

НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ

УДК 622.276.6

ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ПРОВЕДЕННЯ ГІДРОПІСКОСТРУМІННОЇ ПЕРФОРАЦІЇ СВЕРДЛОВИН НА ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩАХ

Р. М. Кондрат, М. І. Щепанський

*ІФНТУНГ; 76019, Івано-Франківськ, Україна, вул. Карпатська, 15,
e-mail: re ngr @ n u n g . e d u . u a*

Охарактеризовано причини і характер забруднення привибійної зони свердловин на виснажених газових і газоконденсатних родовищах. Показано, що в умовах зниженого пластового тиску неможливе повне очищення привибійної зони пласта від забруднень потоком пластового газу. Обґрунтовано застосування гідропіскоструминної перфорації, як одного із ефективних методів покращення гідродинамічного зв'язку свердловини із пластом. Наведено види, суть і технологію проведення гідропіскоструминної перфорації свердловин. Виконано аналіз досліджень впливу на ефективність гідропіскоструминної перфорації свердловин природних, технологічних і технічних чинників (міцності порід на стискування, кількості, діаметра і просторового розміщення насадок у перфораторі, перепаду тиску на насадках, витрати рідини). Показано, що при традиційній технології проведення гідропіскоструминної перфорації свердловин з використанням в ролі робочого агента-нісконосія води і водних розчинів ПАВ відбувається поглинання пластом значної кількості рідини. При подальшому освоєнні свердловини поглинуту рідину важко вилучити з пласта. В результаті після освоєння свердловина часто працює з меншим дебітом газу, ніж до проведення перфораційних робіт. Наведено можливі типи робочих агентів-нісконосіїв для піскоструминної перфорації свердловин (водні розчини ПАВ і полімерів, емульсії різного типу, водогазові суміші, пінні системи, зріджений газ). Виконано аналіз експериментальних досліджень застосування водогазових сумішей для гідропіскоструминної перфорації свердловин. Обґрунтовано застосування азотних пін для перфорації свердловин, охарактеризовано технологію перфорції з використанням пін. Наведено результати проведених розрахунків параметрів гідропіскоструминної і газогідропіскоструминної перфорації свердловини 812-П Монастирчанського газоконденсатного родовища, які свідчать про більшу технологічну ефективність газогідропіскоструминної перфорації свердловин.

Ключові слова: свердловина, експлуатація, інтенсифікація, виснажені родовища, газогідропіскоструминна перфорація.

Охарактеризованы причины и характер загрязнения призабойной зоны скважин на истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях. Показано, что в условиях пониженного пластового давления невозможно полное очищение призабойной зоны пласта от загрязнений потоком пластового газа. Обосновано применение гидроскоструйной перфорации как одного из эффективных методов улучшения гидродинамической связи скважины с пластом. Приведены виды, смысл и технология проведения гидроскоструйной перфорации скважин. Выполнен анализ исследований влияния на эффективность гидроскоструйной перфорации скважин природных, технологических и технических факторов (прочности пород на сжатие, количества, диаметра и пространственного расположения насадок в перфораторе, перепада давления на насадках, расхода жидкости). Показано, что при традиционной технологии проведения гидроскоструйной перфорации скважин с использованием в качестве рабочего агента-несконосителей воды и водных растворов ПАВ происходит поглощение пластом значительного количества жидкости. При дальнейшем освоении скважины поглощенную жидкость трудно извлечь из пласта. В результате после освоения скважина часто работает с меньшим дебитом газа, чем до проведения перфорационных работ. Приведены возможные типы рабочих агентов-несконосителей для пескоструйной перфорации скважин (водные растворы ПАВ и полимеров, эмульсии различного типа, водогазовые смеси, пенные системы, сжиженный газ). Выполнен анализ экспериментальных исследований применения водогазовых смесей для гидроскоструйной перфорации скважин. Обосновано применение азотных пен для перфорации скважин, охарактеризована технология перфорации с использованием пен. Приведены результаты проведенных расчетов параметров гидроскоструйной и газогидроскоструйной перфорации скважины 812-П Монастирчанского газоконденсатного месторождения, которые свидетельствуют о большей технологической эффективности газогидроскоструйной перфорации свердловин.

Ключевые слова: скважина, эксплуатация, интенсификация, истощенные месторождения, газогидроскоструйная перфорация.

The causes and nature of the well bottom-hole zone contamination on depleted gas and gas condensate fields were characterized. It is shown that under conditions of reduced formation pressure it is not possible to ensure cleaning of the formation bottom-hole zone using the formation gas flow. The application of hydro-sand-blast perforation as one of the most effective methods to improve the hydrodynamic connection of the well and formation was grounded. The types, nature and technology of hydro-sand-blast perforation of wells were described. The analysis of hydro-sand-blast perforation efficiency and its impact on wells within the terms of natural, technological and technical factors (rock strength in compression, diameter and spatial arrangement of nozzles in the perforator, differential pressure in the nozzles, flow rate) was performed. It was shown that the conventional technology of hydro-sand-blast perforation of wells, using SAS water solutions as sand carrier agents, a significant amount of fluid is absorbed by the formation. The absorbed fluid is quite difficult to remove from the formation during further well development. As a result, after the well development, it often works with a smaller gas flow rate, than before perforation. Possible types of sand carrier agents for hydro-sand-blast perforation (SAS water solutions and polymers, various types of emulsions, water-gas mixtures, foam systems, liquefied gas). The analysis of experimental studies of water-gas mixtures for well hydro-sand-blast perforation. The application of nitrogen foam for hydro-sand-blast perforation of wells was justified, perforation technology using foam was described. The calculation results and parameters of hydro-sand-blast perforation and gas hydro-sand-blast perforation of well 812-P of Monastyrchanske condensate field was presented, indicating a greater technological efficiency of well gas hydro-sand-blast perforation.

Keywords: well, operation, intensification, depleted fields, gas hydro-sand-blast perforation.

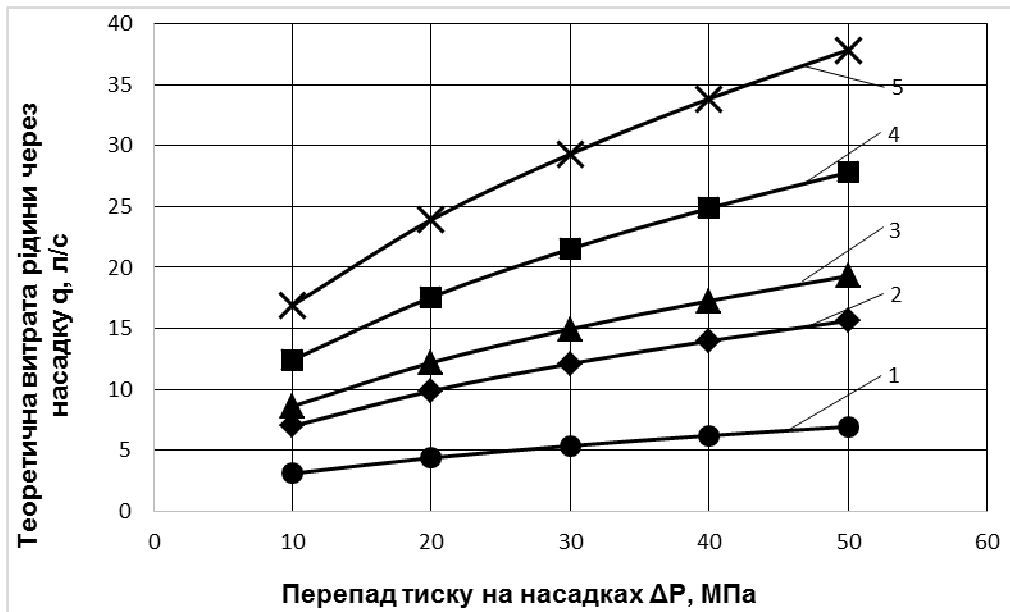
Вступ. Більшість родовищ природних газів України вступили у період спадного видобутку газу, частина з них перебуває на завершальній стадії розробки. У процесі тривалої розробки родовищ відбувається кольматація привибійної зони свердловин частинками твердої фази – продуктами руйнування порід, які переносяться потоком газу. У привибійній зоні можливе також скупчення інгредієнтів бурового і цементного розчинів, які використовуються під час спорудження свердловин, пластової води, вуглеводневого конденсату, який випадає з газу на газоконденсатних родовищах, солей, які випадають з пластової води, і технічних рідин, які використовуються при ремонті свердловин. В результаті забруднення привибійної зони пласта виникають додаткові фільтраційні опори рухові газу і відповідно зменшується дебіт свердловин. Для підвищення дебіту газу потрібно покращити гідродинамічний зв'язок пласта із свердловиною. До ефективних методів інтенсифікації припливу газу до вибою свердловини на виснажених газових і газоконденсатних родовищах відноситься проведення гідропіскоструминної перфорації свердловин з метою зменшення фільтраційних втрат тиску у привибійній зоні, підключення в розробку раніше перфорованих інтервалів пласта, які не працюють через кольматацию, а також підключення в розробку неперфорованих газонасичених прошарків малої товщини і низької проникності, які на ранній стадії розробки родовищ в умовах високих дебітів газу вважались неперспективними. Гідропіскоструминна перфорація свердловин на завершальній стадії розробки родовищ має свої особливості, які пов'язані з поглинанням пластом значних об'ємів рідини-пісконосія. При подальшому освоєнні свердловини поглинуту рідину важко вилучити з пласта, тому часто після проведення гідропіскоструминної перфорації свердловин дебіт газу зменшується. Наведене обґрунтовує доцільність проведення додаткових досліджень з метою вдосконалення технології проведення гідропіскоструминної перфорації свердловин на виснажених газових і газоконденсатних родовищах.

Аналіз досліджень з гідропіскоструминної перфорації свердловин

Перфорація є елементом конструкції свердловини і визначає гідродинамічну досконалість свердловини за якістю розкриття пластів. Перфорація характеризується щільністю, довжиною та якістю перфораційних каналів. Розкриття продуктивних пластів може здійснюватися такими способами перфорації: кульовою, торпедною, кумулятивною і гідропіскоструминною [1]. Під час перфорування утворюються канали в експлуатаційній колоні, цементному кільці і, частково, у породі, через які пластові флюїди проникають у свердловину. Гідропіскоструминна перфорація охарактеризовується найбільшою технологічною ефективністю і найвищою досконалістю свердловини за характером розкриття пласта порівняно з іншими видами перфорації. Вона забезпечує найбільшу довжину перфораційних каналів (до 400 мм і більше), можливість створення у привибійній зоні різнопрофільних каналів, у тому числі з їх перетинанням і неуцільненою поверхню каналів [2, 3].

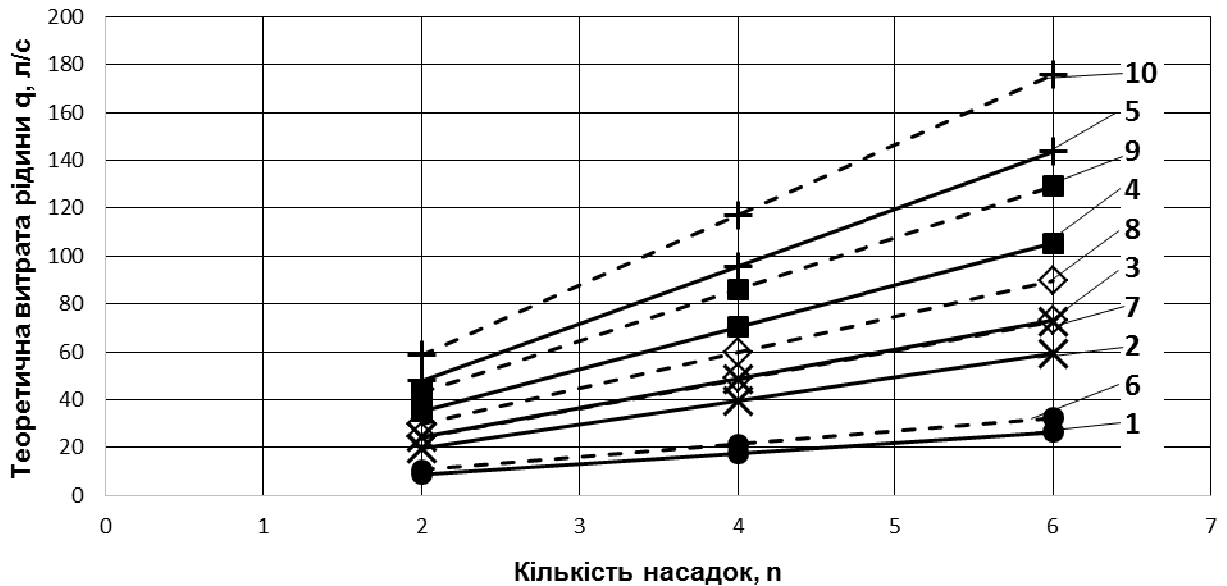
Суть гідропіскоструминної перфорації полягає в нагнітанні під високим тиском рідини з абразивним матеріалом (піском) у насосно-компресорні труби, на кінці яких кріпиться перфоратор з насадками. На виході з насадок утворюється струмінь рідини з піском, який рухається з великою швидкістю і за рахунок кінетичної енергії руйнує експлуатаційну колону, цементне кільце за нею та пласт-колектор, утворюючи в ньому тупиковий циліндричний канал. Механізм гідропіскоструминної перфорації свердловини детально розглянуто в роботах [4, 5, 6, 7].

Перфораційні канали можуть бути горизонтальними, похилими чи у формі щілин. Канали, утворені в породах міцністю на стискування 20-150 МПа, мають довжину 100-400 мм і поверхню фільтрації 200-500 см². Оскільки поверхня фільтрації таких каналів у десятки разів більша за поверхню каналів, які утворюються при кумулятивній перфорації, то гідропіскоструминну перфорацію доцільно використовувати



1 – 3мм; 2 – 4,5мм; 3 – 5мм; 4 – 6мм; 5 – 7мм

Рисунок 1 – Залежності витрати рідини через насадку від необхідного перепаду тиску для насадок різного діаметра



$\Delta P = 20 \text{ МПа}$: 1 – $d = 3 \text{ мм}$; 2 – $d = 4,5 \text{ мм}$; 3 – $d = 5 \text{ мм}$; 4 – $d = 6 \text{ мм}$; 5 – $d = 7 \text{ мм}$;
 $\Delta P = 30 \text{ МПа}$: 6 – $d = 3 \text{ мм}$; 7 – $d = 4,5 \text{ мм}$; 8 – $d = 5 \text{ мм}$; 9 – $d = 6 \text{ мм}$; 10 – $d = 7 \text{ мм}$

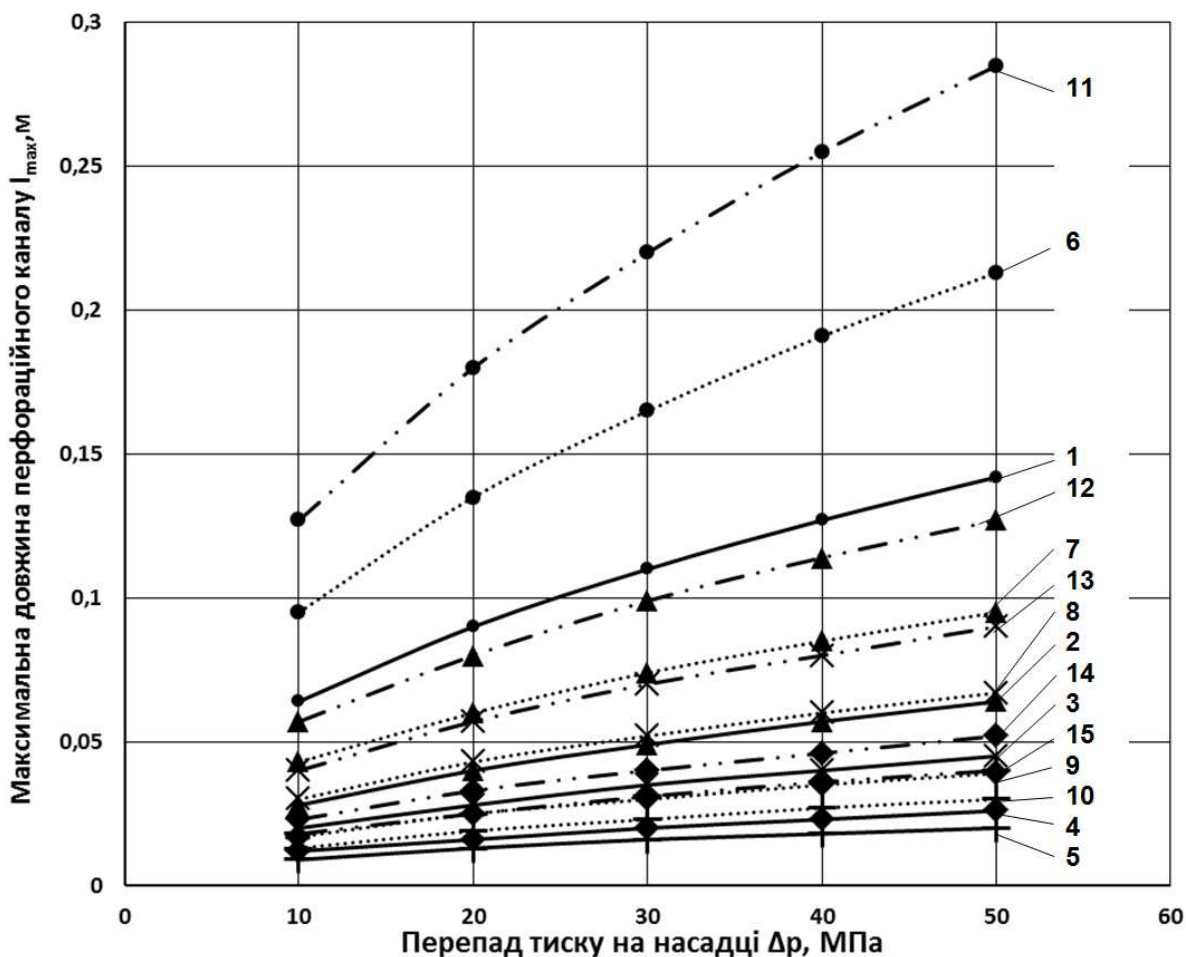
Рисунок 2 – Залежності теоретичної витрати рідини від кількості і діаметра насадок та перепаду тиску на насадках

вати при вторинному розкритті тріщинуватих колекторів [1].

На якість проведення перфорації впливає ряд чинників: швидкість витікання рідини з насадки або витрата рідини, перепад тиску на насадці, кількість насадок, міцність породи, тривалість різання та інші. Правильний вибір режиму перфорації дає змогу отримати перфораційні канали максимальної довжини. Результати теоретичних досліджень, наведених в роботах [3, 6, 8], дозволяють встановити зв'язок між основними параметрами процесу гідропіскоструминної перфорації свердловини. На рисун-

ку 1 зображено взаємозв'язок між витратою рідини через насадку, перепадом тиску і діаметром насадок, на рисунку 2 – залежність теоретичної витрати рідини від кількості і діаметра насадок та перепаду тиску на насадках, а на рисунку 3 – залежності довжини перфораційного каналу від перепаду тиску на насадці, кількості насадок і сили зчеплення породи.

Збільшення діаметра насадки понад 6мм лише на 1мм призводить до збільшення витрати рідини на 27%, а збільшення перепаду тиску з 20 до 40 МПа (удвічі) для насадки діаметром 4,5 мм потребує збільшення витрати рідини на



$d = 3 \text{ мм} : 1 - \sigma = 10 \text{ МН/м}^2, 2 - \sigma = 6 \text{ МН/м}^2, 3 - \sigma = 2 \text{ МН/м}^2, 4 - \sigma = 1 \text{ МН/м}^2, 5 - \sigma = 0,2 \text{ МН/м}^2,$
 $d = 4,5 \text{ мм} : 6 - \sigma = 10 \text{ МН/м}^2, 7 - \sigma = 6 \text{ МН/м}^2, 8 - \sigma = 2 \text{ МН/м}^2, 9 - \sigma = 1 \text{ МН/м}^2, 10 - \sigma = 0,2 \text{ МН/м}^2;$
 $d = 6 \text{ мм} : 11 - \sigma = 10 \text{ МН/м}^2, 12 - \sigma = 6 \text{ МН/м}^2, 13 - \sigma = 2 \text{ МН/м}^2, 14 - \sigma = 1 \text{ МН/м}^2, 15 - \sigma = 0,2 \text{ МН/м}^2$

Рисунок 3 – Залежність довжини перфораційного каналу від перепаду тиску на насадці за різної сили зчеплення породи для діаметра насадки 3, 4,5 та 6 мм

28% (рисунок 1). Тому при проектуванні гідропіскоструминної перфорації потрібно брати до уваги можливість створення необхідних подачі рідини і тиску насосними агрегатами, що запоповують рідину у свердловину.

Дослідження, проведені для значень перепаду тиску на насадках 20 і 30 МПа, свідчать, що збільшення перепаду тиску на насадках на 10 МПа незначно впливає на зміну витрати рідини за таких самих умов перфорації (рисунок 2). Одночасне збільшення діаметра насадок та їх кількості значно збільшує необхідну витрату рідини.

Збільшення діаметра насадки вдвічі сприяє зростанню довжини перфораційного каналу вдвічі (рисунок 3). Це пояснюється збільшенням руйнівної сили рідини зі збільшенням діаметра отвору насадки. Також на довжину каналу впливає сила зчеплення породи: чим порода міцніша, тим важче її зруйнувати потоком рідини (рисунок 3).

На якість перфораційних робіт впливає тривалість часу перфорації, впродовж якого здійснюється запоповування рідини-пісконосія під тиском [8]. Як відомо, швидкість руху

струменя зменшується з віддаленням від насадки. Для прорізання отвору в матеріалі з різною твердістю (метал, цемент, порода) потрібно, щоб кінетична енергія струменя рідини мала певне значення. Чим вища швидкість руху струменя рідини, а отже, вища його кінетична енергія, тим менше часу потрібно для руйнування породи. У процесі перфорації канал виробляється глибшим і відповідно швидкість руху струменя рідини в точці контакту з породою зменшується. Чим менша швидкість руху струменя рідини, тим більше часу потрібно для руйнування породи. Для досягнення найвищого економічного ефекту потрібно підбирати оптимальний час різання породи.

На завершальній стадії розробки родовищ в умовах пониженого пластового тиску процес гідропіскоструминної перфорації ускладнюється глибоким проникненням в пласт робочої технологічної рідини – пісконосія. У подальшому її важко вилучити з пласта, а процес освоєння свердловини після гідропіскоструминної перфорації може бути досить тривалим. В окремих випадках не досягається повного очищення привибійної зони пласта від техноло-

гічної рідини, що суттєво знижує ефективність проведення гідропіскоструминної перфوراції. Для проведення гідропіскоструминної перфорації потрібно використовувати технологічні рідини-пісконосії, які би характеризувалися низькою густиною, слабо фільтрувалися у пласт, не змочували поверхню породи, сприяли очищенню пористого середовища від забруднень і легко вилучалися з привибійної зони під час освоєння свердловин.

У зв'язку з тим, що більшість вітчизняних газових і газоконденсатних родовищ значною мірою виснажені і характеризуються пониженнями пластовими тисками, то удосконалення технології проведення гідропіскоструминної перфорації свердловин на завершальній стадії розробки родовищ має важливе значення.

Мета роботи. Порівняльна оцінка техніко-технологічної ефективності гідропіскоструминної і газогідропіскоструминної перфорації реальної свердловини на виснаженому газоконденсатному родовищі.

Особливості проведення гідропіскоструминної перфорації свердловин на завершальній стадії розробки газових і газоконденсатних родовищ

Для проведення гідропіскоструминної перфорації запропоновано використовувати воду, водні розчини ПАР і полімерів, гідрофобні емульсії, суспензії, піни, піноазотні системи. Здебільшого для гідропіскоструминної перфорації використовують воду і водні розчини ПАР у мінералізованій (пластовій) або у прісній (технічній) воді. Рецептuru їх аналогічна як для рідин, що використовуються при поточному і капітальному ремонті свердловин [1, 2, 9].

Для проведення перфорації свердловин на завершальній стадії розробки родовищ в умовах пониженого пластового тиску найбільш доцільне застосування робочих агентів-пісконосіїв з малою густиною, які створюють понижений гідростатичний тиск на пласт. До таких робочих агентів відносяться, зокрема, піноазотні системи. Їх отримують на поверхні безпосередньо біля свердловини шляхом перемішування в аераторі водного розчину поверхнево-активних речовин (ПАР) і газу (азоту). Для отримання азоту використовують пересувні азотні установки [8]. Перфорацію свердловин з використанням азотопінних сумішей часто називають газогідропіскоструминною перфорацією.

Розширені реферати перших праць В. Блеклі, Р. Вейда і Е. Погорілес (1962) про результати дослідів з утворення каналів при газогідропіскоструминній перфорації і порівняння їх розмірів з розмірами каналів при традиційній гідропіскоструминній перфорації, утворених в тих самих породах і за тих самих умов, опубліковані Л. Нікішиною [10]. Експерименти проводили із незатопленим струменем, оскільки густина середовища була меншою за густину струменя, а тиск – менший за критичний (рисунок 4) [9]. На лініях на рисунку 4 позначено час різання породи.

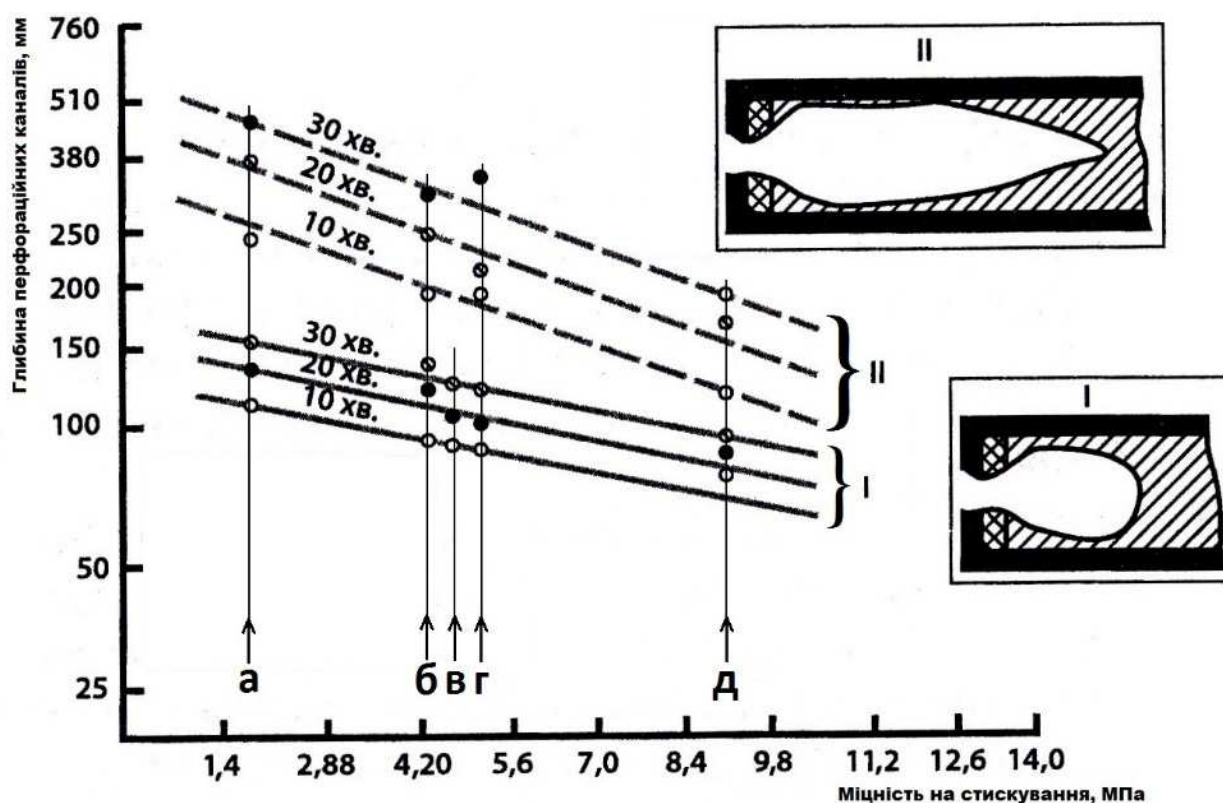
Результати досліджень свідчать, що довжина каналів при традиційній гідропіскоструминній перфорації змінюється від 100 до 150 мм, а при газогідропіскоструминній перфорації – від 200 до 500 мм. Тобто, довжина каналів при газогідропіскоструминній перфорації більша за довжину каналів при традиційній гідропіскоструминній перфорації удвічі в міцних породах ($\sigma_{cr}=84$ МПа) і в три рази – в крихких ($\sigma_{cr}=15$ МПа) [9].

При проведенні газогідропіскоструминної перфорації створюється додатковий перепад тиску на насадках за рахунок різниці густин газованої суміші в насосно-компресорних трубах і в затрубному просторі, який збільшується зі зростанням глибини свердловини. Наприклад, за витрати рідини (води) $0,54$ м³/хв і азоту 6 і 12 м³/хв (при роботі, відповідно, однієї або двох азотних установок АГУ-8К) і глибині свердловини 2000 м середня розрахункова густина суміші становить: в затрубному просторі 730 і 600 кг/м³, а в трубах – 970 кг/м³. Для цих умов утворюється додатковий перепад тиску на насадках $4-8$ МПа за рахунок різниці густин, який зі збільшенням глибини свердловини до 4000 м зростає до $8-14$ МПа. Це збільшення перепаду тиску на насадках дозволяє компенсувати зростання з глибиною свердловини втрати тиску на тертя. Завдяки цьому можна запобігти забрудненню перфораційних каналів та проникненню у пласт з низьким пластовим тиском рідини-пісконосія. Тому під час розкриття пласта може виникнути приплив пластових флюїдів, тобто можливе постійне дренавання свердловини. Наявність газопроявів сприяє ще більшому розгазуванню рідини в затрубному просторі, і, відповідно, стимулює додаткове збільшення перепаду тиску в насадках та приплив пластового газу до свердловини. Результати дослідження свідчать, що з врахуванням додавання газу (азоту) в пульпу рідини довжина перфораційних каналів збільшується у два-три рази [8].

Технологія газогідропіскоструминної перфорації істотно не відрізняється від традиційної гідропіскоструминної перфорації. Відмінність полягає у необхідності газування азотом рідини з ПАР. Азот доставляють на свердловину у зрідженому стані спеціальними азотними газифікаційними установками наприклад АГУ-6000-500/200. Ці установки газифікують рідкий азот під тиском 22 МПа і витратою 6 м³/хв. При подачі насосними агрегатами рідини під тиском 40 МПа газ (азот) втягується через ежектор і змішується з рідиною. На виході з ежектора газорідинна суміш із газовмістом $0,2$ (обчисленим при гідростатичному тиску рідини на рівні перфоратора у свердловині) має тиск 30 МПа.

Дослідження з метою з'ясування особливостей поширення струменя рідини з вільним газом в обмеженому стінками каналі провели у ВНИИгаз В. Киреев, Ю. Васильєв та О. Корнілов [8]. Для опису і пояснення процесу вони використовували додаткові параметри – газовміст ψ і газове число G .

Газовміст ψ струменя характеризує властивості струменя рідини з газом V і представляє



I – гідропіскоструминна перфорація; II – газогідропіскоструминна перфорація;
 а – крейда остин; б – пісковик бірія; в – вапняк індіана; г – цемент; д – мармур катрадж

Рисунок 4 – Залежність довжини каналів гідропіскоструминної і газогідропіскоструминної перфорації від міцності породи на стискування і тривалості періоду її різання

собою відношення об’єму газу в струмені за тиску і температури середовища до суми об’ємів газу і рідини за тих самих умов.

Між газовмістом ψ і газовим числом Γ існує залежність [8]:

$$\Gamma = \frac{\psi}{1-\psi} \cdot \frac{p}{p_0}, \quad (1)$$

де p_0, p – відповідно атмосферний тиск і тиск середовища.

За результатами обробки експериментальних даних отримано залежність для початкової швидкості руху газорідинного струменя на виході з насадки з різним газовмістом у межах його зміни від 0,1 до 0,5 [11]:

$$u_{0,зpc} = (1,15 + 1,85 \cdot \psi) \cdot u_0, \quad (2)$$

де $u_{0,зpc}, u_0$ – початкова швидкість руху відповідно газорідинної суміші і рідини, що входить до складу газорідинної суміші.

Для прикладу при $\psi=0,2$ маємо $u_{0,зpc} = 1,52 \cdot u_0$, а при $\psi=0,35$ маємо $u_{0,зpc} = 1,8 \cdot u_0$. Тобто початкова швидкість руху газорідинної суміші зростає зі збільшенням газовмісту і значно перевищує швидкість руху рідини що входить до складу суміші. Також зі збільшенням газовмісту газорідинної суміші покращується якість струменя.

Швидкість руху газорідинного струменя з віддаленням від насадки знижується повільні-

ше. Наприклад, на відстані $x/d_0 = 20$ при $\psi=0,2$ і $0,35$ $u_{0,зpc} = 1,32 \cdot u_x$ і $u_{0,зpc} = 1,71 \cdot u_x$ відповідно, а на відстані $x/d_0 = 30$ – $u_{0,зpc} = 2,0 \cdot u_x$ і $u_{0,зpc} = 2,5 \cdot u_x$ (x – відстань від насадки до точки визначення швидкості, d_0 – діаметр насадки, u_x – швидкість руху струменя рідини на відстані x) [9]. Результати експериментів [8] підтверджують перевищення швидкості руху газорідинного струменя у перфорційному каналі за швидкість руху рідинного струменя. При цьому зростання початкової швидкості руху газорідинного струменя майже на 30% відбувається за рахунок збільшення об’єму флюїдів, а решта 70% – за рахунок енергії газу, що розширюється.

Оскільки механізм вироблення каналу при додаванні до рідини-пісконосія газу і без додавання газу не змінюється, то для оцінки довжини каналу можна в обох випадках користуватись формулою [12]:

$$l = d_0 \cdot C \cdot \left(\frac{(1,15 + 1,85 \cdot \psi) \cdot u_0}{u_{0н}} \cdot f_0(t) - 1 \right), \quad (3)$$

де d_0 – діаметр насадки, мм;

C – стала величина для заданих умов перфорації, властивостей піску і рідини;

u_0 – початкова швидкість руху струменя з насадки, м/с;

Таблиця 1 – Результати розрахунку параметрів газогідропіскоструминної і гідропіскоструминної перфорації свердловини 813-П Монастирчанського газоконденсатного родовища

Тип перфорації	Коефіцієнти		Довжина каналу за час перфорації, хв				Максимальна довжина каналу за необмежений час перфорації, мм	Перепад тиску на насадках, МПа
	A	B	20	30	45	60		
Гідропіскоструминна	0,098	0,0085	98,4	112	124,9	131,9	158,5	20
Газогідропіскоструминна	0,091	0,0057	135	159,7	181,3	194,3	247,5	22

$u_{0н}$ – початкова швидкість різання (зумовлена міцнісними характеристиками породи), м/с;

$f_o(t)$ – функція часу для заданих умов перфорації.

Функцію часу можна визначити за формулою [9]:

$$f_o(t) = \frac{t}{\frac{A}{B} + t}, \quad (4)$$

де A, B – коефіцієнти, що залежать від характеристик породи та умов перфорації [13];

t – тривалість часу різання породи, хв

При $t=20, 30$ і 60 хв для відкритих умов $f_o(t)=0,75$; $0,82$ і $0,9$, для закритих умов – $f_o(t)=0,58$; $0,67$ і $0,75$ [14].

Величини $C, u_{0н}, f_o(t)$ рекомендовано отримувати за результатами експериментів. Згідно з розрахунками Ю. Качмара [15] відносна похибка визначення глибини каналу у відкритих умовах за тиску середовища вище критичного становить 6,7%.

З порівняння експериментальних даних і розрахованих за формулою (3) середня похибка при визначенні глибини перфораційного каналу становить 8,9%. Тому формулу (3) можна використовувати при проектуванні газогідропіскоструминної перфорації та вибору оптимальної тривалості часу перфорації.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми

У відомих публікаціях з розглянутої проблеми відсутні дані про результати проектування піскоструминної перфорації реальних свердловин на виснажених газових і газоконденсатних родовищах з використанням різних робочих агентів-пісконосіїв, що послужило підставою для проведення додаткових досліджень.

Результати дослідження газогідропіскоструминної і гідропіскоструминної перфорації свердловин

З метою порівняльної оцінки ефективності традиційної гідропіскоструминної перфорації та перфорації з використанням азотної пни виконано дослідження для умов свердловини 813-П Монастирчанського газоконденсатного родовища, яке перебуває на пізній стадії розробки.

Свердловина 813-П має таку геолого-технічну характеристику: глибина (штучний вибій) – 4000 м, інтервал перфорації – 3798-3834 м, діаметр експлуатаційної колони – 146 мм, діаметр насосно-компресорних труб – 73 мм, глибина опускання труб – 3797 м, тиски: пластовий – 23,9 МПа, вибійний – 9,8 МПа, робочий устьовий – 7,5 МПа, дебіт газу – 11,5 тис.м³/д.

При проектуванні гідропіскоструминної та газогідропіскоструминної перфорації для визначення функції часу прийнято усереднені значення параметрів A і B , отримані експериментальним шляхом [9, 13].

Розрахунок параметрів процесу перфорації свердловини виконано з використанням графоаналітичного методу [16]. Для обох видів перфорації прийнято тип перфоратора АП-6М1, кількість насадок в пристрої – 4, діаметр отвору насадки – 4, мм. Основні результати розрахунків наведено в таблиці 1.

За необмеженого часу перфорації функція $f_o(t)$ (формула 4) стає рівною 1. Годі згідно з результатами виконаних розрахунків максимальна довжина перфораційного каналу за формулою 3 при гідропіскоструминній перфорації становить 158,5мм, при газогідропіскоструминній перфорації – 247,5мм. Для всіх розрахованих значень тривалість часу перфорації довжина перфораційних каналів при газогідропіскоструминній перфорації більша, ніж при гідропіскоструминній. Так, при тривалості часу перфорації 45 хвилин довжина каналу при гідропіскоструминній перфорації становить 124,9мм, а при газогідропіскоструминній перфорації – 181,3мм. Перепад тиску на насадках при однаковому тиску на гирлі більший при газогідропіскоструминній перфорації на 2,2 МПа. Кратність збільшення дебіту газу оцінена за відомою формулою [9], при гідропіскоструминній перфорації становить 1,18, а при газогідропіскоструминній перфорації – 1,372. Результати виконаних розрахунків свідчать про більшу технологічну ефективність газогідропіскоструминної перфорації порівняно із традиційною гідропіскоструминною перфорацією.

Висновки

Завершальна стадія розробки газових і газоконденсатних родовищ характеризується значним погіршенням стану привибійної зони пласта в результаті забруднення пористого середовища рідиною і твердою фазою. В умовах пониженого пластового тиску власної пружної енергії пластового газу недостатньо для природного очищення пористого середовища від забруднень. До ефективних методів інтенсифікації припливу газу до вибою свердловин відноситься проведення гідропіскоструминної перфорації свердловин. Проте в процесі проведення гідропіскоструминної перфорації свердловин за традиційною технологією з використанням в ролі рідини-пісконосія води і водних розчинів ПАР на виснажених родовищах буде відбуватися поглинання пластом значних об'ємів рідини, яку потім важко вилучити з пласта. В роботі розглянуто особливості проведення гідропіскоструминної перфорації на виснажених газових родовищах і виконано аналіз впливу природних технологічних і технічних чинників на її ефективність. Обґрунтовано застосування в ролі рідини-пісконосія для перфорації свердловин на виснажених родовищах водогазових сумішей і азотопінних систем. Наведено відповідні аналітичні залежності і виконано розрахунки довжини каналу і параметрів процесу гідропіскоструминної та газогідропіскоструминної перфорації, які свідчать про значно більшу ефективність газогідропіскоструминної перфорації.

У подальшому передбачається дослідити інші типи робочих агентів-пісконосіїв для проведення піскоструминної перфорації свердловин та обґрунтувати критерії їх ефективного застосування.

Література

- 1 Яремійчук Р. С. Освоєння та дослідження свердловин / Р. С. Яремійчук, В. Р. Возний. – Львів, 1994. – 440 с.
- 2 Бойко В. С. Підземний ремонт свердловин (частина III) / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ, 2009. – 810 с.
- 3 Яремійчук Р. С. Освоєння свердловин / Р. С. Яремійчук, Ю. Д. Качмар. – Львів: вид-во Світ, 1997. – 255 с.
- 4 Абрамович Г.Н. Теория турбулентных струй / Г. Н. Абрамович. – М.: Физматгиз, 1960. – 715 с.
- 5 Козодой А. К. Определение параметров гидромониторных затопленных струй / А. К. Козодой // Изв. вузов Нефть и газ. – 1959. – № 6. – С. 103-108.
- 6 Кулиев А. Э. Исследование энергетических показателей гидромониторных затоплений струй / А. Э. Кулиев // Нефтяное хозяйство. – 1971. – №8. – С.4-6.
- 7 Солдатов А. М. Разрушение горных пород и металла гидropескоструйным методом / А. М. Солдатов, А. И. Тимофеев, П. В. Спиров

[и др.] // Нефтепромысловое дело. – 1964. – №11. – С.12-16.

8 Киреев В. А. Результаты экспериментальных исследований растекания в тупике газожидкостной струи / В. А. Киреев, Ю. Н. Васильев, А. Е. Корнилов – Тр. ВНИИ природных газов. – 1972. – вып. 45(55). – С. 95-103.

9 Качмар Ю. Д. Интенсификация припливу углеводнів у свердловину (книга перша) / Ю. Д. Качмар, В. М. Світлицький, Б. Б. Синюк, Р. С. Яремійчук – Львів: Центр Європи, 2004. – 351 с.

10 Никишина Л. А. Мероприятия по улучшению качества заканчивания скважин / Л. А. Никишина // Обзор зарубежной литературы. – М.: ЦНИИИТ Нефтегаз, 1963. – 55 с.

11 Качмар Ю. Д. Расчет основных параметров при проектировании азотогидропескоструйной перфорации / Ю. Д. Качмар, Д. А. Егер, Е. В. Рыбчак // Рук. деп. ВНИИОЭНГ. – 1974. – №213.

12 Яремійчук Р. С. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин / Р. С. Яремійчук, Ю. Д. Качмар. – Львів: Вища школа, 1982. – 152 с.

13 Акатов Л. В., Пробивная способность абразивной гидropесчаной струи в металле і горной породе / Л. В. Акатов, В. В. Голубев, Г. Д. Севастьянов, В. И. Прилучный // Промышловая геология. – 1969. – Вып.12. – С. 239-248.

14 Фалькович С. В. О механизме вскрытия пластов абразивной гидropескоструйной перфорацией / С. В. Фалькович, Г. Ц. Севастьянов, Л. В. Акатов, В. П. Гончаров // Промышловая геология. – 1969. – Вып.12. – С. 213-230.

15 Качмар Ю. Д. Повышение качества проектирования гидropескоструйной перфорации / Ю. Д. Качмар // Нефтяное хозяйство. – 1982. – №10. – С.39-40.

16 Качмар Ю. Д. Графоаналітичний метод проектування гідропіскоструминної перфорації / Ю. Д. Качмар // Нафтова і газова промисловість. – 2004. – №4. – С.26-28.

Стаття надійшла до редакційної колегії
27.10.16

Рекомендована до друку
професором **Паневником О.В.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук **Акульшиним О.О.**
(ПАТ «Український нафтогазовий інститут»,
м. Київ)