dumka, 1986. 170 p.
10. Nemysh Yu.N., Khoma I.Yu., Chernopyskii D.H., Kryzhanivskiy E.I. O prostranstvennom uprugom ravnovesii izotropnoi tsylindricheskoi obolochki peremennoi tolshchiny. *Prikladnaia mekhanika*. 1990. Vol. 26. No 12. P. 7-15.
11. Lekhnitskyi S.H. Teoriia uprugosti anizotropnoho tela. M.: Nauka, 1977. 415 p.
12. Aleksandrov A.Ya., Akhmetzianov M.Kh. Poliarizatsionno-opticheskie metody mekhaniki deformiruiemoho tela. Moskva: Nauka, 1973. 576 p.

Техніка і технології

УДК 622.692.4

DOI: 10.31471/1993-9973-2019-3(72)-19-31

СУЧАСНІ ТЕХНОЛОГІЇ БУДІВНИЦТВА ПРОМИСЛОВИХ ГАЗОНАФТОПРОВОДІВ

¹Я. В. Дорошенко, ²В. А. Кучерявий, ³Н. М. Андрійшин, ⁴С. М. Стецюк, ⁴Ю. М. Левкович

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42157,
e-mail: ya.doroshenko@nung.edu.ua

²ДП «Науканафтогаз»; 08132, Київська обл., м. Вишневе, вул. Київська, 8, тел. (044) 3917401,
e-mail: kucheryaviy@naukanaftogaz.kiev.ua

³АТ Укргазвидобування, 04053, м. Київ, вул. Кудрявська 26/28, тел. (044) 4614870,
e-mail: nazar.andriishin@ugv.com.ua

⁴УкрНДІгаз, 61125, м. Харків, Гімназійна набережна, 20, тел. (057) 7304585,
e-mail: stetsyuk.sergey@ndigas.com.ua

Проаналізовано зарубіжний досвід будівництва промислових трубопроводів із гнучких композитних труб для транспортування вуглеводнів. Обґрунтовано доцільність застосування таких труб у газонафтному комплексі України. Описано конструкції гнучких композитних труб, дана коротка характеристика матеріалів, з яких вони виготовляються, розглянуто їх переваги над сталевими. Наведено найбільших виробників гнучких композитних труб та технічні характеристики їх продукції.

Розглянуто схеми та способи прокладання гнучких композитних трубопроводів. Описано технологію підготовки гнучких композитних труб до транспортування та наведено засоби, які застосовують для виконання вантажно-розвантажувальних, транспортних робіт.

Описано вимоги, які встановлюються до розроблення траншеї, призначених для прокладання одно- і багатониткових гнучких композитних трубопроводів. Наведено технології та засоби, які застосовуються для розмотування гнучких композитних труб із барабанів й бухт перед їх укладанням. Проаналізовано методи з'єднання гнучких композитних труб між собою та з технологічним обладнанням, сталевими трубами, фонтанною арматурою. Розглянуто конструкції накидних кінцевих, міжтрубних та спеціальних фітінгів та описано технологію їх встановлення. Наведено способи, технології та вимоги до укладання гнучких композитних трубопроводів у траншею, наземного їх прокладання та покладання в місці виходу гнучкої композитної труби на поверхню землі з метою кріплення до сталевого трубопроводу, технологічного обладнання тощо. Встановлено особливості прокладання гнучких композитних трубопроводів через автомобільні дороги, водні перешкоди і болота як траншейними, так і безтраншейними технологіями, особливості безтраншейної реконструкції гнучкими композитними трубами дефектних, зношених сталевих трубопроводів, особливості очищення внутрішньої порожнини гнучких композитних трубопроводів та їх випробування.

Ключові слова: барабан, бухта, випробування, гнучка композитна труба, фітінг, траншея, укладання.

Проанализирован зарубежный опыт строительства промышленных трубопроводов из гибких композитных труб для транспортировки углеводородов. Обоснована целесообразность применения указанных труб в нефтегазовом комплексе Украины. Описаны конструкции гибких композитных труб, дана краткая характеристика их конструктивных материалов, рассмотрены преимущества указанных труб перед стальными. Указаны крупнейшие производители гибких композитных труб и технические характеристики их продукции.

Рассмотрены схемы и способы прокладки гибких композитных трубопроводов. Описана технология подготовки гибких композитных труб для транспортировки и приведены средства, применяемые для выполнения погрузочно-разгрузочных и транспортных работ.

Описаны требования к разработке траншеи для прокладывания одно- и многониточных гибких композитных трубопроводов. Приведены технологии и средства, применяемые для размотки гибких композитных труб из барабанов и бухт перед их укладкой. Проанализированы методы соединения гибких композитных труб между собой и с технологическим оборудованием, стальными трубами, фонтанной арматурой. Рассмотрены конструкции накидных фитингов и описана технология их установки. Приведены способы, технологии и требования к укладке гибких композитных трубопроводов в траншею, наземного их прокладывания и прокладывания в месте выхода гибкой композитной трубы на поверхность земли для крепления к стальному трубопроводу или технологическому оборудованию. Установлены особенности прокладывания гибких композитных трубопроводов через автомобильные дороги, водные преграды и болота как траншейными, так и бестраншейными технологиями, особенности бестраншейной реконструкции гибкими композитными трубами дефектных, изношенных стальных трубопроводов, особенности очистки внутренней полости гибких композитных трубопроводов и их испытания.

Ключевые слова: барабан, бухта, гибкая композитная труба, испытание, фитинг, траншея, укладка.

Foreign experience in the construction of industrial pipelines of flexible composite pipes for the transportation of hydrocarbons is considered. The expediency of using such pipes in the gas-oil complex of Ukraine is substantiated. The designs of flexible composite pipes are described, a brief description of their construction materials is given, the advantages of these pipes over steel ones are considered. The largest manufacturers of flexible composite pipes are listed and the technical specifications of their products are indicated.

Schemes and methods for laying flexible composite pipelines are considered. The technology of preparing flexible composite pipes for transportation is described and the means used for handling are given.

The requirements as to trenching for laying single and multi-stranded flexible composite pipelines are described. The article presents the technologies and tools used to unwind flexible composite pipes from reels and coils before laying them. The methods of connecting flexible composite pipes to each other and to technological equipment, steel pipes, and Xmas-trees are analyzed. The designs of union fittings are considered and the technology of their installation is described. The authors consider methods, technologies and requirements for laying flexible composite pipelines in a trench, their ground laying and laying at the point where the flexible composite pipe exits to the ground for attachment to a steel pipe or technological equipment. The article presents the features of laying flexible composite pipelines through highways, water barriers and swamps by both trench and trenchless technologies, features of trenchless reconstruction of defective, worn steel pipelines with flexible composite pipes, and features of pigging flexible composite pipes and their trying out.

Keywords: reel, coil, flexible composite pipe, trying out, fitting, trench, laying.

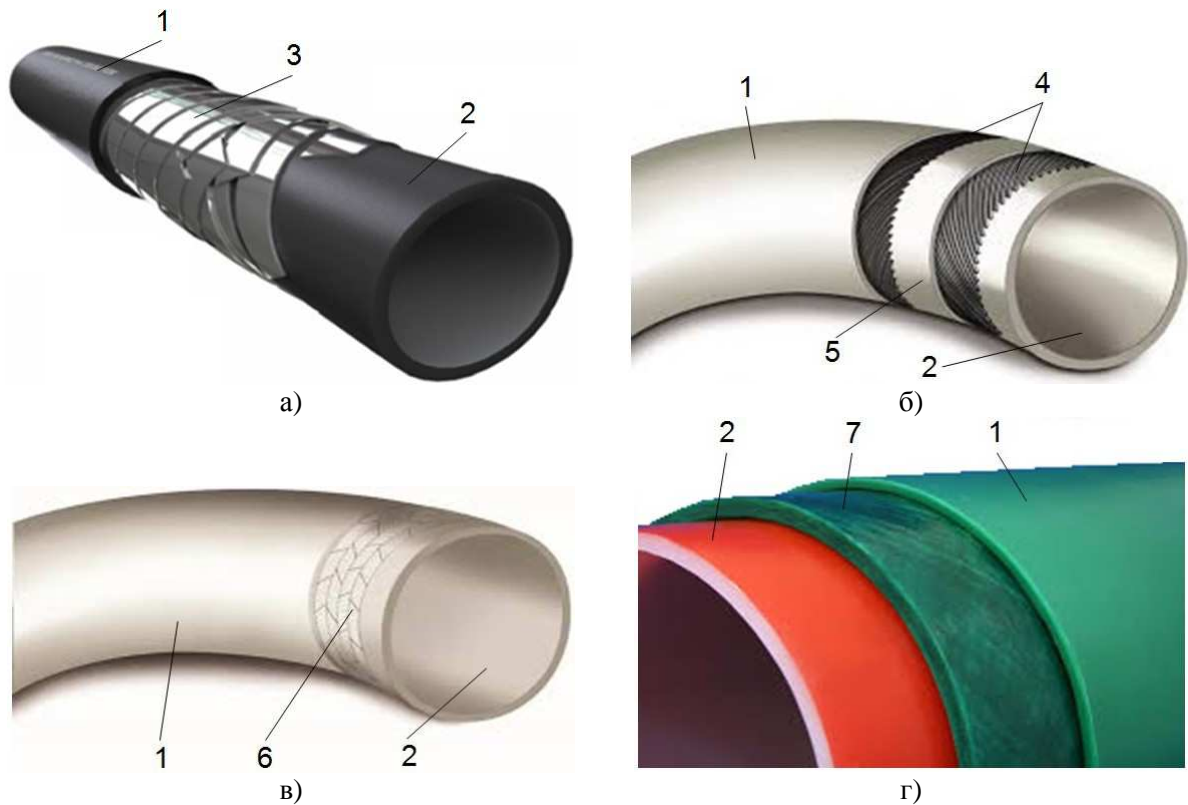
Вступ

Одним з шляхів реалізації стратегії збільшення обсягів видобування газу та нафти в Україні є розвідка нових родовищ, буріння нових свердловин. Щоб у стислі терміни вводити в експлуатацію нові свердловини, нові родовища треба зменшити терміни будівництва об'єктів облаштування родовищ. Для значного пришвидшення будівництва трубопроводів-шлейфів, міжпромислових та магістральних трубопроводів треба застосовувати сучасні трубопровідні матеріали, сучасні технології.

На сьогодні існує успішний світовий досвід застосування гнучких композитних труб виробництва компаній Канади, США для облаштування газових та нафтових родовищ, будівництва шлейфів, міжпромислових та магістральних трубопроводів. Суттєвими перевагами таких труб є легкість і велика швидкість монтажу, низькі капітальні витрати на спорудження (до 65 %), гнучкість і велика довжина однієї труби. Такі труби є міцнішими за сталеві і мо-

жуть експлуатуватись під високими тиском (до 24 МПа), вони є корозійно стійкими і не вимагають додаткових засобів захисту; внутрішня їх стінка має низьку шорсткість, завдяки чому швидкість газового потоку в таких трубах є більшою, ніж у сталевих. Корозійна стійкість гнучких композитних труб забезпечує їх високу надійність та дає змогу знизити витрати на технічне обслуговування трубопроводів практично до нуля.

Ці, а також цілий ряд інших причин обумовлюють особливу актуальність застосування гнучких композитних труб для будівництва промислових газонафтопроводів, що дасть змогу наростити обсяги видобування газу та нафти в Україні. Такі труби дають змогу вирішити основні проблеми трубопровідного транспорту (корозія сталевих труб та висока вартість і значна тривалість виконання робіт із будівництва сталевих трубопроводів).



а) труба FlexSteel; б) труба FlexCord; в) труба FlexPipe; г) труба Fiberspar;
 1) поліетилен високої щільності; 2) поліетилен низького тиску; 3) металева стрічка;
 4) сталевий дріт; 5) бар'єрний шар; 6) скловолокно; 7) скловолоконно-епоксидний ламінат

Рисунок 1 – Конструкції гнучких композитних труб

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

У світі уже прокладено і успішно експлуатується тисячі кілометрів гнучких композитних трубопроводів різного призначення. Такими трубопроводами транспортуються природний газ, нафта та інші гази і рідини під великим тиском і з високою температурою [1-3]. Успіхи в застосуванні гнучких композитних труб створюють високий потенціал для зростання газонафтової промисловості.

Вимоги до гнучких композитних трубопроводів установлюють численні зарубіжні нормативні документи [4-7], проте такі нормативні документи не чинні в Україні і доступні вітчизняним фахівцям на мові оригіналу.

Формулювання цілей статті

Для застосування гнучких композитних труб в нафтогазовій галузі України треба вивчати передовий світовий досвід будівництва гнучких композитних трубопроводів та розробити нормативний документ, який би установлював вимоги до їх проектування та будівництва.

Виклад основного матеріалу

Гнучкі композитні труби є багатошаровими. Внутрішнім шаром є поліетилен високої щільності, який забезпечує герметичність порожнини труб. Підсилення внутрішнього поліетиленового шару виконується концентричним пошаровим намотуванням на нього в протилежні напрями чотирьох шарів металевої стрічки з холоднокатаної сталі (труби FlexSteel [1] (рис. 1, а)), сталевих дроту (корду) (труби FlexCord [2] (рис. 1, б)), скловолокна (труби FlexPipe [2] (рис. 1, в)) або скловолоконно-епоксидного ламінату (труби Fiberspar [3] (рис. 1, г)). Зовнішній захисний шар, який формують з поліетилену низького тиску, забезпечує захист труби від механічних пошкоджень та дії доквілля. Зовнішній шар повинен бути стійким до сонячного випромінювання (у разі наземного чи надземного прокладання трубопроводу). Жовтий полімерний матеріал зовнішнього шару вважається придатним для витримування прямих сонячних променів у районах з помірним кліматом. Чорний полімерний матеріал містить сажу, яка поглинає сонячне випромінювання і захищає полімерні матеріали. Тому, вважається, що чорний полімерний

Таблиця 1 – Технічні характеристики найбільших виробників гнучких композитних труб

| Назва виробника | Країна | Назва продукту | Номінальний діаметр, мм | Максимальний робочий тиск, МПа |
|-----------------|--------|----------------|--------------------------------|--------------------------------|
| FlexSteel | США | FlexSteel | 50, 75, 100, 150 | 20,68 |
| Shawcor Ltd | Канада | FlexPipe | 50, 75, 100 | 10,34 |
| Shawcor Ltd | Канада | FlexCord | 75, 100 | 15,51 |
| Fiberspar | США | Fiberspar | 60, 90, 110, 150, 170 | 24,10 |
| Thermoflex | США | Thermoflex | 50, 75, 90, 100, 110, 125, 150 | 13,80 |

матеріал витримує сонячне випромінювання на невизначений термін. Білий полімер спеціально розроблений для довготривалого впливу сонячного випромінювання високої інтенсивності.

Технічні характеристики найбільших виробників гнучких композитних труб наведено в таблиці 1.

На сьогодні в Україні відсутній чинний нормативний документ, який б установлював вимоги до гнучких композитних трубопроводів, що унеможливило їх будівництво в нашій країні. Фахівцями Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу спільно з фахівцями ДП “Науканафтогаз” розроблено національний стандарт, який встановлюватиме технічні вимоги щодо проектування, технології будівництва, контролю якості та приймання магістральних, міжпромислових і промислових газопроводів із гнучких композитних труб умовним діаметром до 200 мм підземного, наземного, надземного, підводного та безтраншейного прокладання і безтраншейної реконструкції з надлишковим тиском до 24,1 МПа, призначених для транспортування природного газу та інгібіторів. Вимоги цього стандарту будуть поширюватись на проектування та будівництво промислових нафтопроводів.

Пріоритетними питаннями, розв’язанню яких буде сприяти стандарт, є:

- термінологічне визначення технічних засобів, процесів і понять, які пов’язані з будівництвом трубопроводів із гнучких композитних труб;

- підвищення якості розроблення проектів з будівництва трубопроводів із гнучких композитних труб;

- підвищення безпеки, ефективності, захисту довкілля та якості виконання робіт з будівництва трубопроводів із гнучких композитних труб.

У національному стандарті встановлено вимоги до гнучких композитних труб та технічної документації на них, проектні вимоги, вимоги до транспортування та зберігання гнучких композитних труб, виконання усіх робіт з буді-

вництва гнучких композитних трубопроводів (підготовчих, земляних, монтажних, очищення внутрішньої порожнини та випробування), будівництва переходів гнучких композитних трубопроводів через природні і штучні перешкоди, безтраншейної реконструкції зношених сталевих трубопроводів гнучкими композитними трубами, вимоги щодо контролю якості виконання робіт, безпеки та збереження навколишнього природного середовища.

Гнучкі композитні трубопроводи можна прокладати підземно, наземно, надземно та підводно. Підземно гнучкі композитні трубопроводи можна прокладати траншейним або безтраншейним способом. Також гнучкими композитним трубами можна безтраншейно реконструювати зношені та дефектні сталеві трубопроводи. У разі перетинання з іншими інженерними мережами гнучкі композитні трубопроводи можуть розташовуватись над або під існуючими трубопроводами.

Для транспортування і зберігання гнучку композитну трубу намотують на барабан (рис. 2, а), упаковують у бухту (рис. 2, б). Залежно від діаметра гнучкої композитної труби її довжина на барабані чи в бухті може скласти більше 1 км. Намотану на барабан чи упаковану в бухту гнучку композитну трубу можна легко і швидко розмотати на місці виконання робіт, що значно прискорює темпи будівництва трубопроводів.

Діаметр стандартного сталевого барабана для гнучких композитних труб складає 3,7 м, а ширина – 1,2 м або 2,4 м чи 2,6 м. Є кілька схожих стилів барабанів з деякими варіаціями розмірів, зі сталевими чи дерев’яними фланцями. Оптимальний розмір барабанів для транспортування – це компроміс між легшими малогабаритними барабанами, на які намотують коротші труби, що вимагає більшої кількості з’єднань труб, і більші – важкі барабани з довгими трубами з меншою кількістю з’єднань труб, але підвищеною складністю та витратами на транспортування.

У бухтах витки гнучких композитних труб закріплені стяжними стрічками, ремнями. Для



а)



б)

а) на барабані; б) у бухті

Рисунок 2 – Підготовлені до транспортування гнучкі композитні труби



а)



б)

а) на барабані; б) у бухті

Рисунок 3 – Транспортування гнучких композитних труб

транспортування, зберігання і розмотування бухти поміщають горизонтально або вертикально на піддони.

Гнучкі композитні труби, намотані на барабан, у бухтах транспортують морським, річковим, залізничним та автомобільним транспортом. У разі транспортування залізничним або автомобільним транспортом перевагу віддають відкритим залізничним, автомобільним платформам з якомога меншим кліренсом. На платформах розміщують кілька барабанів (рис. 3, а) чи бухт (рис. 3, б).

Навантажують і розвантажують барабани, бухти переважно автокранами. Піднімають барабани за допомогою траверс, оскільки фланці барабанів не призначені для бічних навантажень, які виникають у разі піднімання за них. Для піднімання барабану його закріплюють за центральну трубу, сталеву трубу чи сталевий стрижень, поміщений в осердя барабана, або приварені до спиць барабана піднімальні пластини. Барабани, бухти можуть бути вивантажені з платформи вилковим навантажувачем. Горизонтально розміщені бухти також можуть бути навантажені чи вивантажені з платформи, причепа за допомогою спеціального підйомного пристрою. Підйомний пристрій попере-

дно поміщають усередину бухти, направляючи його відтяжками (рис. 4). Розміщений всередині бухти підйомний пристрій закріплюють до піддону бухти П-подібним фіксатором.



Рисунок 4 – Поміщення підйомного пристрою в середину бухти

Для зберігання барабанів, бухт з гнучкими композитними трубами треба влаштовувати склади. Для короткочасного зберігання барабани і бухти можна залишати на відкритих майданчиках без захисту. Довготерміново барабани



а) за допомогою А-подібної рами; б) за допомогою розмотувального причепа

Рисунок 5 – Розмотування гнучких композитних труб з барабанів

найкраще зберігати під навісами, оскільки вони виготовлені з вуглецевої сталі і схильні до корозії.

Якщо гнучкі композитні труби, підсилені скловолокном, залишаються тривало змоченими водою, то скловолокно намокає і знижується структурна цілісність і експлуатаційні можливості ділянок трубопроводу зі змоченими волокнами. Тому під час транспортування, зберігання та монтажу треба уникати потрапляння води на кінці гнучких композитних труб, підсилені скловолокном. Кінці гнучких композитних труб повинні бути надійно закриті транспортними оголовками.

На трасу барабани, бухти вивозять на автомобільних платформах, спеціальних розмотувальних причепах. Причепи обладнують розмотувальними А-подібними рамами, спеціально закріпленими стояками, каркасами тощо, в яких закріплюють барабани. Для розмотування бухт причепи обладнують розмотувальними підставками (якщо бухти розміщені на піддоні горизонтально), барабанами для розмотування бухт (якщо бухти розміщені на піддоні вертикально), в яких треба закріпити бухти.

Однією з великих переваг гнучких композитних труб над сталевими є менша ширина траншеї для їх підземного прокладання. Ширина траншеї по дну для укладання гнучких композитних труб може бути на 20-40 % меншою, ніж для сталевих. У разі розроблення траншеї плужним, ланцюговим траншеєкопачем допускається зменшувати ширину траншеї до зовнішнього діаметра гнучкої композитної труби за умов, що температура поверхні труби під час укладання не перевищує плюс 10 °С, а також забезпечується цілісність труби.

В одній траншеї можна прокласти дві і більше ниток гнучких композитних трубопроводів одного або різного призначення. При цьому віддаль по горизонталі між ними не повинна бути меншою 0,1 м.

Найшвидшим способом прокладання гнучких композитних трубопроводів є плужне трубозаглиблення. Його застосовують на відкритій місцевості, де немає перетину траси іншими трубопроводними комунікаціями, дорогами, водоймами тощо. Воно є доцільним у місцях родючих, мінеральних ґрунтів, пісків. У зимову пору року плужне трубозаглиблення допустиме, але його застосовують обережно, оскільки жорсткість гнучкої композитної труби за мінусових температур значно збільшується.

Перед монтажем гнучких композитних труб їх треба розмотати з барабану, бухти до відповідної монтажної довжини.

Барабани розмотують за допомогою А-подібних рам (рис. 5, а), спеціальних розмотувальних причепів (рис. 5, б).

А-подібні рами розміщують на поверхні землі, на автомобільних платформах або на розмотувальних причепах. Такі рами призначені для підтримування барабану, його обертання і безпечного розмотування. А-подібні рами без привода і гальм застосовують для розмотування гнучких композитних труб невеликої довжини. Вони не рекомендовані для стандартних повністю заповнених барабанів. Такі А-подібні рами, як правило, не здатні підтримувати будь-який рівень натягу гнучкої композитної труби і можуть послабити трубу на барабані. Для натягу гнучкої композитної труби застосовують А-подібні рами з гальмами. Найкращим типом А-подібних рам є рами, обладнані приводом з живленням. Привод не тільки дає змогу забез-

печити потрібний натяг труби на барабані, але й дає змогу, якщо це потрібно, змотати трубу назад на барабан.

Якщо автомобільні платформи, розмотувальні причепи обладнані А-подібними рамами, в яких встановлені барабани, то розмотувати такі барабани можна як з рухомих, так і з нерухомих платформ, причепів. Причепи (трейлери) розмотування можуть бути дуже легкими, які призначені для малих барабанів, і спеціально розробленими машинами для розмотування великих барабанів.

Для розмотування горизонтально розміщених на піддоні бухт застосовують розмотувальні підставки (рис. 6). На розмотувальній підставці розміщена горизонтально бухта обертається, і відбувається безпечно розмотування гнучкої композитної труби.



Рисунок 6 – Розмотування горизонтально розміщеної на піддоні бухти

Вертикально розміщену на піддоні бухту розмотують за допомогою барабана для розмотування бухт у поєднанні з розмотувальним причепом відповідної модифікації.

З нерухомих розмотувальних причепів чи автомобільних платформ, розміщених на землі А-подібних рам, розмотувальних підставок гнучкі композитні труби розмотують у місці м'яких ґрунтів, стрімких схилів, слизьких поверхонь, ліній електропередач (цей метод не рекомендований у кам'янистій місцевості, де можуть виникнути глибокі подряпини в захисному шарі труби). Для виконання такої операції гнучку композитну трубу витягують одноковшовим екскаватором, бульдозером, автомобілем, трактором тощо.

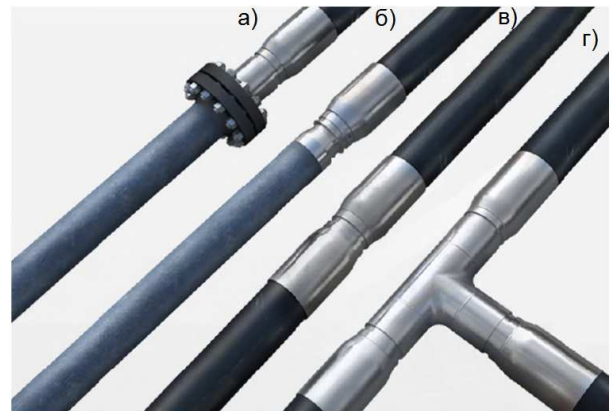
З розміщених на рухомих розмотувальних причепах, автомобільних платформах барабанів, бухт розмотувати гнучку композитну трубу доцільно в кам'янистій, скалистій місцевості.

Гнучкі композитні труби зовнішнім діаметром більше 50 мм рекомендовано після розмотування перед укладанням у траншею випрями-

ти і витримати у випрямленому стані протягом не менше 1 год.

Якщо треба прокласти гнучкі композитні трубопроводи відрізками, довжиною менше ніж довжина намотаної на барабан труби, то гнучку композитну трубу розрізають. Розрізають гнучкі композитні труби рівно під прямим кутом до повздовжньої осі шліфувальними машинами або спеціально призначеними для таких робіт фірмовими труборізами, стрічковими пилами.

З'єднують гнучкі композитні труби між собою та з технологічним обладнанням, сталевими трубами, фонтанною арматурою тощо накидними фітінгами. Застосовують фланцеві (рис. 7, а), зварні (рис. 7, б), міжтрубні (рис. 7, в) та спеціальні (рис. 7, г) фітінги. Фітінги виготовляють з нержавіючої сталі з нанесеним покриттям.



а) фланцевий; б) зварний; в) міжтрубний; г) спеціальний

Рисунок 7 – Фітінги

Фланцевими фітінгами з'єднують гнучкі композитні труби з іншими фланцевими з'єднаннями (з'єднують гнучкі композитні трубопроводи з сталевими, технологічним обладнанням, фонтанною арматурою тощо). Зварні фітінги встановлюють, коли замість роз'ємного фланцевого фітінга перевагу надано нероз'ємному з'єднанню. Доцільними зварні фітінги є для з'єднання гнучких композитних труб зі сталевими трубами, трубопровідною арматурою тощо. Міжтрубними фітінгами з'єднують гнучкі композитні труби між собою. Спочатку кінець однієї гнучкої композитної труби вдавлюють в один кінець міжтрубного фітінга, відтак кінець другої труби – в другий кінець міжтрубного фітінга. Після вдавлювання з двох кінців обтискають зовнішню металеву втулку фітінга. Спеціальні фітінги встановлюють у місцях поворотів трубопроводу на кут 90° малого радіусу (відводів), трійників, хрестовин, перехідників тощо. Відводи встановлю-

ють у разі неможливості виконання кривої повороту гнучкого композитного трубопроводу за рахунок пружного згину труби.

Фітинги встановлюють на кінцях гнучких композитних труб як в заводських, так і в польових умовах.

Встановлюють кінець гнучкої композитної труби в фітинг (чи навпаки) портативними з'єднувачами (гідравлічними пресами з зусиллям 55-240 тон) (рис. 8), механічними пристроями або спеціальними підвісками маніпуляторами, призначеними для гнучких композитних труб. Розміщеним на кінці гнучкої композитної труби з'єднувачем або спеціальною підвіскою маніпулятором треба вдавнити кінець гнучкої композитної труби в фітинг (чи навпаки). Після вдавлювання кінця гнучкої композитної труби в фітинг рівномірно обтискають сталеву втулку фітинга. Обтискання можна виконати з'єднувачем (якщо він для цього призначений) або обтискачем. Обтискання має забезпечити рівномірне щільне обтискання стінки гнучкої композитної труби фітингом, як її внутрішньої, так і зовнішньої поверхні. Для кожного діаметра кінцевого фітинга застосовують відповідні набори матриць для обтискачів.



Рисунок 8 – Встановлення фітинга

Гнучкі композитні трубопроводи мають невелику погонну вагу і модуль пружності, швидко і легко розмотуються з барабанів, бухт що дає змогу їх укласти в траншею різноманітними способами:

– витягування з рухомого розмотувального причепа, автомобільної платформи та одразу ж укладання у траншею боковим насунанням;

– витягування з рухомого розмотувального причепа, автомобільної платформи на ґрунт вздовж траншеї з подальшим, через деякий час, укладанням у траншею боковим насунанням;

– витягування з нерухомого розмотувального причепа, автомобільної платформи, розміщеної на землі А-подібної рами чи розмотувальної підставки вздовж траншеї з подальшим,

через деякий час, укладанням у траншею боковим насунанням;

– витягування з нерухомого розмотувального причепа, автомобільної платформи, розміщеної на землі А-подібної рами чи розмотувальної підставки з протягуванням дном траншеї.

Розміщений на ґрунті вздовж траншеї гнучкий композитний трубопровід укладають у траншею боковим насунанням автокраном, трубоукладачем або одноковшовим екскаватором (рис. 9), не допускаючи різких перегинань трубопроводу, особливо у місцях з'єднання труб. Для підтримування гнучкого композитного трубопроводу автокран, трубоукладач або одноковшовий екскаватор обладнують текстильною стрічкою шириною не менше 100 мм, м'яким полотнищем, трубопркатними роликками. Одноковшовий екскаватор можна обладнати спеціалізованою гідравлічною підвіскою (спеціально розробленою для укладання гнучких композитних трубопроводів). Застосування сталевих канатів неприпустимо. Безперервний процес укладальних робіт забезпечують пересуванням автокрана, трубоукладача або одноковшового екскаватора вздовж осі траншеї з одночасним припідніманням і зміщенням трубопроводу в траншею.

Якщо глибина траншеї не перевищує 3 м, легкі гнучкі композитні трубопроводи діаметром не більше ніж 150 мм можна укласти вручну без особливих засобів. У місцях глибших траншей гнучкий композитний трубопровід треба опускати м'якими полотнищами, текстильними стрічками.

Гнучкий композитний трубопровід можна укласти з монтажних дерев'яних перекладин, розміщених упоперек траншеї, на які попередньо упоперек треба насунути трубопровід.

У разі прокладання трубопроводу в місці вузької будівельної смуги на прямих ділянках траси доцільно укласти гнучкий композитний трубопровід витягуванням труби з нерухомого барабану, бухти і протягуванням її дном траншеї. Такий спосіб доцільний, якщо в траншеї або над нею є поперечні перешкоди (трубопроводи, лінії зв'язку, лінії електропередач тощо). Протягування виконують лебідкою, бульдозером, трактором, вантажівкою або іншим тяговим засобом, установленим у кінцевій точці цієї ділянки трубопроводу. Для протягування протяжних гнучких композитних труб застосовують тягові оголовки, які вкручують у монтажний різьбовий кінцевий фітинг.

На дні траншеї гнучкий композитний трубопровід може бути прокладений криволінійно.



Рисунок 9 – Укладання гнучкого композитного трубопроводу одноковшовим екскаватором



Рисунок 10 – Розміщення гнучких композитних труб на стоякових жолобах

З'єднувати гнучкий композитний трубопровід з надземним сталевим трубопроводом, технологічним обладнанням, фонтанною арматурою можна як на горизонтальній, так і на вертикальній ділянці сталевого трубопроводу тощо. Нахил сталевого трубопроводу вниз під кутом, близьким 45° до горизонталі, є найкращим для направлення гнучкого композитного трубопроводу в траншею.

У місцях, де гнучкий композитний трубопровід, підсилений скловолокном, виходить на поверхню землі для його кріплення до сталевого трубопроводу, технологічного обладнання, фонтанної арматури тощо, він повинен належним чином підтримуватись для захисту гнучкої композитної труби від переміщень ґрунту, зумовлених ущільненням ґрунту засипанням, заморожуванням і відтаненням ґрунту тощо. Якщо у місці, де гнучкий композитний трубопровід виходить на поверхню землі, середній кут нахилу підсиленого скловолокном гнучкого композитного трубопроводу до горизонталі пе-

ревищує 45° , а його довжина більше ніж 2,5 м, то влаштовують стоякові сталеві жолоби, які необхідно помістити в траншею. Стоякові сталеві жолоби можуть бути на кут 45° і 90° та S-подібно вигнутими швелерами. У місці початку і закінчення стоякового жолобу поміщають гумові прокладки для захисту гнучкої композитної труби від його країв. Гнучкі композитні труби розміщують на поверхні стоякового жолоба і закріплюють до нього металевими U-подібними скобами, під які для захисту гнучкої композитної труби поміщають гумові підкладки (рис. 10).

Гнучкі композитні трубопроводи на тимчасовий або постійний термін припустимо прокладати наземно поверхню землі без влаштування траншеї (рис. 11), наприклад, для випробування свердловин або перекачування пластових вод тощо. Таке прокладання припустиме тільки в безпечних місцях або в районах з дуже низькою щільністю населення. Наземно гнучкі композитні трубопроводи укладають з незнач-



Рисунок 11 – Наземно прокладені гнучкі композитні трубопроводи

ною криволінійністю, що дає змогу розширюватись або стискатись трубі від температурних перепадів під час її експлуатації. Щоб мінімізувати небажані переміщення наземно укладених гнучких композитних трубопроводів під час експлуатації, їх закріплюють на всіх кутах повороту з інтервалом не більше, ніж 150 м на довгих прямолінійних ділянках. Трубу закріплюють заглибленням у траншею на глибину від 0,6 м до 1,2 м та на довжину від 3 м до 8 м або присипають піском чи обкладають заповненими піском мішками.

У місці перетинання двох наземно прокладених гнучких композитних трубопроводів верхній треба укладати на опори, виконані з мішків, заповнених піском або м'яким ґрунтом.

Через автомобільні дороги Іа, Іб, ІІ, ІІІ, ІV-п, ІV категорій та залізниці гнучкі композитні трубопроводи прокладають у захисному кожусі з сталевих труб діаметром не менше ніж на 200 мм більше діаметра гнучкої композитної труби. Прокладають гнучку композитну трубу у кожуху протягуванням. Для цього не потрібні опорно-центруючі кільця (як для сталевих робочих трубопроводів).

У кожусі гнучку композитну трубу розміщують “змійкою”, що компенсує незначні зміни довжини трубопроводу під час його експлуатації. Міжтрубний простір між кожухом і гнучкою композитною трубою герметизують таким чином, щоб була забезпечена його герметичність і не відбувалось потрапляння у нього води та бруду. Доцільним є приварювання фланця в місцях початку і закінчення кожуха і поміщення захисного гумового рукава, пластикової втулки на гнучку композитну трубу в місці фланця. Для запобігання виникненню значних напружень згину, зумовлених осіданням ґрунту в місці виходу гнучкого композитного трубопроводу з кожуха, він повинен бути додатково захищений. Ґрунт у місцях входу і виходу гну-

чкої композитної труби з кожуха ущільнюють. Трубу у цьому місці підсипають і присипають піском. Доцільним є підкладання під трубу і кінці кожуха мішків із піском.

З гнучких композитних труб припустимо будувати переходи через водні перешкоди і болота у місцях відсутності ерозії дна і берегів. Через болота та обводнені ділянки гнучкі композитні трубопроводи прокладають протягуванням лебідками або іншими тяговими засобами.

Також гнучкі композитні трубопроводи можна прокладати безтраншейно – похило скерованим бурінням. Протягування гнучкої композитної труби в свердловину виконують з розмотувального причепа, розміщеної на землі А-подібної рами, розмотувальної підставки. Розмотувальний причеп, А-подібну раму, розмотувальну підставку розміщують таким чином, щоб гнучка композитна труба могла з барабану, бухти подаватись одразу в свердловину. Припустимо виконати протягування в свердловину до 2000 м гнучкої композитної труби.

Гнучкі композитні труби все ширше застосовують для безтраншейної реконструкції дефектних, зношених сталевих трубопровідних комунікацій. Можна виконати протягування до 3000 м гнучкої композитної труби в сталевий трубопровід (метод “труба в трубі”) (рис. 12). Як і в свердловину, протягування гнучкої композитної труби в зношений сталевий трубопровід виконують з розмотувального причепа, розміщеної на землі А-подібної рами, розмотувальної підставки.

Оскільки гнучкі композитні труби можуть експлуатуватись під тиском, більшим ніж сталеві, після виконання реконструкції можна збільшити тиск на вході трубопроводу і встановити регулятор тиску на виході. Виконавши такі роботи, можна збільшити продуктивність тру-



Рисунок 12 – Реконструкція трубопроводу протягуванням в нього гнучкої композитної труби

бопроводу порівняно з тією, якою вона була до безтраншейної реконструкції.

Внутрішнім шаром гнучких композитних труб є поліетилен високої щільності. Він є майже герметичним, але невелика кількість газів CH_4 , CO_2 , H_2S і H_2O може проникати крізь нього. Ці гази накопичуються у міжтрубному просторі, в результаті чого може випинатись зовнішня оболонка гнучкої композитної труби. Щоб цього не відбувалось, гнучкі композитні труби обладнують системою вентиляції, яка повинна забезпечувати перетікання газів до кінцевих фітінгів, де вони мають виходити назовні крізь вентиляційні отвори. Система вентиляції може бути приєднана до випускного колектора, з якого гази з міжтрубного простору повинні виходити в атмосферу. Кінцеві фітінги можуть мати вхідні вентиляльні клапани, які дають змогу накопиченим у міжтрубному просторі газам витікати за тисків, вищих атмосферного, перешкоджаючи потраплянню кисню, води або інших середовищ у кінцеві фітінги.

Внутрішню порожнину гнучких композитних трубопроводів очищують промиванням водою з пропусканням очисного поршня. Застосовують еластичні, поролонові або пінні середньої щільності очисні поршні. Еластичні поршні виготовляють з уретану низької і середньої жорсткості, поліуретану та інших гумових еластомерів (допустимі інші еластичні матеріали).

Випробовують гнучкі композитні трубопроводи тільки гідравлічно. Тиск води в гнучкому композитному трубопроводі підвищують поступово. Якщо він досягає 3 МПа, доцільно зупинити підвищення на термін від 5 хвилин до 15 хвилин та переконатись у відсутності витоків.

Під час випробування на міцність випробувальний тиск води в гнучкому композитному

трубопроводі повинен складати від $1,25 \cdot P_{роб}$ до $1,5 \cdot P_{роб}$ залежно від характеристик труб ($P_{роб}$ – робочий тиск). Накачана до випробувального тиску гнучка композитна труба збільшує свій внутрішній об'єм від навантаження на підсилюючі елементи, і тиск в ній зменшується. Цей ефект називається кондиціонуванням, і він не відбувається з постійною швидкістю. Об'єм трубопроводу спочатку зростає відносно швидко, потім поступово сповільнюється зростання об'єму (зростання об'єму відбувається за логарифмічною кривою). Кондиціонування гнучкої композитної труби має відбуватись протягом, як правило, декількох годин. Якщо кондиціонування відбулося, воно не має повторюватись.

На початку випробування тиск піднімають до номінального випробувального, але не більше максимального випробувального тиску. Тоді контролюють тиск кожні 15 хвилин протягом не менше однієї години. Через годину тиск знову збільшують до номінального випробувального. Тоді знову контролюють тиск кожні 15 хвилин протягом не менше однієї години і порівнюють результати з результатами попереднього контролювання. Якщо падіння тиску менше, ніж було зафіксовано під час першої години вимірювання, труба розширюється, а не відбувається витікання. Номінальний випробувальний тиск приймають на 4-10 % більшим випробувального тиску.

Якщо падіння тиску не уповільнюється з часом (швидкість падіння тиску є постійною або збільшується), випробування продовжують протягом ще двох додаткових годинних циклів, щоб переконатися, що падіння тиску не є кондиціонуванням. Якщо швидкість падіння тиску залишається постійною або збільшується, то падіння тиску зумовлене витоком, і його треба виявити. Як правило, витoki бувають у випро-

бувальних заглушках, випробувальному обладнанні або фланцевих з'єднаннях. Якщо після такого перевіряння не виявлено витоків, а зменшення швидкості падіння тиску не відбувається, то це є ознакою витoku з гнучкого композитного трубопроводу. Витік з трубопроводу є досить рідкісним і найімовірнішою його причиною може бути несправність кінцевого фітинга або його неправильне встановлення.

Якщо після виконання кількарізних годинних циклів (як описано вище) падіння тиску для кожного циклу зменшується, кондиціонування вважається завершеним і тиск в трубопроводі піднімають до номінального випробувального та утримують протягом усього часу випробування. Реєструвати тиск треба безперервно (якщо це можливо) або через 15-хвилинні інтервали. Протягом часу випробування допустиме незначне падіння тиску, при цьому швидкість падіння тиску повинна зменшуватися протягом усього часу випробування.

Перевіряння гнучкого композитного трубопроводу на герметичність виконується тиском від $P_{роб}$ до $1,25 P_{роб}$ протягом часу, потрібного для оглядання траси.

Під час перевіряння на герметичність оглядають усі з'єднання гнучких композитних труб (без винятку) з метою виявлення руйнувань або витоків. Якщо виявлено руйнування або витoki, з'єднання повинні бути замінені або відремонтовані тільки після зниження тиску до атмосферного. Після кожного ремонту випробування усієї ділянки треба повторити знову. Для забезпечення можливості контролю з'єднань гнучких композитних труб та контролю цілісності ділянки в місцях виходу труби з ґрунту до завершення випробування місця з'єднань не засипають (по 600 мм від місця з'єднання).

Після завершення перевіряння гнучкого композитного трубопроводу на герметичність поступово знижують тиск і видаляють з трубопроводу воду. Після зниження тиску оглядають кінцеві фітинги для виявлення будь-яких ознак залишкових деформацій або пошкоджень як на трубі, так і на кінцевих фітингах. Воду з гнучкого композитного трубопроводу видаляють пропусканням еластичного поршня під тиском повітря.

Після гідростатичного випробування, якщо гнучкі композитні труби мають вентиляльні клапани або вентиляційні отвори в кінцевих фітингах, випробовують газовідвідну систему. Процедура випробування газовідвідної системи виконується натисканням на внутрішню стінку гнучкого композитного трубопроводу повітрям

або азотом, які подають під проектним тиском в один кінець трубопроводу, і перевірянням наявності потоку на вентиляційних отворах кожного кінцевого фітинга. Процедуру повторюють з протилежного кінця труби. Усі вентиляльні клапани перевіряють на скидання тиску.

Висновки

Переваги новітніх гнучких композитних труб над сталевими є очевидними і полягають у суттєвому зменшенні тривалості та вартості будівництва та обслуговування трубопроводів високого тиску. Це досягається за рахунок гнучкості, міцності і корозійної стійкості таких труб. Гнучкість труб дає змогу їх намотувати на барабани, упаковувати в бухти, завдяки чому вони є довгомірними, що, в свою чергу, суттєво зменшує кількість з'єднань труб. Розглянуті сучасні технології та засоби дають змогу максимально швидко розмотати гнучкі композитні труби з барабанів, бухт, з'єднати їх та укласти в траншею меншої ширини, ніж для сталевих трубопроводів.

Застосування гнучких композитних труб в Україні дасть змогу у стислі терміни вводити в експлуатацію нові свердловини, нові родовища, що вплине на темпи нарощування видобування газу та нафти.

Література

1. Wellstream flexsteel™ flexible steel pipe : Technical, operating, and maintenance manual. Wellstream International Limited, 2016. 69 p.
2. Spoolable composite pipelines / B. Weller. Houston: Shawcor, 2018. 33 p.
3. Fiberspar LinePipe : Engineering Guide Rev. Fiberspar Corporation, 2011. 66 p.
4. API 15S: 2016 Spoolable reinforced plastic line pipe.
5. API RP 15S: 2016 Qualification of Spoolable reinforced plastic line pipe.
6. API 17J: Specification for Unbonded Flexible Pipe.
7. ASTM F2805 – 11 Standard Specification for Multilayer Thermoplastic And Flexible Steel Pipe And Connections.

References

1. Wellstream flexsteel™ flexible steel pipe : Technical, operating, and maintenance manual. Wellstream International Limited, 2016. 69 p.
2. Spoolable composite pipelines / B. Weller. Houston: Shawcor, 2018. 33 p.

3. Fiberspar LinePipe : Engineering Guide Rev. Fiberspar Corporation, 2011. 66 p.

4. API 15S: 2016 Spoolable reinforced plastic line pipe.

5. API RP 15S: 2016 Qualification of Spoolable reinforced plastic line pipe.

6. API 17J: Specification for Unbonded Flexible Pipe.

7. ASTM F2805 – 11 Standard Specification for Multilayer Thermoplastic And Flexible Steel Pipe And Connections.

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.245.3

DOI: 10.31471/1993-9973-2019-3(72)-32-41

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ МЕХАНІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ГІРСЬКИХ ПОРІД У ТЕРМОБАРИЧНИХ УМОВАХ

І. І. Чудик, Я. М. Фем'як, А. І. Різничук, І. С. Васько, Л. Р. Юрич

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, Карпатська 15, тел. (0342) 727137,
e-mail: chudoman@ukr.net*

В енергетичному балансі України 60 % припадає на нафту і газ. Саме цим енергоносіям впродовж останніх років приділяється найбільша увага з боку суспільства. Забезпечення паливними ресурсами та рівень цін на них істотно впливають на життєвий рівень населення, зважаючи на те, що споживання лише природного газу в Україні становить приблизно 41 % від всієї спожитої енергії, що майже у двічі перевищує середньоєвропейський показник. Відповідно до Енергетичної стратегії річне використання природного газу в Україні до 2030 року повинно знизитись до 49,5 млрд. м³. Динаміка споживання природного газу в Україні свідчить, що загальні річні потреби у цьому виді пального зберігатимуться на рівні 70 – 75 млрд. м³ ще протягом декількох років. Це зумовлено, перш за все, адаптованістю промисловості і комунального господарства до використання природного газу, а їх переоснащення на споживання інших видів пального потребує як тривалого часу, так і значних витрат.

Цьому сприяють і енергетичні традиції, що склались історично. Україна однією з перших у світі почала видобувати нафту і газ. У 20-х роках минулого століття першими магістральними газопроводами дашавський газ з Прикарпаття ніс енергію життя у Львів, а пізніше – до Києва і Москви. Завдяки відкриттю нових родовищ і використанню ефективних технологій максимальний видобуток природного газу в Україні – понад 68 млрд. м³ на рік – було досягнуто в 70-х роках. Тоді газова промисловість України, крім власної потреби, забезпечувала газом Білорусь, Молдову, частково Росію і республіки Прибалтики.

На сьогодні Україна забезпечує себе власним газом тільки на 25%. Збільшити видобуток власного газу в Україні можна за рахунок розробки сланцевих відкладів, освоєння яких вимагає буріння похилоскерованих і горизонтальних свердловин. Основне ускладнення, яке виникає при бурінні таких свердловин в глинистих відкладах, – це порушення цілісності їх стовбура. Для запобігання цьому часто застосовують різноманітні способи, з допомогою яких підвищують механічну міцність порід, що складають стінки свердловин, та збільшують їх водостійкість. Пропонується вводити в породу паливно-бітумну рідину. Її ефективність досліджено в термобаричних умовах на моделях гірської породи та зразках керна. Ці умови відтворювалися на сконструйованій лабораторній установці. Ефективність застосування паливно-бітумної рідини обумовлена швидкістю її фільтрації, яка визначається розмірами та кількістю пор і тріщин, по яких вона відбувається. Тому паливно-бітумну рідину доцільно вводити в глинисті гірські породи для зміцнення стінок свердловини.

Ключові слова: буріння свердловин, паливно-бітумна рідина, глинистий сланець, фільтрація, сланцевий газ.

В энергетическом балансе Украины 60 % приходится на нефть и газ. Именно этим энергоносителям в последние годы уделяется большое внимание со стороны общества. Обеспечение топливными ресурсами и уровень цен на них существенно влияют на жизненный уровень населения, несмотря на то, что потребление только природного газа в Украине составляет примерно 41 % от всей потребленной энергии, почти в два раза превышает среднеевропейский показатель. Согласно Энергетической стратегии годовое использование природного газа в Украину до 2030 года должно снизиться до 49,5 млрд. м³. Динамика потребления природного газа в Украине свидетельствует, что общие годовые потребности в этом виде топлива сохранятся на уровне 70 – 75 млрд. м³ еще в течение нескольких лет. Это обусловлено, прежде всего, адаптивностью промышленности и коммунального хозяйства к использованию природного газа, а их переоснащение на потребление других видов топлива требует как длительного времени, так и значительных затрат.

Этому способствуют и сложившиеся исторически энергетические традиции. Украина одна из первых в мире начала добывать нефть и газ. В 20-х годах прошлого века первыми магистральными газопроводами дашавский газ из Прикарпатья нес энергию жизни во Львов, а позже – в Киев и Москву. Благодаря открытию новых месторождений и использованию эффективных технологий максимальная добыча природного газа в Украине – более 68 млрд. м³ в год – была достигнута в 70-х годах. Тогда газовая промышленность Украины, кроме собственных нужд, обеспечивала газом Беларусь, Молдову, частично Россию и республики Прибалтики.

На сегодняшний день Украина обеспечивает себя собственным газом только на 25 %. Увеличить добычу собственного газа в Украине можно за счет разработки сланцевых отложений, освоение которых требует бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин. Основным осложнением, возникающим при бурении таких скважин в глинистых отложениях, является нарушение целостности их ствола, для предотвращения которой часто применяют различные способы, с помощью которых повышают механическую прочность пород, составляющих стенки скважин, и увеличивают их водостойкость. Предлагается вводить в породу топливно-битумную жидкость. Ее эффективность исследована в термобарических условиях на моделях горной породы и образцах керна. Эти условия воспроизводились на сконструированной лабораторной установке. Эффективность применения топливно-битумной жидкости обусловлена скоростью ее фильтрации, которая определяется размерами и количеством пор и трещин, по которым она происходит. Поэтому топливно-битумную жидкость целесообразно вводить в глинистые горные породы для укрепления стенок скважины.

Ключевые слова: бурение скважин, топливно-битумная жидкость, глинистый сланец, фильтрация, сланцевый газ.

Oil and gas account for 60% of the energy balance of Ukraine. These energy carriers have received the greatest public attention in recent years. The supply of fuel resources and their price level have a significant impact on the living standards of the population, considering that in Ukraine the consumption of natural gas alone makes up about 41% of all energy consumed, which is almost twice the European average. According to the Energy Strategy, the annual use of natural gas in Ukraine should be reduced to 49.5 billion m³ by 2030. The dynamics of natural gas consumption in Ukraine shows that the total annual needs for this type of fuel will remain at the level of 70-75 billion m³ for several years. This is due primarily to the adaptability of industry and utilities to the use of natural gas. Their conversion to consuming other fuels requires both long time and considerable costs.

Historically, energy traditions also contributed to this. Ukraine was one of the first in the world to start producing oil and gas. In the 1920s, the first gas pipelines from Precarpathia carried the energy of life to Lviv, and later to Kyiv and Moscow. Thanks to the discovery of new fields and the use of efficient technologies, the maximum production of natural gas in Ukraine - over 68 billion m³ per year - was reached in the 1970s. At that time, the gas industry of Ukraine, in addition to its own needs, provided gas to Belarus, Moldova, partly to Russia and the Baltic republics.

At present, Ukraine supplies only 25% of its own gas. It is possible to increase the production of own gas in Ukraine by developing of shale deposits. Their development requires the drilling of inclined and horizontal wells. The main complication which occurs when drilling such wells in clay deposits is a integrity damage of their wellbore. To prevent this, various methods are often used in order to increase the mechanical strength of the rocks that make up the walls of the wells and to increase their water resistance. It is suggested to inject fuel-bitumen fluid into the rock. Its effectiveness has been studied under thermobaric conditions on rock models and core samples. These conditions were simulated using the designed laboratory facility. The efficiency of the fuel-bitumen fluid use is due to the speed of its filtration, which is determined by the size and number of pores and cracks in which it occurs. Therefore, it is advisable to inject the fuel-bitumen fluid into clay rocks to strengthen the well walls.

Key words: drilling of wells, fuel and bitumen liquid, clay slate, filtration, slate gas.

Вступ

Велика кількість газових родовищ в Україні мають незначні початкові видобувні запаси (близько 10 млрд. м³), або перебувають на стадії консервації. При введенні в експлуатацію вони переважно мають низькі пластові тиски, через що швидко виснажуються. На даний час Україна забезпечує себе власним газом лише на 25%, а в його еквіваленті споживає близько 40% енергії, що удвічі перевищує середньоєвропейський показник і зумовлює її приналежність до енергодефіцитних країн світу [4].

Величезний потенціал зі збільшення обсягів видобутку газу в Україні вбачається в розробці сланцевих відкладів. Основні ресурси сланцевого газу в Україні приурочені до Західного і Східного регіонів і за попередніми оцінками становлять близько 8 трлн м³. Їх освоєння вимагає буріння великої кількості похило скерованих і горизонтальних свердловин. Одне із основних завдань, які слід вирішити при бурінні похило скерованих свердловин в сланцевих відкладах, є збереження стійкості їх стовбура, що і є **метою роботи**.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Для збереження стійкості стовбура похило скерованих і горизонтальних свердловин часто використовуються різноманітні способи, які збільшують механічну міцність стінок свердловини і підвищують їх водонепроникність та водостійкість. Розглянемо ці способи [3]:

– спосіб силікатизації, який ґрунтується на введенні в гірську породу рідкого скла, у один-два прийоми. Однорозчинна силікатизація проводиться за допомогою силікату натрію, до якого з метою гелеутворення додають хімічні речовини.

– дворозчинна силікатизація реалізується двома розчинами: силікатом натрію і хлористим кальцієм з додаванням різних затверджувачів (кремнійфтороводнева кислота, сірчанокислий алюміній).

– бітумізацію гірської породи проводять шляхом нагнітання в неї рідкого бітуму, який переводять в рідкий стан двома способами: шляхом нагрівання, або приготуванням бітумних емульсій (холодна бітумізація).

– спосіб смолизації гірських порід ґрунтується на полімеризації або поліконденсації, які забезпечуються закачуванням в неї розчинів органічних високомолекулярних сполук.

– спосіб електрохімічного кріплення глинистих порід, який забезпечує нескінченний великий опір порід після закачування у сверд-

ловину спеціальної суміші, що містить в'язучі матеріали, здатні швидко схоплюватися і тверднути під дією електричного струму.

– спосіб заморожування застосовується у випадках, коли водонасиченим гірським породам, що складають стінки свердловин, необхідно надати тимчасову водонепроникність і міцність.

Окремим підходом до попередження осипання стінок свердловини, є використання інгібуєчих бурових розчинів на водній основі [6] до яких належать:

1) емульсійні бурові розчини, насичені сіллю, інгібовані хлористим кальцієм; інвертні емульсії з регульованою водною фазою, якими можна бурити в м'яких і пластичних глинах, з вмістом 20-40% глинистих фракцій, що активно взаємодіють з водою;

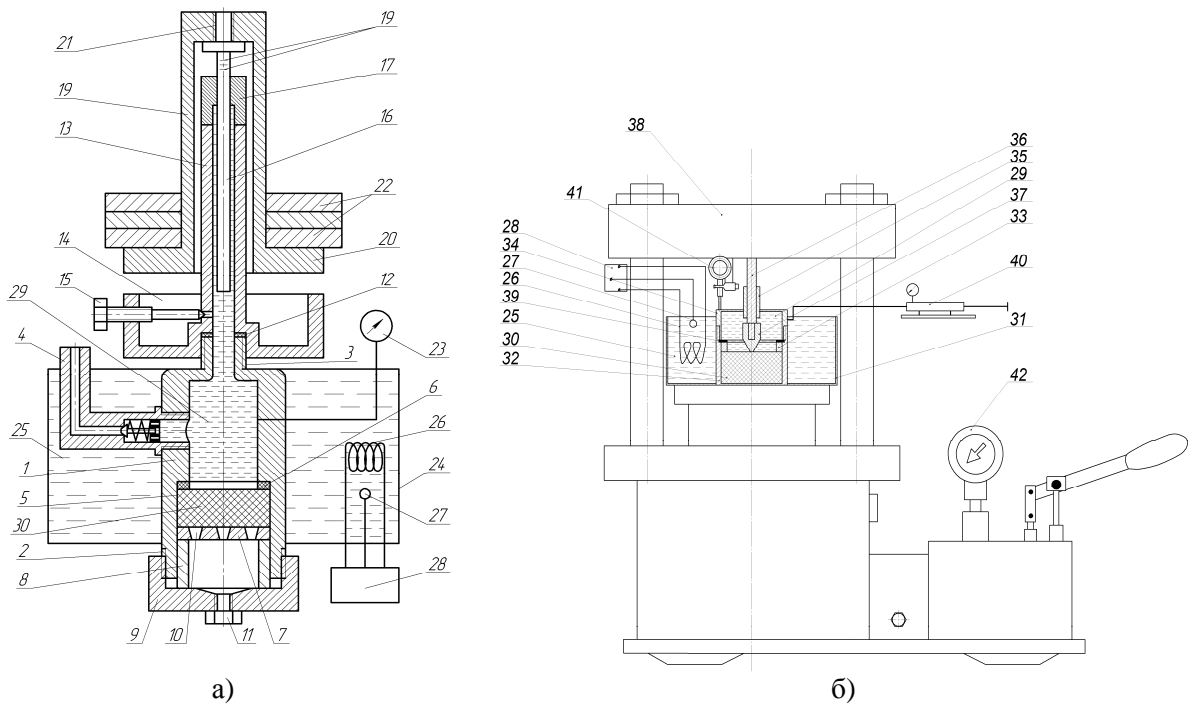
2) слабомінералізовані бурові розчини з низькою фільтрацією, емульговані нафтою, – для розбурювання тріщинуватих, твердих глинистих порід, що містять 20-30% активних до води фракцій глинистих мінералів вологістю 15-25%;

3) інгібуєчі бурові розчини, інвертні емульсії з регульованою водною фазою або вапнисто-бітумні розчини (ВБР) для буріння крихких і зневоднених глинистих порід з низькою проникністю, що містять 20-30% активних до води глинистих мінералів з вологістю 5-15%;

4) прісні бурові розчини з низькою фільтрацією, оброблені лігносульфонатами, ферохромлігносульфонатами, хромлігносульфонатами для буріння твердих, зневоднених, тріщинуватих глинистих сланців, сильно метаморфізованих під дією високих температур і тисків, що містять 5-30% активних до води глинистих мінералів з вологістю 2-5%.

Проте, як виявилось, недоліком бурових розчинів на водній основі є їх здатність підвищувати початкову вологість сильноглинизованих гірських порід, зокрема глинистих сланців. Це призводить до порушення стійкості стовбура свердловини.

Як показали практичний досвід і наукові дослідження [2], для запобігання осипанню та обвалюванню стінок свердловини в проблемних зонах найкраще тимчасово використовувати бурові технологічні рідини (ванни), зокрема на вуглеводневій основі, такі як: гідрофобно-адезійні [7], гідрофобно-бітумні [8] та паливно-бітумні [9, 10]. Найбільш ефективною, як показали дослідження, є паливно-бітумна рідина, до складу якої входить пічне побутове паливо (ППП) та окислений бітум (ОБ) [9].



а) пристрій для дослідження фільтрації бурових технологічних рідин;
 б) пристрій для дослідження фізико-механічних властивостей гірських порід
Рисунок 1 – Принципова схема конструкції лабораторної установки

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Використання паливно-бітумної рідини для забезпечення стійкості стінок свердловини досліджували за атмосферних умов, які суттєво відрізняються від вибійних, що залишається невирішеною проблемою на сьогодні.

Формулювання цілей статті

Для вирішення висвітленої проблеми потрібно провести експериментальні дослідження механічних властивостей гірських порід в термобаричних умовах.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Дослідження в термобаричних умовах на моделях гірської породи та зразках керна проводились на спеціально розробленій лабораторній установці (рис. 1), яка складається з пристрою для дослідження фільтрації бурових технологічних рідин крізь зразки гірських порід [11] (основною для якої став пристрій для вимірювання водовіддачі промивальних рідин ВМ-6 [1]) та пристрою для дослідження її фізико-механічних властивостей (рис. 1).

Пристрій для дослідження фільтрації бурових технологічних рідин через зразки гірських порід містить фільтраційну камеру – фільтраційний стакан 1 із зовнішніми різьбами на кін-

цях 2 і 3 та вгвинчений у бокову стінку зворотний клапан 4. У порожнині фільтраційного стакану 1 зроблено циліндричну проточку 5, в яку встановлюють через герметизуючу прокладку 6 зразок гірської породи, який знизу контактує із фільтраційною решіткою 7, яка, в свою чергу, з'єднана через співвісно встановлену втулку 8 із піддоном 9, який нагвинчений на зовнішню різьбу 2 в нижній частині фільтраційного стакану 1. У фільтраційній решітці 7 виконані конічні отвори 10 із більшою основою конуса зі сторони зразка гірської породи. Піддон 9 має на торцевій поверхні, заглушений гвинтом 11, осьовий різьбовий отвір. Зверху на зовнішню різьбу 3 фільтраційного стакану 1 нагвинчено через прокладку 12 напірний циліндр 13 із кільцевим збірним жолобом 14, який споряджений голковим краном 15. У порожнині цього напірного циліндра 13 співвісно встановлений плунжер 16, який разом із втулкою 17, нерухо-мо закріплений (герметично) на вказаному напірному циліндрі 13, утворюють плунжерну пару. На зовнішній поверхні плунжера 16 нанесено мітки 18 для контролю об'єму витісненої бурової технологічної рідини із фільтраційного стакану 1. На кришці 19 з буртом 20 встановленій через різьбове з'єднання 21 на верхньому кінці плунжера 16 розміщують змінні тягарці 22 для створення перепаду тиску в фільтраційному стакані 1. Фільтраційний стакан 1 споряджений

манометром 23 і коаксіально встановленою зовні камерою 24, яка заповнена теплоносієм 25, та розташованими у ній нагрівачем 26 і давачем температури 27, що з'єднані із блоком керування 28. Фільтраційний стакан 1 заповнюється буровою технологічною рідиною 29 для дослідження процесу фільтрації через зразки гірських порід 30 [11].

Пристрій для дослідження фізико-механічних властивостей гірських порід складається із заповненого теплоносієм 25 бачка 31, термопари 27, вузла управління 28, стакана 32 із зразком гірської породи 30, затиснутого кільцем 33, кришки 34 з напрямною втулкою 35, в якій вздовж осі рухається натискний плунжер 36 з індентором 37. Цей пристрій призначений для використання на пресі 38 [12].

Розроблена установка працює наступним чином. Зразок гірської породи 30 встановлюють знизу всередині фільтраційного стакана 1 у циліндричній проточці 5 через герметизуючу прокладку 6 і притискають його фільтраційною решіткою 7. Вказана фільтраційна решітка 7, в свою чергу, через співвісно встановлену втулку 8 притискається піддоном 9 до зразка гірської породи. Таке встановлення зразка гірської породи у пристрої забезпечує стискання герметичної прокладки 6, що попереджує витікання бурової технологічної рідини поза межі зразка гірської породи 30.

Розміщений у фільтраційному стакані 1 зразок гірської породи 30 заливають буровою технологічною рідиною 29. Зверху на фільтраційний стакан 1, який має зовнішню циліндричну різьбу 3, нагвинчують через прокладку 12 напірний циліндр 13 із втулкою 17, що нерухомо (герметично) закріплена на вказаному напірному циліндрі 13. Порожнину напірного циліндра 13 заповнюють також буровою технологічною рідиною 29, або, за потреби, машинним мастилом.

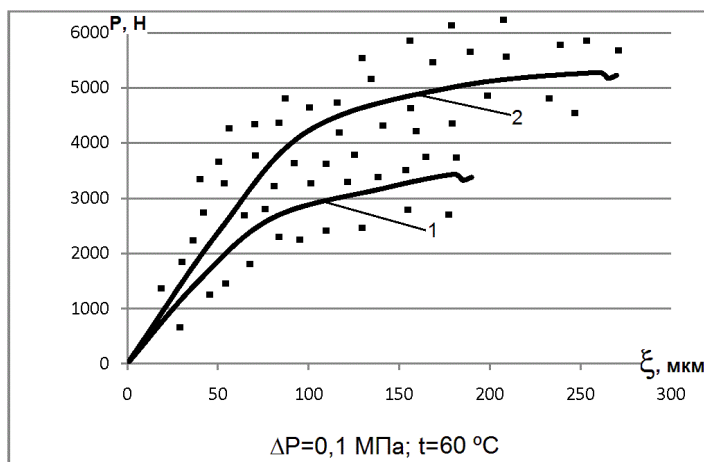
У порожнину напірного циліндра 13 через отвір у втулці 17 вставляють плунжер 16, споряджений кришкою 19 з буртом 20, на якій встановлюють змінні тягарці 22. Шляхом вибору кількості змінних тягарців 22 створюють заданий перепад тиску у фільтраційному стакані 1, величину котрого вимірюють манометром 23.

Блоком керування 28 задають необхідну температуру нагрівання теплоносія 25 у камері 24 нагрівачем 26. Давач 27 слугує для контролю температури теплоносія 25. Підбором кількості змінних тягарців 22 створюють заданий перепад тиску бурової технологічної рідини 29 у фільтраційному стакані 1.

Після складання пристрою через зворотний клапан 4 за допомогою преса (на кресленні не зображений) у фільтраційний стакан 1 додатково подають бурову технологічну рідину 29 до виходу її із отвору голкового крана 15, що забезпечує витіснення повітря, яке знаходиться вище фільтраційного стакана 1. Після цього голковий кран 15 закривають, а бурову технологічну рідину 29 подають у пристрій до суміщення нульової мітки 18 на плунжері 16 з міткою на напірному циліндрі 13. Наявність зворотного клапана 4 у фільтраційному стакані 1 дозволяє забезпечувати постійний об'єм бурової технологічної рідини 29 у пристрої. Початок відліку фільтрації бурової технологічної рідини 29 через зразки гірських порід 30 фіксують в момент підняття плунжера 16. У процесі фільтрації бурова технологічна рідина 30 повністю просочує зразок гірської породи 30.

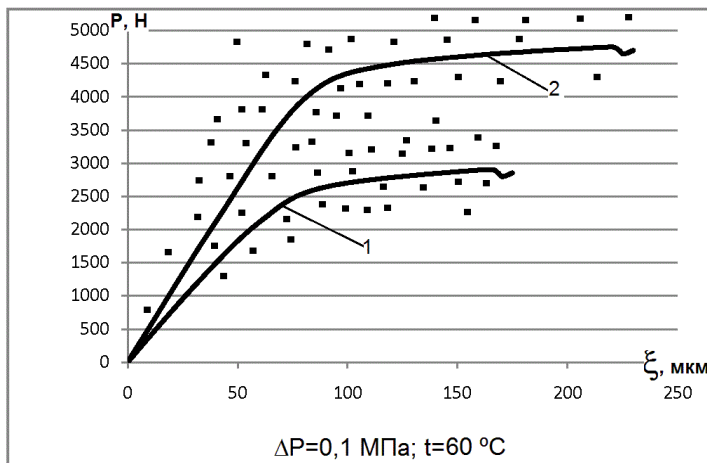
Після відгвинчування гвинта 11 за заданої температури та перепаду тиску в фільтраційному стакані 1 бурова технологічна рідина 29 починає фільтруватися крізь зразок гірської породи 30. Через вгвинчений у бокову стінку зворотний клапан 4 здійснюють закачування бурової технологічної рідини 29 у міру її витрати. Після проходження крізь зразок гірської породи 30 заданого об'єму бурової технологічної рідини 29 пристрій розгерметизовують за допомогою голкового крана 15. Відфільтровану бурову технологічну рідину 29 збирають у мірний стакан (на кресленні не зображений). Після цього відкручують піддон 9 із фільтраційного стакана 1, виймають втулку 8, фільтраційну решітку 7 і зразок гірської породи 30, який переміщують в стакан 32, де він притискається кільцем 33 з прокладкою 39 та фіксується кришкою 34, в якій вмонтовано напрямну втулку 35. У втулці вздовж осі рухається натискний плунжер 36 з індентором 37. Для дослідження у бачок 31 попередньо заливається теплоносієм 25, в стакан 32 – технологічна рідина 29, а в бачок 31 – теплоносієм 25, що нагрівається елементом 26 до визначеної температури під контролем вузла управління 28. В стакані 32 за допомогою насоса 40 створюється відповідний тиск. З допомогою преса 38 на індентор 37 створюється деяке навантаження, яке фіксується манометром 42, через натискний плунжер 36. Індикатором 41 визначається глибина втискування індентора 37 в kern, або зразок гірської породи 30.

Лабораторні дослідження на даній установці проводилися з використанням чотирьох типів глиняно-піщаних зразків, або на моделях гірської породи з різним вмістом піску та глини (100% глини; 85% глини та 15% піску; 50%



1 – необроблена паливно-бітумною рідиною гірська порода;
2 – оброблена паливно-бітумною рідиною гірська порода

Рисунок 2 – Залежність реакції опору гірської породи (100% глина) від глибини втискування в неї металевого індентора в умовах, наближених до пластових



1 – необроблена паливно-бітумною рідиною гірська порода;
2 – оброблена паливно-бітумною рідиною гірська порода

Рисунок 3 – Залежність реакції опору гірської породи (85% глина та 15% піску) від глибини втискування в неї металевого індентора в умовах, наближених до пластових

глини та 50% піску; 15% глини та 85% піску). Промислові зразки керна гірської породи виготовляли з пісковика та глинистого сланцю.

Паливно-бітумна рідина, яка використовувалась у ході досліджень, складалася з пічного побутового палива та окисленого бітуму [9]. Її ефективність була доведена при дослідженнях на глиняно-піщаних моделях гірської породи в стандартних умовах [9], де за критерій ефективності було обрано міцність гірської породи на стискання.

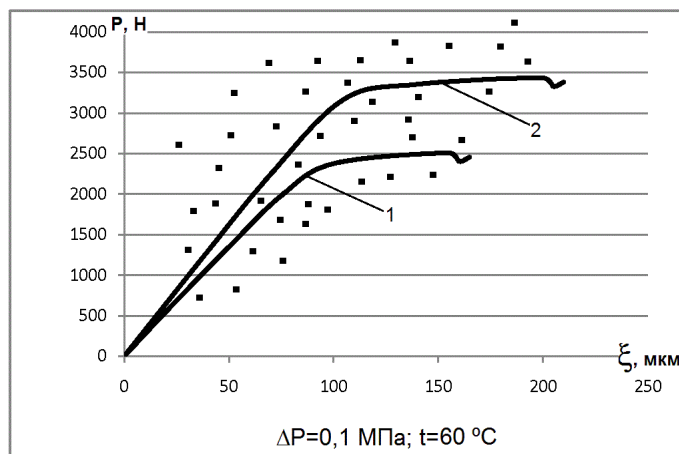
При дослідженні в наближених до пластових умовах (перепад тиску $\Delta P=0,1$ МПа, температура $t=60$ °С) за критерій ефективності вибрано руйнівне навантаження. Апроксимовані результати проведених досліджень представлені у вигляді графічних залежностей $P(\xi)$ (рис. 2-8), де P – реакція опору гірської породи

на втискування в неї металевого індентора на глибину ξ .

Встановлена лабораторно-експериментальними дослідженнями ефективність бурової технологічної рідини обумовлена швидкістю її фільтрації, яка визначається розмірами та кількістю пор і тріщин в гірській породі. Це явище описується залежністю, згідно з якою витрата рідини через циліндричний канал визначається за формулою [5]:

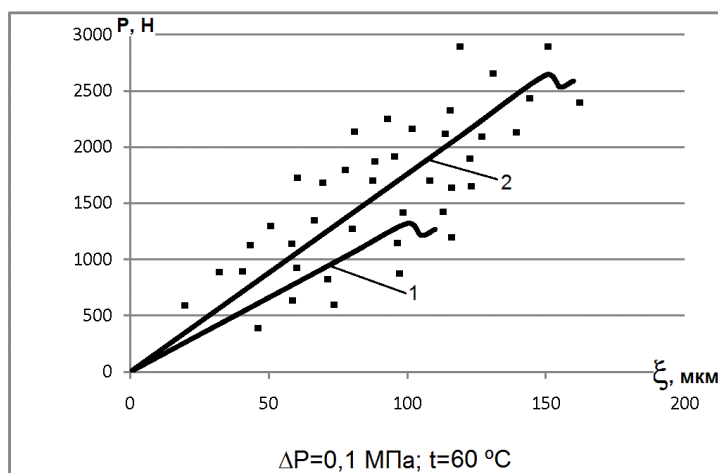
$$Q = n \cdot \frac{\pi \cdot r^4}{8 \cdot \mu} \cdot \frac{\Delta P}{l}, \quad (1)$$

де Q – витрата рідини;
 ΔP – перепад тиску;
 r – гідралічний радіус пори, крізь яку відбувається фільтрація рідини;
 μ – в'язкість рідини;



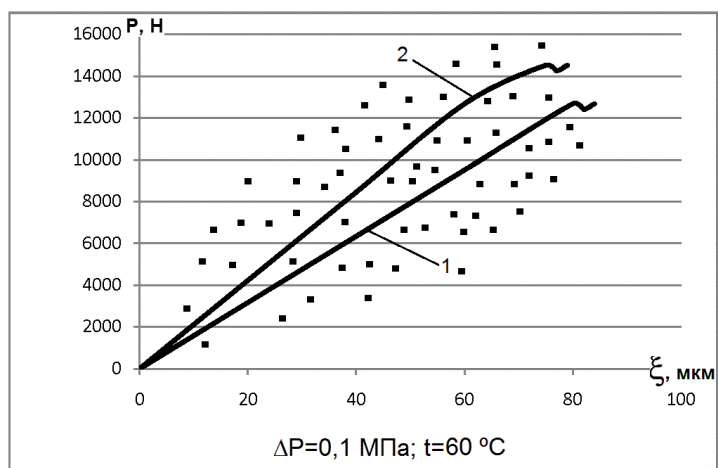
1 – необроблена паливно-бітумною рідиною гірська порода;
2 – оброблена паливно-бітумною рідиною гірська порода

Рисунок 4 – Залежність реакції опору гірської породи (50% глина та 50% піску) від глибини втискування в неї металевого індентора в умовах, наближених до пластових



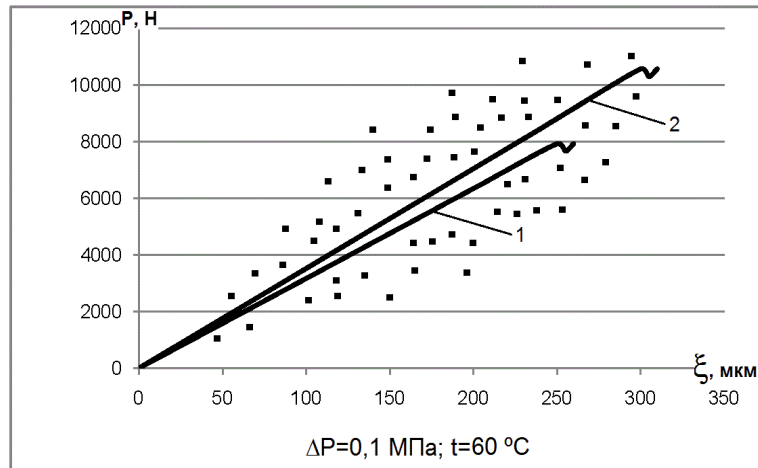
1 – необроблена паливно-бітумною рідиною гірська порода;
2 – оброблена паливно-бітумною рідиною гірська порода

Рисунок 5 – Залежність реакції опору гірської породи (15% глина та 85% піску) від глибини втискування в неї металевого індентора в умовах, наближених до пластових



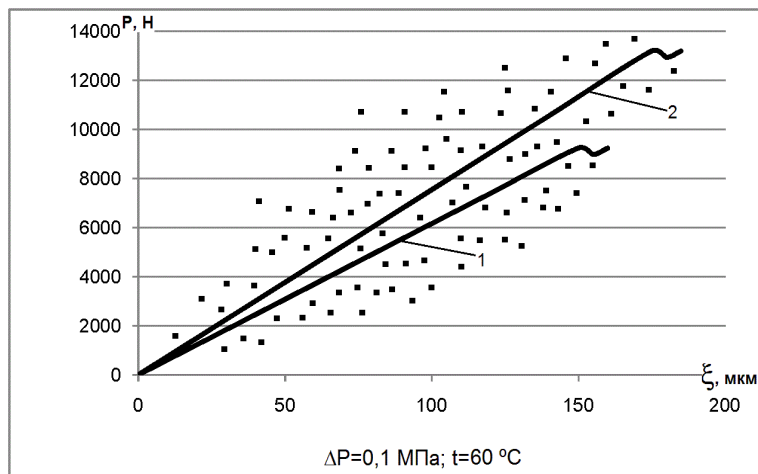
1 – необроблена паливно-бітумною рідиною гірська порода;
2 – оброблена паливно-бітумною рідиною гірська порода

Рисунок 6 – Залежність реакції опору гірської породи (пісковик) від глибини втискування в неї металевого індентора в умовах, наближених до пластових



1 – необроблена паливно-бітумною рідиною гірська порода;
2 – оброблена паливно-бітумною рідиною гірська порода

Рисунок 7 – Залежність реакції опору гірської породи (глинистий сланець) від глибини втискування в неї металевго індентора в умовах, наближених до пластових (при навантаженні, перпендикулярному до нашарування)



1 – необроблена паливно-бітумною рідиною гірська порода;
2 – оброблена паливно-бітумною рідиною гірська порода

Рисунок 8 – Залежність реакції опору гірської породи (глинистий сланець) від глибини втискування в неї металевго індентора в умовах, наближених до пластових (при навантаженні, паралельному до нашарування)

l – довжина капіляра, рівна довжині зразка гірської породи;

n – кількість капілярів, яка визначається за формулою:

$$n = \frac{S_{\phi} \cdot m}{\pi \cdot r^2}, \quad (2)$$

де S_{ϕ} – площа фільтрації;

m – пористість гірської породи (відкрита), яка визначається за формулою:

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{зразка}}, \quad (3)$$

де $V_{пор}$, $V_{зразка}$ – об'єм відкритих пор та об'єм зразка.

Швидкість фільтрації V_{ϕ} при цьому буде визначатися за формулою

$$V_{\phi} = \frac{m \cdot r^2 \cdot \Delta P}{8 \cdot \mu \cdot l}. \quad (4)$$

Швидкість фільтрації технологічної рідини V_{ϕ} зростає, насамперед, зі зменшенням довжини каналів (пор) l і в'язкості технологічної рідини μ . Проведені за температури 60 °C експериментальні дослідження показують якісно вищу міцність гірських порід за рахунок кращого проникнення в неї рідини. Це дозволяє зробити висновок про доцільність введення в глинизовані гірські породи паливно-бітумної рідини як чинника зміцнення стінок свердловини і змен-

шення передумов осипання і обвалювання її стінок.

Висновки

– за результатами вже відомих досліджень зроблено аналіз факторів, які впливають на стійкість стінок свердловини схильних до осипання і обвалювання гірських порід;

– обґрунтовано доцільність використання вуглеводневих рідин для зміцнення стінок свердловин у відкладах глинистих порід, в тому числі і глинистих сланців;

– з метою дослідження впливу паливно-бітумної рідини на можливість і ефективність зміни міцності гірських порід розроблено нову експериментальну установку і випробувано технологію лабораторних досліджень з можливістю зміни температури і репресії шляхом моделювання умови у свердловині;

– в ході лабораторних досліджень на моделях і натурних зразках (керна) гірської породи з урахуванням їх обробки паливно-бітумною рідиною було встановлено, що міцність порід збільшилася приблизно від 25% до 100%, при цьому встановлено, що для моделей гірської породи з вмістом глини показник руйнівного зусилля є меншим, ніж для слабоглинизованих гірських порід (пористих і тріщинуватих);

– лабораторні дослідження в термобаричних умовах дозволили переконається, що вплив температури і тиску необхідно обов'язково враховувати при вивченні впливу паливно-бітумної рідини на механічні властивості гірських порід;

– залежності $P(\xi)$ кількісно і якісно показують вплив орієнтації площини нашарування гірської породи та індентора, температури, тиску і насиченості паливно-бітумною рідиною на їх механічні властивості;

– за результатами лабораторних досліджень паливно-бітумної рідини в термобаричних умовах на зразках і моделях гірських порід з різним ступенем глинизації доведено її ефективність і здатність підвищувати міцність, що позитивно позначається на можливості зміцнення стінок свердловини.

Література

1. Жуковицький С. Ю. Глинистые растворы в бурении [Текст]. М.: Госптехиздат, 1955. 170 с.

2. Губанов В.Н., Лопатин Д.В., Сычев В.С., Толстоухов А. А.. Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». М.: Гарусс, 2006. 549 с.

3. Коржуев А.С., Никишин В.А., Бочко В.А. Упрочнение неустойчивых горных пород при бурении скважин. М.: Недра, 1969. 152 с.

4. Крижанівський Є. І. Нафтогазова енергетика. *Нафтогазова енергетика*. 2006. №1. С. 5-9.

5. Лагутин А. А., Поверенный С. Ф. Фильтрационные свойства песчаных коллекторов порового типа. *Газовая промышленность*. 2002. № 4. С. 28-30.

6. Михеев В. Л. Технологические свойства буровых растворов. М.: Недра, 1979. 239 с.

7. Оринчак М. І., Оринчак М. М. Гідрофобно-адгезійна ванна. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 2007. № 4(28). С. 128-131.

8. Оринчак М. І., Оринчак М. М.. Гідрофобно-бітумна ванна. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 2008. № 2(30). С. 67-71.

9. Оринчак М. І., Оринчак М. М., Бейзик О.С. Паливно-бітумна ванна. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. № 3(40). С. 90-95.

10. Патент України на корисну модель № 61098 МПК С09К 8/56. Паливно-бітумна ванна [Текст] / Оринчак М. І., Малярчук Б. М., Сендега О. О. Заяв. 06.12.10; опубл. 11.07.2011. Бюл. №13. 2 с.

11. Патент України на корисну модель № 06981 МПК Е21В 21/06. Пристрій для дослідження фільтрації бурових технологічних рідин через зразки гірських порід [Текст] / Чудик І. І., Юрич А. Р., Різничук А. І., Пригоровська Т. О., Малишева О. С., Роп'як Л. Я. Заяв. 21.06.2018; опубл. 25.01.2019. Бюл. № 2. 4 с.

12. Чудык И.И., Ризнычук А.И., Юрыч А.Р.. Лабораторные исследования механических свойств горных пород в условиях, приближенных к реальным. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2013. № 1. С. 35-41.

References

1. Zhukovickiy S. Yu. Glinistye rastvory v burenii [Tekst]. M.: Gosptekhizdat, 1955. 170 p.

2. Gubanov V.N., Lopatin D.V., Sychev V.S., Tolstouhov A.A.. Kniga inzhenera po rastvoram ЗАО «ССК». М.: Garucs, 2006. 549 p.

3. Korzhuev A.C, Nikishin V.A., Bochko V.A. Uprochnenie neustojchivyh gornyh porod pri burenii skvazhin. М.: Nedra, 1969. 152 p.

4. Krizhanivskij Ye. I. Naftogazova energetika. *Naftogazova energetika*. 2006. No 1. P. 5-9.

5. Lagutin A. A., Poverenny S. F. Filtracionnye svojstva peschanyh kollektorov porovogo tipa. *Gazovaya promyshlennost'*. 2002. No 4. P. 28-30.
6. Miheev B. L. Tekhnologicheskie svojstva burovih rastvorov. M.: Nedra, 1979. 239 p.
7. Orinchak M. I., Orinchak M. M. Gidrofobno-adgezijna vanna. *Rozvidka i rozrobka naftovih i gazovih rodovish*. 2007. No 4(28). P. 128-131.
8. Orinchak M. I., Orinchak M. M. Gidrofobno-bitumna vanna. *Rozvidka i rozrobka naftovih i gazovih rodovish*. 2008. No 2(30). P. 67-71.
9. Orinchak M. I., Orinchak M. M., Riznichuk A. I., Bezik O. S. Palivno-bitumna vanna. *Rozvidka i rozrobka naftovih i gazovih rodovish*. 2011. No 3(40). P. 90-95.
10. Patent Ukraini na korisnu model No 61098 MPK S09K 8/56. Palivno-bitumna vanna [Tekst] / Orinchak M. I., Malyarchuk B. M., Sendega O. O. Zayav. 06.12.10; opubl. 11.07.2011. Byul. No 13. 2 p.
11. Patent Ukraini na korisnu model No 06981 MPK E21V 21/06. Pristrij dlya doslidzhennya filtraciyi burovih tehnologichnih ridin cherez zrazki girskih porid [Tekst] / Chudik I. I., Yurich A. R., Riznichuk A. I., Prigorovska T. O., Malisheva O. S., Rop'yak L. Ya. Zayav. 21.06.2018; opubl. 25.01.2019. Byul. No 2. 4 p.
12. Chudyk I.I., Riznychuk A.I., Yurych A.R. Laboratornye issledovaniya mekhanicheskikh svojstv gornih porod v usloviyah, priblizhennyh k realnym. *Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more*. 2013. No 1. P. 35-41.

ОСОБЛИВОСТІ ВИТІСНЕННЯ НАФТИ ПРИ ОСЦИЛЮЮЧОМУ НАГНІТАННІ РОЗЧИНУ ПОЛІМЕРУ В ПЛАСТ ІЗ ШАРУВАТОЮ НЕОДНОРІДНІСТЮ

В. Г. Погребняк, І. В. Перкун

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, Карпатська 15,
e-mail: VGPogrebnyak@gmail.com, PerkunIV@gmail.com*

Вивчено фільтраційну течію водних розчинів поліетиленоксиду (ПЕО) з молекулярними масами $4 \cdot 10^6$ і $6 \cdot 10^6$ в діапазоні концентрацій від 0 до 0,05% при осцилюючому впливі гідродинамічного поля. Отримано фотографії, що характеризують процес витіснення нафти (з в'язкістю від 10 до 50 мПа·с) водними розчинами ПЕО з модельних пористих пластів із шаруватою неоднорідністю, які дали змогу визначити ефективність різних режимів нафтовитіснення. Показано, що витіснення нафти при осцилюючому режимі нагнітання розчину полімеру в пласт з шаруватою неоднорідністю забезпечує більш високий коефіцієнт нафтовитіснення, ніж при стаціонарному режимі. Визначено умови, при яких ефекти пружних деформацій відіграють позитивну роль в процесі інтенсифікації нафтовіддачі пластів розчинами полімерів. Фільтраційна течія розчинів полімерів має відбуватися в осцилюючому режимі за появи пружних деформацій, а частота осцилюючого впливу на фільтраційний потік повинна відповідати максимуму дисипативної функції. Викладені результати досліджень течій розчинів полімерів у модельних умовах пористого пласта підтвердили механізм нелінійності фільтраційної течії розчинів полімерів. Молекулярно-надмолекулярний механізм нелінійності фільтраційної течії розчинів полімерів полягає у виникненні автоколебального режиму оборотних процесів розгортання макромолекул під дією квазірегулярних повздовжніх градієнтів швидкості, що виникають в пористому середовищі, та впливу макромолекул, що розгортаються як на молекулярному, так і на надмолекулярному рівнях, на структуру фільтраційної течії. В результаті осциляцій деформації макромолекул і розчинності динамічних надмолекулярних структур, що утворюються під дією розтягуючих течій, виникає підвищена дисипація енергії і нелінійність фільтраційної течії. Нелінійність при фільтраційній течії розчинів полімерів забезпечує вирівнювання фронту просування полімерного розчину в пористому пласті з шаруватою неоднорідністю і широке його охоплення при осцилюючому нагнітанні розчину полімеру, а, отже, більш високий коефіцієнт нафтовитіснення.

Ключові слова: осцилююча течія, розчин полімеру, градієнт швидкості, витіснення нафти, пористий пласт, в'язкість, час релаксації.

Изучено фильтрационное течение водных растворов полиэтиленоксида (ПЕО) молекулярных масс $4 \cdot 10^6$ и $6 \cdot 10^6$ в диапазоне концентраций от 0 до 0,05% при осциллирующем воздействии гидродинамического поля. Получены фотографии, характеризующие вытеснения нефти (с вязкостью от 10 до 50 мПа·с) водными растворами ПЕО из модельных пористых пластов со слоистой неоднородностью, которые позволили определять эффективность разных режимов нефтевытеснения. Показано, что вытеснение нефти при осциллирующем режиме нагнетания раствора полимера в пласт со слоистой неоднородностью обеспечивает более высокий коэффициент нефтевытеснения, чем при стационарном режиме. Определены условия, при которых эффекты упругих деформаций играют позитивную роль в процессе интенсификации нефтеотдачи пластов растворами полимеров. Фильтрационное течение растворов полимеров должно происходить в осциллирующем режиме при появлении упругих деформаций, а частота осциллирующего воздействия на фильтрационный поток должна соответствовать максимуму диссипативной функции. Изложенные результаты исследований течений растворов полимеров в модельных условиях пористого пласта подтвердили механизм нелинейности фильтрационного течения растворов полимеров. Молекулярно-надмолекулярный механизм нелинейности фильтрационного течения растворов полимеров заключается в возникновении автоколебательного режима обратимых процессов разворачивания макромолекул под действием квазирегулярно возникающих продольных градиентов скорости в пористой среде и влиянии разворачивающихся макромолекул (как на молекулярном, так и на надмолекулярном уровнях) на структуру фильтрационного течения. В результате осцилляций деформации макромолекул и растворимости динамических надмолекулярных структур, образующихся под действием растягивающих течений, возникает повышенная диссипация энергии и нелинейность фильтрационного течения. Нелинейность при фильтрационном течении растворов полимеров обеспечивает выравнивание фронта продвижения полимерного раствора в пори-

стом пласте со слоистой неоднородностью и широкий его охват при осциллирующем нагнетании раствора полимера, а, следовательно, более высокий коэффициент нефтевытеснения.

Ключевые слова: осциллирующее течение, раствор полимера, градиент скорости, вытеснение нефти, пористый пласт, вязкость, время релаксации.

The authors study the filtration flow of polyethylene oxide (PEO) water solutions of molecular weights $4 \cdot 10^6$ and $6 \cdot 10^6$ within the concentration range from 0 to 0.05% when exposed to an oscillating hydrodynamic field. Photographs characterizing the displacement of oil (with a viscosity of 10 to 50 mPa. s) with PEO water solutions from model porous formations with layered heterogeneity have been obtained. They have made it possible to specify the effectiveness of different oil displacement modes. It is shown that pumping a polymer solution into porous heterogeneous strata, while exposing it to oscillating hydrodynamic field, proved to yield a higher oil displacement ratio, as compared with a stationary oil displacement mode. The authors find out the conditions providing the positive influence on elastic deformations effects in the process of enhanced oil recovery by using polymer solutions. If elastic deformations take place, the filtration flow of polymer solutions should be carried out in the oscillating mode, whereas the frequency of the oscillating effect on the filtration flow should correspond to the dissipative function maximum. The stated results of the polymer solution flow research, under model conditions of a porous bed, have confirmed the nonlinearity mechanism of the polymer solutions filtration flow. In essence, the molecular and macromolecular non-linearity mechanism of the polymer solutions filtration flow means that in a porous medium under the influence of quasi-regular longitudinal velocity gradients, there arise self-sustained oscillations of reversible macromolecular deployment; the deployed macromolecules, in turn, influence the structure of the filtration flow, both on the molecular and macromolecular levels. Deformation oscillations of macromolecules and dissolubility of dynamic macromolecular structures formed under the influence of tensile currents result in the energy dissipation increase and the filtration flow nonlinearity. The nonlinearity of polymer solutions filtration flow ensures the alignment of the frontal advance of the polymer solutions within a porous bed with a layered heterogeneity and, consequently, higher oil displacement efficiency.

Keywords: oscillating flow, polymer solution, velocity gradient, oil displacement, porous bed, viscosity, relaxation time.

Вступ

На сьогодні існує безліч методів підвищення нафтовилучення, більшість із яких екологічно небезпечні [1-3]. Найбільш ефективні методи, які дозволяють вилучити до 40–45 % нафти, – закачування в пласт кислот, лугів та інших активних хімічних реагентів. Але в процесі видобутку нафти відбувається забруднення природного середовища. Велика шкода завдається йому хімічними реагентами під час закачування в пласт-колектор чи їх доставки на родовище [4-8]. Через це вирішення проблеми підвищення ефективності екологічних методів нафтовилучення з пластів у наш час є актуальним і своєчасним. Серед методів підвищення нафтовитіснення з пластів метод полімерного заводнення найбільш відповідає екологічним вимогам, але не завжди є високо-ефективним [9].

Аналіз публікацій та висвітлення невирішених раніше проблем

Наявні на сьогодні дані свідчать про те, що наші сучасні уявлення про процеси полімерного заводнення нафтових пластів розчинами полімерів далекі від досконалості. Це обумовлює нерозуміння спостережуваних явищ при течії розчину полімеру у нафтовому пласті-колекторі. Ефективність процесів полімерного

заводнення нафтових пластів обумовлена, з великою ймовірністю, нелінійністю фільтрації, що спостерігається при течії розчинів полімерів в умовах пласта-колектора [9-11]. Шлях до розуміння і опису явища нелінійної фільтрації розчинів полімерів значною мірою лежить через вивчення ефектів великих оборотних (а також необоротних) пружних деформацій макромолекулярних клубків в збіжних потоках (з розтягуванням) [11].

Сучасні уявлення про збіжну течію розчинів полімерів також далекі від досконалості [11]. Передусім це відноситься до питання про гідродинамічні режими течії полімерного розчину в пластах-колекторах з шаруватою неоднорідністю [9-12], а також до питання про фізичну поведінку макромолекул в умовах зазначених течій та структурні зміни в розчинах полімерів, що виникають при цьому [13-15]. Тому необхідно з'ясувати механізм значного підвищення нафтовилучення з пластів при використанні полімерів. Без розуміння природи цього механізму неможливо розробити високоефективні процеси інтенсифікації нафтовіддачі пластів за умов використання водополімерних технологій.

Особливо важливим видається аналіз закономірностей виникнення і нелінійної стадії розвитку нестійкості, пов'язаної із здатністю

макромолекул до майже повного розгортання їх ланцюгів [11-13]. Останнє, мабуть, і обумовлює накопичення розчинами полімерів значної пружної енергії, що і призводить до прояву "аномальних" ефектів у їх гідродинамічній поведінці [14,15]. Ефекти пружності і пам'яті за своєю природою нелінійні. Тому в теоретичній нафтовій гідродинаміці розчинів полімерів необхідно широко застосовувати математичні методи теорії нелінійних систем. Важливий і вибір реологічних рівнянь стану розчинів полімерів, що істотно відображають фізичні властивості при течіях із складно-напруженими умовами деформації [9,11]. У більшості теоретичних робіт для усіх режимів течії використовуються реологічні рівняння, фактично придатні лише для режиму незначної деформації. Мабуть, доцільніше застосовувати декілька реологічних рівнянь стану або використати реологічне рівняння з перемиканням [11].

Стає очевидним, що ефекти самоорганізації і нелінійності фільтраційної течії полімерного розчину в нафтовому пласт-колекторі повинні відігравати важливу роль при оптимізації режиму водополімерної інтенсифікації нафтовіддачі пластів. Також видається важливим аналіз використання водополімерних розчинів з урахуванням зміни їх властивостей за рахунок концентрації і молекулярної маси полімеру, а також під дією гідродинамічного поля [10,14,15]. Стає зрозумілим, що формування режимів полімерного заводнення нафтових пластів обумовлене, передусім, властивостями водополімерних розчинів та характеристиками пласт-колекторів, в яких тече розчин полімеру.

Механізм витіснення нафти з пласта-колектора полімерними розчинами пов'язують зі здатністю полімерів підвищувати в'язкість води і з адсорбцією макромолекул на стінки мікропор пласта [1-8]. Просуваючись пластом, розчин полімеру перемішується зі зв'язаною водою, що знаходиться в цьому пласті, реагує з нею і сорбується. При цьому змінюється в'язкість витіснювальної рідини і проникність пористого середовища для полімерного розчину. Це призводить до зниження рухливості витіснювальної рідини, а отже і до збільшення кількості вилученої нафти на одиницю рідини, що закачується. Цим же обумовлено і вирівнювання фронту витіснення і збільшення охоплення пласта заводненням.

Такі припущення не витримують серйозної критики. Простим збільшенням в'язкості води при її загущенні полімером неможливо пояснити різну ступінь зміни проникності пластів з різними розмірами пор: незалежно від в'язкості

витіснювальної рідини, в першу чергу, витіснить нафту з пластів із більшою проникністю. Адсорбційна гіпотеза також малоімовірна. Можна припустити, що ефективність нафтовитіснення розчинами полімерів, в першу чергу, пов'язана з особливостями поведінки макромолекул в умовах пористого середовища, зі значними деформаційними ефектами, що виникають при цьому. Теорія ефектів пружних деформацій, що виникають при течії з розтягом розчинів полімерів [11], дозволяє припустити, що більш високе нафтовилучення з пласта досягатиметься при осцилюючому протіканні полімерного розчину крізь пласт-колектор. Для обґрунтування цього припущення і були вивчені водні розчини ПЕО в умовах осцилюючої (нестационарної) переважно повздовжньої течії.

Мета дослідження

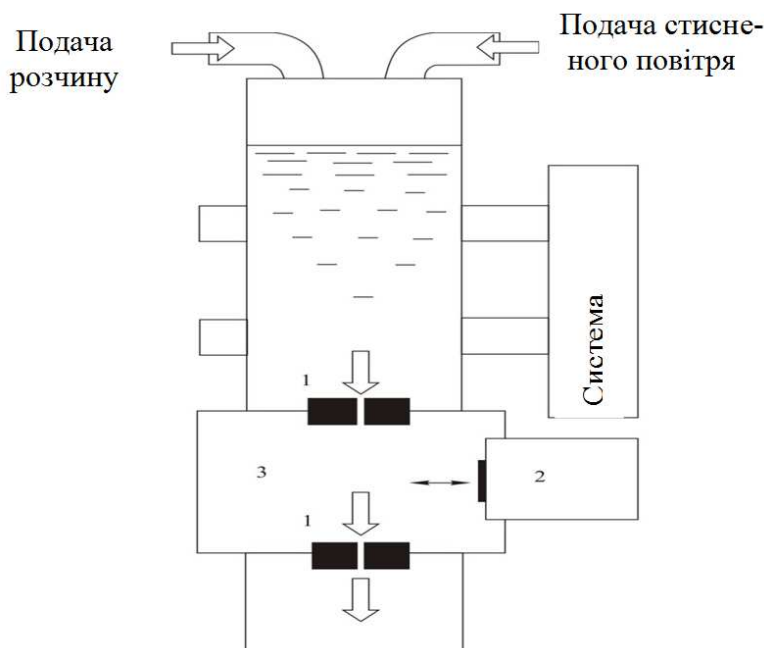
Опираючись на вищенаведене, **основною метою роботи** є встановлення закономірностей прояву ефектів пружних деформацій під час осцилюючої течії розчинів полімерів в умовах фільтраційної течії, знання яких необхідне для розуміння механізму прояву високої нафтовіддачі пластів при їх полімерному заводненні.

Матеріали та методи

Були досліджені розчини ПЕО молекулярними масами $4 \cdot 10^6$ і $6 \cdot 10^6$. Концентрація полімеру варіювалася в межах від 0 до 0,05%. Експерименти проведені за температури 25°C .

При реалізації модельного осцилюючого режиму полімерного заводнення пласта-колектора досліджуваний водний розчин ПЕО під дією постійного перепаду тиску продавлювався крізь камеру (модуль). Схема експериментальної установки представлена на рис. 1.

Установка є своєрідним віскозиметром, у якому гідрорезисторами є дві пластини з вихідними отворами. У стаціонарному режимі течія крізь отвори в пластинах утворюється внаслідок перепаду тиску на вході і виході віскозиметра, а в осцилюючому – шляхом суперпозиції постійного перепаду тиску і осцилюючого тиску, який виникає в об'ємі між пластинами з отворами під дією коливань мембрани електромагнітного вібратора. Амплітуда коливань мембрани контролювалася спеціальним пристроєм. У кожній серії дослідів за різних частот коливань мембрани амплітуда їх була постійною і вибиралася такою, щоб витрата водного розчину ПЕО крізь отвори в пластинах, викликана коливаннями мембрани, була меншою витрати, обумовленої постійним перепадом тиску. При цьому осцилююча складова швидкості по-



1) пластини з отворами; 2) електромагнітний вібратор; 3) зона впливу вібратора
Рисунок 1 – Схема експериментальної установки

току крізь отвори, що викликана пульсаціями тиску в об'ємі між двома пластинами з отворами, була меншою величини швидкості потоку крізь отвори, яка обумовлена постійним перепадом тисків у віскозиметрі. Швидкість розчину полімеру крізь отвори пластин була більшою за критичне значення [10,13-15]. Діаметр капілярів – $2 \cdot 10^{-4}$ м.

Гідродинамічну ефективність досліджуваних полімерних розчинів оцінювали за величиною ефективною в'язкості, яку визначали з порівняння витратної швидкості досліджуваного водного розчину ПЕО і калібрувальних в'язких ньютонівських рідин (вкл. і воду) за одного і того ж перепаду тиску. Уся експериментальна установка поміщалася у термостат, де температура досліджуваних розчинів контролювалася електронним терморегулятором.

Процес просування фронту води та водного розчину полімеру в пористому середовищі вивчався на спеціально розробленому оптико-механічному стенді, що має змінні гідрорезистори з різною пористістю і шаруватою неоднорідністю, які моделюють умови нафтовитіснення з пласта-колектора. Фотографія головного елемента оптико-механічному стенду – коробка, в який запресовувалися скляні або керамічні сферичні крихти, а також пісок з різним розміром зерен, наведено на рис. 2.

Середня швидкість фільтраційної течії визначалася за часом спорожнення фіксованого об'єму витіснювальної рідини, який вимірювали фотоелектронним способом. Швидкість

фільтрації варіювали від 10^{-5} до 1 м/с. Використовували зерна скляної, керамічної крихти та піску розмірами від 10^{-5} до 10^{-3} м. В одну з граней скляної коробки були вмонтовані впускний і випускний штуцери (див. рис. 2). Експерименти проводили наступним чином. Через впускний штуцер під дією певного перепаду тиску в пористе середовище подавали воду або розчин полімеру, у які додавали барвник для покращення візуального спостереження за просуванням фронту витіснення нафти. Через однакові проміжки часу проводили фотографування просування фронту витіснювальної рідини в модельному пласт-колекторі.

Виклад основного матеріалу

Результати експерименту представлені на рис. 3,а, де $\eta_{\text{еф}}$ – ефективна в'язкість водного розчину ПЕО в умовах стаціонарного витікання; $\Delta\eta_{\text{еф}}$ – додаток, що виникає в результаті осцилюючої дії на основний потік [10]. Криві відповідають різним швидкостям основної течії водного розчину ПЕО крізь отвори пластин. Виявлено критичну частоту дії $\omega'_{\text{кр}}$ на стаціонарний потік водного розчину ПЕО, починаючи з якої течія стає більше дисипативною. Зі збільшенням середньої витратної швидкості $\omega'_{\text{кр}}$ зростає, а $\Delta\eta_{\text{еф}}$ знижується. При чому меншій концентрації ПЕО в розчині за тієї ж витратної швидкості відповідає вище значення критичної частоти зовнішнього впливу на течію розчину.

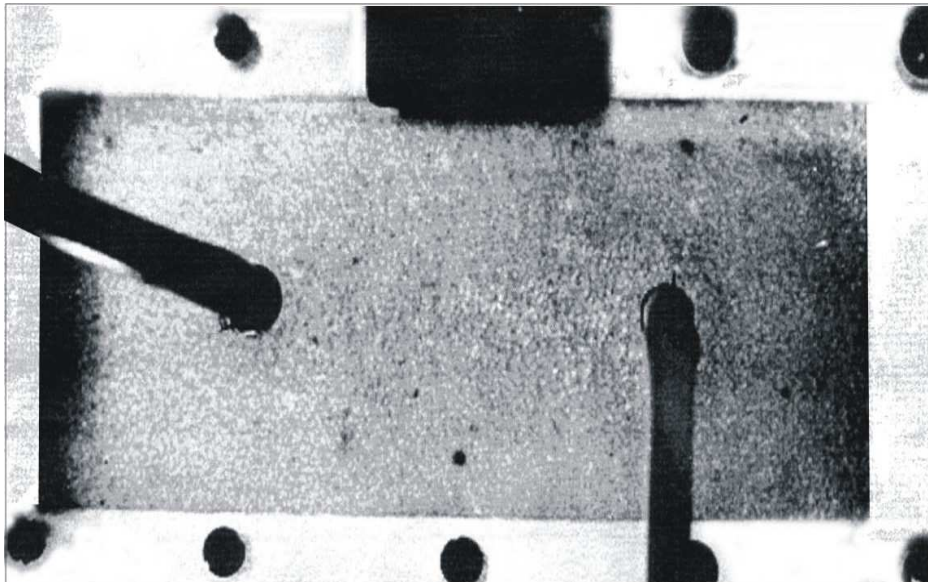


Рисунок 2 – Фотографія короба із запресованим піском, який моделює нафтовий пласт-колектор

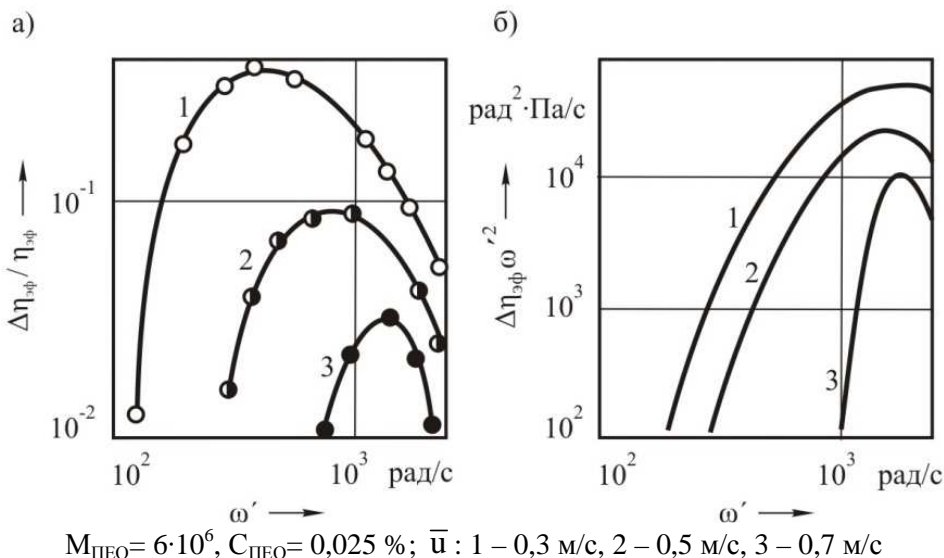


Рисунок 3 – Вплив частоти зовнішньої дії на зміни ефективної в'язкості (а) і дисипативної функції (б) при течії водного розчину ПЕО з різною середньою швидкістю крізь отвори в пластинах

При деформації полімерних систем (у нашому випадку водного розчину ПЕО) зміни величини деформації ε і напруження σ відбуваються на різних фазах [16,17]. Кут δ' , що характеризує цю різницю, є складною функцією частоти дій ω' . Деформація у нашому випадку здійснювалася під дією напруження, що змінюється згідно із законом

$$\sigma(\tau) = \bar{\sigma} + \sigma_0 \exp(i \omega' \tau). \quad (1)$$

де $\bar{\sigma}$ – стаціонарне напруження; τ – час.

Враховуючи, що $\sigma(\tau) = \sigma_0 \cos \omega' \tau$, $\varepsilon(\tau) = \varepsilon_0 \cos(\omega' \tau - \delta')$ і виключаючи час з цих рівностей, одержимо рівняння

$$\left(\frac{\sigma}{\sigma_0}\right)^2 + \left(\frac{\varepsilon}{\varepsilon_0}\right)^2 = \varepsilon^2 \delta' + \left(\frac{\sigma}{\sigma_0}\right) \cdot \left(\frac{\varepsilon}{\varepsilon_0}\right) \cos \delta'. \quad (2)$$

Вираз (2) є рівнянням еліпса, площа якого дорівнює роботі A_0 , що здійснюється за цикл гармонічних коливань і безповоротно втрачається (дисипується) під час деформації. Тоді функція дисипації W обчислюється як добуток A_0 на число циклів за одиницю часу:

$$W = A_0 \frac{\omega'}{2\pi} = \frac{\varepsilon_0 \sigma_0 \omega'}{2} \sin \delta'. \quad (3)$$

З (3) видно, що дисипативна функція за однакових умов деформації залежить лише від характеристик полімеру, що виражаються значенням δ' .

Змінюючи напруження за гармонічним законом, можна стежити за зміною швидкості деформації $\dot{\varepsilon}$. Остання пов'язана з деформацією таким чином:

$$\dot{\varepsilon} = \frac{d\varepsilon}{d\tau} = \varepsilon_0 i \omega' \exp[i(\omega' \tau - \delta')] = i \omega' \varepsilon. \quad (4)$$

Величина відношення $\frac{\sigma}{\dot{\varepsilon}}$ є комплексною

динамічною в'язкістю η^* . Цю величину можна представити у вигляді дійсного та уявного компонент [18]

$$\eta^* = \eta' - i\eta'', \quad (5)$$

$$\text{де } \eta' = \left(\frac{\sigma_0}{\varepsilon_0 \omega'} \right) \sin \delta', \quad \eta'' = \left(\frac{\sigma_0}{\varepsilon_0 \omega'} \right) \cos \delta'.$$

Ввівши у співвідношення (3) η' , яке, зазвичай, називають просто динамічною в'язкістю, і зробивши перетворення, отримуємо

$$W = \eta' \frac{\varepsilon_0^2 \omega'^2}{2}. \quad (6)$$

Динамічна в'язкість проявляється у системі при деформації, та приріст ефективної в'язкості $\Delta\eta_{ef}$ в умовах накладення на основну течію гармонічного впливу можна віднести за рахунок появи η' . Оскільки амплітудне значення величини деформації ε_0 залишалося в експериментах постійним, можна скористатися скейлінгом і переписати (6) у виді

$$W \approx \Delta\eta_{ef} \cdot \omega'^2. \quad (7)$$

Для експериментальних кривих рис. 3,а за допомогою виразу (7) отримані криві дисипативної функції (рис. 3,б). Аналіз цих кривих показує, що з підвищенням середньої швидкості протікання водного розчину ПЕО крізь отвори в пластинах, тобто зі збільшенням частки макромолекул (через наявність молекулярно-масового розподілу), які зазнали розгортання і мають при цьому більш високий ступінь розгортання, що обумовлює наведення у макромолекул жорсткості [19], дисипація енергії пульсаційної течії зменшується. Порогове значення частоти, починаючи з якого течія стає помітно дисипативною, для менш "гнучких" і витягнутих макромолекул зростає. Зі збільшенням наведеної жорсткості макромолекул вигляд дисипативної кривої має більш виражений екстремальний характер.

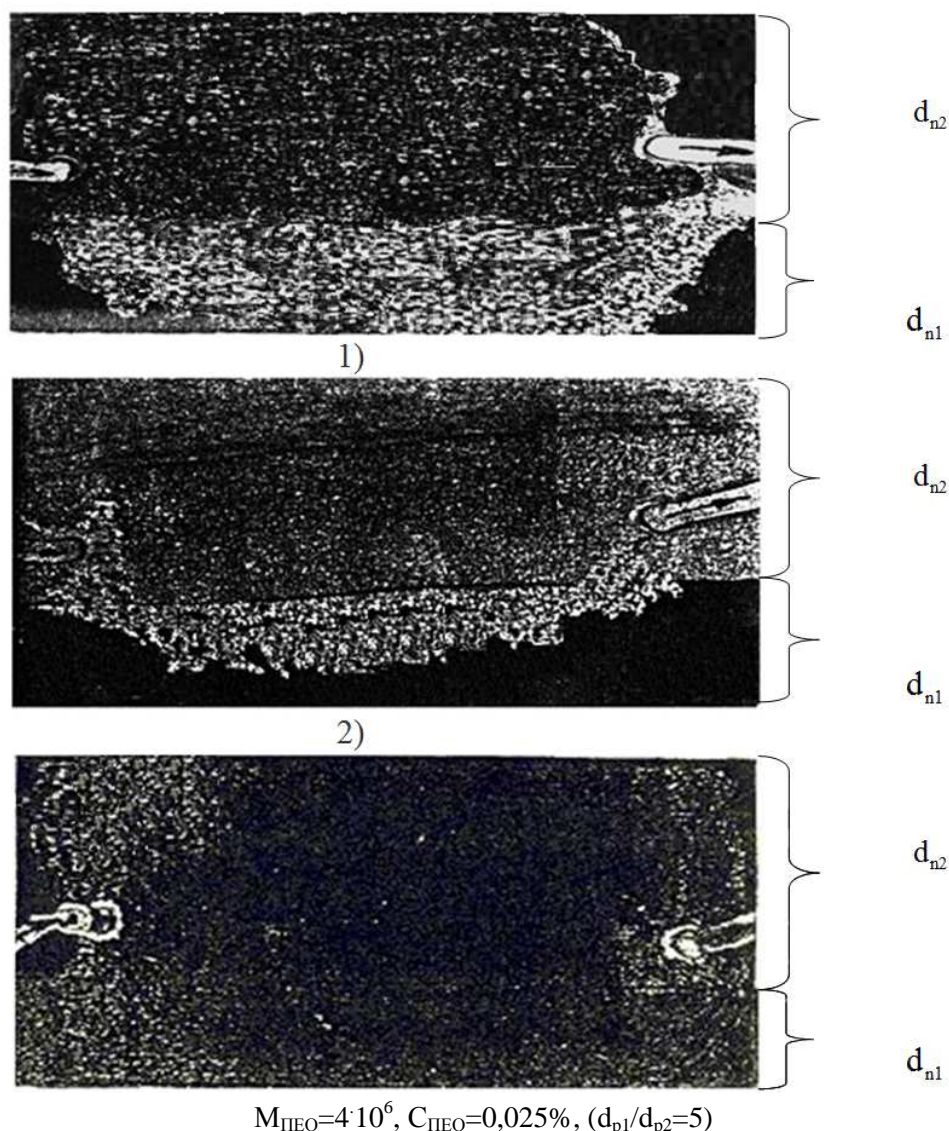
З отриманих даних виходить, що осцилюючий (нестационарний) режим полімерного заводнення нафтового пласт-колектора повинен забезпечувати більш високу, ніж при стаціона-

рному режимі, ступінь заповнення і охоплення пласта, а, значить, більш високий коефіцієнт нафтовіддачі пласта-колектора.

На рис. 4 представлені картини витіснення нафти водним розчином ПЕО з модельного пористого пласта з шаруватою неоднорідністю. В'язкість нафти варіювалася від 10 до 50 мПа·с. Експериментальна установка (рис. 2), яка використовувалася, є шаром кварцового піску, запресованого в герметизований простір між двома скляними пластинками з нагнітальним та зливним патрубками і який заповнений нафтою. Нагнітальний патрубок з'єднували або безпосередньо з мірною ємністю, в яку попередньо заливався водний розчин ПЕО, або через модуль з вібратором. У першому варіанті витіснення нафти з пористого пласта полімерним розчином здійснювалося в стаціонарному режимі, у другому – в осцилюючому. Мірна ємність забезпечена системою для реєстрації витрати розчину полімеру, що нагнітається в модельний нафтовий пласт-колектор. Нагнітання розчину здійснювалося за рахунок створення надлишкового тиску повітря в мірній ємності, яке контролюється манометром. Конструкція експериментальної установки дозволяє візуалізувати процес просування фронту полімерного розчину в пористому пласті і за фотографіями, що характеризують течії, якісно оцінювати ефективність різних режимів нафтовитіснення з модельного нафтового пласт-колектора.

Переходячи від моделі до реальної фільтраційної течії полімерного розчину і виходячи з отриманих результатів, можна стверджувати, що витіснення нафти при осцилюючому нагнітанні в пласт з шаруватою неоднорідністю забезпечує більш високу ступінь заповнення і охоплення нафтового пласта, а, значить, більш високий коефіцієнт нафтовилучення (рис. 4.3), ніж при стаціонарному (рис. 4.1).

Отримані результати добре укладаються в загальну схему саморегулюючих процесів з домінуючими негативними зв'язками. Це характерно для систем, які здатні змінювати свої властивості під дією зовнішніх фізичних впливів, у даному випадку під дією локально виникаючих повздовжніх градієнтів швидкості, тобто розтягуючих течій. Таким чином, результати даної роботи підтверджують молекулярно-надмолекулярний механізм прояву високого ступеня охоплення нафтового пласта при його заповненні розчином полімеру, який полягає у виникненні автоколивального режиму зворотних процесів розгортання макромолекул під дією квазірегулярно виникаючих повздовжніх градієнтів швидкості в нафтовому пласті-



- 1) стаціонарний режим витіснення нафти за надкритичних швидкостей;
 2) стаціонарний режим витіснення нафти за докритичних швидкостей;
 3) надкритичний режим витіснення нафти при коливній (1000 рад/с) дії на потік, що витісняє нафту з модельного пласта-колектора

Рисунок 4 – Фотографії картин полімерного заводнення розчином ПЕО модельного нафтового пласта-колектора з шаруватою неоднорідністю

колекторі та впливі макромолекулярних ланцюгів, що розгортаються як на молекулярному, так і на надмолекулярному рівнях, на структуру фільтраційної течії [10,12]. Тобто в результаті осциляцій деформації макромолекулярних клубків і динамічних надмолекулярних структур [15], що утворюються під дією розтягуючої течії, виникає підвищена дисипація енергії і нелінійність фільтраційної течії. Нелінійність фільтраційної течії забезпечує вирівнювання фронту просування і заповнення нафтових пластів з шаруватою неоднорідністю розчином полімеру, а, отже, і широке охоплення пласта.

Висновки

1. Поставлені досліди підтвердили передбачене, виходячи з теорії прояву ефектів пружних деформацій при течії з розтягом, підвищення коефіцієнта вилучення нафти з пласта-колектора при осцилюючому режимі його заповнення.

2. Отримані дані вносять додаткову ясність в питання про природу механізму “аномального” підвищення нафтовилучення пластів розчинами полімерів. З упевненістю можна стверджувати, що ефекти, які зумовлюють високодисипативний режим при осцилюючому режимі заповнення пласт-колектора, відіграють ва-

жливу роль при вдосконаленні процесу полімерного заводнення.

3. Полімерне заводнення пласт-колектора повинне відбуватися в осцилюючому режимі за появи пружних деформацій, а частота пульсаційного впливу на водополімерну фільтраційну течію повинна відповідати максимуму дисипативної функції (7).

Література

1. Lyadova N. A., Raspopov A. V., Muzhikova L. N. et al. The experience of tertiary recovery methods on Perm Region reservoirs. *Oil Industry*. 2015. No. 7. P. 92–95.

2. Bondarenko A.V., Kudryashova D.A. The application of hydrodynamic modeling for predictive effectiveness assessment of polymer flooding technology on Moskundinskoye field. *Oil Industry*. 2015. No.10. P. 102–105.

3. Tekhnicheskiiy spravochnik dlya raboty s Tempest 6.0 MORE (Technical reference for Tempest 6.0 MORE). M.: Publ. of ROXAR. 2003. No. 45–53.

4. Idahosa P.E.G., Oluyemi G.F., Oyeneyin M.B., Prabhu R. Rate-dependent polymer adsorption in porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2016. Vol. 143. P. 65–71.

5. Demikhova I.I., Likhanova N.V., Hernandez P.J.R. et al. Emulsion flooding for enhanced oil recovery: Filtration model and numerical simulation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2016. Vol. 143. P. 235–244.

6. Al-Hashmi A. R., Luckham P. F., Grattoni C. A. Flow-induced-microgel adsorption of high-molecular weight polyacrylamides. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2013. Vol. 112. P. 1–6.

7. Mohsin M.A., Attia N.F. Inverse emulsion polymerization for the synthesis of high molecular weight polyacrylamide and its application as sand stabilizer. *International Journal of Polymer Science*. 2015. 10 p.

8. Kachurin A., Sattarov R., Ayupova D., Gabdullina A. Improvement of the technology of strata oil recovery enhancement using SoftPusher Polyacrylamide in the fields of LUKOIL – Western Siberia OOO. *Oil Industry*. 2011. No. 8. P. 126–128.

9. Погребняк А. В., Перкун І. В., Погребняк В. Г. Особливості течії розчину полімеру в тріщинувато-пористому колекторі. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. № 3 (68). С. 19–26.

10. Pogrebnyak A., Pogrebnyak V. Hydrocutting of Products. *Ukrainian Journal of Mechanical Engineering and Materials Science*. 2017. Vol. 3. No. 1. P. 1–8.

11. Погребняк В. Г., Волошин В. С. Энергобережения і ефект Томса / за ред. Ю. Ф. Іванюти. Київ: Освіта України, 2017. 440 с.

12. Pogrebnyak A., Kryvenko G, Perkun I., Pogrebnyak V. The Nature of Hydrodynamic Drag Reduction of Oil Flow in Pipelines by Polymer Additions. *Petroleum Science and Engineering*. 2017. Vol. 2. No. 3. P. 79–85.

13. Pogrebnyak V., Kryvenko S. Improvement of Water Fire-Fighting Systems at Oil field Territories. *Petroleum Science and Engineering*. 2017. Vol. 1. No.2. P. 53–57.

14. Pogrebnyak A. V., Perkun I. V., Pogrebnyak V. G. Degradation of Polymer Solutions in a Hydrodynamic Field with a Longitudinal Velocity Gradient. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 2017. Vol. 90. No 5. P. 1219–1224.

15. Pogrebnyak A., Pogrebnyak V. Mechanism of the High Efficiency of the Cutting Products Using Water-jet with Polymer Additions. *Journal of Science and Technology*. Odesa: ONAFT, 2017. Vol. 11. No. 2. P. 73–78

16. Ferry J. D. Viscoelastic properties of polymer. New York: John Wiley & Sons, 1980. 641 p.

17. Mailkin A. Y. Current Status of Polymer Rheology: achievements and problems. *Polymer Sci. Ser. A*. 2009. Vol. 51. No. 1. P. 106–136.

18. Виноградов Г. В., Малкин А. Я. Реология полимеров. М.: Химия, 1977. 438 с.

19. Ельяшевич Г. К., Френкель С. Я. Термодинамика ориентации растворов и расплавов полимеров. *Ориентационные явления в растворах и расплавах полимеров*. М.: Химия, 1980. С. 9–90.

References

1. Lyadova N. A., Raspopov A. V., Muzhikova L. N. et al. The experience of tertiary recovery methods on Perm Region reservoirs. *Oil Industry*. 2015. No. 7. P. 92–95.

2. Bondarenko A.V., Kudryashova D.A. The application of hydrodynamic modeling for predictive effectiveness assessment of polymer flooding technology on Moskundinskoye field. *Oil Industry*. 2015. No.10. P. 102–105.

3. Tekhnicheskiiy spravochnik dlya raboty s Tempest 6.0 MORE (Technical reference for Tempest 6.0 MORE). M.: Publ. of ROXAR. 2003. No. 45–53.

4. Idahosa P.E.G., Oluyemi G.F., Oyenyin M.B., Prabhu R. Rate-dependent polymer adsorption in porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2016. Vol. 143. P. 65–71.
5. Demikhova I.I., Likhanova N.V., Hernandez P.J.R. et al. Emulsion flooding for enhanced oil recovery: Filtration model and numerical simulation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2016. Vol. 143. P. 235–244.
6. Al-Hashmi A. R., Luckham P. F., Grattoni C. A. Flow-induced-microgel adsorption of high-molecular weight polyacrylamides. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2013. Vol. 112. P. 1–6.
7. Mohsin M.A., Attia N.F. Inverse emulsion polymerization for the synthesis of high molecular weight polyacrylamide and its application as sand stabilizer. *International Journal of Polymer Science*. 2015. 10 p.
8. Kachurin A., Sattarov R., Ayupova D., Gabdullina A. Improvement of the technology of strata oil recovery enhancement using SoftPusher Polyacrylamide in the fields of LUKOIL – Western Siberia OOO. *Oil Industry*. 2011. No. 8. P. 126–128.
9. Pogrebnyak A. V., Perkun I. V., Pogrebnyak V. G. Osoblivosti techiyi rozchinu polimeru v trishinuvato-poristomu kolektori. *Rozvidka ta rozrobka naftovih i gazovih rodovish*. 2018. No. 3 (68). P. 19–26.
10. Pogrebnyak A., Pogrebnyak V. Hydrocutting of Products. *Ukrainian Journal of Mechanical Engineering and Materials Science*. 2017. Vol. 3. No. 1. P. 1–8.
11. Pogrebnyak V. G., Voloshyn V. S. Energozberezhennya i efect Thomsa / za red. Yu. F. Ivaniuty. Kyiv: Osvita Ukrainy, 2017. 440 p.
12. Pogrebnyak A., Kryvenko G, Perkun I., Pogrebnyak V. The Nature of Hydrodynamic Drag Reduction of Oil Flow in Pipelines by Polymer Additions. *Petroleum Science and Engineering*. 2017. Vol. 2. No. 3. P. 79–85.
13. Pogrebnyak V., Kryvenko S. Improvement of Water Fire-Fighting Systems at Oil field Territories. *Petroleum Science and Engineering*. 2017. Vol. 1. No.2. P. 53–57.
14. Pogrebnyak A. V., Perkun I. V., Pogrebnyak V. G. Degradation of Polymer Solutions in a Hydrodynamic Field with a Longitudinal Velocity Gradient. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 2017. Vol. 90. No 5. P. 1219–1224.
15. Pogrebnyak A., Pogrebnyak V. Mechanism of the High Efficiency of the Cutting Products Using Water-jet with Polymer Additions. *Journal of Science and Technology*. Odesa: ONAFT, 2017. Vol. 11. No. 2. P. 73–78
16. Ferry J. D. Viscoelastic properties of polymer. New York: John Wiley & Sons, 1980. 641 p.
17. Mailkin A. Y. Current Status of Polymer Rheology: achievements and problems. *Polymer Sci. Ser. A*. 2009. Vol. 51. No. 1. P. 106–136.
18. Vinogradov G. V., Malkin A. Ya. Reologiya polimerov. M.: Himiya, 1977. 438 p.
19. Elyashevich G. K., Frenkel S. Ya. Termodinamika orientacii rastvorov i rasplavov polimerov. *Orientacionnye yavleniya v rastvorah i rasplavah polimerov*. M.: Himiya. 1980. P. 9–90.

ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВЕ МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМИ «СВЕРДЛОВИНА-ПЛАСТ» ДЛЯ НИЗЬКОПРОНИКНИХ КОЛЕКТОРІВ

О. Є. Лозинський, В. О. Лозинський

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, Карпатська 15,
e-mail: oeloz@iifn.org.ua

Метою дослідження є розроблення алгоритму та комп'ютерної програми для оцінки доцільності освоєння малодобітних свердловин. Методом досліджень є гідродинамічне моделювання системи «свердловина–пласт» шляхом вивчення поведінки нафтонасичених пластів з низькою проникністю при створенні зростаючих репресій. Проаналізовано геологічні фактори, які обмежують продуктивність нафтової свердловини. Спрогнозовано ступінь зменшення негативного впливу цих факторів на приплив нафти до вибою свердловини. Оцінено можливість створення додаткових каналів фільтрації у привибійній зоні свердловин та підвищення гідропровідності розкритих пластів у межах максимально можливої зони дренажування. Запропоновано спосіб дослідження малодобітних свердловин шляхом багаторазового нагнітання у пласти рідини з поетапним підвищенням тиску нагнітання і репресії на пласт. Для моделювання падіння вибійного тиску в багатоцикловому дослідженні побудовано алгоритм на основі рівняння, яке пов'язує тиск на певний момент часу після закриття свердловини для реєстрації кривої падіння тиску з інтегрованим показником. Цей показник враховує об'єм нагнітання рідини в пласти перед закриттям свердловини, загальну тривалість нагнітання рідини в пласти, тривалість часу від початку нагнітання рідини в пласти до його припинення та коефіцієнт гідропровідності пласта в кожному циклі дослідження. Створені алгоритм і комп'ютерна технологія забезпечують накопичення, зберігання, оброблення і відтворення об'єктивної геолого-промислової інформації. Це дасть змогу прийняти обґрунтоване рішення про проведення заходів зі збільшення припливу продукції до свердловин. Кінцевим результатом цих заходів стане переведення позабалансових запасів у зонах дренажування свердловин у балансові та збільшення загального видобутку нафти на родовищі.

Ключові слова: алгоритм, вибійний тиск, геолого-промислова інформація, нафтоносний пласт, непромисловий приплив, пластовий тиск, позабалансові запаси, продуктивність свердловини, проникність, репресія, фільтрація.

Целью исследований является разработка алгоритма и компьютерной программы для оценки целесообразности освоения малодобитных скважин. Метод исследований – гидродинамическое моделирование системы «скважина–пласт» путем изучения поведения низкопроницаемых нефтенасыщенных пластов при создании нарастающих репрессий. Проанализированы геологические факторы, ограничивающие продуктивность нефтяной скважины. Спрогнозирована степень уменьшения негативного влияния этих факторов на приток нефти к забою скважины. Оценена возможность создания дополнительных каналов фильтрации в призабойной зоне скважины и повышения гидропроводности вскрытых пластов в пределах максимально возможной зоны дренажирования. Предложен способ исследования малодобитных скважин с многократной закачкой жидкости в пласт и поэтапным повышением давления нагнетания и репрессии на пласт. Для моделирования падения забойного давления в многоцикловом исследовании построен алгоритм на основе уравнения, связывающего давление на определенном момент времени после закрытия скважины для регистрации кривой падения давления с интегрированным показателем. Этот показатель учитывает объем нагнетания жидкости в пласты перед закрытием скважины, общую длительность нагнетания жидкости в пласты, длительность времени от начала нагнетания жидкости в пласты к моменту времени после прекращения нагнетания и коэффициент гидропроводности пласта в каждом цикле исследования. Созданные алгоритм и компьютерная технология обеспечивают накопление, хранение, обработку и воспроизведение объективной геолого-промышленной информации. Это даст возможность принять обоснованное решение о проведении мероприятий по увеличению притока продукции к скважинам. Конечным результатом этих мероприятий станет перевод забалансовых запасов в зонах дренажирования скважин в балансовые и увеличение общей добычи нефти на месторождении.

Ключевые слова: алгоритм, геолого-промышленная информация, забалансовые запасы, забойное давление, непромышленный приток, нефтеносный пласт, пластовое давление, продуктивность скважины, проницаемость, репрессия, фильтрация.

The aim of the research is the creation of an algorithm and a computer program to study the feasibility of poor wells developing. The research method is hydrodynamic simulation of the “well – formation” system by studying the behavior of low-permeable oil-filled reservoirs in the process of creating rising overburdens on the formation (abnormal formation pressures). Geological factors limiting the productivity of an oil well are analyzed. The degree of the decrease of the negative effect of these factors on oil influx to the bottomhole is predicted. The authors have studied the possibility of creating supplementary filtering channels in the bottomhole zone and the possibility of increasing hydroconductivity of the exposed reservoirs within the maximum possible drainage area. The authors also suggest the method to study poor wells using multiple injection of fluid into the reservoir and a gradual increase of the injection pressure and the overburden on the formation. In order to simulate the bottomhole pressure drop in a multi-cycle study, the authors make an algorithm based on an equation linking the pressure at a certain time point after the well shut-in to record the pressure decline curve with an integrated indicator. This indicator takes into account the volume of injection of fluid into the reservoirs before the well shut-in, the total duration of the injection of fluid into the reservoirs, the duration of time from the beginning of the injection of fluid into the reservoirs till the end of the process and the coefficient of the reservoir conductivity at each research cycle. The developed algorithm and computer technology provide the accumulation, storage, processing and reproduction of objective geological-field information. This will give a possibility to make a grounded decision about taking measures to increase the influx of production to the wells. The final result of these measures will be the transfer of out-balance reserves in the drainage areas of the wells to balance reserves and an increase in the total oil production at the field.

Keywords: algorithm, bottomhole pressure, geological-field information, oil reservoir, noncommercial flow, out-balance reserves, well efficiency, permeability, overburden on formation, filtering.

Значна кількість нафтових родовищ України містить позабалансові запаси нафти в низькопроникних пластах. Використання цих запасів є економічно недоцільними, оскільки видобувні свердловини, які дренують ці запаси, є малодобітними та з цієї причини — законсервованими [1]. Тому актуальним стає пошук способів для переведення таких позабалансових запасів у групу балансових.

Вирішення цієї проблеми автори вбачають у залученні законсервованих на родовищі свердловин до процесу вилучення нафти з пласта. Для переведення таких свердловин у роботу необхідно детально вивчити геолого-гідродинамічну систему «свердловина–пласт». Проблема дослідження цього геологічного середовища в низькопроникних пластах гідродинамічними методами частково розкрита в праці [2]. Однак її автори розглядають реальні пласти, неоднорідні за колекторними властивостями, як однорідні в межах всієї зони дренування. Такий підхід звужує можливості для дослідження привибійної та віддаленої від вибою зон пласта.

Автори роботи [3] створили графоаналітичні методики, у яких врахували неоднорідність пластів у зоні дренування свердловиною. Проте ці методики виявилися дуже трудомісткими та досі не забезпечені доступними для геологів-промисловиків програмними засобами. Тому вони не увійшли у повсякденну практику дослідження та освоєння нафтоносних пластів.

Автори статті поставили перед собою завдання створити алгоритм та доступну для кінцевих користувачів сучасну комп'ютерну програму, спрямовану на вирішення таких питань:

1) з'ясування геологічних факторів, які обмежують приплив нафти до законсервованих

свердловин, що дренують позабалансові запаси в нафтоносних низькопроникних пластах;

2) встановлення можливості досягти промислового припливу нафти з пластів.

Для оцінки перспектив підвищення продуктивності нафтонасичених пластів з непромисловим припливом продукції до свердловини необхідно:

1. Встановити геологічні фактори, що обмежують продуктивність свердловин, та очікуваний ступінь зменшення негативного впливу цих факторів на об'єм припливу.

2. Оцінити доцільність створення додаткових каналів фільтрації у привибійній зоні свердловин та підвищення гідропровідності розкритих пластів у межах максимально можливої зони навколо свердловин.

На теперішній час найінформативнішим є дослідження свердловин методом відновлення тиску. Його проводять для визначення таких параметрів:

- пластового тиску;
- гідропровідності, проникності та п'єзопровідності пластів, які віддають продукцію на момент дослідження свердловини;
- стану привибійної зони;
- особливостей геологічної будови пластів, розкритих свердловиною;
- співвідношення між поточною продуктивністю свердловини та її загальною продуктивністю.

Дослідження методом відновлення тиску передбачає реєстрацію динаміки вибійного, буферного і затрубного тисків у свердловині, закритій після досягнення усталеного режиму відбору продукції або після відбору продукції на неусталеному режимі протягом деякого періоду часу.

Технологія дослідження свердловин методом відновлення тиску складається з таких послідовних операцій:

- вимірювання дебіту та вибірного тиску перед закриттям свердловини;

- заміряння пластового тиску й температури після стабілізації вибірного тиску та його незмінності протягом 24 годин;

- відбирання та дослідження глибинних проб нафтогазової суміші з визначенням параметрів (тиск насичення, газовміст, об'ємний коефіцієнт, в'язкість, коефіцієнт стисливості) в пластових умовах.

Інформація про фільтраційні характеристики привибірної зони свердловини і розкритих нею пластів та особливості їхнього залягання й поширення в зоні впливу свердловини забезпечується кривими відновлення тиску. Для отримання якісної та надійної інформації на основі кривих відновлення тиску необхідно створення певних умов і дотримання ряду вимог до реєстрації кривих відновлення тиску, серед яких основними є:

- стабільність режиму відбирання продукції перед закриттям свердловини;

- відбирання продукції перед закриттям свердловини при вибірому тиску, більшому або близькому до величини тиску насичення нафти газом, з метою зменшення впливу наявності вільного газу в продукції свердловини на процес відновлення тиску;

- попластове випробування в процесі буріння з інтервалом в межах 5–25 м (залежно від товщини пласта чи пачки пластів) за трициклічною технологією з додержанням оптимальних співвідношень між тривалістю циклів.

За технологічними особливостями дослідження свердловин розрізняють діаграми відновлення тиску двох видів:

- відновлення тиску у свердловині, закритій після короткочасного відбирання продукції на неусталеному режимі фільтрації;

- відновлення тиску у свердловині, закритій після відбирання продукції на усталеному режимі фільтрації.

Якщо у першому випадку діаграма відновлення тиску містить інформацію про характеристики пластів у обмеженій навколо свердловини зоні фільтрації, то в другому випадку інформація про характер і темп відновлення тиску після закриття свердловини дає змогу визначити наявність та характер змін у фільтраційних параметрах пластів і виявляти особливості їхнього залягання й поширення в зоні впливу свердловини під час відбирання продукції. Повторні дослідження методом відновлення тиску

дають можливість оцінити зміни параметрів пластів у процесі відбирання продукції та визначити особливості режиму роботи покладу.

Під час випробування пластів у процесі буріння фіксують наявність і об'єм припливу до свердловини флюїдів протягом нетривалого проміжку часу після створення депресії, потім перебивають канал припливу на вибої і реєструють відновлення тиску, яке відбувається за рахунок пластової енергії.

Для інтерпретації графіків відновлення тиску у свердловині після короткочасного припливу рідини пропонуємо скористатися модифікованим рівнянням Хорнера [2]

$$p_t = p_{nl} - \frac{300}{\varepsilon} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta T} \cdot b \cdot \lg\left(\frac{T}{t}\right), \quad (1)$$

де p_t – поточний вибірий тиск (МПа) на момент часу t (хв.) після закриття свердловини;

T – поточна тривалість (хв.) від пуску свердловини в роботу чи з моменту створення депресії для виклику припливу на даний час t після закриття свердловини;

ΔV – об'єм припливу чи відбирання продукції перед закриттям свердловини, м³;

ΔT – тривалість відбирання продукції чи стояння на припливі перед закриттям свердловини, хв.

У разі випробування пластів за багатоциклічною технологією з послідовною реєстрацією двох і більше кривих відновлення тиску підхід до аналізу кожного графіка залежить від повноти відновлення тиску за час реєстрації до величини пластового тиску:

- за умови повного відновлення до пластового чи наближення до його величини слід використати залежність (1);

- за відсутності відновлення чи наближення до величини пластового тиску рівняння для обробки кожного графіка відновлення набуває такого вигляду:

$$p_t = p_{nl} - \frac{300 \Delta V_n}{\varepsilon \Delta T_n} \cdot b \cdot \sum_1^n \lg\left(\frac{T_n}{t_n}\right), \quad (2)$$

де n – порядковий номер циклу випробування;

ΔV_n – об'єм припливу чи відбору продукції, м³, за час роботи свердловини за проміжок часу ΔT_n , хв., перед закриттям для відновлення тиску в кожному циклі;

T_n – тривалість часу (хв.) від початку відбору продукції чи стояння на припливі для кожного циклу, з перервами включно, на момент часу t після закриття свердловини для реєстрації цього графіка відновлення тиску;

t_n – тривалість часу (хв.) з моменту закриття свердловини для реєстрації кожного графіка

відновлення тиску на момент часу t для даного графіка.

За відсутності інформації про величину припливу чи об'єм відбору продукції окремо перед кожним закриттям свердловини використовують загальний об'єм $\Sigma\Delta V$, отриманий за попередні періоди протягом сумарного часу припливу чи відбору $\Sigma\Delta T$. В цьому випадку рівняння для обробки кожного графіка набуває такого вигляду:

$$P_t = P_{nl} - \frac{300}{\varepsilon} \cdot \frac{\Sigma\Delta V}{\Sigma\Delta T} \cdot b \cdot \sum_1^n \lg\left(\frac{T_n}{t_n}\right). \quad (3)$$

Рівняння (1), (2) і (3) виражають залежність втрат тиску на шляху припливу продукції з пластів у свердловину для подолання фільтраційних опорів. Величина втрат тиску прямо пропорційна інтенсивності відбору чи припливу (V/T ; $\Delta V/\Delta T$; $\Sigma\Delta V/\Sigma\Delta T$) і обернено пропорційна гідропровідності пластів ε , тому зміна гідропровідності на шляху фільтрації за умови постійної величини припливу (відбору) визначатиметься зміною темпу відновлення тиску. Аналіз зміни інтенсивності відновлення тиску шляхом побудови графіка залежності $p_i = \varphi(\lg(Tt))$ або $p_i = \varphi(\Sigma\lg(T_n/t_n))$ допомагає визначити фільтраційні параметри охоплених фільтрацією пластів та виявити особливості їхнього залягання й поширення. Виявлено, що під час випробування розкритих свердловинами пластів найчастіше трапляються такі види графіків залежності:

- з однією прямолінійною ділянкою, що є ознакою постійної гідропровідності охоплених фільтрацією пластів у зоні впливу свердловини;
- з двома прямолінійними ділянками, причому права нахилена під більшим кутом, ніж ліва, що свідчить про вищий фільтраційний опір пласта у ближній до свердловини зони та знижену гідропровідність пластів у привибійній зоні;

- з двома прямолінійними ділянками, причому ліва нахилена під більшим кутом, ніж права, що свідчить про вищий фільтраційний опір пласта та знижену гідропровідність у віддаленій від вибою зоні;

- з однією криволінійною (гіперболоподібною) ділянкою, орієнтованою опуклістю до нуля, що свідчить про поступове зростання фільтраційного опору з віддаленням від свердловини (відповідно гідропровідність пластів зменшується до граничних значень, при яких фільтрація є неможливою).

Залежно від виду фактичного графіка відновлення тиску до того чи іншого варіанту та використовуючи наявну інформацію щодо

об'ємів припливу чи відбору продукції перед закриттям свердловини, визначають фільтраційні параметри і потенційну продуктивність пластів, охоплених фільтрацією.

У випадку незмінної гідропровідності пластів на шляху припливу продукції до свердловини залежність (3) зберігатиме прямолінійний характер протягом усього часу дослідження за таких умов:

- приплив продукції у свердловину припиняється в момент її закриття;
- свердловина розміщена в центрі кругової зони фільтрації з постійним тиском на контурі живлення;
- відсутні додаткові опори у привибійній зоні (повне і якісне розкриття пластів).

Для реальних графіків відновлення тиску за наявності в зоні фільтрації пластів незмінної гідропровідності залежність втрачає прямолінійний характер на початковій і кінцевій стадіях з таких причин:

- приплив у свердловину після її закриття припиняється не відразу, а через деякий час t_{II} ;
- різноманітність пластових умов на межі зони фільтрації.

Розглянуті вище методичні особливості аналізу кривих відновлення тиску дають змогу на основі відповідних промислових вимірів, зроблених після закінчення буріння, визначати фільтраційні та продуктивні характеристики розкритих пластів і встановлювати моделі їхнього залягання й поширення в зоні впливу свердловини.

Основними геологічними факторами, які зумовлюють обмеження об'єму припливу продукції під час освоєння нафтових свердловин, є:

- а) низька проникність колекторів;
- б) наявність літологічних і тектонічних екранів;
- в) висока в'язкість нафти в пластових умовах;
- г) підвищені фільтраційні опори у привибійній зоні свердловини через неякісне розкриття пластів (так званий скін-ефект).

Нижче наведено опис геологічних ситуацій у нафтонасичених пластах, які під час освоєння дають непромисловий приплив у свердловинах.

Геологічна ситуація № 1: пласти незначної проникності; наявний скін-ефект. Геологічні фактори обмеження припливу: низька проникність колекторів; додаткові втрати депресії у привибійній зоні. Фактори сприяння збільшенню припливу — ліквідація скін-ефекту та створення додаткових каналів фільтрації у привибійній зоні. Наші рекомендації: обробка приви-

бійної зони; дослідження на предмет створення додаткових каналів для припливу.

Геологічна ситуація № 2: пласти незначної гідропровідності; скін-ефект відсутній. Геологічний фактор обмеження припливу: низька проникність колекторів. Фактор сприяння збільшенню припливу — створення додаткових каналів для фільтрації нафти. Наші рекомендації: дослідження на предмет створення додаткових каналів для припливу.

Геологічна ситуація № 3: пласти низької проникності; зона припливу обмежена непроникним контуром. Геологічні фактори обмеження припливу: низька проникність колекторів; обмежені розміри зони фільтрації. Фактор сприяння збільшенню припливу немає.

Геологічна ситуація № 4: пласти промислової проникності; зона припливу обмежена непроникним контуром; наявний скін-ефект. Геологічні фактори обмеження припливу: додаткові втрати депресії у привибійній зоні, обмежені розміри зони дренажування. Фактором сприяння збільшенню припливу є ліквідація скін-ефекту. Наші рекомендації: обробка привибійної зони; періодичне відбирання продукції у свердловині в режимі відбирання–накопичення.

Геологічна ситуація № 5: пласти низької проникності; наявні екранувальні тектонічні порушення. Геологічні фактори обмеження припливу: низька проникність колекторів. Фактор сприяння збільшенню припливу немає.

Геологічна ситуація № 6: пласти промислової проникності, наявні екранувальні порушення і скін-ефект. Геологічні фактори обмеження припливу: додаткові фільтраційні опори у привибійній зоні та екранувальні порушення. Фактором сприяння збільшенню припливу є ліквідація скін-ефекту. Наші рекомендації: обробка привибійної зони.

Геологічна ситуація № 7: свердловина розкрила пласт в обмеженій за розміром зоні погіршеної гідропровідності. Геологічні фактори обмеження припливу: низька проникність пластів у обмеженій навколо свердловини зоні фільтрації. Фактор сприяння збільшенню припливу – створення додаткових каналів фільтрації у зоні зниженої проникності. Наші рекомендації: дослідження на предмет створення додаткових каналів для припливу.

Отже, для більшості варіантів розкриття пластів, які дають непромисловий приплив нафти до свердловини, перспективи підвищення продуктивності пов'язані зі створенням додаткових фільтраційних каналів у зоні дренажування свердловини.

Дуже ефективним у цьому плані є спосіб гідророзриву пласта.

Для оцінки перспективності підвищення продуктивності свердловин з непромисловим припливом нафти за рахунок створення додаткових каналів припливу з пластів у свердловині необхідно провести дослідні роботи для одержання інформації про:

а) технологічну можливість гідророзриву пластів, залежно від допустимої для конкретної свердловини величини тиску нагнітання рідини;

б) наявність і величину змін у гідропровідності пластів і привибійної зони при різних значеннях тиску нагнітання;

в) очікуване збільшення продуктивності свердловини за умови збереження каналів фільтрації, утворених при нагнітанні в пласти рідини [4].

Цю інформацію реально добути при дослідженні свердловини шляхом нагнітання рідини в пласт і підвищення тиску нагнітання на вибої свердловини до максимально можливого. Дослідження може здійснюватися в декілька етапів, на кожному з яких виконують цикл нагнітання рідини, яке супроводжується зростанням тиску на вибої, та паузи в нагнітанні, яка спричиняє падіння вибійного тиску. Криві падіння тиску після припинення нагнітання є основою для подальшого аналізу.

Падіння вибійного тиску в k -цикловому дослідженні пропонуємо описувати рівнянням:

$$p_m - p_l = iX_n, \quad (4)$$

де n – номер циклу дослідження, $n=1, \dots, k$;

p_m – тиск на момент часу Δt_n після закриття свердловини для реєстрації n -ої кривої падіння тиску, МПа;

$$i = 300/\varepsilon_n;$$

$$X_n = \sum_{i=1}^n \left[\frac{V_{Ti}}{T_i} \lg \left(\frac{\Delta T_i}{\Delta t_i} \right) \right] - \text{інтегрований ку-}$$

мулятивний параметр об'єму і часу;

V_T – об'єм нагнітання рідини в пласти перед закриттям свердловини, м³;

T – тривалість нагнітання рідини в пласт, хв.;

ΔT – тривалість часу від початку нагнітання рідини в пласт до моменту часу Δt після припинення нагнітання, хв.;

ε_n – коефіцієнт гідропровідності пласта в n -му циклі дослідження, мкм²·см/(МПа·с).

Розглянемо чотири моделі поведінки системи «свердловина–пласт» під час дії на пласти зростаючими репресіями у три цикли. Кожна модель характеризується набором трьох кривих

падіння тиску 1, 2 і 3, які відповідають трьом циклам нагнітання за проміжки часу T_1 , T_2 , T_3 при тисках нагнітання p_1 , p_2 , p_3 ($p_3 > p_2 > p_1$).

Модель перша. У разі збільшення тиску нагнітання підвищується гідропровідність пластів у ближній до свердловини зоні радіусом r .

Модель друга. Характер залежності $p(t) = f(X_t)$ після другого та третього режимів нагнітання рідини в пласти свідчить про підвищення гідропровідності пластів як у ближній, так у віддаленій зонах фільтрації. За такої умови максимальне підвищення досягається при тиску нагнітання p_3 . Збільшення гідропровідності у віддаленій зоні є ознакою приєднання до процесу фільтрації тієї частини порових каналів, які не були охоплені фільтрацією на попередніх режимах нагнітання, а підвищення гідропровідності у ближній зоні свідчить про створення додаткових каналів фільтрації при збільшенні тиску нагнітання.

Модель третя. У разі зростаючих значень тиску нагнітання рідини в пласти збільшення гідропровідності відбувається як у ближній, так і у віддаленій зонах впливу свердловини, що є ознакою освоєння зони, яка не була охоплена процесом фільтрації.

Модель четверта. Графіки падіння тиску $p(t) = f(X_t)$ в кожному циклі випробування свердловини близькі між собою, що є ознакою відсутності істотних змін у гідропровідності. Такий характер змін свідчить про відсутність перспектив створення додаткових каналів фільтрації в пластах шляхом дії на них репресіями в межах досягнутих значень.

Автори розробили для дослідження свердловин спеціалізований програмний комплекс Repro. Основні можливості, які надає програма:

— аналіз різних геологічних моделей нафтоносних пластів, розкритих свердловиною, та вибір моделі, яка є найбільш відповідною до фактичних промислових даних;

— виявлення можливості стійкого поліпшення фільтраційної здатності пластів при дії на них різними перепадами тиску;

— встановлення можливості та ступеня збільшення припливу в разі збільшення фільтраційної здатності низькопроникних пластів.

Створений програмний продукт містить три функціональні блоки — вступний, блок роботи з даними та блок роботи з довідниками. Вступний блок демонструє початковий екран Welcome та контролює доступ до функцій програми.

Блок роботи з даними містить такі процедури:

1) вибір родовища та свердловини з випадених меню, утворених за допомогою записів довідника;

2) введення дати випробування свердловини;

3) введення або перегляд таблиць із результатами випробувань на певну дату досліджень;

4) вибір методу досліджень (відновлення чи падіння тиску);

5) вибір користувачем геологічної моделі пластів за діаграмою відновлення (падіння) тиску;

6) розрахунок фільтраційних параметрів пластів відповідно до вибраної моделі;

7) виведення висновку про перспективи збільшення припливу продукції у свердловину.

Блок роботи з довідниками призначений для формування довідників родовищ і свердловин.

Перевагою програми є інтерактивний, орієнтований на користувача режим роботи, тобто програма не сама вибирає геологічну модель, найближчу до фактичних даних. Це може зробити дослідник шляхом візуального порівняння фактичних та модельних діаграм. Такий підхід дає змогу уникнути складних і тривалих розрахунків для великих масивів даних і зекономити час досліджень не на шкоду результативності.

Висновки

Авторська комп'ютерна технологія може забезпечити накопичення, зберігання, оброблення і відтворення об'єктивної геолого-промислової інформації та прийняття обґрунтованого рішення про проведення заходів зі збільшення продуктивності нафтових свердловин, а в результаті — переведення позабалансових запасів у зонах дренавання свердловин у балансові і збільшення загального видобутку нафти на родовищі.

Література

1. Рудько Г.І., Ляху М.В., Ловинюков В.І., Багнюк М.М., Григіль В.Г. Підрахунок запасів нафти і газу. Київ–Чернівці: Букрек, 2016. 592 с.
2. Голуб О.Г., Приходченко О.Ю., Дворецький Р.Б. Особливості дослідження на нестационарних режимах фільтрації свердловин, що розкрили поклади ущільнених колекторів. *Збірник наукових праць УкрДГПІ*. № 2/2015. Львів, 2015. С. 93–99.

3. Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Ильясов А.М., Махота Н.А., Нуриев А.Х., Назаргалин Э.Р., Пестриков А.В., Сергейчев А.В. Анализ кривых падения давления после нагнетательных тестов при гидроразрыве пласта. *Нефтяное хозяйство*. 2016. № 11. С. 41–45.

4. Клюкин С.С., Резяпов Р.И. Современные методы оценки эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины. *Нефтегазовое дело*. 2014. № 6. С. 378–391.

References

1. Rudko G.I., Liakhu M.V., Lovyniukov V.I., Bahniuk M.M., Hryhil V.H. *Calculation of oil and gas reserves*. Kyiv–Chernivtsi, Bukrek. 2016. 592 p.

2. Holub O.H., Pryhodchenko O.Y., Dvoret-skyi R.B. Distinctive features of well transient test analysis in tight reservoirs. *UkrSGPI Scientific Works*. 2015. Vol. 2. Lviv. P. 93–99.

3. Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., Ilyasov A.M., Makhota N.A., Nuriev A.Kh., Nazargalin E.R., Pestrikov A.V., Sergeychev A.V. Pressure fall-off analysis after test injections during hydraulic fracturing. *Petroleum Industry*. 2016. Vol. 11. P. 41–45.

4. Klyukin S.S., Rezyapov R.I. Modern efficiency estimations methods for different types of impacts on well bottom-hole zone. *Oil and Gas Business*. 2014. Vol. 6. P. 378–391.

ДОСЛІДЖЕННЯ ВЗАЄМОДІЇ РІЗНИХ КОМПОНОВОК НИЗУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ З ВИБОЄМ ТА СТІНКОЮ СВЕРДЛОВИНИ

Я. М. Кочкодан, А. І. Васько

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, Карпатська 15, тел. (0342) 727137
e-mail: drill@nimg.edu.ua

Наведено основні фактори, які впливають на викривлення при бурінні вертикальних свердловин. Проведено аналітичні дослідження впливу навантаження на долото та сили взаємодії бурильної колони зі стінкою свердловини при застосуванні однорозмірної компоновки низу бурильної колони зі стінкою свердловини, яка знаходиться у похилому стовбурі свердловини при бурінні в ізотропних породах, коли напрям буріння збігається з напрямом сили, що діє на долото. Складені диференціальні рівняння пружної осі бурильної колони та отримані в результаті розв'язання безрозмірні залежності між технологічними параметрами. Отримані графічні залежності відстані від долота до точки дотику бурильної колони зі стінкою свердловини та нормальної складової реакції вибою на долото та зазору між колоною і стінкою свердловини. Отримано залежність для визначення бурового індексу анізотропії у похило залеглих пластах. Встановлено взаємозв'язок між буровим індексом анізотропії, зенітним кутом, кутом нахилу пластів, компоновкою низу бурильної колони, геометричними розмірами свердловини та осьовим навантаженням на долото. Проведено аналітичні дослідження впливу навантаження на долото та сили взаємодії бурильної колони зі стінкою свердловини при встановленні в компоновку низу бурильної колони центратора. Отримані диференціальні рівняння пружної осі бурильної колони за наявності в компоновці низу центратора. Встановлено, що зі збільшенням осьового навантаження на долото та зазору між обважненими бурильними трубами і стінкою свердловини, відстані від долота до точки дотику зі стінкою свердловини зменшується, а зі збільшенням зенітного кута та зазору сила тиску колони на стінки зростає. Встановлено, що буровий індекс анізотропії зменшує відстань від долота до точки дотику як в гладкій КНБК, так і у компоновці низу бурильної колони з центратором. Наявність центратора у компоновці низу бурильної колони збільшує відстань від долота до точки дотику колони зі стінкою свердловини, що дозволяє збільшити навантаження на долото без небезпеки зростання зенітного кута.

Ключові слова: буровий індекс анізотропії, гірська порода, зенітний кут, навантаження на долото, стінка свердловини, компоновка низу бурильної колони, центратор, кут нахилу пласта.

Приведены основные факторы, влияющие на искривление при бурении вертикальных скважин. Проведены аналитические исследования влияния нагрузки на долото и силы взаимодействия бурильной колонны со стенкой скважины при применении одноразмерных компоновки низа бурильной колонны со стенкой скважины, которая находится в наклонном стволе скважины при бурении в изотропных породах, когда направление бурения совпадает с направлением силы, действующей на долото. Составленные дифференциальные уравнения упругой оси бурильной колонны и в результате решения получены безразмерные зависимости между технологическими параметрами. Получены графические зависимости расстояния от долота до точки соприкосновения бурильной колонны со стенкой скважины и нормальной составляющей реакции забоя на долото и зазора между колонной и стенкой скважины. Получена зависимость для определения бурового индекса анизотропии в наклонно залегающих пластах. Установлена взаимосвязь между буровым индексом анизотропии, зенитным углом, углом наклона пластов, компоновкой низа бурильной колонны, геометрическими размерами скважины и осевой нагрузкой на долото. Проведены аналитические исследования влияния нагрузок на долото и силы взаимодействия бурильной колонны со стенкой скважины при установке в компоновку низа бурильной колонны центратора. Получены дифференциальные уравнения упругой оси бурильной колонны при наличии в компоновке низа центратора. Установлено, что с увеличением осевой нагрузки на долото и зазора между утяжеленными бурильными трубами и стенкой скважины, расстояние от долота до точки соприкосновения со стенкой скважины уменьшается, а с увеличением зенитного угла и зазора сила давления колонны на стенки возрастает. Установлено, что буровой индекс анизотропии уменьшает расстояние от долота до точки соприкосновения как в гладкой КНБК, так и в компоновке низа бурильной колонны с центратором. Наличие центратора в компоновке низа бурильной колонны увеличивает расстояние от долота до точки соприкосновения колонны со стенкой скважины, позволяет увеличить нагрузку на долото без опасности возрастания зенитного угла.

Ключевые слова: буровой индекс анизотропии, горная порода, зенитный угол, нагрузка на долото, стенка скважины, компоновка низа бурильной колонны, центратор, угол наклона пласта.

The article presents the main factors affecting the buckling when drilling vertical wells. The authors study analytically the effect of the weight on the bit and the force of the interaction of a drill string with a borehole wall using a uniform-sized arrangement of the bottom-hole assembly and the borehole wall which is located in a deviated well-bore when drilling in isotropic rocks in case the drilling direction coincides with the direction of the force acting on the bit. Differential equations of the elastic axis of the drill string are worked out. The solutions of these equations have given nondimensional dependences between the technological parameters. The authors have obtained the graphical dependences of the distance from the bit to the “drill string - borehole wall” contact point and the normal reaction of the bottom to the bit and the “drill string - borehole wall” clearance. The dependence for identifying the drilling anisotropy index in oblique beds is obtained. An interrelation between the anisotropy drilling index, the zenith angle, the bedding angle, the bottom-hole assembly, the borehole dimensions and the axial weight on the bit has been established. The authors have studied analytically the effect of the weight on the bit and the force of the “drill string - borehole wall” interaction, when installing the centralizer in the bottom-hole assembly. The differential equations of the elastic axis of the drill string with the centralizer in the bottom-hole assembly are obtained. It is established that with the increase in the axial weight on the bit and the “drill collars - borehole wall” clearance, the distance from the bit to the contact point of the borehole wall decreases; whereas with the increase of the deviation angle and the clearance, the pressure force of the column on the walls increases. It has also been established that the anisotropy drilling index reduces the distance from the bit to the point contact both in a slick BHA and in the bottom hole assembly with the centralizer. The presence of a centralizer in the bottom hole assembly increases the distance from the bit to the contact point between the string and the borehole wall, makes it possible to increase the weight on the bit without the risk of increasing a deviation angle.

Key words: index of drilling anisotropy, rock, deviation angle, weight on the bit, borehole wall, bottom hole assembly, centralizer, bedding angle.

Вступ. Сучасний стан техніки і технології буріння свердловин дозволяє споруджувати свердловини найрізноманітнішого призначення, різних конструкцій ствола та його орієнтування у гірничому масиві. При бурінні нафтових і газових свердловин будь-яким способом у тій чи іншій мірі має місце довільне викривлення ствола свердловини. Буріння викривленої свердловини пов'язане з багатьма труднощами, і тому своєчасне вживання заходів із запобігання викривленню має важливе значення для ефективності бурових робіт. При одному і тому ж способі буріння, але у різних геолого-технічних умовах закономірності викривлення проявляються по-різному. Свердловини можуть виполоджуватись, викручуватись, відхилитися вправо або вліво. Проте, в одних випадках, переважає один напрямок, а в інших – інший. Суттєво відрізняється і не відповідає проектним завданням інтенсивність викривлення для одних і тих же способів буріння. Вибір вертикальних свердловин зміщуються відносно своїх проектних положень на десятки і сотні метрів, у результаті чого порушується мережа розробки родовища. Стволи таких свердловин у більшості випадків мають різкі перегини, які негативно впливають на процес подальшого поглиблення свердловини, її кріплення та експлуатації. У результаті викривлення можливі ускладнення та аварії, ліквідація яких вимагає великих затрат часу та матеріальних засобів [1,2].

Ступінь та інтенсивність викривлення визначається дією факторів, які є складним комплексом. Характер впливу окремо кожного з

факторів встановити дуже важко, проте за кінцевими результатами дії можна відхилити фактори, які обумовлюють закономірне викривлення, та фактори, які зумовлюють випадкове викривлення [3].

Для запобігання викривленню та забезпечення провідки свердловин у заданому напрямку потрібно розробляти та впроваджувати комплекс техніко-технологічних заходів. Розробка цих заходів неможлива без виявлення причин та закономірностей викривлення свердловин [3].

Важливою проблемою при цьому є розроблення науково-технологічних рекомендацій для оптимального управління системою «долото - компоновка низу бурильної колони (КНБК) – колона бурильних труб» при бурінні у найрізноманітніших геологічних умовах. Особливо це важливо при бурінні похилих свердловин для забезпечення попадання вибою у проектну точку пласта та правильного вибору параметрів режиму буріння та КНБК при бурінні вертикальних свердловин для запобігання викривленню [4].

Проблема управління траєкторією свердловини передбачає проведення комплексних досліджень різних аспектів технології буріння. Зокрема, необхідно дослідити стійкість нижньої частини бурильної колони, оскільки в основному прогин осі КНБК обумовлює характер розподілу сил, які діють на долото у процесі буріння свердловини [5, 6].

Метою роботи є аналітичне дослідження впливу навантаження на вибій (долото) та сили

взаємодії бурильної колони зі стінкою свердловини при застосуванні різних компоновок низу бурильної колони.

Основна частина

Розглянемо гладку однорозмірну компоновку низу бурильної колони, яка знаходиться у похилому стволі свердловини із zenітним кутом « α » [7].

Для знаходження складових реакції вибою на долото розглянемо рівновагу моментів, які діють на виділену ділянку бурильної колони (рис. 1).

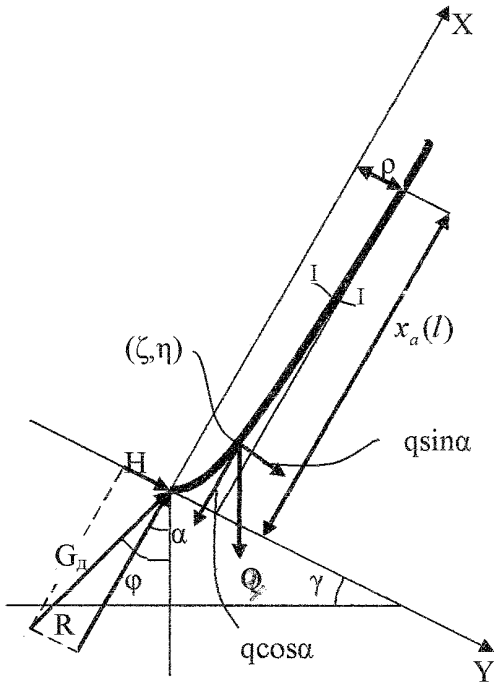


Рисунок 1 – Схема взаємодії нижньої частини бурильної колони з вибоєм та стінкою свердловини

$$EI \frac{d^2 y}{dx^2} = -G_d \cdot y + Hx + \int_0^x [q \cdot \cos(y - \eta) + q \cdot \sin \alpha (x - \xi)] d\xi. \quad (1)$$

Величини x та y в межах інтегрування $(0, x)$ є постійні.

Розкривши інтеграл та продиференціювавши рівняння (1) за x , отримаємо:

$$EI \frac{d^3 y}{dx^3} = -G_d \frac{dy}{dx} + q \cdot \cos \alpha x \frac{dy}{dx} + q \cdot \sin \alpha \cdot x + H. \quad (2)$$

Приведемо рівняння (2) до безрозмірного вигляду, поділивши обидві його частини на узагальнений параметр – $m \cdot q \cdot \sin \alpha$, де m – умовна (лінійна) величина.

$$\frac{EI}{m \cdot q \cdot \sin \alpha} \cdot \frac{d^3 y}{dx^3} = -\frac{G_d}{m \cdot q \cdot \sin \alpha} \frac{dy}{dx} + \frac{x}{m \cdot \text{tg} \alpha} \frac{dy}{dx} + \frac{x}{m} + \frac{H}{m \cdot q \cdot \sin \alpha}. \quad (3)$$

Введемо нові змінні між розмірними та безрозмірними величинами.

$$\left. \begin{aligned} \frac{x}{m} &= X; dx = m dX \\ y &= m U \text{tg} \alpha; \frac{dy}{dx} = \text{tg} \alpha \frac{dU}{dX} \\ \frac{d^2 y}{dx^2} &= \frac{\text{tg} \alpha}{m} \cdot \frac{d^2 U}{dX^2} \\ \frac{d^3 y}{dx^3} &= \frac{\text{tg} \alpha}{m^2} \cdot \frac{d^3 U}{dX^3} \\ \frac{G_d}{m \cdot q \cdot \cos \alpha} &= X_2; \rho = \frac{r}{m \cdot \text{tg} \alpha} \\ \frac{H}{m \cdot q \cdot \sin \alpha} &= h; r = \frac{D_c - d}{2} \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

Підставивши (4) у (3), отримаємо:

$$\frac{EI}{m^3 \cdot q \cdot \cos \alpha} \cdot \frac{d^3 U}{dX^3} = -(X_2 - X) \frac{dU}{dX} + X + h. \quad (5)$$

Допустимо, що

$$\frac{EI}{m^3 \cdot q \cdot \cos \alpha} = 1; \quad m = \sqrt[3]{\frac{EI}{q \cdot \cos \alpha}}, \quad (6)$$

$$q = \frac{\pi}{4} (d_3^2 - d_6^2) g (\rho_m - \rho_{np}), \quad (7)$$

$$I = \frac{\pi}{64} (d_3^4 - d_6^4), \quad (8)$$

де q – вага одиниці довжини бурильної колони у промивальній рідині;

d_3, d_6 – відповідно зовнішній та внутрішній діаметри труби;

ρ_m, ρ_{np} – відповідно густина матеріалу труби (сталі) та промивальної рідини.

Підставивши (6) у (5), отримаємо:

$$\frac{d^3 U}{dX^3} = -(X_2 - X) \frac{dU}{dX} + X + h. \quad (9)$$

Для розв’язання рівняння (9) використаємо метод апроксимації, згідно з яким дійсна функція U описується наближеною U_a , за умови, що в кінцевих точках значення дійсної та наближеної функції рівні.

Як апроксимуючу використаємо функцію

$$U_a = \rho \cdot \sin \frac{\pi x}{2 - X_a}, \quad (10)$$

$$\rho = \frac{r}{m \cdot \text{tg} \alpha}; \quad r = \frac{D_c - d_3}{2}. \quad (11)$$

Тричі проінтегрувавши рівняння (9) та підставивши замість функції U функцію U_a , отримаємо:

$$\frac{d^2U}{dx^2} = -(x_2 - x)U_a - \int_0^x U_a dx + \frac{x^2}{2} + hx + K, \quad (12)$$

$$\frac{dU}{dx} = -(x_2 - x) \int_0^x U_a dx - 2 \int_0^x \int_0^x U_a dx dx + \frac{x^3}{6} + \frac{hx^2}{2} + Kx + L, \quad (13)$$

$$U = -(x_2 - x) \int_0^x \int_0^x U_a dx dx - 3 \int_0^x \int_0^x \int_0^x U_a dx dx dx + \frac{x^4}{24} + \frac{hx^3}{6} + \frac{Kx^2}{2} + Lx + M, \quad (14)$$

$$\int_0^x U_a dx = \int_0^x \rho \cdot \sin \frac{\pi x}{2x_a} dx = -\frac{2\rho \cdot x_a}{\pi} \left(\cos \frac{\pi x}{2x_a} - 1 \right), \quad (15)$$

$$\int_0^x \int_0^x U_a dx dx = -\rho \frac{4x_a^2}{\pi^2} \sin \frac{\pi x}{2x_a} + \rho \frac{2x_a}{\pi} \cdot x, \quad (16)$$

$$\int_0^x \int_0^x \int_0^x U_a dx dx dx = \rho \frac{8x_a^3}{\pi^2} \left(\cos \frac{\pi x_a}{2x} - 1 \right) + \rho \frac{2x_a}{\pi} \cdot \frac{x^2}{2}. \quad (17)$$

Розв'язок (12) – (14) для семи невідомих (три постійні інтегрування K, L, M , постійну h , навантаження на долото x_2 , зазор ρ та відстань від долота до точки дотику зі стінкою свердловини x_a).

Для визначення невідомих маємо такі граничні умови:

$$\text{При } x = 0, \quad U = 0, \quad (18)$$

$$\frac{d^2U}{dx^2} = 0, \quad (19)$$

$$\text{При } x = x_a, \quad U = \rho, \quad (20)$$

$$\frac{dU}{dx} = 0, \quad (21)$$

$$\frac{d^2U}{dx^2} = 0. \quad (22)$$

Використовуючи граничні умови та вважаючи x_a та ρ відомими, визначимо решту шість невідомих.

$$K = 0$$

$$M = 0$$

$$L = 2\rho \frac{x_a}{\pi} \left(x_2 + x_a - 4 \frac{x_a}{\pi} \right) - \frac{x_a^3}{6} - \frac{hx_a^2}{2}, \quad (23)$$

$$h = \rho \left(\frac{x_2}{x_a} - 1 + \frac{2}{\pi} \right) - \frac{x_a}{2}, \quad (24)$$

$$X_a = 8 \frac{\rho}{x_a} \left(\frac{3}{x_a^2} - Ax_2 + Bx_a \right), \quad (25)$$

$$A = \frac{12}{\pi^2} - 1, \quad (26)$$

$$B = \frac{36}{\pi^2} \left(1 - \frac{2}{\pi} - \frac{\pi}{36} - \frac{\pi^2}{36} \right). \quad (27)$$

Рівняння (25) є трансцендентним, тож його розв'язують методом ітерації.

Визначимо величину x_a за наближеною ітераційною формулою

$$x_a = x_{an} + \frac{f(x_a) - x_{an}}{1 - f'(x_a)}. \quad (28)$$

Таким чином,

$$X = x_{an} + \frac{8 \frac{\rho}{x_a} \left(\frac{3}{x_a^2} - Ax_2 + Bx_a \right) - x_{an}}{1 + 8 \frac{\rho}{x_a^2} \left(\frac{9}{x_a^2} - Ax_2 \right)}. \quad (29)$$

Для побудови графічних залежностей скористаємось програмою MathCAD. Використавши дану програму, отримаємо залежності впливу навантаження на долото та зазору між колоною і стінкою свердловини на довжину напрямної ланки та нормальну складову (рис. 2, 3).

Варто зауважити, що наведені аналітичні залежності характеризують умови буріння в ізотропних породах, коли напрям буріння збігається з напрямом сили, що діє на долото.

При бурінні в анізотропних породах напрям буріння не збігається з напрямком сили, яка діє на долото. Для з'ясування впливу анізотропії гірських порід нами проведено аналітичні дослідження для умов буріння в пласті, який залягає під кутом γ і має буровий індекс анізотропії h_a [6]. Для цього виберемо систему координат, спрямувавши вісь x перпендикулярно до площини падіння пласта, а вісь y – паралельно. Вважаємо, що буріння ведеться гладкою компоновкою при певних режимно-технологічних параметрах. H і G_θ – відповідно нормальна компонента реакції вибою до осі x і паралельна (осьова) компонента до осі y (рис. 4).

Компоненти миттєвого переміщення у напрямку осей x та y пропорційні величині сили.

Для ізотропних порід:

у напрямку осі x - $K \cdot G_\theta$;

у напрямку осі y - $K \cdot H$,

де K – коефіцієнт пропорційності, який залежить від властивостей порід.

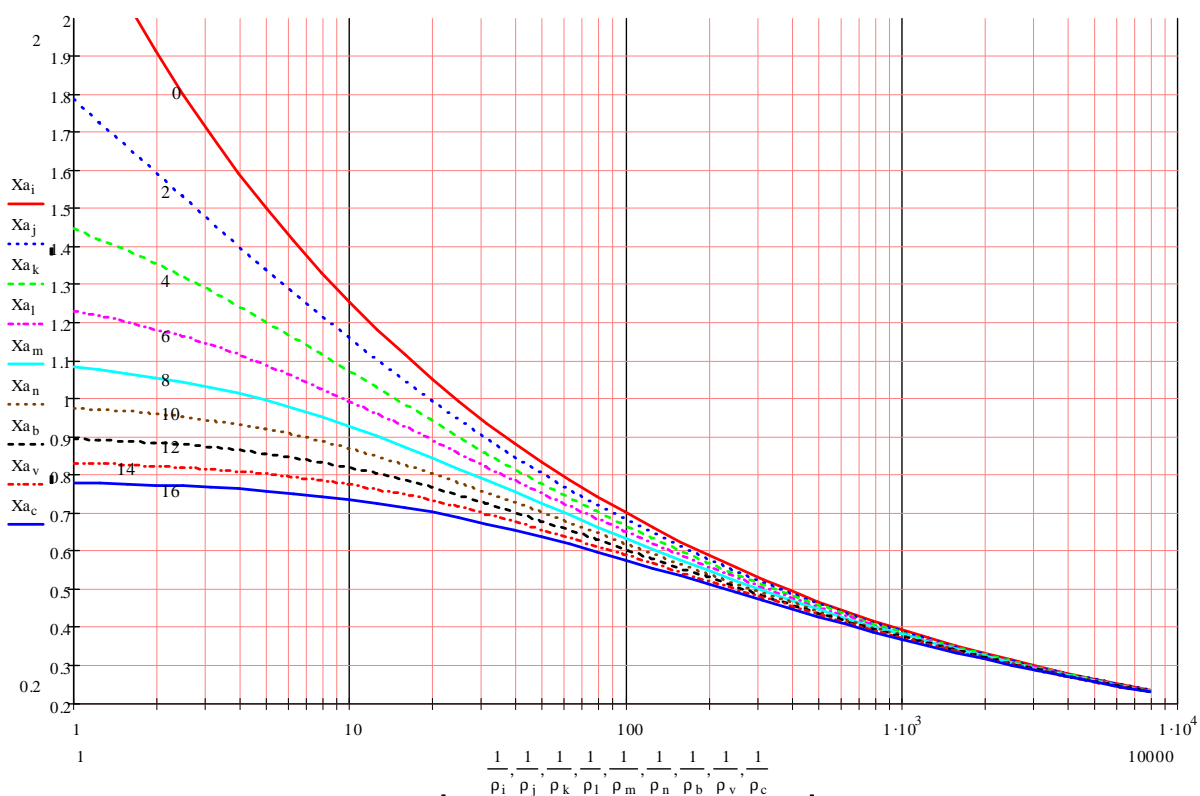


Рисунок 2 – Графічне зображення функції $x_a=f(\rho, x_2)$

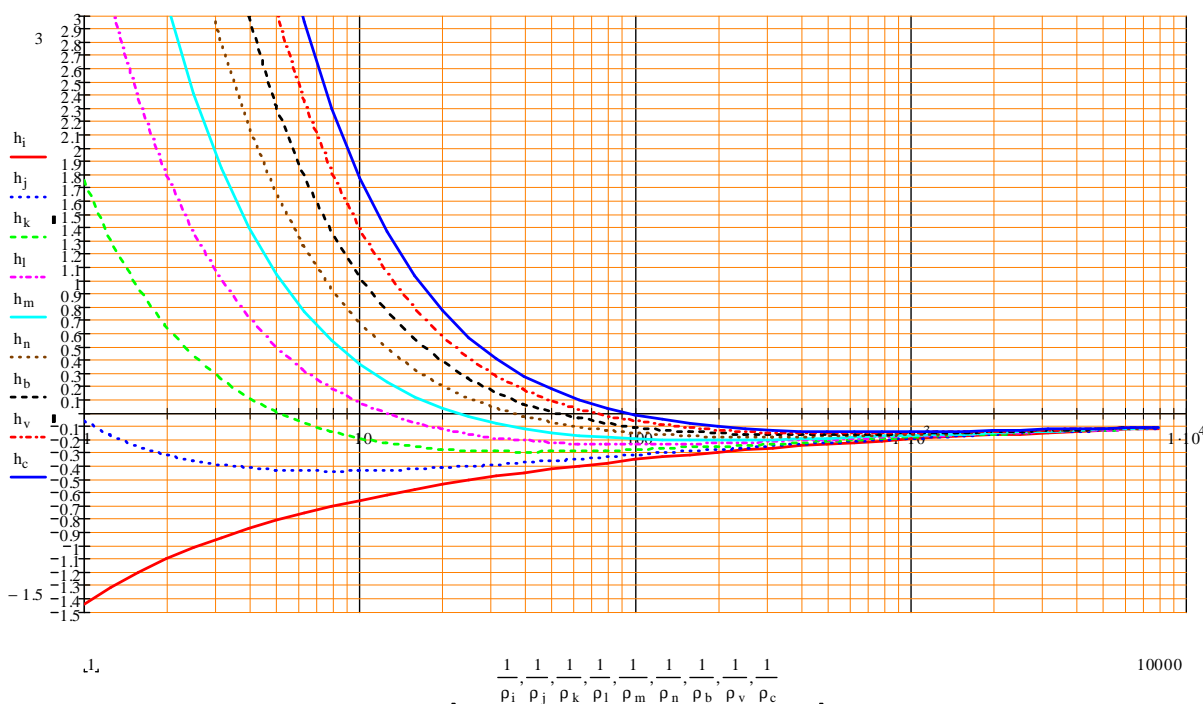


Рисунок 3 – Графічне зображення функції $h=f(\rho, x_2)$

Для анізотропних порід переміщення по осі y буде меншим, ніж для ізотропних порід на величину $(1-h_a)$, тобто $K(1-h_a)H$.

З рисунка 4 маємо:

$$\operatorname{tg}(\varphi - \gamma) = \frac{\operatorname{tg}(\Psi - \gamma)}{1 - h_a} \quad (30)$$

Для умови стабілізації при бурінні в похило залеглих анізотропних породах $\Psi = \alpha$.

Підставивши у рівняння (30) $\Psi = \alpha$ з врахуванням, що $\operatorname{tg}(\varphi - \alpha) = \frac{h}{x_2} \operatorname{tg} \alpha$ та зробивши відповідні перетворення, визначимо буровий індекс анізотропії h_a .

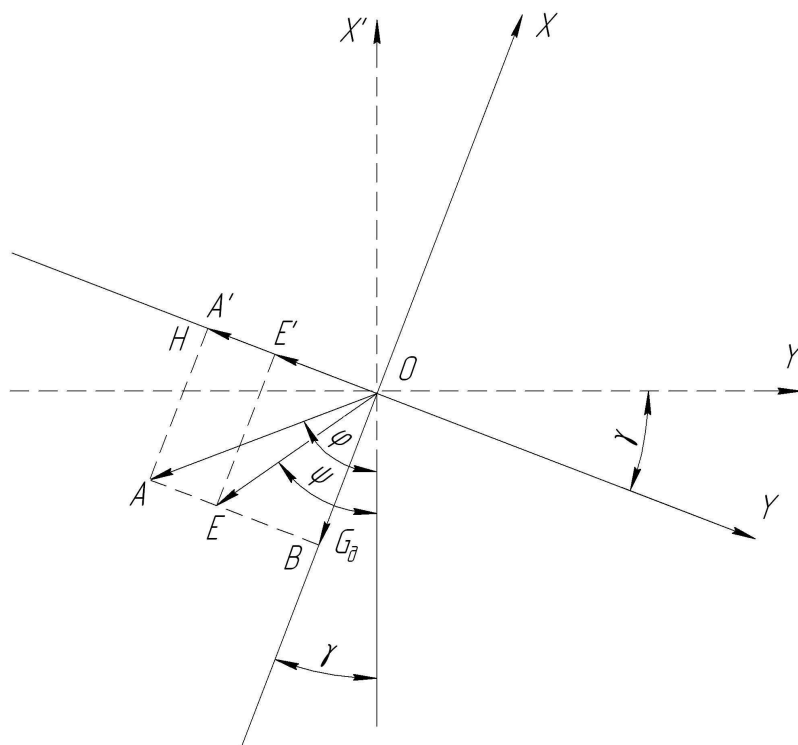


Рисунок 4 – Розрахункова схема

$$h_a = \frac{\frac{h}{x_2} \operatorname{tg} \alpha}{\cos^2(\gamma - \alpha) \left[\frac{h}{x_2} \operatorname{tg} \alpha - \operatorname{tg}(\gamma - \alpha) \right]}, \quad (31)$$

де h – нормальна компонента реакції вибою у безрозмірному вигляді;

x_2 – осьова компонента у безрозмірному вигляді;

α – зенітний кут;

γ – кут нахилу пласта.

Змінюючи геометричні розміри бурильної колони та свердловини, осьове навантаження на долото, кут викривлення свердловини та кут нахилу пластів аналітично можна визначити відстань від долота до точки дотику колони зі стінкою свердловини, нормальну складову реакції вибою та буровий індекс анізотропії. На рисунку 5 наведені зміни названих величин для найпоширеніших розмірів бурильної колони та свердловини при зміні значень осьового навантаження на долото від 60 до 240 кН, зенітного кута з $3,5^\circ$ до $10,5^\circ$ та кута нахилу пласта з 12 до 30° .

Проте отримані залежності, як аналітичні так і графічні стосуються безопорних КНБК. На практиці буріння свердловин такі компоновки використовують не завжди. У КНБК включають калібратори, центратори або стабілізатори. Тому нами були проведені дослідження впливу

реакції вибою на нормальну складову при наявності в компоновці низу бурильної колони опорно-центруючого елемента (центратора).

Якщо в КНБК є центруючі пристрої, то він впливає як на форму осі колони, так і на її пружний стан на ділянці, розташованій між долотом і центратором. На цій ділянці ОБТ не торкається стінки свердловини.

При проведенні аналітичних досліджень взаємодії бурильної колони, в компоновку якої встановлено центратор, з вибоєм та стінкою свердловини вважаємо, що колона викривлена в одній площині і має постійний зенітний кут α (рис. 6).

Для аналітичного дослідження впливу навантаження на долота та сили взаємодії колони зі стінкою свердловини та відстань від центратора до точки дотику колони зі стінкою свердловини розглянемо окремо нижню ділянку (від долота до центратора) і верхню (від центратора до точки дотику колони зі стінкою свердловини) [8]. Для цього у рівняння (9) підставимо апроксимуючі функції для нижньої U_{a1} та верхньої U_{a2} ділянок.

$$U_{a1} = \frac{\rho}{2} \left(\sin \frac{2\pi x}{l} + 2S \sin \frac{\pi x}{l} \right), \quad (32)$$

$$U_{a2} = \frac{\rho}{2} \left[(1+S) + (1-S) \cos \frac{\pi(x-l-x_a)}{x_a} \right]. \quad (33)$$

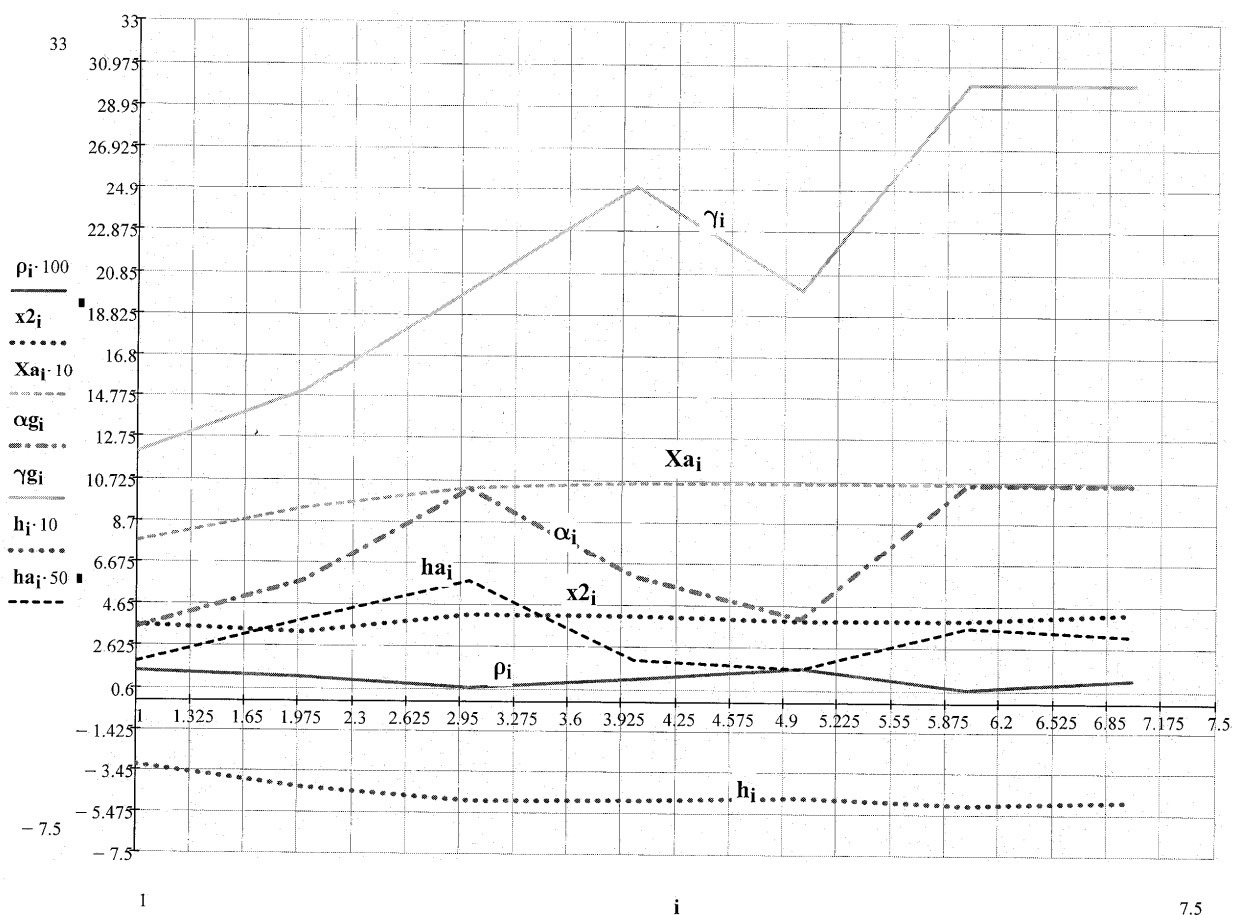


Рисунок 5 – Залежності відстані від долота до точки дотику бурильної колони зі стінкою свердловини, нормальної складової реакції вибою, бурового індексу анізотропії від технологічного зазору між стінкою свердловини та колоною, навантаження на долото (в безрозмірних одиницях), зенітного кута свердловини та кута нахилу пластів

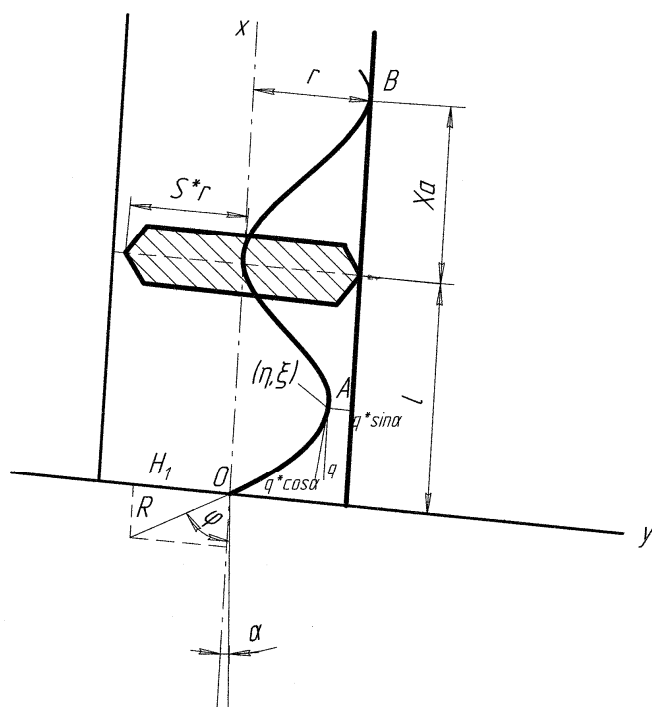


Рисунок 6 – Схема взаємодії бурильної колони з вибоєм та стінкою свердловини

Інтегруючи рівняння (9), з використанням функцій (32) і (33) отримуємо:

$$\frac{d^3 U_1}{dx^3} = -(x_2 - x) \times \frac{d}{dx} \left[\frac{\rho}{2} \left(\sin \frac{2\pi x}{l} + 2S \sin \frac{\pi x}{l} \right) + x + h_1 \right], \quad (34)$$

$$\frac{d^2 U_1}{dx^2} = -(x_2 - x) \frac{\rho}{2} \left(\sin \frac{2\pi x}{l} + 2S \sin \frac{\pi x}{l} \right) - \int_0^x \frac{\rho}{2} \left(\sin \frac{2\pi x}{l} + 2S \sin \frac{\pi x}{l} \right) dx + \frac{x^2}{2} + h_1 x + K_1, \quad (35)$$

$$\frac{dU_1}{dx} = -(x_2 - x) \int_0^x \frac{\rho}{2} \left(\sin \frac{2\pi x}{l} + 2S \sin \frac{\pi x}{l} \right) dx - 2 \int_0^x \int_0^x \frac{\rho}{2} \left(\sin \frac{2\pi x}{l} + 2S \sin \frac{\pi x}{l} \right) dx dx + \frac{x^3}{6} + h_1 \frac{x^2}{2} + K_1 x + L_1, \quad (36)$$

$$U_1 = -(x_2 - x) \int_0^x \int_0^x \frac{\rho}{2} \left(\sin \frac{2\pi x}{l} + 2S \sin \frac{\pi x}{l} \right) dx dx - 3 \int_0^x \int_0^x \int_0^x \frac{\rho}{2} \left(\sin \frac{2\pi x}{l} + 2S \sin \frac{\pi x}{l} \right) dx dx dx + \frac{x^4}{24} + h_1 \frac{x^3}{6} + K_1 \frac{x^2}{2} + L_1 x + M_1. \quad (37)$$

Для верхньої ділянки:

$$\frac{d^3 U_2}{dx^3} = -(x_2 - x) \times \quad (38)$$

$$\times \frac{d}{dx} \left\{ \frac{\rho}{2} \left[(1+S) + (1-S) \cos \frac{\pi(x-l-x_a)}{x_a} \right] \right\} + x + h_2, \quad \frac{d^2 U_2}{dx^2} = -(x_2 - x) \frac{\rho}{2} (1+S) + (1-S) \cos \frac{\pi(x-l-x_a)}{x_a} - \int_0^x \frac{\rho}{2} \left[(1+S) + (1-S) \cos \frac{\pi(x-l-x_a)}{x_a} \right] dx + \frac{x^2}{2} + h_2 x + K_2, \quad (39)$$

$$\frac{dU_2}{dx} = -(x_2 - x) \times$$

$$\times \int_0^x \left[\frac{\rho}{2} (1+S) + (1-S) \cos \frac{\pi(x-l-x_a)}{x_a} \right] dx - 2 \int_0^x \int_0^x \frac{\rho}{2} (1+S) + (1-S) \cos \frac{\pi(x-l-x_a)}{x_a} dx dx + \frac{x^3}{6} + h_2 \frac{x^2}{2} + K_2 + L_2, \quad (40)$$

$$U_2 = -(x_2 - x) \times$$

$$\times \int_0^x \int_0^x \frac{\rho}{2} \left[(1+S) + (1-S) \cos \frac{\pi(x-l-x_a)}{x_a} \right] dx dx - 3 \int_0^x \int_0^x \int_0^x \frac{\rho}{2} \left[(1+S) + (1-S) \cos \frac{\pi(x-l-x_a)}{x_a} \right] dx dx dx + \frac{x^4}{24} + h_2 \frac{x^3}{6} + K_2 \frac{x^2}{2} + L_2 x + M_2. \quad (41)$$

Для визначення невідомих $(h_1, K_1, L_1, M_1, h_2, K_2, L_2, M_2, x_2, x_a, \rho, l, S)$ використовуємо такі граничні умови:

$$\text{при } x=0; U_1=0 \quad \frac{d^2 U}{dx^2} = 0, \quad (42)$$

$$\text{при } x=l; U_1 = \rho \cdot S; U_2 = \rho \cdot S \quad \left. \begin{aligned} \frac{dU_1}{dx} &= \frac{dU_2}{dx} \\ \frac{d^2 U_1}{dx^2} &= \frac{d^2 U_2}{dx^2} \end{aligned} \right\}, \quad (43)$$

$$\text{при } x=l+x_a; U_2 = \rho \quad \left. \begin{aligned} \frac{dU_2}{dx} &= 0 \\ \frac{d^2 U_2}{dx^2} &= 0 \end{aligned} \right\}. \quad (44)$$

Таким чином, із 13 невідомих визначимо 9, виразивши їх через 4 інших (ρ, S, l, x_2) , що їх вважаємо відомими.

$$M_1 = 0, \quad K_1 = 0,$$

$$L_1 = x_2 \rho L \left[\frac{1}{4\pi} + S \left(\frac{2}{\pi} - \frac{4}{\pi^2} \right) + \rho \frac{l^2}{\pi} \left[\frac{1}{8} + S \left(1 - \frac{4}{\pi} - \frac{24}{\pi} \right) + \frac{\pi S}{l^3} \right] - \frac{l^3}{24} - h_1 \frac{l^2}{6} \right], \quad (45)$$

$$K_2 = x_2 \rho - \frac{\rho}{2} (1-S) \times \quad (46)$$

$$\times \left[1 + x_a - \frac{x_a}{\pi} \sin \frac{\pi(l+x_a)}{x_a} - \frac{1+x_a}{2} - h_2 (1+x_a) \right], \quad L_2 = x_2 \rho \left[\left(1 + S \frac{l+x_a}{2} + (1-S) \frac{x_a}{2\pi} \sin \frac{\pi(l+x_a)}{x_a} \right) + \rho \left[(1-S) \frac{l+x_a}{2} \cdot \frac{x_a}{\pi} \sin \frac{\pi(l+x_a)}{x_a} - (1-S) \frac{x_a^2}{\pi^2} \left(1 - \cos \frac{\pi(l+x_a)}{x_a} \right) \right] - \frac{(l+x_a)^3}{6} - h_2 \frac{(l+x_a)^2}{2} - K_2 (l+x_a), \quad (47)$$

$$\begin{aligned}
 M_2 = & x_2 \frac{\rho}{2} \left[(1+S) \frac{(l+x_a)^2}{2} - \right. \\
 & - (1-S) \frac{x_a^2}{\pi^2} \left(1 - \cos \frac{\pi(l+x_a)}{x_a} \right) + \\
 & + (1-S) \cdot (l+x_a) \frac{x_a}{\pi} \sin \frac{\pi(l+x_a)}{x_a} \left. \right] - \\
 & - (1-S) \cdot (l+x_a) \frac{x_a^2}{\pi^2} \left(1 - \cos \frac{\pi(l+x_a)}{x_a} \right) - \\
 & - (1-S) \cdot 3 \frac{x_a^3}{\pi^3} \sin \frac{\pi(l+x_a)}{x_a} + \quad (48) \\
 & + (1-S) \cdot 3(l+x_a) \frac{x_a^2}{\pi^2} \cos \frac{\pi(l+x_a)}{x_a} + \\
 & + (1-S) \frac{(l+x_a)^2}{2} \cdot \frac{x_a}{\pi} \sin \frac{\pi(l+x_a)}{x_a} - \frac{(l-x_a)^4}{24} - \\
 & - h_2 \frac{(l+x_a)^3}{6} - K_2 \frac{(l+x_a)^2}{2} - L_2(l+x_a) + \rho,
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 h_1 = & \rho \left[\frac{x_2}{l} - 1 - \frac{x_a}{2l} + S \left(\frac{2}{\pi} + \frac{x_a}{2l} \right) \right] - \\
 & - \frac{(l+x_a)^2}{2l} - h_2 \frac{x_a}{l}, \quad (49)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 h_2 = & \frac{3}{2}(1-S)\rho \left[\frac{x_2-l}{x_a} \left(1 - \frac{4}{\pi^2} \right) - \right. \\
 & \left. - \left(1 - \frac{6}{\pi^2} \right) + \frac{4}{x_a^3} \right] - \left(l + \frac{3x_a}{4} \right), \quad (50)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 f(x_a) = & \frac{3}{2}\rho \frac{x_2}{x_a} \left[(1-S) - \frac{1}{x_a} \left(\frac{8}{\pi^2} S - \frac{1}{2\pi} - \frac{2}{3} \right) \right] - \\
 & - \frac{l^2}{x_a^2} \left[\frac{3}{4\pi} + \frac{2}{3} + S \left(\frac{2}{3\pi} - \frac{24}{\pi^2} + \frac{48}{\pi^3} - \frac{2}{l^3} \right) \right] - \\
 & - (1-S) \left[\left(1 - \frac{4}{\pi^2} - \frac{4}{3} \cdot \frac{l}{x_a} \right) + \left(\frac{3}{2} + \frac{l}{x_a} \right) \times \right. \\
 & \times \left. \left[\frac{(x_2-l) \cdot \left(1 - \frac{4}{\pi^2} \right) + \frac{4}{x_a^2}}{x_a} - \left(1 - \frac{6}{\pi^2} \right) \right] \right] + \quad (51) \\
 & + \frac{1}{8} \left(2 + 9 \frac{x_a}{l} - \frac{l^2}{x_a^2} \right),
 \end{aligned}$$

Для визначення x_a використаємо метод ітерації (формула 28).

$$\begin{aligned}
 f'(x_a) = & \frac{3}{2} \cdot \frac{\rho}{x_a^2} x_2 \left[2 \frac{l}{x_a} \left(\frac{8}{\pi^2} S - \left(\frac{1}{2\pi} + \frac{2}{3} \right) \right) - (1-S) \right] + \\
 & + \frac{3}{2} \cdot \frac{\rho}{x_a^2} (1-S) \left[(x_2-l) \cdot \left(1 - \frac{4}{\pi^2} \right) \cdot \left(2 \frac{l}{x_a} + \frac{3}{2} \right) + \right. \\
 & + \frac{2}{x_a^2} \left(9 + 8 \frac{l}{x_a} \right) + l \left(\frac{1}{3} + \frac{6}{\pi^2} \right) \left. \right] + \frac{3}{2} \cdot \frac{\rho}{x_a^2} 2 \frac{l^2}{x_a} \times \\
 & \times \left[\frac{3}{4\pi} + \frac{2}{3} + S \left(\frac{2}{3\pi} - \frac{24}{\pi^2} + \frac{48}{\pi^3} - \frac{2}{l^3} \right) \right] + \\
 & + \frac{1}{4} \cdot \frac{l}{x_a} \left(\frac{9}{2} \cdot \frac{x_a}{l} + \frac{l^2}{x_a^2} \right). \quad (52)
 \end{aligned}$$

За допомогою програмного забезпечення MathCAD отримали графічні залежності відстані від центратора до точки дотику колони зі стінкою свердловини x_a та нормальної складової h від навантаження x_2 та зазору ρ (рис. 7-9).

Висновки

1. На основі аналітичних досліджень виведено формулу, за допомогою якої визначають буровий індекс анізотропії.
2. Встановлено, що буровий індекс анізотропії впливає на режимно-технологічні параметри та інтенсивність викривлення.
3. На основі аналітичних досліджень встановлено, що буровий індекс анізотропії збільшує zenітний кут при застосуванні як гладких компонок, так і КНБК зі встановленим центратором.
4. Зі збільшенням zenітного кута та зазору сила тиску колони на стінку свердловини зростає.
5. Встановлення на оптимальній віддалі від долота центратора у бурильній колоні дозволяє зменшити zenітний кут свердловини при постійному осьовому навантаженні.
6. З метою збільшення осьового навантаження на долото, при постійному zenітному куті, у компоновку бурильної колони слід включати центратор.

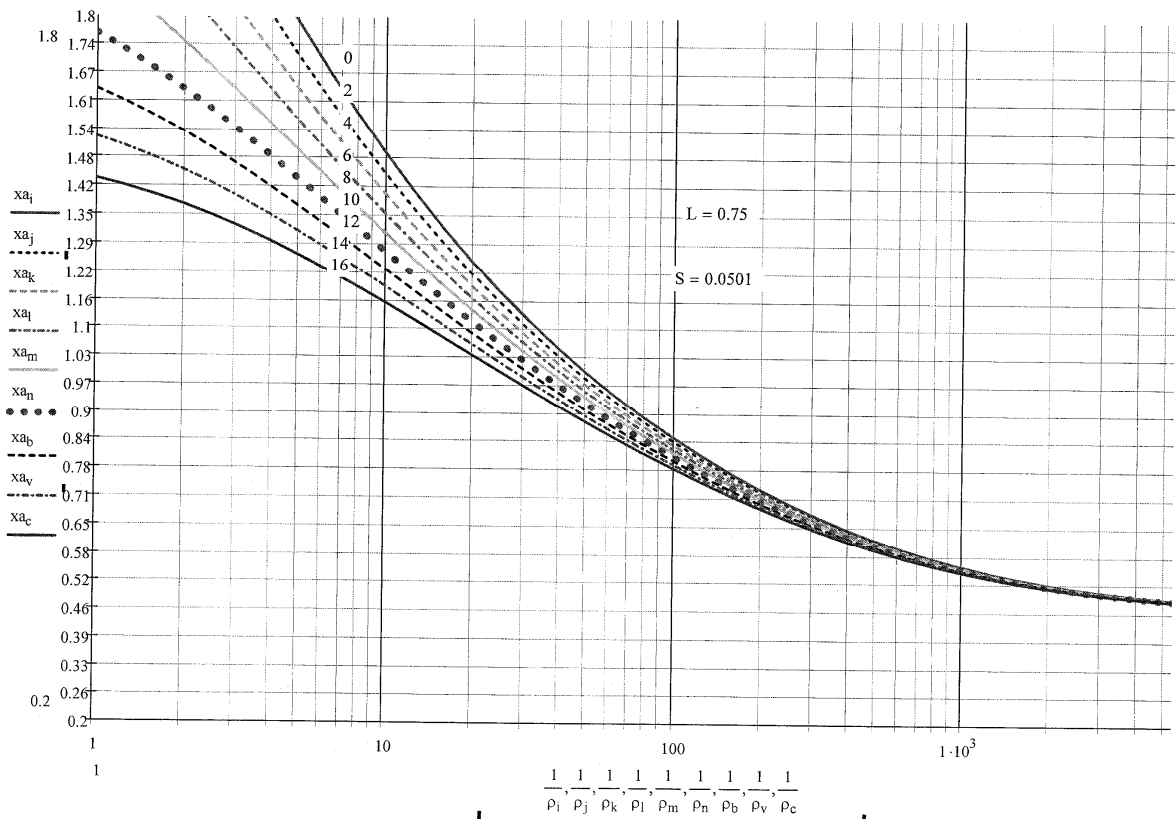


Рисунок 7 – Графічне зображення функції $x_a=f(\rho, x_2)$

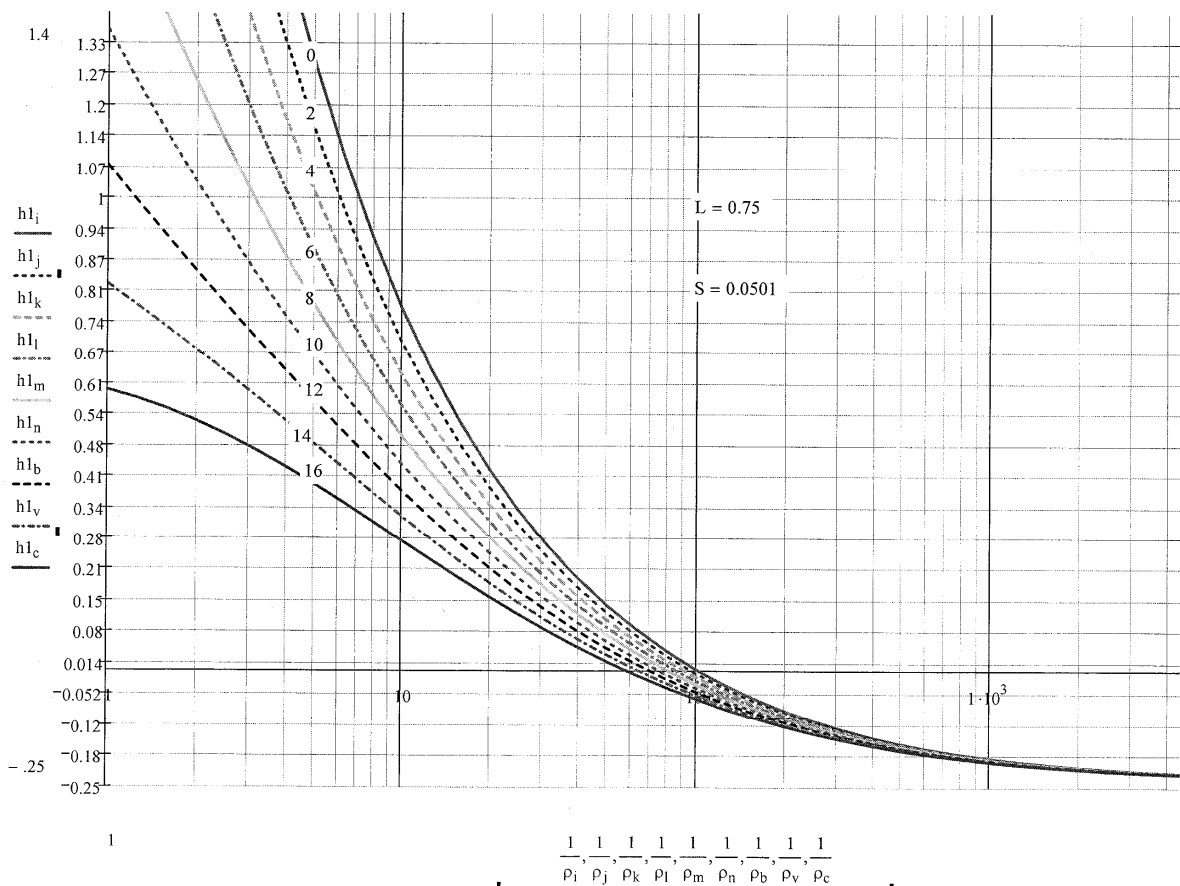


Рисунок 8 – Графічне зображення функції $h_1=f(\rho, x_2)$

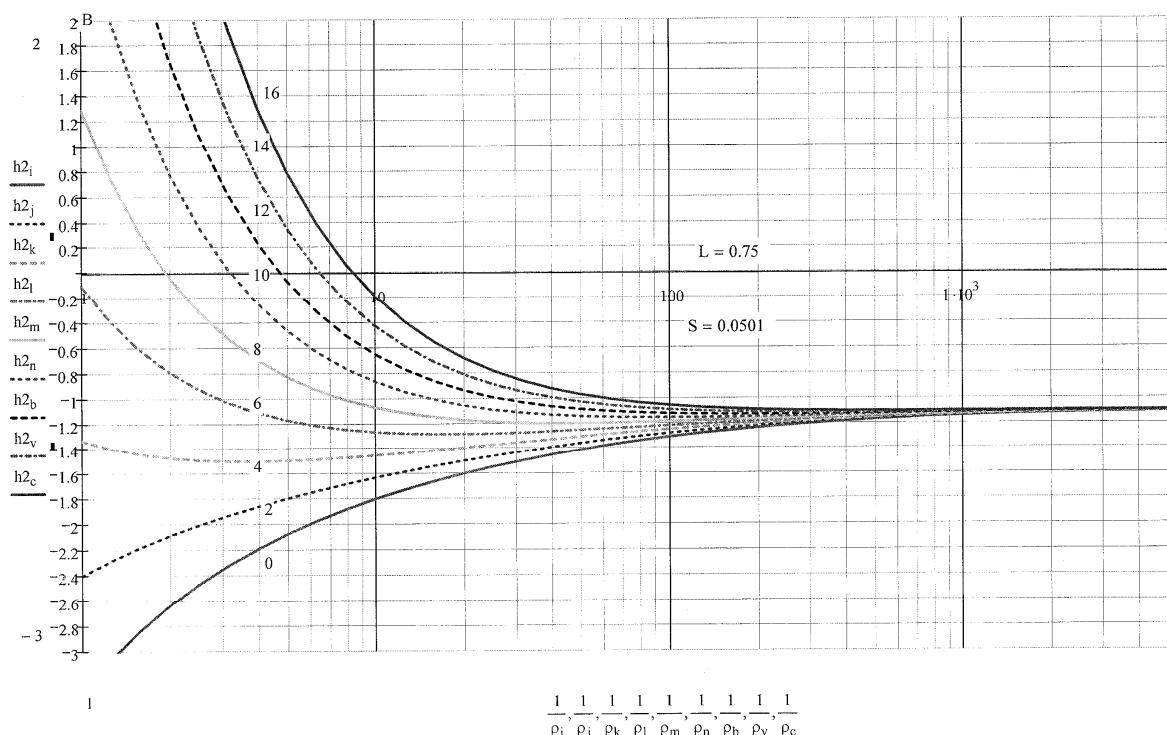


Рисунок 9 - Графічне зображення функції $h_2=f(\rho, x_2)$

Література

References

1. Калинин А.Г., Кульчицкий В.В. Естественное и искусственное искривление скважин. Москва – Ижевск: НИЦ «Регулирование и хаотическая динамика» Институт компьютерных исследований, 2006. 161 с.
2. Сулакшин С.С. Направленное бурение. М.: Недра, 1987. 222 с.
3. Кочкодан Я.М., Васько А.І. Вплив анізотропії гірських порід на просторове орієнтування свердловин. *Науковий потенціал 2016: матеріали XII Міжнародної наукової інтернет конференції*. Київ, 2016. С.12-28.
4. Кочкодан Я.М., Васько А.І. Дослідження взаємодії нижньої частини бурильної колони зі стабілізатором з вибоєм та стінкою свердловини. *Науковий огляд*. Київ, 2018. № 25(48). С.117-129.
5. Григулецкий В.Г., Лукьянов В.Т. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны. М.: Недра, 1990. 362 с.
6. Григулецкий В.Г. Оптимальное управление при бурении скважин. М.: Недра, 1988. 229 с.
7. Вудс Г., Лубинский А. Искривление скважин при бурении. М.: Гостоптехиздат, 1960. 161 с.
8. Кочкодан Я. М., Васько А. І., Добруцький Р. Л. Вплив бурового індексу анізотропії на відхилення осі свердловини від проектного профілю. *Наука і Життя: Сучасні тенденції, інтеграція в світову наукову думку: матеріали XIII Міжнародної наукової інтернет-конференції*. Київ, 2017. С.72-90.

1. Kalinin A.G. Estestvennoe i iskusvennoe isrivlenie skvazhin. A.G.Kalinin, V.V.Kul'chickiy. Moskva – Izhevsk: NIC «Regulirovanie i haticheskaya dinamika» Institut komp'yuternykh issledovaniy. 2006. 161 p.
2. Sulakshin S.S. Napravlennoe burenie. M.: Nedra. 1987. 222 p.
3. Kochkodan Ya.M., Vasko A.I. Vplyv anizotropii hirs'kykh porid na prostорове орієтування свердловин. *Naukovyi potentsial 2016: Materialy XII Mizhnarodnoi naukovoї internet konferentsii*. Kyiv, 2016. P.12-28.
4. Kochkodan Ya. M., Vasko A. I. Doslidzhennia vzaiemodii nyzhnoi chastyny burylnoi kolony zi stabilizatorom z vyboiem ta stinkoiu sverдловини. *Naukovyi ohliad*. Kyiv, 2018. No .25(48). P.117-129.
5. Griguleckiy V.G., Luk'yanov V.T.. Proektirovanie komponovok nizhney chasti burilnoy kolonny. M.: Nedra, 1990. 362 p.
6. Griguleckiy V.G. Optimal'noe upravlenie pri burenii skvazhin. M.: Nedra, 1988. 229 p.
7. Vuds G., Lubinskiy A. Iskrivlenie skvazhin pri burenii. M.: Gostoptehizdat, 1960. 161 p.
8. Kochkodan Ya. M., Vasko A. I., Dobruts'kyi R. L.. Vplyv burovoho indeksu anizotropii na vidkhylennia osi sverдловини vid proektnoho profilu. *Nauka i Zhyttia: Suchasni tendentsii, intehtratsiia v svitovu naukovu dumku*. Materialy XIII Mizhnarodnoi naukovoї internet-konferentsii. Kyiv, 2017. P.72-90.

ВІЛЬНІ КОЛИВАННЯ НАДЗЕМНОЇ ДІЛЯНКИ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ ПІСЛЯ ПРОХОДЖЕННЯ ПО НІЙ ОЧИСНОГО ЧИ ДІАГНОСТИЧНОГО ПОРШНЯ

В. Я. Грудз, Т. Ф. Тутко, Т. Ю. Пиріг

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, Карпатська 15,
e-mail: public@nimg.edu.ua

Розв'язано крайову задачу з визначення вільних коливань надземної ділянки газопроводу, які виникають у результаті проходження очисного (діагностичного) поршня. Граничні умови у цій задачі відповідають заземленню кінців ділянки газопроводу. Початкові умови отримано із розв'язку задачі вимушених коливань цієї ж надземної ділянки газопроводу, що зумовлені рухом очисного (діагностичного) поршня усередині газопроводу. Така задача була розв'язана раніше при використанні інтегрального перетворення Лапласа з урахуванням початкового прогину ділянки газопроводу під дією її власної ваги. Отриманий розв'язок такої задачі є сумою подвійних інтегралів та декількох простих доданків. Шуканий розв'язок задачі вільних коливань надземної ділянки газопроводу подано як добуток двох функцій. Перша з них є функцією тільки координати газопроводу, а друга – функцією часу. Перша функція являє собою суму добутоків невідомих коефіцієнтів, що знаходилися за відомими граничними умовами задачі, і функцій Крилова, в які входять корені характеристичного рівняння. Вона є власною функцією і характеризує собою форму вільних коливань ділянки газопроводу. Таких функцій існує безліч, оскільки є безліч коренів частотного рівняння. У другій функції при косинусах і синусах стоять невідомі коефіцієнти, що знаходяться за заданими початковими умовами задачі. Обчислення цих коефіцієнтів пов'язане із знаходженням інтегралів від добутку функцій початкових умов та власних функцій. Оскільки функції початкових умов задачі є складними і являють собою суму подвійних інтегралів та деяких простих функцій, то для полегшення обчислення вказаних коефіцієнтів використано інтерполяційні многочлени Лагранжа. На довжині ділянки газопроводу 100 м числові значення інтерполяційних многочленів співпадають з функціями початкових умов у 12 точках (враховуючи і крайні точки 0 і 100 м).

Ключові слова: вільні коливання, надземна ділянка газопроводу, власні функції, корені характеристичного рівняння, інтерполяційні многочлени Лагранжа.

Решена краевая задача по определению свободных колебаний надземного участка газопровода, возникающих в результате прохождения очистного (диагностического) поршня. Граничные условия в этой задаче соответствуют заземлению концов участка газопровода. Начальные условия получены из решения задачи вынужденных колебаний этого же участка газопровода, которые обусловлены движением очистного (диагностического) поршня внутри газопровода. Такая задача была решена ранее при использовании интегрального преобразования Лапласа с учетом начального прогиба участка газопровода под действием его собственного веса. Полученное решение этой задачи представляет собой сумму двойных интегралов и нескольких простых слагаемых. Искомое решение задачи свободных колебаний надземной участка газопровода представлено в виде произведения двух функций. Первая из них является функцией только координаты газопровода, а вторая – функцией времени. Первая функция представляет собой сумму произведений неизвестных коэффициентов, которые определялись через известные граничные условия задачи и функций Крылова, в которые входят корни характеристического уравнения. Она является собственной функцией и характеризует форму свободных колебаний участка газопровода. Таких функций существует безграничное количество, поскольку имеется безграничное количество корней частотного уравнения. Во второй функции при косинусах и синусах стоят неизвестные коэффициенты, которые определяются при использовании заданных начальных условий задачи. Определение этих коэффициентов связано с нахождением интегралов от произведения функций начальных условий и собственных функций. Так как функции начальных условий задачи являются сложными и представляют собой сумму двойных интегралов и нескольких простых функций, то с целью облегчения вычисления указанных коэффициентов использовано интерполяционные многочлены Лагранжа. На длине участка газопровода 100 м числовые значения интерполяционных многочленов совпадают с функциями начальных условий в 12 точках (включая и крайние точки 0 и 100 м).

Ключевые слова: свободные колебания, надземный участок газопровода, собственные функции, корни характеристического уравнения, интерполяционные многочлены Лагранжа.

The authors solve the boundary-value problem regarding the identification of the free vibrations of the above-ground section of the gas pipeline which are caused by the passage of the cleaning (diagnostic) piston. The boundary conditions in this problem correspond to the pinching of the ends of the pipeline section. The initial conditions are derived from the solution of the problem of forced vibrations of the same aboveground section of the gas pipeline, which are caused by the movement of the cleaning (diagnostic) piston inside the pipeline. This problem was solved earlier when using the Laplace integral transform, taking into account the initial deflection of the pipeline section under its own weight. The obtained solution of this problem is the sum of double integrals and several simple summands. The desired solution to the problem of free vibrations of the aboveground section of the gas pipeline is presented as the product of two functions. The former is a function of the pipeline coordinates only, and the later is a function of time. The first function is the sum of the products of unknown coefficients which have been identified using the known boundary conditions of the problem and Krylov functions which include the roots of the characteristic equation. It is a fundamental function which characterizes the mode of free vibrations of the pipeline section. There is a unlimited number of such functions, since there is an infinite number of roots of the frequency equation. In the second function, the cosines and sines have unknown coefficients, which are calculated by using the given initial conditions of the problem. The calculation of these coefficients is based on identifying the integrals of the product of the functions of the initial problem situations and fundamental functions. Since the functions of the initial conditions of the problem are complex and represent the sum of double integrals and some simple functions, Lagrange interpolation polynomials are used to facilitate the calculation of the mentioned coefficients. At the pipeline section which is 100 m long the numerical values of the interpolation polynomials coincide with the functions of the initial conditions at 12 points (including the extreme points 0 and 100 m).

Keywords: free vibrations, aboveground pipeline section, fundamental functions, roots of characteristic equation, Lagrange interpolation polynomials.

Вступ. Рух поршня надземною ділянкою магістрального газопроводу супроводжується значними коливаннями, зумовленими значною масою поршня та його нерівномірним рухом. Ці коливання викликають у тілі труб газопроводу додаткові динамічні напруження, які можуть призвести до виникнення аварійних ситуацій, що проявляються у порушенні міцності і стійкості ділянки переходу. Тому задача дослідження механічних коливань надземних ділянок магістральних газопроводів тісно пов'язана з проблемою надійності експлуатації газотранспортної системи загалом.

Останніми роками зростає кількість наукових досліджень, в яких розглядається вплив рухомих і нерухомих мас на трубопровід [1, 2, 3]. Відомі роботи з математичного моделювання згинних коливань трубопроводів і їх модального аналізу, викликаних рухом діагностичного поршня [4, 5, 6]. Крім того, моделювання коливань відкритої ділянки газопроводу, спричинених рухомим інтелектуальним поршнем, розглядається на різних міжнародних конференціях [7, 8, 9]. В роботі [10] розв'язана математична задача з визначення вимушених згинних коливань прямолінійної надземної ділянки магістрального газопроводу, що виникають під час руху очисного поршня.

Метою даної роботи є аналітичне визначення вільних коливань надземної ділянки газопроводу після проходження очисного поршня. Це означає, що за початкові умови задачі про вільні коливання ділянки газопроводу потрібно прийняти переміщення і швидкості то-

чок осі ділянки газопроводу в момент, коли поршень знаходиться в кінці ділянки газопроводу.

Аналіз сучасних досліджень і публікацій. Вплив нерухомих навантажень на трубопровід розглянуто в [1, 2]. Відцентрова сила інерції, що виникає під час руху поршня в трубопроводі, який укладено за схемою пружновикривленого трубопроводу, визначається в роботі [3], тут же розглядається її вплив на надійність балкового переходу. Однак, додаткові прогини, які виникають під час руху діагностичного поршня, не визначаються.

Роботи [4, 5, 6] пов'язані з математичним моделюванням згинних коливань трубопроводів під час руху ним діагностичних поршнів. В [4] поперечні коливання прямолінійної ділянки трубопроводу знаходять методом загальних переміщень, згідно з яким передбачається задання форм коливань трубопроводу відповідно до крайових умов. Рівняння руху записані з використанням рівнянь Лагранжа другого роду. Задача зводиться до розв'язання системи звичайних диференціальних рівнянь. Математичне моделювання коливань надземної секції трубопроводу при використанні теорії Тимошенка – предмет дослідження в [5]. Поперечні коливання декількох секцій надземного трубопроводу під впливом руху діагностичного поршня розглянуто в роботах [6, 9]. Про врахування пружної взаємодії між інтелектуальним поршнем і трубопроводом при моделюванні його коливань йдеться в [7, 8].

У всіх названих роботах не приймається до уваги початковий прогин ділянки трубопроводу, викликаний його власною вагою, який може бути значно більшим прогинів, що викликаються рухом поршня. В [10] розв'язана крайова задача з визначення вимушених поперечних коливань надземної ділянки газопроводу внаслідок руху ним очисного поршня. Кінці ділянки газопроводу прийнято защемленими, також враховувався початковий прогин осі ділянки газопроводу від власної ваги. У диференціальному рівнянні рух очисного поршня описано за допомогою дельта-функції Дірака. Задача розв'язувалася методом інтегрального перетворення Лапласа, не враховувалися сили інерції поршня.

Постановка задачі і методи дослідження. Як і в роботі [10], ділянку газопроводу розглядаємо як балку, кінці якої защемлено (рис. 1). Диференціальне рівняння вільних коливань відоме в літературі [11, 12, 13]. Додаючи до нього початкові та граничні умови, отримуємо таку крайову задачу:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} + a^2 \frac{\partial^4 u}{\partial x^4} = 0, \quad (a^2 = \frac{EI}{\rho A}), \quad (1)$$

$$u|_{t=0} = f_1(x), \quad \frac{\partial u}{\partial t}|_{t=0} = f_2(x), \quad (2)$$

$$u|_{x=0} = 0, \quad \frac{\partial u}{\partial x}|_{x=0} = 0, \quad u|_{x=l} = 0, \quad \frac{\partial u}{\partial x}|_{x=l} = 0. \quad (3)$$

де u - прогин осі балки (осі газопроводу) у довільному перерізі x ;

x, t - координата балки і час від початку вільних коливань;

E - модуль пружності матеріалу балки, Па;

I - осьовий момент інерції поперечного перерізу балки, m^4 ;

A - площа поперечного перерізу балки m^2 ;

ρ - густина матеріалу балки, $кг/м^3$.

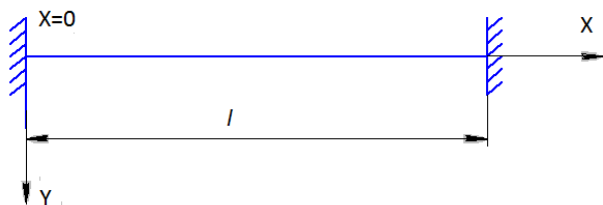


Рисунок 1 – Схема відкритої ділянки газопроводу, кінці якої защемлено

Рівняння (2) представляє собою початкові умови задачі. Функції $f_1(x)$ і $f_2(x)$ отримані у результаті розв'язування задачі вимушених коливань надземної ділянки газопроводу, що викликані проходженням ділянкою очисного поршня [10]. Ці функції мають вигляд

$$f_1(x) = \frac{q}{24EI} (x^4 - 2lx^3 + l^2x^2) + \frac{200qa^2}{EI} + \frac{a^3G}{EIv^3} \left[\frac{v^2}{a} \left(20 - \frac{x}{v} \right) - \sin \frac{v^2}{a} \left(20 - \frac{x}{v} \right) \right] \eta \left(20 - \frac{x}{v} \right) - \frac{8}{3\pi\sqrt{\pi}} \frac{qa^2}{EI} \int_0^{20} \tau \sqrt{\tau} \int_0^{\infty} f(y, \tau) f_1^*(y, x) dy d\tau - \frac{4a^2G}{\pi\sqrt{\pi}EIv} \int_0^{20} \left[\sqrt{\tau} - \frac{\sqrt{a}}{v} \sqrt{\frac{\pi}{2}} \times \left(\sin \frac{v^2\tau}{a} S \left(\frac{v\sqrt{\tau}}{\sqrt{a}} \right) + \cos \frac{v^2\tau}{a} C \left(\frac{v\sqrt{\tau}}{\sqrt{a}} \right) \right) \right] \times \int_0^{\infty} f(y, \tau) f_1^*(y, x) dy d\tau + \frac{8}{3\pi\sqrt{\pi}} \frac{qa^2}{EI} \times \int_0^{20} \tau \sqrt{\tau} \int_0^{\infty} f(y, \tau) f_2^*(y, x) dy d\tau + \frac{4a^2G}{\pi EI v} \int_0^{20} \left[\sin \frac{v^2\tau}{a} C \left(\frac{v\sqrt{\tau}}{\sqrt{a}} \right) - \cos \frac{v^2\tau}{a} S \left(\frac{v\sqrt{\tau}}{\sqrt{a}} \right) \right] \times \int_0^{\infty} \frac{f(y, \tau)}{y} f_3^*(y, x) dy d\tau, \quad (4)$$

де q – інтенсивність розподіленого навантаження (вага одиниці довжини газопроводу, $H/м$);

G – вага вантажу, що рухається балкою, H ;

v – швидкість руху очисного поршня, $м/с$;

$\eta \left(20 - \frac{x}{v} \right)$ – функція Хевісайда [14];

$S \left(\frac{v\sqrt{\tau}}{\sqrt{a}} \right), C \left(\frac{v\sqrt{\tau}}{\sqrt{a}} \right)$ – відповідно синус-інтеграл Френеля і косинус-інтеграл Френеля [15]

$$S \left(\frac{v\sqrt{\tau}}{\sqrt{a}} \right) = \frac{2}{\sqrt{2\pi}} \int_0^{\frac{v-\sqrt{\tau}}{\sqrt{2a}}} \sin z^2 dz,$$

$$C \left(\frac{v\sqrt{\tau}}{\sqrt{a}} \right) = \frac{2}{\sqrt{2\pi}} \int_0^{\frac{v-\sqrt{\tau}}{\sqrt{2a}}} \cos z^2 dz;$$

$$f(y, \tau) = \frac{e^{-y^2(t-\tau)}}{\left(2 + 4 \sin^2 \frac{yl}{\sqrt{2a}} \right) e^{\frac{2yl}{\sqrt{2a}}} - \left(1 + e^{\frac{4yl}{\sqrt{2a}}} \right)};$$

$$\begin{aligned}
 f_1^*(y, x) &= \left(1 + 2 \sin^2 \frac{yl}{\sqrt{2a}}\right) \left(e^{-\frac{y(2l-x)}{\sqrt{2a}}} + e^{-\frac{y(2l+x)}{\sqrt{2a}}} \right) \times \\
 &\times \cos \frac{yx}{\sqrt{2a}} - e^{-\frac{y(4l-x)}{\sqrt{2a}}} \left(\cos \frac{yx}{\sqrt{2a}} - \sin \frac{yx}{\sqrt{2a}} \right) + \\
 &+ e^{-\frac{y(2l-x)}{\sqrt{2a}}} \left[\sin \frac{2yl}{\sqrt{2a}} \cos \frac{yx}{\sqrt{2a}} - \left(\sin \frac{2yl}{\sqrt{2a}} + \cos \frac{2yl}{\sqrt{2a}} \right) \times \right. \\
 &\times \sin \frac{yx}{\sqrt{2a}} \left. \right] - e^{-\frac{y(2l+x)}{\sqrt{2a}}} \left[\sin \frac{2yl}{\sqrt{2a}} \cos \frac{yx}{\sqrt{2a}} + \right. \\
 &+ \left. \left(\sin \frac{2yl}{\sqrt{2a}} - \cos \frac{2yl}{\sqrt{2a}} \right) \sin \frac{yx}{\sqrt{2a}} \right] - \\
 &- e^{-\frac{yx}{\sqrt{2a}}} \left(\cos \frac{yx}{\sqrt{2a}} + \sin \frac{yx}{\sqrt{2a}} \right); \\
 f_2^*(y, x) &= e^{-\frac{y(l-x)}{\sqrt{2a}}} \left[\left(\cos \frac{yl}{\sqrt{2a}} + \sin \frac{yl}{\sqrt{2a}} \right) \cos \frac{yx}{\sqrt{2a}} + \right. \\
 &+ \left. \left(\sin \frac{yl}{\sqrt{2a}} - \cos \frac{yl}{\sqrt{2a}} \right) \sin \frac{yx}{\sqrt{2a}} \right] - e^{-\frac{y(l+x)}{\sqrt{2a}}} \times \\
 &\times \left[\left(\cos \frac{yl}{\sqrt{2a}} + \sin \frac{yl}{\sqrt{2a}} \right) \cos \frac{yx}{\sqrt{2a}} + \right. \\
 &+ \left. \left(\cos \frac{yl}{\sqrt{2a}} + 3 \sin \frac{yl}{\sqrt{2a}} \right) \sin \frac{yx}{\sqrt{2a}} \right] + \\
 &+ e^{-\frac{y(3l-x)}{\sqrt{2a}}} \left[\left(\sin \frac{yl}{\sqrt{2a}} - \cos \frac{yl}{\sqrt{2a}} \right) \cos \frac{yx}{\sqrt{2a}} + \right. \\
 &+ \left. \left(\cos \frac{yl}{\sqrt{2a}} - 3 \sin \frac{yl}{\sqrt{2a}} \right) \sin \frac{yx}{\sqrt{2a}} \right] + \\
 &+ e^{-\frac{y(3l+x)}{\sqrt{2a}}} \left[\left(\cos \frac{yl}{\sqrt{2a}} - \sin \frac{yl}{\sqrt{2a}} \right) \cos \frac{yx}{\sqrt{2a}} + \right. \\
 &+ \left. \left(\sin \frac{yl}{\sqrt{2a}} + \cos \frac{yl}{\sqrt{2a}} \right) \sin \frac{yx}{\sqrt{2a}} \right]; \\
 f_3(y, x) &= -e^{-\frac{yx}{\sqrt{2a}}} \sin \frac{yx}{\sqrt{2a}} + e^{-\frac{y(2l-x)}{\sqrt{2a}}} \times \\
 &\times \left[\left(1 - \sin \frac{2yl}{\sqrt{2a}} \right) \sin \frac{yx}{\sqrt{2a}} + 2 \sin^2 \frac{yl}{\sqrt{2a}} \cos \frac{yx}{\sqrt{2a}} \right] + \\
 &+ e^{-\frac{y(2l+x)}{\sqrt{2a}}} \left[\left(1 + \sin \frac{2yl}{\sqrt{2a}} \right) \sin \frac{yx}{\sqrt{2a}} - \right. \\
 &- 2 \sin^2 \frac{yl}{\sqrt{2a}} \cos \frac{yx}{\sqrt{2a}} \left. \right] - e^{-\frac{y(4l-x)}{\sqrt{2a}}} \sin \frac{yx}{\sqrt{2a}}; \\
 f_2(x) &= \frac{20qa^2}{EI} + \frac{a^2G}{EIv} \left[1 - \cos \frac{v^2}{a} \left(20 - \frac{x}{v} \right) \right] \times \eta \left(20 - \frac{x}{v} \right) - \\
 &- \frac{8}{3\pi\sqrt{\pi}} \frac{qa^2}{EI} \int_0^{20} \tau \sqrt{\tau} \int_0^{\infty} f^*(y, \tau) f_1^*(y, x) dy d\tau - \\
 &- \frac{4a^2G}{\pi\sqrt{\pi}EIv} \int_0^{20} \left[\sqrt{\tau} - \frac{\sqrt{a}}{v} \sqrt{\frac{\pi}{2}} \times \right. \\
 &\times \left. \left(\sin \frac{v^2\tau}{a} S \left(\frac{v\sqrt{\tau}}{\sqrt{a}} \right) + \cos \frac{v^2\tau}{a} C \left(\frac{v\sqrt{\tau}}{\sqrt{a}} \right) \right) \right] \times \\
 &\times \int_0^{\infty} f^*(y, \tau) f_1^*(y, x) dy d\tau + \frac{8}{3\pi\sqrt{\pi}} \frac{qa^2}{EI} \times \\
 &\times \int_0^{20} \tau \sqrt{\tau} \int_0^{\infty} f^*(y, \tau) f_2^*(y, x) dy d\tau + \\
 &+ \frac{4a^2G}{\pi EIv} \int_0^{20} \left[\sin \frac{v^2\tau}{a} C \left(\frac{v\sqrt{\tau}}{\sqrt{a}} \right) - \cos \frac{v^2\tau}{a} S \left(\frac{v\sqrt{\tau}}{\sqrt{a}} \right) \right] \times \\
 &\times \int_0^{\infty} \frac{f^*(y, \tau)}{y} f_3^*(y, x) dy d\tau; \quad (5) \\
 f^*(y, \tau) &= -y^2 f(y, \tau).
 \end{aligned}$$

Крайову задачу (1), (2), (3) в даній роботі розв'язуємо аналітичним методом.

Основна частина. Розв'язок поставленої задачі шукаємо у вигляді

$$u = z(B_1 \cos \omega t + B_2 \sin \omega t), \quad (6)$$

де z – функція координати x балки, що визначає власну форму коливань балки (ділянки газопроводу) [12, 13]. Після підстановки (6) у рівняння (1) одержуємо звичайне однорідне диференціальне рівняння четвертого порядку. В результаті його розв'язання отримаємо

$$z = C_1 K_1(\alpha x) + C_2 K_2(\alpha x) + C_3 K_3(\alpha x) + C_4 K_4(\alpha x), \quad (7)$$

де $C_i, i = 1, 2, 3, 4$ – постійні величини;

$$\alpha^4 = \frac{A\rho\omega^2}{EI};$$

$K_i(\alpha x)$ – функції Крилова [12].

При цьому

$$\begin{aligned}
 K_1(\alpha x) &= \frac{1}{2}(ch\alpha x + \cos \alpha x), \\
 K_2(\alpha x) &= \frac{1}{2}(sh\alpha x + \sin \alpha x), \\
 K_3(\alpha x) &= \frac{1}{2}(ch\alpha x - \cos \alpha x), \\
 K_4(\alpha x) &= \frac{1}{2}(sh\alpha x - \sin \alpha x). \quad (8)
 \end{aligned}$$

Для випадку заземлених кінців газопроводу маємо такі граничні умови:

$$\begin{aligned} z|_{x=0} = 0, \quad \frac{\partial z}{\partial x}|_{x=0} = 0, \\ z|_{x=l} = 0, \quad \frac{\partial z}{\partial x}|_{x=l} = 0. \end{aligned} \quad (9)$$

Підставляючи (7) у граничні умови (9), отримуємо $C_1 = C_2 = 0$ і два однорідних рівняння

$$\begin{aligned} C_3 K_3(\alpha l) + C_4 K_4(\alpha l) = 0, \\ C_3 K_2(\alpha l) + C_4 K_3(\alpha l) = 0. \end{aligned} \quad (10)$$

Із рівнянь (10) одержуємо

$$K_3^2(\lambda) - K_2(\lambda) K_4(\lambda) = 0, \quad (11)$$

де $\lambda = \alpha l$.

Враховуючи вирази для функцій Кривола (8), із (11) виведемо частотне рівняння нашої задачі

$$ch\lambda \cos \lambda = 1. \quad (12)$$

Рівняння (12) має безліч коренів. Згідно з [12] корені рівняння (12) можна записати так:

$$\begin{aligned} \lambda_1 = \frac{3\pi}{2} + \zeta_1, \quad \lambda_2 = \frac{5\pi}{2} - \zeta_2, \dots, \\ \lambda_k = \frac{(2k+1)\pi}{2} - (-1)^k \zeta_k, \quad k = 1, 2, 3, \dots \end{aligned} \quad (13)$$

Величини ζ_k є малими відносно до $\frac{(2k+1)\pi}{2}$, при цьому зі збільшенням k модуль величини ζ_k зменшується. Корені λ_k можна визначити на комп'ютері методом послідовних наближень.

Знайдемо власну функцію вільних коливань відкритої ділянки газопроводу. Покладемо у першому рівнянні (10) $C_3 = K_4(\lambda)$, тоді $C_4 = -K_3(\lambda)$. Враховуючи (7), отримуємо k -ту власну функцію у вигляді

$$z_k = K_4(\lambda_k) K_3\left(\frac{\lambda_k}{l} x\right) - K_3(\lambda_k) K_4\left(\frac{\lambda_k}{l} x\right). \quad (14)$$

Беручи до уваги аналітичний вираз для α , кутова частота послідовних форм коливань набуває вигляду

$$\omega_k = \frac{\lambda_k^2}{l^2} \sqrt{\frac{EI}{A\rho}}. \quad (15)$$

Підставляємо (14) у загальний розв'язок задачі (6) і враховуємо той факт, що власних функцій є безмежна кількість, одержуємо розв'язок задачі у такому вигляді:

$$\begin{aligned} u = \sum_{k=1}^{\infty} \left[K_4(\lambda_k) K_3\left(\frac{\lambda_k}{l} x\right) - K_3(\lambda_k) K_4\left(\frac{\lambda_k}{l} x\right) \right] \times \\ \times (B_{1k} \cos \omega_k t + B_{2k} \sin \omega_k t). \end{aligned} \quad (16)$$

Коефіцієнти B_{1k} і B_{2k} знаходимо, користуючись початковими умовами (2)

$$\left. \begin{aligned} f_1(x) &= \sum_{k=1}^{\infty} \left[K_4(\lambda_k) K_3\left(\frac{\lambda_k}{l} x\right) - \right. \\ &\quad \left. - K_3(\lambda_k) K_4\left(\frac{\lambda_k}{l} x\right) \right] B_{1k}, \\ f_2(x) &= \sum_{k=1}^{\infty} \left[K_4(\lambda_k) K_3\left(\frac{\lambda_k}{l} x\right) - \right. \\ &\quad \left. - K_3(\lambda_k) K_4\left(\frac{\lambda_k}{l} x\right) \right] \omega_k B_{2k}. \end{aligned} \right\} \quad (17)$$

Множимо обидві частини рівнянь (17) на z_i і інтегруємо в межах від нуля до l . Оскільки власні функції ортогональні [11], то на основі властивостей цих функцій будемо мати

$$\left. \begin{aligned} \int_0^l f_1(x) z_1(x) dx &= \int_0^l B_{1i} z_i^2(x) dx, \\ \int_0^l f_2(x) z_1(x) dx &= \int_0^l \omega_i B_{2i} z_i^2(x) dx, \end{aligned} \right\}; \quad (18)$$

$$B_{1i} = \frac{\int_0^l f_1(x) z_1(x) dx}{\int_0^l z_i^2(x) dx}, \quad B_{2i} = \frac{\int_0^l f_2(x) z_1(x) dx}{\omega_i \int_0^l z_i^2(x) dx}. \quad (19)$$

Як видно із рівностей (19) для знаходження коефіцієнтів B_{1i} і B_{2i} , необхідно в першу чергу знайти інтеграл $\int_0^l z_i^2(x) dx$. Цей інтеграл

можна обчислити, якщо врахувати властивість власних функцій. Для випадку заземлення кінців надземної ділянки газопроводу величина цього інтеграла матиме вигляд

$$\int_0^l z_i^2(x) dx = \frac{l}{4} \left[K_4(\lambda_i) K_1(\lambda_i) - K_3(\lambda_i) K_2(\lambda_i) \right]^2. \quad (20)$$

Проблемою є обчислення інтегралів, які стоять у чисельнику формул (19). Це пов'язано зі складними виразами функцій $f_1(x)$ і $f_2(x)$, що представляють початкові умови задачі (формули (4) і (5)). Для вирішення цієї проблеми використовуємо інтерполяційну формулу Лагранжа [16]. Попередньо обчислюємо значення функцій $f_1(x)$, $f_2(x)$ у вузлах інтерполяції. Довжина надземної ділянки газопроводу $l = 100$ м. Вузли інтерполяції вибираємо такі: $x = 0; 1; 5; 10; 20; 40; 60; 80; 90; 95; 99; 100$ м. Застосування інтерполяційного многочлена Лагранжа забезпечує значне спрощення обчислення інтегралів, що стоять у чисельнику формул

(19), оскільки функції $f_1(x)$ і $f_2(x)$ замінюються многочленами.

Висновки

Отримано розв'язок крайової задачі з визначення вільних коливань осі газопроводу на відкритій його ділянці після проходження поршня (очисного, діагностичного) за граничних умов, що відповідають защемленню його кінців.

Початкові умови задачі – це переміщення і швидкість точок осі газопроводу в момент, коли поршень досягає кінця ділянки газопроводу. Вказані умови отримано в результаті розв'язку задачі вимушених коливань газопроводу, спричинених проходженням очисного поршня. В такій задачі була врахована тільки вага поршня і прогин осі газопроводу від власної ваги, але не враховані інерційні сили, які виникають під час руху поршня.

Для полегшення знаходження коефіцієнтів B_{1k} і B_{2k} , що входять в розв'язок задачі, за допомогою інтегралів, під знаком яких є функції початкових умов, останні запропоновано подавати як інтерполяційні многочлени Лагранжа.

Використана математична модель дозволяє прогнозувати характер вільних коливань надземної ділянки трубопроводу після руху ним механічних пристроїв, що дає змогу запобігти порушенню стійкості повітряних переходів у процесі очищення чи внутрішньотрубного діагностування.

Перспектива подальшої роботи полягає у виконанні обчислень за результатами розв'язаної задачі, їх аналіз і порівняння з результатами вимушених коливань.

Література

1. Шиян Т.П., Запухляк В.Б., Говдяк Р.М. Вплив тимчасових навантажень від транспортних засобів на трубопровід. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 2010. № 4(37). С. 89-91.

2. Дорошенко Я.В., Тихонов С.І. Напружено-деформований стан гнучких висячих переходів трубопроводів. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2010. № 3. С.106-110.

3. Дорошенко Я.В., Дорошенко Ю.І. Дослідження впливу руху поршня на надійність балкового переходу, прокладеного за схемою пружно викривленого трубопроводу. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. № 3. С. 49-51.

4. Теслюк В.М., Харченко Л.Є.. Математичне моделювання згинних коливань прямолінійної ділянки трубопроводу під дією рухомого діагностичного поршня. *Моделювання та інформаційні технології: збірник наукових праць*. 2013. Вип. 69. С. 126-135.

5. Kharchenko L. Modal analysis of above-ground pipeline section based on S.Timoshenko beam Theory. *Energia w Nauce I Technice. Bialostockiej*. 2014. P.25-41.

6. Kharchenko L., Kharchenko Y. Fluctuation of multi-section aboveground pipeline region under the influence of moving diagnostic piston/ *Vibration in Physical Systems*. 2014. V.26. P.105-112.

7. Теслюк В.М., Харченко Л.Є. Моделювання коливань ділянки трубопроводу з урахуванням пружної взаємодії з рухомим інтелектуальним поршнем. *11-тий Міжнародний симпозиум українських інженерів механіків у Львові: тези доповідей*. Львів: КІНПАТРИ ЛТД, 2013. С. 89-90.

8. Teslyuk V., Kharchenko L. Modeling of pipeline vibrations during the movement of cleaning piston. *The Experience of Designing and Application of CAD Systems in Microelectronics (CADSM): XII-th International Conference*. Polyana, 2013. P.362-363.

9. Харченко Л.Є. Математичне моделювання коливань багатопрогонової балки зі змінними пружно-інерційними характеристиками та з рухомим вантажем. *Управління високошвидкісними рухомими об'єктами та професійна підготовка операторів складних систем: II Міжнародна науково-практична конференція*. Кіровоград: Кіровоградська льотна академія Національного авіаційного університету, 2013. С. 245.

10. Грудз В.Я., Запухляк В.Б., Тутко Т.Ф., Дубей О.Я. Оцінка динамічних навантажень в розрахунках надземних ділянок газопроводів. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2018. № 5(140). С. 85-91.

11. Тимошенко С.П. Колебания в инженерном деле. М.: Физматгиз, 1959. 439 с.

12. Филиппов А.П. Колебания механических систем. Киев: Наукова думка, 1965. 716 с.

13. Бидерман В.Л. Теория механических колебаний. М.: Высшая школа, 1980. 480 с.

14. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров. М.: Наука, 1970. 720 с.

15. Градштейн И.С., Рыжик И.М. Таблицы интегралов, сумм, рядов и произведений. М.: Наука, 1971. 1108 с.

16. Демидович Б.П., Марон И.А.. Основы вычислительной математики. М.: Наука, 1970. 664 с.

References

1. Shiyan T.P., Zapuhlyak V.B., Govdyak R.M. Vpliv timchasovih navantazhen vid transportnih zasobiv na truboprovod. *Rozvidka i rozrobka naftovih i gazovih rodovish.* 2010. No 4(37). P. 89-91.

2. Doroshenko Ya.V., Tihonov S.I. Napruzhenno-deformovaniy stan gnuchkih visyachih perehodiv truboprovodiv. *Naukovij visnik IFNTUNG.* 2010. No 3. P. 106-110.

3. Doroshenko Ya.V., Doroshenko Yu.I. Doslidzhennya vplivu ruhu porshnya na nadijnist balkovogo perehodu, prokladenogo za shemoyu pruzhno vikrivlenogo truboprovodu. *Rozvidka i rozrobka naftovih i gazovih rodovish.* 2011. No 3. P. 49-51.

4. Teslyuk V.M., Harchenko L.Ye.. Matematichne modelyuvannya zginnyh kolivan pryamolinijnoyi dilyanki truboprovodu pid diyeyu ruhomogo diagnostichnogo porshnya. *Modelyuvannya ta informacijni tehnologiyi: zbirnik naukovih prac.* 2013. Vyp. 69. P. 126-135.

5. Kharchenko L. Modal analysis of above-ground pipeline section based on S.Timoshenko beam Theory. *Energia w Nauce I Technice. Bialostockiej.* 2014. P. 25-41.

6. Kharchenko L., Kharchenko Y. Fluctuation of multi-section aboveground pipeline region under the influence of moving diagnostic piston. *Vibration in Pysical Systems.* 2014. V.26. P. 105-112.

7. Teslyuk V.M., Harchenko L.Ye. Modelyuvannya kolivan dilyanki truboprovodu z urahuvannyam pruzhnoyi vzayemodiyi z ruhomim intelektualnim porshnem. *11-tij Mizhnarodnij simpozium ukrayinskih inzheneriv mehanikov u Lvovi: tezi dopovidej.* Lviv: KINPATRI LTD, 2013. P. 89-90.

8. Teslyuk V., Kharchenko L. Modeling of pipeline vibrations during the movement of cleaning piston. *The Experience of Designing and Application of CAD Systems in Microelectronics (CADSM): XII-th Internations Conference.* Polyana, 2013. P.362-363.

9. Harchenko L.Ye. Matematichne modelyuvannya kolivan bagatoprogonovoyi balki zi zminnimi pruzhno-inercijnimi karakteristikami ta z ruhomim vantazhem. *Upravlinnya visokoshvidkislunimi ruhomimi obyektami ta profesijna pidgotovka operatoriv skladnih sistem: II Mizhnarodna nauково-praktichna konferenciya.*

Kirovograd: Kirovogradska lotna akademiya Nacionalnogo aviacijnogo universitetu, 2013. P. 245.

10. Grudz V.Ya., Zapuhlyak V.B., Tutko T.F., Dubej O.Ya. Ocinka dinamichnih navantazhen v rozrahunkah nadzemnih dilyanok gazoprovodiv. *Visnik Vinnickogo politehnicnogo institutu.* 2018. No 5(140). P. 85-91.

11. Timoshenko S.P. Kolebaniya v inzhenernom dele. M.: Fizmatgiz, 1959. 439 p.

12. Filippov A.P. Kolebaniya mehanicheskikh sistem. Kiev: Naukova dumka, 1965. 716 p.

13. Biderman V.L. Teoriya mehanicheskikh kolebanij. M.: Vysshaya shkola, 1980. 480 p.

14. Korn G., Korn T. Spravochnik po matematike dlya nauchnyh rabotnikov i inzhenerov. M.: Nauka, 1970. 720 p.

15. Gradshtejn I.S., Ryzhik I.M. Tablicy integralov, summ, ryadov i prizvedenij. M.: Nauka, 1971. 1108 p.

16. Demidovich B.P., Maron I.A.. Osnovy vychislitelnoj matematiki. M.: Nauka, 1970. 664 p.

Наука — виробництву

УДК 67.08 : 502.3 : 504.054 : 504.61

DOI: 10.31471/1993-9973-2019-3(72)-76-82

ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ МЕТОДУ МЕХАНОАКТИВАЦІЇ В ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСАХ НАФТОГАЗОВОГО ВИРОБНИЦТВА

М. М. Орфанова

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: m.orfanova@gmail.com*

Все більш актуальною стає необхідність удосконалення технологічних процесів переробки паливно-сировинних ресурсів, пошуку нових технологій та залучення відходів нафтогазового виробництва як техногенних ресурсів. Проаналізовано основні напрямки використання ефектів механічної активації речовин в технологічних процесах нафтогазового виробництва. Надається коротка характеристика методу механоактивації. Показана перспективність використання методу механоактивації для вирішення проблеми утилізації відходів. Розглянуто можливості механічної активації речовини як ефективного напрямку прискорення механохімічних процесів, що відбуваються у вуглеводнях внаслідок інтенсивних механічних навантажень. Узагальнено результати досліджень з впливу механоактивації на зміну фізико-хімічних властивостей нафти, мазуту, кубового залишку та нафтошламу. Узагальнено результати використання механоактивації для приготування тампонажних сумішей на основі кварцового піску та кварцевмісних відходів. Лабораторні дослідження проводились на відцентрово-планетарному млині. Встановлено, що в умовах механоактивації вуглеводнів відбувається їх деструкція. Процес перетворення має ланцюговий характер. Показано, що режими обробки, час та механічні навантаження впливають на процеси деструкції вуглеводнів, а її результати залежать від виду речовини. Доведено перспективність застосування методу механоактивації для регулювання властивостей отриманого на основі нафтошламів мінерального порошку. Результати досліджень однозначно свідчать, що, регулюючи режими обробки вуглеводнів, можна отримати різні об'єми виходу легких фракцій. Показана можливість збільшення глибини переробки нафти, можливість отримання цементної суміші з додаванням до 30 % механоактивованої кварцевмісної добавки без погіршення характеристик цементного каменю. Метод механоактивації є перспективним для утилізації відходів нафтогазового комплексу, які можна розглядати як техногенну сировину.

Ключові слова: метод механоактивації, мазут, нафтошлам, нафта, кварцевмісні відходи.

Все более актуальной становится необходимость совершенствования технологических процессов переработки топливно-сырьевых ресурсов, поиска новых технологий и использование отходов нефтегазового производства как техногенных ресурсов. Проанализированы основные направления использования эффектов механической активации веществ в технологических процессах нефтегазового производства. Предоставляется краткая характеристика метода механоактивации. Показана перспективность использования метода механоактивации для решения проблемы утилизации отходов. Рассмотрены возможности механической активации вещества как эффективного направления ускорения механохимических процессов, происходящих в углеводородах вследствие интенсивных механических нагрузок. Обобщены результаты исследований по влиянию механоактивации на изменение физико-химических свойств нефти, мазута, кубового остатка и нефтешлама. Обобщены результаты использования механоактивации для приготовления тампонажных смесей на основе кварцевого песка и кварцосодержащих отходов. Лабораторные исследования проводились на центробежно-планетарной мельнице. Установлено, что в условиях механоактивации углеводородов происходит их деструкция. Процесс преобразования имеет цепной характер. Показано, что режимы обработки, время и механические нагрузки влияют на процессы деструкции углеводородов, и ее результаты зависят от вида вещества. Показана перспективность применения метода механоактивации для регулирования свойств полученного минерального порошка на основе нефтешламов. Исследования однозначно свидетельствуют, что, регулируя режимы обработки углеводородов, можно получить разные

объемы выхода легких фракций. Показана возможность увеличения глубины переработки нефти, возможность получения цементной смеси с добавлением до 30% механоактивированной кварцсодержащей добавки без ухудшения характеристик получаемого цементного камня. Метод механоактивации является перспективным для утилизации отходов нефтегазового комплекса, которые можно рассматривать как техногенное сырье.

Ключевые слова: метод механоактивации, мазут, нефтешлам, нефть, кварцсодержащие отходы.

The need to improve the technological processes of raw fuel resources processing, to search for new technologies and to involve oil and gas waste production wastes as anthropogenic resources becomes urgent. The main directions of using the effects of the mechanical activation of substances in the technological processes of oil and gas production are analyzed. A brief description of the method of mechanical activation is provided. The prospect of using the method of mechanical activation to solve the problem of waste disposal is shown. The author analyzes the main directions of mechanical activation influence used for changing the composition and properties of hydrocarbons and considers the possibilities of mechanical activation of a substance as an efficient way for accelerating the mechano-chemical processes that occur in hydrocarbons due to intense mechanical loads. The article generalizes the research results concerning the effect of mechanical activation on changes in the physical-chemical properties of oil, fuel oil, bottoms and sludge. The results of using mechanical activation for the preparation of plug-back mixtures based on silica sand and quartziferous waste are summarized. The laboratory research was carried out at a centrifugal-planetary mill. It is established that under the conditions of mechanical activation of hydrocarbons their destruction occurs. The process of transformations is a chain nature. The areas of mechanical and chemical transformations, change of fraction content in residual fuel oil, bottom products, and natural gasoline have been investigated. It has been established that destruction of hydrocarbon fractions takes place. The author demonstrates that processing modes, time and mechanical loads affect the course of hydrocarbon destruction, and its results depend on the type of substance. The researcher proves that it is promising to use the method of mechanical activation to control the properties of mineral flour obtained on the basis of oil sludge. The results of the research indicate clearly that it is possible to get different volume of the light cuts yield by regulating the modes of hydrocarbons processing. The author shows the possibility of increasing the depth of oil refining, as well as the possibility of obtaining a cement mixture with the addition of up to 30% of mechanically activated quartziferous additive without deteriorating the characteristics of cement stone achieved. The method of mechanical activation is promising for the utilization of the wastes of oil and gas complex, as these wastes can be considered the anthropogenic raw materials.

Key words: method of mechanical activation, fuel oil, oil sludge, oil, quarters waste.

Вступ. Зростання рівня споживання паливно-енергетичних ресурсів призвело як до виникнення дефіциту палива, так і до збільшення рівня забруднення навколишнього середовища. Нафтогазовий комплекс України посідає основне місце в забезпеченні вітчизняної енергетичної незалежності. Тому важливим питанням сьогодення є удосконалення існуючих процесів раціональної та комплексної переробки сировини, розширення бази паливно-енергетичних ресурсів, пошук альтернативних видів палива, використання відходів як техногенних паливно-енергетичних ресурсів. Також не менш важливим є підвищення рівня вимог до охорони навколишнього середовища на всіх об'єктах нафтогазового виробництва. Оскільки негативний вплив на компоненти навколишнього середовища спостерігається на всіх технологічних стадіях нафтогазового комплексу, то особливо важливими є питання, пов'язані з екологічними проблемами [1].

Актуальним є не тільки пошук нетрадиційних методів переробки вуглеводневої сировини, поглиблення процесу її переробки шляхом зміни фізико-хімічних властивостей вуглевод-

нів, а також мінімізація обсягів утворення та нагромадження відходів.

Проблема відходів постає досить гостро для нафтогазового комплексу. Відходи утворюються у великих обсягах, характеризуються різноманітністю видів і хімічного складу. Така особливість відходів значно ускладнює як їх зберігання, так і пошук оптимальних напрямків поводження з ними. Тому й спостерігається збільшення обсягів нагромадження відходів нафтогазового комплексу.

Одним із перспективних напрямків зменшення обсягів відходів нафтогазового виробництва є використання методу механоактивації речовин. Технології, що базуються на ефектах механоактивації, є простими у технічній реалізації, а також економічно-ефективними, що, у свою чергу, дозволяє знизити собівартість продукції. На даний час накопичено значний досвід стосовно можливості використання ефектів механоактивації в технологіях переробки мінеральної сировини та відходів [2]. Однак цей метод майже не використовується у технологічних процесах нафтогазового виробництва.

Мета статті полягає в обґрунтуванні перспективності використання методу механоактивації речовин у технологічних процесах нафтогазового виробництва.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій. Механічна активація речовин – це відносно новий напрямок прискорення фізико-хімічних процесів, що відбуваються у речовині внаслідок інтенсивних механічних навантажень. За своїм характером виділяють різні види механічного навантаження та впливу на речовину.

Саме інтенсивні механічні навантаження ініціюють протікання у речовині механохімічних процесів різного характеру. Аввакумов Є. Г. в результаті досліджень виділяє такі процеси: механодеструкцію, механоформування, механосинтез, механоактивацію та механохімічне просторове формування полімерних систем. Таким чином, механоактивація речовин - це один із типів механохімічних процесів, що відрізняється, в першу чергу, від механодеструкції та механосинтезу тим, що механічні сили впливають на енергію активації речовини у відповідності до затрат механічної енергії. В залежності від стадії протікання процесу механоактивації, розрізняють два її види:

- паралельну, яка відбувається безпосередньо під дією механічних сил на речовину;

- постактиваційну, коли ефект механічної обробки проявляється при подальшій взаємодії активованої речовини з іншими речовинами.

На даний час процеси, що відбуваються у речовинах в умовах інтенсивного механічного навантаження, все ще є мало дослідженими. Залишаються актуальними питання про природу та механізм механохімічних перетворень. Це пов'язано з тим, що результати цих перетворень, наслідки механохімічних реакцій залежать не тільки від умов, видів та типів механічних навантажень, але й від агрегатного стану та хімічного складу речовини.

На даний час для високомолекулярних сполук встановлено уявлення про механохімічні явища, досліджена їх специфіка, досліджені явища механодеструкції органічних сполук. Встановлено, що, крім температурного фактору, на зміну структури полімеру мають також вплив тиск і зсув [3].

В результаті досліджень з парафінистою нафтою встановлено, що збільшення механічних навантажень і часу активації приводить до збільшення вмісту твердих парафінів [4], а процеси деструкції та конденсації вуглеводнів відбуваються одночасно в однаковій мірі [5].

Значний комплекс досліджень з одночасної активації важких вуглеводнів з вугіллям і торфом був проведений у Сибірському відділенні РАН Ломовським О.І., Ігошиним В.А., Головко А.К. та Днепровським К.С. Одночасна активація вугілля і нафти дала змогу збільшити вихід бензинових і дизельних фракцій та отримати мазутно-вугільне паливо. Також в результаті досліджень було встановлено, що одночасна активація вугілля та мазуту дозволяє отримати в'язучий продукт для асфальто-бетонних сумішей. В той же час механоактивація вугільних асфальтенів внаслідок процесів деструкції призводить до одночасного утворення низькомолекулярних сполук і предасфальтенів. А на ефективність механоактивації впливає структура сполук, що входять до складу вугільних асфальтенів [6]. У процесі досліджень було встановлено, що технологічний процес переробки вугілля та мазуту, вугілля та нафти є регульованим.

Встановлено, що деструкція високомолекулярних нафтових компонентів залежить від фізико-хімічних властивостей твердої фази та газового середовища, у якому відбувається активація, а присутність мінеральної добавки (кварцу) сприяє утворенню насичених вуглеводнів [7].

Висвітлення невіршених раніше час-тин загальної проблеми. Проте, маловивченими на даний час залишаються хімічні перетворення, що відбуваються у вуглеводневих речовинах внаслідок інтенсивних механічних навантажень.

Значна кількість кварцевмісних відходів використовується у виробництві будівельних матеріалів та при підготовці цементних сумішей [8]. Але можливості їх використання у нафтогазовій галузі не приділяється достатньої уваги.

Формулювання цілей статті

Метою дослідження є визначення можливості та ефективності застосування методу механоактивації у таких напрямках:

- використання піску і кварцевмісних відходів як заміника цементу в тампонажних сумішах;

- поглиблення відбору паливних компонентів з нафтогазової сировини;

- регулювання процесу деструкції важких вуглеводнів;

- отримання мінерального компонента для асфальтобетонних сумішей на основі нафтошламів.

Завданнями дослідження є визначення впливу механоактивації на змінення в'язучих властивостей кварцевмісних речовин, фракційного складу вуглеводнів.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Використання піску і кварцевмісних відходів як заміника цементу в тампонажних сумішах. Для досліджень використовувався звичайний кварцовий пісок, золи Бурштинської ТЕС як кварцевмісні відходи. Готувались чотири типи суміші: цемент – пісок неактивований, цемент – пісок активований, цемент – зола неактивована і цемент – зола активована. Вміст добавки (пісок, зола) у суміші змінювався до 50 %. Визначались такі параметри: розтічність цементного розчину, міцність, корозійна стійкість і пористість цементного каменю.

Результати досліджень показали, що розтічність цементного розчину однозначно зменшувалась при додаванні до тампонажної суміші до 30 % активованої золи або активованого піску. Це свідчить про набуття ними в'язучих властивостей [9, 10]. Дослідження показника міцності на стиск показали його збільшення в 1,5-2,4 рази залежно від умов формування.

Дослідження з вивчення корозійної стійкості цементного каменю проводились при його формуванні в прісному і слабомінералізованому середовищі. Корозійна стійкість зразків цементного каменю з чистого цементу звичайно вища як при їх формуванні в прісному, так і в мінералізованому середовищі, ніж у цементного каменю, одержаного з використанням піску. Проте зразки з активованим піском характеризуються значно більшою корозійною стійкістю, ніж з неактивованим, і в мінералізованому середовищі цей ефект виявляється наочніше.

Як показали дослідження, пористість цементного каменю, одержаного при використанні активованого піску, зменшується на порядок, а текстура, відповідно, стає щільнішою. Це призводить до зменшення проникності цементного каменю по газу в 1,3 рази і в 2,2 рази за умови вмісту піску відповідно 20 % і 30 %. Активація золи також впливає на водо- і газопроникність зразків цементного каменю і однозначно зменшує ці показники по газу в 1,9 рази і по воді в 1,4 рази за умови вмісту золи в суміші 20 %.

Отримані результати показали, що механоактивація піску та кварцевмісних відходів в умовах надтонкого подрібнення дозволяє:

– набути в'язучих властивостей піском та золю;

– зменшити показник пористості цементного каменю;

– збільшити показник міцності на стискання цементного каменю;

– регулювати фізико-механічні властивості цементного каменю, змінюючи режими обробки піску і золи;

– зменшити показник пористості цементного каменю;

– збільшити корозійну стійкість цементного каменю.

Було встановлено, що у тампонажній суміші добавка піску може становити до 30 %, а золи – до 20 % без зміння характеристик цементного каменю.

З позиції екології використання механоактивації дозволяє:

- підвищити ступінь ізоляції свердловин за рахунок покращення характеристик цементного каменю;

- зменшити об'єми золошлакових відходів Бурштинської ТЕС.

Для практичної реалізації розроблено установку струминного помелу УСП-400, яка дозволяє здійснювати подрібнення матеріалу до розміру частинок 40-60 мкм і відповідно більш ефективно використовувати механоактиваційні процеси [11].

Поглиблення відбору паливних компонентів з нафтогазової сировини. Інший напрямок досліджень – це механоактиваційний вплив на вуглеводневі речовини. Дослідження проводилися з паливним мазутом та кубовим залишком переробки газу.

Дослідження з мазутом. Аналіз результатів лабораторних досліджень показав, що після механоактивації мазуту відбувається зменшення вмісту важких фракцій вуглеводнів і утворення легких вуглеводневих фракцій, що свідчить про протікання процесів деструкції. Також встановлено, що зі збільшенням тривалості обробки мазуту відбувається зворотній процес – зменшення об'єму виходу легких фракцій. Отже, регулюючи час обробки мазуту, можна досягти збільшення виходу фракцій з температурою кипіння до 280 °С в 5-7 разів [12].

Дослідження з кубовим залишком. Результати фракційної розгонки кубового залишку показали, що збільшення виходу легких фракцій відбувається за рахунок деструкції фракцій з температурою кипіння понад 340 °С. Аналіз результатів досліджень показав, що за рахунок регулювання механічних навантажень та часу обробки кубового залишку можна додатково отримати понад 10 % дизельного палива.

Регулювання процесу деградації важких вуглеводнів. Дослідження з високов'язкою нафтою Бугриватівського і Коханівського родовищ показали, що активація нафти протягом 2,5 с призводить до збільшення на понад 100 % виходу бензинової фракції. Також при дослідженнях з високов'язкою нафтою Бугриватівського родовища нами був отриманий ефект зменшення в'язкості в 2-3 рази. Найбільший ефект спостерігається при обробці нафти впродовж 20 с. Даний ефект залежить від хімічного складу нафти, що підтверджено результатами попередніх досліджень, проведених з нафтою Коханівського родовища, де оптимальний час активації становив 10 с.

Аналіз досліджень показав, що при механоактивації високопарафіністої нафти у присутності різних каталізаторів відбуваються механохімічні процеси, наслідком яких є деградація компонентів і утворення низькомолекулярних сполук [12]. Результати дали підтвердження, що процес механоактивації нафтогазової сировини в цілому регульований.

Використання нафтошламів для отримання мінерального компонента асфальтобетонних сумішей. Проведений комплекс досліджень з вуглеводневими речовинами, піском і кварцвмісними відходами спрямували на пошук напрямків поводження з нафтошламами. Оскільки основними складовими мінерального порошку є мінеральна та органічна компоненти, то як мінеральну складову було використано активованій пісок, а як органічну складову - нафтошлам. Тому підставою для проведення досліджень були результати комплексу попередніх досліджень щодо впливу механоактивації на властивості кварцового піску та вуглеводнів.

Основний комплекс досліджень було проведено з нафтошламами, збагаченими донними осадами. Для мінерального порошку важливими фізико-механічними показниками є гранулометричний склад, пористість і зчеплення з бітумом. Результати досліджень показали, що застосування механоактивації у приготуванні мінерального порошку на основі нафтошламів дозволяє зменшити показник пористості, досягти кращого обволікання мінеральної складової органічною і регулювати характеристики порошку в цілому. За результатами досліджень було обрано співвідношення компонентів пісок : нафтошлам 1 : 1 при умові механоактивації піску. Аналізуючи результати досліджень, можна стверджувати, що в активованому нафтошламів релаксаційні процеси не відбуваються,

і це дозволяє розглядати його як мінеральний компонент для асфальтобетонних сумішей [13].

Висновки. У ході досліджень було встановлено, що процес механоактиваційної обробки нафтової сировини є регульованим: одночасно з процесами деградації вуглеводнів відбувається їх синтез. Регулюючи навантаження та час активаційної обробки вуглеводнів, можна отримати збільшення виходу певних фракцій вуглеводнів при мінімальних енерговитратах. Деградація нафтових вуглеводнів ініціюється саме процесами інтенсивного механічного навантаження, що може бути досягнуто лише в умовах механоактивації. Загалом хімічні перетворення у вуглеводнях мають ланцюговий характер.

Одержані результати лабораторних досліджень свідчать про таке:

- під дією механоактивації одночасно відбуваються процеси деградації та синтезу вуглеводнів (холодний крекінг);

- під дією механоактивації протягом 30 с з паливного мазуту утворюється 36 % фракцій з температурою кипіння до 280 °С, в той час як із неактивованого мазуту – 5,5 %;

- встановлено, що збільшення виходу фракцій з температурою кипіння до 280 °С відбувається за рахунок деградації фракцій з температурою кипіння понад 400 °С;

- після механохімічної активації кубового залишку переробки газу впродовж 15 с можна додатково одержати понад 12 % важкого дизельного палива (порівняно з вихідним продуктом) за рахунок фракцій, які киплять за температури вище 340 °С.

Результати проведених досліджень показали такі перспективні напрямки використання ефектів механоактивації речовин у технологічних процесах нафтогазового комплексу:

- розширення можливості використання кварцвмісних відходів;

- використання відходів нафтогазового виробництва як техногенних паливно-енергетичних ресурсів;

- поглиблення процесу відбору паливних компонентів.

Використання методу механоактивації може бути перспективним у напрямку утилізації відходів буріння, які належать до багатотоннажних відходів нафтогазового виробництва. Метод механічної активації речовин може розширити сфери використання бурових шламів як мінерально-сировинного техногенного ресурсу, що може бути повторно використаний у технологічних процесах нафтогазового виробництва. Його за-

стосування для утилізації бурових шламів полягає у зміні фізико-хімічних властивостей речовин в умовах інтенсивних механічних навантажень і в умовах надтонкого подрібнення. Напрямки використання бурового шламу залежать від його складу. Базуючись на проведених дослідженнях, можна запропонувати такі можливі напрямки утилізації бурового шламу з використанням ефектів механоактивації:

- замітник тампонажного цементу, якщо відсутня органічна складова;
- компонент для приготування бурових глинистих розчинів;
- неорганічний в'язучий мінерального порошку для асфальтобетонних сумішей;
- добавка при будівництві дорожніх покриттів.

На основі ефектів механоактивації речовин можуть бути розроблені екологічні та енергоощадні технології.

Література

1. Орфанова М.М. Напрямки покращення екологічної ситуації на підприємствах нафтогазового комплексу України. *Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит*. 2014. № 4(122). С.69-75.
2. Аввакумов Е.Г., Гусев А.А. Механические методы активации в переработке природного и техногенного сырья. Новосибирск : Гео, 2009. 155 с.
3. Шутилин Ю.Ф., Щербакова М.С., Жучков А.В., Корястин С.И. Механохимические превращения полимеров при многократных изменениях температуры, давления и сдвига. *Вестник ВГУИТ*. 2012. № 1. С.122-125.
4. Сурков В.Г., Головки А.К., Можайская М.В. Влияние условий механического воздействия на изменение состава парафинов нефти. *Известия Томского политехнического университета*. 2012. Т. 321. № 3. С. 148-152.
5. Дудкин Д.В., Кульков М.Г., Шестакова Е.Н., Якубенко А.А., Новиков А.А. Превращение углеводородов нефти при механохимическом воздействии. *Химия и технология топлив и масел*. 2012. № 2(570). С. 39-42
6. Пройдаков А.Г., Калабин Г.А., Пройдакова О.А. Деструкция природного органического сырья: монография : LAP Lambert Academic Publishing, 2016. 280 с.
7. Савельев В.В., Головки А.К. Механодеструкция асфальтенов в среде различных газов и в присутствии твердых добавок. *Известия Томского политехнического университета*. 2010. Т. 316. № 3. С.68-71.
8. Глуховський І.В., Глуховський В.В., Дашкова Т.С., Свідерський В.А. Сучасні технології іммобілізації небезпечних відходів. *Матеріали I Міжнародної науково-практичної конференції «Екологічна безпека як основа сталого розвитку суспільства»* (29-30.11.2012, Львів). ЛДУ БЖД. 2012. С. 208-211.
9. Орфанова М.М. Можливості використання кварцвмісних відходів в якості в'язучих матеріалів. *Екологічна безпека*. 2014. № 2. С. 97-101.
10. Орфанова М.М., Орфанова М.Мих., Пустогов В.И. Перспективи використання методу механоактивації з метою утилізації зол ТЕС в наповнювачі будівельних матеріалів. *Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит*, 2013. № 5(111). С.58-62.
11. Заявка на винахід “Мельница струйная противоточная”. № 95094337; заявл. 29.09.1995; опубл. 30.06.1998, Бюл. № 3.
12. Орфанова М.М., Семчук Я.М. Перспективи використання методів механоактивації для вирішення проблеми утилізації відходів. *Вісник КрНУ ім. М. Остроградського*. 2013. № 5(82). С. 160-166.
13. Орфанова М.М. Використання нафтошламів у дорожнобудівельних матеріалах. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2014. № 4. С. 36-41.

References

1. Orfanova M.M. Napryamki pokrashennya ekologichnoyi situaciyi na pidpriemstvakh naftogazovogo kompleksu Ukraini [Directions of improvement of ecological situation at enterprises of oil and gas complex of Ukraine]. *Enregozberezhennya. Energetika. Enregoaudit*, 2014. No 4(122). P.69-75.
2. Avvakumov E.G., Gusev A.A. Mehanicheskie metodyi aktivatsii v pererabotke prirodnogo i tehnogennoho syryia [Mechanical activation methods in the processing of natural and man-made materials]. Novosibirsk: Geo, 2009. 155 p.
3. Shutilin Yu.F., Scherbakova M.S., Zhuchkov A.V., Koryistin S.I. Mehanohimicheskie prevrascheniya polimerov pri mnogokratnom izmeneniyah temperatury, davleniya i sdviga [Mechanochemical transformations of polymers with multiple changes in temperature, pressure and shear]. *Vestnik VGUI*. 2012. No 1. P.122-125.
4. Surkov V.G., Golovko A.K., Mozhayskaya M.V. Vliyanie usloviy mehanicheskogo vozdeystviya na izmeneie sostava parafinov nefiti [Effect of mechanical impact on the change in the

composition of oil paraffins]. *Izvestiya Tomskogo politehnicheskogo universiteta*. 2012. Vol. 321. No 3. P. 148-152.

5. Dudkin D.V., Kulkov M.G., Shestakova E.N., Yakubenok A.A., Novikov A.A. Prevrashchenie uglevodorodov nefti pri mehanohimicheskom vozdeystvii [The transformation of petroleum hydrocarbons with mechanochemical impacts]. *Himiya i tehnologiya topliv i masel*. 2012. No 2(570). P. 39-42.

6. Proydakov A.G., Kalabin G.A., Proydakova O.A. Destruktsiya prirodnogo organicheskogo syrya [Destruction of natural organic raw materials]. LAP Lambert Academic Publishing, 2016. 280 p.

7. Savelev V.V., Golovko A.K. Mehanodestruktsiya asfaltenov v srede razlichnykh gazov i v prisutstvii tverdykh dobavok [Mechano-destruction of asphaltenes in the environment of various gases and in the presence of solid additives]. *Izvestiya Tomskogo politehnicheskogo universiteta*. 2010. T. 316. No 3. P. 68-71.

8. Gluhovskij I.V., Gluhovskij V.V., Dashkova T.S., Sviderskij V.A. Suchasni tehnologii immobilizatsiyi nebezpechnih vidhodiv [Modern technologies of immobilization of hazardous waste]. *Materiali I Mizhnarodnoyi naukovo-praktichnoyi konferenciyi «Ekologichna bezpeka yak osnova stalogo rozvitku suspilstva»* (29-30.11.2012, Lviv). LDU BZhD. 2012. P. 208-211.

9. Orfanova M.M. Mozhlivosti vikoristannya kvarcvmisnih vidhodiv v yakosti v'yazhuchih materialah [Possibilities of using quartzlike waste as astringent materials]. *Ekologichna bezpeka*. 2014. No 2. P. 97-101.

10. Orfanova M.Mik., Orfanova M.Mih., Pustogov V.I. Perspektivi vikoristannya metodu mehanoaktivatsiyi z metoyu utilizatsiyi zol TES v napovnyuvachi budivelnih materialiv [Prospects for the use of the mechanoactivation method for the disposal of TPS ash in building materials filler]. *Enregoberezhennya. Energetika. Energo-audit*. 2013. No 5(111). P.58-62.

11. Zayavka na vinahid "Melnica strujnaya protivotochnaya". [Mill counter-current jet]. No 95094337; zayavl. 29.09.1995; opubl. 30.06.1998, Byul. No 3.

12. Orfanova M.M., Semchuk Ya.M. Perspektivi vikoristannya metodiv mehanoaktivatsiyi dlya virishennya problemi utilizatsiyi vidhodiv [Prospects for the mechanical activation method to solve the problem of waste disposal]. *Visnik KrNU im. M. Ostrogradskogo*. 2013. No 5(82). P. 160-166.

13. Orfanova M.M. Vikoristannya naftoshlamiv u dorozhnobudivelnih materialah [The use of sludge in road building materials]. *Energotehnologii i resursoberezhennie*. 2014. No 4. P. 36-41.

ОЦІНКА ЖИТТЄВОГО ЦИКЛУ ЯК ІНСТРУМЕНТ ЕКОЕФЕКТИВНОСТІ НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ОБ'ЄКТІВ

Т. М. Яцишин

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727165,
e-mail: yatsyshyn.t@gmail.com

Пропонується використання методології оцінки життєвого циклу для дослідження об'єктів нафтогазовидобутку на прикладі нафтогазової свердловини з метою покращення показників еко-ефективності нафтогазової галузі. Особливостями об'єкта дослідження є складність технологічних процесів і обладнання та багатофакторність впливу на навколишнє природне середовище. Проаналізовано основні принципи методології оцінки життєвого циклу. Визначено межі досліджуваної системи, яка включає всі етапи життєвого циклу нафтогазової свердловини: підготовка майданчика, монтаж бурової установки, буріння свердловини, випробування, демонтаж бурової установки, монтаж експлуатаційного обладнання, освоєння свердловини, експлуатація, завершення експлуатації, виведення свердловини з експлуатації. Проведено інвентаризацію одиничних процесів продукційної системи, що дозволило виявити вхідні та вихідні елементарні потоки на кожному етапі. Побудовано гістограми, за допомогою яких можна визначити потужність та різноманітність вхідних та вихідних потоків. Наведено орієнтовну тривалість кожного етапу, що дає змогу оцінити час впливу одиничних процесів та визначити потенційні ефекти для навколишнього природного середовища. Встановлено найбільш ресурсовитратні етапи, якими є: буріння свердловини, монтаж, демонтаж бурової установки та виведення свердловини з експлуатації. За результатами аналітичних досліджень вихідних потоків встановлено етапи з найбільшою різноманітністю та потужністю потоків. Визначено потенційний ризик виникнення аварійних екологічно небезпечних ситуацій протягом життєвого циклу досліджуваного об'єкта. Одержані дані дозволяють спрямувати подальші наукові дослідження на процеси або/і обладнання, при яких відбувається інтенсивний рух потоків зі значними ефектами для довкілля, а також розробляти інноваційні технічні рішення і вдосконалювати технологічні процеси для зменшення шкідливого впливу на навколишнє природне середовище. Проведені дослідження визначають ряд переваг методології оцінки життєвого циклу для покращення показників еко-ефективності, до яких належать: системність вивчення впливів діяльності, багатофакторність аналізу, визначення потенціалу зменшення впливів та постійне вдосконалення протягом життєвого циклу.

Ключові слова: оцінка життєвого циклу, еко-ефективність, нафтогазова свердловина, багатофакторність, навколишнє природне середовище.

Предлагается использование методологии оценки жизненного цикла для исследования объектов нефтегазодобычи на примере нефтегазовой скважины с целью улучшения показателей эко-эффективности нефтегазовой отрасли. Особенности объекта исследования является сложность технологических процессов и оборудования и многофакторность воздействия на окружающую среду. Проанализированы основные принципы методологии оценки жизненного цикла. Определены границы исследуемой системы, которая включает все этапы жизненного цикла нефтегазовой скважины: подготовка площадки, монтаж буровой установки, бурение скважины, испытание, демонтаж буровой установки, монтаж эксплуатационного оборудования, освоение скважины, эксплуатация, завершение эксплуатации, вывод скважины из эксплуатации. Проведена инвентаризация единичных процессов продукционной системы, что позволило выявить входные и выходные элементарные потоки на каждом этапе. Построены гистограммы, с помощью которых можно определить мощность и разнообразие входных и выходных потоков. Приведена ориентировочная продолжительность каждого этапа, которая позволяет оценить время воздействия единичных процессов и определить потенциальные эффекты для окружающей природной среды. Установлены наиболее ресурсозатратные этапы, которыми являются: бурение скважины, монтаж, демонтаж буровой установки и вывод скважины из эксплуатации. По результатам аналитических исследований выходных потоков установлены этапы с наибольшим разнообразием и мощностью потоков. Определены потенциальный риск возникновения аварийных экологически опасных ситуаций в течение жизненного цикла исследуемого объекта. Полученные данные позволяют направить дальнейшие научные исследования на процессы или / и оборудование, при которых происходит интенсивное движение потоков со значительными эффектами для окружающей среды, а также разрабатывать инновационные технические решения и совершенствовать технологические процессы для сокращения вредного воздействия на окружающую природную среду. Проведенные исследования определяют ряд преимуществ методологии оценки жизненного цикла для улучшения

показателів еко-ефективності, к которым относятся: системность изучения воздействий деятельности, многофакторность анализа, определение потенциала сокращения воздействий и постоянное совершенствование в течение жизненного цикла.

Ключевые слова: оценка жизненного цикла, эконо-эффективность, нефтегазовая скважина, многофакторность, окружающая природная среда.

Aiming at improving the eco-efficiency of the oil and gas industry, the author suggests the use of life cycle assessment methodology to study oil and gas production facilities as illustrated by the oil-and-gas well. The peculiarities of the research object are the complexity of technological processes and equipment and the multifactorial effects on the environment. The basic principles of the methodology of life cycle assessment have been analyzed. The author specifies the boundaries of the investigated system which includes all stages of the life cycle of an oil-and-gas well: site preparation, rigging up, well drilling, testing, rigging down, assembly of production equipment, well development, well operation, closing-in, well decommissioning. The inventory of single processes of the production system was carried out. It gives a possibility to identify incoming and outgoing elementary flows at each stage. The histograms to determine the power and diversity of incoming and outgoing flows have been built. The approximate duration of each stage is given. This duration makes it possible to estimate the exposure time of single processes and to identify the potential effects on the environment. The most resource-consuming stages have been established. They are drilling, rigging up, rigging down, and decommissioning of wells. Based on the results of analytical studies of the outgoing flows, the stages with the greatest diversity and flow capacity are established. The potential risk of hazardous environmental emergencies during the life cycle of the investigated facility is determined. The obtained data give a possibility to start researching those processes and / or equipment with which there is intense movement of flows with significant effects on the environment, as well as to develop innovative technical solutions and improve technological processes to reduce the harmful effects on the environment. The conducted research determines a number of advantages of the life cycle assessment methodology for improving the indicators of eco-efficiency. The advantages include a systematic study of the effects of the activities, the multivariate analysis, the identification of the potential for the reduction of impacts and constant improvement throughout the life cycle..

Keywords: life cycle assessment, eco-efficiency, oil-and-gas well, multifactority, environment.

Вступ

Загострення екологічних проблем у світовому масштабі спричинило формування концепції екологічної безпеки техногенних об'єктів, з точки зору сталого розвитку. При цьому стратегія екологічної ефективності промислових об'єктів дозволяє поєднати економічну та екологічну ефективність. У соціально-економічній політиці Євросоюзу на сьогодні екологічна політика за своєю значущістю займає рівні позиції з економічною політикою [1]. В основі досягнення еко-ефективності є створення продукції з високим рівнем корисних властивостей (цінністю принесених послуг), низькою матеріаломісткістю і енергоємністю. Досягнення відповідного ступеня еко-ефективності націлює компанії на створення продукції високої якості при мінімізації ресурсоспоживання, забруднення довкілля і утворення відходів [2].

Одними з основних принципів Стратегії державної екологічної політики України на період до 2020 року визначено: посилення ролі екологічного управління в системі державного управління України з метою досягнення рівності трьох складових розвитку (економічної, екологічної, соціальної), яка зумовлює орієнтування на пріоритети сталого розвитку; врахування екологічних наслідків під час прийняття управлінських рішень, при розробленні доку-

ментів, які містять політичні та/або програмні засади державного, галузевого (секторального), регіонального та місцевого розвитку; запобігання виникненню надзвичайних ситуацій природного і техногенного характеру, що передбачає аналіз і прогнозування екологічних ризиків. Основою одержання інформації для аналізу і прогнозування є результати стратегічної екологічної оцінки, державної екологічної експертизи, а також державного моніторингу навколишнього природного середовища [3].

Зазначені принципи потребують відповідного інструментарію, який дозволить приймати екологічно безпечні управлінські рішення на ранніх етапах проектування планованої діяльності. Завдання отримання групової кількісної експертної оцінки з урахуванням коефіцієнтів відносної важливості оцінюваних показників впливу планованої діяльності на навколишнє середовище в даний час вирішується методами критеріально-експертного зважування, що складають основу інформаційного забезпечення методології оцінки життєвого циклу (ОЖЦ), яка широко використовується в практиці екологічного проектування в країнах Західної Європи і Америки [4]. Теоретичні основи даного підходу затверджені в міжнародних стандартах серії ISO 14040-14049 «Методологія аналізу життєвого циклу» [5, 6, 7]. Згідно з новою версі-

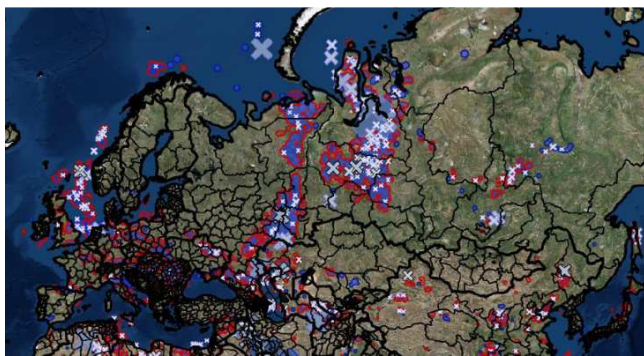


Рисунок 1 – Родовища нафти в Європі та Азії (HarvardWorldMap) [11]

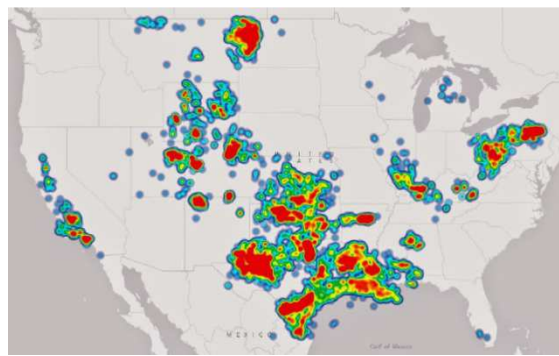


Рисунок 2 – Буріння свердловин на нафту і природний газ у США, 2016 р. (HarvardWorldMap) [11]

єю стандарту, на доповнення до необхідності керувати екологічними аспектами виробничої діяльності організація повинна поширити свій контроль на кожну стадію життєвого циклу: придбання сировини, проектування, виробництво, транспортування / доставку, використання, утилізацію [8].

Нафтогазовидобувні об'єкти становлять потенційну екологічну небезпеку як через присутність у технологічних процесах агресивних хімічних речовин впродовж всього життєвого циклу, так і за рахунок великої кількості даних об'єктів у всіх регіонах планети (рис. 1, 2) [9, 10].

Наслідки нафтогазовидобутку, які виникають протягом життєвого циклу свердловин, наносять значні екологічні збитки і в багатьох випадках формують незворотні зміни в навколишньому природному середовищі. Так, у процесі нафтогазовидобування відбувається забруднення атмосферного повітря, водних об'єктів та ґрунтового покриву. Це спричиняє скиди, викиди та випари шкідливих газоподібних речовин [12], надходження значної кількості супутніх пластових вод високої мінералізації та розливи вуглеводнів, що знищують біоту водних об'єктів, порушують ґрунтовий покрив [13]; залишаються неліквідованими десятки і сотні амбарів з буровим шламом; на факелах спалюється близько 35 млрд.м³ на рік попутного газу [14]; існує небезпека газонафтоводопровів та відкритих фонтанів, які можуть виникати на всіх етапах спорудження та експлуатації свердловин. В [15] розглянуто роботу насосно-циркуляційної системи бурової установки (БУ) при різних технологічних операціях, коли відбувається циркуляція бурового розчину, який може містити у своєму складі речовини різного класу небезпеки: від 1-го (хромати, біхромати) до 4-го (натрію сульфат, діетиламін). Ці речовини потрапляють в атмосферу внаслідок випаровування, яке відбувається досить інтенсивно

через порівняно високі температури бурового розчину та його циркуляцію. Особливої уваги потребують виведені з експлуатації свердловини, рівень контролю за станом яких з часом послаблюється, а їх герметичність може порушуватись [16]. Вищезазначені впливи складаються з результатів локальних впливів нафтогазовидобувних об'єктів – нафтогазових свердловин, кількість яких щороку зростає по всій планеті.

У статті розглянуто метод оцінки життєвого циклу як інструменту підвищення екооефективності об'єктів нафтогазового комплексу.

Аналіз сучасних вітчизняних та зарубіжних досліджень і публікацій

В стандарті ISO 14001:2015 пропагується запровадження підходу мислення, в основі якого лежать принципи життєвого циклу. Такий підхід передбачає особливі вимоги до екологічних аспектів на кожному етапі життєвого циклу – розроблення документації, закупівлі ресурсів, використання матеріалів, транспортування продукції, її утилізація, а не тільки вимоги, що висувають до виробничих процесів [8].

Система управління життєвим циклом, як один із вагомих елементів систем екологічного управління, спрямована на мінімізацію екологічних і соціально-економічних проблем, пов'язаних з продуктом або асортиментом продукту протягом його життєвого циклу та ланцюгом формування вартості. Система управління життєвим циклом дозволяє оперативно відслідковувати життєвий цикл і збалансованість продукту та здійснювати безперервний процес удосконалення продукційної системи [8]. В науковій роботі Стремберг Л.М. зазначено, що ОЖЦ є системним підходом для визначення екологічної безпеки об'єкта та інструментом для проведення початкової стадії оцінки впливу на довкілля [4].

В [5] зазначено, що ОЖЦ, зазвичай, не охоплює економічні чи соціальні аспекти продукції, але підхід та методологію життєвого циклу, описані в стандарті ДСТУ ISO 14040:2013, можна застосовувати й до цих аспектів. Використання методології еко-ефективності в ОЖЦ зазначається в праці А. С. Kokossis, F. Thompson та Т. К. Das [17].

В дослідженнях В.А. Грози та О.М. Антонів наведено інформацію про стадії життєвого циклу та негативний вплив на навколишнє середовище газовидобувної свердловини та представлено результати розрахунку потенційного територіального ризику для газоконденсатного родовища [18]. Однак, не достатньо висвітлена інформаційна база щодо матеріальних, енергетичних потоків та ефектів, що виникають на всіх стадіях життєвого циклу свердловини.

Висвітлення окремих пунктів невирішених раніше частин загальної проблеми

Підвищення еко-ефективності об'єктів нафтогазового комплексу потребує прийняття відповідних управлінських рішень, які базуються на принципах сталого розвитку. Правильний вибір рішення повинен ґрунтуватися на достовірній інформаційній базі про можливі наслідки для довкілля на різних етапах життєвого циклу досліджуваного об'єкта. Методика оцінки життєвого циклу дає можливість прослідкувати ресурсо-енергетичні потоки та створювані ними ефекти для довкілля. В опрацьованих літературних джерелах для нафтогазових свердловин така інформація зустрічається частково або відсутня. Заповнення цієї ніші для зазначених об'єктів дозволить виявити найбільш витратні етапи в ресурсно-енергетичному плані та етапи, на яких виникає найбільша кількість шкідливих для довкілля ефектів. Така інформаційна база є платформою для прийняття еко-ефективних управлінських рішень, які ґрунтуються на принципах збалансованого ресурсоспоживання, енергоефективності та безпеки для довкілля. Тому, актуальною є розробка методологічних основ ОЖЦ об'єктів нафтогазового комплексу.

Основною метою статті є використання інструменту ОЖЦ для розробки еко-ефективних рішень в умовах нафтогазового комплексу.

Поставлена мета досягається шляхом вирішення таких завдань:

- вибір основних принципів ОЖЦ нафтогазової свердловини;

- встановлення меж досліджуваної системи та інвентаризація життєвого циклу на прикладі нафтогазової свердловини;

- аналіз ресурсних та енергетичних потоків обраного етапу в життєвому циклі нафтогазової свердловини;

- визначення переваг ОЖЦ як інструменту забезпечення еко-ефективності нафтогазовидобувних об'єктів.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

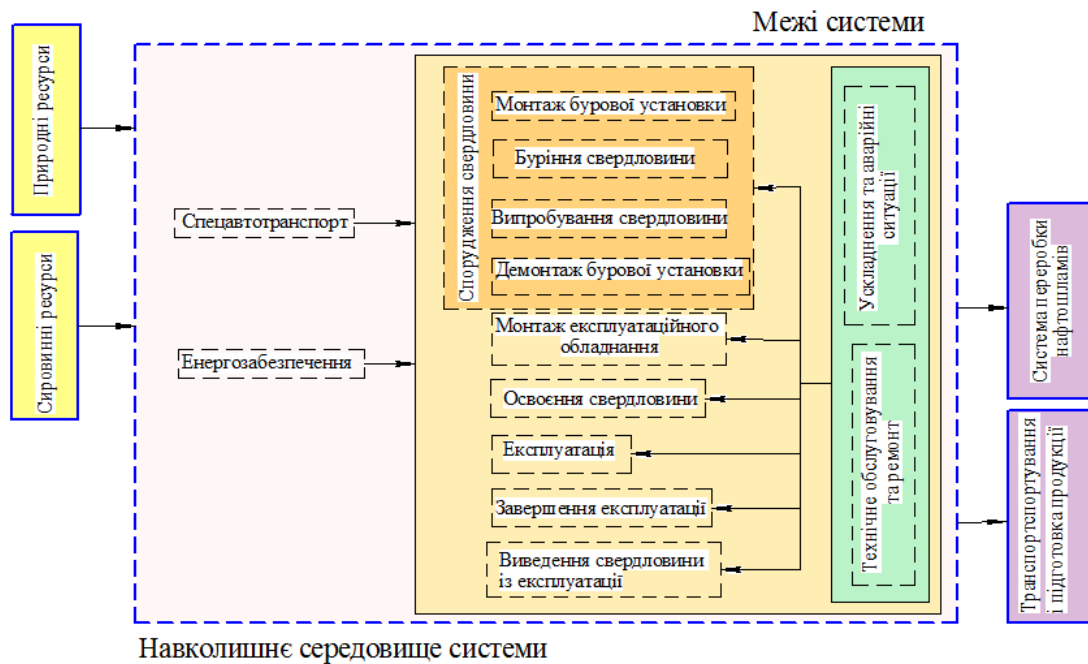
Міжнародна організація зі стандартизації визначає життєвий цикл як: «... послідовні і взаємозалежні стадії життєвої системи продукту або процесу, починаючи з видобутку природних ресурсів і закінчуючи утилізацією відходів», а оцінка життєвого циклу – це: «... систематизований набір процедур зі збору та аналізу всіх матеріальних і енергетичних потоків системи, включаючи вплив на навколишнє середовище під час всього життєвого циклу продукту і / або процесу ... » [19].

Життєвий цикл нафтогазових свердловин супроводжується використанням різноманітного обладнання та матеріалів, тому дослідження етапів «від колиски до могили» є складним багатofакторним процесом. Одним із сучасних підходів є поетапне оцінювання життєвого циклу: кожен крок процесу аналізується, а потім інтегрується для можливості оцінки всього виробничого процесу. В літературі зустрічається інкрементно-ітеративний підхід при оцінці життєвого циклу [17]. Дослідження життєвого циклу нафтогазової свердловини доцільно проводити, використовуючи вищезгаданий підхід, у рамках якого складні процеси і об'єкти доцільно виділяти і розглядати як окремі системи і в подальшому інтегрувати в загальний життєвий цикл нафтогазового комплексу.

Методологія ОЖЦ складається з 4-х етапів [5]:

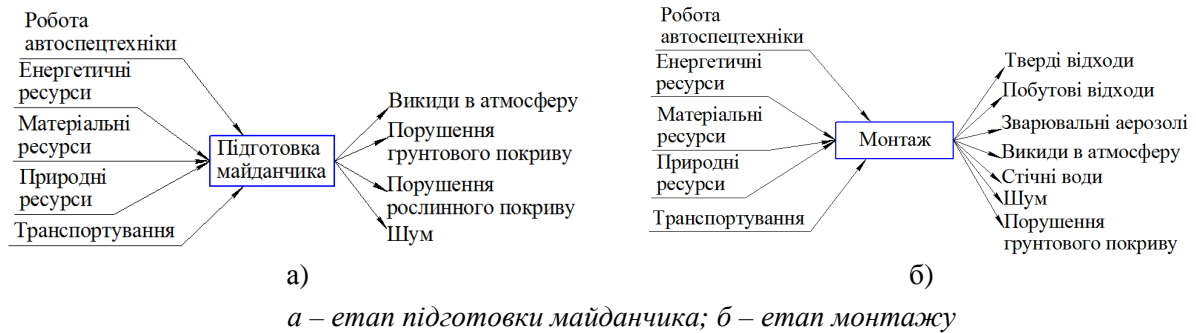
– мета і визначення меж впливу;
– інвентаризація;
– оцінка впливу життєвого циклу технології;
– інтерпретація, яка дозволяє прийняти остаточне рішення у відповідності до цілей вивчення ОЖЦ.

Метою проведення ОЖЦ нафтогазової свердловини є визначення еко-ефективності та потенціалу скорочення викидів. Функціональною одиницею визначено життєвий цикл тривалістю 20 років експлуатаційної нафтогазової свердловини. Виходячи з головного принципу ОЖЦ – «від колиски до могили», екологізації



Навколишнє середовище системи

Рисунок 3 – Схема визначення меж продукційної системи



а)

б)

а – етап підготовки майданчика; б – етап монтажу

Рисунок 4 – Приклади схем одиничних процесів життєвого циклу нафтогазової свердловини

підлягає весь продукційний ланцюжок – в даному випадку від спорудження свердловини до виводу її з експлуатації. Особливістю даного об’єкту дослідження є те, що після виведення з експлуатації нафтогазових свердловин залишається високий ризик їх впливу на довкілля, який потребує подальшого моніторингу. На рис. 3 наведено межі досліджуваної продукційної системи.

Продукційна система «Нафтогазова свердловина» згідно з методикою ОЖЦ поділяється на ряд одиничних процесів: підготовка майданчика, монтаж бурової установки, буріння свердловини, випробування свердловини, демонтаж бурової установки, монтаж експлуатаційного обладнання, освоєння свердловини, експлуатація, завершення експлуатації (видобування вуглеводнів) та виведення свердловини з експлуатації. На рис. 4 наведено приклад одиничних процесів життєвого циклу нафтогазової свердловини. Наведені схеми вхідних і вихідних по-

токів розробляються для всіх одиничних процесів.

Одиничні процеси пов’язані між собою потоками проміжної продукції та (або) відходами з іншими продукційними системами, а з навколишнім середовищем - за допомогою елементарних потоків. Елементарні потоки включають в себе використання ресурсів, викиди в атмосферне повітря, скиди у водні об’єкти, розливи на ґрунти, які пов’язані з досліджуваною системою. В залежності від індивідуальних характеристик умов спорудження свердловин (табл. 1) можуть дещо змінюватися ефекти, спричинені одиничними процесами, та змінюватися елементарні потоки.

Враховуючи складність процесів та багатofакторність впливів на довкілля, що формують кінцеві ефекти на етапах життєвого циклу нафтогазової свердловини, доцільно проводити попередню інвентаризацію з метою визначення орієнтовного потенційного впливу окремих етапів життєвого циклу. Такий підхід дозволяє

Таблиця 1 – Характеристики умов спорудження свердловин

| Природні | Технічні | Технологічні | Організаційні | Проектні |
|---|--|---------------------------------------|--|--|
| Ландшафтні та кліматичні особливості території. Геологічні умови | Комплектація бурового наземного обладнання. Комплектація бурового свердловинного обладнання | Спосіб буріння. Технологія буріння | Під'їзні шляхи. Енергопостачання. Водопостачання | Глибина свердловини. Тривалість буріння |

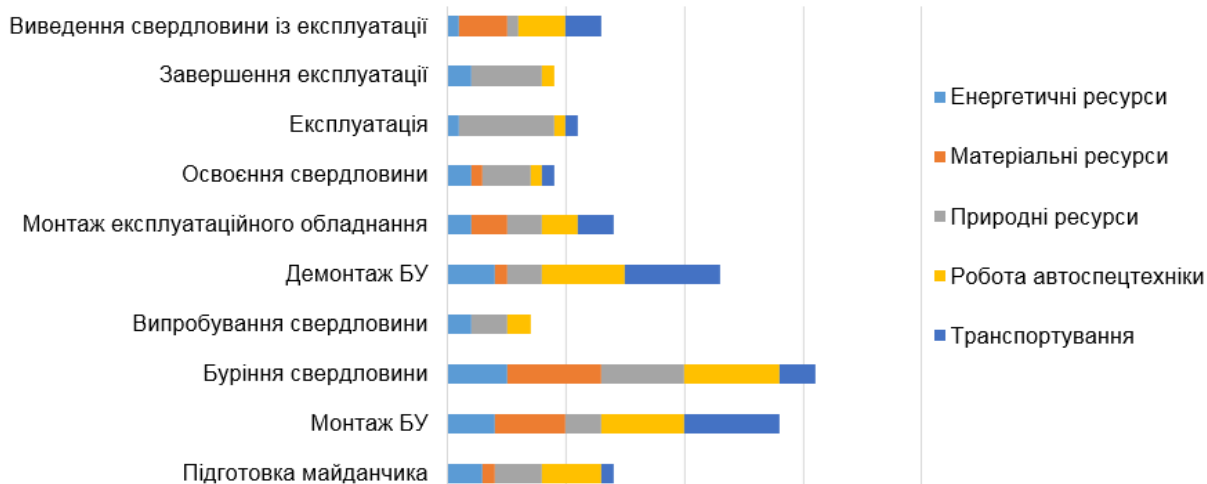


Рисунок 5 – Результати попередньої інвентаризації вхідних потоків

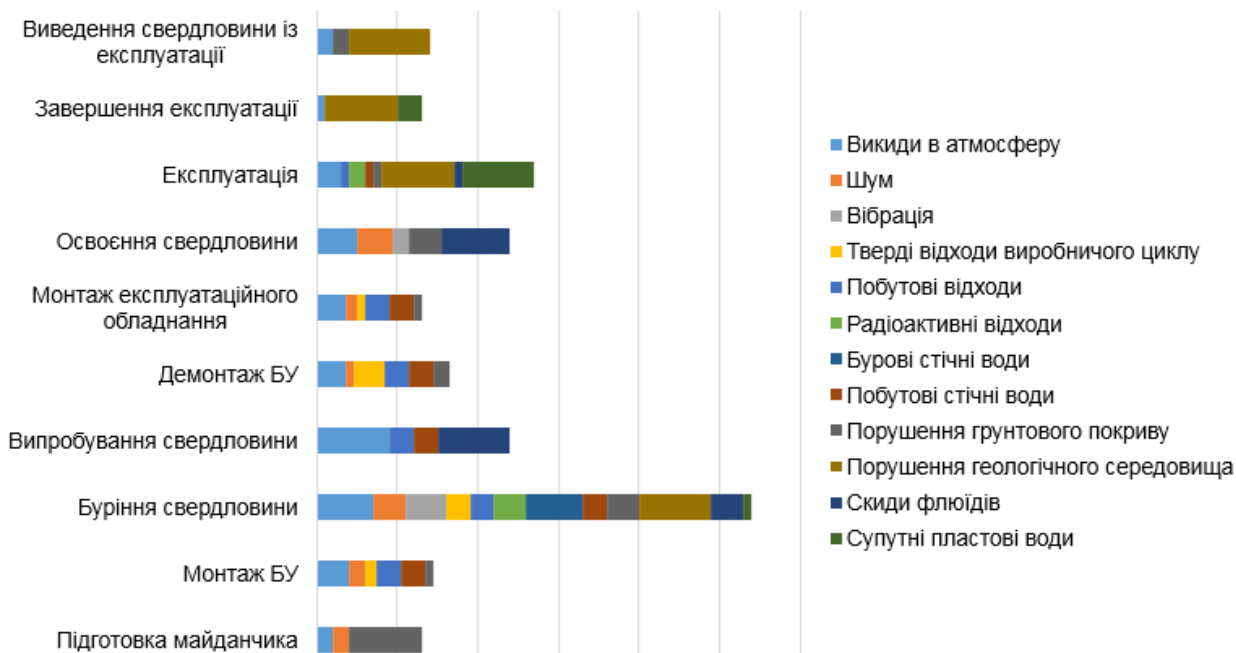


Рисунок 6 – Результати попередньої інвентаризації вихідних потоків

сфокусувати увагу на найбільш впливових, з екологічної точки зору, процесах.

Приклад попередньої інвентаризації етапів життєвого циклу нафтогазової свердловини наведено на рисунках 5–8. Інвентаризація проведена для умовної свердловини, життєвий цикл якої складає 20 років. Оцінка проводиться в умовних одиницях (балах), визначених за до-

помогою експертної оцінки, опрацювання матеріалів наукових досліджень, статистичних даних, нормативної документації в даній галузі та польових досліджень на території навчально-виробничої лабораторії інституту нафтогазової інженерії Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу та свердловин Карпатського регіону.



Рисунок 7 – Орієнтовна тривалість етапів життєвого циклу нафтогазової свердловини

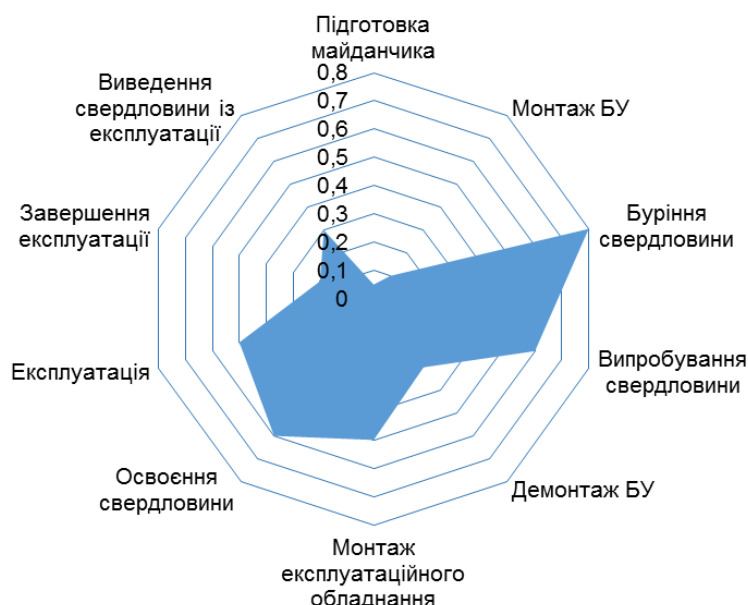


Рисунок 8 – Потенційний ризик виникнення аварійних екологічно небезпечних ситуацій протягом життєвого циклу нафтогазових свердловин

Згідно з попередньою інвентаризацією визначено, що найбільш ресурсовитратними є етапи буріння свердловини, монтажу, демонтажу бурової установки та виведення свердловини з експлуатації. На етапі буріння спостерігається найбільша потужність горизонтів вхідних потоків за винятком транспортування, який найбільш інтенсивний на етапах монтажу та демонтажу БУ. Етап експлуатації виражений середніми значеннями потужності вхідних потоків, однак, враховуючи рис. 7, варто відзначити, що тривалість даного етапу становить близько 85 % від загального життєвого циклу

нафтогазової свердловини. Інвентаризація вихідних потоків показала, що етап буріння за різноманітністю та потужністю горизонтів вхідних потоків є найбільш значним (рис. 6). За даними (рис. 7) тривалість цього етапу становить лише 2 %, однак потенційний ризик виникнення аварійних екологічно-небезпечних ситуацій складає 0,8, що є досить високим. Згідно з даними досліджень, наведеними в [10, 16], свердловини, виведені з експлуатації, створюють потенційну небезпеку забруднення довкілля. Тому подальші дослідження на цьому етапі необхідно спрямовувати на вибір шляхів пово-

дження із свердловинами, виведеними із експлуатації.

Попередня інвентаризація дозволила виявити етапи життєвого циклу нафтогазової свердловини, на які доцільно звернути увагу, з точки зору скорочення як вхідних, так і вихідних потоків. Запропонований підхід дає змогу оцінити в різних площинах впливи одиничних процесів та взаємопов'язані ефекти. При проведенні оцінки життєвого циклу конкретної свердловини показники потоків можуть змінюватися з врахуванням характеристик умов спорудження свердловини (табл. 1). Також необхідно враховувати мету проведення ОЖЦ.

У результаті проведених досліджень виявлено переваги ОЖЦ як інструменту забезпечення еко-ефективності нафтогазовидобувних об'єктів:

- метод ОЖЦ дозволяє прослідкувати послідовні та пов'язані етапи в життєвому циклі нафтогазовидобувного об'єкта, що дає можливість досліджувати його як багатофакторну систему;

- завдяки методу ОЖЦ можна підвищити ефективність використання ресурсів, знижуючи шкідливість процесу видобування нафти і газу;

- ОЖЦ допомагає встановити найбільш навантажені вхідними та вихідними потоками стадії життєвого циклу нафтогазовидобувних об'єктів і сформувавши концепцію еко-ефективного видобування нафти і газу;

- метод ОЖЦ демонструє неперервність у вдосконаленні елементів життєвого циклу нафтогазовидобувних об'єктів, що дозволяє запобігти виникненню аварійних ситуацій;

- використання методики ОЖЦ дозволить формувати управлінські рішення, ґрунтуючись на принципах еко-ефективності, скорочуючи вхідні та вихідні потоки та вдосконалюючи технологічні процеси та обладнання.

Висновки

Визначено основні принципи ОЖЦ, які є базою для встановлення напрямків вдосконалення життєвого циклу нафтогазової свердловини, з точки зору еко-ефективності.

Розроблено схему продукційної системи «Нафтогазова свердловина» та схеми одиничних процесів, на основі яких проведено аналіз інвентаризації життєвого циклу нафтогазової свердловини і встановлено:

- найбільш ресурсовитратні етапи: буріння, монтаж, демонтаж та виведення свердловини з експлуатації;

- найбільш значним за різноманітністю та потужністю горизонтів вихідних потоків є етап буріння з високим потенційним ризиком виникнення аварійних екологічно-небезпечних ситуацій – 0,8;

- найбільш тривалим (практично 85% від загального життєвого циклу нафтогазової свердловини) є етап експлуатації;

- етап в життєвому циклі свердловини після виведення її з експлуатації становить потенційну небезпеку для довкілля і потребує управлінських рішень для запобігання виникненню аварійних екологічно-небезпечних ситуацій.

Встановлено доцільність використання ОЖЦ як інструменту еко-ефективності нафтогазовидобувних об'єктів, до яких належать: можливість системного вивчення впливів діяльності, можливість проведення багатофакторного аналізу, визначення потенціалу скорочення впливів, постійне вдосконалення протягом всього життєвого циклу.

Подальші дослідження мають спрямовуватися на пошук шляхів скорочення вхідних і вихідних потоків з метою покращення показника еко-ефективності нафтогазовидобувних об'єктів через вдосконалення технологічних процесів та впровадження інноваційних технічних розробок.

Література

1. Загорський В.С. Екологічна політика ЄС і проблеми формування системи екологічного управління в Україні. *Соц.-ек. проблеми сучас. періоду України*. 2014. Вип. 3(107). С. 210-221.

2. Федулова Л.І. Менеджмент організацій: підручник / за заг. ред. Л.І. Федулової. К. : Либідь, 2003. 448 с.

3. Стратегія державної екологічної політики України на період до 2020 року. URL: <http://old.menr.gov.ua/about/strategy>

4. Стремберг Л.М. Информационная технология анализа жизненного цикла и оценки экологической безопасности строительных объектов: автореф. дис ... канд. техн. наук: спец: 11.00.11 «Охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов» / Л.М. Стремберг. Москва: М ГСУ, 2000. С.173.

5. ДСТУ ISO 14040:2013 Екологічне управління. Оцінювання життєвого циклу. Принципи та структура (ISO 14040:2006, IDT) URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=70997

6. ДСТУ ISO 14041:2004. Экологическое управление. Оценивание жизненного цикла. Определение цели и сферы применения и ана-

лизирование инвентаризации (ISO 14041:1998, IDT). URL: http://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=51326

7. DSTU ISO/TR 14049:2004. Экологическое управление. Оценивание жизненного цикла. Примеры применения ISO 14041 для определения цели и сферы применения и анализ инвентаризации (ISO/TR 14049:2000, IDT). URL: http://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=51327

8. Берзіна С.В., Яреськовська І.І. та ін. Системи екологічного управління: сучасні тенденції та міжнародні стандарти: посібник. К: Інститут екологічного управління та збалансованого природокористування, 2017. 134 с.

9. Яцишин Т.М. Вибір критеріїв системи управління екологічними ризиками під час спорудження нафтогазових свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. № 2(67). С. 31-40.

10. Яцишин Т.М. Аналіз впливу на довкілля життєвого циклу нафтогазової свердловини. *Моделювання та інформаційні технології*. 2017. Вип. 81. С. 24-31.

11. Meili C., Jungbluth N., Wenzel P. Life cycle inventories of long distance transport of crude oil. ESU-services Ltd. Commission ed by BFE, VAFU, Erdöl-Vereinigung, Schaffhausen, Switzerland. 2018. 24 p.

12. Яцишин Т.М. Аналітичний огляд методів оцінки забруднення атмосферного повітря на нафтогазових свердловинах. *Моделювання та інформаційні технології*. 2017. Випуск 80. С. 61-70.

13. Чала Н.В. Вплив нафтогазовидобувного комплексу на стан довкілля. *Вісник ЖНАЕУ*. 2013. № 1, Т. 1. С. 293–299.

14. Хаустов А.П., Редина М.М. Чрезвычайные ситуации и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе. URL: <http://docs.cntd.ru/document/499075302>

15. Artemchuk V.O., Bilan, T.R., Blinov I.V., Yatsyshyn T.M. Theoretical and applied bases of economic, ecological and technological functioning of energy objects. Kyiv: TOV «Nashformat», 2017. 312 p.

16. Яцишин Т.М. Аналіз рівня екологічної безпеки свердловин, що виведені з експлуатації *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. № 4(65). С. 26 -33.

17. Kokossis A.C., Thompson F., Das T. K. Life Cycle Engineering in the Oil and Gas Industries, with Reference to Hydrodesulphurization of GasOil. Submitted to Topical Conference: Sustainable Engineering, Paper 5 с, AIChE Annual Proceedings, Austin, TX. 2004. 36 p.

18. Гроза В.А., Антонів О.М. Екологічні аспекти експлуатації газової свердловини. *Наукоємні технології*. 2014. № 1(21). С. 125-130.

19. DSTU ISO 14001:2015 (ISO 14001:2015, IDT) Система екологічного управління. Вимоги та настанови щодо застосування. Київ: БП «Укр НДНЦ». 2016. С.29.

References

1. Zahorskyi V.S. Ekolohichna polityka YeS i problemy formuvannya systemy ekolohichnoho upravlinnia v Ukraini. *Sots.-ek. problemy suchas. periodu Ukrainy*. 2014. No 3(107). P. 210-221.

2. Fedulova L.I. Menedzhmen torhanizatsii: pidruchnyk / za zah. red. L.I. Fedulovoi. K.: Lybid, 2003. 448 p.

3. Stratehiia derzhavnoi ekolohichnoi polityky Ukrainy na period do 2020 roku. URL: <http://old.menr.gov.ua/about/strategy>

4. Stremberh L.M. Informatsyonnaia tekhnolohyia analiza zhyznennoho tsykla i otsenky ekolohycheskoi bezopasnosti stroitelnykh obektov: avtoref. dys. ... kand. tekhn. nauk: spets: 11.00.11 «Okhrana okruzhaiushchei sredy i ratsyonalnoe ispolzovanie pryrodnykh resursov» / L.M. Stremberh. Moskva: MHSU, 2000.

5. DSTU ISO 14040:2013 Ekolohichne upravlinnia. Otsiniuvannya zhyttievoho tsyklu. Pryntsypy ta struktura (ISO 14040:2006, IDT). URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=70997;

6. DSTU ISO 14041:2004. Ekolohycheskoe upravlyeniye. Otsenyvaniye zhyznennoho tsykla. Opredelenyetsely y sfery primeneniya y analyzyrovaniye inventaryzatsyy (ISO 14041:1998, IDT). URL: http://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=51326

7. DSTU ISO/TR 14049:2004. Ekolohycheskoe upravlyeniye. Otsenyvaniye zhyznennoho tsykla. Prymery primeneniya ISO 14041 dlia opredeleniya tsely i sfery primeneniya y analiz inventaryzatsyy (ISO/TR 14049:2000, IDT). URL: http://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=51327

8. Berzina S.V., Yareskovskatain I.I. Systemy ekolohichnoho upravlinnia: suchasni tendentsii ta mizhnarodni standarty: posibnyk. K: Instytut ekolohichnoho upravlinnia ta zbalansovanoho pryrodokorystuvannya, 2017. 134 p.

9. Yatsyshyn T.M. Vybir kryteriiv systemy upravlinnia ekolohichnyimi ryzykamy pid chas sporudzhennia naftohazovykh sverdlovyn. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2018. No 2(67). P. 31-40.

10. Yatsyshyn T.M. Analiz vplyvu na dovkillia zhyttievoho tsyклу naftohazovoi sverdlovy. *Modeliuvannia ta informatsiini tekhnologii*. 2017. No 81. P. 24 -31.
11. Meili C., Jungbluth N., Wenzel P. Life cycle inventories of long distance transport of crude oil. ESU-services Ltd. Commission ed by BFE, BAFU, Erdöl-Vereinigung, Schaffhausen, Switzerland. 2018. 24 p.
12. Yatsyshyn T.M. Analitichnyi ohliad metodiv otsinky zabrudnennia atmosfernoho povitria na naftohazovykh sverdlovykh. *Modeliuvannia ta informatsiini tekhnologii*. 2017. Vyp. 80. P. 61-70.
13. Chala N.V. Vplyv naftohazovydobuvnoho kompleksu na stan dovkillia. *Visnyk ZhNAEU*. 2013. No 1. Vol. 1. P. 293-299.
14. Khaustov A.P., Redyna M.M. Chrezvychainye sytuatsii i ekolohycheskaia bezopasnost v neftehazovom komplekse. URL: <http://docs.cntd.ru/document/499075302>
15. Artemchuk V.O., Bilan, T.R., Blinov I.V., Yatsyshyn T.M. Theoretical and applied bases of economic, ecological and technological functioning of energy objects. Kyiv: TOV «Nash format», 2017. 312 p.
16. Yatsyshyn T.M. Analiz rivnia ekolohichnoi bezpeky sverdlovykh, shcho vyvedeni z ekspluatatsii. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2017. No 4(65). P. 26-33.
17. Kokossis A.C., Thompson F., Das T. K. Life Cycle Engineering in the Oil and Gas Industries, with Reference to Hydrodesulphurization of GasOil. Submitted to Topical Conference: Sustainable Engineering, Paper 5 c, AIChE Annual Proceedings, Austin, TX. 2004. 36 p.
18. Hroza V.A., Antoniv O.M. Ekolohichni aspekty ekspluatatsii hazovoi sverdlovy. *Naukoiemni tekhnologii*. 2014. No 1(21). P. 125-130.
19. DSTU ISO 14001:2015 (ISO 14001:2015, IDT) Systema ekolohichnoho upravlinnia. Vymohy ta nastanovy shchodo zastosuvannia. Kyiv BP «Ukr NDNTs». 2016. P. 29.