

додати до максимальних прогинів країв даної за (10-12) (для встановлення впливу суміжних і несуміжних ділянок).

Оскільки вигини $w_{eAi}(x)$ стінок неоднакові у муфти та труби, то вони утворюють додатковий натяг $\Delta_{ei}(x)$

$$\Delta_{ei}(x) = w_{eTi}(x) - w_{eMi}(x), \quad (28)$$

який треба додавати до радіального натягу $\Delta(x)$ в системі рівнянь (16) і у формулі остаточно контактного тиску (21).

Висновки

Стінки муфти і труби у з'єднанні з натягом одержують осесиметричні вигини, які змінюють тиск на контактних поверхнях. Але ці вигини лінійно залежать як від гідравлічних, так і від контактних тисків. Рівняння балансу вигинів і натягу теж лінійне, що дає можливість скласти систему лінійних рівнянь і визначити контактні тиски на кожній ділянці. У цих рівняннях для муфти і труби можна врахувати такі чинники: неоднакове температурне розширення через зміну натягу; радіальну складову розподіленого осьового навантаження через додатковий тиск у гострокутній різьбі; ексцентриситет прикладання осьової сили через додаткові вигини ділянок.

піщані чи піщано-глинисті пробки, що супроводжується поступовим зниженням дебіту і в решті-решт самоглушінням свердловини. Більшість свердловин, що експлуатують нестійкі колектори нафти і газу, обладнані фільтрами, а тому основний процес утворення піщаної пробки відбувається саме в зоні розміщення фільтра свердловини (в перфорованій трубі).

Рух піску у фільтровій зоні свердловини (в перфорованій трубі) можна віднести до руху у вертикальній трубі. У загальному випадку виділяють такі види осадження частинок [1]:

Література

1. Мочернюк Д.Ю. Исследование и расчет резьбовых соединений труб, применяемых в нефтедобывающей промышленности. – М.: Недра, 1970. – 136 с.
2. Билык С.Ф. Герметичность и прочность конических резьбовых соединений труб нефтяного сортамента. – М.: Недра, 1981. – 362 с.
3. Кулинин Т.М., Палійчук І.І. Крайові вигини стінок муфт і труб, з'єднаних з натягом // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 2 (11). – С.28-34.
4. Чернов Б.О., Кулинин Т.М., Палійчук І.І. Деформації елементів муфтового з'єднання обсадних труб з герметизуючою втулкою // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 4 (5). – С.56-60.

УДК 622.276.32

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ РУХУ ПІСКУ У ФІЛЬТРОВІЙ ЗОНІ СВЕРДЛОВИНИ

¹В.С.Бойко, ²В.М.Ясюк, ³С.І.Іванов, ²Л.П.Мельник, ¹О.В.Бурачок

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 994196, e-mail: public@nung.edu.ua

²ДАТ “Чорноморнафтогаз”, 95000, Україна, АР Крим, м. Сімферополь, просп. Кірова / провул. Совнаркомівський, 52/1, тел. (+38 0652) 523408, e-mail: office@gas.crimea.ua

³ТОВ “Оренбурггазпром”, 460021, Росія, м. Оренбург, вул. 60 років Жовтня, 11, тел. (+7 3532) 332002, e-mail: orenburggazprom@ogp.ru

Рассмотрены граничные условия выноса частиц песка на поверхность на основе критериев Рейнольдса и Архимеда. Предложена зависимость для расчета граничной скорости выноса песка.

There has been observed the conditions of sand particles production into the surface according to the criterions of Reynold and Archimed. There has been proposed the formula for calculation of boundary value of sand production velocity.

Пісковими називають свердловини, в продукції яких міститься пісок від часток відсотка до 1-2% і більше. Оскільки вміст піску в продукції свердловин визначити важко, то його здебільшого і не визначають, а до піскових відносять свердловини, коли в них на вибої за той чи інший період експлуатації утворюються вибійні

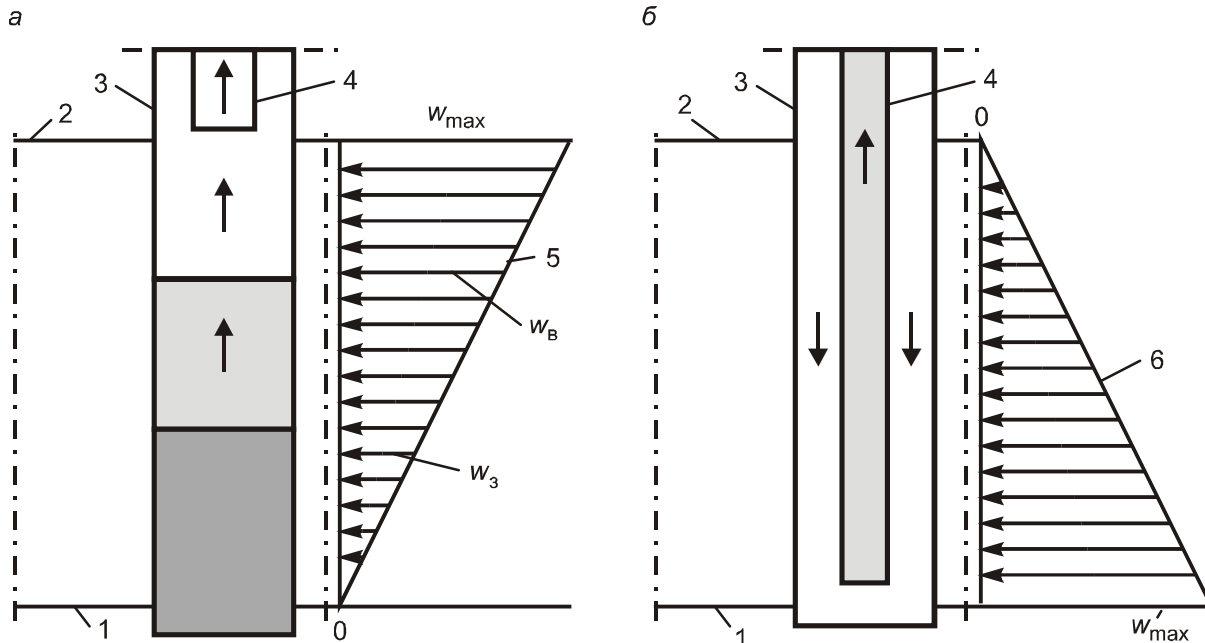
- а) вільне усталене осадження у в'язкому середовищі;
- б) неусталене у в'язкому середовищі;
- в) стиснуте у в'язкому середовищі.

Дослідження руху піску у фільтровій зоні проведемо на основі стиснутого осадження частинок піску у в'язкому середовищі [1].

Проблемі винесення піску зі стовбура свердловини на поверхню присвячено чимало робіт [1-4] як теоретичного, так і практичного плану. Аналітичні дослідження процесу руху піску в межах фільтра свердловини (в перфорованій трубі) зі шляховим припливом рідини не виконувалися, хоч якраз у фільтровій зоні утворюються вибієнні піщані пробки. Тому нами вивчено вплив шляхового припливу рідини на стан шару піску в перфорованій трубі.

Розглянемо процес руху піску в межах фі-

швидкості висхідного потоку рідини (газу) у стовбурі свердловини в межах від нижніх до верхніх отворів інтервалу перфорації (фільтра) зростає від нуля (за $z=0$) до максимальної значини w_{max} (за $z=h$), яка відповідає дебіту свердловини (див. рис. 1, а). Послідовно на деякій висоті вона стає рівною критичній швидкості, яку називають швидкістю псевдорозрідження (зависання) частинок w_3 , а вище – швидкості винесення $w_в$. Таким чином, нижче рівня швидкості зависання w_3 у стовбурі може існу-



1, 2 – підшова і покрівля продуктивного пласта; 3 – експлуатаційна колона; 4 – піднімальні труби; 5, 6 – епюри швидкостей

Рисунок 1 – Епюри швидкостей руху рідини у стовбурі свердловини (а) і в затрубному просторі (б) за різного розміщення башмака НКТ у зоні інтервалу перфорації

льтра свердловини зі шляховим припливом рідини вздовж нього. Для винесення піску із вибою на поверхню необхідно створити достатньо високі швидкості руху рідини у стовбурі свердловини. Припускаємо, що на загальній довжині h перфорованої труби (фільтра свердловини) рівномірно розміщено отвори припливу рідини. Витрату рідини вздовж фільтра за рівномірного припливу записуємо в першому наближенні так:

$$q(z) = q_0 \frac{z}{h}, \quad (1)$$

а швидкість руху рідини

$$w_p(z) = w_0 \frac{z}{h}, \quad (2)$$

де: q_0 – витрата рідини в кінці фільтра за $z = h$ (дебіт свердловини); h – товщина продуктивного пласта (довжина фільтра); z – вертикальна координата, яка відраховується від підшови

пласта; $w_0 = \frac{q_0}{F}$ – швидкість руху рідини w_p за $z = h$; F – площа прохідного перерізу перфорованої труби.

вати тільки насипний шар піску, відтак від рівня w_3 до рівня $w_в$ – псевдорозріджений шар, а вище піщинки рухаються разом з рідиною і виносяться потоком.

Оскільки піщана пробка в інтервалі її знаходження може зменшувати величину припливу рідини (газу) з цього інтервалу на 1-2 порядки (в разі пошарового залягання проникних і непроникних порід), то швидкість потоку через пробку зменшується. Значить, у просторі місцезнаходження рівнів значин швидкостей зависання w_3 і винесення $w_в$ переміщуються вгору, а це призводить до зростання висоти пробки в інтервалі фільтра. Тобто, в ході експлуатації свердловини частина піщинок, що заносяться з пласта, осаджується у стовбурі, висота пробки збільшується, дебіт свердловини при цьому зменшується, умови для винесення піску на поверхню погіршуються.

Якщо башмак піднімальних труб встановити біля нижніх отворів перфорації, то піщинки, що виносяться з пласта, за будь-якої швидкості потоку надходять до башмака піднімальних труб, оскільки в затрубному просторі маємо спадний потік. Епюра швидкостей руху рідини

в затрубному просторі свердловини буде оберненою до розглянутої вище, тобто в межах від верхніх до нижніх отворів фільтра швидкість зростатиме від нуля до найбільшої значини w'_{\max} , яка відповідає дебіту свердловини (див. рис. 1, б). Якщо швидкість у піднімальних трубах буде не меншою від величини швидкості винесення w'_B , то на вибої і в піднімальних трубах пісок не накопичуватиметься.

За $z \leq z_{\text{кр}}$ швидкість $w \leq w_{\text{кр}} = w_3$ і шар піску може перебувати в нерухомому насипному стані. На основі (1) запишемо критичну висоту насипної піщаної пробки у фільтрі (див. рис. 1, а)

$$\frac{z_{\text{кр}}}{h} = \frac{w_3}{w_0}, \quad (3)$$

або, якщо взяти $w_0 = w_B$, найбільшу висоту насипної піщаної пробки за умови можливої подальшої роботи свердловини (без урахування зменшення дебіту через накопичення пробки),

$$\frac{z'_{\text{кр}}}{h} = \frac{w_3}{w_B}. \quad (4)$$

Для розрахунку швидкості відносного руху піску в рідині використаємо формулу В.Д.Горошка зі співавторами [3]

$$\text{Re} = \frac{\text{Ar} m_{\text{п}}^{4,75}}{18 + 0,6\sqrt{\text{Ar} m_{\text{п}}^{4,75}}}, \quad (5)$$

з якої за $m_{\text{п}} = 0,4$ маємо формулу для визначення швидкості w_3

$$\text{Re}_{\text{кр}} = \frac{\text{Ar}}{1400 + 5,22\sqrt{\text{Ar}}}, \quad (6)$$

а за $m_{\text{п}} = 1$ – для швидкості w_B

$$\text{Re}_B = \frac{\text{Ar}}{18 + 0,6\sqrt{\text{Ar}}}, \quad (7)$$

де: $\text{Re} = \frac{w d_{\text{ч}}}{\nu}$ – число Рейнольдса;

$\text{Ar} = \frac{g d_{\text{ч}}^3}{\nu^2} \left(\frac{\rho_{\text{ч}}}{\rho} - 1 \right)$ – число Архімеда; $d_{\text{ч}}$, $\rho_{\text{ч}}$ – діаметр і густина матеріалу частинки; ν , ρ – кінематичний коефіцієнт в'язкості і густина рідини; g – прискорення вільного падіння; $m_{\text{п}} = 1 - \phi$ – коефіцієнт пористості псевдорозрідженого шару; ϕ – дійсний об'ємний вміст піску в рідині.

Тоді найбільша висота насипної піщаної пробки

$$\frac{z'_{\text{кр}}}{h} = \frac{w_3}{w_B} = \frac{18 + 0,6\sqrt{\text{Ar}}}{1400 + 5,22\sqrt{\text{Ar}}}, \quad (8)$$

а для дуже дрібненьких частинок ($\text{Ar} < 20$) у ламінарній області (коли $0,6\sqrt{\text{Ar}} \ll 18$ і $5,22\sqrt{\text{Ar}} \ll 1400$)

$$\frac{z'_{\text{кр}}}{h} \leq \frac{18}{1400} = 0,0129 \quad (9)$$

і для великих частинок ($\text{Ar} > 10^4$) у турбулентній області (коли $0,6\sqrt{\text{Ar}} \gg 18$ і $5,22\sqrt{\text{Ar}} \gg 1400$)

$$\frac{z'_{\text{кр}}}{h} \leq \frac{0,6\sqrt{\text{Ar}}}{5,22\sqrt{\text{Ar}}} = 0,115. \quad (10)$$

Звідси впливає важливий практичний висновок, що у високодебітних свердловинах (див. рис. 1, а) висота насипної піщаної пробки на вибої може складати 1,3...11,5 % від загальної довжини фільтра без урахування зменшення дебіту через накопичення пробки.

Швидкість винесення піщинок із (7) виражається формулою

$$w_B = \frac{\nu}{d_{\text{ч}}} \frac{\text{Ar}}{18 + 0,6\sqrt{\text{Ar}}}, \quad (11)$$

а цій швидкості відповідає дебіт свердловини

$$Q_B = w_B F. \quad (12)$$

Так, якщо $d_{\text{ч}} = 0,35$ мм (найбільш великі фракції нафтового піску), $\nu = 5 \cdot 10^{-6}$ м²/с (безводна нафта), $\rho = 850$ кг/м³; $\rho_{\text{ч}} = 2600$ кг/м³, $F = 136,8 \cdot 10^{-4}$ м² (обсадні труби з внутрішнім діаметром 132 мм), то число Архімеда

$$\text{Ar} = \frac{9,81 \cdot 0,35^3 \cdot 10^{-9}}{5^2 \cdot 10^{-12}} \left(\frac{2600}{850} - 1 \right) = 34,638, \quad (13)$$

швидкість винесення частинок

$$w_B = \frac{5 \cdot 10^{-6}}{3,5 \cdot 10^{-3}} \frac{34,638}{18 + 0,6\sqrt{34,638}} = 0,023 \text{ м/с}, \quad (14)$$

якій відповідає дебіт свердловини

$$Q_B = 0,023 \cdot 136,8 \cdot 10^{-4} = 0,315 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} = 27,2 \text{ м}^3/\text{доб}. \quad (15)$$

Звідси отримуємо важливе практичне завдання – вибір такого режиму експлуатації свердловини, який би забезпечив максимальне винесення піску на поверхню, з метою запобігання утворення піщаної пробки у фільтровій зоні, або підтримування її на гранично-допустимому рівні.

На практиці це завдання вирішується шляхом регулювання дебіту свердловини. Якщо дебіт свердловини $Q > Q_B$, то завдання вважається вирішеним певною мірою без урахування можливості утворення вибіної пробки під час експлуатації.

Якщо $Q < Q_B$, то використовують один з таких методів:

- зменшення площі перерізу потоку F шляхом зменшення діаметра труб;
- здійснення підпомповування (доливання) чистої нафти в кільцевий простір;
- застосування штангово-насосного устаткування з трубчастими штангами.

Розглянемо кожний із цих методів.

Мінімальний дебіт винесення, як було зазначено вище, дорівнює $Q_{\min} = w_B F$. Для іншого діаметра труб за умови постійного дебіту свер-

дловини $w_b F_{\text{поч}} = wF$ впливає, що зі зменшенням F зростає w .

У загальному випадку в межах фільтрової зони в нестійких колекторах завжди має місце утворення вибієної піщаної пробки. Якщо є переконливі підстави вважати товщину продуктивного пласта однорідною (без непрониких шарів), то з гідродинамічних позицій наявність піщаної пробки зводиться до гідродинамічної недосконалості свердловини за ступенем розкриття пласта. Тоді можна оцінити дебіт свердловини за записаною вище формулою і за одною із відомих формул дебіту гідродинамічно недосконалої свердловини в однорідному пласті [5], а відтак зробити висновок про допустимість експлуатації свердловини без хвостових труб у межах фільтрової зони, хоч через пробку в однорідному пласті надходить менша кількість рідини, а це призводить до зростання висоти пробки. Рідина при цьому припливає у свердловину через меншу площу бокової поверхні перфорованого інтервалу, збільшується швидкість руху рідини в привибійній зоні, інтенсифікуються суфозія і поступлення піску у свердловину. Тому обгрунтованим слід вважати опускання НКТ до нижніх отворів перфорації чи таке ж опускання хвостових труб.

У випадку підпомповування рідини в затрубний простір кількість рідини, необхідної на одну операцію для періодичного підпомповування, беруть рівною об'єму свердловини від башмака піднімальних труб до нижніх отворів фільтра за умови заміни всієї рідини, в якій міститься пісок. У ряді випадків доцільним може бути постійне подавання (наливання, підпомповування) рідини в затрубний простір свердловини. Витрата рідини, яку постійно подають у свердловину, повинна бути рівною необхідній мінімальній витраті Q_{min} за відрахування існуючого дебіту свердловини. Як рідину для підпомповування переважно застосовують чисту нафту, особливо, коли пісок у своєму складі містить глинисті частинки. Нафта є найкращою рідиною для підпомповування у свердловини, що дають чисту нафту або нафту з незначним вмістом води. Проникаючи в пласт під час промивання, вона не знижує ефективної проникності порід привибійної зони. За наявності у привибійній зоні вільного газу проникання в пласт нафти збільшує нафтопроникисті порід, оскільки частина газу розчиняється в цій нафті. Це полегшує пуск свердловини в роботу і забезпечує нормальний приплив рідини з пласта в період освоєння. Для покращання винесення піску під час підпомповування застосовують важкі нафти з великою в'язкістю [6].

Застосування води для підпомповування може викликати осадження дрібнодисперсних частинок глини, утворення щільної пробки і, внаслідок цього, припинення припливу рідини з пласта. Воду для підпомповування можна застосовувати тільки в тих випадках, коли продукція свердловини значно обводнена. Для запобігання негативного впливу води на пласт слід використовувати пластову воду або додавати до води ПАР.

Підпомповуванням рідини в затрубний простір можна досягнути будь-якої бажаної концентрації піску в потоці рідини від вибою до гирла і одночасно усунути можливість прихоплення труб чи помпи піщаною пробкою (оскільки хвостовик чи помпа омиваються потоком чистої рідини без піску, що подається в міжтрубний простір).

Для експлуатації дуже малодобітних свердловин з піском успішно застосовують трубчасті штанги, в якості яких беруть труби діаметром 48 мм [6]. У звичайному устаткуванні з трубною помпою пісок під час осадження з піднімальних труб легко потрапляє в зазор плунжерної пари і викликає заклинювання плунжера. В устаткуванні з трубчастими штангами він не може потрапити в зазор плунжерної пари, але за великої висоти осаду в трубчастих штангах може вийти з ладу нагнітальний клапан. Порівняно зі вставним насосом тут неможливим є заклинювання нижніх штанг за будь-якої концентрації піску у відпомповуваній рідині.

Таким чином, вибір режиму експлуатації будь-якої свердловини, в продукції якої є пісок, полягає перш за все в тому, щоб на всьому шляху від вибою до гирла забезпечити винесення максимальної кількості піску як у межах фільтрової зони, так і вздовж експлуатаційної колони і піднімальних труб.

Література

1. Бойко В.С., Франчук І.А., Іванов С.І., Бойко Р.В. Експлуатація свердловин у нестійких колекторах: Монографія. – К., 2004. – 400 с.
2. Гідродинаміка газожидкостних смесей в трубах / В.А.Мамаев и др. – М.: Недра, 1969. – 208 с.
3. Горошко В.Д., Розенбаум Р.Д., Годес О.М. Приближенные закономерности гидравлики взвешенного слоя и стесненного падения // Изв. вузов: Нефть и газ. – 1958. – № 1. – С. 47-53.
4. Дослідження вільного усталеного осадження піску у в'язкому середовищі / Бойко В.С., Франчук І.А., Іванов С.І., Поліщук С.П. // Науковий вісник Івано-Франківського національного університету нафти і газу. – 2003. – №2 (6). – С. 19-24.
5. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. – К.: ІСДО, 1995. – 496 с.
6. Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами. – М.: Недра, 1979. – 213 с.