

М. М. Рой, канд. техн. наук, доцент (Полтавський національний технічний університет ім. Юрія Кондратюка)

ГАЗОПРОЯВИ, ПРИЧИНИ ЇХ ВИНИКНЕННЯ ТА ТЕХНОЛОГІЧНІ ПРИЙОМИ ЇХ УСУНЕННЯ

Розглянуто основні причини газопроявів, що виникають у процесі буріння свердловин, указано на необхідність їх вивчення для отримання цінної геологічної інформації та показано альтернативний підхід до способів їх усунення.

Ключові слова: газопрояви, випробування свердловин, пошукова ознака на нафту й газ.

У процесі буріння пошуково-розвідувальних свердловин на нафту й газ газопрояви є неминучим супутником процесу первинного розкриття нафтогазонасичених горизонтів, тому вони мають розглядатися як пошукова ознака на нафту й газ. Теорія й практика газометрії свердловин, викладена в наукових працях О. О. Черемісінова, М. І. Дьогтева, А. А. Фурманка, Л. І. Померанця й низки інших, розглядається саме в такому розумінні. Водночас у деякій технічній літературі, зокрема і в керівному документі “Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин ...” ставиться вимога боротьби з газопроявами (замість керування ними) і навіть ліквідації причин насичення промивальної рідини газом.

Здебільшого боротьбу з нафтогазопроявами проводять шляхом підвищення густини бурового розчину, що призводить до значного перевищення вибійного тиску над пластовим, погіршення колекторських властивостей присвердловинної частини пласта, пропуску продуктивних горизонтів, зниження механічної швидкості проходки, ускладнень та аварій у процесі буріння.

Проте, газопрояви, що супроводжують процес буріння пошуково-розвідуваль-

них свердловин, несуть цінну геологічну інформацію – про глибини залягання нафтогазонасичених пластів, їх продуктивність, величину пластового тиску в них.

Тому ліквідація газопроявів без попередніх їх досліджень призводить до втрати цінної інформації, ускладнень під час буріння і навіть іноді до значних аварій.

У працях А. І. Булатова [1], В. А. Шевцова [2], А. А. Фурманова [3], Р. В. Аветова [4] та ін. наголошується, що обважненям промивальної рідини не завжди досягається ліквідація газопроявів. Навпаки, збільшення густини промивальної рідини, особливо у випадку великої водовіддачі, часто сприяє проникненню фільтрату в пласт і витісненню газу в стовбур свердловини за рахунок протікання процесу заміщення [1, 2].

Основними причинами газопроявів у процесі буріння свердловин є [1–9]:

- фільтрація газу в стовбур свердловини в умовах, коли вибійний тиск менше пластового;
- дегазація шламу вибуреної гірської породи в стовбурі свердловини в процесі транспортування його на поверхню під час буріння;
- формування штучних зон аномально високих пластових тисків (АВПТ);

- дифузія газу;
- капілярне перетікання;
- осмотичне перетікання;
- заміщення пластового флюїду промивальною рідиною або фільтратом;
- зниження вибійного тиску у свердловині в результаті контракційного ефекту промивальної рідини та ін.

До основних можна зарахувати такі чотири причини.

Розглянемо першу з них, щоб довести, що на інтенсивність газопроявів не вплине обважнення промивальної рідини, і водночас виявити, які чинники можуть вплинути на інтенсивність газопроявів.

В умовах зниження вибійного тиску відносно пластового відбувається збудження припливу газу до стовбура свердловини. Він описується рівнянням припливу. Виходячи з цього, він описується формулою [10]

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B \left(\frac{P_{пл.}^2 - P_{виб.}^2}{2P_{атм.}} \right)}}{2B}, \quad (1)$$

де Q – дебіт газу в атмосферних умовах, $\frac{м^3}{с}$;

A – коефіцієнт лінійного опору рівняння припливу газу у свердловину в атмосферних умовах, $\frac{Па}{\frac{м^3}{с}}$;

B – коефіцієнт інерційного опору рівняння припливу газу у свердловину в атмосферних умовах, $\frac{Па}{(\frac{м^3}{с})^2}$;

$P_{пл.}$ – пластовий тиск, Па;

$P_{виб.}$ – вибійний тиск у процесі промивання або буріння, Па;

$P_{атм.}$ – атмосферний тиск, прийнятий рівним $0,1013 \cdot 10^6$, Па.

Якщо дебіт газу виразити в умовах вибою під час промивання або буріння, то формула (1) матиме вигляд

$$Q_{виб.} = \frac{P_{атм.} z_{виб.} T_{пл.}}{P_{виб.} T_{ст.}} \left[\frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B \left(\frac{P_{пл.}^2 - P_{виб.}^2}{2P_{атм.}} \right)}}{2B} \right], \quad (2)$$

де $Q_{виб.}$ – дебіт газу в умовах вибою, $\frac{м^3}{с}$;

$z_{виб.}$ – коефіцієнт стисливості газу в умовах вибою, безрозмірний;

$T_{пл.}$ – пластова термодинамічна температура, К;

$T_{ст.}$ – стандартна термодинамічна температура, рівна 293 К.

Коефіцієнт стисливості газу визначають за відомими графіками залежності його від наведених тиску й температури.

Якщо коефіцієнти A і B відомі й відомий пластовий тиск $P_{пл.}$, то газовміст промивальної рідини в процесі буріння або промивання визначають за формулою

$$\Phi = \left[\frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B \left(\frac{P_{пл.}^2 - P_{виб.}^2}{2P_{атм.}} \right)}}{2Bq} \right], \quad (3)$$

де Φ – газовміст промивальної рідини, $\frac{м^3}{м^3}$;

q – подача бурового насоса, $\frac{м^3}{с}$.

Газовміст промивальної рідини Φ чисельно дорівнює відношенню об'ємної кількості газу в газорідинній суміші до об'єму рідини цієї ж суміші. Існуючі вимірні прилади здебільшого вимірюють концентрацію газу в промивальній рідині, а не газовміст. Концентрація газу в промивальній рідині ϕ чисельно рівна відношенню об'ємної кількості газу в газорідинній суміші до об'єму цієї ж газорідинної суміші. Зв'язок між газовмістом промивальної рідини та концентрацією газу в ньому визначається формулою

$$\Phi = \frac{\phi}{1 - \phi}, \quad (4)$$

де ϕ концентрація газу в промивальній рідині, $\frac{м^3}{м^3}$.

Як приклад розглянемо ситуацію газопрояву за таких вихідних даних:

- глибина свердловини 5 000 м;
- температура на глибині вибою 452 К;
- критичний тиск газу $P_{кр.} = 4,52 \cdot 10^6$ Па;

– критична температура газу $T_{кр.} = 210,5 \text{ К}$;

– відносна густина газу по повітрю $\bar{\rho} = 0,683$;

– пластовий тиск $P_{пл.} = 75 \cdot 10^6 \text{ Па}$;

– питома вага промивальної рідини

$$\gamma = 14100 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

– питома газова стала $R = 420,34 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$;

– подача бурового насоса $q = 0,01 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$;

– вибійний тиск на глибині 5000 м у процесі буріння $P_{виб.} = 72,8 \cdot 10^6 \text{ Па}$;

– коефіцієнт лінійного опору рівняння припливу газу до вибою свердловини

$$A = 0,5 \cdot 10^{12} \frac{\text{Па}}{\text{м}^3 / \text{с}};$$

– коефіцієнт інерційного опору рівняння припливу газу до вибою свердловини

$$B = 40 \cdot 10^{12} \frac{\text{Па}}{(\text{м}^3 / \text{с})^2}.$$

Застосувавши формули (1) і (3), розрачуємо дебіт газу й газовміст промивальної рідини при вибійному тиску $72,8 \cdot 10^6 \text{ Па}$. У

результаті отримаємо: $Q = 0,00265 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$;

$$\Phi = 0,265 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}; \phi = 0,209 \text{ або } 20,9 \text{ \%}.$$

Виходячи з фізичних властивостей природного газу і користуючись відомою графічною залежністю між коефіцієнтом стисливості газу і наведеними тиском і температурою, визначаємо коефіцієнт стисливості газу в умовах вибою $z_{виб.} = 1,423$. Дебіт газу в умовах вибою визначимо за

формулою (2) – $Q_{виб.} = 0,00000809 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$. Питома вага газу в умовах вибою $\gamma_{г. виб.}$ визна-

чимо за формулою

$$\gamma_{г. виб.} = \frac{P_{виб.} \cdot g}{z_{виб.} \cdot RT_{пл.}}, \quad (5)$$

де $\gamma_{г. виб.}$ – питома вага газу в умовах вибою, $\frac{\text{Н}}{\text{м}^3}$;

g – прискорення вільного падіння,

$$g = 9,80655 \frac{\text{м}}{\text{с}^2};$$

R – питома газова стала, прийнята рівною $420,34 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$.

$$\text{Тоді } \gamma_{г. виб.} = 2641 \frac{\text{Н}}{\text{м}^3}.$$

Визначаємо питому вагу газорідинної суміші в умовах вибою за формулою

$$\gamma_{сум. виб.} = \frac{q\gamma + Q_{виб.} \cdot \gamma_{г. виб.}}{q + Q_{виб.}}, \quad (6)$$

де $\gamma_{сум. виб.}$ – питома вага газорідинної суміші в умовах вибою, $\frac{\text{Н}}{\text{м}^3}$;

γ – питома вага промивальної рідини, $\frac{\text{Н}}{\text{м}^3}$.

У результаті чисельне значення $\gamma_{сум. виб.}$ дорівнює $\gamma_{сум. виб.} = 14\,089,6 \frac{\text{Н}}{\text{м}^3}$. Таким чи-

ном, при концентрації газу в промивальній рідині 20,9 % зниження питомої ваги промивального розчину в умовах вибою за даних умов дорівнює $10,4 \text{ Н/м}^3$ або 0,073 %, що майже не впливає на зниження вибійного тиску.

Під час спуско-піднімальних операцій абсолютний вибійний тиск дорівнює $P_{виб.} = \gamma H + P_{ам.} = 5\,000 \cdot 14\,100 + 0,1013 \cdot 10^6 = 70,6 \cdot 10^6 \text{ Па}$, а депресія на пласт дорівнює $4,4 \cdot 10^6 \text{ Па}$ $P_{ам.} = \gamma H + P_{ам.}$

Дебіт газу в умовах вибою, розрахований за формулою (2), становитиме

$$Q_{виб.} = \frac{P_{ам.} \cdot z_{виб.} \cdot T_{пл.}}{P_{ам.} \cdot T_{ст.}} \cdot Q = \frac{0,1013 \cdot 10^6 \cdot 1,423 \cdot 452}{70,6 \cdot 10^6 \cdot 293} = 0,0000145 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Припустимо, що на підйом і спуск бурильних труб витрачено 12 годин, тоді об'ємне накопичення газу над вибоєм свердловини та висоту газової пачки за час t розрахуємо за формулою

$$V_{виб.} = \frac{P_{ам.} \cdot z_{виб.} \cdot T_{пл.}}{P_{ам.} \cdot T_{ст.}} \cdot t \cdot Q_{виб.} \cdot \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B \left(\frac{P_{пл.}^2 - P_{ам.}^2}{2P_{ам.}} \right)}}{2B}, \quad (7)$$

$$\Delta h_{виб.} = \frac{4P_{ам.} \cdot z_{виб.} \cdot T_{пл.}}{\pi D^2 P_{ам.} \cdot T_{ст.}} \cdot t \cdot \left[\frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B \left(\frac{P_{пл.}^2 - P_{ам.}^2}{2P_{ам.}} \right)}}{2B} \right], \quad (8)$$

де $V_{\text{виб.}}$ – об’ємне накопичення газу в умовах вибою, м^3 ;

$\Delta h_{\text{виб.}}$ – висота газової пачки в умовах вибою, м ;

t – тривалість спуско-піднімальних операцій або простою свердловини без промивання;

D – діаметр свердловини в привибійній її частині, м ;

π – стала величина, рівна 3,14159...

У результаті розрахунку визначаємо

$$V_{\text{виб.}} = 0,0000145 \cdot 14 \cdot 3 \cdot 600 = 0,733 \text{ м}^3.$$

При діаметрі свердловини 0,19 м висота газової пачки досягне 26 м, яку легко вимити з протитиском на усті свердловини.

Для визначення впливу величини коефіцієнтів лінійного A та інерційного B опорів припливу газу у свердловину на величину газомісту промивальної рідини проведено розрахунок газомісту промивальної рідини в діапазоні A від $0,1 \cdot 10^{12} \frac{\text{Па}}{\text{м}^3/\text{с}}$

до $2 \cdot 10^{12} \frac{\text{Па}}{\text{м}^3/\text{с}}$ і B від $10 \cdot 10^{12} \frac{\text{Па}}{(\text{м}^3/\text{с})^2}$ до

$100 \cdot 10^{12} \frac{\text{Па}}{(\text{м}^3/\text{с})^2}$ при одних і тих самих значеннях

$P_{\text{пл.}} = 75 \cdot 10^6 \text{ Па}$; $P_{\text{виб.}} = 72,8 \cdot 10^6 \text{ Па}$; $q = 0,01 \text{ м}^3/\text{с}$. За результатами розрахунку побудовано графік залежності $\Phi = f(A, B, P_{\text{пл.}}, P_{\text{виб.}}, q)$, наведений на рисунку. Як показує графік, у діапазоні зміни A від

$0,1 \cdot 10^{12} \frac{\text{Па}}{\text{м}^3/\text{с}}$ до $0,5 \cdot 10^{12} \frac{\text{Па}}{\text{м}^3/\text{с}}$ газоміст промивальної рідини зменшується від 0,35 до 0,22 при $B = 100 \cdot 10^{12} \frac{\text{Па}}{(\text{м}^3/\text{с})^2}$ і від 0,86 до

0,3 при $B = 10 \cdot 10^{12} \frac{\text{Па}}{(\text{м}^3/\text{с})^2}$. Зі збільшенням коефіцієнта A від $0,5 \cdot 10^{12} \frac{\text{Па}}{\text{м}^3/\text{с}}$ до $2 \cdot 10^{12} \frac{\text{Па}}{\text{м}^3/\text{с}}$ газоміст промивальної рідини зменшується від 0,2–0,3 до 0,8 $\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$; при цьому коефіцієнт B майже не впливає на величину газомісту промивальної рідини.

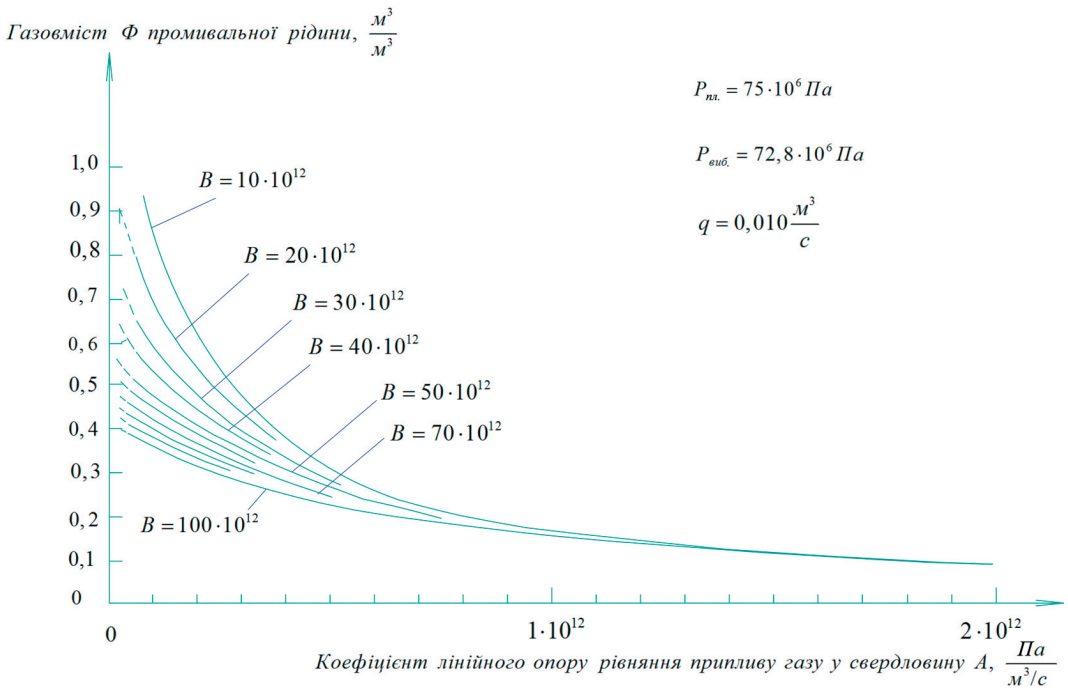


Рисунок. Залежність газомісту промивальної рідини від коефіцієнтів лінійного A та інерційного B опорів рівняння припливу при сталих значеннях $P_{\text{пл.}}$, $P_{\text{виб.}}$, q

Знизити інтенсивність газопровів можна збільшенням подачі бурового насоса та скороченням часу спуско-піднімальних операцій і простою свердловини без промивання.

Прості розрахунки показують можливість безпечного дослідження газопровів у процесі буріння свердловин для визначення не лише величини пластового тиску, а й таких важливих газогідродинамічних параметрів, як коефіцієнтів лінійного A та інерційного B опорів припливу газу у свердловину, коефіцієнтів продуктивності й гідропровідності пласта та інших.

Ще однією причиною газопровів є дегазація шламу вибуреної гірської породи під час розкриття газонасичених горизонтів [5–7, 9]. У цьому випадку газовміст промивальної рідини описується формулою

$$\Phi_{T_y} = \frac{P_{пл.} \cdot T_y \cdot \omega_{мех.} \cdot S \cdot m \cdot \psi}{P_{ат.} \cdot T_{пл.} \cdot z_{пл.} \cdot q}, \quad (9)$$

де Φ_{T_y} – газовміст промивальної рідини при температурі T_y , м³/м³;

$\omega_{мех.}$ – механічна швидкість буріння, м/с;

S – площа вибою, м²;

m – пористість гірської породи, частка одиниці;

ψ – коефіцієнт газонасиченості порового простору, частка одиниці;

T_y – термодинамічна температура промивальної рідини на виході з устя свердловини, К.

У виробничих умовах концентрація газу ϕ вимірюється при температурі T_y , яка відрізняється від стандартної температури $T_{ст.}$. Для приведення газовмісту промивальної рідини до стандартної температури потрібно праву й ліву частини формули (9) помножити на $\frac{T_{ст.}}{T_y}$, тоді формулу

(9) запишемо у вигляді

$$\Phi = \frac{P_{пл.} \cdot T_{ст.} \cdot \omega_{мех.} \cdot S \cdot m \cdot \psi}{P_{ат.} \cdot T_{пл.} \cdot z_{пл.} \cdot q}, \quad (10)$$

де Φ – газовміст промивальної рідини, приведений до стандартної температури $T_{ст.}$, м³/м³.

У формули (9) і (10) не входить величина вибійного тиску, а це означає, що інтенсивність газопровіву при дегазації шламу вибуреної гірської породи не залежить від вибійного тиску, а тому ніяке обважнення промивальної рідини не може зменшити газовміст промивальної рідини.

В умовах перетинання свердловиною локального скупчення газу непромислового значення за певних геологічних умов можуть формуватися штучні зони аномально високого пластового тиску (ШЗ АВПТ) [7, 8]. Їх газопровів викривляє газодинамічну характеристику розкритого геологічного розрізу. Формування ШЗ АВПТ може відбуватися на значній висоті від вибою через деякий час після розкриття локального скупчення газу. Після повного завершення формування ШЗ АВПТ на глибині її покрівлі змінний пластовий тиск досягає максимальної величини, яка описується рівнянням [7, 8]

$$P_{пл. з.} = \frac{P_{виб. нід.}}{\exp \left[\frac{0,03415 \bar{\rho} (h_{нід.} - h_{пок.})}{z_{пл. з.} T_{пл.}} \right]}, \quad (11)$$

де $P_{пл. з.}$ – змінний пластовий тиск у покрівлі ШЗ АВПТ, Па;

$P_{виб. нід.}$ – вибійний тиск на глибині підосви ШЗ АВПТ, Па;

$\bar{\rho}$ – відносна густина газу по повітрю, безрозмірна;

$h_{нід.}$ – глибина підосви ШЗ АВПТ, м;

$h_{пок.}$ – глибина покрівлі ШЗ АВПТ, м.

У процесі формування ШЗ АВПТ газопровів з нього починається задовго до повного завершення її формування і у свердловину надходить ΔV газу, маса якого Δm .

Якщо позначити початковий об'єм газу в локальному скупченні в пластових умовах $V_{пл.}$, а масове надходження його у свердловину M , то рівняння Клапейрона-Менделєєва для умов початкового пластового тиску запишеться у вигляді

$$P_{пл.} (V_{пл.} - \Delta V_{пл.}) = (M - \Delta m) z_{пл.} R T_{пл.}, \quad (12)$$

де $V_{пл.}$ – початковий об'єм газу в локальному скупченні в пластових умовах, м³;

ΔV – надходження об'єму газу у свердловину з цієї ШЗ АВПТ, приведений до величини початкового пластового тиску, м³;

M – початкова маса газу в локальному його скупченні до газопрояву, кг;

Δm – масове надходження газу у свердловину в процесі газопрояву із цієї ШЗ АВПТ, кг.

Рівняння (12) для умов формування ШЗ АВПТ запишемо у вигляді

$$P_{нл.з.} V_{нл.з.} = (M - \Delta m) z_{нл.з.} R T_{нл.з.}, \quad (13)$$

де $P_{нл.з.}$ – змінний пластовий тиск у ШЗ АВПТ, Па;

$V_{нл.з.}$ – змінний (залишковий) об'єм газу в ШЗ АВПТ, приведений до пластового тиску $P_{нл.з.}$, м³;

$z_{нл.з.}$ – коефіцієнт стисливості газу при пластовому тиску, рівному $P_{нл.з.}$, безрозмірний.

Поділивши (12) на (13) і вирішуючи відносно $V_{нл.з.}$, отримуємо рівняння залежності залишкового об'єму газу в пластових умовах від $P_{нл.з.}$, $P_{нл.з.}'$, $z_{нл.з.}$, $z_{нл.з.}'$, $V_{нл.з.}$, $V_{нл.з.}'$:

$$V_{нл.з.} = \frac{P_{нл.з.}}{P_{нл.з.}} \cdot \frac{z_{нл.з.}}{z_{нл.з.}} (V_{нл.з.} - \Delta V_{нл.з.}). \quad (14)$$

Вирішуючи (14) відносно $\Delta V_{нл.з.}$ і підставляючи значення $P_{нл.з.}$ із рівняння (11), після приведення $\Delta V_{нл.з.}$ до стандартних умов, отримуємо:

$$\Delta V = \frac{P_{нл.з.} T_{см.}}{P_{ам.з.} z_{нл.з.} T_{нл.з.}}$$

$$\left\{ V_{нл.з.} - \frac{P_{аб.мід.} \cdot z_{нл.з.}}{\exp \left[\frac{0,03415 \bar{\rho} (h_{мід.} - h_{нок.})}{z_{нл.з.} T_{нл.з.}} \right]} P_{нл.з.} z_{нл.з.} } V_{нл.з.} \right\}, \quad (15)$$

Поділивши рівняння (15) на тривалість газопроявів із цієї ШЗ АВПТ і подачу бурового насоса, отримуємо рівняння усередненого максимально можливого газовмісту промивальної рідини із цієї зони в процесі буріння:

$$\Phi = \frac{P_{нл.з.} T_{см.}}{P_{ам.з.} z_{нл.з.} T_{нл.з.} t_z q}$$

$$\left\{ V_{нл.з.} - \frac{P_{аб.мід.} \cdot z_{нл.з.}}{\exp \left[\frac{0,03415 \bar{\rho} (h_{мід.} - h_{нок.})}{z_{нл.з.} T_{нл.з.}} \right]} P_{нл.з.} z_{нл.з.} } V_{нл.з.} \right\}, \quad (16)$$

де t_z – тривалість газопроявів із цієї ШЗ АВПТ, с.

Розрахуємо максимально можливу величину усередненого газовмісту промивальної рідини, користуючись рівнянням (16) для таких вихідних умов:

– ШЗ АВПТ сформувалася в інтервалі 5 280–5 300 м;

– пластовий тиск $P_{нл.з.} = 55,65 \cdot 10^6$ Па;

– густина промивальної рідини $\bar{\rho} = 1 450$ кг/м³;

– пластовий тиск після закінчення формування ШЗ АВПТ $P_{нл.з.}' = 75,36 \cdot 10^6$ Па;

– пластова температура $T_{нл.з.} = 540$ К;

– об'єм газу в його локальному скупченні $V = 49 000$ м³;

– надходження газу в стовбур свердловини в процесі газопроявів $\Delta V = 1 800$ м³;

– тривалість газопроявів $t_z = 864 000$ с;

– фізичні властивості газу такі ж, як у прикладі випадку газопроявів через фільтрацію газу в стовбур свердловини;

– подача бурового насоса $q = 0,010$ м³/с.

$V_{нл.з.}$ і $V_{нл.з.}'$ розраховуємо за формулами (14) і наступною

$$V_{нл.з.} = V \frac{P_{ам.з.} z_{нл.з.} T_{нл.з.}}{P_{нл.з.} T_{см.}}. \quad (17)$$

$z_{нл.з.}$ і $z_{нл.з.}'$ визначаємо з відомих графічних залежностей $z = f(P_{нл.з.}, T_{нл.з.})$:

$z_{нл.з.} = 1,245$; $z_{нл.з.}' = 1,4$. Підставивши у формулу (16) вихідні дані, розраховуємо величину Φ

$$\Phi = 0,23; \quad \phi = 0,19.$$

Таким чином, розрахункова концентрація газу в промивальній рідині за рахунок ШЗ АВПТ для даних умов становить 19 %.

Розрахунок газовмісту промивальної рідини за формулою (16) при густині промивальної рідини від 1 450 до 2 000 кг/м³ і тих самих вихідних даних, що в першому прикладі, показує, що в умовах дії ШЗ АВПТ знизити інтенсивність газопроявів

збільшенням густини промивальної рідини неможливо, величина Φ майже не змінюється, залишаючись рівною $0,23 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Якщо джерелом газопроявів є дифузія газу, то процес насичення промивальної рідини газом описується рівнянням першого закону Фіка [11]

$$\frac{dm}{dt} = US \frac{d\rho_z}{dr}, \quad (18)$$

де $\frac{dm}{dt}$ – масова швидкість дифузії, кг/с;

U – коефіцієнт дифузії газу, $\text{м}^2/\text{с}$;

S – площа в напрямку нормалі r , через яку протікає дифузія, м^2 ;

$\frac{d\rho}{dr}$ – градієнт густини газу (у цьому випадку r – радіус свердловини), $\frac{\text{кг}/\text{м}^3}{\text{м}}$.

У формулу (18) не входить величина вибієного тиску, що означає незалежність дифузії газу у свердловину від вибієного тиску і неможливість ліквідації такого газопрояву підвищенням густини промивальної рідини.

Розглянемо приклад дифузії газу у свердловину за таких вихідних умов:

- глибина 7000 м;
- пластовий тиск $P_{nl} = 105 \cdot 10^6$ Па;
- інтервал дифузії газу у свердловину 6970–7000 м;
- діаметр свердловини – 0,190 м;
- товщина глинистої кірки на стінках свердловини 0,001 м;
- коефіцієнт дифузії метану $U = 2 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{с}$;
- пластова температура $T_{nl} = 540$ К;
- фізичні властивості газу такі самі, як у першому прикладі.

Площа стінки свердловини, через яку протікає процес дифузії,

$$S = \frac{\pi D^2}{4} (7000 - 6970) = 0,85 \text{ м}^2.$$

Із графіків $z = f(p_{np}, T_{np})$ визначаємо $z_{nl} = 1,641$. Густина газу в пластових умовах визначаємо за формулою

$$\rho_{z, nl} = \frac{P_{nl}}{z_{nl} \cdot R T_{nl}} \quad (19)$$

$$\rho_{z, nl} = \frac{105 \cdot 10^6}{1,641 \cdot 420,34 \cdot 540} = 281,9 \text{ кг}/\text{м}^3$$

$$\frac{d\rho_z}{dr} = \frac{281,9}{0,001} = 281,9 \cdot 10^3 \frac{\text{кг}/\text{м}^3}{\text{м}}.$$

Підставляючи вихідні дані у формулу (18), отримуємо масовий дебіт газу:

$$\frac{dm}{dt} = 2 \cdot 10^{-9} \cdot 0,85 \cdot 281,9 \cdot 10^3 = 0,000479 \text{ кг}/\text{с}.$$

Ураховуючи густину цього газу в атмосферних умовах $\rho_{z, am} = 0,822 \text{ кг}/\text{м}^3$, дебіт його в атмосферних умовах рівний:

$$Q = \frac{0,000479}{0,822} = 0,000583 \text{ м}^3/\text{с} \text{ або } 0,583 \text{ л}/\text{с}.$$

У разі промивання свердловини з подачею бурового насоса $q = 0,01 \text{ м}^3/\text{с}$ газоміст промивальної рідини Φ досягне величини

$$\Phi = \frac{0,000583}{0,01} = 0,0583 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ або } 5,83 \text{ \%}.$$

Припустимо, що витрати часу на спуско-піднімальні операції становлять 16 годин. Тоді об'ємне накопичення газу в привибійній частині стовбура свердловини при густині промивальної рідини $\rho = 1581 \text{ кг}/\text{м}^3$ буде рівним:

$$V_{виб.} = \frac{\frac{dm}{dt} t}{\frac{P_{виб.}}{z_{виб.} R T_{nl}}} = \frac{0,000479 \cdot 16 \cdot 3600 \cdot 1,666 \cdot 420,34 \cdot 540}{108,5 \cdot 10^6} = 0,096 \text{ м}^3.$$

Висота газової пачки в умовах вибою $\Delta h_{виб.}$ дорівнює $\Delta h_{виб.} = \frac{4 \cdot 0,096}{\pi \cdot 0,190^2} = 3,39 \text{ м}$. В атмосферних умовах об'єм газової пачки визначаємо таким чином:

$$V = V_{виб.} \frac{P_{виб.} T_{cm}}{z_{виб.} T_{nl} P_{am}} = 0,096 \frac{108,5 \cdot 10^6 \cdot 293}{1,666 \cdot 540 \cdot 0,1013 \cdot 10^6} = 33,5 \text{ м}^3.$$

Знизити інтенсивність газопроявів при дифузії можливо зниженням густини промивальної рідини, збільшенням подачі бурового насоса та скороченням тривалості простою свердловини без промивання.

Таким чином, як підсумок викладених міркувань наголошуємо на доцільності не

ліквідування, а вивчення газопроявів, які є так само джерелом цінної геологічної інформації про досліджувані об'єкти, що, у свою чергу, дасть можливість запобігти виникненню ускладнень під час буріння свердловин.

ЛІТЕРАТУРА

1. Газопроявления в скважинах и борьба с ними/Булатов А. И., Рябченко В. И., Сибирко И. А., Сидоров Н. А. – М.: Недра, 1969. – 280 с.
2. Шевцов Д. В. Борьба с выбросами при бурении скважин/Шевцов Д. В. – М.: Недра, 1977. – 183 с.
3. Фурманок А. А. Причины возникновения нефтегазопроявлений при бурении глубоких скважин//Бурение. – 1979. – № 5. – С. 14.
4. Аветов Р. В. Исследование и разработка метода оперативного контроля за газопроявлениями в процессе бурения скважин: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М., 1983. – 21 с.
5. Шевцов В. С. Предупреждение газопроявлений и выбросов при бурении глубоких скважин/Шевцов Д. В. – М.: Недра, 1988. – 200 с.
6. Куков А. К. Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений при бурении/Куков А. К., Бабаян Э. В., Шевцов В. Ф. – М.: Недра, 1992. – 251 с.
7. Матус Б. А. Газопроявления в скважинах – надежный источник обширной геологической информации/Богуслав Антонович Матус//В кн.: Методы прогнозирования АВПД и вопросы совершенствования технологии бурения скважин. – Л.: ВНИГРИ, 1988. – С. 138–154.
8. Матус Б. А. Механизм формирования искусственных зон АВПД в ходе бурения скважин/Богуслав Антонович Матус//В кн.: Повышение эффективности буровых работ на нефть и газ. – Львов: УкрНИГРИ, 1984. – С. 48–52.
9. Черемисинов О. А. Проблемы газометрии скважин/Черемисинов О. А. – М.: Недра, 1973. – 216 с.
10. Инструкция по гидродинамическим исследованиям нефтяных и газовых скважин. – Киев: Институт технической информации, 1961. – 120 с.
11. Катц Д. Л., Корнелл А., Кобаяши Р. и др. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа//Перевод с англ., под общей ред. канд. техн. наук Ю. П. Кортаева и Г. В. Пономарева. – М.: Недра, 1965. – 676 с.

REFERENCES

1. Gas displays in wells and fight against them/ Bulatov A. I., Rjabchenko V. I., Sibirko I. A., Sidorov N. A. – Moskva: Nedra, 1969. – 280 p. (In Russian).
2. Shevcov D. V. Fight against extrass at well-drilling. – Moskva: Nedra, 1977. – 183 p. (In Russian).
3. Phurmanjuk A. A. Reasons of origin oil and gaz displays at the boring drilling of longwells// Burenie. – 1979. – № 5. – P. 14. (In Russian).
4. Avetov R. V. Research-and-development method of operative control after gaz displays in the process of well-drilling: avtoref. dis. ... kand. tehn. nauk. – Moskva, 1983. – P. 21. (In Russian).
5. Shevcov V. S. Warning of gas displays and extrass at the boring drilling of longwells. – Moskva: Nedra, 1988. – 200 p. (In Russian).
6. Kuksov A. K., Babajan Je. V., Shevcov V. F. Warning gas of displays and extrass at the boring drilling of longwells. – Moskva: Nedra, 1992. – 251 p. (In Russian).
7. Matus B. A. Gas of display in wells is a reliable vast geological information generator//Methods of prognostication of AVPD and questions of perfection of technology of well-drilling. – Leningrad: VNIGRI, 1988. – P. 138–154. (In Russian).
8. Matus B. A. Mechanism of artificial areas of AVPD forming during well-drilling//Increase of efficiency of borings works on oil and gas. – Lviv: UkrNIGRI, 1984. – P. 48–52. (In Russian).
9. Cheremisinov O. A. Problems of gasometry of wells. – Moskva: Nedra, 1973. – 216 p. (In Russian).
10. Instruction on hydrodynamic researches of oil and gas wells. – Kyiv: Institute of technical information, 1961. – 120 p. (In Russian).
11. Katc D. L., Kornell A., Kobajashi R. Guidance on a booty, transport and processing of natural gas/Translation from English Ju. P. Kortaeva end G. V. Ponomareva. – Moskva: Nedra, 1965. – 676 p. (In Russian).

Рукопис отримано 24.03.2016.

Н. Н. Рой, *Полтавский национальный технический университет им. Юрия Кондратюка*

ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ, ПРИЧИНЫ ИХ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРИЕМЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ

Рассмотрены основные причины газопроявлений, которые возникают в процессе бурения скважин, указано на необходимость их изучения для получения ценной геологической информации и показано альтернативный подход к способам их устранения.

Ключевые слова: газопроявления, испытание скважин, поисковый признак на нефть и газ.

M. M. Roy, *Poltava national technical Yuri Kondratyuk university*

GAS DISPLAYS, REASONS OF THEIR ORIGIN AND TECHNOLOGICAL RECEPTIONS OF THEIR REMOVAL

A publication is devoted the decision of problem of management of gas displays and use of them, as presence of oil and gas bits in a geological cut in the process of the searching reconnaissance boring drilling with the purpose of operative selection of productive oil-and-gas bearings horizons.

In operating technical rules liquidation of oil and gas displays is required in place of management by them. The task of the actual chopping off and loss exceptionally of valuable geological information is thus put about gas-bearingness of layers and stratal pressure in them.

Realization of development in industry opens possibility of determination of all simultaneously oil and gas displays intervals and size of stratal pressure in every interval without the special lowering of borings pipes in a well.

The article contains scientific and actual recommendations of substantial increase of geological information volume about oil-and-gas bearing of geological cut without the lead through of the special lowering of borings pipes in a well from be – by what measurings devices.

Theoretical and practical value of suggestions, that resulted in the article, directed on the decision of important for a national economy task. The article is recommended for a seal and registration of it the Higher attestation commission of Ukraine as scientific labour.

Keywords: gas of display, test of wells, searching sign on oil and gas.