

Винахід належить до нафтової та газової промисловості, а саме до визначення накопичення у газових та газоконденсатних свердловинах рідини, що складається із суміші пластової води і газового конденсату.

Накопичення рідини призводить до зменшення дебіту свердловин по вуглеводням, тобто по газу і газовому конденсату, і може стати причиною повного припинення роботи свердловин. Тому ефективне визначення накопичення рідини має важливе значення, оскільки дозволяє вчасно установити, які свердловини потребують видалення рідини, що дає можливість збільшити видобуток вуглеводневої сировини.

Відомий спосіб визначення обводнювання газової свердловини, заснований на залежності між відношенням концентрацій іонів HCO_3^{-1} і Cl^{-1} в відсепарованій пластовій воді та її мінералізацією у процесі обводнювання (див. а.с. СРСР № 857451, М. кл. 3 Е 21 В 43/32, опубл. 23.08.81 р., Бюл. № 31).

Недоліками цього способу є:

1) низька точність визначення накопичення рідини у свердловині, оскільки за цим способом неможливе визначення величини накопичення рідини, а визначається лише факт такого накопичення;

2) неможливість визначення накопичення усієї рідини у свердловині, тому що визначається накопичення лише одного компоненту рідини - пластової води і не враховується наявність газового конденсату.

Відомий також спосіб визначення накопичення рідини у свердловинах, що включає вимірювання дебіту свердловини по газу та тиску газу, при якому критерієм для визначення накопичення рідини є відносна швидкість газорідинної суміші в даній конкретній свердловині (див. "Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата". Справочное руководство в 2-х томах. Том I. М., Недра, 1984, стр.162).

Відносна швидкість газорідинної суміші у свердловині визначається по наступному виразу:

$$u = \frac{w_{\text{см}}}{w_*}; \quad (1)$$

де: u - відносна швидкість газорідинної суміші у свердловині;

$w_{\text{см}}$ - абсолютна швидкість газорідинної суміші у свердловині, м/с;

w_* - так звана "швидкість реверса", м/с.

Абсолютна швидкість газорідинної суміші розраховується по формулі:

$$w_{\text{см}} = \frac{4(Q_{\text{г}} + Q_{\text{р}})}{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot 24 \cdot 3600};$$

де: $Q_{\text{г}}$ - дебіт свердловини по газу при вибійних значеннях тиску газу і температури, м³/доб;

$Q_{\text{р}}$ - дебіт свердловини по рідині, м³/доб;

$d_{\text{вн}}$ - внутрішній діаметр насосно-компресорних труб, м.

Швидкість реверса визначається по виразу:

$$w_* = 3,3 \left[\frac{g \cdot \sigma \cdot \rho_{\text{р}}^2}{(\rho_{\text{р}} - \rho_{\text{г}})} \right]^{\frac{1}{4}}; \quad (3)$$

де: g - прискорення вільного падіння $\approx 9,81 \text{ м/с}^2$;

σ - поверхневий натяг на межі поділу рідина - газ, Н/м;

$\rho_{\text{р}}$ - густина рідини, кг/м³;

$\rho_{\text{г}}$ - густина газу при вибійних значеннях тиску газу і температури, кг/м³.

При способі визначення накопичення рідини у свердловинах по відносній швидкості газорідинної суміші u приймається:

- якщо $u \geq 1$, то вся рідина з свердловини видаляється висхідним потоком газу, тобто має місце повний винос рідини з свердловини і накопичення рідини у свердловині не відбувається;

- якщо $u < 1$, то частина рідини починає рухатися вниз проти висхідного потоку газу і це явище викликає накопичення рідини у свердловині.

Недоліками цього відомого способу є:

1) низька точність визначення накопичення рідини у свердловині, тому що за цим способом не можна визначити величину накопичення рідини, а визначається лише наявність такого накопичення;

2) необхідність проведення спеціальних вимірів у свердловині, пов'язаних в тому числі з тушінням свердловини (наприклад, виміри тиску газу на вибої свердловини та температури газу на вибої свердловини). Глушіння свердловини може призвести до таких негативних явищ, як втрати вуглеводневої сировини і неможливість відновлення попередніх значень дебіту свердловини по газу та по газовому конденсату.

В основу винаходу покладена задача удосконалення способу визначення накопичення рідини у газових та газоконденсатних свердловинах за рахунок підвищення його точності, яка досягається тим, що знаходиться величина накопичення усієї рідини у свердловині, причому проведення вимірів, необхідних для визначення величини накопичення рідини, не пов'язане з глушінням свердловини.

Поставлена задача вирішується за рахунок того, що в способі визначення накопичення рідини у газових та газоконденсатних свердловинах, що включає вимірювання величин дебіту свердловини по газу і тиску газу, новим є те, що виміри дебіту свердловини по газу здійснюються при зміні тиску газу в газозбірному колекторі, а в якості критерію для визначення величини накопичення рідини використовують величину тиску стовпа цієї рідини в стовбурі свердловини, яка обчислюється по рівнянню:

$$P_{\text{р}} = (Q \cdot N) : M \cdot P_{\text{к}}, \quad (4)$$

де: $P_{\text{р}}$ - тиск стовпа рідини в стовбурі свердловини, ат,

Q - дебіт свердловини по газу, тис. м³/доб,

$P_{\text{к}}$ - тиск газу в газозбірному колекторі, ат,

M і N - емпіричні коефіцієнти.

Величина тиску стовпа рідини в стовбурі свердловини є кількісною характеристикою процесу накопичення рідини, а саме - між тиском стовпа рідини та величиною накопичення рідини існує співвідношення: чим більше величина тиску стовпа рідини в стовбурі свердловини, тем більше величина накопичення рідини у цій свердловині та навпаки. Ця обставина дозволяє підвищити точність визначення накопичення рідини в даній конкретній свердловині.

Відомо, що підвищення тиску газу в газозбірному колекторі, тобто протитиску, веде до зменшення дебіту свердловини по газу, а зниження цього тиску - до збільшення дебіту, тому що між цими величинами існує залежність. Авторами встановлено, що зазначена залежність може бути представлена рівнянням вигляду

$$Q = MP_K + N; \quad (5)$$

де: Q - дебіт свердловини по газу, тис. $M^3/\text{доб}$;

P_K - тиск газу в газозбірному колекторі, ат;

M і N - емпіричні коефіцієнти.

Аналіз рівняння (5) показує, що:

1) коефіцієнт M має негативний знак внаслідок зазначеного вище зменшення дебіту свердловини по газу з ростом колекторного тиску;

2) фізичне значення коефіцієнту M - це величина зменшення дебіту свердловини по газу в тис. m^3 на добу при збільшенні колекторного тиску на 1 ат;

3) фізичне значення коефіцієнту N - це дебіт даної свердловини по газу при колекторному тиску $P_K = 0$ ат.

Рівняння (5) є частковим випадком іншого, більш загального рівняння:

$$Q = M(P_K + P_p) + N, \quad (6)$$

де: P_p - тиск стовпа рідини в стовбурі свердловини, ат.

Тиск стовпа рідини в стовбурі свердловини також є протитиском, тому що впливає на дебіт свердловини по газу аналогічно тому, як впливає на дебіт тиск в газозбірному колекторі, а саме - при підвищенні тиску стовпа рідини дебіт свердловини зменшується, а при зниженні цього тиску - дебіт свердловини збільшується. Зміна величини тиску стовпа рідини на протязі часу є характеристикою процесу накопичення рідини в даній свердловині. Якщо сумарний протитиск $P_K + P_p$ досягає деякої конкретної величини, то дебіт свердловини стає рівним нулю, тому що свердловина припиняє роботу.

Шляхом перетворення рівняння (6) можна одержати вираз для обчислення тиску стовпа рідини в стовбурі даної свердловини:

$$P_p = (Q - N) : M - P_K, \quad (7)$$

У правій частині виразу (7) знаходяться чотири величини: два параметри роботи свердловини - дебіт свердловини по газу Q і тиск газу в газозбірному колекторі P_K , а також два емпіричних коефіцієнти M і N . В становлення значень емпіричних коефіцієнтів здійснюють наступним пропонуваним методом.

Проводять виміри величин дебіту свердловини по газу Q_1 і тиску газу в газозбірному колекторі P_{K1} при деякому значенні тиску стовпа рідини в стовбурі свердловини P_p . Проведення таких вимірів не пов'язане з глушінням свердловини. Відповідно до рівняння (6) можна записати:

$$Q_1 = M(P_{K1} + P_p) + N. \quad (8)$$

Потім змінюють тиск газу в газозбірному колекторі вбік його збільшення чи зменшення. Знову проводять виміри величин дебіту свердловини по газу Q_2 і тиску газу в газозбірному колекторі P_{K2} . Тепер рівняння (6) буде мати вигляд:

$$Q_2 = M(P_{K2} + P_p) + N. \quad (9)$$

Якщо зміну тиску газу в газозбірному колекторі зроблено досить швидко, то значення тиску стовпа рідини в стовбурі свердловини P_p залишається колишнім. Тоді, віднімаючи від рівняння (8) рівняння (9), в результаті перетворень одержимо вираз для коефіцієнтам:

$$M = (Q_1 - Q_2) : (P_{K1} - P_{K2}). \quad (10)$$

Потім проводять операцію видалення з стовбура свердловини рідини, що накопилася. Цю операцію виконують, наприклад, шляхом продувки свердловини на факел або за допомогою застосування піноутворюючих поверхнево-активних речовин (ПАР). Операція видалення рідини з стовбура свердловини також не потребує глушіння свердловини.

Після видалення рідини з свердловини знову проводять виміри величин дебіту свердловини по газу Q_3 і тиску газу в газозбірному колекторі P_{K3} . Оскільки рідина з свердловини видалена, $P_p = 0$ ат і рівняння (6) приймає вигляд:

$$Q_3 = MP_{K3} + N. \quad (11)$$

Підставляючи вираз для коефіцієнта M (10) в рівняння (11), в підсумку одержуємо вираз для коефіцієнта N :

$$N = Q_3 - P_{K3}(Q_1 - Q_2) : (P_{K1} - P_{K2}). \quad (12)$$

Таким чином, знаючи обчислені значення коефіцієнтів M і N та роблячи виміри дебіту даної свердловини по газу Q і тиску газу в газозбірному колекторі P_K , можна за допомогою виразу (7) знаходити величину тиску стовпа рідини P_p в стовбурі свердловини, тобто кількісно визначати величину накопичення рідини.

Послідовність дій при застосуванні запропонованого способу визначення накопичення рідини є такою:

1) спочатку проводять виміри величин дебіту даної конкретної свердловини по газу Q_1 і відповідного тиску газу в газозбірному колекторі P_{K1} , потім змінюють тиск газу в газозбірному колекторі та знову проводять виміри величин дебіту свердловини по газу Q_2 і тиску газу в газозбірному колекторі P_{K2} . Далі здійснюють операцію видалення з стовбура даної свердловини рідини, що накопилася, і ще раз проводять виміри величин дебіту свердловини по газу Q_3 і тиску газу в газозбірному колекторі P_{K3} . Як було вказано раніше, проведення вимірів дебіту свердловини по газу і тиску газу в газозбірному колекторі, а також видалення рідини з стовбура свердловини не пов'язано з глушінням свердловини;

2) на підставі даних, одержаних в підсумку проведених вимірів, розраховують по виразу (10) значення емпіричного коефіцієнту $M = (Q_1 - Q_2) : (P_{K1} - P_{K3})$ та по виразу (12) значення емпіричного коефіцієнту $N = Q_3 - P_{K3}(Q_1 - Q_2) : (P_{K1} - P_{K2})$;

3) по рівнянню (7) $P_p = (Q - N) : M - P_K$ знаходять величину тиску стовпа рідини P_p в стовбурі даної свердловини. Величина знайденого тиску стовпа рідини визначає величину накопичення рідини у даній свердловині.

Нижче наведені приклади використання запропонованого способу визначення величини накопичення рідини у газових та газоконденсатних свердловинах.

Приклад 1. Потрібно установити, чи мається в стовбурі свердловини № 1 накопичення рідини, та у випадку наявності такого явища визначити його величину.

Проводимо для свердловини № 1 два послідовних виміри величини дебіту по газу при різних значеннях тиску газу в газозбірному колекторі, при цьому одержуємо наступні дані:

$$Q_1=13,4\text{ тис.м}^3/\text{доб}; P_{к1}=22\text{ ат};$$

$$Q_2=12,7\text{ тис.м}^3/\text{доб}; P_{к2}=22,5\text{ ат}.$$

По виразу (10) обчислюємо значення коефіцієнта M:

$$M=(13,4\text{ тис.м}^3/\text{доб}-12,7\text{ тис.м}^3/\text{доб}): (22\text{ ат}-22,5\text{ ат})=-1,4\text{ тис.м}^3/\text{доб}\cdot\text{ат}^{-1}.$$

Потім після операції видалення з стовбура свердловини № 1 рідини, що натопилася, також проводимо вимір величини дебіту свердловини по газу і тиску газу в газозбірному колекторі:

$$Q_3=19\text{ тис.м}^3/\text{доб}; P_{к3}=25\text{ ат}.$$

По виразу (12) обчислюємо значення коефіцієнта N:

$$N=19\text{ тис.м}^3/\text{доб}-25\text{ ат}\cdot(13,4\text{ тис.м}^3/\text{доб}-12,7\text{ тис.м}^3/\text{доб}): (22\text{ ат}-22,5\text{ ат})=19\text{ тис.м}^3/\text{доб}+35\text{ тис.м}^3/\text{доб}=54\text{ тис.м}^3/\text{доб}.$$

За допомогою виразу (7) знаходимо величину тиску стовпа рідини в стовбурі свердловини № 1:

$$P_{р1}=(13,4\text{ тис.м}^3/\text{доб}-54\text{ тис.м}^3/\text{доб}): (-1,4\text{ тис.м}^3/\text{доб}\cdot\text{ат}^{-1})-22\text{ ат}=29\text{ ат}-22\text{ ат}=7\text{ ат}.$$

$$P_{р2}=(12,7\text{ тис.м}^3/\text{доб}-54\text{ тис.м}^3/\text{доб}): (-1,4\text{ тис.м}^3/\text{доб}\cdot\text{ат}^{-1})-22,5\text{ ат}=29,5\text{ ат}-22,5\text{ ат}=7\text{ ат}.$$

Таким чином, за допомогою запропонованого способу знайдено, що в стовбурі свердловини № 1 має місце накопичення рідини і величина тиску стовпа цієї рідини дорівнює 7 ат.

Приклад 2. Для свердловини № 2 раніше були знайдені значення емпіричних коефіцієнтів M і N, що склали відповідно:

$$M=-1,6\text{ тис.м}^3/\text{доб}\cdot\text{ат}^{-1}; N=68\text{ тис.м}^3/\text{доб}.$$

Потрібно знайти, як змінюється величина накопичення рідини в стовбурі свердловини № 2 на протязі часу.

Проводимо для свердловини № 2 три виміри величини дебіту по газу при відповідних значеннях тиску газу в газозбірному колекторі. Зазначені виміри проводимо через рівний проміжок часу - один тиждень, при цьому одержуємо наступні дані:

$$Q_1=24,8\text{ тис.м}^3/\text{доб}; P_{к1}=25\text{ ат};$$

$$Q_2=31,2\text{ тис.м}^3/\text{доб}; P_{к2}=19\text{ ат};$$

$$Q_3=26,4\text{ тис.м}^3/\text{доб}; P_{к3}=21\text{ ат}.$$

Для знаходження величини тиску стовпа рідини в стовбурі свердловини № 2 робимо обчислення по виразу (7):

$$P_{р1}=(24,8\text{ тис.м}^3/\text{доб}-68\text{ тис.м}^3/\text{доб}): (-1,6\text{ тис.м}^3/\text{доб}\cdot\text{ат}^{-1})-25\text{ ат}=27\text{ ат}-25\text{ ат}=2\text{ ат}.$$

$$P_{р2}=(31,2\text{ тис.м}^3/\text{доб}-68\text{ тис.м}^3/\text{доб}): (-1,6\text{ тис.м}^3/\text{доб}\cdot\text{ат}^{-1})-19\text{ ат}=23\text{ ат}-19\text{ ат}=4\text{ ат}.$$

$$P_{р3}=(26,4\text{ тис.м}^3/\text{доб}-68\text{ тис.м}^3/\text{доб}): (-1,6\text{ тис.м}^3/\text{доб}\cdot\text{ат}^{-1})-21\text{ ат}=26\text{ ат}-21\text{ ат}=5\text{ ат}.$$

В результаті проведених вимірів знайдено, що величина тиску стовпа рідини в стовбурі свердловини №2 постійно зростає. Таким чином, величина накопичення рідини в зазначеній свердловині протягом часу збільшується, тому необхідно приймати заходи по видаленню рідини з свердловини.

Запропонований винахід дає можливість кількісно визначати накопичення рідини у газових та газоконденсатних свердловинах за рахунок використання в якості критерію для визначення величини накопичення рідини величини тиску стовпа цієї рідини в стовбурі свердловини.

Дане технічне рішення дозволяє знаходити газові та газоконденсатні свердловини, що потребують видалення рідини, і тим самим дає можливість вчасно проводити видалення з таких свердловин рідини, що накопилася, за рахунок чого збільшуються дебіти цих свердловин по газу і газовому конденсату, тобто збільшується видобуток вуглеводневої сировини.