Техніка і технології

УДК 622.279.5
DOI: 10.69628/pdogf/4.2023.07

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА У СВЕРДЛОВИНАХ НА ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДАХ

Р. М. Кондрат, Л. І. Матіїшин

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська,15;
e-mail: lilya.matiishun@gmail.com

Подано причини низькодебітності газових свердловин на виснажених газових покладах, до яких відносяться низька природна проникність продуктивних пластів і забруднення привибійної зони твердою фазою і рідиною. Наведено методи інтенсифікації припливу газу до вибою свердловин, серед яких для низькопроникних пластів і у разі погіршення стану привибійної зони на увагу заслуговує гідравлічний розрив пласта (ГРП). Охарактеризовано звичайний і потужний ГРП, технологію їх проведення, сферу застосування, використовувані матеріали, хімічні речовини і технологічну ефективність. Під час проведення ГРП у свердловинах на глибинах понад 600 м, до яких приурочені основні розвідані запаси газу, переважно утворюватимуться вертикальні і близькі до вертикальних тріщини. У випадку, коли товщина пласта є невеликою, вертикальні тріщини можуть пошкодити цементний камінь за експлуатаційною колоною, що на виснажених газових покладах сприятиме виникненню провідних каналів із газового покладу у верхні горизонти. Якщо утворена тріщина буде вертикальною, приплив газу до свердловини здійснюватиметься в одному напрямі – по тріщині, а інші об'єми присвердловинної зони пласта в радіусі тріщин будуть охоплені фільтрацією не повною мірою. Для підвищення ефективності ГРП у свердловинах на виснажених газових покладах запропоновано створювати горизонтальну тріщину у невеликих за товщиною пластах або кілька вертикальних тріщин у пластах великої товщини шляхом попередньої гідропіскоструминної перфорації (ГПП) або газогідропіскоструминної перфорації (ГГПП). При попередньому створенні горизонтальних каналів у привибійній зоні насосно-компресорні труби (НКТ) з перфоратором поступово повертають на певний кут, а при створенні вертикальних каналів їх поступово піднімають на певну висоту. Після створення перфораційних каналів проводять ГРП. Послідовне проведення гідропіскоструминної перфорації і ГРП дає можливість створити у привибійній зоні сітку тріщин підвищеної протяжності у заданих напрямах. З використанням відомих аналітичних залежностей визначено довжину окремих перфораційних каналів під час газогідропіскоструминної перфорації за діаметра насадок у перфораторі 4,5 і 6 мм і радіус тріщини при проведенні ГРП. Оцінено ступінь збільшення дебіту газу окремо від проведення ГГПП і ГРП від їх послідовного їх проведення.

Ключові слова: поклад, свердловина, газ, експлуатація, дебіт, інтенсифікація, перфораційний канал, тріщина.

The reasons for the low production rate of gas wells in depleted gas reservoirs are presented, including low natural permeability of productive formations and contamination of the bottomhole zone with solid phase and liquid. The methods of gas inflow stimulation to the bottom of wells are presented, among which hydraulic fracturing (HF) is worthy of attention for low permeability formations and deterioration of the bottomhole zone. The essence of hydraulic fracturing is described. Conventional and high-power hydraulic fracturing, its technology, scope, materials and chemicals used, and technological efficiency are characterized. During hydraulic fracturing in wells at depths of more than 600 m, to which the main proven gas reserves are confined, vertical and near-vertical fractures will mainly form. With a small reservoir thickness, vertical fractures can damage the cement stone behind the production casing, which in depleted gas reservoirs will help create conductive channels from the gas reservoir

to the upper horizons. With a vertical fracture, gas flow to the well will be in one direction along the fracture and other volumes of the wellbore zone within the fracture radius will not be fully covered by filtration. To improve the efficiency of hydraulic fracturing in wells in depleted gas reservoirs, it is proposed to create a horizontal fracture in thin formations or several vertical fractures in formations of large thickness by preliminary hydraulic sandblasting perforation (HSP) or gas hydrosandblasting perforation (GHBP). When preliminary creating horizontal channels in the bottomhole zone, tubing with a perforator is gradually rotated to a certain angle, and when creating vertical channels, they are gradually raised to a certain height. After the perforation channels are created, hydraulic fracturing is performed. With the sequential use of hydraulic sandblasting perforation and hydraulic fracturing, it is possible to create a grid of cracks of increased length in the bottomhole zone in the specified directions. Using known analytical dependences, the length of individual perforation channels during gas-hydro-sandblasting perforation with a nozzle diameter of 4.5 and 6 mm in the perforator and the fracture radius during hydraulic fracturing were determined. The degree of increase in gas flow rate separately from hydraulic fracturing and hydraulic fracturing from their sequential implementation is estimated.

Keywords: reservoir, well, gas, operation, flow rate, intensification, perforation channel, fracture.

Вступ

Поточний видобуток газу з покладів і кінцевий коефіцієнт газовилучення значною мірою залежать від продуктивної характеристики свердловин. На багатьох газових покладах видобувні свердловини експлуатуються з відносно невеликими дебітами газу. Причинами низькодебітності свердловин, поряд зі зниженням пластового тиску на виснажених покладах, можуть бути природна низька проникність газоносних пластів і скупчення у привибійній зоні частинок твердої фази і рідини. В цих умовах для інтенсифікації припливу газу до вибою свердловин необхідно очистити привибійну зону пласта від забруднень і підвищити її проникність порівняно з природним її значенням.

Аналіз сучасних вітчизняних і закордонних досліджень

Відомі методи збільшення дебітів свердловин поділяються на хімічні (кислотні оброблення), фізичні (теплові оброблення, оброблення поверхнево-активними речовинами чи вуглеводневими розчинниками), механічні (гідравлічний розрив пласта, гідропіскоструминна і додаткова кумулятивна перфорація, віброоброблення, створення багаторазових миттєвих депресій і репресій на пласт з використанням струменневих апаратів, кавітаційно-пульсаційне діяння на пласт), комплексні (термохімічні оброблення, гідрокислотний розрив пласта, термогазохімічне діяння, ударно-хвильове діяння за допомогою електророзрядного і реагентно-акустичного впливу, газохімічне оброблення з використанням енергії вибухових матеріалів) [1-4,12-13].

До високоефективних методів підвищення продуктивної характеристики свердловин відноситься гідравлічний розрив пласта. Суть ГРП полягає у створенні і розвитку нових або розширенні існуючих тріщин у пласті внаслідок нагнітання в свердловину рідини або піни при високому тиску з подальшим закріпленням тріщини розклинювальним високопроникним матеріалом (пісок, пропант).

Розрізняють звичайний і потужний ГРП [2]. Під час звичайного ГРП ньютонівськими рідинами або рідинами із слабко вираженими неньютонівськими властивостями розвиваються глибокі (50-100 м) вертикальні тріщини невеликої висоти (до 10 м) і ширини (до 5 мм) углиб продуктивного пласта. Тріщини ГРП закріпляють кварцовим піском з невисокими концентраціями в рідині-пісконосії. Під час ГРП різко збільшується тиск на гирлі свердловини внаслідок «самовільного мостоутворення» і випадання піску в тріщині, яке зумовлює припинення процесу.

Технології звичайних ГРП передбачають неглибоке закріплення тріщин і забезпечують дво-, трикратне збільшення поточного дебіту нафтових, газових або приймальності нагнітальних свердловин у низькопроникних (до 0,05 мкм^2) пластах товщиною не менше п'яти метрів, які залягають на глибинах до 3500 м, а також у пластах з дещо більшою проникністю або з дуже забрудненою привибійною зоною.

Процес потужного ГРП (ПГРП) проводиться в два етапи: спочатку малий ГРП з нагнітанням у пласт 30-70 м^3 рідини (пластової води, гелю) – для визначення тиску розриву та проникності пласта, прогнозування процесу розвитку тріщини, оцінки можливості проведення головного ГРП і уточнення його основних технологічних параметрів та ефективності. Потім виконується головний ГРП, під час якого в пласт нагнітається рідина розриву (гель) з витратою 2,0-3,6 м^3/хв, а за нею – 50-150 м^3 пульпи, тобто гелю з 6-25 т пропанту чи піску з концентрацією 250-600 кг/м^3, далі нагнітають протискувальну рідину.

Процес ПГРП вигідно відрізняється від ГРП значно меншою потребою у кількості пульпи-гелю із закріплювачем, а отже, скоро-

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

ченням тривалості процесу у 4-12 разів, майже удвічі меншою гідровтратою під час руху по НКТ до пласта, а, значить, зниженням тиску на гирлі до 30 МПа; високими витратами до 3,6 $м^3$/хв, поступовим підвищенням концентрації закріплювача в пульпі в межах 100-600 кг/$м^3$, що забезпечує закріплення тріщини щільністю 1-5 кг/$м^2$ на одиницю поверхні. Під час ПГРП розкривається значно коротша та ширша тріщина, краще запакована закріплювачем, ніж за звичайного ГРП, а довжина тріщини досягає 40-200 м. Після проведення ПГРП дебіт свердловин зростає до 450 %, а за звичайного ГРП – 130-180 % [2,5,8, 9].

За технологічними схемами розрізняють такі види ГРП: однократний (під тиском нагнітання рідини під час ГРП перебувають усі розкриті пласти), скерований (поінтервальний) (обробляється лише один вибраний пласт або прошарок), багатократний (здійснюється діяння послідовно на кожний окремий пласт або прошарок) [6-7, 9-10].

В неглибоких (до 600 м) свердловинах зазвичай утворюються горизонтальні тріщини, а в глибоких свердловинах - вертикальні і близькі до вертикальних тріщини. Основні розвідані прогнозні запаси газу в Україні знаходяться на глибинах понад 600 м. У процесі проведення ГРП у свердловинах на глибокозалеглих покладах будуть утворюватися вертикальні і близькі до вертикальних тріщини. У випадку виникнення вертикальної тріщини приплив газу до свердловини здійснюватиметься в одному напрямі – по тріщині, і не повною мірою будуть охоплені фільтрацією інші об'єми присвердловинної зони пласта в радіусі тріщини. У разі невеликих за товщиною пластів тріщини можуть пошкодити цементний камінь за експлуатаційною колоною, що сприятиме виникненню провідних каналів з газового покладу у верхні горизонти. Відомі технології ГРП не забезпечують створення у привибійній зоні пласта тріщин у заданих площинах (напрямках) і у різній кількості.

Щоб підвищити ефективність ГРП у свердловинах на виснажених покладах, рекомендовано створювати горизонтальну тріщину у невеликих за товщиною пластах або кілька вертикальних тріщин шляхом попереднього проведення гідропіскоструминної перфорації (ГПП) або газогідропіскоструминної перфорації (ГГПП). Ефективнішою є газогідропіскоструминна перфорація завдяки більшій глибині і меншому забрудненню перфораційних каналів [11, 13-14]. Водночас, при додаванні азоту в пульпу рідини з піском виникає можливість застосування ГГПП у свердловинах з більшою глибиною залягання перфораційних пластів.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Незважаючи на велику кількість досліджень з метою вдосконалення технології ГРП, проблема підвищення ефективності проведення ГРП у свердловинах на виснажених газових покладах є дуже актуальною. Дана проблема пов'язана з тим, що відомі технології ГРП не забезпечують утворення тріщин у заданих площинах. Тому при проведенні ГРП у свердловинах на виснажених газових покладах невеликої товщини у разі утворення вертикальної тріщини можливі пошкодження цементного каменю за експлуатаційною колоною із створенням каналів для перетікання газу у верхні горизонти. При проведенні ГРП зазвичай утворюється одна тріщина, якою газ припливає до свердловини, і майже відключається з фільтрації значний об'єм присвердловинної зони у радіусі тріщини. Наведене послужило підставою для проведення додаткових досліджень.

Мета та завдання досліджень

Метою даної роботи є вдосконалення технології гідравлічного розриву пласта у свердловинах на виснажених газових покладах створенням у привибійній зоні пласта тріщини збільшеного радіусу у заданій площині. Поставлена мета досягається створенням горизонтальної тріщини у пластах невеликої товщини або кількох вертикальних тріщин у різних площинах навколо свердловини у пластах великої товщини шляхом попереднього проведення гідропіскоструминної або газогідропіскоструминної перфорації. При створенні горизонтальної тріщини НКТ з перфоратором після вироблення перфораційних каналів послідовно повертають на певний кут і повторюють процес перфорації, а при створенні вертикальних каналів їх послідовно переміщують на певну висоту. У разі створення кількох вертикальних тріщин процес перфорації повторюють у заданих площинах. Після створення перфораційних каналів проводять ГРП. Передбачається, що під час ГРП під дією тиску рідини розриву будуть частково зруйновані перетинки породи між каналами і створена суцільна тріщина у більшій частині присвердловинної зони. При створенні горизонтальних і вертикальних тріщин збільшується площа фільтрації газу і зростає проникність привибійної зони. Водночас зростає довжина тріщини, оскільки тиск рідини розриву передається перфораційними каналами на більшу від-

стань від свердловини. В результаті покращується продуктивна характеристика свердловини.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Технологічна ефективність запропонованої технології ГРП у свердловинах на виснажених газових покладах, яка полягає у створенні горизонтальної тріщини у пластах невеликої товщини або кількох вертикальних тріщин у пластах великої товщини шляхом послідовного проведення газогідропіскоструминної перфорації і ГРП, оцінена за результатами визначення довжини перфораційних каналів і радіусу тріщини. Дослідження виконано на прикладі видобувної газової свердловини на реальному родовищі з такими параметрами: глибина свердловини – 2880 м; розкрита товщина пласта – 21 м; умовний діаметр експлуатаційної колони – 0,145 м; товщина стінки експлуатаційної колони – 0,0106 м; поточний пластовий тиск – $25{,}66\cdot10^6$ Па; коефіцієнт проникності пласта – 0,01 Д (10 мД); радіус контуру живлення (половина відстані до сусідніх свердловин) – 500 м; радіус свердловини за долотом – 0,1 м.

Під час проведення газогідропіскоструминної перфорації (ГГПП) максимальну глибину перфораційного каналу $l_{\max}$ і глибину каналу l_t, утворену за час t, можна визначити за формулами [1]:

$$l_{\max} = d_o \cdot C\left[\left(1{,}15+1{,}85\cdot\psi_2\right)\left(\frac{u_0}{u_{0н}}\right)-1\right]; \quad (1)$$

$$l_t = d_o \cdot C\left[\left(1{,}15+1{,}85\cdot\psi_2\right)\left(\frac{u_0}{u_{0н}}\right)\cdot f_{0t}-1\right], \quad (2)$$

де d_o – діаметр насадки ($d_o = 4{,}5$ та 6 мм);

C – константа для заданих умов перфорації (відкриті, закриті), $C = 1{,}14$ – для ГГПП;

ψ_2 – газовміст, $\psi_2 = 0{,}3$;

u_0 – швидкість витікання з насадки, $u_0 = 150-200$ м/с;

$u_{0н}$ – початкова швидкість різання, що залежить від міцності порід, $u_{0н} = 8{,}4$ м/с;

f_{0t} – функція часу вироблення каналу, $f_{0t} = 0{,}55$.

Для діаметра насадки 4,5 мм отримаємо:

$$l_{\max} = 0{,}0045\cdot1{,}14\left[\left(1{,}15+1{,}85\cdot0{,}3\right)\left(\frac{192}{8{,}4}\right)-1\right] = 0{,}1948\ м;$$

$$l_t = 0{,}0045\cdot1{,}14\left[\left(1{,}15+1{,}85\cdot0{,}3\right)\left(\frac{192}{8{,}4}\right)\cdot0{,}55-1\right] = 0{,}105\ м.$$

Для діаметра насадки 6,0 мм отримаємо:

$$l_{\max} = 0{,}006\cdot1{,}14\left[\left(1{,}15+1{,}85\cdot0{,}3\right)\left(\frac{192}{8{,}4}\right)-1\right] = 0{,}2597\ м;$$

$$l_t = 0{,}006\cdot1{,}14\left[\left(1{,}15+1{,}85\cdot0{,}3\right)\left(\frac{192}{8{,}4}\right)\cdot0{,}55-1\right] = 0{,}1398\ м.$$

При створенні у привибійній зоні свердловини густої сітки перфораційних каналів у горизонтальній площині шляхом періодичного повертання колони НКТ з перфоратором на певний кут або у вертикальній площині шляхом періодичного переміщення колони НКТ з перфоратором на певну висоту можна для проведення порівняльних розрахунків умовно прийняти, що глибина (радіус) перфораційних каналів дорівнює радіусу свердловини. Тоді коефіцієнт збільшення дебіту газу в результаті утворення густої сітки перфораційних каналів у привибійній зоні свердловини можна наближено визначити за формулою Максимовича Г.К. [1]:

– для діаметра насадки у перфораторі 4,5 мм:

$$N = \frac{\ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_к}{r_c+l_{\max}}\right)}; \quad (3)$$

$$N = \frac{\ln\left(\frac{500}{0{,}1}\right)}{\ln\left(\frac{500}{0{,}1+0{,}1948}\right)} = 1{,}145;$$

– для діаметра насадки у перфораторі 6,0 мм:

$$N = \frac{\ln\left(\frac{500}{0{,}1}\right)}{\ln\left(\frac{500}{0{,}1+0{,}2597}\right)} = 1{,}177.$$

Довжину перфораційного каналу можна також визначити за формулою [14]:

$$L_k = K\cdot\mu\cdot\psi\cdot d_o\sqrt{\frac{20\cdot\Delta P_{1н}}{\delta_{CT}\cdot\beta}}, \quad (4)$$

де K – const, $K = 6{,}4$ (Форстом, Гейлорд);

μ – коефіцієнт витрати через насадку, $\mu = 0{,}82$;

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

ψ – співвідношення швидкості струменя в будь-якому перерізі основної ділянки струменя до швидкості на її осі в тому ж перерізі, $\psi = 0,425$ м/с;

δ_{CT} – міцність порід на стиснення, $\delta_{CT} = 20$ МПа;

β – кутовий коефіцієнт, $\beta = 0,31$;

$\Delta P_{1н}$ – перепад тиску, $\Delta P_{1н} = 30$ МПа;

d_o – діаметр насадки ($d_o = 4,5$ та 6 мм).

Для діаметра насадки 4,5 мм:

$$L_k = 6,4 \cdot 0,82 \cdot 0,82 \cdot 0,0045 \sqrt{\frac{20 \cdot 30}{20 \cdot 0,31}} = 0,191 м.$$

Для діаметра насадки 6,0 мм:

$$L_k = 6,4 \cdot 0,82 \cdot 0,82 \cdot 0,006 \sqrt{\frac{20 \cdot 30}{20 \cdot 0,31}} = 0,254 м.$$

Аналіз результатів обчислень за формулами (1) і (4) різних авторів свідчать про майже однакові значення глибини перфораційних каналів.

Під час проведення гідравлічного розриву пласта (ГРП) радіус горизонтальної тріщини можна наближено визначити за емпіричною формулою [2]:

$$r_T = C \left(\frac{Q}{1,44} \sqrt{\frac{\mu \cdot t_p}{K}} \right)^{0,5}, \qquad (5)$$

де

$$t_p = \frac{V_p}{Q_p}; \qquad (6)$$

C – емпіричний коефіцієнт, що залежить від гірського тиску і характеристики гірських порід (для свердловин глибиною до 2000=0,02, понад 2000=0,0173);

Q – витрата рідини розриву, л/хв;

μ – в'язкість рідини розриву, мПа·с;

t_p – час закачування рідини розриву, хв;

K – проникність порід, мкм^2;

V_p – об'єм рідини розриву, м^3.

Приймаємо, що $V_p = 7,5$ м^3, $Q_p = 1300$ м^3/доб, $\mu = 50$ мПа·с, $C = 0,0173$, $K = 0,01$ мкм^2.

$$t_p = \frac{7,5 \cdot 1440}{1300} = 8,3 \text{ хв.}$$

Підставивши у формулу (5) значення вхідних параметрів, отримаємо:

$$r_T = 0,0173 \left(\frac{1300}{1,44} \sqrt{\frac{50 \cdot 8,3}{0,01}} \right)^{0,5} = 7,419 м.$$

Коефіцієнт збільшення дебіту газу в результаті утворення у привибійній зоні свердловини тріщини радіусом r_T можна наближено визначити за формулою:

$$N = \frac{\ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_к}{r_T}\right)} = \frac{\ln\left(\frac{500}{0,1}\right)}{\ln\left(\frac{500}{7,419}\right)} = 2,023.$$

Коефіцієнт збільшення дебіту газу в результаті послідовного проведення ГГПП і ГРП орієнтовно дорівнює:

– для діаметра насадки у перфораторі 4,5 мм:

$$N = \frac{\ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_к}{l_{\max} + r_T}\right)} = \frac{\ln\left(\frac{500}{0,1}\right)}{\ln\left(\frac{500}{0,1948 + 7,419}\right)} = 2,035;$$

– для діаметра насадки у перфораторі 6,0 мм:

$$N = \frac{\ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_к}{l_{\max} + r_T}\right)} = \frac{\ln\left(\frac{500}{0,1}\right)}{\ln\left(\frac{500}{0,2597 + 7,419}\right)} = 2,039.$$

Незважаючи на відносно невелике розрахункове збільшення дебіту газу при послідовному проведенні ГГПП і ГРП порівняно з проведенням тільки ГГПП і ГРП, технологічний ефект буде набагато більшим. Це пов'язано з можливістю створення майже кругової горизонтальної тріщини у пластах невеликої товщини, в яких ГРП раніше практично не проводили через небезпеку порушення цілісності цементного каменю за експлуатаційною колоною, і створення провідних каналів для перетікання газу у верхні горизонти. Використання запропонованої технології ГРП у пластах великої товщини дозволяє одночасно створити кілька вертикальних тріщин, що значно покращить умови припливу газу до свердловин і підвищить дебіт газу.

Висновки

За результатами виконаних досліджень розроблена удосконалена технологія ГРП у свердловинах на виснажених газових покладах, яка передбачає попереднє проведення у заданій площині (заданому інтервалі) гідропіскоструминної або газогідропіскоструминної перфорації з подальшим проведенням ГРП. При попередньому проведенні піскоструминної перфорації послаблюється міцність порід у площині (інтервалі) створення перфораційних каналів,

що сприяє створенню у цих інтервалах тріщин при подальшому проведенні ГРП. Технологія забезпечує створення горизонтальної тріщини у пластах невеликої товщини і кількох вертикальних тріщин за одну операцію у пластах великої товщини. Під час проведення ГРП під дією тиску рідини розриву будуть частково зруйновані перетинки породи між перфораційними каналами і утвориться суцільна тріщина у заданій площині. При створенні горизонтальних і вертикальних тріщин збільшується площа фільтрації газу і продуктивна характеристика свердловини. Водночас зростає довжина тріщини, оскільки тиск рідини розриву передається по перфораційних каналах на більшу відстань від свердловини.

Література

1. Качмар Ю. Д., Світлицький В. М., Синюк Б. Б., Яремійчук Р. С. lнтенсифікація припливу вуглеводів у свердловину: Наукове видання. Кн.1. Львів: Центр Європи. 2004. 352 с.
2. Качмар Ю. Д., Світлицький В. М., Синюк Б. Б., Яремійчук Р. С. Інтенсифікація припливу вуглеводів у свердловину. Наукове видання. Кн.II. Львів: Центр Європи, 2005. 414 с.
3. Качмар Д. Ю., Бурмич Ф. М., Андрусяк А. М., Цьомко В. В. Аналіз застосування потужних гідророзривів у глибоких свердловинах України. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2002. №1. С. 17-21.
4. Качмар Ю. Д., Меркурєв А. Б., Бурмич Ф. М., Савка В. М. Застосування потужних гідравлічних розривів пласта на родовищах України. *Нафтова та газова промисловість*. 1999. №4. С. 28-31.
5. Nolte K. G., Smith M. B. Interpretation of Fracturing Pressures. *SPE 8297, J. Petr. Tech.* September 1981. Vol. 33. 1767-1775.
6. Economides. M. J., Nolte K. G. Reservoir Stimulation. Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, NJ, March 1989. 430 p.
7. Качмар Ю. Д., Цьомко В. В. Методика комплексного проектування гідророзриву пласта. *Нафтова та газова промисловість*. 2005. № 4. С. 12-15.
8. Яремійчук Р. С., Качмар Ю. Д. Освоєння свердловин. Львів: Світ, 1997. 252 с.
9. Цьомко В.В. Удосконалення технології гідророзриву пласта на пізній стадії родовищ. *Проблеми нафтогазової промисловості*: збірник наук. праць НАК «Нафтогаз України», 2006. Вип. 4. С. 134-145.
10. Качмар Ю. Д., Цьомко В. В. Аналіз розкриття, розвитку і закріплення тріщини під час гідророзриву пласта. *Нафтова та газова промисловість*. 2000. №3. С. 27-29.
11. Вайсберг Г. Д., Римчук Д. В. Гідропіскоструминна перфорація. Досвід проведення. *Нафтова і газова промисловість*. 2004.№4. С. 29-31.
12. Качмар Ю. Д. До визначення тисків і витрат рідини при плануванні ГРП. *Нафтова і газова промисловість*. 1991. №2. С. 25-27.
13. Довідник з нафтогазової справи / за заг. ред. докторів технічних наук Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. К.: Львів, 1996. С. 620.
14. Мелик-Асланов Л.С., Сидоров В. Гидропескоструйный метод перфорации скважин и вскрытие пласта. Баку: Азербайджанское гос. Издательство, 1964. 116 с.

References

1. Kachmar Yu. D., Svitlytskyi V. M., Syniuk B. B., Yaremiichuk R. S. lntensyfikatsiia pryplyvu vuhlevodiv u sverdlovynu. Naukove vydannia. Kn.1. Lviv: Tsentr Yevropy. 2004. 352 p.[in Ukrainian]
2. Kachmar Yu. D., Svitlytskyi V. M., Syniuk B. B., Yaremiichuk R. S. Intensyfikatsiia pryplyvu vuhlevodiv u sverdlovynu. Naukove vydannia. Kn.II. Lviv: Tsentr Yevropy. 2005. 414 p. [in Ukrainian]
3. Kachmar D. Yu., Burmych F. M., Andrusiak A. M., Tsomko V. V. Analiz zastosuvannia potuzhnykh hidrorozryviv u hlybokykh sverdlovynakh Ukrainy. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2002. No 1. P. 17-21. [in Ukrainian]
4. Kachmar Yu. D., Merkuriev A. B., Burmych. F. M., Savka V. M. Zastosuvannia potuzhnykh hidravlichnykh rozryviv plasta na rodovyshchakh Ukrainy. *Naftova ta hazova promyslovist*. 1999. No 4. P. 28-31. [in Ukrainian]
5. Nolte K. G., Smith M. B. Interpretation of Fracturing Pressures. *SPE 8297, J. Petr. Tech.* September 1981. Vol. 33. 1767-1775.
6. Economides. M. J., Nolte K. G. Reservoir Stimulation. Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, NJ, March 1989. 430 p.
7. Kachmar Yu. D., Tsomko V. V. Metodyka kompleksnoho proektuvannia hidrorozryvu plasta. *Naftova ta hazova promyslovist*. 2005. No 4. P. 12-15. [in Ukrainian]
8. Yaremiichuk R. S., Kachmar Yu. D. Osvoiennia sverdlovyn. Lviv: Svit, 1997. 252 p. [in Ukrainian]

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

9. Tsomko V.V. Udoskonalennia tekhnolohii hidrorozryvu plasta na piznii stadii rodovyshch. *Problemy naftohazovoi promyslovosti*: zbirnyk nauk. prats; NAK «Naftohaz Ukrainy», 2006. Vol. 4. P. 134-145. [in Ukrainian]

10. Kachmar Yu. D., Tsomko V. V. Analiz rozkryttia, rozvytku i zakriplennia trishchyny pid chas hidrorozryvu plasta. *Naftova ta hazova promyslovist*. 2000. No 3. P. 27-29. [in Ukrainian]

11. Vaisberh H. D., Rymchuk D. V. Hidropiskostrumynna perforatsiia. Dosvid provedennia. *Naftova i hazova promyslovist*. 2004. No 4. P. 29-31. [in Ukrainian]

12. Kachmar Yu. D. Do vyznachennia tyskiv i vytrat ridyny pry planuvanni HRP. *Naftova i hazova promyslovist*. 1991. No 2. P. 25-27. [in Ukrainian]

13. Dovidnyk z naftohazovoi spravy / za zah. red. doktoriv tekhnichnykh nauk. Boiko V.S., Kondrat R.M., Yaremiichuk R.S. K.: Lviv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]

14. Melik-Aslanov L.S., Sidorov V. Gidropeskostruynyiy metod perforatsii skvazhin i vskryitie plasta. Baku: Azerbaydzhanskoe gos. izdatelstvo, 1964. 116 p. [in Russian]