

УДК 622.245

DOI: 10.31471/2304-7399-2024-19(73)-155-174

ДО ПИТАННЯ ЗАСТОСУВАННЯ ЦЕМЕНТУВАЛЬНИХ ПРОБОК

**Є. М. Ставичний¹, В. В. Михайлюк¹, Я. М. Фем'як¹,
О. Ю. Витязь¹, М. В. Романів², С. А. П'ятківський¹**

¹Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу; Україна, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. +38(0342)72-71-39, e-mail: stavichniy.i@gmail.com, yaroslav.femiak@nung.edu.ua, oleh.vytiaz@nung.edu.ua;

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

Здійснено огляд вуглеводневого потенціалу та оцінено ресурс можливості їх видобування з надр України. Розглянуто обсяги видобування нафти і газу найбільшими державними видобувними компаніями. Акцентовано увагу на важливості активного залучення ресурсного фонду родовищ з важковидобувними запасами вуглеводнів. Науковими школами геологічного напрямку підтверджено важливість та необхідність вилучення вуглеводнів, що залягають на великих і надвеликих глибинах. У таких умовах необхідно забезпечити надійне та якісне кріплення свердловин, що може бути досягнуто використанням композиційних тампонажних систем та сучасної технологічної оснастки. Встановлено, що внаслідок змішування технологічних рідин цементний камінь зазнає зниження міцнісних характеристик та погіршення експлуатаційних властивостей. Одним із методів підвищення якості кріплення полягає у використанні цементувальних пробок, що запобігають змішуванню в колоні технологічних рідин, забезпечують очищення колони труб та сигналізують завершення процесу цементування. Проаналізовано типові пробки, що використовуються під час цементування обсадних колон, а також порушення технологічного процесу, що виникає при втраті їх працездатності. На основі методів математичного та фізичного моделювання з використанням сучасних програмних продуктів інженерного проектування спроектовано цементувальні пробки різних конструкцій. Дизайном пробок враховано складні технологічні та термобаричні умови їх експлуатації. На прикладі цементувальної пробки ПП-89 показано імітаційне моделювання проходження пробки через бурильну колону, що підтвердило працездатність розробленої конструкції. Результати імітаційного моделювання для інших типорозмірів цементувальних пробок та технічних пристроїв дозволили оптимізувати конструктивні особливості манжет та підвищити надійність їх роботи. Промисловою апробацією цементувальних пробок у пристроях для секційного кріплення свердловин, а також для крі-

плення свердловин колонами-хвостовиками різних модифікацій підтверджено успішний дизайн пробок різного призначення та їх експлуатаційну надійність.

Ключові слова: *свердловина, кріплення, цементувальна пробка, секційне кріплення, хвостовик.*

Вступ

Нафта і газ, як в Україні, так і в світовому балансі економічної та політичної безпеки є важливим енергетичним ресурсом. Не дивлячись на увагу щодо зростання та розвитку енергії з відновлювальних джерел, перед Україною стоїть важливість завдань для збільшення видобутку вуглеводневого ресурсу.

ПАТ «Укрнафта», як найбільша нафтовидобувна компанія, у 2023 році видобула 1,41 млн т нафти з конденсатом та 1,09 млрд м³ газу природного і нафтового [1].

АТ «Укргазвидобування» у 2023 р. видобуто понад 13,9 млрд м³ валового природного газу. В цілому, підприємствами України у 2023 р. видобуто понад 18,7 млрд м³ валового природного газу [2]. Для прикладу, найбільший показник видобутку нафти з газовим конденсатом в Україні становив 14,5 млн т у 1972 р., а максимальна кількість видобутого газу склала близько 68,7 млрд м³ у 1975 р.

Враховуючи тривалу розробку нафтогазових родовищ зафіксовано закономірний перехід значної частки родовищ як за видобутком, так і запасами, у пізню стадію розробки [3]. Складні гірничо-геологічні умови, а також виснаження енергетичного ресурсу родовищ, внаслідок довготривалої їх розробки спричинили зростання частки родовищ з важковидобувними запасами.

АТ «Укргазвидобування» звернено увагу на важливості розробки родовищ з важковидобувними запасами газу в Україні, оскільки вони складають таке ж значення, як і розвідані запаси, поставлені на баланс [4]. Прогнозні ресурси важкої нафти в Україні можуть становити не менше ніж 50 млрд м³ [5].

Широким колом провідних науковців геологічного напрямку підтверджено потужність вуглеводневого потенціалу України. Проведеними дослідженнями встановлено, що з українських надр видобуто близько 360 млн т нафти і конденсату та приблизно 1,8 трлн м³ газу, що разом це становить близько чверті початкових ресурсів [5].

Значний акцент уваги зосереджено на перспективи нафтогазоносності глибокозалягаючих пластів як великих глибин (більше ніж 4 – 5 км), так і надвеликих (більше ніж 6,5 – 7 км) [5]. Іншими дослідженнями також підтверджено перспективність нафтогазоносності в інтервалі глибин 4 – 7 км, де зосереджено близько 70 % прогнозних запасів [6] у глибокозалягаючих нижньокам'яно-вугільних відкладах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ).

Під час споруджування свердловин, внаслідок зниження енергетичного потенціалу вуглеводневонасичених колекторів, конструкції свердловин зазнають перегляду. В таких умовах виникає необхідність спуску додаткових колон чи хвостовиків для мінімізації негативного впливу технологічних рідин на фільтраційно-ємнісні характеристики колекторів. Цементування свердловин може проходити як в один прийом, так і з розділенням на ступені, або кріплення нижньої секції чи хвостовика, з подальшим, при потребі, нарощуванням і цементуванням наступних надставок. Необхідно звернути увагу, що кріплення свердловин потребує формування надійного ізоляційного екрану та забезпечення якісного розмежування продуктивних горизонтів. Досягнути поставлених цілей можна використовуючи композиційні тампонажні системи зі спеціальною технологічною оснасткою і технічними пристроями для кріплення (муфти ступеневого цементування, підвіски хвостовиків, пристрої секційного кріплення тощо) [7, 8]. При цьому цементувальні пробки, що використовуються у технічних засобах для кріплення, повинні забезпечити надійність у роботі та повну працездатність, оскільки інколи від їх роботи залежить успішність всього процесу споруджування свердловини.

Формулювання завдань (проблем)

Метою статті є оцінка пробок, що використовуються під час первинного цементування свердловин, аналіз їх роботи, а також дослідження та проектування цементувальних пробок для пристроїв кріплення свердловин хвостовиками. Завдання роботи полягає в необхідності виготовлення та апробації пробок для активації підвісок хвостовиків, на основі виконаного аналізу, досліджень та проектування.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Операції з цементування мають безпосередній вплив на якість споруджування свердловини, а особливо коли проводять кріплення зони продуктивних горизонтів. Хоча витрати на цементування зазвичай становлять менше 10 % від загальних запланованих витрат на буріння свердловин на суші, наприклад в США [9], нездатність забезпечити хорошу зональну ізоляцію і належне зчеплення цементного каменю з обсадною колоною і пластом може мати негативні наслідки для всього технологічного процесу: від часових втрат на усунення браку і втрати потенційного дебіту, до втрати всієї свердловини.

Відсутність якісного ізоляційного екрану погіршує адгезію каменю з обмежувачами поверхнями та спричиняє його деструкцію [10]. Основна умова якісного розмежування горизонтів полягає у формуванні однорідного міцного цементного каменя в системі «обсадна труба-цементний камінь-порода».

Для цементування свердловин необхідно впроваджувати седиментаційно-стабільні тампонажні розчини [11]. Якість кріплення свердловини та надійність розмежування продуктивних горизонтів залежатиме

не тільки від типу тампонажного матеріалу, але і від особливостей та умов його структуроутворення [12].

Як відомо, при змішуванні технологічних рідин з тампонажним розчином суттєвого погіршення зазнають фізико-механічні властивості цементного каменя. Проведеними дослідженнями зон змішування тампонажного розчину з буровим [13] встановлено, що ділянка змішування може становити 50 % від загального об'єму тампонажного розчину. Такий рівень змішування призведе до порушення функції тампонажного розчину. Дослідженнями підтверджено суттєве зниження кінетики структуроутворення та зниження міцнісних характеристик цементного каменя при змішуванні тампонажного розчину з буровою промивальною рідиною [14].

Порушення якості розмежування продуктивних горизонтів та герметичності кріплення свердловини можуть спричинити самовільну міграцію пластових флюїдів на поверхню [15], а інколи і є однією з головних передумов флюїдопроявлення чи грифоутворення, що може призвести до складних техногенних аварій [16].

Однією з передумов для формування більш якісного ізоляційного екрану та мінімізації зони змішування технологічних рідин з тампонажним розчином може бути використання цементувальних пробок.

Застосування цементувальних пробок, окрім розділення технологічних рідин і очищення стінок бурильної/обсадної колони також забезпечує індикацію завершення процесу цементування внаслідок контакту пробки з муфтою «стоп» чи нижньою пробкою, що свідчитиме зростанням тиску на цементувальних агрегатах. Отриманий сигнал «стоп» також дозволяє проводити гідравлічну активацію окремих вузлів чи технічних пристроїв в оснастці обсадної колони.

Сегмент цементувальних пробок є доволі великий (рис. 1).



Рис. 1. Типові цементувальні пробки

Пробки, залежно від призначення і дизайну, можуть використовувати в різних технологічних операціях під час споруджування свердловин: як під час цементування свердловин, так і в процесах інтенсифікації видобування вуглеводнів [22].

Відповідний дизайн цементувальних пробок застосовують у пристроях для кріплення свердловин із цементуванням обсадних колон [23, 24, 25, 26]. Основне їх завдання полягає у розмежуванні технологічних рідин. Після закачування розрахованого об'єму цементного розчину в колону опускається нижня пробка (ступеневе цементування або цементування в один прийом) або пробка парашутна бурильних труб, що зістиковується з підвісною пробкою роз'єднувача (цементування хвостовиків або перших секцій обсадних колон) і прокачуються до нижнього кільця/муфти «стоп», а різке підвищення тиску сигналізує про кінець протискування.

Крім того, пробки можуть використовуватись і для активації нецементованих підвісок хвостовиків [27].

Багатоколонні конструкції свердловин, як правило, зумовлені розкриттям складного геологічного розрізу і вимагають застосування надійного технологічного обладнання як для поглиблення свердловини, так і для її кріплення. Як приклад, надглибока свердловина Wutan 1 (Китай) передбачала проектну глибину 7500 м по вертикалі при вибірній температурі 175 °С і тиску 140 МПа [28]. Дизайн даної свердловини включав наступні обсадні колони: 508×365,1×273,05×219,08×193,68/168,28×114,3. Свердловину закінчено бурінням на глибині 8060 м. Кріплення та цементування свердловини проведено як в один прийом, так і з використанням хвостовиків і хвостовиків з додатковою надставкою. В таких випадках обов'язковим є використання цементувальних пробок різних конфігурацій і типорозмірів, що зумовлено типом технічних пристроїв, в яких вони застосовуються.

Пробки бурильної труби або парашутного типу можуть бути цільними, отримані шляхом вулканізації [29, 30] на легкорозбурювальному металічному осерді, як правило, з алюмінієвих сплавів або зі збірними манжетами. В більшості випадків дизайн парашутних пробок є наближений, проте пробки можуть відрізнитись формою та методом фіксації металічного направляючого конуса, розмірами манжет, їх кількістю, а також формою та габаритними параметрами.

Запропоновано новий дизайн з ексцентричним потоковим відводом пробки обсадної колони та запобіжним кожухом на стикувальному конусі [31], проте в даній конструкції відсутні фіксатори для запобігання роз'єднань пробок та антиротатійні механізми.

Проте бувають випадки, що доволі часто цементувальні пробки не виконують свого функціонального призначення.

Для прикладу, свого часу кріплення свердловини № А Лесяківського родовища проведено експлуатаційною колоною Ø 168 мм на гли-

бині 2016 м. Зворотні клапани розташовано на глибинах 2004 м та 1992 м, кільце «стоп» на глибині 1980 м, а муфта ступеневого цементування \varnothing 168 мм (МСЦ-168) – 1439 м.

Проведено цементування свердловини при закачуванні першого буферного розчину (об'єм $5,5 \text{ м}^3$: 3 м^3 – вода замішування та $2,5 \text{ м}^3$ – 2 % розчину полімеру), а також двопорційний тампонажний розчин: ПЦТ П-50 (об'єм $5,8 \text{ м}^3$; маса цементу 6,6 т; густина $1,81 \text{ г/см}^3$) та РТМ-50 (об'єм $8,2 \text{ м}^3$; маса цементу 10 т; густина $1,84 \text{ г/см}^3$). Зростання тиску під час розрахункового прокачування об'єму технологічних рідин для фіксації сигналу «стоп» не отримано. Проведено змивання залишків тампонажного розчину об'ємом 62 м^3 . На 42 м^3 продавлювальної рідини вимито орієнтовно $0,5 \text{ м}^3$ буферної рідини густиною $1,08 \text{ г/см}^3$.

Після змивання було проведено визначення місця можливої циркуляції шляхом прокачування індикаторної буферної рідини (5 м^3) з нагнітанням 76 м^3 бурової промивальної рідини (БПР), при цьому на 51 м^3 зафіксовано початок виходу, а на 58 м^3 – повний вихід індикаторного буферної рідини. Розрахунками підтверджено циркуляцію через інтервал встановлення МСЦ-168. Причина порушення технологічного процесу – передчасне відкриття вікон МСЦ-168. Продавлювальну пробку було визначено на глибині 1540 м, тобто на 100 м нижче місця встановлення МСЦ-168. Встановлено, що при проходженні протискувальної пробки через цементувальну муфту відбулося відкриття циркуляційних вікон, через які фактично проходило промивання верхньої ступені, а не продавлювання цементного розчину. Цементний розчин у нижній ступені колони був розташований на рівновазі. Внаслідок порушення технологічного процесу в обсадній колоні залишено цементний стакан в інтервалі 1410 – 1940 м. Часові втратив процесі буріння становили 240 год.

Інша ситуація з руйнуванням пробки виникла у свердловині №125 Рудівсько-Червонозаводського родовища. Під час проведення цементування обсадної колони діаметром 244,5 мм завчасно отримано зростання тиску сигналу «стоп», що могло свідчити про першочерговий ряд причин: невідповідність рецептури тампонажного розчину умовам цементування, створення дросельного екрану зі шламової подушки в кільцевому просторі або передчасній посадці пробки на стоп-кільце. Повторні тестування рецептури тампонажних розчинів підтвердили відповідність її умовам цементування. Прогнозовано, за розрахунками об'ємів і згідно з мірою бурильного інструмента при розбурюванні цементного стакані пробка повинна була бути розміщена на глибині 3410 м. Для розбурювання цементного стакану застосовували КНБК з торцевим фрезом \varnothing 210 мм та ОБТ \varnothing 165 мм довжиною 76 м і бурильні труби. Режим буріння становив з навантаженням 2 – 5 т при обертах ротора 65об/хв; продуктивність насосів 20 л/с при тиску 60 ат. Густина БПР становила $1,34 \text{ г/см}^3$; умовна в'язкість – 60 с, водовіддача – 8 см^3 , статична напруга зсуву – 115/126 дПа.

За результатами розбурювання цементувальної пробки аналогічних пристроїв секційного кріплення на даному родовищі час механічного буріння становив в межах від 10 год до 18 год. Тобто, якщо б пробка була на глибині 3410 м, то час на її розбурювання становив би близько 17 год, а фактично цементний стакан зустріли на цій же глибині. Механічна швидкість розбурювання цементного стакана свідчила про відсутність гумової пробки. За результатами механічного каротажу швидкість була рівномірною до місця встановлення клапана на глибині 3933 м, де затрати часу становили близько 11 год. Аналіз механічної швидкості буріння свідчив про розбурювання частини пробки зі зворотнім клапаном, а отже це підтверджує передчасне її руйнування та випередження пробкою тампонажного розчину. Як наслідок, цементний стакан в колоні становив близько 520 м (рис. 2).

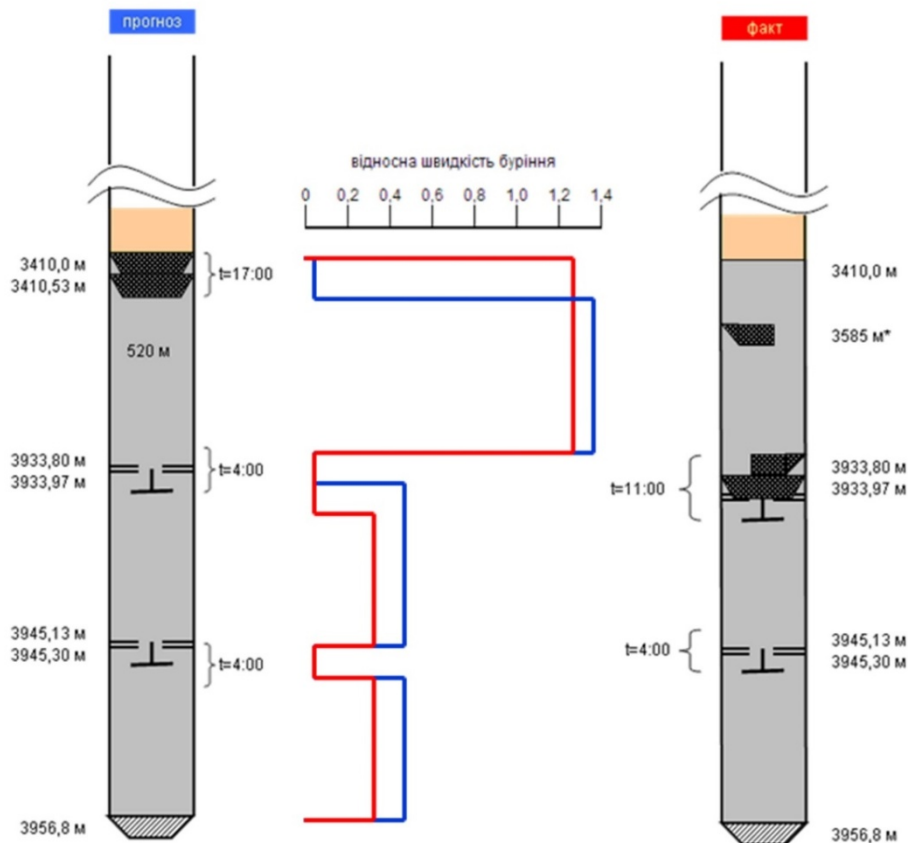


Рис. 2. Механічний каротаж буріння цементного стакана

Фрагменти зруйнованої цементувальної пробки, отримані на гирлі, наведено на рис. 3.

Ще один приклад порушення технологічного процесу отримано внаслідок застрягання цементувальної пробки МСЦ-245 в цементувальній головці. Як наслідок, під час цементування проміжної колони Ø

244,5 мм на глибині 2960 м (МСЦ-245 встановлено на 1800 м) отримано «оголення» башмака колони в інтервалі 2960 – 2936 м.



Рис. 3. Фрагмент зруйнованої протискувальної пробки

Інший приклад із заклинюванням парашутної пробки в обертовій підвісці на свердловині А Західно-Качанівська під час цементування першої секції експлуатаційної колони \varnothing 146 мм в інтервалі 3951 – 2598 м. Як наслідок, цементний стакан в колоні становив 748 м.

Як відомо, під час цементування хвостовиків чи нижніх секцій обсадних колон, після стикування парашутної пробки бурових труб та підвісної пробки обсадних труб у зістикованому стані вже обидві пробки проходять до «стоп» кільця чи «стоп» муфти. Проте, зафіксовано непоодинокі випадки труднощів стикування пробок [35], внаслідок чого не вдається зафіксувати розрахунковий об'єм рідин протискування та, як наслідок, у переважній більшості, отримати завідомо прогнозоване неякісне кріплення.

Приклад руйнування пробок при кріпленні колони хвостовика наведено на рис. 4.



а)



б)

Рис. 4. Фрагмент зруйнованих пробок

Як бачимо, на рис. 4 а) зображено ерозійне руйнування стикувального конуса пробки бурильних труб, внаслідок чого унеможливлена була активація пробки в роз'єднувачі колони хвостовика рис. 4 б). Такі порушення унеможливили якісне цементування колони-хвостовика та активацію пакерного елемента підвіски. Виникнення таких ситуацій спричиняє до значних фінансових затрат на проведення ремонтно-ізоляційних робіт та часових втрат, що стосуються як експлуатації бурового обладнання, так і несвоєчасного отримання потенційного дебіту свердловин.

Кріплення свердловини експлуатаційною колоною або експлуатаційним хвостовиком є завершальним етапом її споруджування. У випадку цементування колони-хвостовика об'єм цементного розчину є доволі незначним, оскільки довжина експлуатаційних хвостовиків може становити від кількох десятків до тисячі метрів. Прийнята практика закінчування свердловин хвостовиками, як в ПАТ «Укрнафта», так і в АТ «Укргазвидобування» передбачає, в основному, буріння долотами Ø 152,4 мм та кріплення експлуатаційним хвостовиком Ø 127 мм. При цьому, об'єм одного погонного метра кільцевого простору становить близько 5,6 л і може дещо змінюватись залежно від кавернозності свердловини. Як приклад, для свердловини № А Єфремівського ГКР під час кріплення експлуатаційним хвостовиком Ø127 мм в інтервалі 3289 – 3110 м при коефіцієнті кавернозності 1,1 базова потреба тампонажного розчину становить 1,52 м³ з урахуванням цементного стакана в колоні. Зрозуміло, що для успішного цементування бурові організації закладають додатковий резерв тампонажного розчину, регламентований внутрішніми нормативними вимогами.

Під час цементування свердловин з незначними об'ємами тампонажного розчину надзвичайно важливе значення має справність та надійність технологічного обладнання, зокрема цементувальні пробки, що використовуються, оскільки при їх пошкодженні чи порушенні працездатності може виникати багато ризиків, які можуть спричинити як брак в роботі, так і потенційну втрату свердловини в цілому. Брак в роботі, значний цементний стакан в колоні чи «оголення башмака» викликатиме додаткові часові та фінансові затрати на їх ліквідацію при заздальгідь порушеній герметичності ізоляційного екрана.

Інший приклад кріплення свердловини № В Котелевського ГКРØ 127 мм хвостовиком в інтервалі глибин 5950 – 5700 м. Як у випадку, кріплення свердловини № АЄфремівського ГКР, так і свердловини № В, пробки в бурильній колоні проходять значну відстань до встановленого роз'єднувача хвостовика. Робота пробки в бурильній колоні відбуватиметься в агресивному середовищі, що зумовлено впливом технологічних рідин (БПР, буферна рідина, тампонажний розчин), шорсткістю внутрішньої поверхні допускового інструменту та зміною його внутрішніх діаметрів, термобаричними умовами свердловини то-

що. В таких умовах цементувальна пробка повинна забезпечити повну працездатність для запобігання порушення технологічного процесу.

Для мінімізації ризиків передбачають ретельне попереднє планування для визначення всіх можливих сценаріїв розвитку подій, а також підготовку методів для зменшення ризиків, їх усунення та виправлення. Іншим кроком є розрахунок відповідного обладнання, резервного спрацювання та додаткових процедур при виникненні непередбачених обставин, які можна буде застосувати при потреби. Як приклад, заздалегідь потрібно планувати який об'єм рідини протискування необхідно нагнати у свердловину, якщо не отримано розрахункового сигналу «стоп», оскільки часові рамки для прийняття рішень обмежені. Цементування глибоких свердловин збільшує ризики успішності їх виконання. Крім того, надзвичайно важлива вимога прийняття оперативного і правильного рішення інженерним складом фахівців під час цементування, від якого доволі часто буде залежати якість проведених робіт.

В праці [33] охарактеризовано ризики, планування та досвід кріплення 4,5-дюймового хвостовика для глибоководного проекту Deerwater Total Moho-Nord Albian, де один із основних акцентів поставлено на контрольованому завершенні процесу цементування, що саме підкреслює важливість контролю об'ємів технологічних рідин і надійності роботи цементувальних пробок. Це означало, що якщо теоретичний об'єм рідини протискування буде відкачано, а пробка в цей час не буде в муфті «стоп», протискування тампонажного розчину необхідно зупинити. Проте, в такій ситуації унеможлиблюється гідравлічна активація заколонних пакерів, які застосовували для підвищення надійності розмежування продуктивних горизонтів із водонасиченими пластами.

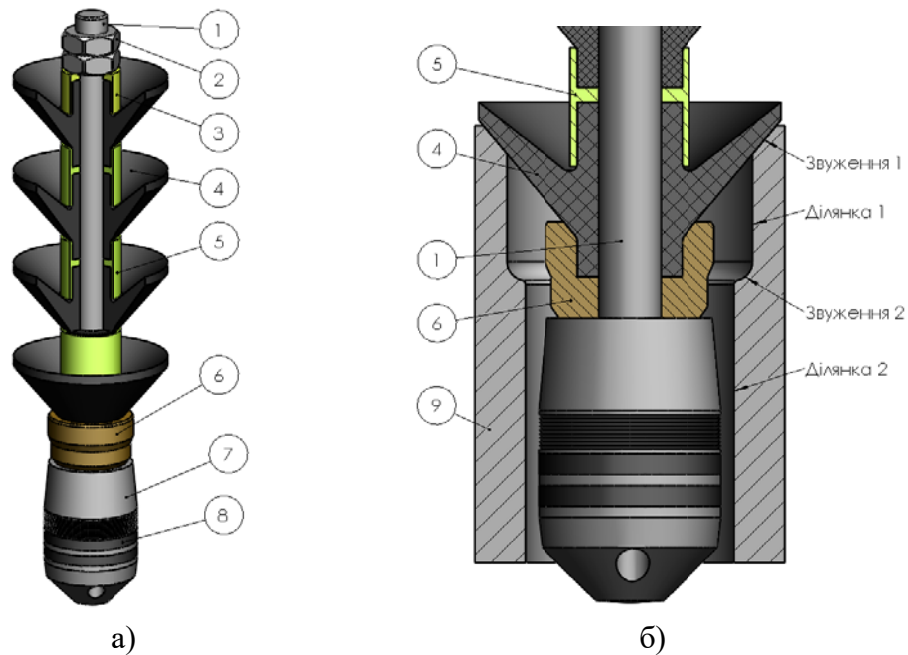
Дослідженнями [34, 35] встановлено важливість об'єктивного розуміння розташування пробок під час цементування, що дозволяє підтвердити точне положення пробки в колоні, зменшуючи ризик «оголення башмака колони», забезпечити контрольоване встановлення пробки та оптимальне розміщення тампонажного розчину і оптимізувати час буріння свердловини, тим самим скорочуючи непродуктивний час і пов'язані з ним витрати, а також дозволяючи уникнути дорогих додаткових ремонтно-ізоляційних робіт.

Порушення технологічного процесу під час кріплення свердловин виникають доволі часто, і можуть бути зумовлені дизайном манжет пробок, способом виготовлення, конструктивними прорахунками виробу, а доволі і часто відсутністю фахового інженерного контролю за процесом цементування.

Аналіз результатів аварійних ситуацій під час цементування та складні умови роботи цементувальних пробок свідчать про необхідність здійснення проектування та розрахунку діючих зусиль на манжети цементувальних пробок.

Провівши аналітичні дослідження, а також використовуючи методи математичного та фізичного моделювання і функціонального аналізу з допомогою сучасних програмних комплексів інженерного проектування спільним колективом авторів розроблено та оптимізовано цементувальні пробки різних конструкцій, адаптованих до гірничо-геологічних умов кріплення свердловин на родовищах України.

На прикладі пробки цементувальної ПП-89 проведено оцінку напружено-деформованого стану її елементів. Тривимірну модель пробки побудовано у програмі SOLIDWORKS (рис. 5 а).



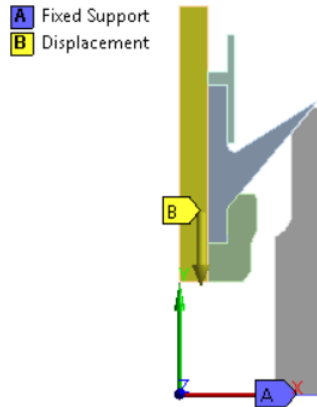
а) – тривимірна модель (з частковим розрізом); б) – схема (до дослідження);
1 – шпилька; 2 – гайка; 3 – обойма верхня; 4 – манжета; 5 – обойма;
6 – перевідник; 7 – конус; 8 – ущільнення; 9 – бурильна труба

Рис. 5. Пробка цементувальна ПП-89

Дослідження напружено-деформованого стану цементувальної пробки проведено з використанням осесиметричної моделі у програмі Ansys Workbench. Застосування осесиметричної моделі дозволило пришвидшити процес розрахунку. Для дослідження вибрано окремі елементи цементувальної пробки (рис. 5 б), а саме обойму 5, манжету 4, шпильку 3, перевідник 6 та бурильну трубу 9. На рис. 5 б) показано ділянку 1 (деформація манжети при її розташуванні всередині бурильної труби) та ділянку 2 (деформація манжети у висадці замка бурильної труби), у яких визначатиметься напружено-деформований стан манжети 4 після її проходження звуження 1 та звуження 2 відповідно. Перед початком імітаційного моделювання початкове розташування деталей

моделі є таким, як зображено на рис. 5 б) (без попереднього напружено-деформованого стану).

На рис. 6 показано розрахункову схему цементувальної пробки, яку змодельовано у програмі Ansys Workbench, а на рис. 7 – сітку скінченних елементів, на яку розбито модель пробки.



A – фіксація торця труби;
B – переміщення пробки.

Рис. 6. Розрахункова схема цементувальної пробки

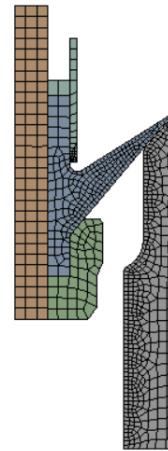


Рис. 7. Сітка скінченних елементів

Контакт між всіма деталями досліджуваної пробки прийнято "bonded", окрім контакту манжети 4 з трубою 9. Для нього застосовано "frictionless" – контакт деталей (коефіцієнт тертя рівний 0).

Властивості матеріалів, прийняті для дослідження напружено-деформованого стану цементної пробки, наведено у табл. 1.

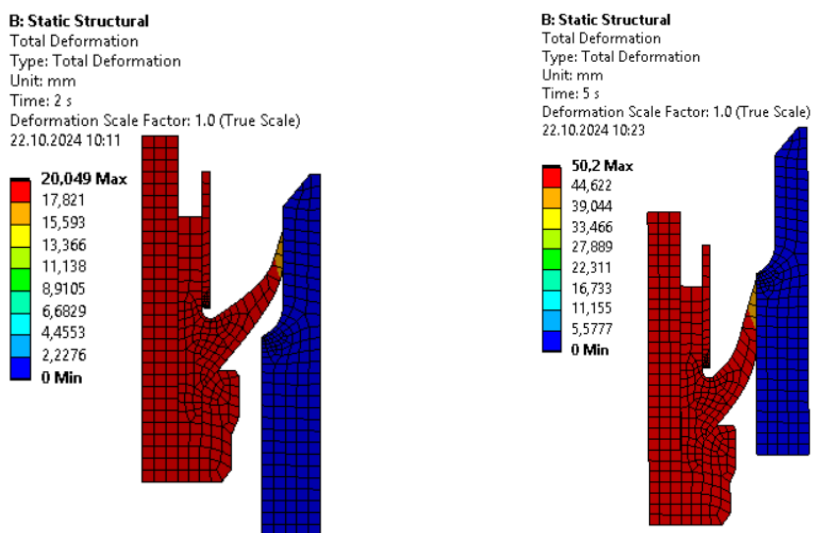
Таблиця 1. Властивості матеріалів елементів цементної пробки

Матеріал	Модуль Юнга, МПа	Коефіцієнт Пуассона
Сплав алюмінію Д16Т	$0,72 \cdot 10^5$	0,32
Гума	20	0,49

Під час дослідження у налаштуваннях програми Ansys Workbench ввімкнено параметр "Large Deflection" та застосовано розбиття переміщення пробки на 5 кроків.

Провівши розрахунок отримано розподіли переміщень та еквівалентних напружень у досліджуваній моделі цементної пробки. Ці результати наведено нижче.

На рис. 8 показано розподіл переміщень у досліджуваній моделі у положенні цементної пробки на ділянці 1 та на ділянці 2 (після її проходження звуження 1 та звуження 2 відповідно згідно з рис. 5 б).

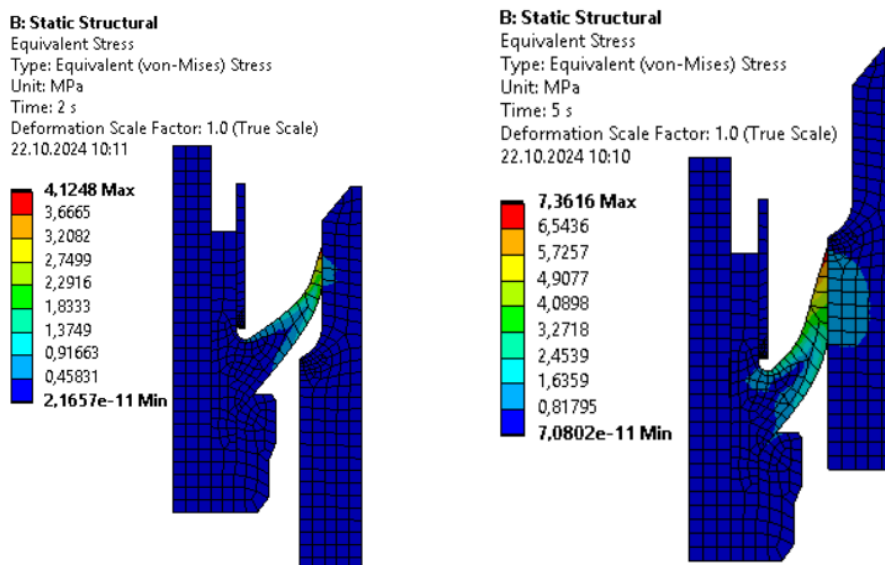


а) на ділянці 1

б) на ділянці 2

Рис. 8. Переміщення цементної пробки

На рис. 9 показано розподіл еквівалентних напружень у досліджуваній моделі в положенні цементної пробки на ділянці 1 та на ділянці 2 (після її проходження звуження 1 та звуження 2 відповідно згідно з рис. 5 б).

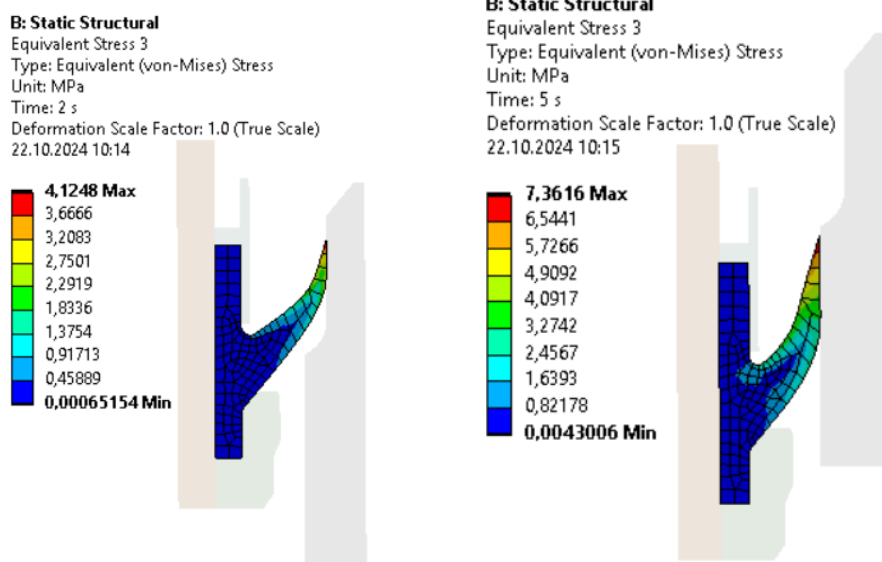


а) на ділянці 1

б) на ділянці 2

Рис. 9. Розподіл еквівалентних напружень

Для зручності аналізу розподілу еквівалентних напружень у манжеті 4 виконано рис. 10.



а) на ділянці 1

б) на ділянці 2

Рис. 10. Розподіл еквівалентних напружень у манжеті

Отже, за результатами імітаційного моделювання можна зробити наступні висновки, а саме: найбільші переміщення відбуваються у крайній частині манжети (по найбільшому її діаметру); максимальні напруження виникають у манжеті також у крайній її частині по найбільшому діаметру та становлять відповідно 4,12 МПа та 7,36 МПа в положенні цементної пробки на ділянці 1 та на ділянці 2 відповідно.

Щодо концентрації напружень у елементах конструкції манжети, то вони спостерігаються у впадині манжети та становлять близько 4 МПа (рис. 11).

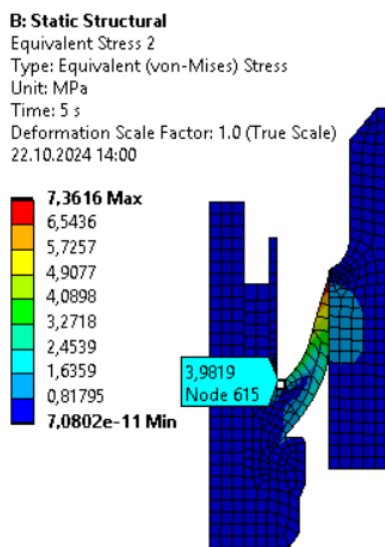
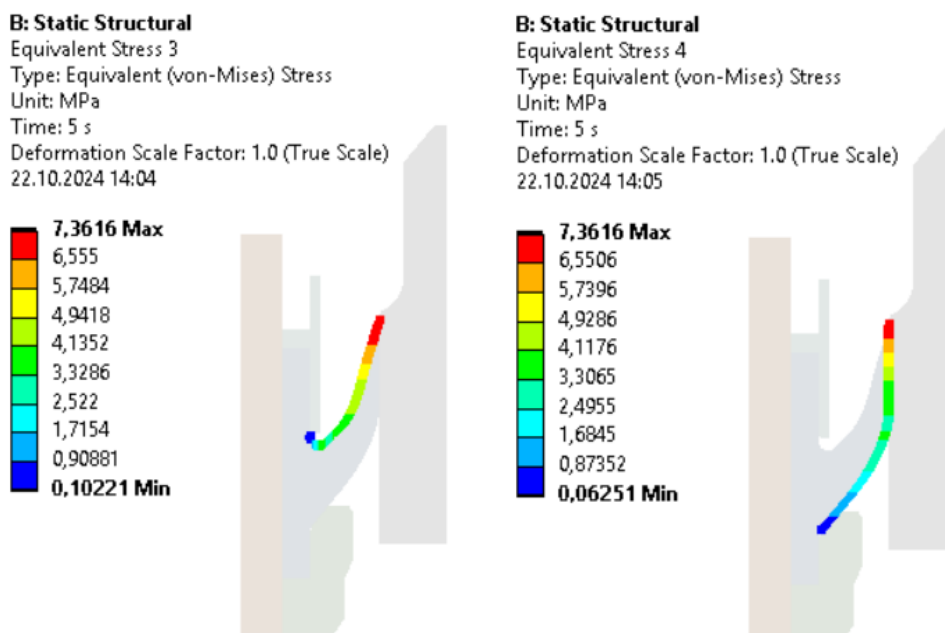


Рис. 11. Еквівалентні напруження

На рис. 12 наведено залежності величин еквівалентних напружень по внутрішній та зовнішній поверхнях манжети.



а) на внутрішній поверхні

б) на зовнішній поверхні

Рис. 12. Розподіл еквівалентних напружень у манжеті

Результати імітаційного моделювання підтверджують працездатність розробленої конструкції цементувальної пробки ПП-89. Аналогічними дослідженнями проведено моделювання роботи пробок інших типорозмірів, а також цементувальних пробок для інших технічних пристроїв. Отримані результати імітаційного моделювання дозволили оптимізувати конструктивні особливості манжет та підвищити надійність їх роботи.

Перевагою дизайну цементувальних пробок для бурильної та обсадної колони є також наявність утримуючих фіксаторів та антиротацийного механізму. Конструкторськими особливостями пробок враховано складні умови експлуатації, пов'язані з багатоциклічними значними навантаженнями при проходженні по внутрішній частині бурильної колони в термобаричних умовах при роботі з абразивними технологічними рідинами. Дизайном пробок враховано вищезазначені умови та відображено у технічних рішеннях форми манжет, їх кількості та товщини пелюсток, кутом нахилу твірної пелюсток до осі пробки, особливістю кріплення манжет та можливістю їх заміни в польових умовах відповідними діаметрами манжет. Крім того, акцентовано увагу на матеріалах виготовлення пробок залежно від термобаричних та технологічних умов роботи.

Успішний дизайн пробок апробовано для підвісок хвостовиків на понад тридцять свердловинно-операціях при глибинах свердловин від 3075 м до понад 6000 м: для активації підвісок типу ПХН-ВГ-127/178 ВІФ під час кріплення свердловин колонами-хвостовиками з фільтровою колоною, а також для цементованих обертових підвісок типу ПХЦВГ-О-ВГ 127/178 з функцією роз'єднання до початку цементування як на родовищах ПАТ «Укрнафта» і АТ «Укргазвидобування», так і на родовищах приватних компаній. Також успішно впроваджено цементувальні пробки у пристроях секційного кріплення типу КВСК 178-ЯП для свердловин в умовах родовищ ДДЗАТ «Укргазвидобування».

Технічні пристрої для кріплення свердловин різних модифікацій розроблено у співпраці науковців Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу та фахівців ПП «Механік», ТОВ «Булат» та ТОВ «Надра інжиніринг». Виготовлення даного обладнання налагоджено в Україні на виробничих потужностях ПП «Механік».

Висновки

1. Збільшення видобутку нафти і газу потребує буріння свердловин у складних гірничо-геологічних умовах із забезпеченням якісного та надійного їх кріплення. Проведеним аналізом промислового матеріалу встановлено, що технічні пристрої з використанням базових цементувальних пробок не повною мірою відповідають успішному виконанню технологічних операцій з кріплення.

2. Використання сучасної та надійної технологічної оснастки є важливою передумовою забезпечення якісного кріплення нафтогазових свердловин.

3. Результати імітаційного моделювання дозволили підтвердити працездатність цементувальної пробки типу ПП-89, а також оптимізувати дизайн конструкції пробок для інших технічних пристроїв.

4. Оптимізований дизайн цементувальних пробок для різних технічних пристроїв з моделюванням їх роботи у свердловинних умовах, а також апробація в промислових масштабах підтвердили відповідність їх застосування у складних гірничо-геологічних умовах.

5. Застосування цементувальних пробок з інноваційними пристроями для кріплення свердловин колонами-хвостовиками різних типорозмірів та, при потребі колонами-надставками, успішно впроваджено на багатьох нафтогазових родовищах України.

Література

1. «Укрнафта» у 2023 р. збільшила видобуток нафти із конденсатом на 2,9 %, газу – 5,8 %. – Режим доступу: <https://interfax.com.ua/news/economic/960651.html>.

2. Україна у 2023 р. збільшила видобуток газу майже на 1 %. – Режим доступу: <https://kosatka.media/category/gaz/news/ukrajina-u-2023-r-zbilshila-vidobutok-gazu-mayzhe-na-1>.
3. Дорошенко В.М. Проблеми та перспективи видобування нафти на родовищах ВАТ «Укрнафта» / В.М. Дорошенко, В.Й. Прокопів // Матеріали міжнар. конф. «Нафтова і газова промисловість України: на шляху до євроінтеграції», 9 – 10 листопада 2005 р. – К., 2005. – С. 47 – 52.
4. Романюк О.М. Практика впровадження Production Enhancement Contracts та угод про розподіл продукції / Нафта і Газ України (oil-gas.com.ua) – Режим доступу: Практика впровадження Production Enhancement Contracts та угод про розподіл продукції | Нафта і Газ України (oil-gas.com.ua).
5. Лукін О.Ю. Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрямки його освоєння / О.Ю. Лукін // Вісник Національної Академії Наук України. – 2008. – №4. – С. 56-67.
6. Пономаренко Г.С. Закономірності розподілу ресурсів вуглеводнів у палеозойських басейнах давніх платформ (за глибинами) / Г.С. Пономаренко, А.Б. Холодних // Геологічний журнал, 2014.– № 2 (347). – С. 59 – 72.
7. Stavychnyi Ye. Fundamental principles and results of deep well lining /Ye. Stavychnyi, Y. Koroviaka, A. Ihnatov, O. Matyash, V. Rastsvietaiev // V International Conference "Essays of Mining Science and Practice. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science., 2024, 1348(1), 012077. Available from:<https://doi.org/10.1088/1755-1315/1348/1/012077>.
8. Tershak B.A. Isolation cementing of oil and gas wells of the Carpathian region / B.A. Tershak, M.B. Kovalchuk, Ye.M. Stavychnyi, A.I. Riznychuk, O.M. Fedyk, N.M. Savchuk // Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch. 2021. No 2(79). P. 7–15. Available from: [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-2\(79\)-7-15](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-2(79)-7-15).
9. Duckworth, Deborah. (2009). Metrics for Evaluating Cementing Success. Available from: <https://doi.org/10.2118/120559-MS>.
10. Temitope Ajayi, Ipsita Gupta (2019) A review of reactive transport modeling in wellbore integrity problems / Journal of Petroleum Science and Engineering Volume 175, April 2019, Pages 785-803. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.079>.
11. Piatkivskiy S., Stavychnyi Ye, Femiak Ya., Tershak B, Ahafonov D., Kovbasiuk M. (2024) Well rehabilitation is a promising area for increasing hydrocarbon production. Strojnícky časopis – Journal of Mechanical Engineering, VOL 74, № 1, 141 – 158. Available from: <https://doi.org/10.2478/scjme-2024-0015>.
12. 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 Natsion-

- alnoho Hirnychoho Universytetu, 2024, № 3, P. 5-11. Available from: <https://doi.org/10.33271/nvngu/2024-3/005>.
13. Durmaz, Sukru&Karbasforoushan, Hanieh&Ozbayoglu, Evren & Miska, Stefan & Yu, Mengjiao&Takach, Nicholas. (2016). Mixing of Cement Slurries During Cement Plug Setting. Available from: <https://doi.org/10.2118/180338-MS>.
 14. Vytyaz, O., Chernova, O., Stavychnyi, Y., Martyniuk, R., & Ziaja, J. (2024). Increasing the reliability of oil and gas well fastening with poly-component plugging systems. *Mining of Mineral Deposits*, 18(3), 82-93. Available from: <https://doi.org/10.33271/mining18.03.082>.
 15. Raj Kiran, Catalin Teodoriu, Younas Dadmohammadi, Runar Nygaard, David Wood, Mehdi Mokhtari, Saeed Salehi (2017) Identification and evaluation of well integrity and causes of failure of well integrity barriers (A review) *Journal of Natural Gas Science and Engineering* Volume 45, September 2017, PP. 511 – 526. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.05.009>.
 16. Deepwater Horizon accident investigation report. Executive summary // British Petroleum. 2010. Available from: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/sustainability/issue-briefings/deepwater-horizon-accident-investigation-report-executive-summary.pdf>.
 17. Cementing Plug. Available from: <https://www.greenenergyoilfield-services.com/cementing-plug>.
 18. latch in dart wiper plug. Available from: <https://www.crimsonoil-field-services.com/cementing-and-casing-accessories/latch-in-dart-wiper-plug>.
 19. WDSL drillpipe dart. Available from: <https://www.weatherford.com/documents/technical-specification-sheet/products-and-services/drilling/wdsl-drillpipe-dart>.
 20. Liner wiper plug Available from: <https://aventusoiltools.com/wp-content/uploads/2021/06/LINER-WIPER-PLUG.pdf>.
 21. Stage cementing collarhydraulic type. Available from: <https://www.pyzs-group.com/products/mechanical-stage-collar-dv-tools-113>.
 22. Jin, Ningjing& Xiao, Shuyue& Zhang, Shuo. (2019). Dissolvable Plug Solutions for Offshore Squeeze Cementing Overcoming Downhole Restriction in North Sea. Available from: <https://doi.org/10.2118/197077-MS>.
 23. Пристрій для ступеневого цементування обсадних колон: пат. 1149Україна: E21B 33/14. №2001042809; заявл. 24.04.2001; опубл. 15.02.2002, Бюл. № 2.
 24. Пристрій для спуску і цементування нижніх секцій обсадних колон та хвостовиків: пат. 68185Україна: E21B 33/14; опубл. 15.07.2004.
 25. Муфта двоступінчастого цементування обсадних колон: пат. 115588 Україна: E21B 17/02, E21B 33/00. № u2016 09641; заявл. 19.09.2016; опубл. 25.04.2017, Бюл. № 8.

26. Ставичний Є.М. 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. Режим доступу: [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-4\(85\)-71-86](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-4(85)-71-86).
27. Ставичний Є.М. Сучасне вітчизняне технологічне обладнання для кріплення свердловин хвостовиками з колоною-фільтром / Є.М. Ставичний, Я.М. Фем'як, Б.А. Тершак, А.О. Ігнатів, С.А. Рибачук, Ю.В. Бочкур, Н.М. Савчук // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – № 1(86) (2023). – С. 54 – 63: Режим доступу: [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1\(86\)-54-63](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1(86)-54-63).
28. 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. – V. 6. – P. 95 – 101.
29. Zou, C., Qin, D., Li, P., Zheng, D., Chao, C., & Wang, Z. (2015). Development and application of whole vulcanization type drill pipe plug. *Drill Prod Technol*, 38(5), 66-69.
30. Feifei, G. (2015). Research development of vulcanization technology of rubber material. *Guangdong Chemical Industry*, 42(7), 107-108.
31. Liu Yunlou, Tang Xin, Zhou Zheng, Li Bin & Zhang Yichao (2019) A new type of casing plug effectively preventing the backflow of cement slurry. *Natural Gas Industry B* 6 (2019) 236-239. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2018.11.015>.
32. Yao, H., Guo, C., Ma, L., Wang, J., & Fan, Q. (2013). Analysis of plug failure in the liner cementing. *China Pet Mach*, 41(1), 31-35.
33. Elizalde, Roberto & Drevillon, Pierre-Marie. (2019). First Dual-Plug Cementing in a 4.5in Liner in Sub-Saharan Africa. Available from: <https://doi.org/10.2118/197914-MS>.
34. Caldwell, Rebecca, and Thad Scott. Plug Indicator System Prevents Calculated Volume Errors in Subsea Casing for Primary Cementing Operations. Paper presented at the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, Ho Chi Minh City, Vietnam, November 2010. Available from: <https://doi.org/10.2118/133687-MS>.
35. Gradishar, John, and Brad Michael Groesbeck. Elimination of Errors in Cement Displacement Volumes and Plug Bump-Plug Indicator System. Paper presented at the IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, February 2010. Available from: <https://doi.org/10.2118/128262-MS>.

Стаття надійшла до редакційної колегії 24.10.2024 р.

ON THE USE OF CEMENTING PLUGS

**Ye. M. Stavychnyi¹, V. V. Mykhailyuk¹, Ya. M. Femiak¹,
O. Yu. Vytyaz¹, M. V. Romaniv², S. A. Piatkivskiy¹**

¹*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;*

Ukraine, 76019, Ivano-Frankivsk, str. Karpatska 15;

tel. +38(0342)72-71-39, e-mail: stavichniy.i@gmail.com,

yaroslav.femiak@nung.edu.ua, oleh.vytiaz@nung.edu.ua;

²*«Mechanic», Ukraine, 77300, Kalush, Dolynska str. 1;*

tel. +38(03472)6-21-89, e-mail: mehanik.kalush@gmail.com

The article reviews the hydrocarbon potential and estimates the resource potential for their extraction from the subsoil of Ukraine. The volumes of oil and gas production by the largest state-owned extractive companies are considered. The importance of active involvement of the resource fund of fields with hard-to-recover hydrocarbon reserves is emphasized. Scientific schools of geology have confirmed the importance and necessity of extracting hydrocarbons that lie at deep and ultra-deep depths. In such conditions, it is necessary to ensure reliable and high-quality well casing, which can be achieved by using composite plugging systems and modern technological equipment. It has been established that due to the mixing of technological fluids, cement stone suffers from a decrease in strength characteristics and deterioration of operational properties. One of the methods to improve the quality of casing and cementing is to use cementing plugs that prevent mixing of technological fluids in the casing string, ensure cleaning of the pipe string and signal the completion of the cementing process. Typical plugs used in casing cementing, as well as process disruption arising from the loss of their working capacity, are analyzed. Based on the methods of mathematical and physical modelling with the use of modern engineering design software, cementing plugs of various designs have been designed. The design of the plugs takes into account the complex technological and thermobaric conditions of their operation. On the example of the cementing plug PP-89, simulation modelling of the plug passing through the drill string is shown, which confirmed the efficiency of the developed design. The results of simulation modelling for other standard sizes of cementing plugs and technical devices allowed us to optimize the design features of the plug-rubbers and improve their reliability. Industrial testing of cementing plugs in devices for sectional well casing, as well as for well casing with liner-hanger of various modifications, confirmed the successful design of plugs for various purposes and their operational reliability.

Keywords: *well, support, cementing plug, sectional casing and cementing, liner-hanger.*