

## **КОМПЛЕКС ВУЗЛІВ ДЛЯ СЕКЦІЙНОГО КРІПЛЕННЯ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН**

<sup>1</sup>Є. М. Ставичний\*, <sup>2</sup>М. В. Романів, <sup>1</sup>Я. М. Фем'як, <sup>1</sup>О. Ю. Витязь,  
<sup>3</sup>А. О. Ігнатов, <sup>4</sup>С. А. Рибачук, <sup>1</sup>В. Я. Фем'як

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727139;  
e-mail: stavichniy.i@gmail.com, yaroslav.femiak@nung.edu.ua,  
oleh.vytiaz@nung.edu.ua, vasylfemiak@gmail.com

<sup>2</sup>ПП «Механік»; Україна, 77300, м. Калуш, Долинська вул. 1; тел. +38(03472)6-21-89;  
e-mail: mehanik.kalush@gmail.com

<sup>3</sup>НТУ «Дніпровська політехніка»; Україна, 49027, м. Дніпро, пр. Дмитра Яворницького, 19;  
e-mail: A\_3000@i.ua

<sup>4</sup>ТОВ «Надра Інжиніринг»; Україна, 76019, м. Івано-Франківськ, Крайківського 1/5;  
тел. 096 1295796; e-mail: nadra.engineering@gmail.com

Проведено оцінку вуглеводневого потенціалу надр України. Звернено увагу на необхідність використувати ресурси важковидобувних запасів вуглеводнів. Провідні фахівці геологічного напрямку акцентують увагу на необхідності споруджування глибоких свердловин, оскільки надзвичайно високо оцінено перспективи нафтогазоносності великих і надвеликих глибин. Споруджування свердловин в таких умовах вимагає кріплення колонами-хвостовиками, а інколи і встановлення надставок, тобто в окремих умовах виникає необхідність проводити секційне кріплення свердловин обсадженими колонами. Проаналізовано досвід проектування та впровадження пристроїв для кріплення свердловин колонами-хвостовиками та їх надставками. Охарактеризовано пристрої закордонного виготовлення та українських виробників. Звернено увагу на особливості застосування та роботи пристроїв для кріплення свердловин колонами-хвостовиками та їх надставками. Проведеними дослідженнями підкреслено переваги та недоліки як окремих вузлів пристроїв для секційного кріплення, так і пристрою загалом. З урахуванням технічних характеристик застосовуваних пристроїв розроблено вітчизняні пристрої для секційного кріплення типу КВСК 178-ЯП (комплекс вузлів секційного кріплення діаметром 177,8 мм якорно-пакерного типу). Перевагою дизайну пристроїв КВСК 178-ЯП є наявність якорного вузла, що дозволяє розвантажувати секцію обсадної колони на проміжну колону, герметизувати нижню секцію пакером та здійснити можливість дуплексного від'єднання бурильних труб від нижньої секції після цементування. Конструкторські особливості пристрою КВСК 178-ЯП для верхньої секції передбачають можливість контрольованого стикування секції між собою та можливістю перевірки герметичності стикування натягом та подальшого цементування верхньої секції. Технічний дизайн даних пристроїв адаптовано для гірничо-геологічних умов родовищ України. Пристрої секційного кріплення типу КВСК 178-ЯП успішно впроваджено під час споруджування свердловин на родовищах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Результати впровадження підтвердили високотехнологічний дизайн даних пристроїв, практичність, надійність та успішність застосування.

Ключові слова: родовище, свердловина, цементування, секційне кріплення, хвостовик.

*The hydrocarbon potential of Ukraine's mineral resources has been assessed. Attention is drawn to the need to exploit the resources of hard-to-recover hydrocarbon reserves. Leading geological experts emphasise the need to construct deep wells, as the prospects for oil and gas at great and ultra-deep depths are extremely high. The construction of wells in such conditions requires the use of casing liners and sometimes the installation of tie-backs, i.e. in some conditions it is necessary to carry out sectional casing support of wells. The experience of design and implementation of devices for well casing with liner and its tie-back is analysed. The equipment of foreign and Ukrainian production is described. Attention is paid to the peculiarities of application and operation of devices for well casing with liner and their tie-back. The researches carried out emphasise the advantages and disadvantages of both individual units of sectional casing equipment and the whole equipment as a whole. Taking into account the technical characteristics of the equipment used, the KVSK 178-YP type domestic sectional support equipment was developed (a complex of sectional support units Ø 177.8 mm of the anchor packer type). The design advantage of the KVSK 178-YP devices is the presence of an anchoring unit, which allows the casing section to be unloaded onto*

*the intermediate casing, the lower section to be sealed with a packer and the drill pipes to be separated from the lower section after cementing. The design features of the KVSK 178-YP topshaft jig provide for the possibility of controlled docking of the sections together and the possibility of checking the tightness of the docking by tensioning and subsequent cementing of the topshaft. The technical design of these devices is adapted to the mining and geological conditions of Ukrainian deposits. The KVSK 178-YP sectional cementing devices have been successfully used in the construction of wells in the Dnipro-Donetsk Basin (DDB). The results of the implementation confirmed the high-tech design of these devices, their practicality, reliability and successful application.*

Keywords: field, well, well cementing, sectional casing, liner.

### Вступ

Нафту і газ уже не одне десятиліття вважають ключовим енергетичним ресурсом. Попри активний розвиток джерел відновлювальної енергетики, в умовах сьогодення поставлено додаткові виклики для розвитку і збільшення видобутку вуглеводнів. Історично відомо, що в Україні за 250 років функціонування нафтової та понад 100 років газової галузей України були значні піднесення у видобутку вуглеводнів. Максимальний рівень видобування нафти з газовим конденсатом становив близько 14,5 млн т у 1972 р., а максимум видобутку газу склав 68,7 млрд м<sup>3</sup> у 1975 р. Тривала розробка нафтогазових родовищ спричинила закономірний перехід більшості основних за видобутком та запасами родовищ у пізню стадію розробки, що характеризується значним їх виснаженням після вилучення 80–85 % нафти від затверджених початкових видобувних запасів [1]. Окрім того, зростає частка родовищ з важковидобувними запасами.

Усього з українських надр вилучено близько 360 млн т нафти і конденсату та близько 1,8 трлн м<sup>3</sup> газу, що разом це становить приблизно чверть від початкових ресурсів. Нерозвідані вуглеводневі ресурси (категорій С<sub>3</sub> + Д) у трьох регіонах України сумарно становлять близько 5,5 млрд т умовного палива [2].

Фахівцями АТ «Укргазвидобування» (УГВ) акцентовано увагу на тому, що важковидобувні запаси газу в Україні та на родовищах УГВ мають таке ж значення, як і вже розвідані запаси, поставлені на баланс [3].

Проте, якщо поточні видобувні запаси природного газу в Україні привести у відповідність до міжнародних категорій, то «доведені запаси» складуть близько 300 млрд м<sup>3</sup> [4]. За мінімальними оцінками прогнозні ресурси важкої нафти в Україні становлять не менше 50 млрд м<sup>3</sup> [2].

Дослідження багатьох науковців підтверджують надзвичайно потужний вуглеводневий потенціал України. Споруджування свердловин в таких умовах потребує перегляду конструкцій та впровадження сучасних технічних засобів для підвищення якості кріплення.

У понад 70 нафтогазоносних басейнах світу (НГБ) встановлено промислові поклади на глибинах понад 4 км. Зокрема, на глибинах 4,6–8,1 км розробляється близько 1 тис. родовищ. У 28 нафтогазоносних басейнах на глибинах понад 6 км відкрито майже 100 родовищ, серед яких є і родовища-гіганти. Потужність осадового чохла понад 6 км мають близько 70 % НГБ світу. Проте, надглибокі свердловини (понад 6 км) пробурено не більше ніж у 20 % НГБ. Згідно з отриманими результатами, промислова нафтогазоносність сягає глибин 8–9 км [5].

В Україні високо оцінено перспективи нафтогазоносності великих (понад 4–5 км) і надвеликих (понад 6,5–7 км) глибин. У зв'язку з цим підтверджено відкриття газоконденсатних покладів у гетерогенних карбонатно-теригенних резервуарах на великих антиклінальних як наскрізних (Солохівсько-Опішнянський, Глинсько-Розбишівський, Котелевсько-Березівський, Більський та інші великі брахіантиклінали з покладами, що залягають вище), так і похованих (Яблунівське, Скоробагатьківське, Мачуське та інші родовища) структурах [2].

Інші дослідження також підтверджують перспективність нафтогазоносності з глибокозалягаючими нижньокам'яно-вугільними відкладами ДДЗ в інтервалі глибин 4–7 км, де зосереджено близько 70 % прогнозних запасів [5]. З виявлених більше ніж 245 родовищ нафти й газу промислову нафтоносність підтверджено до глибини 5100 м (Карайкозівське родовище), газоносність – до 6300 м (Перевозівське родовище). Родовища зі скупченнями вуглеводнів на глибинах понад 5000 м зосереджені в основних нафтогазоносних районах западини, що приурочені до центральної приосьової та крайових зон грабена [6].

Споруджування свердловин на таких глибинах потребуватиме застосування багатоколонних конструкцій. При цьому, залежно від гірничо-геологічних умов, а також виду бурового обладнання, обсадні колони, зокрема для проміжних чи експлуатаційних колон, потребуватимуть кріплення в один прийом з роздільним цементуванням (ступеневе цементування), або кріплення та цементування спочатку ниж-

ної секції чи хвостовика з подальшим нарощуванням і цементуванням верхньої частини.

Доволі часто секційне кріплення чи кріплення колоною-хвостовиком зумовлено необхідністю оперативного перекриття складного геологічного розрізу чи ділянки стовбура горизонтальної свердловини [7].

#### **Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій**

Спуск обсадних колон у глибоких свердловинах вимагає значних затрат часу. У випадку порушення цілісності стовбура свердловини, чи іншого потенційного виду ускладнень, виникає необхідність у скороченні тривалості залишення свердловини без циркуляції. Оперативне перекриття необсадженого інтервалу свердловини можна забезпечити з використанням секційного кріплення, що передбачає спуск нижньої секції на бурильних трубах із використанням спеціальних пристроїв чи так званих роз'єднувачів. У такому випадку кріплення свердловини відбувається так, як і при застосуванні хвостовиків. Однією з переваг застосування секційного кріплення полягає у зменшенні розтягуючих навантажень на обсадну колоду, а також статичних і динамічних навантажень на бурову установку.

Складні геологічні розрізи вимагають застосування широкого діапазону типорозміру обсадних колон у конструкції свердловин. Як приклад, у надглибокій свердловині Wutan 1 (Китай) передбачено проектну глибину по вертикалі 7500 м при вибірній температурі 175 °C і тиску 140 МПа [8]. Конструкція даної свердловини включала обсадні колон таких діаметрів: 508×365,1×273,05×219,08×193,68/168,28×114,3 мм. Фактично свердловину пробурено до глибини 8060 м. В таких умовах виникла необхідність проводити спуск обсадних колон як за один прийом, так і спуск хвостовиків та хвостовиків із надставкою.

Як відомо, сортамент підвісок хвостовиків є доволі різноманітним – від звичайних пристроїв, які передбачають встановлення обсадної колоди на цементний камінь, до високотехнологічних виробів зі здатністю до обертання колоди під час цементування тощо. Становлення даних пристроїв має свою історію [9]. Застосування хвостовиків у технологічних процесах дозволяє оптимізувати затрати часу на кріплення свердловин у складних гірничо-геологічних умовах [10]. Авторами [11] розроблено пристрої для кріплення свердловин 14-дюймовою колоною хвостовиком, що дозволяє передавати значний крутий момент при обертанні. В дос-

лідженнях [12] розглянуто навантаження, що виникають на підвіску хвостовиків під час встановлення та у процесі випробування колоди у свердловині.

Порівняно зі звичайними пристроями для встановлення хвостовиків, хвостовики з додатковою функцією обертання – передавання крутного моменту від спускового інструменту до підвіски мають ряд переваг, що дозволяють проходити ускладнені ділянки стовбура свердловини, підвищити якість заміщення технологічних рідин тощо [13]. Дослідженнями [14] підкреслено переваги застосування систем підвісок із закритими портами активації вузлів.

Неякісне кріплення свердловин зазвичай пов'язують із її закінченням, зокрема цементуванням, що має негативний вплив на ступінь зчеплення цементного каменю та його руйнування [15]. Порушення герметичності системи кріплення, зокрема і пакерних систем, пояснюють впливом технологічних процесів, що спричинені геохімічними, термобаричними та геомеханічними процесами [16]. Як наслідок, такі впливи можуть спричинити неконтрольовану міграцію флюїдів на поверхню [17].

Вузол герметизації голови підвіски відіграє доволі важливу роль у підвищенні якості кріплення. Безпосередній вплив на якість герметизації матимуть: конструктивні особливості пристрою, стан пакерного ущільнення та фізико-механічні властивості, геометричні розміри пакерних манжет та стан і розміри кільцевого простору, де активуватимуть пакер, термобаричні умови застосування, характеристика флюїдів та технологічних рідин тощо.

У зв'язку зі складними умовами роботи ущільнюючих елементів, що пов'язано з впливом температур і тисків, а також різного середовища, проаналізовано методики досліджень ущільнюючих елементів та встановлено, що вибір функціональної конструкції герметизуючого ущільнення повинен здійснюватися з урахуванням матеріалу виготовлення, що відповідатиме умовам застосування та подальшої експлуатації свердловини [18]. Проведено дослідження елементів переміщення вузла пакера при герметизації [19]. Також проаналізовано особливості роботи пакерного ущільнення з тестуванням диференційованих зусиль на експериментальній установці [20]. Вивчено вплив контактних напружень на пакерних ущільненнях [21, 22]. Оцінено вплив властивостей матеріалу ущільнень на герметичність в системі ізоляції [23]. Досліджено вплив герметичності еластоміру залежно від геометричних розмірів та прикладених зусиль [24, 25].

Здійснено проектування та визначення контактних зусиль з урахуванням конфігурації поверхні та механізму передачі зусилля двоклинового направляючого якоря [26]. Дослідженнями встановлено, що для активації підвіски колони 177,8 мм є необхідність створення внутрішнього тиску в межах від 18 МПа до 19 МПа для забезпечення поступального руху розширювального конусу та передачі контактних зусиль на утримуючі елементи якорного вузла [27].

У випадку кріплення продуктивної товщі фільтровою колоною успішно розроблено та впроваджено високотехнологічне обладнання для кріплення свердловин хвостовиками колоною-фільтром [28].

Використання систем підвіски хвостовиків різних діаметрів, а також їх надставок має широке застосування під час споруджування свердловин, що дозволяє ефективно та швидко проводити кріплення свердловин [29].

У світових компаніях успішно впроваджується система герметизації хвостовиків з надставкою «метал-метал», що має ряд переваг. Основна перевага – висока герметичність з'єднання. Проте, у випадку кріплення свердловини хвостовиком із подальшим поглибленням, що дозволяє застосовувати багаторозмірну бурильну колоною для зменшення гідравлічних втрат, внаслідок роботи бурильної колони може зазнавати пошкодження і приймальна воронка підвіски хвостовика. В таких випадках подальший спуск надставки не забезпечує належного рівня герметичності з'єднання. Інколи можуть виникати ситуації, в яких бурильна колона внаслідок складного руху під час буріння може спричинити зношування елементів оснастки та обсадної колони, а також їх пошкодження, що призводить до втрати герметичності системи кріплення та до зростання непередбачуваних витрат на проведення ремонтно-ізоляційних робіт [30].

Враховуючи гірничо-геологічні та технологічні умови кріплення, доцільно застосовувати для хвостовиків і надставок герметизацію «гумовий елемент-метал».

В Україні виробляють пристрої для секційного кріплення свердловин, що мають незначні конструктивні відмінності.

Так, відомий пристрій для секційного кріплення з гідравлічним відкриттям промивальних отворів кулею для змивання надлишків тампонажного розчину, що забезпечує можливість спуску і цементування обсадних колон з одержанням сигналу тиску «стоп» для нижньої та верхньої секцій, оскільки пристрій укомплек-

тований цементувальними та парашутною пробками. Після отримання сигналу тиску «стоп», перевірки клапанів, здійснюють пуск кулі для посадки в сидло роз'єднувача. Короткочасним підвищенням тиску до 10 – 16 МПа здійснюють відкриття промивальних отворів та проводять змивання надлишків тампонажного розчину над стикувальною воронкою. Потім залишають свердловину на час затвердіння цементу (ОЗЦ), і аж тоді вже проводять відкручування допускового інструменту. Після перепідготовки стикувальної воронки здійснюють спуск верхньої секції, фіксацію і герметизацію стикувального елемента з можливістю натягування верхньої секції та її цементування із закриттям цементувальних вікон пробкою. Переваги даного пристрою – простота конструкції та зручність роботи. Проте такі пристрої ускладнюють можливість їх успішного застосування у похило-спрямованих свердловинах при кутах більше 45°, а також потребують часових затрат на утримання колони труб в період ОЗЦ. Крім того, пристрої мають обмежене застосування, оскільки унеможливають обертання колони при спуску.

Пристрій типу УСК-1 дозволяє проводити кріплення свердловин секціями та хвостовиками [31]. Проте до основного недоліку даного пристрою, як й інших аналогічних за функціональним призначенням, що виробляють в Україні, додається необхідність розвантаження нижньої секції на цементний камінь. У таких пристроях здійснюють утримання нижньої секції «на вазі» в період структуроутворення цементного каменю. Від'єднання допускового інструменту можливе тільки після закінчення ОЗЦ чи набору відповідної ранньої міцності цементного каменю. Проте, в будь-якому випадку прикладання динамічних навантажень під час відвороту допускового інструмента може спричинити утворення мікроефектів ізоляційного екрана та порушення зчеплення цементного каменю з обсадною колоною.

Наступний ряд пристроїв секційного кріплення передбачає механічне відкриття вікон шляхом обертання колони труб. Після отримання сигналу «стоп» та перевірки працездатності зворотних клапанів, а також за потреби опресування колони, знижують надлишковий тиск у колоні труб. Встановивши на гаку вагу допускового інструмента, здійснюють відкриття промивальних вікон в підвісці пристрою секційного кріплення шляхом обертанням труб вправо на 6 – 10 обертів. Обертання бурильної колони забезпечується використанням клинів ПКР або квадратної штанги чи системи верх-

ного привода. Перевага даного пристрою полягає у відсутності додаткових застережень щодо величини очікуваних тисків, оскільки система відкриття передбачає тільки обертовий момент та, в окремих випадках, може забезпечити обертання колони труб під час спуску нижньої секції. Проте, такі пристрої мають і значний ряд недоліків, що зумовлені складністю їх використання при кріпленні похило-спрямованих свердловин, оскільки виникають труднощі у виборі розрахункової ваги допускового інструмента та врахування крутного моменту для відкриття вікон. Коефіцієнт тертя внаслідок обертання бурильної колони змінюється в межах від 0,1 до 0,5 [32]. У випадку незначної довжини нижньої секції, допусковий інструмент може прокручуватись разом з обсадною колоною. В таких випадках можуть виникнути ускладнення зі змиканням надлишку цементного розчину, в результаті чого допусковий інструмент може бути зацементований. Також, з огляду на незначну вагу колон-хвостовиків при забурюванні бокових стовбурів, необхідно враховувати особливості застосування таких пристроїв та типи тампонажних систем [33].

В усіх проаналізованих пристроях секційного кріплення колону розвантажують на цементний камінь. При цьому, беручи до уваги недостатню міцність цементного каменю на ранньому терміні цементації, можуть створюватись всі передумови для порушення герметичності ізоляційного екрана.

Як відомо, передумовою надійного кріплення свердловини є формування міцного цементного каменю в системі обмежуючих поверхонь між гірською породою та колоною труб [34]. Для кріплення свердловин у складних умовах необхідно забезпечити відповідний дизайн їх конструкції та застосовувати седиментаційно-стабільні тампонажні системи [35, 36]. Якість розмежування горизонтів залежатиме від тампонажного матеріалу та особливостей і умов його структуроутворення [37, 38], оскільки, неякісне цементування обсадних колон є однією з головних причин виникнення неконтрольованого надходження флюїду, допущеного браку в роботі, а інколи й аварій з непередбачуваними наслідками [39].

Необхідно відмітити, що до секційного кріплення свердловин встановлено ряд застережень, основне з яких – значний ризик втрати герметичності стиковального пристрою. Порушення системи кріплення та відсутність якісного розмежування горизонтів може бути передумовою флюїдопроявів чи грифоутворення, додаткових ризиків як до довкілля, так і безпе-

ки людей [40]. Додаткові чинники, що виступають на противагу секційному кріпленню, – це зростання часових затрат на підготовку воронки підвіски нижньої секції (роз'єднувача). Також можна віднести і затрати часу на ОЗЦ, забурювання оснастки в місці стикування та його опресування.

Проведений аналіз пристроїв для кріплення хвостовиків зі встановленням надставок верхньої секції (секційне кріплення свердловин) закордонного виробництва дає підстави стверджувати, що перевагою таких пристроїв є можливість розвантаження обсадної колони нижньої секції на попередню обсадну колону з клинвою підвіскою. Проте, є зауваження щодо ряду закордонних надставок (стикувальних елементів) верхніх секцій – це відсутність можливості створення натягу для верхньої секції, труднощі стикування у похило-спрямованих свердловинах, відсутність індикаторів заходження надставки у воронку підвіски.

#### **Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми**

На основі здійсненого літературного огляду та аналізу промислового матеріалу встановлено, що вітчизняні пристрої для секційного кріплення потребують створення крутного моменту для від'єднання допускового інструмента та розвантаження нижньої секції на цементний камінь, а для закордонних виробів у випадку застосування надставок для верхніх секцій характерні певні труднощі під час проведення робіт у похило-спрямованих свердловинах та відсутність контрольних індикаторів при стикуванні. Перед авторами поставлено завдання розробити високотехнологічні пристрої секційного кріплення, що дозволять виконати кріплення колони нижньою секцією із встановленням її на клинову підвіску, додаткове розмежування кільцевого простору пакером та забезпечення гідравлічного та резервного механічного від'єднання від спускового інструмента. При цьому для верхньої секції передбачено контрольні оціночні індикатори заходження стиковального башмака у нижню секцію та перевірка стикування верхньої секції з воронкою підвіски пристрою.

#### **Мета та завдання досліджень**

Метою статті є оцінка застосовуваних пристроїв для спуску колон-хвостовиків та їх надставок, дослідження особливостей їх роботи, а також проектування сучасних технічних засобів для секційного кріплення свердловин на родовищах України. Завдання досліджень поляга-

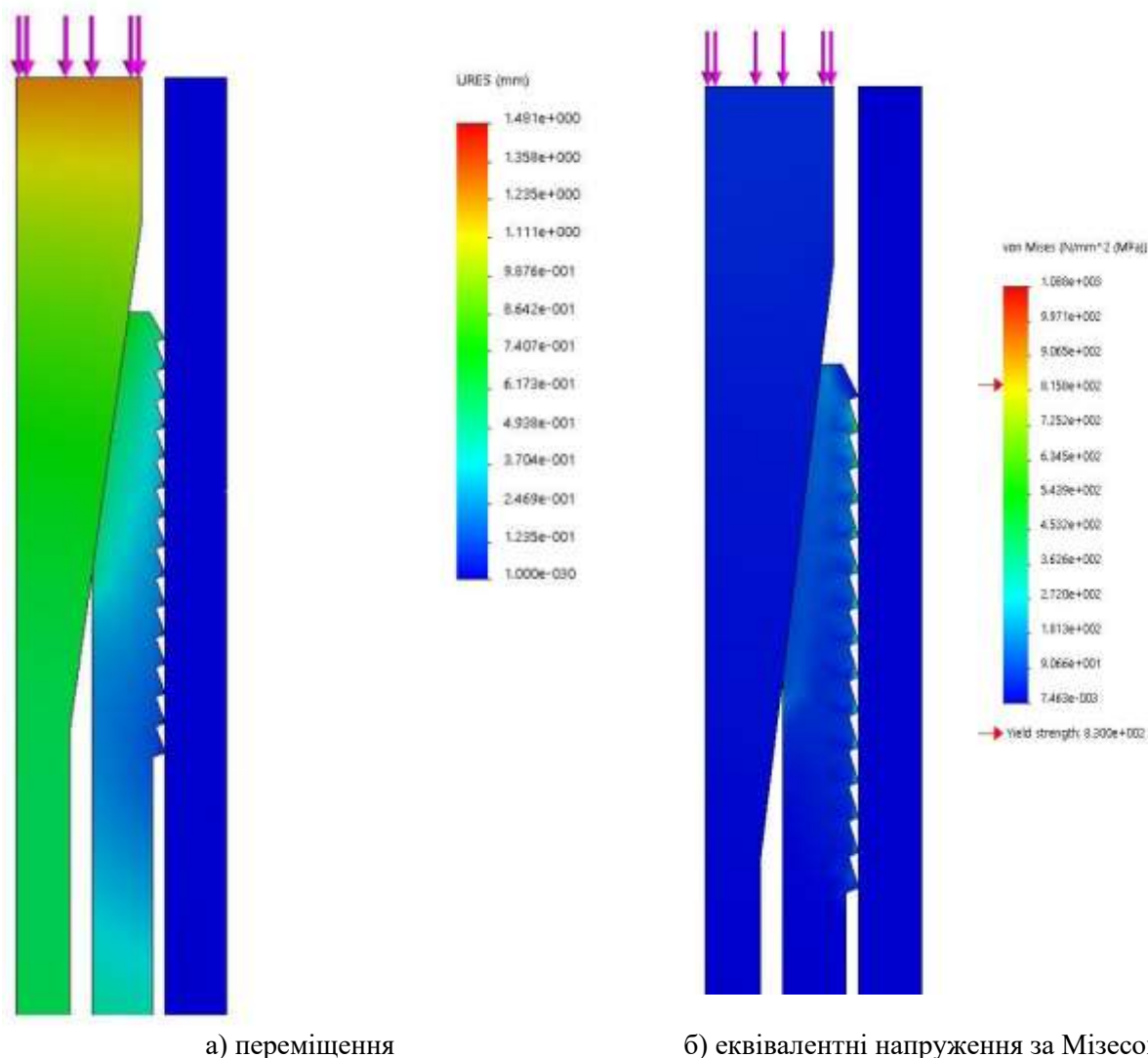


Рисунок 1 – Результати імітаційного моделювання

ють у виготовленні та апробації технічних пристроїв для секційного кріплення експлуатаційних колон діаметром 177,8 мм.

#### Висвітлення основного матеріалу дослідження

На основі проведених аналітичних досліджень, методів математичного та фізичного моделювання і функціонального аналізу з використанням сучасних програмних комплексів для проектування інженерних виробів спільним колективом авторів розроблено нові пристрої секційного кріплення типу КВСК 178 (комплекс вузлів для секційного кріплення), а також різновид їх моделей відповідно до функціонального застосування.

Виріб КВСК розроблено із використанням програмного продукту SOLIDWORKS, що дозволило провести проектування виробів із забезпеченням промислового дизайну цілого комплексу вузлів для секційного кріплення

свердловин. Із використанням сучасного програмного забезпечення та базуючись на методах твердотільного параметричного моделювання здійснено ефективне проектування тривимірних моделей деталей, їх компонування у вузли виробу та оцінено їх працездатність. При цьому забезпечено інженерний аналіз щодо міцності, стійкості та динаміки роботи виробу.

На рисунку 1, а наведено переміщення у досліджуваній моделі якірного елемента, а на рисунку 1, б – розподіл еквівалентних напружень.

Максимальні переміщення під дією прикладеного навантаження 50 т становлять 1,48 мм. Найвищі величини еквівалентних напружень сконцентровані на зубах плашки у місці контактування із трубою. Напруження, що виникають у досліджуваній моделі, є нижчими границі текучості і підтверджують забезпечення працездатності виробу.

Таблиця 1 – Основні технічні параметри пристрою КВСК 178-ЯП

Найменування показника	Значення
Вантажопідймальність підвіски колони, МН	2,0
Тиск опресування комплексу вузлів, МПа	60
Перепад тиску для зрізання штифтів підвісної пробки, МПа	6 – 8
Перепад тиску спрацювання якірного вузла підвіски* Р1, МПа	20 ± 15 %
Перепад тиску спрацювання пакерного вузла підвіски* Р2, МПа	21 ± 15 %
Перепад тиску спрацювання гідравлічного роз'єднання* Р3, МПа	25 ± 15%
Число обертів інструмента для відгвинчування підвіски по лівій різьбі, не менше	20
Діаметр прохідного каналу пристрою в підвісці, мм	157
Тип приєднувальної різі вузла та підвіски з допуском інструментом	3-133 (NC50)
Перепад тиску відкриття промивних отворів у стикувальному вузлі для верхньої секції, МПа	20 ± 10 %
Допустимий тиск при цементуванні, МПа	22
Тип приєднувальної різі стикувального вузла*	177,8 ВС
Зовнішній діаметр пристрою для з'єднання секцій, мм	213
Зусилля стикування при з'єднанні секцій, кН	120 – 150
Діаметр прохідного каналу пристрою для з'єднання секцій, мм	157
Довжина пристрою стикувального, мм	310
Допустиме зусилля натягування верхньої секції обсадної колони після стикування, кН	500
Тип приєднувальної різі пристрою стикувального*	177,8 ВС
Зовнішній діаметр стикувального вузла, що включає муфту цементувальну, мм	204
Перепад тиску на ділянці розмежування пакером, не менше МПа	15
Діаметр прохідного каналу стикувального вузла муфти цементувальної, мм	157
Робоче осьове навантаження розтягу мути цементувальної, т	250
Перепад тиску відкриття промивальних отворів у стикувальному вузлі падаючою пробкою*, МПа	4 – 8
Перепад тиску закриття промивальних отворів у стикувальному вузлі*, МПа	4 – 8
Тип приєднувальної різі муфти цементувальної*	177,8 ВС
Тиск опресування муфти цементувальної, МПа	60
* – Значення та параметри можуть змінюватися залежно від вимог	

Успішний дизайн базового пристрою КВСК дозволив спроектувати певний ряд модифікацій даних пристроїв, забезпечуючи вимоги ринку бурових робіт України в напрямку кріплення свердловин. Однією з модифікацій пристрою секційного кріплення для 177,8 мм обсадних колон є КВСК 178-ЯП. Даний пристрій призначений для спуску і цементування обсадних колон діаметром 178 мм секціями в нафтових та газових свердловинах і подальшого їх нарощування. Розроблена лінійка стикувальних пристроїв може бути адаптована під інші типорозміри обсадних колон.

Застосування КВСК 178-ЯП, укомплектованого цементувальними та парашутною пробками, дозволяє здійснити спуск на бурильних трубах і цементування нижньої секції колони обсадних труб з отриманням сигналу «стоп» у

«стоп-патрубку», підвішування нижньої секції (хвостовика) на якірному пристрої в попередній колоні, забезпечення додаткової герметизації кільцевого простору пакерним вузлом та від'єднання допускового інструмента одразу ж після цементування. В подальшому здійснюють герметичне з'єднання верхньої секції обсадної колони із зацементованою нижньою, фіксацією верхньої секції перед цементуванням та натягом колони з наступним відкриттям цементувальних вікон, та цементування верхньої секції обсадних труб з отриманням сигналу «стоп» і закриття цементувальних вікон.

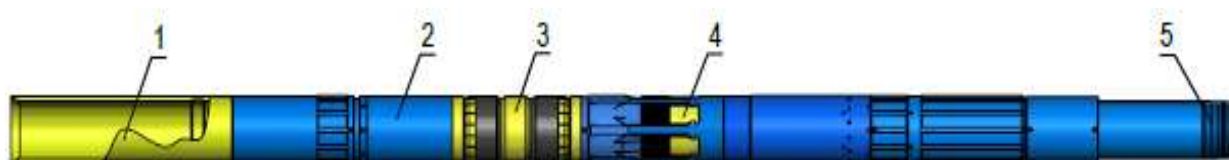
Основні технічні параметри пристрою КВСК 178-ЯП наведено в таблиці 1.

Основні габаритні розміри КВСК 178-ЯП наведено в таблиці 2.

**Таблиця 2 – Основні габаритні розміри КВСК 178-ЯП**

Перелік вузлів і деталей	Основні розміри, мм		
	Dз	двн	L
Підвіска колони (з якорем і пакером) зі стикувальною воронкою, підвісною пробкою і транспортувальним перехідником в зборі, мм	213	55/157	3842*
Стикувальний вузол з цементувальною муфтою та пристроєм для з'єднання секцій (стикувальним башмаком з клапаном), мм	213/204	157	2150*
Пробка парашутна, мм	115	–	400
«Стоп-патрубок», мм	213	157	500
Пробка-запірна (продавлювальна) верхньої секції, мм	170	–	500

\* – Розміри залежать від довжини стикувальної воронки



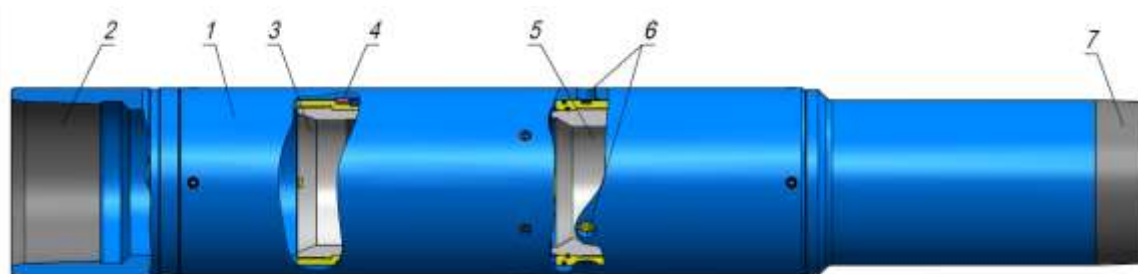
1 – приймальна воронка, 2 – стикувальний пристрій (підвіска) з вузлом роз'єднання, 3 – пакерний вузол, 4 – якорний вузол, 5 – приєднувальний перевідник з різьбою обсадної труби

**Рисунок 2 – Схема підвіски колони КВСК 178-ЯП**



1 – муфта приєднувальна, 2 – захисний кожух, 3 – ущільнення, 4 – цанга, 5 – направляючий башмак

**Рисунок 3 – Схема стикувального башмака КВСК 178-ЯП**



1 – муфта цементувальна, 2 – верхня приєднувальна різь, 3 – сидло для закривання вікон, 4 – фіксатор закриття, 5 – сидло відкривання промивальних вікон, 6 – промивальні вікна, 7 – нижня приєднувальна різь

**Рисунок 4 – Схема муфти цементувальної КВСК 178-ЯП**

Пристрій КВСК 178-ЯП збирають на свердловині в такій послідовності для нижньої секції чи хвостовика: башмак-клапан, обсадна труба, зворотний клапан, «стоп-патрубок», колона обсадних труб встановленої довжини, підвіска колони, допускні бурильні труби, головка цементувальна з парашутною пробкою.

На рисунку 2 показано схему підвіски колони КВСК 178-ЯП.

Комплектування верхньої секції включає: вузол стикувальний, що об'єднує башмак сти-

кувальний (рис. 3) та муфту цементувальну (рис. 4), колону обсадних труб встановленої довжини, головку цементувальну з пробкою верхньої секції.

З метою підготовки свердловини до її кріплення колоною хвостовиком чи нижньою секцією є необхідність шаблонування обсадної колони діаметром 245 мм шаблоном із зовнішнім діаметром 215 мм і довжиною не менше 4 метрів. Жорсткість КНБК, з якою буде проводитися підготовка стовбура свердловини під



спуск хвостовика чи нижньої секції, повинна перевищувати жорсткість нижньої секції колони, оснащеної підвіскою.

Спуск хвостовика чи нижньої секції з пристроєм у свердловину здійснюють на транспортувальній колоні з внутрішнім діаметром не менше 69 мм. Транспортувальна колона попередньо має бути прошаблонувана шаблоном діаметром на 2 – 3 мм менше прохідного.

Комплектують нижню секцію та спускають її на проектну глибину. Встановлюють жорстко-пружні центратори на останній обсадній трубі секції безпосередньо під вузлом підвіски. Щоб запобігти потенційним ризикам пошкодження чи руйнування центруючих елементів, центратори повинні бути цільними, нерозбірними та незварними.

Після спуску колони обсадних труб у свердловину проводять промивання стовбура промивають з установленням фільтра в бурильну колоду. У цементувальну головку встановлюють парашутну пробку та нагвинчують на бурильну колоду.

Відповідно до програми цементування готують і закачують необхідну кількість буферної рідини (перша порція) і тампонажного розчину та, звільнивши парашутну пробку, продавлюють технологічні рідини відповідно до гідравлічної програми [41].

Фіксують тиск стикування пробок – з'єднання парашутної пробки з підвіскою та зрізання штифтів для звільнення підвісної пробки (орієнтовно 6 – 8 МПа). На основі отриманих даних об'єму протискувальної рідини до моменту стикування пробок коригують загальний об'єм (може змінюватись залежно від аерації технологічних рідин, діаметрів колон тощо). Рідину протискають до отримання сигналу «стоп», відтак плавно знижують тиск на гирлі свердловини і перевіряють працездатність зворотних клапанів.

Щоб привести в дію вузол якоря, внутрішній надлишковий тиск підвищують до величини  $P1 = 20,0 \pm 15 \%$  МПа. Тиск передається у внутрішню порожнину гідроприводу. Взаємодіючи з плашками, гідропривод розсуває їх у радіальному напрямку і притискає до стінок проміжної колони діаметром 245 мм. Осьове переміщення гідроприводу блокується від повернення фіксатором.

Вузол гідромеханічного пакера підвіски нижньої секції спрацьовує при тиску  $P2 = 21,0 \pm 15 \%$  МПа. Тиск передається у внутрішню порожнину гідроприводу, відбувається зріз гвинтів і переміщення акселеруючої втулки, яка, взаємодіючи з верхньої манжетою, на-

суває її на конусну поверхню центратора. При цьому, переміщуючись в осьовому напрямку, центратор взаємодіє з нижньою манжетою пакера і насуває її на нижню конусну поверхню центратора та, деформуючи їх в радіальному напрямку і переміщуючись в осьовому напрямку, герметично притискає манжети до стінок проміжної колони діаметром 244,5 мм. В окремих випадках підвіску КВСК можна комплектувати з механічним пакером. При цьому, перепад тиску на розмежованих пакером ділянках не перевищуватиме 70 МПа.

Вузол роз'єднувача приводиться в дію при зростанні внутрішнього надлишкового тиску до величини  $P3 = 25,0 \pm 15 \%$  МПа. Тиск передається на поршень, який, руйнуючи утримуючі гвинти, переміщається вгору і від'єднується від воронки підвіски і сполученої з нею нижньої секції. Після від'єднання транспортувальної колони (спусковий інструмент) піднімають.

У разі, коли не вдається створити внутрішній тиск для роз'єднання, можна від'єднати спусковий інструмент обертанням транспортувальної колони вправо. Кількість обертів ротором для від'єднання – не менше двадцяти. Окрема модифікація підвісок (пристроїв для кріплення нижніх секцій) передбачає деактивацію ротаційного вузла шляхом створення осьового зусилля розвантаженням на 100 – 120 кН. Для від'єднання допускового інструмента (гідравлічно чи обертанням) рекомендовано встановити на індикаторі вагу, відповідну вазі транспортувальної колони в рідині. Інші модифікації підвісок можуть передбачати пакерний вузол, що активується механічним розвантаженням установочного інструмента підвіски.

Після від'єднання допускового інструмента здійснюють його підйом та спуск полірувальної компоновки для підготовки стикувальної воронки. В окремих випадках у свердловину можна спускати імітаційний стикувальний патрубков.

Для кріплення верхньої секції обсадних труб низ колони з'єднують із башмаком стикувальним (рис. 3) та цементувальною муфтою (рис. 4) та проводять доукомплектацію обсадними трубами згідно зі встановленою міри, з використанням герметизуючого мастила.

Спуск секції призупиняють за 5 – 8 м до зацементованої нижньої частини КВСК 178-ЯП, накручують на обсадну колоду коригувальні патрубков обсадної труби або промивальну головку і, здійснюючи промивання, допускають верхню секцію до воронки підвіски. Про початок з'єднання секцій буде свідчити зниження навантаження на гаку колони (утримання навантаження кожухом стикувального башмака) та

підвищення тиску на манометрі (на 3 – 5 МПа). Після встановлення коректувального патрубку (попередньо порохованої довжини) плавним розвантаженням верхньої секції на 6 – 8 т відбудеться зрізання контрольних штифтів стопорного кільця захисного кожуха, а з подальшим розвантаженням колони на 12 – 15 т проводять зрізання основних штифтів захисного кожуха пристрою стикувального та розвантаженням до 15 т стикують секції. Зусилля активації захисного кожуха стикувального пристрою є індикатором моменту підготовки до стикування верхньої секції та можуть коригуватись за необхідності. Потім здійснюють розрахований натяг верхньої секції колони (рекомендовано до 40 т). Відсутність руху секції обсадної колони та відсутність циркуляції бурового розчину свідчать про повне стикування секцій.

В подальшому створенням надлишкового тиску (до 20 МПа) відкривають циркуляційні отвори в цементувальній муфті. В окремих випадках відкриття вікон можна здійснити вільно падаючою пробкою (тиск відкриття 4 – 8 МПа). Встановлюють циркуляцію бурової промивальної рідини. На обсадну колону накручують цементувальну головку з розміщеною в ній пробкою верхньої секції. Готують і закачують у свердловину необхідну кількість буферної рідини і тампонажного розчину. Проводять пуск пробки верхньої секції та здійснюють продавлювання тампонажного розчину відповідно до гідравлічної програми. Після отримання сигналу «стоп» (пробка сіла на сідло) збільшують тиск до 4 – 8 МПа для зрізання утримуючих штифтів і втулкою закривають циркуляційні вікна.

Плавним зниженням тиску на гирлі свердловини перевіряють відсутність перетікання, що свідчатиме про герметичність закриття вікон. Після ОЗЦ проводять розбурювання конструктивних елементів пристрою та оснастки.

При цементуванні свердловини трьома і більше секціями можна застосовувати відповідно два і більше пристрої КВСК 178-ЯП. У такому випадку при спуску кожної наступної проміжної секції на голову обсадної колони накручують вузол підвіски наступного пристрою, а спускають його на колоні бурильних труб.

Дані пристрої різних модифікацій для кріплення свердловин хвостовиками чи секціями розроблено спільно з науковцями Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу та фахівцями ПП «Механік», ТОВ «Булат» та ТОВ «Надра інжиніринг». Виготовлення налагоджено на потужностях українського виробника ПП «Механік».

Пристрої секційного кріплення КВСК 178-ЯП успішно впроваджено спільно з фахівцями БУ «Укрбургаз» при кріпленні свердловин глибиною від 3000 м до 6040 м на нафтогазоконденсатних родовищах АТ «Укргазвидобування»: Південно-Граківське, Східно-Полтавське, Абазівське, Степове, Скиданівське, Семенцівке, Бригадирівське, Безпалівське, Розумовське, Приштоківське, Яблунівське, Нурівське, Кегічівське, Західно-Соснівське та Опішнянське.

### **Висновки**

1. Базові вітчизняні пристрої секційного кріплення потребують додаткових затрат часу на їх застосування, що зумовлено необхідністю утримування нижньої секції на вазі на період ОЗЦ і подальшого розвантаження на цементний камінь. Такі технологічні рішення створюють додаткові ризики для забезпечення якісного кріплення свердловин. Впровадження ряду проаналізованих закордонних пристроїв для кріплення колон-хвостовиків і надставок не дозволяє здійснювати натяг верхньої секції та ускладнює їх застосування у свердловинах зі складною просторовою архітектурою. Застосування сучасних технічних засобів та ефективних технологічних рішень є передумовою надійного кріплення глибоких свердловин у складних термобаричних та технологічних умовах.

2. Розроблено пристрої секційного кріплення свердловин типу КВСК 178-ЯП, конструктивні особливості якого дають можливість проводити розвантаження нижньої секції на якрному пристрої підвіски із забезпеченням герметизації міжтрубного простору пакерними елементами. Технічні властивості КВСК 178-ЯП передбачають від'єднання допускного інструмента від обсадної колони гідравлічним способом або резервним – механічним.

3. Наявність індикаторів (зусилля активації) на стикувальному вузлі КВСК 178-ЯП дозволяє чітко, за зміною ваги, фіксувати момент підготовки до стикування верхньої секції та її стикування. Термобароагресивостійкі ущільнюючі манжети у поєднанні з манжетами на основі композиційного матеріалу, уніфікований їх профіль та розташування забезпечують необхідну герметичність елементів стикування. Застосування цементувальної муфти дає змогу здійснювати гідравлічне відкриття промивальних вікон та резервне механічне, а також їх закриття антиротаційною пробкою.

4. Розроблений сучасний дизайн пристроїв КВСК 178-ЯП та успішні результати впровадження на родовищах АТ «Укргазвидобування» підтвердили технологічну зручність їх застосування, працездатність та ефективність.

**Література**

1. Дорошенко В.М., Прокопів В.Й. Проблеми та перспективи видобування нафти на родовищах ВАТ «Укрнафта». *Нафтова і газова промисловість України: на шляху до євроінтеграції*: Матеріали міжнар. конф., 9 – 10 листопада 2005 р. К., 2005. С. 47 – 52.
2. Лукін О.Ю. Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрямки його освоєння. *Вісник Національної Академії Наук України*. 2008. № 4. С. 56-67. ISSN 0372-6436.
3. Романюк О.М. Практика впровадження Production Enhancement Contracts та угод про розподіл продукції. *Нафта і Газ України*. URL: [https://oil-gas.com.ua/statti/Практика впровадження Production Enhancement Contracts та угод про розподіл продукції](https://oil-gas.com.ua/statti/Практика_впровадження_Production_Enhancement_Contracts_та_угод_про_розподіл_продукції).
4. Єгер Д.О., Лещенко І.Ч., Гришаненко В.П. Прогнозування, системний аналіз та оптимізація структурного розвитку енергетики. *The problems of general energy*. 2019. №1(56). P. 4–11. URL: <https://doi.org/10.15407/pge2019.01.004>.
5. Пономаренко Г.С., Холодних А.Б. Закономірності розподілу ресурсів вуглеводнів у палеозойських басейнах давніх платформ (за глибинами). *Геологічний журнал*. 2014. № 2 (347). С. 59 – 72. ISSN 0367–4290.
6. Рудько Г.І., Соболь В.В. Перспективи нафтогазоносності України на великих глибинах для нарощування вуглеводневого потенціалу України. *Мінеральні ресурси України*. 2020. № 2. С. 36 – 42. ISSN 1682-721X. URL: <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.36-42>
7. Горизонтальні свердловини – досвід буріння та перспективи для нарощування видобування нафти на родовищах України / Є.М. Ставичний, Д.Ю. Агафонов, А.О. Пошивак, С.П. Тивончук, Д.А. Кекух та інші. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2022. № 4(85). С. 71 – 86. ISSN 1993–9973. URL: [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-4\(85\)-71-86](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-4(85)-71-86).
8. Zou L. et al. Unconventional casing programs for subsalt ultra-deep wells with a complex pressure system: A case study on Well Wutan 1 in the Sichuan Basin / Zou Lingzhan, Mao Yuncai, Liu Wenzhong, Wang Haige, Guo Jianhua, Deng Chuanguang, Zheng Youcheng, Huang Hongchun, Li Jie, Yue Hong & Chen Gang. *Natural gas industry*. 2019. Vol. 6. P. 95 – 101.
9. Wu De, Liu Zhong, Li Heng, Xiao Xin, Li Jing. Research Development of Liner Hanger Technologies. *Advanced Materials Research*. 2011. No 339. P. 538-542. URL: <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.339.538>
10. Hashmi Ahmad, Riskiawan Arris, Pedreira Jose, Marghalani Ahmad. Innovative Liner Hanger System Designed for Operational Benefits in Harsh Environments. 2021. URL: <https://doi.org/10.2118/207420-MS>.
11. Johnson Michael, Ardoin Kevin, Sweep Miles, Wyatt Nathan, Benet Paul. Large Bore Expandable Liner Hanger provides Reliable, Cost-Effective Solution for Liner Placement in Critical Well Path. 2013. URL: <https://doi.org/10.4043/24169-MS>.
12. Zhong Allan, Johnson Michael, Kohn Gary, Koons Brian, Saleh Muhammad. Performance Evaluation of a Large Bore Expandable Liner Hanger for Field Operations in the Gulf of Mexico. 2015. URL: <https://doi.org/10.4043/25995-MS>.
13. Ma Lanrong. Research and Practice of Rotating Technique for Liner Hanger. *The Open Petroleum Engineering Journal*. 2012. No 5. P. 8-97. URL: <https://doi.org/10.2174/1874834101205010088>.
14. Walvekar Sunil, Jackson Tance. (2007). Development of an Expandable Liner-Hanger System To Improve Reliability of Liner Installations. URL: <https://doi.org/10.4043/18730-MS>.
15. Temitope Ajayi, Ipsita Gupta. A review of reactive transport modeling in wellbore integrity problems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019. Vol. 175. P. 785-803. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.079>
16. Walter Crow, J. William Carey, Sarah Gasda, D. Brian Williams, Michael Celia. Wellbore integrity analysis of a natural CO<sub>2</sub> producer. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2010. Vol. 4, Iss. 2, P. 186-197. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.10.010>.
17. Raj Kiran, Catalin Teodoriu, Younas Dadmohammadi, Runar Nygaard, David Wood, Mehdi Mokhtari, Saeed Salehi. Identification and evaluation of well integrity and causes of failure of well integrity barriers (A review). *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2017 September. Vol. 45, P. 511 – 526. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.05.009>.
18. Tu B., Cheng H.L. Alternative methodology for elastomeric seal RGD and aging testing validates long-term subsea seal performance and integrity. *Presented at Offshore Technology Conference*. 2016, 2-5 May, Houston, Texas, USA, URL: <https://doi.org/10.4043/27125-ms>.
19. Lin, Z.C. The strength analysis and structure optimization of packer slip based on ANSYS. *Appl. Mech. Mater.* 2013. 423 – 426, 1967 – 1971. URL: <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMM.423-426.1967>.

20. Wang Z., Chen C., Liu Q., et al. Extrusion, slide, and rupture of an elastomeric seal. *J. Mech. Phys. Solid.* 2017. No 99. P. 289 – 303. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jmps.2016.12.007>.
21. Al-Kharusi M.S.M., Qamar S.Z., Pervez T., et al. Non-linear model for evaluation of elastomer seals subjected to differential pressure. *Presented at SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition*, 2011.15-18 May, Al-Khobar, Saudi Arabia, SPE-149032-MS. URL: <https://doi.org/10.2118/149032-MS>.
22. Al-Hiddabi S.A., Pervez T., Qamar S.Z., et al., Analytical model of elastomer seal performance in oil wells. *Appl. Math. Model.* 2015. 39 (10 – 11). P. 2836 – 2848. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apm.2014.10.028>.
23. Hu G., Zhang P., Wang G., et al., The influence of rubber material on sealing performance of packing element in compression packer. *J. Nat. Gas Sci.* 2017. Eng. 38 (Feb 2017). P. 120 – 138. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.12.027>.
24. Alzebedeh K., Pervez T., Qamar S.Z. Finite element simulation of compression of elastomeric seals in open hole liners. *J. Energy Resour. Technol.* 2010. 132 (3), 031002. URL: <https://doi.org/10.1115/1.4002244>
25. Guo, Z., Li, Q., Wang, Y., et al., 2011. Analysis and structural improvement of the rubber part in packer in a way of non-linearity finite element. *2011 Second International Conference on Mechanic Automation and Control Engineering*, 15-17 July, Hohhot, China, 12242645. URL: <https://dx.doi.org/10.1109/mace.2011.5986860>.
26. Han Feng, Han Hua, Zhong Pengrui, Zou Yong, Huang Jiqiang, Xue, Long. Study on Surface Configurations and Force Transfer Mechanism of Dual-Wedge Shaped Slips for Liner Hanger. *Energies.* 2023. 16. 3177. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16073177>.
27. Chen Yong, Xiao Guo, Zhong Wen, Yi, Nao. Investigation of Mechanical Numerical Simulation and Expansion Experiment of Expandable Liner Hanger in Oil and Gas Completion. *Shock and Vibration.* 2020. 1-13. <https://doi.org/10.1155/2020/9375835>.
28. Сучасне вітчизняне технологічне обладнання для кріплення свердловин хвостовиками з колоною-фільтром / Є.М. Ставичний Я.М. Фем'як, Б.А. Тершак, А.О. Ігнатов, С.А. Рибачук, Ю.В. Бочкур, Н.М. Савчук . *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.* 2023. № 1(86). С. 54–63: URL: [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1\(86\)-54-63](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1(86)-54-63).
29. Yudhia D., Seyfedinov R., Alhaj M., Aziz M., Rabis P., Ameri S., AlMarzooqi A., Barbera R., Sallam S., Omar H. First Deployment of Expandable Liner Hanger and Tie-Back System with Metal-To-Metal Seal in Gas Well, Offshore Abu Dhabi. 2023. <https://doi.org/10.2118/214607-MS>.
30. Yong Han, Bingyin Ji, Chun Ouyang, Guozhang Xiao, Jiping Tang, Bin Zhang, Hongjun Liang. Experiments illuminate reasons for casing wear. *Oil and Gas Journal.* 2010. No 108. P. 35-41.
31. Коцкулич Я.С., Тищенко О.В. Закінчування свердловин: Підруч. для студ. вищ. навч. закл. проф. спрямування «Буріння». К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. 366 с. ISBN 966-501-042-5.
32. Johancsik C.A., Friesen D.B., Dawson R. Torque and Drag in Directional Wells-Prediction and Measurement. *Journal of Petroleum Technology.* 36 (06): Paper Number: SPE-11380-PA. 1984. P. 987–992 URL: <https://doi.org/10.2118/11380-PA>
33. Piatkivskyi S., Stavychnyi Ye, Femiak Ya., Tershak B, Ahafonov D., Kovbasiuk M. Well rehabilitation is a promising area for increasing hydrocarbon production. *Strojnícky časopis – Journal of Mechanical Engineering.* 2024. Vol 74, No 1, P. 141 – 158. DOI: <https://doi.org/10.2478/scjme-2024-0015>.
34. Jadhav, S. Oil and gas production. Publisher: Scitus Academics Llc. 2015.
35. Ammerer N.H., Hashemi R. Completion Fluids Drilling. 1983. Vol. 44. № 8
36. Stavychnyi Y., Koroviaka Y., Ihnatov A., Matyash O., Rastsvietaiev V. Fundamental principles and results of deep well lining. *V International Conference "Essays of Mining Science and Practice. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science.* 2024. No 1348(1), 012077. DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1348/1/012077>.
37. Ulm F.-J., Coussy O. Strength Growth as Chemo-Plastic Hardening in Early Age Concrete. *Journal of Engineering Mechanics.* 1996. Vol. 122, No 12. P. 1123–1132.
38. Koroviaka Ye., Stavychnyi Ye., Martsynkiv O., Ihnatov A., Yavorskyi A. Research on occurrence features and ways to improve the quality of productive hydrocarbon horizons demarcation. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 2024, No 3 P. 5-11. ISSN 2071-2227, E-ISSN 2223-2362. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2024-3/005>.
39. Deepwater Horizon accident investigation report. Executive summary. British Petroleum. 2010.
40. Lutchmedial C. Safety and health for the oil and gas industry. Publisher: OSHE Consultants. 2016.
41. Hossain, M.E., Islam, M.R. Drilling engineering: problems and solutions. *Scrivener publishing.* 2018.

**References**

1. Doroshenko V.M., Prokopiv V.I. Problemy ta perspektyvy vydobuvannya nafty na rodovyshchakh VAT «Ukrnafta»: *Naftova i hazova promyslovishtva Ukrainy: na shliakhu do yevrointegratsii*: Materialy mizhnar. konf., 9 – 10 lystopada 2005 r. K., 2005. P. 47 – 52. [in Ukrainian]
2. Lukin O.Iu. Vuhlevodnevyi potentsial nadr Ukrainy ta osnovni napriamky yoho osvoinnia. *Visnyk Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2008. No 4. P. 56-67. ISSN 0372-6436. [in Ukrainian]
3. Romaniuk O.M. Praktyka vprovadzhennia Production Enhancement Contracts ta uhod pro rozpodil produktsii. *Nafta i Haz Ukrainy*. URL: [https://oil-gas.com.ua/statti/Практика\\_впровадження\\_Production\\_Enhancement\\_Contracts\\_та\\_угод\\_про\\_розподіл\\_продукції](https://oil-gas.com.ua/statti/Практика_впровадження_Production_Enhancement_Contracts_та_угод_про_розподіл_продукції). [in Ukrainian]
4. Ieher D.O., Leshchenko I.Ch., Hryshanenko V.P. Prohnozuvannya, systemnyi analiz ta optymizatsiia strukturnoho rozvytku enerhetyky. *The problems of general energy*. 2019. No 1(56). P. 4–11. URL: <https://doi.org/10.15407/pge2019.01.004>. [in Ukrainian]
5. Ponomarenko H.S., Kholodnykh A.B. Zakonomirnosti rozpodilu resursiv vuhlevodniv u paleozoiskikh baseinakh davnikh platform (za hlybynamy). *Heolohichni zhurnal*. 2014. No 2 (347). P. 59 – 72. ISSN 0367–4290. [in Ukrainian]
6. Rudko H.I., Sobol V.V. Perspektyvy naftohazonosnosti Ukrainy na velykykh hlybynakh dlia naroshchuvannya vuhlevodnevoho potentsialu Ukrainy. *Mineralni resursy Ukrainy*. 2020. No 2. P. 36 – 42. ISSN 1682-721X. URL: <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.36-42> [in Ukrainian]
7. Horyzontalni sverdlovyny – dosvid burinnia ta perspektyvy dlia naroshchuvannya vydobuvannya nafty na rodovyshchakh Ukrainy / Ye.M. Stavychnyi, D.Iu. Ahafonov, A.O. Poshyvak, S.P. Tyvonchuk, D.A. Kekukh ta inshi. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2022. No 4(85). P. 71 – 86. ISSN 1993–9973. URL: [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-4\(85\)-71-86](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-4(85)-71-86). [in Ukrainian]
8. Zou L. et al. Unconventional casing programs for subsalt ultra-deep wells with a complex pressure system: A case study on Well Wutan 1 in the Sichuan Basin / Zou Lingzhan, Mao Yuncai, Liu Wenzhong, Wang Haige, Guo Jianhua, Deng Chuanguang, Zheng Youcheng, Huang Hongchun, Li Jie, Yue Hong & Chen Gang. *Natural gas industry*. 2019. Vol. 6. P. 95 – 101.
9. Wu De, Liu Zhong, Li Heng, Xiao Xin, Li Jing. Research Development of Liner Hanger Technologies. *Advanced Materials Research*. 2011. No 339. P. 538-542. URL: <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.339.538>
10. Hashmi Ahmad, Riskiawan Arris, Pedreira Jose, Marghalani Ahmad. Innovative Liner Hanger System Designed for Operational Benefits in Harsh Environments. 2021. URL: <https://doi.org/10.2118/207420-MS>.
11. Johnson Michael, Ardoin Kevin, Sweep Miles, Wyatt Nathan, Benet Paul. Large Bore Expandable Liner Hanger provides Reliable, Cost-Effective Solution for Liner Placement in Critical Well Path. 2013. URL: <https://doi.org/10.4043/24169-MS>.
12. Zhong Allan, Johnson Michael, Kohn Gary, Koons Brian, Saleh Muhammad. Performance Evaluation of a Large Bore Expandable Liner Hanger for Field Operations in the Gulf of Mexico. 2015. URL: <https://doi.org/10.4043/25995-MS>.
13. Ma Lanrong. Research and Practice of Rotating Technique for Liner Hanger. *The Open Petroleum Engineering Journal*. 2012. No 5. P. 8-97. URL: <https://doi.org/10.2174/1874834101205010088>.
14. Walvekar Sunil, Jackson Tance. (2007). Development of an Expandable Liner-Hanger System To Improve Reliability of Liner Installations. URL: <https://doi.org/10.4043/18730-MS>.
15. Temitope Ajayi, Ipsita Gupta. A review of reactive transport modeling in wellbore integrity problems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019. Vol. 175. P. 785-803. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.079>
16. Walter Crow, J. William Carey, Sarah Gasda, D. Brian Williams, Michael Celia. Wellbore integrity analysis of a natural CO<sub>2</sub> producer. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2010. Vol. 4, Iss. 2, P. 186-197. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.10.010>.
17. Raj Kiran, Catalin Teodoriu, Younas Dadmohammadi, Runar Nygaard, David Wood, Mehdi Mokhtari, Saeed Salehi. Identification and evaluation of well integrity and causes of failure of well integrity barriers (A review). *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2017 September. Vol. 45, P. 511 – 526. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.05.009>.
18. Tu B., Cheng H.L. Alternative methodology for elastomeric seal RGD and aging testing validates long-term subsea seal performance and integrity. *Presented at Offshore Technology Conference*. 2016, 2-5 May, Houston, Texas, USA, URL: <https://doi.org/10.4043/27125-ms>.
19. Lin, Z.C. The strength analysis and structure optimization of packer slip based on ANSYS. *Appl. Mech. Mater.* 2013. 423 – 426, 1967 – 1971. URL: <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMM.423-426.1967>.

20. Wang Z., Chen C., Liu Q., et al. Extrusion, slide, and rupture of an elastomeric seal. *J. Mech. Phys. Solid.* 2017. No 99. P. 289 – 303. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jmps.2016.12.007>.
21. Al-Kharusi M.S.M., Qamar S.Z., Pervez T., et al. Non-linear model for evaluation of elastomer seals subjected to differential pressure. *Presented at SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition*, 2011.15-18 May, Al-Khobar, Saudi Arabia, SPE-149032-MS. URL: <https://doi.org/10.2118/149032-MS>.
22. Al-Hiddabi S.A., Pervez T., Qamar S.Z., et al., Analytical model of elastomer seal performance in oil wells. *Appl. Math. Model.* 2015. 39 (10 – 11). P. 2836 – 2848. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apm.2014.10.028>.
23. Hu G., Zhang P., Wang G., et al., The influence of rubber material on sealing performance of packing element in compression packer. *J. Nat. Gas Sci.* 2017. Eng. 38 (Feb 2017). P. 120 – 138. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.12.027>.
24. Alzebedeh K., Pervez T., Qamar S.Z. Finite element simulation of compression of elastomeric seals in open hole liners. *J. Energy Resour. Technol.* 2010. 132 (3), 031002. URL: <https://doi.org/10.1115/1.4002244>
25. Guo, Z., Li, Q., Wang, Y., et al., 2011. Analysis and structural improvement of the rubber part in packer in a way of non-linearity finite element. *2011 Second International Conference on Mechanic Automation and Control Engineering*, 15-17 July, Hohhot, China, 12242645. URL: <https://dx.doi.org/10.1109/mace.2011.5986860>.
26. Han Feng, Han Hua, Zhong Pengrui, Zou Yong, Huang Jiqiang, Xue, Long. Study on Surface Configurations and Force Transfer Mechanism of Dual-Wedge Shaped Slips for Liner Hanger. *Energies.* 2023. 16. 3177. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16073177>.
27. Chen Yong, Xiao Guo, Zhong Wen, Yi, Hao. Investigation of Mechanical Numerical Simulation and Expansion Experiment of Expandable Liner Hanger in Oil and Gas Completion. *Shock and Vibration.* 2020. 1-13. <https://doi.org/10.1155/2020/9375835>.
28. Suchasne vitchyzniane tekhnolohichne obladnannia dlia kriplennia sverdlovyn khvostovykamy z kolonoiu-filtrom / Ye.M. Stavychnyi Ya.M. Femiak, B.A. Tershak, A.O. Ihnatov, S.A. Rybachuk, Yu.V. Bochkur, N.M. Savchuk. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2023. No 1(86). [in Ukrainian]
29. Yudhia D., Seyfedinov R., Alhaj M., Aziz M., Rabis P., Ameri S., AlMarzooqi A., Barbera R., Sallam S., Omar H. First Deployment of Expandable Liner Hanger and Tie-Back System with Metal-To-Metal Seal in Gas Well, Offshore Abu Dhabi. 2023. <https://doi.org/10.2118/214607-MS>.
30. Yong Han, Bingyin Ji, Chun Ouyang, Guozhang Xiao, Jiping Tang, Bin Zhang, Hongjun Liang. Experiments illuminate reasons for casing wear. *Oil and Gas Journal.* 2010. No 108. P. 35-41.
31. Kotskulych Ya.S., Tyshchenko O.V. Zakinchuvannia sverdlovyn: Pidruch. dlia stud. vyshch. navch. zakl. prof. spriamuvannia «Burinnia». K.: Interpres LTD, 2004. 366 p. ISBN 966-501-042-5. [in Ukrainian]
32. Johancsik C.A., Friesen D.B., Dawson R. Torque and Drag in Directional Wells-Prediction and Measurement. *Journal of Petroleum Technology.* 36 (06): Paper Number: SPE-11380-PA. 1984. P. 987–992 URL: <https://doi.org/10.2118/11380-PA>
33. Piatkivskiy S., Stavychnyi Ye, Femiak Ya., Tershak B, Ahafonov D., Kovbasiuk M. Well rehabilitation is a promising area for increasing hydrocarbon production. *Strojnicky časopis – Journal of Mechanical Engineering.* 2024. Vol 74, No 1, P. 141 – 158. DOI: <https://doi.org/10.2478/scjme-2024-0015>.
34. Jadhav, S. Oil and gas production. Publisher: Scitus Academics Llc. 2015.
35. Ammerer N.H., Hashemi R. Completion Fluids Drilling. 1983. Vol. 44. № 8
36. Stavychnyi Y., Koroviaka Y., Ihnatov A., Matyash O., Rastsvietaiev V. Fundamental principles and results of deep well lining. *V International Conference "Essays of Mining Science and Practice. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science.* 2024. No 1348(1), 012077. DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1348/1/012077>.
37. Ulm F.-J., Coussy O. Strength Growth as Chemo-Plastic Hardening in Early Age Concrete. *Journal of Engineering Mechanics.* 1996. Vol. 122, No 12. P. 1123–1132.
38. Koroviaka Ye., Stavychnyi Ye., Martsynkiv O., Ihnatov A., Yavorskyi A. Research on occurrence features and ways to improve the quality of productive hydrocarbon horizons demarcation. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 2024, No 3 P. 5-11. ISSN 2071-2227, E-ISSN 2223-2362. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2024-3/005>.
39. Deepwater Horizon accident investigation report. Executive summary. British Petroleum. 2010.
40. Lutchmedial C. Safety and health for the oil and gas industry. Publisher: OSHE Consultants. 2016.
41. Hossain, M.E., Islam, M.R. Drilling engineering: problems and solutions. *Scrivener publishing.* 2018.