

Наука — виробництву

УДК 622.276.054

ОЧИЩЕННЯ ВИБОЮ СВЕРДЛОВИНИ ВІД ПІСКУ ВИКОРИСТАННЯМ КОЛОНИ ГНУЧКИХ ТРУБ

Б.В.Копей, О.О.Кузьмін

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40534
e-mail: koreyb@nuing.edu.ua

Авторами запропоновано схеми та обладнання для промивки свердловини від піску із використанням колони гнучких труб з струминним насосом чи гідромоніторною насадкою. Дані колони гнучких труб з струминним насосом чи гідромоніторною насадкою повинні виконувати функцію очистки свердловини від піску і механічних домішок практично для всіх типорозмірів свердловинних насосів, як зарубіжного так і вітчизняного виробництва.

Ключові слова: пісок, пластовий флюїд, колтюбінг, струминний насос, гідромоніторна насадка, технологічна схема.

Авторы предложили схему и оборудование для промывки нефтяной скважины от песка с применением колонны гибких труб со струйным насосом или гидромониторными насадками. Колонна колтюбинга со струйным насосом или гидромониторными насадками должны выполнять функцию очистки забоя скважины от песка и механических частиц практически для всех типов и размеров скважинного насоса, как зарубежного, так и отечественного производства.

Ключевые слова: песок, пластовый флюид, колтюбинг, струйный насос, гидромониторная насадка, технологическая схема

Authors have offered scheme and equipments for washing of oil well from sand with the use of column of flexible pipes with a jet pump or hydromonitor nozzles. The columns of coiled tubing with a jet pump or hydromonitor nozzles must execute the function of cleaning of well from sand and mechanical particles practically for all types and dimensions of oil well pumps, as foreign or domestic production.

Keywords: sand, formation fluid, coiled tubing, jet pump, hydromonitor nozzle, technologic scheme

Під час експлуатації нафтових і газових пластів, складених сипкими пісками або слабо-цементованими пісковиками, у свердловину разом з нафтою і газом можуть поступати велика кількість піску.

Однією з найважливіших причин, що спричиняє зменшення дебіту свердловини, а також зменшення міжремонтного періоду через зношування вузлів свердловинного насосного устаткування є виніс разом з продукцією свердловини піску та механічних домішок [1].

Пісочна пробка блокує значну частину нафто-газонасиченої частини товщини пласта (від 30-70%). Причому сама пробка з часом ущільнюється, за рахунок витискання рідини із неї при створенні депресії на пласт під час відбору [2], що значно ускладнює її подальше вилучення.

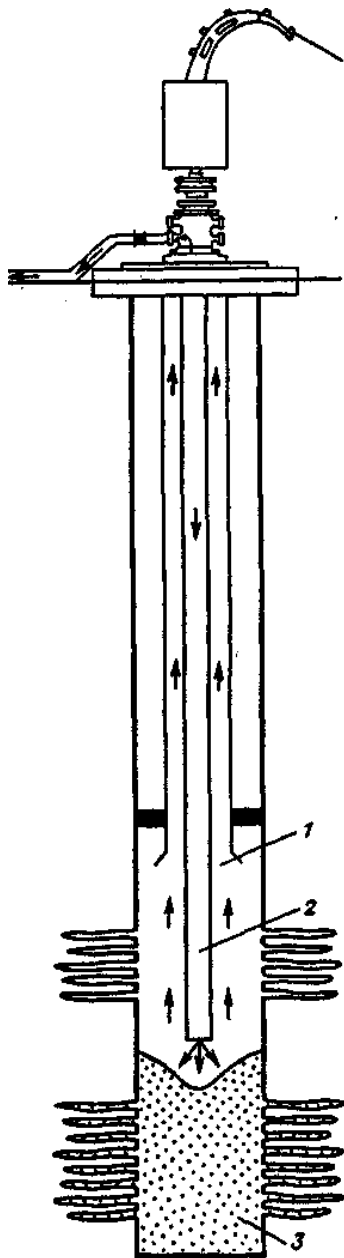
Поява піску на вибої свердловини може бути обумовлена осіданням частинок пласта, що виносяться через перфораційні отвори в експлуатаційній колоні у внутрішню порожни-

ну свердловини. Цей процес відбувається практично у всіх нафтових і газових свердловинах, і його інтенсивність визначається механічними властивостями продуктивного пласта.

Незалежно від причин появи піску для забезпечення нормальної експлуатації свердловини його слід видаляти. При цьому негативна дія на пласт повинна бути мінімальною.

При виборі устаткування для виконання подібних робіт потрібно мати на увазі, що довжина колони гнучких труб (КГТ), що містяться на котушці барабана агрегату, повинна бути не менше глибини вибою свердловини [3].

Очищення експлуатаційної колони (або вибою) від піску здійснюють за допомогою внутрішньосвердловинного устаткування, схема якого для виконання даної операції показана на рис. 1. У гирла свердловини розташовують агрегат з колоною гнучких труб, насосний агрегат, буферну ємкість для прийому промивальної рідини, що піднімається із свердловини.



1 - рідина з частинками піску, що піднімається на поверхню; 2 - полімерний гель, що закачується в свердловину; 3 - пісок

Рисунок 1 – Схема внутрішньосвердловинного устаткування у процесі промивання вибою свердловини

Основною вимогою до останньої є здатність її виносити тверді частинки зі свердловини, що необхідне і при бурінні, і при підземному ремонті свердловин. Під час роботи з колонами гнучких труб виконання цієї вимоги набуває особливої важливості, оскільки їх використання накладає певні обмеження на ефективність даного процесу.

Як промивальні використовують два типи рідин – ньютонівські і неньютонівські. До першої групи відносяться вода, соляні розчини на воді, вуглеводневі рідини (дизельне паливо, очищена нафта і тому подібне). Всі вони мають постійну в'язкість.

Другу групу складають бурові розчини і гелі. Для них характерна наявність залежності в'язкості від умов течії, вони володіють яскраво вираженими релаксаційними властивостями, а залежність між швидкістю і напруженою зсуву у них нелінійна.

Крім описаних, використовують рідини, що стискаються, тобто містять газ. До них же, правда, з певною умовністю можуть бути віднесені і піни, оскільки вони є газорідною емульсією. Як рідину для утворення пін використовують воду або нафту, як газ – азот. Для утворення стійкої піни додають невелику кількість ПАР (до 5-6%). Використання пін як промивальної рідини обумовлене прагненням понизити гідростатичний тиск на пласт при виконанні технологічних операцій. Важливою властивістю піни є її здатність утримувати в зваженому стані крупні тверді частинки, що не вдається іншим типам промивальних рідин. При промивці свердловин, що мають кут нахилу більш 30°, застосування пін небажано, оскільки при їх розпаді в процесі підйому по колоні ліфтових труб відбувається утворення застійних зон в місцях, де колона гнучких труб стикається з внутрішньою поверхнею ліфтових труб. У ряді випадків може утворюватися потік рідини, направлений зверху вниз, який переносить частинки піску назад на вибій. Запобігти цьому явищу можна, якщо забезпечити турбулентний режим течії промивальної рідини по всьому поперечному перетину ліфтової колони. Цьому сприяє подача в промивальну рідину азоту.

Рідини, що містять газ і піни, вимагають складніших режимів роботи устаткування. При їх використанні, як правило, необхідно забезпечувати дроселювання потоку, що піднімається, на виході з гирлової арматури.

Як промивальний агент використовують також і газ, в переважній більшості випадків – азот. До позитивних його властивостей слід віднести нетоксичність, інертність, погане розчинення у воді і вуглеводневих рідинах. Використання газу дає змогу різко понизити величину гідростатичного тиску на вибій свердловини.

Основними показниками процесу промивання свердловини є величини швидкостей в колоні гнучких труб v_r і затрубному просторі v_3 :

$$v_r = 1,274Q / d_{тр.в}^2 ;$$

$$v_3 = 1,274Q / (D_b^2 - d_{тр.з}^2) ,$$

де: $d_{тр.з}$, $d_{тр.в}$ – зовнішній і внутрішній діаметри гнучкої труби,

D_b – внутрішній діаметр труб в яких спущена КГТ,

Q – подача технологічної рідини.

Швидкість висхідного потоку при роботі з КГТ, як і при будь-якій промивці, повинна перевищувати швидкість осідання в ній твердих частинок. Ця умова справедлива для вертикальних свердловин і похилих ділянок в останніх

з відхиленням від вертикалі до 45°. Для похилих і тим більше горизонтальних ділянок свердловини процес винесення твердих частинок набагато складніший. У таких випадках відбувається утворення застійних зон в місцях контакту гнучкої труби із стінкою свердловини або експлуатаційною колоною. У цій зоні частинки піску осідають, не дивлячись на достатню середню швидкість течії. Для запобігання цьому явищу або зведенню його негативного ефекту до мінімуму необхідно забезпечувати достатню турбулентність потоку висхідної рідини.

Для оцінки можливості винесення твердих частинок потоком рідини використовують поняття сталої швидкості осідання частинок.

Стала швидкість осідання v_y сферичних твердих частинок малого розміру може бути визначена з емпіричного рівняння

$$v_y = Re(0,001 \cdot m) / D_{\text{ч}} c_{\text{ч}},$$

де: Re – число Рейнольдса для сферичних піщинок (для умов промивання піску в свердловинах воно може приймати значення 500);

m – в'язкість рідини;

$D_{\text{ч}}$ – діаметр частинок;

$c_{\text{ч}}$ – густина твердих частинок.

Аналіз рівняння свідчить, що стала швидкість осідання для частинок піску розміром 0,84 мм становить 0,128 м/с, а для 2 мм – 0,274 м/с. Оскільки гранулометричний склад піску в пробці достатньо різноманітний, то розрахунок слід проводити з урахуванням максимальних розмірів піщинок, що виносяться на поверхню. Вважається, що для забезпечення підйому 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. Якщо ньютонівська рідина не забезпечує винесення піску, необхідно використовувати піну або газ.

Основним чинником, що обмежує швидкість руху промивальної рідини у висхідному потоці, є гідродинамічні втрати на тертя в КГТ. Для їх подолання потрібно розвивати такий тиск на вході в колону, яке обмежене лише міцністю труб.

В більшості випадків основна частка гідродинамічних втрат у внутрішньосвердловинному устаткованні припадає на колону гнучких труб. Гідравлічний опір кільцевого простору приблизно на порядок менше цих втрат. Слід мати на увазі, що при концентрації твердих частинок в рідині до 360 кг/м³ в'язкість останньої практично не змінюється і при розрахунках її можна розглядати як чисту рідину. Крім вказаної межі необхідно враховувати властивості рідини, що змінюються.

Наявність твердих частинок в промивальній рідині, що піднімається по кільцевому простору, призводить до підвищення гідростатичного тиску на вибій. Їх присутність обумовлює збільшення тиску насоса, що подає технологічну рідину в КГТ. При використанні для контролю за тиском стрілочних манометрів з шкалою,

розрахованою на максимальні величини, цей приріст може бути і непомітний операторові. Проте якщо густину рідини підбиралася недостатньо точно і є небезпека поглинання її пластом, то може виникнути наступна ситуація. При збільшенні гідростатичного тиску технологічна рідина йтиме в пласт. При цьому її витрата у висхідному потоці зменшиться, а густина останнього весь час зростатиме, що спричинить подальше збільшення гідростатичного тиску. Цей процес йтиме до тих пір, поки не відбудеться повна втрата циркуляції, пісок опуститься по кільцевому простору вниз і відбудеться прихоплення колони гнучких труб. Подібна ситуація і її розвиток мають прямі аналоги при проведенні бурових робіт.

Тому при плануванні операцій по видаленню піщаних пробок необхідно передбачати можливість витоку рідини пласта в пласт і мати її запас. Концентрація твердих частинок, що складають пробку в технологічній рідині, що піднімається по кільцевому простору, визначається швидкістю переміщення КГТ в пробці.

При видаленні одиночної рихлої пробки концентрація твердих компонентів в рідині, що піднімається, мала і практично не робить впливу на гідростатичний тиск. При очищенні колони достатньо великої довжини з декількома пробками слід контролювати витрату технологічної рідини з кільцевого простору. В тому випадку, якщо витрата рідини зменшується або припиняється взагалі, необхідно підняти колону, продовжуючи закачування рідини до відновлення циркуляції.

Фахівці американських і канадських фірм, що виконують подібні роботи, рекомендують обмежувати швидкість спуску КГТ до 9-12 м/хв, якщо положення пробки невідоме. Якщо воно встановлене, швидкість може бути збільшена до 18 м/хв. В процесі спуску КГТ повинна підтримуватися безперервна циркуляція рідини. Небажано також залишати КГТ нерухомою протягом тривалого часу.

Після розмивання пробки або її ділянки потрібно продовжувати промивку без зміни глибини підвіски КГТ до тих пір, поки з кільцевого простору не буде винесений весь об'єм піску. При подальшому спуску колони слід контролювати навантаження на транспортер - вона повинна монотонно збільшуватися пропорційно глибині спуску. Періодично через 300 м доцільно перевіряти зусилля, необхідне для підйому колони.

Під час руйнування щільної пробки може виникнути ситуація, коли пробка сприйме вагу КГТ і її переміщення припиниться. Таке положення однозначно відбивається на показках індикатора ваги колони і манометра, який реєструє тиск, що розвивається насосом, – показання першого приладу зменшуються, а другого збільшуються. Після визначення верхньої межі пробки колону гнучких труб підводять на 3-5 м і збільшують подачу промивального насоса до розрахункової величини. Швидкість переміщення колони при руйнуванні подібної пробки складає 1-3 см/с. Якщо цей інтервал достатній

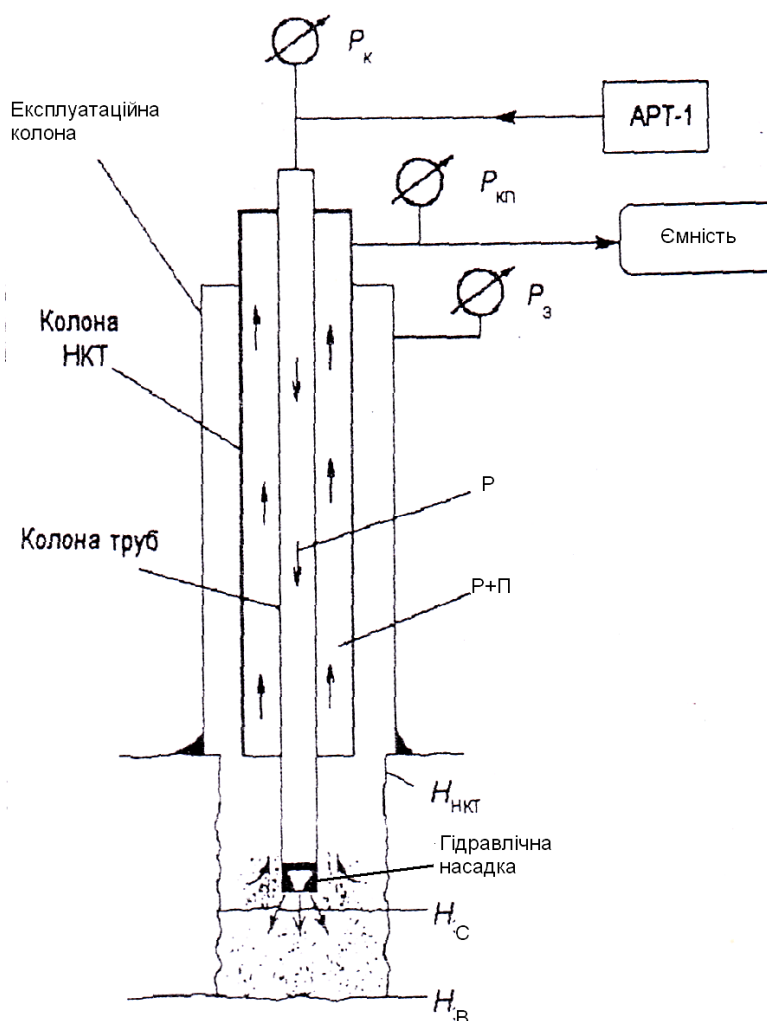


Рисунок 2 – Розміщення підземного обладнання для промивання свердловини від піску із використанням колони гнучких труб з гідравлічними насадками

для утворення об'єму, в якому пісок знаходиться в зваженому стані за рахунок турбулізації рідини що закінчується з КГТ потоком, то при вході в колону ліфтових труб швидкість підйому різко зростає і процес винесення піщаних частинок йде нормально. Якщо ця умова не дотримується, то верхня межа розташування зважених частинок знаходиться нижчим за башмак ліфтової колони. В цьому випадку пісок не вивозитиметься на поверхню.

Для забезпечення ефективного винесення піску використовують піни або полімерні гелі, що готуються на водній основі і, що мають підвищений опір зсуву і низьку в'язкість.

Досягши башмака ліфтової колони і по мірі підходу до вірогідної точки знаходження піску швидкість спуску зменшують до середнього значення. Момент зіткнення наконечника гнучкої труби з піщаною пробкою визначають по індикатору навантаження - величина зусилля в точці підвісу труби різко зменшується, а тиск, що розвивається промивальним насосом, зростає.

Для підвищення ефективності процесу руйнування пробки використовують насадки на КГТ різної конструкції. Всі вони засновані на

ефекті гідромонітора, а відрізняються числом отворів і напрямом. Втрати тиску на подібних насадках можуть досягати 17 МПа. Схема розміщення свердловинного обладнання при використанні насадок показана на рис. 2

Для зменшення гідростатичного тиску на пласт при видаленні піщаних пробок існують способи, засновані на застосуванні струминного насоса, що спускається на двох коаксіально розташованих колонах гнучких труб. При цьому проблеми з винесенням піску не виникає, оскільки швидкості і низхідного, і висхідного потоків промивальної рідини достатньо великі. Позитивною властивістю даного способу є і те, що гідростатичний тиск рідини, що знаходиться в свердловині і впливає на пласт, може бути зведене до мінімуму. Використання даного способу промивання може бути реалізоване тільки при достатньому внутрішньому діаметрі труб, в яких відбувається переміщення коаксіальних колон гнучких труб (рис. 3).

Всі вищеописані проблеми виникають і вирішуються при прямому способі промивання, коли технологічна рідина прямує до пробки через колону гнучких труб. Не дивлячись на поради не допускати попадання у внутрішню

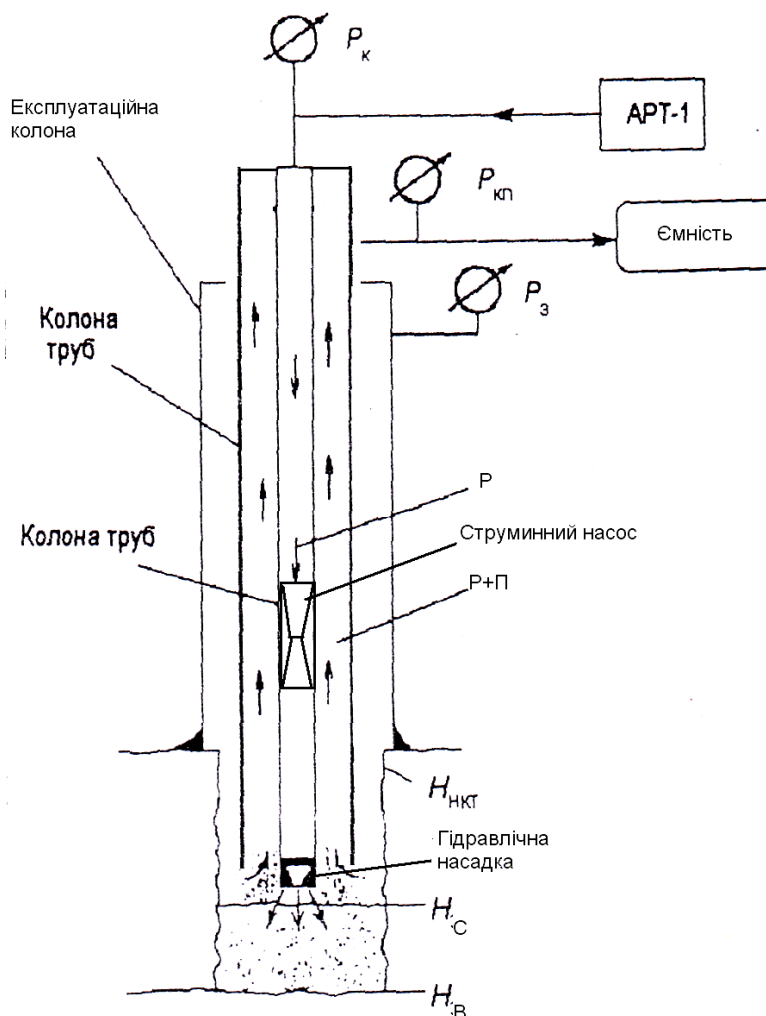


Рисунок 3 – Розміщення підземного обладнання для промивання свердловини від піску із використанням колони гнучких труб з струминним насосом

порожнину піску і інших компонентів пробки, є думка про доцільність використання зворотної промивки. Всі питання про переваги і недоліки прямої і зворотної схем промивок при видаленні пробки досить добре розроблені для традиційних способів ПРС. В даному випадку вони залишаються справедливими. Основним побочуванням і аргументом проти використання схеми зворотної промивки є можливість закупорки КГТ продуктами, що формують пробку. Крім того, при подачі рідини в кільцевий простір може відбутися втрата стійкості колони гнучких труб у верхній частині і її змінання. Практичні експерименти і попередні розрахунки режимів виконання зворотної промивки показують, що як технологічні рідини в даному випадку можна використовувати тільки нестискувані рідини. Природно, що зворотні клапани на КГТ і які-небудь інші пристрої, що попереджують проникнення і рух рідини в одному напрямі по колоні і всьому тракту її течії, встановлюватися не повинні.

Таким чином, запропоновано схеми та обладнання для промивки свердловини від піску із використанням колони гнучких труб з стру-

минним насосом чи гідромоніторною насадкою.

Література

- 1 Експлуатація свердловин у нестійких колекторах: Монографія / [Бойко В.С., Франчук І.А., Іванов С.І., Бойко Р.В.]. – К., 2004. – 400 с.
- 2 Васильев А.В. Технологии очистки забоя скважины от песка с использованием колтюбинговой установки / Васильев А.В., Дубенко В.Е., Гунькина Т.А. // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 11. – С.46-49.
- 3 Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб / Вайншток С.М., Молчанов А.Г., Некрасов В.И., Чернобровкин В.И. – М.: Издательство Академии горных наук, 1999. – 224 с.: ил. ISBN 5-7892-003В-9.

Стаття постуила в редакційну колегію
12.10.09

Рекомендована до друку професором
Петриною Ю.Д.