

Наука — виробництву

УДК 622.24

DOI: 10.31471/1993-9973-2023-1(86)-54-63

СУЧАСНЕ ВІТЧИЗНЯНЕ ТЕХНОЛОГІЧНЕ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН ХВОСТОВИКАМИ З КОЛОНОЮ-ФІЛЬТРОМ

¹Є. М. Ставичний*, ¹Я. М. Фем'як, ¹Б. А. Тершак, ²А. О. Ігнатів,
³С. А. Рибачук, ³Ю. В. Бочкур, ¹Н. М. Савчук

¹ ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 72 71 39,
e-mail: stavichniy.i@gmail.com, yaroslav.femiak@nung.edu.ua,
bogdan.tershak@nung.edu.ua, savanazario@gmail.com

² НТУ «Дніпровська політехніка»; Україна, 49027, м. Дніпро, пр. Дмитра Яворницького, 19,
e-mail: A_3000@i.ua

³ ТОВ «Надра Інжиніринг»; Україна, 76019, м. Івано-Франківськ, Крайківського 1/5,
тел. 096 1295796, e-mail: nadra.engineering@gmail.com

Наведено короткий опис основних технологічних рішень, що використовувались при кріпленні нафтогазових свердловин хвостовиками з фільтровими трубами. Охарактеризовано основні ризики та труднощі, які виникають при їх застосуванні. Встановлено, що такі методи кріплення не забезпечують передумов успішного спуску колони до проектної глибини та потребують значних додаткових витрат на їх застосування. На основі системного аналізу з урахуванням гірничо-геологічних та техніко-технологічних умов кріплення свердловин хвостовиками з фільтровими трубами на родовищах АТ «Укргазвидобування» розроблено інноваційні вітчизняні підвіски хвостовиків типу ПХН-ВГ-127/178 ВІФ. Дані пристрої забезпечують можливість спуску з обертанням хвостовиків із фільтровими трубами, а за необхідності, пророблення ускладнених ділянок стовбура свердловини з промиванням колони через направляючий башимак. Дизайн даних пристроїв забезпечує встановлення хвостовика на якорному вузлі підвіски із забезпеченням герметизації кільцевого простору пакерним пристроєм та адаптованою незалежною системою роз'єднання транспортувальної колони від підвіски хвостовика за дуплексною технологією. Охарактеризовано основні технічні параметри комплексу обладнання ПХН-ВГ-127/178 ВІФ, наведено короткий опис принципу його роботи та алгоритм застосування. Показано переваги комплексу обладнання ПХН-ВГ-127/178 ВІФ перед базовими технологічними рішеннями. За результатами інженерно-конструкторських рішень та випробувань, а також на основі промислової апробації на родовищах АТ «Укргазвидобування» підтверджено високу працездатність, експлуатаційну технологічність та надійність комплексу обладнання ПХН-ВГ-127/178 ВІФ. При впровадженні даного обладнання, кріплення свердловин хвостовиками з колоною-фільтром є успішним, підтверджує високу ефективність та технологічну доцільність його подальшого застосування.

Ключові слова: свердловина, кріплення, колона-фільтр, підвіска хвостовика.

A brief description of the main technological solutions applied while oil and gas wells' filter liners casing processes was given. The main risks and difficulties encountered during their applications were described. It was determined that such well casing methods do not provide successful liners' running to the project depth and require significant additional costs for their application. Based on the system analysis with taking into account the mining-geological and technical-technological conditions of wells filter liner casing on the fields of JSC «Ukrgazvydobuvannya», innovative national liner-hangers ПХН-ВГ-127/178 ВІФ type have been designed. These tools provide

the possibility of filter liners running along with rotation, and if necessary, reaming of the wellbore complicated intervals with circulation through the guide shoe. These tools' design ensures the liner's anchor suspension and the packer's sealing of the along with the adapted independent duplex technology disconnecting system of the running string from the liner-hanger. The main technical parameters of the ПХН-ВГ-127/178 ВІФ equipment set were described, a brief description of its functionality and application algorithm were provided. The advantages of the ПХН-ВГ-127/178 ВІФ equipment set over basic technological solutions are shown. According to the engineering and design decisions and tests' results, as well as on the basis of JSC«Ukrgezvydobuvannya» fields' implementation, the high efficiency, operational processibility and reliability of the ПХН-ВГ-127/178 ВІФ equipment set have been confirmed. When applying this equipment, wells' filter liners casing processes is successful, that confirms its high efficiency and technological expediency for further application.

Key words: well, casing and cementing, filter casing, liner-hanger.

Вступ

На даний час в Україні значна кількість нафтогазових родовищ знаходиться на завершальній стадії розробки і характеризується високим рівнем обводнення продукції та низькими дебітами. Родовища, що характеризуються погіршеними гірничо-геологічними умовами або виснаженістю в процесі розробки [1], відносяться до категорії родовищ із важковидобувними запасами, проте вони є значним резервом нарощування власного видобутку вуглеводнів.

До важковидобувних відносяться понад 72 % запасів нафти та 10 – 15 % запасів природного газу. Окрім цього, 45 % газових родовищ мають початкові видобувні запаси менші 1 млрд м³, а 88 % нафтових родовищ – менші 1 млн т, тому за класифікацією відносяться до дуже дрібних [2]. Встановлено, що значний потенціал суттєвого збільшення видобутку газу в Україні знаходиться саме в так званих важковидобувних запасах. Одна з цих категорій – це газ щільних пісковиків або «tightgas». За оцінками науковців та фахівців АТ «Укрgezvydobuvannya» (УГВ), важковидобувні запаси «tightgas» в Україні та на родовищах УГВ становлять таку ж величину, як і вже розвідані запаси, що стоять на балансі [3].

Особливість споруджування свердловин в умовах родовищ з важковидобувними запасами полягає в забезпеченні якісного первинного розкриття для запобігання негативному впливу бурової промивальної рідини (БПР) на колектори та надійного кріплення з якісним розмежуванням горизонтів.

Функціональне завдання, покладене на кріплення свердловин, полягає у створенні надійного каналу зв'язку у системі «пласт – гирло свердловини» та забезпеченні якісного розмежування колекторів із урахуванням особливостей їх насичення при дотриманні вимог охорони довкілля [4]. Однак, складний дизайн свердловини та особливість її кріплення вимагає проведення великого обсягу різноманітних робіт у ній, а тому чинить істотний вплив вартість споруджування свердловини.

Особливості закінчування свердловин нафтогазових родовищ України

Надра нафтогазових родовищ України за своєю геологічною будовою належать до найскладніших для освоєння на континенті, оскільки характеризуються складною геотектонікою, літологічною різноманітністю, деформаційною плинністю, нестационарним бародинамічним станом і різнонапірністю покладів. До прикладу, у стратиграфічному розрізі Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) виділяють вісім продуктивних комплексів: мезозойський, нижньопермсько-верхньокам'яновугільний, середньокам'яновугільний, серпуховський, верхньовізейський, турнейсько-нижньовізейський, девонський і докембрійський (в фундаменті). Споруджування свердловин при розкритті такої потужної геологічної товщі вимагає комплексного розв'язання задач з питань буріння із забезпеченням стійкості стовбура свердловин [5]. При цьому важливим чинником та передумовою надійного кріплення є належна підготовка стовбура свердловини та цементування у відповідності до встановлених вимог [6, 7]. Беручи ще до уваги труднощі із відведенням земельних ділянок, як наслідок усього цього, стовбури споруджуваних свердловин зазвичай мають складну конструкцію та просторову архітектуру траєкторій. [8]. Враховуючи особливості закінчування свердловин виникає потреба у детальному аналізі усіх гірничо-геологічних факторів при їх бурінні, а особливо в екологічно-чутливих зонах [9]. В таких умовах також повинні бути враховані чинники щодо раціоналізації режиму промивання свердловини на основі аналізу впливу обмеженості кільцевого каналу, гранулометричного складу шламу та особливості спільного руху полідисперсного шламу, складну динаміку роботи бурильної колонії, форми каналу руху й реологічні властивості промивальної рідини [10].

Вплив репресій на продуктивні горизонти під час первинного розкриття та кріплення є основною причиною кольматаційних процесів внаслідок фізико-хімічного чи фізико-механіч-



Рисунок 1 – Загальний вигляд проб тампонажних матеріалів, відібраних на свердловині № 34 Лопушнянського родовища

ного блокування руху флюїду. Неякісне первинне розкриття продуктивних горизонтів із застосуванням БПР на водній основі є одним із основних чинників зменшення очікуваного дебіту свердловин та утворення глибоких зон екранування, що суттєво знижує природну проникність колекторів [11].

Якщо кріплення свердловини проводять із цементуванням колони, то додатково створюються значні гідродинамічні навантаження в пристовбуровій зоні пласта. Це стає причиною проникнення дисперсної фази тампонажного розчину чи його фільтрату в поровий простір продуктивного пласта. Результати експериментів із вивчення впливу тампонажного розчину на фазову газопроникність порід-колекторів свердловин Семиренківського газоконденсатного родовища засвідчили його суттєвий вплив на колектори. Інтенсивність цього впливу залежала від часу фільтрації розчину та об'ємів поступаючого фільтрату. При цьому фазова газопроникність колекторів зменшилася від 1,3 до 10 разів при суттєвому спотворенні структури порового простору порід внаслідок блокування твердою фазою тампонажного розчину порових каналів [12]. Необхідно звернути увагу, що на фільтраційно-ємнісні характеристики суттєво впливають не тільки компонентний склад тампонажної суміші, її дисперсність, домішки (модифікатори) та технологічних влас-

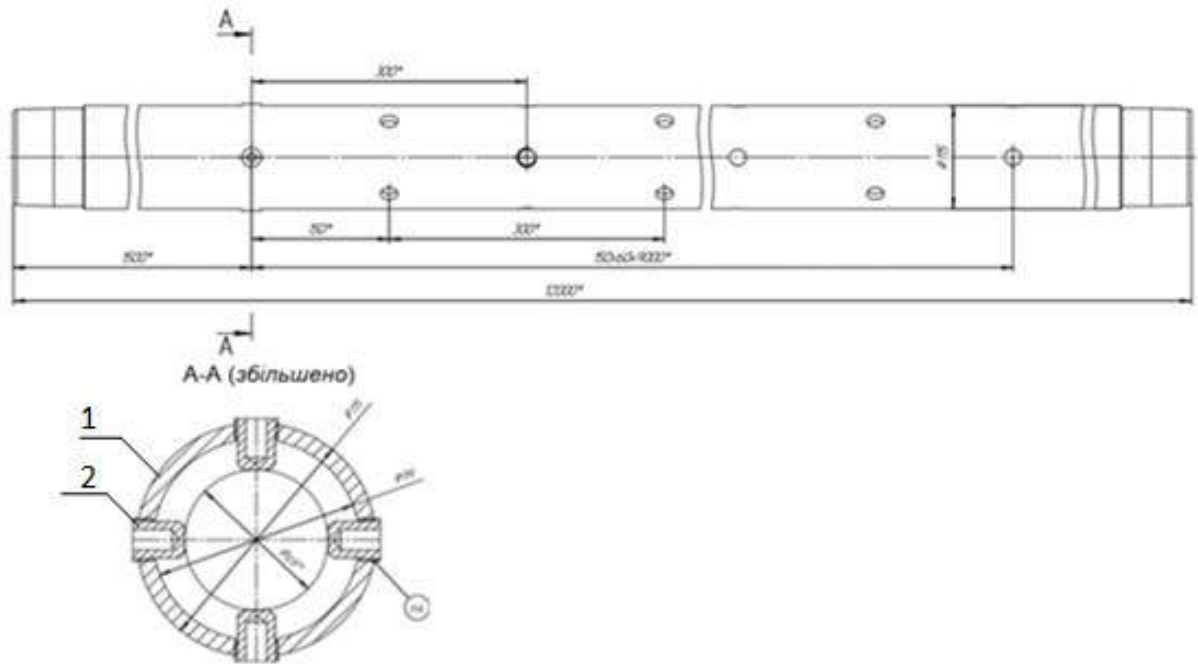
тивостей, але й показники стабільності (водовідділення, водовіддача).

Зокрема, застосування некондиційних з точки зору стабільності тампонажних матеріалів (рис. 1) стало першопричиною неякісного кріплення експлуатаційною колоною свердловини № 34 Лопушнянського родовища.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Кріплення свердловин – заключний та найвідповідальніший комплекс технологічних операцій у процесі їх споруджування. Він передбачає вирішення цілого ряду завдань, складність реалізації яких полягає у відсутності ефективного та надійного технологічного оснащення.

Відомий варіант кріплення свердловини з використанням спеціальних фільтрів з отворами та хвостовиків з відповідним оснащенням до них, що уможливує промивання свердловини через башмак. Дані фільтри встановлюють в інтервалі продуктивних горизонтів, що забезпечує циркуляцію БПР через башмак колони при спуску хвостовика. Конструктивно цей фільтр складається з перфорованої труби (рис. 2), в отвори якої встановлено за спеціальною технологією герметизуючі захисні ковпачки зі сплаву алюмінію. Розташування отворів може бути вертикальним до осі труби або спрямованим по спіралі. Діаметр заглушок-



1 – перфорована обсадна труба; 2 – герметизуючі захисні ковпачки

Рисунок 2 – Типовий ескіз фільтра зі схемою встановлення заглушок-ковпачків

ковпачків може бути змінено відповідно до потреб замовника. За необхідності може бути встановлено центруючий елемент на фільтрову трубу чи спеціально виготовлений центруючий елемент на муфту труби.

Під час освоєння свердловини такі фільтри дозволяють отримати сполучення з продуктивним горизонтом через отвори (ковпачки-заглушки), які відкривають шляхом їх зрізання при додатковому спуску торцевої фрези.

Проте, на нашу думку, кріплення свердловин із використанням даних фільтрів має сенс тільки за умови манжетного цементування хвостовика. У цьому випадку фільтрова частина розташовується навпроти продуктивних інтервалів, а вище встановлюють пакер-муфту чи пакер гідравлічний манжетного цементування і цементують верхню частину хвостовика від продуктивних пластів до «голови підвіски».

У випадку кріплення свердловин хвостовиком з колоною-фільтром без цементування при використанні фільтрів, де отвори закрито ковпачками, виникають значні додаткові витрати як на виготовлення фільтра зі встановленням заглушок на спеціальні герметизуючі мастила та їх опресування, так і на проведення додаткового рейсу з використанням торцевої фрези для розкриття ковпачків.

Окрім того використання таких фільтрів у складних гірничо-геологічних умовах пов'язано зі значним обмеженням висоти тиску рідини для промивання свердловин.

Інший варіант кріплення хвостовиків з колоною-фільтром полягає у використанні спеціальних роз'єднувачів та спуску на них фільтрових труб з уже наявними отворами. Однак, у цьому випадку направлене промивання стовбура свердловини через башмак технологічно нездійсненне, а це створює значні ризики успішності спуску колони-хвостовика на проектну глибину. Може виникнути ситуація з ускладненням рухомості колони під час спуску чи з втратою стовбура свердловини загалом, оскільки у разі порушення цілісності гірського масиву відсутня можливість здійснити ефективне промивання та очищення стовбура.

Аналіз промислового матеріалу, а також результати наукових робіт з якості споруджування свердловин свідчать, що до теперішнього часу, незважаючи на впровадження передових техніко-технологічних рішень буріння, на превеликий жаль, існує значний відсоток свердловин із неякісним кріпленням. Як результат – суттєво занижений отриманий дебіт свердловини порівняно з очікуваною продуктивністю свердловини відповідно до інвестиційної програми.

На основі проведеного аналізу вітчизняних та імпортованих технічних засобів і технологічних схем закінчування свердловин фільтровою колоною авторами встановлено ряд вимог щодо забезпечення якісного кріплення свердловин хвостовиками з фільтровою колоною. Це необхідність забезпечення:

– успішного допуску колони-хвостовика на проектну глибину з промиванням свердловини через башмак та можливістю, за потреби технологічної проробки можливості обертання усієї колони трубу;

– активування підвісного пристрою зі встановленням хвостовика в попередній колоні під розтягом від власної ваги, герметизування кільцевого простору та успішного роз'єднання;

– якісного зв'язку з пластом;

– мінімальних витрат часу на кріплення свердловини хвостовиком.

Сучасні виклики потребують детального аналізу, ґрунтового підбору як уже існуючих, так і необхідність розробки нових методів кріплення свердловин. Це досягається:

– раціональним підходом до технічних і технологічних рішень під час закінчування свердловин, зокрема їх кріплення;

– поєднанням багаторічного досвіду фахівців у галузі кріплення свердловин із впровадженням нових технологій та технічних засобів;

– чітко регламентованою організацією, плануванням і технологією кріплення свердловин на всіх етапах;

– створенням передумов для професійного зростання кадрового потенціалу при впровадженні кращих практик з кріплення свердловин;

– використання для кріплення свердловин обладнання, інструменту та матеріалів вітчизняного виробництва, що створює додаткові робочі місця та значні внутрішні інвестиції.

Головною метою статті є висвітлення результатів технологічних рішень для кріплення хвостовиків з фільтровою колоною та розроблення сучасних технічних засобів, адаптованих для умов родовищ України.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Первинне розкриття продуктивних горизонтів та їх кріплення зазвичай здійснюють із застосуванням технологічних систем (БПР, тампонажних матеріалів), які в більшості випадків спричиняють забруднення пристовбурної зони свердловини та зниження ефективного припливу вуглеводнів.

Значно нівелювати цей вплив технологічних систем на колектори можливо шляхом спорудження свердловин конструкції яких передбачають спуск обсадних колон до покрівлі продуктивного пласта та розкриття останнього за спеціальними технологіями. Буріння сверд-

ловини під експлуатаційний фільтр-хвостовик забезпечує ефективне первинне розкриття продуктивного пласта за рахунок зменшеного інтервалу поглиблення та відсутності зон з несумісними умовами буріння, використання спеціальних БПР для мінімізації забруднення колекторів, зниження металомісткості свердловини, застосування різноманітних методів інтенсифікації, забурювання (за потреби) бокового стовбура чи горизонтальної ділянки.

Для збереження колекторських властивостей продуктивних пластів та інтенсифікації видобутку вуглеводнів в АТ «Укргазвидобування» застосовується технологія первинного розкриття вуглеводневонасичених горизонтів, що передбачає спуск в покрівлю продуктивного пласта експлуатаційної колони діаметром 177,8 мм та її цементування з подальшим розкриттям вуглеводневонасичених колекторів на спеціалізованих БПР, що мінімізує ризик їх кольматації, та кріпленням пробуреного інтервалу хвостовиком діаметром 127 мм із фільтровою колоною.

Однак, під час кріплення свердловини хвостовиком необхідні спеціальні пристрої, оснащені пакером для герметизації кільцевого простору, що забезпечать надійне встановлення колони-хвостовика у попередній колоні на клиновій підвісці (якорі). Такі пристрої також повинні забезпечувати швидке і надійне від'єднання бурильних труб від обсадних за рахунок резервної системи від'єднання. Використання роз'єднувачів без клинових систем при розвантаженні колон-хвостовиків на вибій створює передумови для поздовжнього вигину труб (особливо безмуфтових) з подальшим можливим їх пошкодженням. Окрім того, можливі труднощі з від'єднанням бурильних труб та аварійні ситуації.

Враховуючи актуальність питання кріплення свердловин фільтровими трубами розроблено та апробовано спеціальні підвіски типу ПХН-ВГ-127/178 ВІФ для кріплення свердловин нецементованими хвостовиками з фільтровою колоною.

Підвіска хвостовика нецементована високогерметична ПХН-ВГ-127/178 ВІФ – це комплект технологічного оснащення, що включає зібрану з установочним інструментом (УІП), гідравлічним якорем (ГЯ), гідравлічним пакером (ГП) підвіску та містить вузол ізоляції фільтра (ВІФ) і корок продавлювальний (КП). Область застосування виробу – вертикальні, похило-скеровані свердловини та свердловини з горизонтальним закінченням, в які пускають фільтри-хвостовики діаметром 127 мм. За по-

Таблиця 1 – Основні технічні параметри і розміри підвіски

Параметр	Значення
Діаметр обсадної колони (хвостовика), оснащеної підвіскою, мм	127
Діаметр обсадної колони і товщина її стінки, в яку опускається і встановлюється підвіска, мм	177,8×11,51 177,8×10,36 177,8×9,19
Максимальний зовнішній діаметр підвіски (по центратору), мм	149 (152)
Прохідний діаметр підвіски (без урахування внутрішніх деталей), мм	100,48
Внутрішній діаметр у верхньому перевіднику установочного інструмента підвіски (УПП-127), мм	60
Максимальний діаметр кола, що описує розсувні та герметизуючі елементи пристрою в робочому положенні, мм	170
Приведена довжина зібраної з установочним інструментом підвіски, мм	4550
Група міцності матеріалу корпусу підвіски (без урахування установочного інструмента)	P-110
Приєднувальні різі: нижня - до колони-хвостовика (ніпель)* верхня - до транспортувальної колони труб (муфта)	127×12,7 VAM FJL 3-102
Твердість плашок/клинів вузла гідравлічного якоря, RC	65
Максимально допустиме розтягуюче навантаження, кН	1000
Максимально допустиме стискаюче навантаження, кН	500
Тиск спрацювання вузла якоря (P1) **, МПа	17,0 ±10%
Тиск спрацювання гідравлічного пакера (P2) **, МПа	18,0 ±10%
Тиск спрацювання вузла гідравлічного від'єднання (P3) **, МПа	21,0 ±10%
Зусилля деактивації ротаційного вузла підвіски для механічного від'єднання, кН	100 – 150
Кількість обертів транспортувальної колони труб по лівій різі для від'єднання УПП, об.	15
Перепад тиску між розмежованими пакером ділянками, МПа	50,0
Максимально допустима робоча температура, °C	150
Маса підвіски в зборі з установочним інструментом, кг	256
Примітка. * – тип різі може бути змінено відповідно до встановлених вимог; ** – тиски активації вузлів можна змінювати в умовах свердловини відповідно до гідравлічного розрахунку.	

треби підвіска забезпечує обертання фільтра-хвостовика під час його спуску в свердловину. Основні технічні параметри і розміри підвіски наведено в табл. 1.

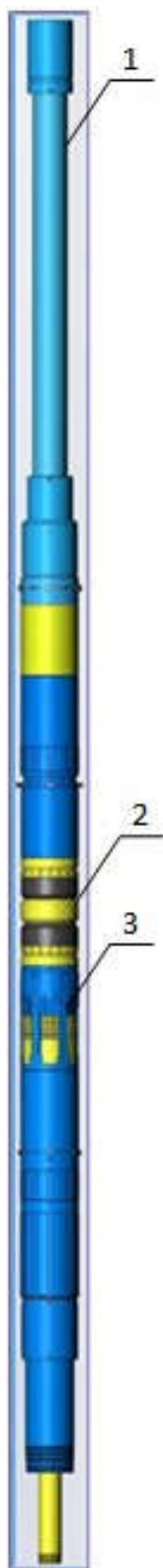
Підвіска (рис. 3) складається з:

– установочного інструмента підвіски УПП-127, що призначений для спуску в свердловину на транспортувальних трубах колони-хвостовика, її обертання в процесі спуску, промивання через башмак з використанням НКТ, ВІФ-127 та стінгера СТ-127, встановлення колони-хвостовика шляхом активації ГЯ та ГП, гідравлічного та резервного механічного роз'єднання (з деактивацією ротації) транспортувальної колони труб від підвіски. УПП-127 оснащено протишамовим протектором для запобігання зашамуванню приймальної полірованої лійки;

– підвіски ПХН-ВГ-127/178 ВІФ, оснащеної вузлом роз'єднання та ротаційним механізмом, що призначений для обертання колони-хвостовика в процесі її спуску в свердловину;

– вузла гідравлічного якоря ГЯ-127, що забезпечує підвішування колони-хвостовика в попередній обсадній колоні;

– вузла гідравлічного пакера ГП-127 з гідрокомпенсатором, що забезпечує герметизацію міжтрубного простору, оснащеного приймальною полірованою лійкою, що забезпечує можливість створення та утримання надлишкового тиску всередині підвіски при стикуванні колони-надставки, а також призначена для встановлення пакера дублюючого верхнього високогерметичного ПДВ-ВГ у випадку негерметичності гідравлічного пакера підвіски.

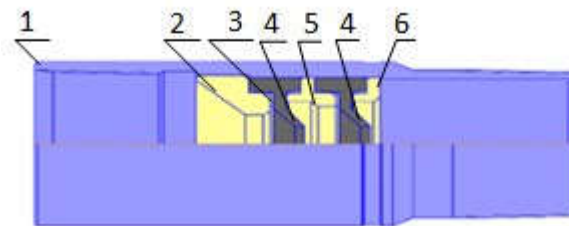


1 – установочний інструмент підвіски;
2 – вузол пакера; 3 – вузол якоря

Рисунок 3– Загальний вигляд підвіски хвостовика типу ПХН-ВГ-127/178 ВІФ

ВІФ-127 (рис. 4) – муфта, оснащена спеціальними дисперсно-армованими ущільненнями для забезпечення герметичності при контакту-

ванні зі стінгером СТ-127. ВІФ складається з корпусу, проставок, упору, дисперсно-армованих ущільнюючих манжет з плаваючими композиційними втулками та упорного самодотискаючого розрізного цангового кільця. У муфтовій частині корпусу встановлено верхню фіксуючу гайку, оснащену направляючим конусом для спрямованого проходження стінгера СТ-127. Особливістю ВІФ є інноваційний дизайн дисперсно-армованих манжет для забезпечення герметизації зі стінгером та конструкція даного вузла із самодотискаючою втулкою.



1 – корпус; 2 – фіксуюча гайка з направляючим конусом; 3 – проставка; 4 – дисперсно-армовані ущільнюючі манжети з плаваючими композиційними втулками; 5 – упорне самодотискаюче розрізне цангове кільця; 6 – упор

Рисунок 4 – Вузол ізоляції фільтра

Стінгер СТ-127 складається зі спеціальної полірованої труби з антифрикційним покриттям та муфти з різьбою 60,3 НКТ ГОСТ 633-80. Загальна довжина стінгера складає 4,5 м при довжині полірованої поверхні 4,0 м, клас шорсткості поверхні - 6. Внутрішній діаметр стінгера 40 мм. Стінгер спускають в колону-хвостовик із фільтровою частиною на насосно-компресорних трубах діаметром 60,3 мм, сумісний з вузлом ізоляції фільтра ВІФ-127 та призначений для проведення промивання свердловини через башмак колони-фільтра хвостовика діаметром 127 мм.

В конструкції пристрою використовується Корок продавлювальний ПП-89 з чотирма манжетами спеціальної форми, діаметр яких вибирають залежно від типорозміру бурильних труб, що комплектують допускний інструмент.

Оснащення хвостовика з колоною-фільтром комплектується наступним чином. На нижню трубу хвостовика наворачтають башмак зі зворотним клапаном, обсадну трубу або патрубк (довжиною не менше 5 м), вузол ізоляції фільтра ВІФ-127. Далі збирають фільтрову частину обсадних труб. Після збирання хвостовика в нього спускають колону НКТ діаметром 60,3 мм зі стінгером СТ-127 у нижній частині. Довжину НКТ розраховують так, щоб полірована частина стінгера знаходилася у ВІФ-127.

Відтак встановлюють підвіску, яку спочатку з'єднують з колоною НКТ, а потім з верхньою обсадною трубою колони-хвостовика. Після цього підвіску з'єднують із транспортувальною колоною труб. Продовжують спуск підвіски на транспортувальних бурильних трубах. Під час спуску хвостовика можливе його повертання.

Використання фільтра під час проміжних промивань свердловини в процесі спуску хвостовика є обов'язковим. Величина циркуляційного тиску обмежена (залежить від гірничо-геологічних умов) 75 – 85 % від тиску активації гідравлічного якоря (п. 13 табл. 1). Тиски активації вузлів можна змінювати в умовах свердловини відповідно до гідравлічного розрахунку.

Після закінчення спуску хвостовика (рекомендовано не більше ніж 0,5 м над вибоєм) свердловину промивають протягом 1,0 – 1,5 циклу циркуляції до вирівнювання параметрів БПР. Накручують цементувальну головку з попередньо встановленим в неї корком ПП-89, під'єднують нагнітальні лінії та опресовують їх на розрахунковий тиск. Запускають ПП-89 і закачують протискувальну рідину в об'ємі, що відповідає об'єму внутрішнього простору допускного інструменту до посадки корка в посадочне сидло УПП-127.

Після отримання тиску «стоп» шляхом ступеневого підвищення тиску до значення (п. 13 табл. 1) активують ГЯ-127. За показами індикатора ваги вибирають власну вагу транспортувальної колони труб і у такий спосіб встановлюють хвостовик на якір в попередній обсадній колоні. Подальшим ступеневим підвищенням тиску до значення (п. 14 табл. 1) активують ГП-127. При цьому тиск передається у внутрішню порожнину гідропривода, відбувається зрізання гвинтів, та, з використанням перепускної системи акселеруючої втулки гідропідсилювача, відбувається переміщення гідропривода. Останній, взаємодіючи з секційними манжетами, розширює їх на конусну поверхню центратора підвіски і, деформуючи манжети в радіальному напрямі та переміщаючи в осьовому напрямі, герметично притискає до стінок колони діаметром 177,8 мм.

В подальшому транспортувальну колону труб разом з установочним інструментом підвіски УПП-127 від'єднують шляхом ступеневого підвищення тиску до значення, що відповідає п. 15 таблиці 1. Припіднімають транспортувальну колону бурильних труб на 1,5 – 2,0 м і переконуються, що вага на гаку талевої системи зменшилась на вагу хвостовика. Після від'єднання УПП-127 разом з колоною НКТ піднімають зі свердловини.

Якщо створити внутрішній тиск для гідравлічного роз'єднання транспортувальної колони труб не вдалось, можна використати резервний спосіб механічного роз'єднання. Для цього спочатку знижують тиск в трубах до атмосферного. Відтак деактивують ротаційний вузол підвіски шляхом розвантаження транспортувальної колони труб на 15 т на плашки вузла якоря. В результаті розвантаження відбувається складний рух допускного інструменту по направляючих супортах у профіль посадки та руйнування обертових гвинтів. Потім, встановивши на індикаторі вагу, що відповідає вазі транспортувальної колони труб разом з колоною НКТ в рідині, випускний інструмент повертають на 15 обертів.

Після гідравлічного чи механічного від'єднання від підвіски хвостовика допускні бурильні труби разом з установочним інструментом підвіски та НКТ піднімають на поверхню. Таким чином, увесь внутрішній простір колони-хвостовика має повнопрохідний діаметр. Цей діаметр залежить від типорозміру труб фільтра, не потребує додаткового розбування і дає змогу освоїти свердловину у найкоротші терміни.

Підвищення успішності та надійності кріплення хвостовиків з колоною-фільтром досягається як за рахунок впровадження високотехнологічного комплексу обладнання ПХН-ВГ-127/178 ВІФ, виготовленого на базі вітчизняного виробника ПП «Механік», так і завдяки спільній продуктивній висококваліфікованій роботі сервісного підрядника ТОВ «Надра Інжиніринг» та фахівців АТ «Укргазвидобування».

Значний обсяг інженерно-конструкторських рішень, проведених заводських та дослідних випробувань, а також промислової апробація, що становить більше десяти свердловинооперацій, підтвердили працездатність, експлуатаційну технологічність та надійність комплексу обладнання ПХН-ВГ-127/178 ВІФ на різних родовищах України.

Інноваційно спроектовані пристрої ПХН-ВГ-127/178 ВІФ з урахуванням особливостей гірничо-геологічних умов родовищ України і надалі забезпечуватимуть надійне кріплення свердловин хвостовиками-фільтрами в широкому діапазоні термобаричних умов.

Висновки

Впровадження базових технологічних рішень при кріпленні хвостовиків-фільтрів створюють додаткові ризики щодо успішного спуску колони до проектною глибини або потребують значних додаткових витрат як на виготов-

лення фільтрів із заглушками, так і часових витрат на розбурювання оснащення. Крім того, у випадку порушення стійкості стовбура через такі технологічні рішення допуск компоновки колони-хвостовика до проектної глибини без перепідготовки свердловини неможливий.

Впровадження передових технологічних рішень та сучасних технічних засобів сприяють швидкому та успішному кріпленню свердловин у складних гірничо-геологічних умовах.

Новий дизайн підвісок ПХН-ВГ-127/178 ВІФ дозволяє здійснювати спуск фільтрових хвостовиків з обертанням допускного бурильного інструменту та колони-хвостовика, оскільки забезпечують промивання свердловини через направляючий башмак. При цьому колону-хвостовик встановлюють на якірному пристрої підвіски, а герметизацію міжтрубного простору забезпечують системою високоефективних пакерних елементів із покращеними пружно-деформаційними властивостями, які витримують перепад тиску 50 МПа. Роз'єднання допускного інструменту з підвіскою хвостовика відбувається за дуплексною технологією, що включає як гідравлічне від'єднання, так і резервне – механічне.

Успішні результати кріплення свердловин на родовищах АТ «Укргазвидобування» хвостовиками з колоною-фільтром із використанням ПХН-ВГ-127/178 ВІФ підтвердили технологічну зручність та ефективність, надійність обладнання, його високу працездатність та високу кваліфікацію усього задіяного інженерного складу.

Література

1. Деякі питання виконання діючих та нових інвестиційних проектів (програм, договорів), якими передбачено нарощування видобутку вуглеводневої сировини: постанова КМУ від 7 листопада 2013 року № 838. Офіційний сайт Кабінету Міністрів України. URL: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/838-2013-п>.

2. Карпенко О. Михайлов В., Карпенко І. До прогнозу освоєння вуглеводневих ресурсів східної частини ДДЗ. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка*. 2015. № 1 (68). С. 49 – 54.

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.

4. Коцкулич Я.С., Тищенко О.В. Закінчування свердловин: підручник. К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. 366 с.

5. Ігнатів А.О., Ставичний Є.М. Деякі питання технологій промивання та кріплення свердловин у складних умовах. *Інструментальне матеріалознавство*: Зб. наук. пр. 2022. Випуск 25. С. 119–132. URL: <https://doi.org/10.33839/2708-731X-25-1-119-132>.

6. Ihnatov A.O., Haddad J., Stavychnyi Ye.M., Plytus M.M. Development an dimplementation of innovative approaches to fixing wells in difficult conditions. *Journal of The Institution of Engineers (India): Series D*. 2023. Vol. 104. P. 119–130. URL: <https://doi.org/10.1007/s40033-022-00402-5>.

7. Ігнатів А.О., Ставичний Є.М. Геологічні й техніко-технологічні особливості кріплення нафтогазових свердловин з урахуванням фізико-хімічного стану їх стовбурів. *Інструментальне матеріалознавство*. 2021. Випуск 24. С. 87–102. DOI: 10.33839/2708-731X-24-1-87-102.

8. Горизонтальні свердловини – досвід буріння та перспективи для нарощування видобування нафти на родовищах України / Є. М. Ставичний, Д. Ю. Агафонов, А. О. Пошивак та ін. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2022. № 4 (85). С. 71 – 86. 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).

9. Досвід успішного закінчування свердловини на Верхньомасловецькому родовищі ПАТ «Укрнафта» / Д. Ю. Агафонов, Б. А. Тершак, Є. М. Ставичний та ін.. *Нафтогазова енергетика*. 2022. № 1(37). С. 22–32. URL: [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2022-1\(37\)-22-32](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2022-1(37)-22-32).

10. Визначення технологічних показників ластивостей бурових розчинів / Коровяк Є. А., Мекшун М. Р., Ігнатів А. О., Ратов Б. Т., Ткаченко Я. С., Ставичний Є. М. *Науковий вісник НГУ*. 2023. № 2. Р. 25 – 32. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-2/025>.

11. Азюковський О.О., Ігнатів А.О., Ставичний Є.М. Удосконалення властивостей спеціальних свердловинних технологічних рідин при розробці родовищ. *Наукові праці ДонНТУ. Серія Гірничо-Геологічна*. 2022. № 1(27)-2(28). С. 96 – 106

12. Експериментальні дослідження впливу тампонажного розчину на колекторські властивості порід / С.В. Кривуля, В.М. Владика, М.Ю. Нестеренко, Р.С. Балацький. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. № 3(48). С.111 – 118.

References

1. Deiaki pytannia vykonannia diiuchykh ta novykh investytsiinykh proektiv (prohram, dohovoriv), yakymy peredbacheno naroshchuvannia vydobutku vuhlevodnevoi syrovyny: postanova KMU vid 7 lystopada 2013 roku № 838. Ofitsiyni sait Kabinetu Ministriv Ukrainy. URL: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/838-2013-p>. [in Ukrainian]
2. Karpenko O. Mykhailov V., Karpenko I. Do prohnozu osvoiennia vuhlevodnevykh resursiv skhidnoi chastyny DDZ. *Visnyk Kyivskoho natsionalnoho universytetu imeni Tarasa Shevchenka*. 2015. No 1 (68). P. 49 – 54. [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/Praktyka_vprovadzhennia_Production_Enhancement_Contracts_ta_uhod_pro_rozpodil_produktsii. [in Ukrainian]
4. Kotskulych Ya.S., Tyshchenko O.V. Zakinchuvannia sverdlovyh: pidruchnyk. K.: Interpres LTD, 2004. 366 p. [in Ukrainian]
5. Ihnatov A.O., Stavychnyi Ye.M. Deiaki pytannia tekhnologii promyvannia ta kriplennia sverdlovyh u skladnykh umovakh. *Instrumentalne materialoznavstvo*. 2022. Vol 25. P. 119–132. URL: <https://doi.org/10.33839/2708-731Kh-25-1-119-132>. [in Ukrainian]
6. Ihnatov A.O., Haddad J., Stavychnyi Ye.M., Plytus M.M. Development an dimplementation of innovative approaches to fixing wells in difficult conditions. *Journal of The Institution of Engineers (India): Series D*. 2023. Vol. 104. P. 119–130. URL: <https://doi.org/10.1007/s40033-022-00402-5>.
7. Ihnatov A.O., Stavychnyi Ye.M. Heolohichni y tekhniko-tekhnolohichni osoblyvosti kriplennia naftohazovykh sverdlovyh z urakhuwanniam fizyko-khimichnoho stanu yikh stovburiv. *Instrumentalne materialoznavstvo*. 2021. Vol 24. P. 87–102. DOI: 10.33839/2708-731Kh-24-1-87-102. [in Ukrainian]
8. Horyzontalni sverdlovyhny – dosvid burinnia ta perspektyvy dlia naroshchuvannia vydobuvannia nafty na rodovyshchakh Ukrainy / Ye. M. Stavychnyi, D. Yu. Ahafonov, A. O. Poshyvak ta in. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2022. No 4 (85). P. 71 – 86. 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]
9. Dosvid uspishnoho zakinchuvannia sverdlovyhny na Verkhnomaslovetskomu rodovyshchi PAT «Ukrnafta» / D. Yu. Ahafonov, B. A. Ter-shak, Ye. M. Stavychnyi ta in. *Naftohazova enerhetyka*. 2022. No 1(37). P. 22–32. URL: [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2022-1\(37\)-22-32](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2022-1(37)-22-32). [in Ukrainian]
10. Determining technological properties of drilling muds / Ye.A. Koroviaka, M.R. Mekshun, A.O. Ihnatov, B.T. Ratov, Ya.S. Tkachenko, Ye.M. Stavychnyi. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2023. No 2. P. 25 – 32. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-2/025>. [in Ukrainian]
11. Aziukovskyi O.O., Ihnatov A.O., Stavychnyi Ye.M. Udoskonalennia vlastyvosti spetsialnykh sverdlovyhnykh tekhnolohichnykh ridyn pry rozrobsi rodovyshch. *Naukovi pratsi DonNTU. Serii Hirnycho-Heolohichna*. 2022. No 1(27)-2(28). P. 96 – 106/ [in Ukrainian]
12. Eksperymentalni doslidzhennia vplyvu tamponazhnoho rozchynu na kolektorski vlastyvosti porid / S.V. Kryvulia, V.M. Vladyka, M.Iu. Nesterenko, R.S. Balatskyi. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2013. No 3(48). P. 111 – 118. [in Ukrainian]