

## ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ПРОМИВАННЯ СВЕРДЛОВИНИ ВІД ПІЩАНОГО КОРКА НА ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩАХ З ВИКОРИСТАННЯМ КОЛТЮБІНГОВОЇ УСТАНОВКИ І РІЗНИХ ПРОМИВАЛЬНИХ АГЕНТІВ

*Р.М. Кондрат, Н.С. Дремлюх*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727141,  
e-mail: public@nung.edu.ua*

*Ліквідація піщаного корка на вибої свердловини є складною ремонтною операцією, яка супроводжується значною втратою поточного видобутку нафти і газу через забруднення привибійної зони пласта промивальною рідиною. Показано негативні наслідки винесення піску із пласта у стовбур свердловини. Наведено методи боротьби з піскоутворенням. Основним з методів ліквідації піщаних корків, що утворилися на вибої свердловини є їх промивання, в тому числі з використанням колтюрінгової техніки. З метою оцінки технологічної ефективності прямого і зворотного промивання свердловини безпосередньо по трубах і з використанням колтюрінгової установки виконано дослідження з різними промивальними агентами (вода і азот). Наведено формули для розрахунку параметрів прямого і зворотного промивання свердловини для видалення піщаного корка. Показано ефективність використання колтюрінгової установки для промивання свердловини, оскільки при цьому зменшується тривалість процесу порівняно з використанням тільки насосно-компресорних труб. За результатами виконаних досліджень зроблені висновки про ефективність промивання піщаного корка водою і газоподібними агентами.*

**Ключові слова:** колона гнучких труб, насосно-компресорні труби, промивальний агент, швидкість осідання піщинок, швидкість руху рідини.

*Ликвидация песчаной пробки на забое скважины является сложной ремонтной операцией, сопровождающейся значительной потерей текущей добычи нефти и газа вследствие загрязнения призабойной зоны пласта промывочной жидкостью. Показаны негативные последствия выноса песка из пласта в ствол скважины. Приведены методы борьбы с песчаными пробками. Основным из методов ликвидации песчаных пробок, образовавшихся на забое скважины, является их промывка, в том числе с использованием колтюринговой техники. С целью оценки технологической эффективности прямой и обратной промывки скважины непосредственно по трубам и с использованием колтюринговой установки выполнены исследования с различными промывочными агентами (вода и азот). Приведены формулы для расчета параметров прямой и обратной промывки скважины для удаления песчаной пробки. Показана эффективность использования колтюринговой установки для промывки скважины, так как при этом уменьшается продолжительность процесса по сравнению с использованием только насосно-компрессорных труб. По результатам выполненных исследований сделаны выводы об эффективности промывания песчаной пробки водой и газообразными агентами.*

**Ключевые слова:** колонна гибких труб, насосно-компрессорные трубы, промывочный агент, скорость оседания песчинок, скорость движения жидкости.

*The elimination of sand plug at the bottom hole is a complex repair operation that is accompanied by significant loss of current oil and gas production due to contamination of the formation pay zone by the washing fluid. The negative consequences of removing sand from the formation into the wellbore were shown. The methods for sand control were developed. The main method for elimination of sand plugs that formed at the bottom hole is their washing-out, particularly with the help of the coiled tubing technology. The studies with various washing agents (water and nitrogen) were conducted in order to evaluate the technological effectiveness of direct and reverse well washing-out through pipes and with the help of the coiled tubing unit. The formulas for calculating the parameters of direct and reverse well washing-out to remove sand plugs were developed. The effectiveness of utilizing the coiled tubing unit for well washing-out was proved. It decreased the process duration when compared with the case when sole tubing was used. The conclusions about effectiveness of sand plug washing-out with the help of water and gaseous agents were made on the basis of the conducted studies results.*

**Keywords:** coiled tubing, tubing, washing agent, sand sedimentation rate, fluid movement velocity.

Боротьба з винесенням піску із пласта при експлуатації свердловин із нестійкими колекторами є однією з важливих проблем нафтогазовидобувної галузі. У процесі експлуатації свердловин із нестійкими породами-колекторами при перевищенні депресією тиску на пласт критичного значення порода у привибійній зоні свердловини руйнується. Частинки породи виносяться із пласта у свердловину. У привибійній зоні утворюється каверна. Це призводить до осідання покрівлі пласта, що може

спричинити зминання експлуатаційної колони, прихоплення насосно-компресорних труб (НКТ) [1]. При недостатніх швидкостях руху газу (нафти) на вході в НКТ частинки породи осідають на вибої свердловини з утворенням піщаного корка, який створює додатковий опір рухові пластових флюїдів. В результаті зменшується дебіт свердловини. В окремих випадках відбувається прихоплення піщаним корком нижньої частини колони НКТ.

До основних методів боротьби з піскоутворенням відносять обмеження робочих депресій тиску на пласт нижче критичного значення, кріплення порід у привибійній зоні пласта, обладнання вибою свердловин фільтрами, створення необхідних швидкостей руху газорідної суміші на вході в НКТ для винесення піщаних частинок на поверхню, періодичне очищення вибою свердловин від піщаних корків.

Корки, що утворилися на вибої свердловини, ліквідують промиванням. Тверді корки розбурюють.

В останній час у промисловій практиці для ліквідації піщаних корків знайшли застосування новітні колтубінгові технології з використанням колони гнучких труб.

Питаннями експлуатації свердловин у нестійких колекторах присвячено роботи вітчизняних і зарубіжних дослідників, таких як Абрамов С.К., Алексеев В.С., Алієв З.С., Ахметов А.А., Бойко В.С., Бурштейн М.А., Гарушев А.Р., Гавриленко В.М., Гасумов Р.А., Горітський В.А., Демічев С.С., Елліс Р., Клотц Д., Маскет М., Мірзаджанзаде А.Х., Назаров С.Н., Стріжов І.В., Тагіров К.М., Федоров Ю.С., Щелкачов В.Н., Шуман Г. та ін.

Основними чинниками, які впливають на очищення свердловини від піщаного корка, є діаметри експлуатаційної колони, НКТ і колони гнучких труб (КГТ), через які ведуться роботи, густина промивальної рідини, розмір і густини твердих частинок, допустима витрата запомповуваної промивальної рідини, кривизна стовбуру свердловини, пластовий тиск, глибина свердловини. Під час проектування робіт з видалення піщаних корків необхідно враховувати всі особливості свердловини, оскільки вони впливають на успішність операції її промивання [2].

Огляд літературних даних і вивчення світового досвіду використання колтубінгових установок свідчить, що основний обсяг робіт припадає на нафтові родовища. Тому існує необхідність в удосконаленні відомих та розробленні нових технологій ремонту газових свердловин при депресії тиску на пласт в умовах постійного припливу газу з пласта [3]. На жаль, в літературних матеріалах недостатньо даних про вибір типу промивального агента, ефективного діаметра колони промивальних труб, оптимальної витрати агента для промивання свердловини від піщаного корка.

Метою даної статті є теоретичні дослідження ефективності прямого і зворотного промивання свердловини від піщаного корка на вибої з використанням води і азоту. Для запомповування води у свердловину застосовували насос НПС 32, для запомповування азоту – газифікаційне устаткування АГУ-8К. В якості промивальних труб використовували НКТ і КГТ, які опускали всередину колони НКТ. Розрахунки виконували для таких вихідних даних: глибина свердловини – 2600 м, початковий пластовий тиск – 27 МПа, поточний пластовий тиск – 5 МПа, пластова температура – 330 К; внутрішній діаметр експлуатаційної колони –

0,132; 0,1523 м; зовнішній (внутрішній) діаметр НКТ – 0,073 (0,062); 0,0889 (0,0759); 0,1016 (0,0886) м; зовнішній (внутрішній) діаметр КГТ – 0,0254 (0,02159); 0,0318 (0,027); 0,0381 (0,0325); 0,0445 (0,0381); 0,0508 (0,0434) м; витрата води – 0,0027; 0,0034; 0,0047; 0,0058 м<sup>3</sup>/с; витрата азоту – 0,133; 0,15 м<sup>3</sup>/с. У розрахунках визначали швидкості руху промивальної рідини (газу) в НКТ і КГТ, у затрубному просторі між експлуатаційною колоною і НКТ та у кільцевому просторі між НКТ і КГТ, швидкість вільного осідання частинок породи в рідині (газі), тривалість піднімання частинок породи з вибою на поверхню, втрати тиску на тертя під час прямого і зворотного промивання свердловини, потужність потоку рідини, яка необхідна для промивання свердловини водою від піщаного корка.

Основними показниками процесу промивання свердловини від піщаного корка є величини швидкостей руху рідини і газу в промивальних трубах і затрубному просторі.

Швидкості руху промивальної рідини і газу в КГТ визначали за формулами:

$$W_p = \frac{Q_v}{0,785 \cdot d_{КГТ\ вн}^2}, \quad (1)$$

$$W_z = \frac{Q_z z_{виб} P_{ам} T_{пл}}{P_{виб} T_{ст} 0,785 d_{КГТ\ вн}^2}, \quad (2)$$

де  $Q_v$ ,  $Q_z$  – відповідно витрата води і газу, м<sup>3</sup>/с;

$d_{КГТ\ вн}$  – внутрішній діаметр КГТ, м;

$P_{виб}$  – вибійний тиск, МПа;

$T_{пл}$  – пластова температура, К;

$z_{виб}$  – коефіцієнт стисливості газу за  $P_{виб}$  і  $T_{пл}$ ;

$P_{ам}$  – атмосферний тиск,  $P_{ам} = 0,1013$  МПа;

$T_{ст}$  – температура за стандартних умов,  $T_{ст} = 293$  К.

За аналогічними залежностями визначали швидкості руху промивальної рідини і газу в НКТ, тільки замість внутрішнього діаметра КГТ підставляли внутрішній діаметр колони НКТ.

Швидкості руху промивальної рідини і газу в затрубному просторі між експлуатаційною колоною і НКТ визначали за формулами:

$$W_p = \frac{Q_v}{0,785(d_{екс\ вн}^2 - d_{НКТ\ з}^2)}, \quad (3)$$

$$W_z = \frac{Q_z z_{виб} P_{ам} T_{пл}}{P_{виб} T_{ст} 0,785(d_{екс\ вн}^2 - d_{НКТ\ з}^2)}, \quad (4)$$

де  $d_{екс\ вн}$  – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, м; .

$d_{НКТ\ з}$  – зовнішній діаметр НКТ, м.

Аналогічно визначали швидкості руху промивальної рідини і газу в кільцевому просторі між НКТ і КГТ, підставляючи у формули (3) і (4) замість  $d_{екс\ вн}$  і  $d_{НКТ\ з}$  відповідно внутрішній діаметр колони НКТ і зовнішній діаметр КГТ.

Для оцінки можливості винесення твердих частинок потоком рідини використовують поняття сталої швидкості осідання частинки, яка залежить від її форми, розміру і густини, а також характеристик промивальної рідини (газу) [3].

Вважається, що для забезпечення піднімання піску у вертикальній свердловині швидкість висхідного потоку рідини повинна перевищувати сталу швидкість осідання у 1,5–2 рази, а в горизонтальних ділянках – у 10 разів [5].

Сталу швидкість осідання сферичних твердих частинок піску у рідині визначали за формулою [4]:

$$W_{ос.в} = \frac{Re \cdot (\mu \cdot 0,001)}{d_{ч} \cdot \rho_{ч}}, \quad (5)$$

де  $Re$  – число Рейнольдса для сферичних піщинок (для умов промивання піщаних корків у свердловинах приймають значення  $Re = 500$ );

$\mu$  – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини, мПа·с;

$d_{ч}$  – діаметр твердих частинок, м;

$\rho_{ч}$  – густина твердих частинок, м.

Сталу швидкість осідання сферичних твердих частинок у газі визначали за формулою [6]:

$$W_{ос.г} = \frac{\mu_г \cdot Re}{d_{ч} \cdot \rho_г}, \quad (6)$$

де

$$\rho_г = \rho_{г.ст} \frac{p_{виб} \cdot T_{ст}}{z_{виб} \cdot p_{ат} \cdot T_{пл}}; \quad (7)$$

$\rho_г$  – густина газу (азоту) за вибійного тиску і пластової температури, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{г.ст}$  – густина газу (азоту) за стандартних умов,  $\rho_{г.ст} = 1,169$  кг/м<sup>3</sup>;

$\mu_г$  – динамічний коефіцієнт в'язкості газу (азоту) за вибійного тиску і пластової температури, Па·с.

Критерій (число) Рейнольдса визначають через критерій Архімеда за формулами [5]:

$$Ar = \frac{d_{ч}^3 (\rho_{ч} - \rho_г) g \cdot \rho_г}{\mu_г^2}; \quad (8)$$

для  $Ar < 36$  ( $Re < 2$ )

$$Re = 0,056 Ar, \quad (9)$$

для  $Ar = 36 - 83 \cdot 10^3$  ( $Re = 2 - 500$ )

$$Re = 0,152 Ar^{0,71}, \quad (10)$$

для  $Ar > 83 \cdot 10^3$  ( $Re > 500$ )

$$Re = 0,175 Ar^{0,5}. \quad (11)$$

У розрахунках прийнято:  $d_{ч} = 0,002$  м;  $\mu_{в} = 1$  мПа·с;  $\rho_{ч} = 2600$  кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_г = 59,57$  кг/м<sup>3</sup> (за тиску 5 МПа і температури 330 К);  $z_{виб} = 0,86$ .

Застосуємо для порівняння ефективності промивання піщаного корка через КГТ або НКТ додатковий параметр – тривалість піднімання частинки породи з вибою на поверхню.

Тривалість піднімання розмитой породи на поверхню після промивання свердловини визначали за формулою [2]:

$$t = \frac{L}{W_p - W_{ос}}, \quad (12)$$

де  $W_p$  – швидкість висхідного потоку промивальної рідини під час промивання свердловини, м/с;

$W_{ос}$  – стала швидкість осідання сферичних твердих частинок у промивальній рідині, м/с;

$L$  – глибина свердловини, м.

Під час промивання свердловини суттєве значення мають втрати тиску в системі. Втрати тиску при промиванні свердловини водою в кільцевому (затрубному) просторі в турбулентному потоці ( $Re > 4000$ ) визначали за формулою [2]:

$$\Delta p = \frac{\rho^{0,75} W_p^{1,75} \mu^{0,25} \Delta L K_{turb}}{4,9 (d_{НКТ\ вн} - d_{КГТ\ з})^{1,25}}, \quad (13)$$

де  $\rho$  – густина рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$W_p$  – швидкість руху промивальної рідини, м/с;

$\mu$  – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини, Па·с;

$\Delta L$  – довжина кільцевого (затрубного) простору, м;

$K_{turb}$  – поправочний коефіцієнт на ексцентриситет.

Втрати тиску у промивальних трубах при промиванні свердловини водою в турбулентному потоці ( $Re > 4000$ ) визначали за формулою [2]:

$$\Delta p = 812,15 \cdot 10^{-3} \frac{L f Q^2 \rho}{d^5}, \quad (14)$$

де  $f$  – коефіцієнт гідравлічного опору труб;

$L$  – довжина промивальних труб, м;

$d$  – внутрішній діаметр промивальних труб, м;

$Q$  – витрата рідини, м<sup>3</sup>/с.

Коефіцієнт опору потоку в трубах для турбулентного потоку рідини визначали за графіками І.Ф. Муді залежно від матеріалу і діаметра труб, їх абсолютної і відносної шорсткості [2].

Втрати тиску при промиванні свердловини азотом в кільцевому (затрубному) просторі визначали наближено за формулою:

$$\Delta p_{тер} \approx \sqrt{\theta \cdot Q_z^2}, \quad (15)$$

де  $\Theta$  – комплексний параметр, який визначали за формулою:

$$\Theta = 0,0133 \cdot \lambda \frac{z_{cp}^2 \cdot T_{cp}^2}{d_{эф}^5} \cdot (e^{2s} - 1), \quad (16)$$

$$де \quad s = 0,03415 \frac{\bar{\rho}_2 \cdot L}{z_{cp} \cdot T_{cp}},$$

$s$  – комплексний параметр;

$\bar{\rho}$  – відносна густина газу;

$L$  – відстань від гирла свердловини до середини інтервалу перфорації, м;

$T_{cp}$  – середня температура в стовбурі свердловини, К;

$z_{cp}$  – коефіцієнт стисливості газу за середнього тиску  $p_{cp}$  і середньої температури  $T_{cp}$  у стовбурі свердловини;

$\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору труб;

$d_{эф}$  – ефективний діаметр, см, який визначали за формулами:

$d_{эф} = \sqrt{d_{НКТ\ вн}^2 - d_{КГТ\ з}^2}$  – для кільцевого простору;

$d_{эф} = \sqrt{d_{екс\ вн}^2 - d_{НКТ\ з}^2}$  – для затрубного простору;

$d_{эф} = d_{НКТ\ вн}$  або  $d_{эф} = d_{КГТ\ вн}$  – відповідно для НКТ і КГТ.

Коефіцієнт гідравлічного опору є функцією числа Рейнольдса та відносної шорсткості труб  $\lambda = f(Re, \varepsilon)$ , які визначали за формулами [5].

Потужність потоку рідини, необхідну для промивання свердловини від піщаного корка, визначали за формулою [6]:

$$N = \frac{p_{вих.нас} Q_v}{1000\eta}, \quad (17)$$

де  $p_{вих.нас}$  – тиск на виході із насоса, Па;

$\eta$  – загальний механічний коефіцієнт корисної дії насосного устаткування (береться рівним 0,8).

Результати розрахунків характеристик процесу прямого і зворотного промивання піщаного корка водою наведено у таблицях 1 і 2, газом – у таблицях 3 і 4. У зв'язку із великою кількістю розрахункових даних у таблицях 1-4 включено тільки результати розрахунків для зовнішнього діаметра КГТ – 0,0254; 0,0318; 0,0381; 0,0445; 0,0508 м; внутрішнього діаметра НКТ – 0,062; 0,0759 м; внутрішнього діаме-

тра експлуатаційної колони – 0,1523 м; витрати рідини – 0,0027; 0,0034; 0,0047 м<sup>3</sup>/с; витрати газу – 0,133; 0,15 м<sup>3</sup>/с. Розрахована швидкість осідання сферичних твердих частинок у воді становить 0,192 м/с, у газі – 0,338 м/с.

### Пряме промивання піщаного корка водою

Згідно з результатами розрахунків характеристик процесу прямого промивання піщаного корка водою, швидкість руху висхідного потоку рідини у кільцевому просторі набагато вища від швидкості руху висхідного потоку рідини у затрубному просторі, і для всіх розглянутих діаметрів КГТ і НКТ перевищує швидкість осідання сферичних твердих частинок у воді.

Найбільші швидкості руху промивальної рідини у кільцевому просторі отримано у свердловинах з внутрішнім діаметром НКТ 62 мм, а в затрубному просторі – в свердловинах з 132 мм експлуатаційною колоною.

Із порівняння швидкості руху висхідного потоку рідини і швидкості осідання піщинок у промивальній рідині випливає, що для свердловин з внутрішнім діаметром експлуатаційної колони 132 мм винесення піщинок відбувається при прямому промиванні свердловини водою як через КГТ так і через НКТ. За внутрішнього діаметра експлуатаційної колони 152,3 мм, зовнішнього діаметра НКТ 73 мм і витрати рідини 0,0027 м<sup>3</sup>/с швидкість руху висхідного потоку рідини в затрубному просторі є недостатньою для винесення твердих частинок.

Тривалість піднімання розмитого піщаного корка по кільцевому і затрубному просторах при прямому промиванні свердловини водою змінюється в межах 7,661 – 43333,33 хв.

Із порівняння тривалості піднімання розмитого піщаного корка кільцевим і затрубним просторами у процесі промивання свердловини водою випливає, що найефективніше застосувати КГТ, оскільки тривалість процесу у цьому випадку є значно меншою.

При прямому промиванні свердловини водою по НКТ втрати тиску у стовбурі свердловини є меншими порівняно з втратами тиску при промиванні свердловини по КГТ.

Згідно з результатами розрахунків насос НПСЦ-32 не можна використовувати при прямому промиванні піщаного корка водою по КГТ діаметрами 25,4; 31,8 мм за витрат рідини 0,047 і 0,058 м<sup>3</sup>/с у зв'язку з тим, що тиск на виході з насоса перевищує максимально допустимий тиск нагнітання.

Згідно з результатами розрахунків тиск на вибої свердловини в процесі роботи насоса НПСЦ-32 при прямому промиванні свердловини водою від піщаного корка змінюється в межах 25,4 – 56,44 МПа і є більшим від поточного пластового тиску (5 МПа).

Насос НПСЦ-32 не можна використовувати при прямому промиванні свердловини водою по КГТ діаметрами 25,4; 33,5 мм за витратах рідини 0,047 і 0,058 м<sup>3</sup>/с. Номінальна корисна потужність насоса становить 108 кВт, що є менше за необхідну потужність.

Таблиця 1 – Характеристики процесу прямого промивання піщаного корка водою при різних діаметрах труб і витратах промивальної рідини

Параметри	Зовнішній діаметр КГТ, НКТ, мм	Витрата рідини, м <sup>3</sup> /с		
		Q <sub>1</sub> =0,0027	Q <sub>2</sub> =0,0034	Q <sub>3</sub> =0,0047
Швидкість руху висхідного потоку рідини у кільцевому просторі при внутрішньому діаметрі НКТ 62 мм і різних діаметрах КГТ, м/с	25,4	1,075	1,354	1,872
	31,8	1,214	1,529	2,114
	38,1	1,438	1,81	2,503
	44,5	1,845	2,324	3,212
	50,8	2,722	3,428	4,739
Швидкість руху висхідного потоку рідини у затрубному просторі при внутрішньому діаметрі експлуатаційної колони 152,3 мм і різних діаметрах НКТ, м/с	73	0,141	0,242	0,335
	88,9	0,225	0,283	0,392
Тривалість піднімання розмитого піщаного корка у кільцевому просторі при внутрішньому діаметрі НКТ 62 мм і різних діаметрах КГТ, хв	25,4	49,075	37,292	25,794
	33,5	42,401	32,411	22,546
	38,1	34,778	26,782	18,751
	44,45	26,215	20,325	14,349
	50,8	17,128	13,391	9,530
Тривалість піднімання розмитого піщаного корка у затрубному просторі при внутрішньому діаметрі експлуатаційної колони 152,3 мм і різних діаметрах НКТ, хв	73	43333,33	866,667	303,030
	88,9	1313,131	476,190	216,667
Втрати тиску у стовбурі свердловини при прямому промиванні піщаного корка водою по КГТ різного діаметра, МПа	25,4	66,703	110,907	201,732
	33,5	22,608	37,397	67,844
	38,1	11,616	18,491	32,720
	44,45	10,783	17,055	29,890
	50,8	25,919	39,209	69,289
Втрати тиску у стовбурі свердловини при прямому промиванні піщаного корка водою по НКТ різного діаметра, МПа	73	0,461	0,991	0,817
	88,9	0,175	0,262	0,462
Тиск на вибої свердловини в процесі роботи насоса НПСЦ-32 при промиванні піщаного корка по КГТ різного діаметра, МПа	25,4	26,73	27,31	28,66
	31,8	27,39	28,31	30,46
	38,1	28,85	30,52	34,48
	44,5	33,13	37,05	46,42
Тиск на вибої свердловини в процесі роботи насоса НПСЦ-32 при промиванні піщаного корка по НКТ різного діаметра, МПа	73	25,4	25,48	25,57
	88,9	25,45	25,53	25,64
Потужність насосного устаткування яка необхідна для прямого промивання піщаного корка водою по КГТ різного діаметра, кВт	25,4	245,51	482,24	1250
	33,5	84,22	164,25	421,42
	38,1	42,39	81,95	207,72
	44,45	40,77	78,36	197,19
	50,8	102,02	197,05	499,93
Потужність насосного устаткування яка необхідна для прямого промивання піщаного корка водою по НКТ різного діаметра, кВт	73	0,69	2,46	7,8
	88,9	0,06	1,19	4,44

### Зворотне промивання піщаного корка водою

Аналіз результатів розрахунків характеристик зворотного промивання піщаного корка водою свідчить, що для всіх досліджених значень діаметрів КГТ і НКТ і витрат води швидкість руху висхідного потоку води в КГТ і НКТ перевищує швидкість осідання твердих частинок у воді. При цьому швидкість руху висхідного потоку рідини в КГТ набагато вища, ніж у НКТ.

При зворотному промиванні піщаного корка водою тривалість піднімання сферичних твердих частинок по КГТ змінюється в межах 1,326 – 26,52 хв, по НКТ – 25,048 – 176,152 хв і є меншою, ніж при прямому промиванні піщаного корка.

Втрати тиску у стовбурі свердловини є більшими при запомповуванні води в кільцевий простір порівняно із запомповуванням води у затрубний простір і перевищують втрати тиску при прямому промиванні піщаного корка.

Таблиця 2 – Характеристики процесу зворотного промивання піщаного корка водою при різних діаметрах труб і витратах промивальної рідини

Параметри	Зовнішній діаметр КГТ, НКТ, мм	Витрата рідини, м <sup>3</sup> /с		
		Q <sub>1</sub> =0,0027	Q <sub>2</sub> =0,0034	Q <sub>3</sub> =0,0047
Швидкість руху висхідного потоку рідини в КГТ різного діаметра, м/с	25,4	7,379	9,292	12,845
	31,8	4,718	5,941	8,213
	38,1	3,256	4,101	5,668
	44,5	2,369	2,984	4,125
	50,8	1,826	2,299	3,179
Швидкість руху висхідного потоку рідини в НКТ різного діаметра, м/с	73	0,895	1,127	1,558
	88,9	0,597	0,752	1,039
Тривалість піднімання розмитого піщаного корка по КГТ різного діаметра, хв	25,4	6,029	4,762	3,425
	31,8	9,574	7,538	5,402
	38,1	14,143	11,086	7,913
	44,5	19,905	15,521	11,018
	50,8	26,520	20,566	14,507
Тривалість піднімання розмитого піщаного корка по НКТ різного діаметра, хв	73	61,641	46,346	31,723
	88,9	106,996	77,381	51,161
Втрати тиску у стовбурі свердловини при зворотному промиванні піщаного корка водою при запомповуванні води у кільцевий простір з внутрішнім діаметром НКТ 62 мм, МПа	25,4	73,263	121,807	221,632
	31,8	24,698	40,887	74,184
	38,1	13,780	20,101	37,030
	44,5	11,799	17,724	31,430
	50,8	26,499	39,542	70,061
Втрати тиску у стовбурі свердловини при зворотному промиванні піщаного корка водою при запомповуванні води у затрубний простір з внутрішнім діаметром експлуатаційної колони 152,3 мм, МПа	73	0,498	0,752	1,359
	88,9	0,185	0,281	0,499
Тиск на вибої свердловини під час роботи насоса НПС-32 при запомповуванні води у кільцевий простір з внутрішнім діаметром НКТ 62 мм, МПа	25,4	36,557	34,503	48,078
	31,8	29,542	28,763	32,786
	38,1	25,490	26,349	26,690
	44,5	25,451	25,626	26,520
	50,8	25,761	27,028	30,919
Тиск на вибої свердловини під час роботи насоса НПС-32 при запомповуванні води у затрубний простір з внутрішнім діаметром експлуатаційної колони 152,3 мм, МПа	73	25,782	25,838	25,871
	88,9	25,725	25,849	26,071
Потужність насосного устаткування, необхідна для зворотного промивання піщаного корка водою при запомповуванні води у кільцевий простір з внутрішнім діаметром НКТ 62 мм, кВт	25,4	284,56	556,07	1435
	31,8	96,95	187,58	478,56
	38,1	46,4	89,01	224,49
	44,5	39,61	75,83	190,6
	50,8	90,27	174,5	443,39
Потужність насосного устаткування, необхідна для зворотного промивання піщаного корка водою при запомповуванні води у затрубний простір з внутрішнім діаметром експлуатаційної колони 152,3 мм, кВт	73	2,61	4,58	10,1
	88,9	1,36	2,65	6,2

Із результатів розрахунку випливає, що насос НПС-32 не може використовуватись при витратах рідини 0,047 і 0,058 м<sup>3</sup>/с і внутрішніх діаметрах КГТ 21,59, 27 мм при запомповуванні рідини в кільцевий простір, оскільки тиск на виході з насоса перевищує максимально допустимий тиск нагнітання.

При зворотному промиванні піщаного корка водою значення тиску на вибої свердловини під час роботи насоса НПС-32 є більшими ніж при прямому промиванні піщаного корка водою.

Згідно з результатами розрахунків насос НПС-32 не може використовуватись при витратах рідини 0,034; 0,047 і 0,058 м<sup>3</sup>/с і внутріш-

Таблиця 3 – Характеристики процесу прямого промивання піщаного корка газом при різних діаметрах труб і витратах промивальної рідини

Параметри	Зовнішній діаметр КГТ, НКТ мм	Витрата газу, м <sup>3</sup> /с	
		Q <sub>1</sub> =0,133	Q <sub>2</sub> =0,15
Швидкість руху висхідного потоку газу у кільцевому просторі при внутрішньому діаметрі НКТ 62 мм і різних діаметрах КГТ, м/с	25,4	1,039	1,172
	33,5	1,173	1,323
	38,1	1,389	1,567
	44,45	1,783	2,011
	50,8	2,63	2,967
Швидкість руху висхідного потоку газу у кільцевому просторі при внутрішньому діаметрі експлуатаційної колони 152,3 мм і різних діаметрах НКТ, м/с	73	0,172	0,194
	88,9	0,191	0,215
Тривалість піднімання розмитого піщаного корка кільцевим простором при внутрішньому діаметрі НКТ 62 мм і різних діаметрах КГТ, хв	25,4	58,80	42,65
	33,5	49,47	36,38
	38,1	39,39	29,44
	44,45	28,75	21,82
	50,8	18,18	14,02
Втрати тиску у стовбурі свердловини при прямому промиванні піщаного корка азотом по КГТ різного діаметра, МПа	25,4	8,881	10,016
	33,5	5,358	6,042
	38,1	3,815	4,303
	44,45	3,269	3,687
	50,8	3,705	4,179
Тиск на вибої свердловини при прямому промиванні піщаного корка по КГТ різного діаметра, МПа	25,4	12,864	12,138
	33,5	14,552	14,36
	38,1	14,985	14,915
	44,45	15,13	15,1
	50,8	14,184	15,169

ньому діаметрі КГТ 21,59; 27 мм у зв'язку з тим, що номінальна корисна потужність насоса становить 108 кВт і є меншою необхідної потужності для зворотного промивання свердловини.

Аналіз результатів розрахунків свідчить, що для промивання піщаного корка водою найбільш ефективним є пряме промивання з використанням КГТ при витраті рідини 0,0027 м<sup>3</sup>/с, внутрішньому діаметрі НКТ – 0,062 м, зовнішньому діаметрі КГТ – 0,0381 м. Тривалість піднімання розмитого піщаного корка при промиванні свердловини становить 34,778 хв.

### Пряме промивання піщаного корка азотом

Згідно з результатами розрахунків для розглянутих значень внутрішнього діаметра НКТ 62; 75,9; 88,6 мм, зовнішнього діаметра КГТ 25,4; 33,5; 38,1; 44,45; 50,8 мм і витратах газу 0,133 і 0,15 м<sup>3</sup>/с забезпечується повне винесення розмитого піску по кільцевому просторі НКТ-КГТ при нагнітанні газу по КГТ. При внутрішньому діаметрі експлуатаційної колони 132 мм і при нагнітанні газу по НКТ винесення піску затрубним простором забезпечується тільки при зовнішньому діаметрі НКТ 101,6 мм за витрати газу 0,133 м<sup>3</sup>/с і при зовнішньому діаметрі НКТ 88,9 і 101,6 мм за витрати газу 0,15 м<sup>3</sup>/с. При внутрішньому діаметрі експлуа-

ційної колони 152,3 мм пісок затрубним простором не виноситься, оскільки швидкість руху висхідного потоку газу у ньому є меншою швидкості осідання твердих частинок у газі (0,338 м/с).

Тривалість піднімання розмитого піщаного корка кільцевим і затрубним просторами при прямому промиванні свердловини азотом змінюється в межах 14,02 – 2166,67 хв.

Ефективнішим є пряме промивання піщаного корка по КГТ оскільки тривалість піднімання розмитого піску кільцевим простором значно менша ніж затрубним.

Втрати тиску у стовбурі свердловини при прямому промиванні піщаного корка змінюються в межах 0,57 – 24,561 МПа. Більшими є втрати тиску в стовбурі свердловини при підніманні розмитого піску кільцевим простором НКТ-КГТ, меншими – при підніманні розмитого піску по затрубним простором.

Тиск на вибої свердловини при прямому промиванні піщаного корка азотом змінюється в межах 12,138 – 15,238 МПа, і набагато менші від вибійного тиску при промиванні піщаного корка водою.

### Зворотне промивання піщаного корка азотом

При зворотному промиванні піщаного корка азотом шляхом нагнітання азоту в затрубний

Таблиця 4 – Характеристики процесу зворотного промивання піщаного корка газом при різних діаметрах труб і витратах промивальної рідини

Параметри	Зовнішній діаметр КГТ, НКТ мм	Витрата газу, м <sup>3</sup> /с	
		Q <sub>1</sub> =0,133	Q <sub>2</sub> =0,15
Швидкість руху висхідного потоку газу у КГТ різного діаметра, м/с	25,4	7,27	8,199
	33,5	4,649	5,243
	38,1	3,208	3,618
	44,45	2,335	2,633
	50,8	1,799	2,029
Швидкість руху висхідного потоку газу у НКТ різного діаметра, м/с	73	0,882	0,994
	88,9	0,588	0,663
Тривалість піднімання розмитого піщаного корка по КГТ різного діаметра, хв	25,4	6,25	5,51
	33,5	10,05	8,83
	38,1	15,10	13,21
	44,45	21,70	18,88
	50,8	29,66	25,63
Тривалість піднімання розмитого піщаного корка по НКТ різного діаметра, хв	73	79,657	66,057
	88,9	173,333	146,893
Втрати тиску у стовбурі свердловини при зворотному промиванні піщаного корка азотом, при запопмуванні азоту у кільцевий простір з внутрішнім діаметром НКТ 62 мм, МПа	25,4	9,633	10,865
	33,5	5,735	6,467
	38,1	3,997	4,509
	44,45	3,321	3,745
	50,8	3,616	4,078
Втрати тиску у стовбурі свердловини при зворотному промиванні піщаного корка азотом, при запопмуванні азоту у затрубний простір з внутрішнім діаметром експлуатаційної колони 152,3 мм, МПа	73	0,615	0,693
	88,9	0,397	0,448
Тиск на вибої свердловини при зворотному промиванні піщаного корка азотом при запопмуванні азоту у кільцевий простір з внутрішнім діаметром НКТ 62 мм, МПа	25,4	15,226	15,222
	33,5	15,221	15,216
	38,1	15,21	15,202
	44,45	15,183	15,167
	50,8	15,081	15,038
Тиск на вибої свердловини при зворотному промиванні піщаного корка азотом при запопмуванні азоту у затрубний простір з внутрішнім діаметром експлуатаційної колони 152,3 мм, МПа	73	15,239	15,239
	88,9	15,239	15,239

простір швидкість піднімання розмитого піску як КГТ, так і НКТ перевищує швидкість осідання сферичних твердих частинок. Швидкість піднімання розмитого піску більша в КГТ, ніж в НКТ. Відповідно менша тривалість піднімання розмитого піску КГТ.

Втрати тиску у стовбурі свердловини при зворотному промиванні піщаного корка змінюються в межах 0,305 – 10,865 МПа.

Тиск на вибої свердловини при зворотному промиванні піщаного корка азотом змінюється в межах 15,038 – 15,239 МПа.

Згідно з результатами розрахунків для промивання піщаного корка азотом найбільш ефективно зворотне промивання з використанням КГТ при витраті газу 0,133 м<sup>3</sup>/с, внутрішньому діаметрі НКТ – 0,062 м, внутрішньому діаметрі КГТ – 0,0325 м. Тривалість піднімання розмитого піщаного корка становить 15,1 хв.

## Висновки

Згідно з результатами розрахунків для промивання піщаного корка водою найбільш ефективно пряме промивання при витраті рідини 0,0027 м<sup>3</sup>/с, внутрішньому діаметрі НКТ – 0,062 м, зовнішньому діаметрі КГТ – 0,0381 м. Тривалість піднімання твердої фази з вибою свердловини становить 34,778 хв.

Для газоподібних агентів найбільш ефективно зворотне промивання при витраті газу 0,133 м<sup>3</sup>/с, внутрішньому діаметрі НКТ – 0,062 м, внутрішньому діаметрі КГТ – 0,0325 м. Тривалість піднімання твердої фази із свердловини становить 15,1 хв.

Згідно з результатами виконаних досліджень при промиванні піщаного корка водою вибірні тиски значно більші, ніж при промиванні газом. Так, при прямому промиванні пі-



щаного корка водою вибійний тиск змінюється в межах 25,4–56,44 МПа, при зворотному промиванні – 25,474–65,511 МПа. При прямому промиванні піщаного корка азотом вибійний тиск змінюється в межах 12,138 – 15,238 МПа, при зворотному промиванні – 15,038 – 15,239 МПа. До основних недоліків використання води як промивального агенту на виснажених родовищах відноситься надходження значних об'ємів води в пласт, що призводить до зниження продуктивності свердловини. Після ліквідації піщаних корків свердловини переважно працюють з нижчими дебітами газу, ніж до проведення ремонтних робіт, і потрібний тривалий час для відновлення попереднього дебіту газу.

За результатами виконаних досліджень з використання колтюбінгової установки для очищення вибою свердловини від піщаного корка можна зробити такі висновки і подати такі рекомендації.

Використання колтюбінгової установки зменшує у десять разів тривалість процесу промивання піщаного корка порівняно з використанням НКТ.

Для ліквідації піщаних корків у газових свердловинах на виснажених родовищах ефективніше застосовувати газоподібні агенти. При цьому мінімізується надходження промивального агента у привибійну зону пласта, що сприяє збереженню продуктивної характеристики свердловини.

## Література

- 1 Технология ликвидации пескопроявлений в нефтяных скважинах [Текст] / [Исмагилов Ф. З., Кадыров Р. Р., Жиркеев А. С. и др.] // Сборник научных трудов ТатНИПИ-нефть. – 2010. – С. 223-229.
- 2 Поліник М. М. Колтюбінг в нафтогазовидобуванні [Текст] / М. М. Поліник, В. М. Ясюк, Р. С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2014. – 336 с.
- 3 Сахабутдинов Р. Р. Разработка технологий ремонта газовых скважин без глушения (на примере Уренгойского газонефтеконденсатного месторождения) [Текст] : автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук: спец. 25.00.15 – “Технология бурения и освоения скважин” / Сахабутдинов Рустам Рамилевич; Уфимский госуд. нефтяной техн. ун-т. – Уфа, 2005. – 24.
- 4 Копей Б. В. Очищення вибою свердловин від піску використанням колони гнучких труб / Б. В. Копей, О. О. Кузьмін // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 4. – С. 80-84.
- 5 Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
- 6 Эксплуатация свердловин у нестійких колекторах [Текст] : Монографія / В. С. Бойко, І. А. Франчук, С. І. Іванов, Р. В. Бойко. – К.: Книгодрук, 2004. – 400 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
29.01.15*

*Рекомендована до друку  
професором Коцкуличем Я.С.  
(ФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук Акульшиним О.О.  
(ПАТ «Український нафтогазовий інститут»,  
м. Київ)*