

Д. В. РИМЧУК, С. В. ЦИБУЛЬКО, К. С. РЕЗВА

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ГЕРМЕТИЧНОСТІ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН, ОБЛАШТОВАНИХ ХВОСТОВИКАМИ

Розглянуто актуальну проблему фонтанної безпеки, що впливає на подальшу експлуатацію свердловин, а саме проблему їх негерметичності. Проаналізовано традиційні та сучасні технології, які використовуються для забезпечення герметичності газових свердловин (у тому числі і на морському шельфі), облаштованих хвостовиками, що одночасно перекривають газонапірні і водонапірні пласти. Детальніше розглянуто питання обов'язкового випробування обсадних колон двома способами: опресування після спуску і наступного цементування хвостовика та зниження рівня робочої рідини у стволі свердловини. Дані випробування призначені виявити факт герметичності свердловини і придатності її до подальшої експлуатації, або виявити факт негерметичності і одночасно зібрати дані для аналізу подальшого плану дій з подолання наслідків такої негерметичності. Розглянуто послідовність проведення випробувань обсадних колон з використанням кольтюбінгової установки вапарайзерного типу, що споживають зріджений азот. Представлено схеми об'язки свердловини при проведенні випробувань експлуатаційної колони. Відмічено особливості процесів опресування при закачуванні азоту в затрубний простір та в насосно-компресорну трубу. В результаті проведення розрахунку тиску закачування азоту (допустиме значення якого складало 80 % від тиску опресування експлуатаційної колони) та допустимого тиску в обсадних трубах, було побудовано порівняльний графік. Аналіз отриманих даних підтвердив доцільність проведення опресування за допомогою кольтюбінгової установки при закачуванні рідини в насосно-компресорні труби, в наслідок перевищення допустимого значення на глибині 3500 м. Визначено необхідність використання експлуатаційного пакеру, який було встановлено в насосно-компресорну трубу на рівні між головою хвостовика і продуктивним горизонтом, та проведення перфорування хвостовика через внутрішній простір насосно-компресорної труби з використанням гідропіскоструминного перфоратора.

Ключові слова: герметизація, хвостовик, випробування свердловини, кольтюбінгова труба, насосно-компресорна труба, пакер.

D. RYMCHUK, S. TSYBULKO, K. REZVA

ENSURING THE SEALING OF GAS WELLS EQUIPPED WITH LINER

The current problem of fountain safety, which affects the further well operation, namely the problem of their sealing, is considered. Traditional and modern technologies used to ensure the sealing of gas wells (including offshore wells), equipped with liners that simultaneously cover gas and water layers, are analysed. The issue of mandatory testing of casing strings in two ways is considered in more detail: pressing after lowering and cementing of the liner; lowering the level of the working fluid in the wellbore. These tests are intended to detect the fact of the well sealing and its suitability for further operation, or to detect the sealing fact and at the same time collect data for the analysis of the further action plan to overcome the consequences of such sealing. The sequence of testing casing strings using vaporizer-type coiled tubing installation that consumes liquefied nitrogen is considered. Schemes of well tying during tests of the production casing are presented. The peculiarities of the pressing process when nitrogen is injected into the annular space and into the tubing are noted. As a result of calculating of nitrogen injection pressure (the permissible value of which was 80 % of the testing pressure of the production casing) and the permissible pressure in the casing pipes, a comparative graph was constructed. The analysis of the received data confirmed the feasibility of pressing using a coiled tubing unit when pumping liquid into the tubing, as a result of exceeding the permissible pressure value at a depth of 3500 m. The need to use an operational packer, which was installed in the pipeline at the level between the head of the liner and the productive horizon, was determined. The necessity of perforating the liner through the inner space of the tubing using a hydraulic sandblasting perforator was confirmed.

Keywords: sealing, liner, well testing, coil tubing, tubing, packer.

Вступ. В даний час становище світової нафтогазовидобувної галузі таке, що поступово в розробку включаються нові родовища зі значним збільшенням глибин ствола свердловин, їх максимальним відходом забою від вертикалі та складнішими геологічними умовами буріння. Звідси випливають найбільш актуальні проблеми збереження внутрішнього діаметра конструкції ствола свердловини, своєчасної ізоляції пластів, зниження ризиків порушення цілісності експлуатаційних обсадних колон.

При цьому виникає гостра необхідність розробки сучасних технологій, що дозволяють мінімізувати економічні витрати на обладнання та час, необхідний для будівництва свердловини.

Проблема негерметичності свердловин вже не перший рік вивчається фахівцями, бо далеко не завжди їй надається належного значення. Багато фахівців вважають, що ці проблеми локальні в просторі і часі, внаслідок чого вони можуть бути легко вирішені в рамках існуючих ремонтних робіт. Ряд аварійних ситуацій демонструють, наскільки

активними можуть бути процеси прориву флюїду (в основному газу) по заколонному простору.

Як способи забезпечення герметичності запропоновані різні технічні рішення, пов'язані з використанням традиційних технологій і технологій, які тільки почали використовуватись у промисловості [1–5].

Згідно отриманого досвіду авторів зі спостереження за будівництвом газових свердловин з питань фонтанної безпеки, у тому числі і за будівництвом свердловин на морському шельфі, підкреслюється доцільність використання наступних технологій для забезпечення герметичності газових свердловин облаштованих хвостовиками, які одночасно перекривають газонапірні і водонапірні пласти [6–9]:

- обов'язкового випробування обсадних колон, споряджених хвостовиками двома способами – і внутрішнім тиском, і зниженням рівня рідини [10];

- проведення таких випробувань одразу після етапу спуску і цементування хвостовика (з урахуванням часу на ОТЦ – очікування тужавіння

цементу) перед етапом перфорування зони продуктивного горизонту, поки стінка хвостовика зберігає суцільність;

- використання для операції зі зниження рівня рідини колтубінгової установки для створення гнучкою колтубінговою трубою (ГНКТ) каналу із виносу рідини із свердловини [9];

- використання азотної установки для закачування азоту в затрубний простір ГНКТ і створення в ньому стиснутого середовища для витиснення свердловинної рідини через ГНКТ;

- надання переваги азотним установкам вапарайзерного типу, що споживають зріджений азот (з точки зору більшої точності контролю витрати азоту) [11];

- проведення спостережень за зміною рівня свердловинної рідини при відкритому стволі.

Методи випробування свердловин. Існує щонайменше два способи, щоб визначити герметичність ствола свердловини: опресування після спуску і наступного цементування хвостовика та зниження рівня робочої рідини у стволі свердловини.

Важлива роль при забезпеченні герметичності газових свердловин відводиться випробуванням ствола після спуску і наступного цементування хвостовика [12; 13]. Такі випробування призначені виявити факт герметичності свердловини і придатності її до подальшої експлуатації, або виявити факт негерметичності і одночасно зібрати данні для аналізу подальшого плану дій з подолання наслідків такої негерметичності.

Особливо важлива своєчасність проведення таких випробувань і подальших заходів ще на етапі наявності суцільної стінки хвостовика, тобто до проведення її перфорування.

В разі виявлення негерметичності свердловини в зоні голови хвостовика і облаштування обладнання колони насосно-компресорних труб (НКТ) експлуатаційним пакером [14; 15], отримані при випробуваннях данні необхідно використати для створення найбільш сприятливих умов роботи останнього, а саме для вибору і реалізації оптимального перепаду тисків в зонах над і під пакером [13].

Також такі випробування для виявлення сприятливих умов експлуатації пакеру доцільні і в випадках, коли колону НКТ обладнають експлуатаційним пакером із інших міркувань, наприклад, при розташуванні свердловин на мінімальній відстані одна від одної на морських видобувних платформах [16; 17].

Згідно з прийнятими в галузі вимогами, що сформульовані в СОУ 09.1-30019775-215:2013 «Випробування обсадних колон на герметичність», після закінчення терміну тужавіння цементу необхідно провести випробування сформованої експлуатаційної колони внутрішнім тиском. Випробування проводять опресуванням при заповненні водою всієї колони. Внутрішній тиск на труби колони $P_{\text{опт}}$ повинен створюватись з розрахунку перевищення не менше, ніж на 10 % від

максимально можливого внутрішнього тиску $P_{\text{вз}}$:

$$P_{\text{опт}} = 1,1 \cdot P_{\text{вз}}. \quad (1)$$

Зазвичай вважається, що при витримці на протязі обумовленого планом робіт часу надлишкового тиску без спостерегання його падіння, свердловина є герметичною.

Існують геологічні умови, при котрих водонапірні пласти під гірським тиском легко віддають воду в ствол свердловини, але назад із свердловини в пласт цю воду не приймають. Такими є деякі пласти, наприклад, з непроникних пісковиків-водоносів. В цих умовах прийняті в галузі вимоги передбачають проведення ще одного випробування обсадної колони – зниженням в ній рівня робочої рідини, яке проводять після випробування внутрішнім тиском.

Зниження рівня робочої рідини повинно проводитись будь-яким технологічним способом, що відповідає вимогам нормативних документів на спорудження нафтогазових свердловин. При випробуванні обсадної колони способом зниження рівня останній повинен бути зниженим до повного опорожнення свердловини або до рівня на 40–50 м нижче того, при якому можливий приплив заклонної рідини (в нашому випадку – рівень голови хвостовика).

При випробуванні способом зниження рівня випробувана колона вважається герметичною при умові, якщо підвищення рівня після зниження за час восьмигодинного спостереження не перевищить 2-х метрів. Заміри рівня підйому рідини проводять геофізичними приладами: перший – через 3 години після зниження рівня, другий і третій – через 2 години після попереднього, останній – через 8 годин.

Розглянемо послідовність проведення зниження рівня методом «сполучених посудин», який полягає у витісненні рідини із затрубного простору НКТ до розрахункового рівня $H_{\text{рз}}$ нагнітанням в затруб газоподібного азоту при відкритому трубному просторі, через який скидають витіснену зайву рідину.

Після опускання рідини в затрубі до розрахункового рівня закачування азоту припиняють і обидва простори з'єднують з атмосферою, в наслідок чого рівень рідини в обох просторах вирівнюється на відмітці $H_{\text{пв}}$.

Схема обв'язки свердловини при закачуванні азоту в затрубний простір наведена на рис. 1 (використання в схемі зворотних клапанів на лініях від азотної установки і насосного агрегату обов'язкове).

Операцію зі зниження рівня рідини в свердловині можливо проводити як закачуванням азоту в затрубний простір із витісненням зайвої рідини через НКТ, так і навпаки – закачуванням азоту в НКТ із витісненням зайвої рідини через затрубний простір.

В обох випадках буде витіснено однаковий об'єм рідини. Однак, з урахуванням того, що площа внутрішнього перетину трубного простору НКТ значно менша за площу внутрішнього перетину затрубного простору, то відстань $H_{\text{рз}}$ в разі закачування азоту в НКТ буде в рази більшою.

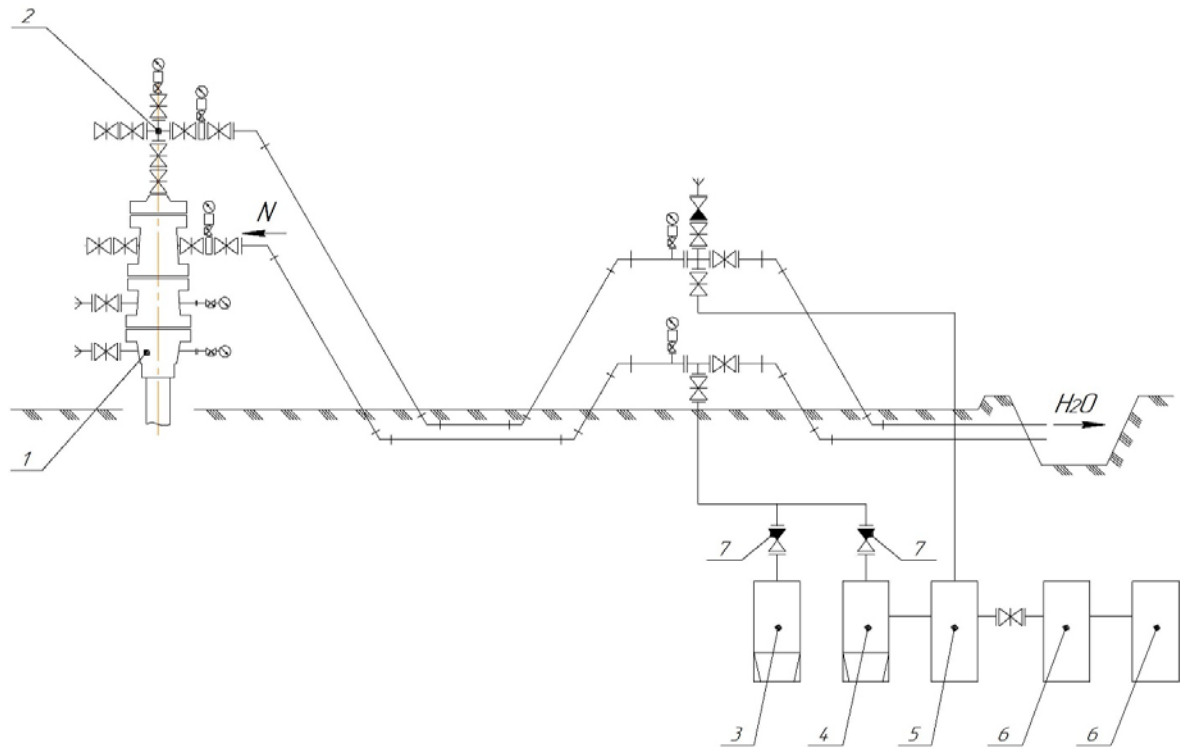


Рис. 1. Схема обв'язки свердловини при закачуванні азоту в затрубний простір:

1 – колонна обв'язка; 2 – фонтанна арматура; 3 – азотна установка; 4 – насосний агрегат; 5 – ємність приймальня; 6 – ємність з рідиною глушіння; 7 – зворотний клапан

Слід зауважити, що тиск закачуваного в простір азоту наприкінці операції буде досягати гідростатичного тиску стовпа рідини висотою H_{P3} , а від так – масова кількість азоту при закачуванні в НКТ буде значно більшою. Тому економічніше закачувати азот в затрубний простір свердловини.

Визначення потрібної кількості зрідженого азоту для операції зі зниження рівня рідини над експлуатаційним пакером до рівня $H_{ПВ}$ (м) проводять за наступним алгоритмом:

- розраховують об'єм V (m^3) зайвої рідини, який потрібно витіснити із заповненої свердловини до рівня $H_{ПВ}$ перед розпакуванням пакера

$$V = H_{ПВ} \cdot (S_{ЗТР} + S_{ТР}), \quad (2)$$

де $S_{ЗТР}$ – площа перетину затрубного простору НКТ в експлуатаційній колоні, m^2 ;

$S_{ТР}$ – площа перетину трубного простору колони НКТ, m^2 ;

- розраховують рівень зниження рідини H_{P3} (м) в затрубному просторі НКТ для витіснення із свердловини через трубний простір об'єму рідини V :

$$H_{P3} = H_{ПВ} \cdot (S_{ЗТР} + S_{ТР}) / S_{ТР}; \quad (3)$$

- розраховують тиск P (МПа), створений стовпом рідини в трубному просторі НКТ на рівні H_{P3} :

$$P = \rho_p \cdot g \cdot H_{P3} \cdot 10^{-6}, \quad (4)$$

де ρ_p – густина рідини, котрою заповнена свердловина, kg/m^3 ;

g – прискорення вільного падіння, m/s^2 ;

- розраховують середню температуру T ($^{\circ}C$) в затрубному просторі від гирла до рівня H_{P3} , при цьому

враховують природне для наших геологічних умов зростання температури надр приблизно на $28^{\circ}C$ за кожні 1000 метрів заглиблення

$$T = 28 \cdot H_{P3} / 2000; \quad (5)$$

- розраховують потрібний для операції зі зниження рівня рідини об'єм V_0 (m^3) газоподібного азоту приведеного до нормальних умов за газовими законами Бойля-Маріотта і Менделєєва-Клайперона:

$$V_0 = V \cdot \frac{273 \cdot P}{(273 + T) \cdot P_0}, \quad (6)$$

де P_0 – тиск газу при нормальних умовах ($P_0 = 0,1013$ МПа), МПа;

273,2 – температура газу при нормальних умовах, $^{\circ}K$;

- переводять потрібний об'єм газоподібного азоту в потрібну вагу M (кг) враховуючи, що $1 m^3$ газоподібного азоту важить 1,251 кг,

$$M = V_0 \cdot K_3 \cdot 1,251, \quad (7)$$

де K_3 – коефіцієнт запасу кількості азоту на втрати, що для азотних установок випарайзерного типу приймають рівним 1,05.

Проведення випробувань обсадних колон на свердловині № 7. На свердловині були проведені випробування двома способами, що дозволило своєчасно виявити і відреагувати на негерметичність з'єднання хвостовика з обсадною колоною і приплив пластової води в свердловині. При цьому приплив пластової води було виявлено саме способом зниження рівня рідини.

За проектом конструкцією ствола свердловини № 7 передбачено і реалізовано наступне: свердловина вертикальна, штучний вибій – 4061 м; експлуатаційна колона діаметром 245 мм спущена на глибину 3602 м, цемент до гирла; хвостовик діаметром 168,3 мм в інтервалі 3498–4080 м підвищений в експлуатаційній колоні за допомогою комплексу для підвищення і цементування хвостовиків типу КПЦХ і зацементований по всій довжині. Продуктивний горизонт розташований в інтервалі 4023–4042 м. Насосно-компресорну колону передбачено спустити до рівня 4025 м. Водонапірний горизонт знаходиться в інтервалі 3681–3717 м з пластовим тиском 25,4 МПа.

Етапи випробування експлуатаційної колони і проведення спостережень за рівнем рідини в свердловині зображено на рис. 2.

Випробування новоствореної експлуатаційної колони після спуску і цементування хвостовика і часу ОТЦ в перший спосіб було проведено опресуванням технічною водою надлишковим тиском 5,0 МПа з витримкою 30 хвилин. За час витримки падіння тиску не перевищило 0,3 МПа.

Випробування новоствореної експлуатаційної колони другим способом було проведено осушуванням свердловини азотом на рівень на 50 м нижчий голови хвостовика. Осушування було проведено за допомогою колтбінга і азотної установки вапарайзерного типу JR 90 KHV-10 K. Газоподібний азот після вапарайзера під тиском було закачано в затрубний простір, а рідину було видалено через трубний простір ГНКТ. Осушування контролювали по виходу азоту на амбар. Зміну рівня пластової води спостерігали після підйому ГНКТ за допомогою геофізичного приладу. За перші 7 годин спостереження пластова вода піднялась до рівня $H_{ПВ} = 1285$ м і після того за 8 годин більш не прибувала.

Після аналізу результатів випробування створеної експлуатаційної колони були зроблені наступні висновки:

- свердловина негерметична по стику голови хвостовика з обсадною колоною;
- через негерметичність стику в свердловину прибуває пластова вода із активного водоносу;

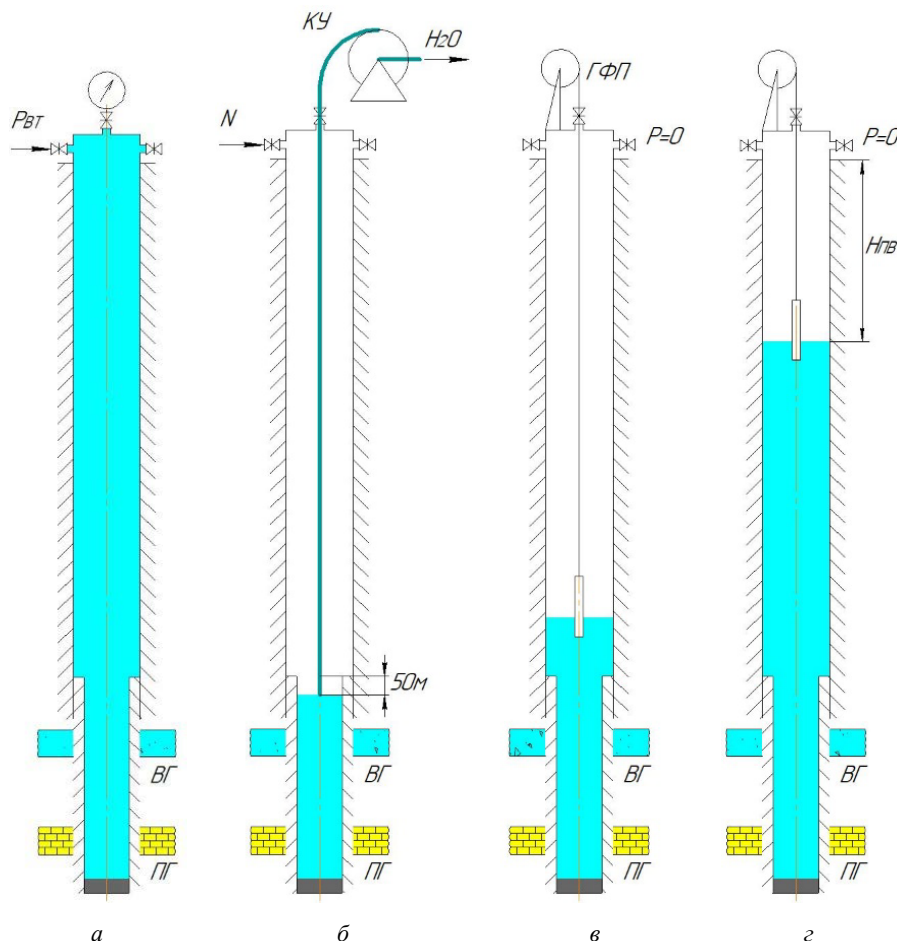


Рис. 2. Етапи випробування експлуатаційної колони на свердловині № 7:

a – випробування внутрішнім тиском; *б* – зниження рівня рідини; *в* – спостереження за зростанням рівня пластової води; *г* – остаточно встановлений рівень пластової води;

ПГ – продуктивний горизонт; ВГ – водоносний горизонт; КУ – колтбінгова установка; ГФП – геофізичний прилад; $P_{вт}$ – умовно створення внутрішнього тиску; N – умовно закачування азоту; H_2O – умовно скидання витисненої рідини; $P = 0$ – умовно скидання тиску в стволі до атмосферного; $H_{ПВ}$ – остаточно встановлений рівень пластової води в експлуатаційній колоні (визначене значення остаточно встановленого рівня пластової води $H_{ПВ}$ в подальшому буде використано при визначеннях із експлуатаційним пакером)

- водоносний пласт не приймає рідину у зворотному напрямку, що значно звужує спектр можливих водоізоляційних робіт;

- для розмежування зони перфорації продуктивного горизонту від зони припливу пластової рідини доцільно встановити в хвостовику свердловини експлуатаційний пакер;

- підйом пластової води в затрубному просторі до рівня $H_{ПВ}$, а не до гирла, надає можливість розвантаження експлуатаційного пакера зверху від зайвого гідростатичного тиску у разі зниження рівня рідини над пакером;

- враховуючи вимоги фонтанної безпеки проведення операції із зниження рівня рідини над пакером можливе тільки при цілісній стінці хвостовика, тобто – до проведення операції з перфорування стінки;

- у разі використання експлуатаційного пакерау гідравлічної дії із внутрішнім проходом більшим за 60 мм існує можливість пропустити через внутрішній простір НКТ колтбінгову трубу із гідропіскоструминним перфоратором;

- у разі залучення колтбінгової установки існує можливість випробувати на герметичність ущільнення стиснений експлуатаційний пакер способом повного зниження рівня рідини в трубному просторі НКТ з одночасним випробуванням на герметичність штучного вибою свердловини.

Керуючись вищевказаним аналізом випробувань свердловини № 7 крім запланованих проектом будівництва заходів було впроваджено наступні

додаткові заходи:

- було підібрано для оснащення колони НКТ експлуатаційний пакер типу Schlumberger Hydro-6-6.625-2.441 з внутрішнім проходом 62 мм, з перепадом тиску в 50 МПа в обидва напрямки, із гідравлічним приводом розпакування і фіксації, із можливістю вивільнення осьовим натягом НКТ розрахункового значення;

- експлуатаційний пакер було встановлено в НКТ на рівні між головою хвостовика і продуктивним горизонтом;

- для створення подальших оптимальних умов роботи експлуатаційного пакера за рахунок зниження на нього гідростатичного зовнішнього тиску затрубної рідини по завершенні спуску НКТ в свердловині було проведено зниження рівня рідини до відмітки $H_{ПВ} = 1285$ м методом «сполучених посудин», після чого було приведено пакер в стиснений робочий стан, як це зображено на рис. 3, а, б, в;

- за допомогою колтбінгової і азотної установок було повністю осушено трубний простір свердловини і скинуто тиск азоту до атмосферного для випробування експлуатаційного пакера на герметичність зовнішнім тиском стовпа затрубної рідини. Одночасно цим самим було випробувано на герметичність штучний вибій (рис. 3, з);

- щільну перфорацію продуктивного горизонту було проведено гідропіско-струминним перфоратором ТТ17165-47mmOD фірми Top Tools GmbH за допомогою колтбінгової установки з трубою ГНКТ-38,1 мм, після чого свердловина була освоєною.

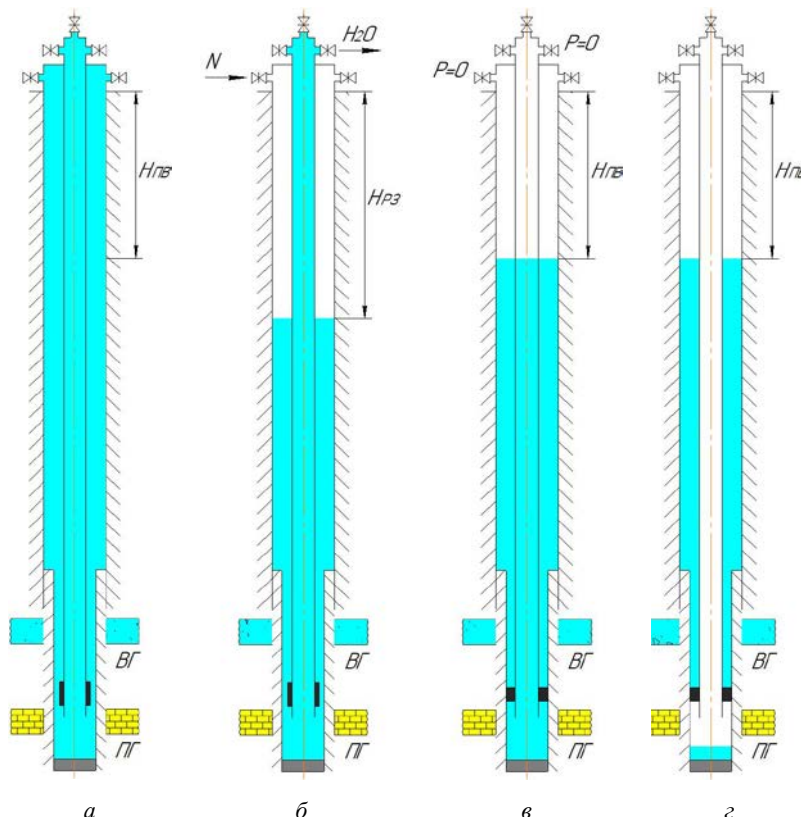


Рис. 3. Етапи встановлення експлуатаційного пакера на свердловині № 7:

а – спуск колони НКТ із пакером; б – зниження рівня рідини над пакером закачуванням азоту в затрубний простір; в – зрівноваження рівнів і розпакування експлуатаційного пакера; з – варіант зниження рівня рідини закачуванням азоту в трубний простір

Розрахунок освоєння свердловини № 7 азотом.

Для проведення розрахунку було використані наступні вихідні дані: штучний вибій свердловини – 4061 м; НКТ спущені в інтервалі 0–4025 м; експлуатаційна колона Ø 245 мм спущена в інтервалі 0–3602 м, хвостовик Ø 168,3 мм в інтервалі 3498–4080 м підвішений в експлуатаційній колоні; продуктивний горизонт розташований в інтервалі 4023–4042 м; водонапірний горизонт знаходиться в інтервалі 3681–3717 м з пластовим тиском 25,4 МПа. Експлуатаційна колона опресована технічною водою густиною 1000 кг/м³ на тиск 35 МПа до хвостовика, та на тиск 5 МПа на ділянці із хвостовиком [7–11].

Визначаємо гідростатичний тиск рідини глушіння на вибої свердловини за наступною формулою:

$$P_{\text{виб}} = \rho_p \cdot g \cdot L, \text{ Па,}$$

де $P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої свердловини (на рівні башмака НКТ), Па;

ρ_p – густина рідини, якою заповнена свердловина, кг/м³;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$;

L – глибина спуску НКТ, м.

$$P_{\text{виб}} = 1050 \cdot 9,81 \cdot 4025 = 41,46, \text{ МПа.}$$

Розрахуємо необхідний тиск закачування азоту на гирлі свердловини для освоєння за формулою:

$$P_{\text{гир}} = P_{\text{виб}} \cdot e^{(1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (-L) \cdot \rho_{\text{аз}})}, \text{ МПа,}$$

де $P_{\text{гир}}$ – необхідний тиск закачування азоту, МПа;

$P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої свердловини (на рівні башмака НКТ), МПа;

e – число Ейлера; $e \approx 2,72$;

L – глибина спуску НКТ, м;

$\rho_{\text{аз}}$ – відносна густина азоту за повітрям.

Відносна густина азоту за повітрям:

$$\rho_{\text{аз}} = \frac{M_{N_2}}{M_{\text{повітря}}}$$

де M_{N_2} – молярна маса азоту, г/моль;

$M_{\text{повітря}}$ – молярна маса повітря, г/моль;

$M_{\text{повітря}} = 29 \text{ г/моль}$.

$$\rho_{\text{аз}} = \frac{28}{29} = 0,97;$$

$$P_{\text{гир}} = 41,46 \cdot 2,72^{(1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (-3602) \cdot 0,97)} = 27,26 \text{ МПа.}$$

Тиск закачування азоту не повинен перевищувати допустимий тиск на експлуатаційну колону. Допустимий тиск складає 80 % від тиску опресування експлуатаційної колони.

Для порівняння допустимого тиску з тиском закачування азоту необхідно побудувати криві – графіки розподілу тисків.

Для побудови графіків розподілу тисків,

визначимо допустимий тиск на експлуатаційній колоні на глибині h за формулою:

$$P_{\text{доп}}(h) = \rho \cdot g \cdot h + P_{\text{опр}} \cdot 0,8, \text{ МПа,}$$

де $P_{\text{доп}}(h)$ – допустимий тиск на ЕК на глибині h , Па;

ρ – густина рідини глушіння, кг/м³;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$;

h – задана глибина, м;

$P_{\text{опр}}$ – надлишковий тиск, створюваний насосним агрегатом під час опресування експлуатаційної колони, Па.

Тиск закачування азоту на глибині h визначаємо за формулою:

$$P_{\text{аз}}(h) = \frac{P_{\text{гир}}}{e^{(1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (-h) \cdot \rho_{\text{аз}})}}, \text{ МПа.}$$

Виконаємо розрахунки допустимого тиску на експлуатаційній колоні та тиску закачування азоту для глибин: від 0 до 4000 м з інтервалом 200 м.

За результатами розрахунків побудуємо графік розподілу тисків (рис. 4).

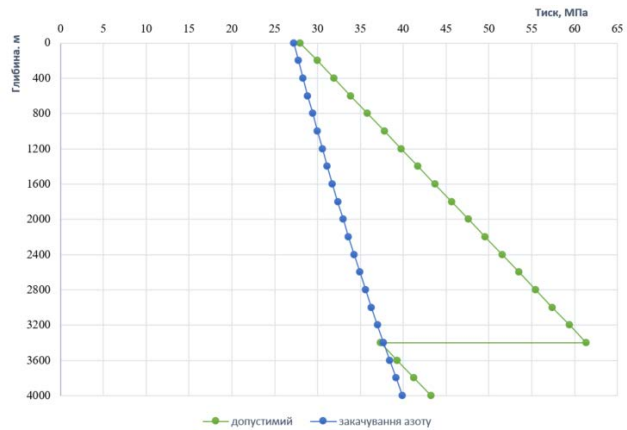


Рис. 4. Графік розподілу тисків

Як видно з графіка, тиск закачування азоту глибині 3500 м перевищує допустимий тиск, що підтверджує доцільність проведення робіт з використанням колтубінгової установки.

Висновки. 1. Рекомендовано обов'язкове випробування на герметичність обсадних колон свердловин споряджених хвостовиками двома способами – і внутрішнім тиском, і зниженням рівня рідини.

2. В разі необхідності використання експлуатаційного пакеру для захисту продуктивного горизонту від припливу пластової рідини і з метою створення оптимальних умов роботи пакера за рахунок зменшення зовнішнього тиску рекомендовано проводити заходи із зниження рівня рідини над пакером в затрубному просторі.

3. Зниження рівня рідини над експлуатаційним пакером рекомендовано проводити методом «сполучених посудин» за наведеними вище технологією і алгоритмом розрахунку.

4. Зниження рівня рідини над експлуатаційним

пакером і наступні його випробування рекомендовано проводити до проведення операції з перфорування хвостовика.

5. Перфорування хвостовика рекомендовано проводити за допомогою колтбінгової установки через внутрішній простір НКТ з використанням гідропіскоструминного перфоратора.

Список літератури

- Grindhaug G., Wenn T., Eidem M., Schwartz S., Regener T. Implementing Liner Drilling to Achieve Increased Well Construction Robustness. *Paper presented at the SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition (1–3 November 2017, Baku, Azerbaijan)*. Baku, 2017. P. SPE-189002-MS. doi: 10.2118/189002-MS
- Jabs M., Tools B. O. Using expandable metal technology to create a monobore well. *Paper OTC 16670, Offshore Technology Conference (3–6 May 2004, Houston, Texas, USA)*.
- Abusal Y. A. Y. *Prospects for the development of technology for the use of expandable pipes for casing wells with mono-diameter casing*. 2021.
- Pavkovic B., Bizjak R., Petrovic B. Review of casing while drilling technology. *Podzemni radovi*. 2016. Vol. 29. P. 11–32. doi: 10.5937/podrad1629011P
- Abubakar M., Chika O., Chika A. O., Current Trends and Future Development in Casing Drilling. *Int. J. Sci. Technol.* 2012. Vol. 2. P. 567–582.
- Коцкулич Я. С., Тищенко О. В. *Закінчування свердловин*. Київ: Інтерпрес ЛТД, 2004. 368 с.
- Мислюк М. А., Рибчик І. Й., Яремійчук Р. С. *Буріння свердловин. Т. 4. Завершення свердловин*. Київ: Інтерпрес ЛТД, 2012. 608 с.
- Мислюк М. А., Салижин Ю. Н., Богославец В. В. Гідравлічна програма цементування свердловин: сучасний стан і перспективи удосконалення. *Нафтова і газова промисловість*. 2011. № 4 (258). С. 25–27.
- Римчук Д. В., Цибулько С. В., Климченко О. С. Удосконалення конструкції комплексів для підвищення і цементування хвостовиків. *Нафтогазова галузь України*. 2020. № 3 (45). С. 9–15.
- Катеринчук П. О., Мінчукова Н. Ф., Римчук Д. В., Цибулько С. В. *Фонтанна та газова безпека в нафтогазовій галузі*. Харків: Планета-Принт, 2022. 646 с.
- Катеринчук П. О., Римчук Д. В., Цибулько С. В., Шудрик О. Л. *Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин*. Харків: Пром-Арт, 2018. 608 с.
- Каталог Schlumberger. Роз'єднувальні пакери 2020*. URL: www.slb.com/completions (дата звернення: 26.02.2024).
- COU 09.1-30019775-215:2013 Свердловини на нафту і газ. Випробування обсадних колон на герметичність / Стандарт Організації України*. Київ: ПАТ «УкрГазвидобування», 2014. 50 с.
- Римчук Д. В., Цибулько С. В. Ліквідування пробки в затрубному просторі НКТ способом «мегапоштовх». *Нафтогазова галузь України*. 2020. №4 (46). С. 19–26.
- ТОВ «Карбон»*. URL: www.carbon.com.ua (дата звернення: 26.02.2024).
- ТОВ НВП «Техноімпульс»*. URL: www.technimpuls.com.ua (дата звернення: 26.02.2024).
- Products & amp; Services – Halliburton Production Packers, 2020*. URL: www.halliburton.com (дата звернення: 26.02.2024).

References (transliterated)

- Grindhaug G., Wenn T., Eidem M., Schwartz S., Regener T. Implementing Liner Drilling to Achieve Increased Well Construction Robustness. *Paper presented at the SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition (1–3 November 2017, Baku, Azerbaijan)*. Baku, 2017. p. SPE-189002-MS. doi: 10.2118/189002-MS
- Jabs M., Tools B. O. Using expandable metal technology to create a monobore well. *Paper OTC 16670, Offshore Technology Conference (3–6 May 2004, Houston, Texas, USA)*.
- Abusal Y. A. Y. *Prospects for the development of technology for the use of expandable pipes for casing wells with mono-diameter casing*. 2021.
- Pavkovic B., Bizjak R., Petrovic B. Review of casing while drilling technology. *Podzemni radovi*. 2016. Vol. 29. P. 11–32. doi: 10.5937/podrad1629011P
- Abubakar M., Chika O., Chika A. O., Current Trends and Future Development in Casing Drilling. *Int. J. Sci. Technol.* 2012. Vol. 2. P. 567–582.
- Kotskulych Ya. S., Tyshchenko O. V. *Zakinchuvannya sverdlolvyn* [Completion of wells]. Kyiv, Interpres LTD Publ., 2004. 368 p.
- Myslyuk M. A., Rybchych I. Y., Yaremiychuk R. S. *Burinnya sverdlolvyn. T. 4. Zavershennya sverdlolvyn* [Well Drilling. Vol. 4. Well completion]. Kyiv, Interpres LTD Publ., 2012. 608 p.
- Myslyuk M. A., Salyzhyn Yu. N., Bohoslavets' V. V. *Hidravlichna prohrama tsementuvannya sverdlolvyn: suchasnyy stan i perspektyvy udoskonalennya* [Hydraulic well cementing program: current state and prospects for improvement]. *Naftova i hazova promyslovist*. 2011, no. 4 (258), pp. 25–27.
- Rymchuk D. V., Tsybul'ko S. V., Klymchenko O. S. *Udoskonalennya konstruktivnykh kompleksiv dlya pidvishuvannya i tsementuvannya khvostovykh* [Improvement of the design of complexes for hanging and cementing liners]. *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2020, no. 3 (45), pp. 9–15.
- Katerynchuk P. O., Minchukova N. F., Rymchuk D. V., Tsybul'ko S. V. *Fontanna ta hazova bezpeka v naftohazoviyi haluzi* [Fountain and gas safety in the oil and gas industry]. Kharkiv, Planeta-Prynt Publ., 2022. 646 p.
- Katerynchuk P. O., Rymchuk D. V., Tsybul'ko S. V., Shudryk O. L. *Osvoyennya, intensyfikatsiya ta remont sverdlolvyn* [Development, intensification and repair of wells]. Kharkiv, Prom-Art Publ., 2018. 608 p.
- Katalog Schlumberger. Roz'yednuval'ni pakery 2020* [Schlumberger Catalogue. Separating packers 2020]. Available at: www.slb.com/completions (accessed 26.02.2024).
- SOU 09.1-30019775-215:2013 Sverdlolvyni na naftu i haz. Vyprobuvannya obsadnykh kolon na hermetychnist'* [Standard of the Organisation of Ukraine 09.1-30019775-215:2013 Oil and gas wells. Testing casing for leaks]. Kyiv, PJSC "Ukrgazvydobuvannya" Publ., 2014. 50 p.
- Rymchuk D. V., Tsybul'ko S. V. *Likviduvannya probky v zatrubnomu prostori NKT sposobom "megaposhovkh"* [Elimination of the cork in the annular space of the tubing using the "mega-push" method]. *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2020, no. 4 (46), pp. 19–26.
- TOV "Karbon"* [Carbon LLC]. Available at: www.carbon.com.ua (accessed 26.02.2024).
- TOV NVP "Tekhnoimpul's"* [LLC "Technoimpuls" NVP]. Available at: www.technimpuls.com.ua (accessed 26.02.2024).
- Products & amp; Services – Halliburton Production Packers, 2020*. Available at: www.halliburton.com (accessed 26.02.2024).

Надійшла (received) 27.04.2024

Відомості про авторів / About the Authors

Римчук Данило Васильович (Rymchuk Danylo) – кандидат технічних наук, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», старший викладач кафедри «Видобування нафти газу та конденсату»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1750-9140>; e-mail: danilorymchuk@gmail.com

Цибулько Сергій Володимирович (Tsybulko Serhii) – Сервісна компанія «Регіон», провідний інженер; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-2074-7506>; e-mail: s.tsybulko@region.if.ua

Резва Ксенія Сергіївна (Rezva Kseniya) – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри «Гідравлічні машини ім. Г. Ф. Проскури»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2457-0097>; e-mail: rezvayaks@gmail.com