УДК 622.279

ТЕХНОЛОГІЇ ВИДАЛЕННЯ РІДИНИ ІЗ ГАЗОВИХ ТА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

[1]В.Б. Воловецький, [1]В.І. Коцаба, [2]О.Ю. Витязь, [1]О.М. Щирба, [1]А.В. Дьомін, [1]А.В. Гнітко, [1]С.В. Василенко

[1]Український науково-дослідний інститут природних газів;
61125, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (057) 7304544, e-mail: v v b 1 1 @ u k r . n e t

[2]ІФНТУНГ; м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42073,
e-mail: v y t y a z @ n u n g . e d u . u a

Розглядаються основні проблеми, що виникають під час експлуатації газових та газоконденсатних свердловин, зокрема такі, як накопичення рідини, вуглеводневого конденсату та пластової води на вибої і в стовбурі свердловин. Рідина накопичується в свердловинах через зниження швидкості газу на вході ліфтових труб та зменшення мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини. Проаналізовано існуючі технології стосовно видалення пластової води та вуглеводневого конденсату із газових та газоконденсатних свердловин. Для вибору необхідної технології видалення рідини із свердловини пропонується виконати газогідродинамічний розрахунок з врахуванням технічного стану, що дозволить встановити причини накопичення рідини.

Проведено лабораторні дослідження для визначення складу пластових вод різних родовищ, спінюючих властивостей поверхнево-активних речовин з пластовою водою та вуглеводневим конденсатом. Проведено експерименти на свердловинах низькодебітних, середньодебітних та високодебітних ПАТ "Укргазвидобування" з визначення оптимальної концентрації розчину поверхнево-активних речовин. За результатами виконаних досліджень розроблено рекомендації щодо застосування розчинів поверхнево-активних речовин на свердловинах ПАТ "Укргазвидобування".

Ключові слова: свердловина, вуглеводневий конденсат, пластова вода, видалення рідини, продування, поверхнево-активні речовини.

Рассматриваются основные проблемы, возникающие при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, в том числе таких, как накопление жидкости, углеводородного конденсата и пластовой воды на забое и в стволе скважин. Жидкость накапливается в скважинах в связи со снижением скорости газа на входе лифтовых труб и снижением минимально необходимого дебита газа для вынесения жидкости. Проведен обзор существующих технологий удаления пластовой воды и углеводородного конденсата из газовых и газоконденсатных скважин. Для выбора необходимой технологии удаления жидкости из скважины предлагается выполнить газогидродинамический расчет с учетом технического состояния, что позволит установить причины накопления жидкости.

Проведены лабораторные исследования по определению состава пластовых вод различных месторождений, вспенивающихся свойств поверхностно-активных веществ с пластовой водой и углеводородным конденсатом. Проведены эксперименты на скважинах низкодебитных, среднедебитних и высокодебитных ПАО "Укргаздобыча" по определению оптимальной концентрации раствора поверхностно-активных веществ. По результатам проведенных исследований разработаны рекомендации с применением растворов поверхностно-активных веществ на скважинах ПАО "Укргаздобыча".

Ключевые слова: скважина, углеводородный конденсат, пластовая вода, удаление жидкости, продувание, поверхностно- активные вещества.

The main problems that emerge during the gas and gas condensate wells exploitation are examined concerning the fluid, hydrocarbon condensate and formation water accumulation at the bottom and the wellbore. The fluid is accumulated in wells due to the gas speed reduction at the input of tubing and due to the reduction of the gas rate minimum requirement for fluid removing. The existing removal technology of formation water and hydrocarbon condensate from gas and gas condensate wells are viewed. To select an appropriate technology of fluid removal from gas and gas condensate wells it is proposed to conduct the gas-hydrodynamic calculation in reliance with the technical condition that will allow finding out a reason of fluid accumulation.

The formation water composition of different fields, the foaming properties of surfactants with formation water and hydrocarbon condensate have been defined in laboratory studies. The experiments at the low rate, medium-rate and high rate wells of PJSC Ukrgazvydobuvannia have been carried out to define the optimum concentration of the surfactant solution. The recommendations on the use of surfactant solutions at the wells of PJSC Ukrgazvydobuvannia have been developed on the basis of the performed studies.

Key words: well, hydrocarbon condensate, formation water, fluid removal, aeration, surfactants.

Вступ. Сьогодні для України не вистачає газу власного видобутку, тому виникає необхідність його імпортувати з Європейських країн та Російської Федерації. Для забезпечення енергетичної незалежності наша держава запроваджує чимало різних заходів, основними з яких є збільшення власного видобутку природного газу, газового конденсату та нафти, збільшення імпорту газу з Європейських країн і відповідно зменшення імпорту з Російської Федерації, за-

провадження енергозберігаючих технологій, впровадження альтернативних джерел енергії та багато інших. Слід зауважити, що за 2014 р. та 2015 р. спостерігається позитивна динаміка щодо зменшення споживання газу в Україні. Наприклад, за 2014 рік знизилося обсяги споживання природного газу на 7,8 млрд.м^3 (до 42,6 млрд.м^3) або 16 % порівняно з 2013 роком (50,4 млрд.м^3). У 2015 році знизилося обсяги споживання природного газу на 8,8 млрд.м^3 (до 33,8 млрд.м^3) або 21 % порівняно з 2014 роком. Загалом за останні два роки обсяги споживання природного газу в Україні знизилось на 16,6 млрд.м^3. Обсяг власного видобуток газу за 2015 рік знизився на 0,6 млрд.м^3 (до 19,9 млрд.м^3) або 3% порівняно з 2014 роком (20,5 млрд.м^3). Проте, Україна на сьогоднішній день споживає значний об'єм природного газу. Тому потрібно ще багато працювати задля зменшення споживання природного газу та збільшення власного видобутку. У зв'язку з цим актуальною залишається проблема зменшення втрат вуглеводнів під час експлуатації газових та газоконденсатних свердловин.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. В процесі розробки газових та газоконденсатних родовищ виникає багато проблемних питань, від своєчасного вирішення яких залежить стабільна експлуатація свердловин. Це потребує комплексного підходу, детального аналізу проблем та пошуку альтернативних шляхів їх вирішення.

Великий внесок у вивчення методів розробки газоконденсатних родовищ зробили багато вчених, у тому числі: К.С. Баснієв, Є.С. Бікман, С.М. Бузінов, Р.І. Вяхірєв, О.І. Гриценко, М.О. Гужов, Г.Р. Гуревіч, Ю.П. Желтов, С.Н. Закіров, Р.М. Кондрат, Ю.П. Коротаєв, Р.Д. Маргулов, А.Х. Мірзаджанзаде, В.І. Петренко, Р.М. Тер-Саркісов, П.Т. Шмигля, І.М. Фик, M. Muskat та ін.

Розробка газових та газоконденсатних родовищ характеризується трьома періодами: зростаючого видобутку газу, постійного та спадаючого. У них є свої особливості.

Під час розробки родовищ на виснаження з часом відбувається зниження пластового тиску, що впливає на швидкість руху флюїда з вибою на поверхню. Крім цього, на швидкість руху газу впливає ряд інших факторів, наприклад збільшення в продукції свердловини пластової та конденсаційної води, накопичення на вибої та у привибійній зоні рідини пластової води та вуглеводневого конденсату. Ці фактори негативно впливають на експлуатацію свердловин, призводять до зниження дебіту газу, простою свердловин та зменшення обсягів видобування вуглеводнів.

Багатьма дослідниками проводилось розрахунки з визначення швидкості руху газу на вході насосно-компресорних труб (НКТ). Згідно з промисловими даними, критична швидкість руху газу в башмаку ліфтових труб для винесення води зі свердловини залежить від діаметра труб і становить 5-10 м/с. За даними П.І Манжоса для свердловин газоконденсатних родовищ України швидкість руху газу в башмаку ліфтових труб становить від 2 до 5 м/с [1].

Швидкість газу і рідини на вході в ліфтові труби визначають за формулами [1]:

$$W_г = 5{,}1\cdot 10^{-6}\cdot \frac{q_г \cdot z_{виб}\cdot T_{виб}}{P_{виб}\cdot d_{вн}^2}, \qquad (1)$$

$$W_р = 1{,}47\cdot 10^{-5}\cdot \frac{q_р}{d_{вн}^2}. \qquad (2)$$

Важливим фактором, що впливає на стабільну роботу свердловин є мінімально необхідний дебіт газу для винесення потоком газу рідини з вибою на поверхню. З зменшенням дебіту газу нижче мінімально необхідного дебіту $q_{м.н}$ відбувається поступове накопичення рідини не тільки на вибої, а і в стовбурі свердловини, що призводить до поступової зупинки останньої. Для визначення $q_{м.н}$ використовують відомі залежності [1]:

- формула ПівнКавНДІгазу:

$$q_{м.н} = 2{,}076\cdot 10^6\cdot \frac{d_{вн}^2}{z_{виб}\cdot T_{виб}}\cdot \sqrt{P_{виб}}, \qquad (3)$$

- формула ВНДІгазу:

$$q_{м.н} = 8480\cdot d_{вн}^{2{,}5}\cdot \sqrt{\frac{P_{виб}\cdot \rho_р}{\bar{\rho}_г \cdot z_{виб}\cdot T_{виб}}}, \qquad (4)$$

- формула ІФДТУНГу одержана за даними експлуатації свердловин Оренбурзького газоконденсатного родовища, яка враховує дебіт рідини і відповідає умові мінімальних втрат тиску в стовбурі (спільно з В.С. Петришаком):

$$q_{м.н} = 2213\cdot d_{вн}^{1{,}94}\cdot q_р^{0{,}22}\cdot \sqrt{\frac{P_{виб}\cdot \rho_р}{\bar{\rho}_г \cdot z_{виб}\cdot T_{виб}}}, \qquad (5)$$

- формула ІФДТУНГу для газоконденсатних свердловин Східного регіону України (спільно з Ю.В. Марчуком) [2, 3]:

$$q_{м.н} = 4{,}08\cdot 10^5\cdot \frac{d_{вн}^5\cdot P_{виб}}{z_{виб}\cdot T_{виб}}\times \sqrt{\frac{\bar{\rho}_г \cdot z_{ср}\cdot T_{ср}}{\rho_р \cdot P_{ср}}\cdot exp\frac{7{,}01\cdot 10^{-10}\cdot q_р^2}{d_{вн}^5}}. \qquad (6)$$

В роботі [4] фахівцями ІФНТУНГ проведено розрахунки необхідного внутрішнього діаметру НКТ для забезпечення швидкості винесення рідини з вибою свердловини на поверхню за відомими залежностями, а також виведено нову залежність:

$$d_{вн} = 3{,}5\cdot 10^{-3}\cdot \sqrt{\frac{q\cdot 10^3\cdot z_{виб}\cdot P_{ат}\cdot T_{виб}}{\omega_{кр}\cdot P_{виб}\cdot T_{ст}}}, \qquad (7)$$

$$\omega_{кр} = 4{,}3942\cdot \sqrt[4]{\frac{157{,}864-\frac{P_{виб}}{z}}{6{,}968\cdot\left(\frac{P_{виб}}{z}\right)^2}}, \qquad (8)$$

ISSN 1993–9868 print
ISSN 2415–3109 online

При відомій конструкції свердловин та критичній швидкості для винесення рідини запропоновано ще одну методику розрахунку мінімально необхідного дебіту газу [4]:

$$q_{м.н} = \frac{d_{вн}^2 \cdot \omega_{кр} \cdot P_{виб} \cdot T_{ст}}{14{,}74 \cdot 10^{-3} \cdot z_{виб} \cdot P_{ат} \cdot T_{виб}}, \qquad (9)$$

В ІФНТУНГ Кондратом О.Р. за результатами теоретичних досліджень отримано аналітичні залежності для критичної швидкості руху газу $W_{кр}$ на вході в НКТ, при якій крапля рідини знаходиться в рівноважному стані в потоці газу:

$$W_{кр} = 2{,}84 \cdot \sqrt[4]{\frac{\rho_р - 3485{,}34 \cdot \frac{\bar{\rho}_г \cdot P_{виб}}{z_{виб} \cdot T_{виб}}}{\left(3485{,}34 \cdot \frac{\bar{\rho}_г \cdot P_{виб}}{z_{виб} \cdot T_{виб}}\right)^2}}, \qquad (10)$$

і мінімально необхідного дебіту газу $q_{м.н}$ для винесення рідини із свердловин.

$$q_{м.н} = 5{,}572 \cdot 10^5 \cdot \frac{d_{вн}^2 \cdot P_{виб}}{z_{виб} \cdot T_{виб}} \times \times \sqrt[4]{\frac{\rho_р - 3485{,}34 \cdot \frac{\bar{\rho}_г \cdot P_{виб}}{z_{виб} \cdot T_{виб}}}{\left(3485{,}34 \cdot \frac{\bar{\rho}_г \cdot P_{виб}}{z_{виб} \cdot T_{виб}}\right)^2}}. \qquad (11)$$

В роботі [5] проаналізовано роботу свердловин Шебелинського газоконденсатного родовища і виявлено, що швидкість газового потоку на вході ліфтових труб багатьох свердловин є недостатньою для винесення рідини на поверхню за рахунок пластової енергії. В значній кількості свердловин внаслідок зменшення протитиску газу вже навіть при зниженні тиску на усті до атмосферного (продування) неможливо забезпечити умови для винесення на поверхню стовпа рідини, яка скупчується в привибійній зоні пласта, утворює гідравлічний затвор на вході НКТ та перешкоджає перетіканню газу до устя.

Необхідно відмітити, що при зниженні швидкості газу на вході в НКТ відповідно відбувається зниження швидкості газу на усті та по шлейфу.

В роботі [6] проводилися розрахунки для визначення швидкості руху газу по шлейфу на прикладі газоконденсатних свердловин Юліївського НГКР. З практичного досвіду відомо, що на швидкість газового потоку в газових та газоконденсатних свердловинах впливає багато факторів. За результатами розрахунку в одній групі високодебітних газоконденсатних свердловин швидкість газового потоку по шлейфу складає близько 3-5 м/с, а в іншій групі – 1,1-2,5 м/с, що є не достатнім для самоочищення. Основними причинами зниження швидкості газового потоку по шлейфу є дебіт свердловин, діаметр та довжина шлейфу, значна кількість місцевих опорів (засувки, переходи, трійники, відводи, зварювальні стики, висхідні та низхідні ділянки). В залежності від довжини шлейфу і проходження його по місцевості існує різна кількість місцевих опорів.

В роботі [7] визначено втрати тиску по стовбуру свердловини, а також по шлейфу за наявності багатьох місцевих опорів при експлуатації свердловини 73 Юліївського НГКР. Свердловина працювала з такими параметрами: тиск на усті Ру=20,58 МПа, тиск на вході в УКПГ Рвх=19,60 МПа, температура на усті $t_у$=25 °С, температура на вході в УКПГ $t_{вх}$=20 °С, дебіт по газу $q_г$=140 тис.м^3/доб, довжина шлейфа L=4288 м та внутрішній діаметр шлейфа $D_{вн}$=0,09 м. Середня швидкість газу в шлейфі становила Wср=1,038 м/с.

Формулювання цілей статті. Завданням даної статті є розгляд існуючих технологій для видалення рідини із газових і газоконденсатних свердловин та вибір оптимальних заходів, спрямованих на скорочення часу простою свердловин та підвищення видобутку.

Висвітлення основного матеріалу. При розробці газових та газоконденсатних родовищ відбувається рух газу з пласта до вибою, а відтак колоною НКТ та шлейфом надходить на установку підготовки газу (УПГ). Разом з газом може відбуватися і рух рідини. Наслідком цього є накопичення рідини в свердловині та в шлейфі, що призводить до зниження продуктивності свердловини або припинення експлуатації. В зв'язку з цим потрібно проводити періодично заходи з видалення рідини із свердловини та очищення внутрішньої порожнини шлейфів.

Видалення рідини із газових та газоконденсатних свердловин здійснюють за допомогою:

- продування через НКТ на амбар;
- продування через сифонні труби;
- продування свердловин в газозбірні мережі низького тиску;
- продування свердловини на установку підготовки газу;
- продування через ежектор;
- продування через сепаратор обв'язаний на усті свердловини;
- продування через сепаратор, який знаходиться в обв'язці на установках збору і підготовки газу;
- продування за рахунок зупинки та пуску свердловин в роботу, що працюють на дотискуючу компресорну станцію;
- опускання НКТ на різну глибину;
- заміни колони ліфтових труб (НКТ) на труби меншого діаметра;
- експлуатації свердловин по дворядному ліфту (опускання в НКТ труб меншого діаметру);
- експлуатації свердловин по концентричних ліфтових колонах;
- спуск НКТ різного діаметра;
- використання диспергаторів;

- подавання розчину та твердих ПАР (поверхнево-активної речовини) у свердловини;
- подавання ПАР на вибій нижче інтервалу перфорації;
- періодичного нагнітання розчину ПАР з протисненням на вибій газом високого тиску;
- періодичного нагнітання піноутворюючих та інших речовин у свердловини;
- плунжерних піднімачів;
- використання пристроїв різної конструкції;
- періодичного подавання газоазотної суміші та закачування розчину ПАР;
- газліфтної експлуатації;
- встановлення на усті свердловин малогабаритних газліфтних станцій (МГС).
- газліфтних систем з вибійним клапаном;
- зниження робочого тиску за рахунок пуску в експлуатацію низьконапірних свердловин на малогабаритну дотискуючу компресорну станцію (МДКС), встановлену на усті;
- зниження робочого тиску за рахунок пуску в експлуатацію свердловин на дотискуючу компресорну станцію (ДКС), яка розміщена на УПГ;
- використання двофазних струминних насосів;
- використання насосних установок, штангових насосів, тощо;
- передачі теплоти потоку флюїда (термоліфт);
- почергового переведення свердловини для експлуатації через трубний або затрубний простори;
- зупинки свердловин для поглинання рідини пластом;
- застосування колтюбінгових установок.

Для винесення накопиченої рідини, зменшення гідравлічного опору здійснюють продування свердловин і сполучних трубопроводів (шлейфів, колекторів) в атмосферу на факел [8, 9].

Періодичне продування свердловин через спеціально спущені сифонні труби діаметром 25-37 мм здійснюється вручну або автоматами, встановленими на землі чи на вибої свердловини. Від продування в атмосферу цей метод відрізняється тим, що він застосовується тільки після накопичення певного стовпа рідини на вибої [10].

Свердловину продувають шляхом періодичного підключення до газозбірної мережі низького тиску. Газ із свердловини разом з рідиною надходить в газозбірний колектор низького тиску, відділяється від води в сепараторах і надходить на компримування або спалюється на факелі [10].

На практиці здійснюють продування шлейфу газових та газоконденсатних свердловин на установку підготовки газу. При цьому відбувається зміна робочого тиску, а відповідно технологічного режиму роботи свердловин, що сприяє збільшенню швидкості руху газорідинного потоку для винесення рідини із свердловини та шлейфу на установку підготовки газу. Регулювання швидкісного газорідинного потоку вздовж свого шляху з вибою та по шлейфу здійснюється за рахунок зміни тиску на вході установки (Рвх) за допомогою штуцера регулюючого (ШР) на УПГ. При відкритті ШР тиск знижується, а при закритті – підвищується, відповідно збільшується та знижується швидкість газорідинного потоку. При закритті засувки на УПГ здійснюють зупинку газорідинного потоку. Даний захід доцільно проводити на свердловинах, що працюють з високим робочим тиском та високим дебітом. На свердловинах родовищ Юліївського цеху з видобування нафти, газу та конденсату (Юліївського ЦВНГК) періодично його використовують.

Відомий патент Російської Федерації №2017941 "Способ удаления жидкости из газовых скважин и шлейфов" [11]. Суть винаходу полягає в тому, що видобуток газу ведуть з періодичним видаленням рідини з вибою свердловини видобувним газом. На відміну від експлуатації свердловин з періодичною зупинкою та продуванням, рідина з вибою свердловини видаляється шляхом продування шлейфів через газовий ежектор, при цьому кожну свердловину періодично підключають до камери змішування ежектора. На вхід ежектора подають високонапірний газ з дотискувальної компресорної станції (ДКС), а змішаний потік скеровують на вхід ДКС. Період продування кожної свердловини визначають за стабілізацією температури.

Винахід може бути використано при освоєнні і експлуатації газових свердловин. Крім того, при реалізації способу видалення рідини з газових свердловин та шлейфів не відбувається викиду газу в атмосферу, що підвищує екологічність і знижує втрати.

Цей спосіб має вузьку область застосування - його можна застосовувати тільки в газових свердловинах за наявності дотискувальної компресорної станції при значному перепаді між робочим тиском свердловини, яку планують підключати до камери змішування ежектора, та тиском на виході з дотискувальної компресорної станції.

Газовий ежектор встановлюють безпосередньо на усті свердловини або на вхідних нитках установки підготовки газу. Наведемо практичний досвід встановлення газових ежекторів на УППГ Наріжнянського НГКР та УКПГ-2 Юліївського НГКР Юліївського цеху з видобування нафти, газу та конденсату (ЮЦВНГК).

В 2006 році до УППГ Наріжнянського НГКР підключено дві свердловини 1 та 21. Враховуючи те, що тиск і дебіт свердловини 1 становив відповідно 10 МПа та 30 тис.м^3/добу і поступово знижувався, фахівцями промислу було прийнято рішення щодо встановлення газового ежектора на вхідних нитках УППГ. Як джерело високого тиску використовували свердловину 21, яка працювала з тиском 20 МПа та дебітом 130 тис.м^3/добу. Впровадження даного заходу дозволило стабілізувати роботу свердловини 1 та забезпечити додатковий видобуток вуглеводнів.

В 2009 році до УКПГ-2 Юліївського НГКР підключена свердловина 50, яка працювала по

ISSN 1993–9868 print
ISSN 2415–3109 online

газопроводу-перемичці на УКПГ-1 ЮНГКР та періодично експлуатувалася, оскільки тиск на вході в установку підготовки газу знижувався нижче першої ступені сепарації до 4,0 МПа. В зв'язку з тим, що до УКПГ-2 підключили свердловину 1 Недільного ГКР з високим вхідним тиском (Рвх) 16,5 МПа, то фахівцями промислу прийнято раціональне рішення на дану вхідну нитку змонтувати газовий ежектор та підключити до нього свердловину 50 ЮНГКР, яка працювала з низьким робочим тиском [12].

Пуск свердловини 50 ЮНГКР на газовий ежектор дозволив стабілізувати її роботу, зменшити час простою в режимі накопичення тиску, а також збільшити об'єм видобування газу на УКПГ-2 для виробництва пропан-бутанової фракції [12].

Одним із ефективних методів продування газоконденсатних свердловин та шлейфів можна вважати продування через сепаратор. Відповідно запропонована схема обв'язки устя свердловини із включенням сепаратора для збору рідини під час продування [13]. Таким чином після впровадження запропонованого заходу ефективність шлейфів підвищиться, що дасть змогу забезпечувати стабільний видобуток вуглеводнів та збирати рідину під час продування свердловин та шлейфу.

Відомий патент України №32695 "Спосіб видалення і збору рідини з газоконденсатних свердловин та шлейфів під час їх продувки" [14], що включає видобування газу з періодичним видаленням рідини з вибою свердловини шляхом їх продування, який відрізняється тим, що підключають сепаратор для видалення рідини з газового потоку під час продування свердловини та шлейфа.

Використання даного способу дозволяє продути свердловину та шлейф через сепаратор. Крім цього, свердловину можна пустити в роботу через сепаратор.

У міру заповнення сепаратора рідину завантажують у автоцистерну через дренажну лінію та вивозять на УКПГ.

Цей спосіб дає змогу збирати рідину під час продування свердловини та шлейфу і використовувати її в подальшому, що забезпечить економію вуглеводневого конденсату, який спалюється при продуваннях та зменшити забруднення навколишнього середовища.

Запропонована обв'язка із сепаратором дає можливість продувати свердловини з низькими та високими робочими тисками.

На свердловинах родовищ Юліївського ЦВНГК облаштовані лінії для продування газоконденсатних свердловин підключених до УКПГ-1 та УКПГ-2 Юліївського НГКР, УППГ Наріжнянського НГКР, УКПГ-1 Скворцівського НГКР через сепаратор, який знаходиться в обв'язці даних установках на факельну лінію [15, 16]. Даний захід дозволяє збирати рідину під час продування свердловини та шлейфу.

Відомий патент Російської Федерації №2346147 – "Способ эксплуатации скважин и системы сбора газа в компрессорный период разработки газовых и газоконденсатных месторождений" [17]. Суть його полягає в короткочасному припиненні видобутку газу на промислі шляхом перемикання дотискувальної компресорної станції на холостий хід. У подальшому включають цю станцію в штатний режим роботи і подають видобутий газ в магістральний газопровід. Тим самим забезпечують винесення утвореної за період зупинки промислу рідинної пробки в сполучних трубопроводах на знижених ділянках траси. При цьому одночасно знижують рівень рідини на вибоях газових свердловин за рахунок підвищення швидкостей газових потоків. Це призводить до підвищення продуктивності обводнених свердловин і їх сполучених трубопроводів, шлейфів і колекторів за рахунок видалення рідкої фази зі стовбурів свердловин і трубопроводів.

При використанні способу відбувається підвищення видобутку газу загалом по промислу, що зберігається певний час, після чого процедура короткочасної зупинки може бути повторена (періодичність процесу визначається дослідним шляхом).

Що стосується тривалості короткочасної зупинки промислу, то ця величина також визначається експериментальним шляхом, щоб забезпечити максимально можливе в конкретних умовах експлуатації підвищення видобутку газу з промислу загалом, наприклад для систем збору і підготовки газу родовища згідно з [17] оптимальний час зупинки промислу складає 10 хвилин.

При використанні цього способу знижуються експлуатаційні витрати (відсутні технологічні втрати газу), забезпечується додатковий видобуток газу і дотримуються екологічні вимоги (виключається екологічний збиток, що наноситься технологією видалення рідини шляхом продування свердловин і сполучних трубопроводів в атмосферу зі спалюванням газу на факелі).

Видаляють рідину із газових та газоконденсатних свердловин також шляхом опускання колони насосно-компресорних труб на різну глибину враховуючи різні фактори. Для експлуатації свердловин вибирають оптимальний діаметр ліфтових труб, враховуючи дебіт, швидкість газового потоку на вибої, втрати тиску в НКТ, а також геолого-промислові дані по експлуатації свердловин. При високих пластових тисках НКТ опускають вище верхніх отворів перфорації, до верхніх отворів перфорації, та до середини інтевалу перфорації. При низьких пластових тисках та наявності рідини в продукції свердловин НКТ опускають до нижніх отворів інтервалу перфорації. Діаметр НКТ вибирають таким, щоб забезпечити повне та безперервне винесення рідини з вибою при мінімальних втратах тиску в стовбурі свердловини.

Фахівцями УкрНДІгазу проводиться моніторинг параметрів експлуатації свердловин ПАТ "Укргазвидобування" стосовно можливих ускладнень, за результатами якого надаються пропозиції щодо оптимальної глибини опускання НКТ.

Видалення рідини вуглеводневого конденсату і пластової води з газоконденсатних свердловин на практиці вирішують збільшенням швидкості газового потоку шляхом заміни ліфтових труб на труби меншого діаметра. Даний захід ефективний і він знайшов широке застосування на практиці.

Так, наприклад, для газоконденсатних свердловин Юліївського НГКР проведено розрахунок необхідного внутрішнього діаметра НКТ за різними методиками. За результатами розрахунків запропоновано виконати такі заходи:

- на свердловинах 50, 51, 56, 58, 60, 61, 73 Юліївського НГКР замінити існуючу колону НКТ діаметром 73 мм на менший діаметр ліфтових труб – 60 мм;
- на свердловинах 65, 68, 77 Юліївського НГКР замінити існуючу колону НКТ діаметром 73 мм на менший діаметр ліфтових труб – 48 мм.

За результатами розрахунків та аналізу параметрів експлуатації свердловин на Уренгойському, Ведмежому, Ямбургському, Вингапурському родовищах в Росії встановлено закономірності між значеннями робочих дебітів і діаметрів ліфтових труб. Для діапазону дебітів 800-1000 тис.м^3/доб і вище технологічно виправданий діаметр НКТ - 168 мм, який використаний в конструкціях свердловин Ямбурського, Уренгойського родовищ і в свердловинах основного фонду Ведмежого родовища. При дебітах 750-800 тис.м^3/доб діаметр ліфтової колони зменшується до 114 мм. Такі конструкції свердловин застосовуються на Вингапурському родовищі [18].

Фахівцями УкрНДІгазу надано рекомендації щодо оптимізації розробки Аксютівського ГКР Юліївського ЦВНГК. У 2011 році родовище експлуатувалося двома свердловинами – 3 та 4. З них одна працювала по 2-4 години впродовж 3-4 доби із зниженням робочого тиску з 2,75 МПа до 2,1 МПа, а друга експлуатувалась протягом 2 діб із зниженням робочого тиску від 4,9 МПа до 3,3 МПа, після чого 3-4 години знаходилась в накопиченні тиску. Основним ускладненням в розробці родовища є низькі поточні робочі тиски (2,1-3,3 МПа), що в умовах високого тиску в колекторі (1,47 МПа) та періодичної їх роботи призводить до накопичення пластової рідини на вибоях свердловин. До того ж незначний перепад між робочими тисками та тиском у колекторі не забезпечує якісний рівень підготовки газу. Для покращення якості підготовки газу та забезпечення стабільної роботи свердловин обгрунтовано доцільність встановлення після другої ступені сепарації ДКС невеликої продуктивності, заміну існуючих ліфтових колон труб діаметром 2,5" на труби діаметром 1" [19].

УкрНДІгазом для свердловин ПАТ "Укргазвидобування" виконуються розрахунки з визначення швидкості газу і рідини на вході в ліфтові труби, мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини з вибою на поверхню та надаються рекомендації щодо заміни ліфтових труб на менший діаметр.

Ще одним способом видалення рідини із свердловин є експлуатація по дворядному ліфту. Суть методу полягає в тому, що в існуючу колону НКТ опускають труби меншого діаметра, наприклад, сифонні труб діаметром 32 мм або 42 мм. В [20] у практиці застосовують сифонні труби різних діаметрів 1", 0,75", 0,5".

Видобування газу із крупних родовищ Росії, зокрема Ведмеже, Уренгойське, Ямбургське, Комсомольське здійснюється експлуатацією свердловин в яких спущені ліфтові колони із труб великих діаметрів 168, 127, 114 мм. Наприклад, на свердловинах Ведмежого родовища проводились експерименти щодо оптимізації режиму експлуатації свердловин в умовах накопичення рідини на вибої шляхом спуску колони НКТ меншого діаметру, тобто ЦЛК (центральної ліфтової колони) в спущену колону НКТ - ОЛК (основну ліфтову колону), а також відповідно змінено схему обв'язки устя противикидним обладнанням. Свердловини експлуатувались одночасно по ЦЛК та ОЛК і на усті два потоки газу змішувались та надходили в газозбірний колектор. За результатами експерименту запропоновано для свердловин з ліфтовими колонами діаметром 168 мм, в якості ЦЛК використовувати НКТ діаметром 73 мм, а в свердловинах з ліфтовими колонами 127, 114 мм - ЦЛК діаметром 60,3 мм [21, 22].

Іншим шляхом видалення рідини із свердловин є опускання комбінованої колони ліфтових труб різного діаметра. Наприклад, НКТ в газоконденсатних свердловинах Юліївського НГКР опущені, як одноступінчасті діаметром 60 мм та 73 мм, так і двоступінчасті діаметром 73х60 мм і 73х89 мм, що забезпечує умови для винесення рідини із свердловин.

Одним із способів видалення рідини із свердловин є застосування диспергаторів різної конструкції. Суть його полягає в тому, що рідина, яка знаходиться на вибої і в стовбурі свердловини, переводиться в дисперсний стан за допомогою спеціальних вибійних і ліфтових пристроїв, які забезпечують перевищення швидкості потоку газу над мінімально необхідною для винесення рідини. Завдяки встановленню диспергаторів на різній глибині свердловини швидкість газового потоку збільшується від вибою до устя свердловини.

Необхідно відмітити, що диспергування рідини в пристроях пов'язано зі звуженням робочого діаметра ліфтових труб, що призводить до збільшення втрат тиску і неможливості проведення геофізичних робіт.

Видалення рідини із газових та газоконденсатних свердловин та їх шлейфів здійснюють закачуванням розчину ПАР для покращення винесення рідини потоком газу на амбар свердловини, установку підготовки газу. Перед виконанням цих робіт підбирають ряд свердловин, в яких спостерігається наявність рідини, пластової або конденсаційної води та вуглеводневого конденсату. Враховуючи це, розробляють пропозиції щодо використання необхідного реагенту ПАР, кількості та способу його закачування. Тип та концентрацію ПАР, що необ-

ISSN 1993–9868 print
ISSN 2415–3109 online

хідна для спінення рідини, вибирають в залежності від мінералізації рідини та її кількості в продукції свердловини [23, 24, 25]. Об'єм рідини в свердловині можна визначити за допомогою ехолота, яким можна виміряти відстань до стовпа рідини в трубному, затрубному просторах. Для наближеного визначення об'єму рідини використовують формулу:

$$V_p = F \cdot \frac{10^4 \cdot \left(P_{затр} - P_{тр}\right)}{\rho_p} = \frac{0{,}785 \cdot 10^4 \cdot \left(P_{затр} - P_{тр}\right) \cdot d_{вн}^2}{\rho_p}, \quad (12)$$

де V_p – обєм рідини в трубному просторі, м^3;
F – площа перерізу труби, м^2;
$P_{затр}$ – затрубний тиск, кгс/см^2;
$P_{тр}$ – трубний тиск, кгс/см^2;
ρ_p – густина рідини, кг/м^3

$$\rho_p = \frac{\left(G_к + G_в\right) \cdot 10^3}{q_к + q_в}, \quad (13)$$

де $G_к$ – масовий дебіт конденсату, т/доб;
$G_в$ – масовий дебіт води, т/доб;
$q_к$ – дебіт конденсату, м^3/доб;
$q_в$ – дебіт води, м^3/доб.

Багато досліджень роботи свердловин з використанням розчину ПАР проводились фахівцями УкрНДІгазу на родовищах ПАТ "Укргазвидобування", зокрема в ГПУ "Шебелинкагазвидобування", ГПУ "Полтавагазвидобування", ГПУ "Львівгазвидобування".

В ГПУ "Шебелинкагазвидобування" на Шебелинському ГКР проводились експерименти із визначення оптимальної концентрації застосуванння піноутворюючих поверхнево-активних речовин для видалення рідини з вибою свердловин. Експериментом були охоплені низькодебітні, середньодебітні та високодебітні свердловини. За результатами проведених досліджень досягнуто такі результати. На свердловинах, що експлуатувались періодично, у двічі зменшився період простою, на інших свердловинах досягнуто стабільної роботи, а на окремих – збільшення дебіту [26, 5]. На даному родовищі свердловини підключені до 24 УКПГ із загальним фондом понад 550 свердловин.

Проведено аналіз поточного стану свердловин Шебелинського ГКР шляхом проведення газодинамічного розрахунку і визначено перелік свердловин, на яких застосування ПАР буде найбільш ефективним. На основі цього розроблена експериментальна програма з випробування масштабного застосування ПАР в межах окремого УКПГ. Наприклад, за результатами впровадження цієї програми спостерігалось збільшення видобувних можливостей свердловин, що працювали на УКПГ-18 за 25 днів на понад 700 тис.м^3 газу [26].

В роботі [27] проводились лабораторні дослідження шести поверхнево-активних речовин (Сольпен-10Т, Стінол, Піносол, Савінол, РП-1К, ОП-10) для різних умов винесення рідини із свердловин родовищ ГПУ "Полтавагазвидобування". Враховувався склад рідини, мінералізація пластової води та вміст вуглеводневого конденсату. На основі цього для різних умов експлуатації свердловин запропоновано до використання найбільш ефективного ПАР. Надано рекомендації щодо застосування ПАР та деемульгаторів на родовищах ГПУ "Полтавагазвидобування".

В роботі [28] проаналізовано фонд свердловин родовищ ГПУ "Львівгазвидобування". Так, переважна більшість родовищ знаходиться на завершальній стадії розробки, що характеризується обводненням продуктивних покладів. Збільшеннння кількості видобутої води призводить до ускладнень під час видобування вуглеводневої продукції на газових та газоконденсатних свердловинах. Тому для забезпечення стабільної роботи свердловин запропоновано використання ПАР та розраховано оптимальну кількість реагенту для винесення рідини, що накопичуються на вибої. Проведено лабораторні дослідження щодо визначення складу пластових вод різних родовищ, спінюючих властивостей ПАР (Стінол-НГ, Савінол, Сульфанол, Сольпен-10Т) з пластовою водою. За результатами досліджень встановлено, що на свердловинах родовищ ГПУ "Львівгазвидобування" для видалення рідини з вибоїв найбільш ефективним з наведених ПАР є Сольпен-10Т. Надано рекомендації щодо видалення рідини з свердловин Стрийського ЦВНГК, Пасічнянського ЦВНГК, Комарнівського ЦВНГК, Хідновицького ЦВНГК.

Фахівцями УкрНДІгазу за результатами проведених досліджень з експлуатації свердловин із використанням розчину ПАР запропоновано його обсяг розраховувати за певною методикою, яку в подальшому запатентовано. Відомо патент України №72082 "Спосіб видалення рідини зі свердловини" [29], що включає нагнітання в свердловину робочого розчину товарної поверхнево-активної речовини (ПАР), кількість якої визначають з урахуванням кількості рідини в стовбурі свердловини та розчинника товарної ПАР. Перед нагнітанням робочого розчину товарної ПАР її готують з урахуванням кількості рідини, причому загальний об'єм товарної ПАР розраховують за формулою:

$$V_{ТОВ} = \left(V_p - V_{роз}\right) \cdot \frac{C}{C_T} + \frac{\left[\left(\left(V_p - V_{роз}\right) \cdot \frac{C}{C_T} \cdot \rho - \left(V_p - V_{роз}\right) \cdot C \cdot \rho / 100\right) \cdot 10^{-3}\right] \cdot \frac{C}{C_T}}{\left(1 - \frac{C}{C_T}\right)}, \quad (14)$$

де $V_{тов}$ – загальний об'єм товарної ПАР, м^3;
V_p – об'єм рідини в трубному просторі, м^3;
$V_{роз}$ – об'єм розчинника $V_{роз}$, в якому розчиняють товарну ПАР, м^3;
C – концентрація ПАР, необхідна для спінення рідини, %;
$C_т$ – концентрація товарної ПАР, %;
ρ - густина товарної ПАР, кг/м^3.

Спосіб дає можливість видаляти рідину з вибою свердловини та дозволяє суттєво підвищити ефективність проведення технологічного процесу видобування, зменшити гідравлічний опір потоку, збільшити продуктивність свердловини.

Крім цього, в умовах бездоріжжя за наявності пакера в свердловинах та інших причин застосовують тверді ПАР. Розроблено ряд рецептур брикетованих хімічних реагентів (БХР) багатофункціональної дії. Комплексні склади БХР мають достатньо високі якісні показники та призначені для винесення рідини [30].

Існує і інший шлях введення спінюючих ПАР у свердловини від традиційних. Для цього використовують НКТ, які опускають у свердловину нижче інтервалу перфорації як контейнери для зберігання розчину ПАР з подальшим дозованим уведенням їх в газорідинний потік, який відбирають по затрубному простору. Дана технологія впроваджена на Пинянському газовому родовищі.

У свердловинах видалення рідини із вибою можна здійснювати за допомогою нагнітання розчину ПАР з протисненням на вибій газом високого тиску. Відомий патент України №84214 "Спосіб винесення рідини із вибою газової та газоконденсатної свердловини" [31], що включає нагнітання у затрубний простір розчину поверхнево-активної речовини (ПАР), який відрізняється тим, що розчин ПАР протискують на вибій вуглеводневим газом високого тиску, а перемішування пластової рідини, що знаходиться на вибої, з розчином ПАР здійснюють зміною напрямку нагнітання вуглеводневого газу високого тиску почергово в трубний і в затрубний простори, причому після 2-4 циклів почергового нагнітання затрубний простір перекривають і протискують частину вибійної рідини з розчином ПАР в пласт, а наступне почергове нагнітання вуглеводневого газу високого тиску в трубний і затрубний простори здійснюють після витримування протисненої в пласт вибійної рідини з розчином ПАР від двох до шести годин.

Видалення рідини із свердловин можна здійснюють за допомогою нагнітання піноутворюючих та інших речовин.

Відомий патент України №105985 "Піноутворюючий склад для видалення рідини з вибою свердловин" [32], що включає нітрит натрію та піноутворювач, який відрізняється тим, що додатково містить поліфосфат натрію, а як піноутворювач використовують суміш аніонактивної та амфотерної поверхнево-активних речовин за наступного співвідношення компонентів, мас %: нітрит натрію - 12,5-20,0; поліфосфат натрію - 10,0-12,5; аніонактивна поверхнево-активна речовина - 60,0-72,5; амфотерна поверхнево-активна речовина - 5,0-7,5.

Відомий патент України №105984 "Піноутворюючий склад для видалення рідини з вибою свердловин" [33], що включає нітрит натрію та піноутворювач, який відрізняється тим, що додатково містить порошкоподібну кислоту, а як піноутворювач використовують суміш неіоногенної та аніонактивної поверхнево-активної речовин в такому співвідношенні компонентів, мас %: нітрит натрію - 12,5-20,0; порошкоподібна кислота - 10,0-15,0; неіоногенна поверхнево-активна речовина - 50,0-60,0; аніонактивна поверхнево-активна речовина - 10,0-15,0.

Відомий патент України №31449 "Піноутворююча суміш для видалення рідини з газової свердловини" [34], що включає піноутворювач (наприклад, сульфанол, кристалічну кислоту, карбонат лужного або лужноземельного металу або амонію) сформовані в брикети, яка відрізняється тим, що вона додатково містить стабілізатор піни у вигляді карбоксилметилцелюлози (КМЦ), а як кристалічну містить лимонну кислоту у такому співвідношенні компонентів, вага %: сульфанол - 20-25, лимонна кислота - 30-40, карбонат лужного або лужноземельного металу - 30-35, КМЦ -5-10.

Відомий патент України №30673 "Піноутворювальний склад для видалення рідини з вибою свердловини" [35], що містить газоутворювач, піноутворювач і стабілізатор, який відрізняється тим, що як газоутворювач він містить алюмогідрит натрію, а стабілізатором стійкості піни є алюмінат натрію, що утворюється під час реакції алюмогідриту натрію з водою за наступного співвідношення компонентів, % мас: піноутворювач - 10,0-15,0; алюмогідрит натрію - 85,0-90,0.

Запропонований склад отримують таким чином. Змішують піноутворювач з алюмогідритом натрію, і отриману суміш формують у вигляді циліндричних брикетів. Отримані у такий спосіб брикети закидають у насосно-компресорні труби через лубрикатор, який встановлюють на усті свердловини.

Відомий патент України №34731 "Суміш речовин для видалення рідини з вибою свердловин" [36], що містить піноутворювач, воду та сухий лід, яка відрізняється тим, що як піноутворювач містить фосфоксит, що є водною сумішшю триетанолових солей складних ефірів фосфорної кислоти та оксіетильованого жирного спирту з числом вуглецевих атомів 10-20 і ступенем оксіетилювання 5-10 при такому співвідношенні компонентів, мас %: оксіетильований жирний спирт з числом вуглецевих атомів 10-20 і ступенем оксіетилювання 5-10 – 8,0-28,0 триетанолові солі складних ефірів фосфорної кислоти (у перерахуванні на фосфор) – 0,2-1,0, вода – 11,8-31,0, сухий лід – решта.

В практиці застосовують видалення рідини із свердловин за допомогою плунжерних піднімачів різної конструкції.

Відомий патент України №83920 "Плунжер для піднімання рідини з обводнених газових і газоконденсатних свердловин" [37], який містить корпус у вигляді втулки із сідлом в нижній частині, клапан і поплавок, який відрізняється тим, що поплавок виконаний у формі тороїду і жорстко з'єднаний за допомогою циліндроподібної тяги з дископодібним клапаном, корпус плунжера обладнаний у верхній частині отворами на боковій поверхні і в нижній части-

ISSN 1993–9868 print
ISSN 2415–3109 online

ні - закритою знизу циліндроподібною камерою довжиною не меншою довжини переміщення клапана, з отворами на боковій поверхні, а вихід насосно-компресорних труб обладнаний циліндричним патрубком з можливістю проходження його всередину поплавка і тяги без взаємодії з клапаном.

Відомий патент України №86412 "Плунжер для підйому рідини з обводненої газової свердловини" [38], що містить втулку, сідло, який відрізняється тим, що додатково містить ущільнювальну прокладку, встановлену на зовнішній поверхні плунжера між втулкою та внутрішньою стінкою колони насосно-компресорних труб, циліндричну тягу, розміщену всередині втулки, причому циліндрична тяга являє собою порожнистий корпус з горизонтальними елементами для закріплення керуючого стрижня, який розміщений коаксіально до тяги, та клапаном у вигляді конічних секторів, що закріплений до її нижньої частини і встановлений у сідло втулки.

В роботі [39] розглянуто конструкції та принцип роботи плунжерних піднімачів. Висвітлено проблеми, що виникають при експлуатації плунжерів. Недоліком плунжерів з ущільненнями є зношення ущільнюючих елементів і можливість застрягання плунжера в колоні. Запропоновано вирішення проблеми боротьби із витіканнями рідини через проміжок між стінкою плунжера і колоною НКТ шляхом застосування пінопакерного плунжерного піднімача. Враховуючи недосконаліть конструкції плунжерних піднімачів, вони не знайшли широкого застосування на практиці.

В роботі [40] проведено аналіз конструкції плунжерів для плунжерного піднімача. Основна тенденція при конструюванні плунжерів – це застосування ущільнення, яке під час руху плунжера вниз автоматично зменшує свій зовнішній діаметр, а під час руху вгору автоматично розширюється і контактує із стінками труб. Зосереджено увагу на виборі ущільнень для плунжерів. З практики відомо, що тривалість роботи плунжера незначна.

Враховуючи вищевикладене, технологію використання плунжерних піднімачів необхідно вивчати, досліджувати та вдосконалювати.

Для видалення рідини із свердловин можна використовувати пристрої різної конструкції.

Відомий патент України №42549 "Пристрій для видалення рідини з свердловини" [41], що має колону фонтанних труб з хвостовиком, у якому виконані отвори для сполучення затрубного простору з колоною фонтанних труб, який відрізняється тим, що у нижній частині фонтанних труб над хвостовиком виконані радіальні отвори, а всередині фонтанних труб на рівні радіальних отворів розміщено втулку з пружно-еластичного матеріалу, причому втулка у верхній частині містить радіальні прорізи, що утворюють пелюстки, а радіальні отвори перекриті пелюстками.

Відомий патент України №45029 "Пристрій для видалення рідини зі свердловини" [42], що включає зв'язаний з колоною труб корпус з радіальними і вертикальними каналами для сполучення затрубного простору з трубним, розміщений усередині корпуса ежектор зі зворотним клапаном і встановлений у нижній частині гідравлічний золотник, що складається з циліндра і з'єднувального стакана з патрубком, який відрізняється тим, що в циліндрі гідравлічного золотника встановлено комбінований клапан, який складається з поршневого клапана і телескопічного клапана-відсікача з осьовим глухим каналом і бічними циркуляційними отворами. В основі патрубка стакана виконані радіальні канали.

При накопиченні рідини в стовбурі газової та газоконденсатної свердловини і при неможливості її усунення енергією пласта проводять видалення шляхом закачування газоазотної суміші. Для ефективного здійснення цього заходу необхідно [43]:

- мати прилад для вимірювання стовпа рідини;
- всюдихідну спеціальну техніку (цементувальний агрегат, автоцистерну) для закачування розчину ПАР;
- пересувної азотної компресорної станції ПАКС.

Спочатку необхідно визначити об’єм рідини в свердловині, провівши заміри рівнів у трубному та затрубному просторах протягом певного періоду (визначити динаміку зміни стовпа рідини). Наступним кроком є вибір типу ПАР та рецептури його приготування для кожної свердловини індивідуально. Після цього необхідно освоїти свердловину методом пачкування вибухобезпечної газоазотної суміші від пересувної азотної компресорної станції та закачування розчину ПАР. При виконанні робіт періодично слідкувати за вилученням рідини, тобто здійснювати контроль за допомогою періодичного відкриття вентиля на фонтанній арматурі свердловини. Після успішного виконання робіт пустити свердловину в роботу та вести контроль за рівнем рідини.

Для видалення рідини із свердловини застосовують газліфтну експлуатацію, яка передбачає подавання газу у затрубний простір. Джерелом газу для газліфтної експлуатації може бути газ із свердловини, що експлуатується, інших свердловин або із установки підготовки газу після очищення. Крім цього, необхідно прокласти трубопровід (газліфтну лінію), якою буде надходити газ до свердловини та встановити спеціальне обладнання для забезпечення його подавання у затрубний простір, а також систему обліку.

Досвід впровадження газліфтної експлуатації отримано на глибоких газоконденсатних свердловинах 69 та 84 (гор. В-16+В-17) Тимофіївського НГКР та газоконденсатних свердловинах 111 та 118 (гор. С-5) східного склепіння Березівського ГКР [44].

Експериментальні дослідження з газліфтної експлуатації проводились на Березівському ГКР, яке розробляється з 1983 року. Основні продуктивні відклади приурочені до покладу гор. С-5 (газ якого характеризується високим

вмістом конденсату) та покладу гор. В-16 (з порівняно низьким вмістом конденсату в пластовому газі). Станом на 01.01.2008 року загальний фонд свердловин гор.С-5 та В-16 складає 30 одиниць, з яких на гор. С-5 20 одиниць та гор. В-16 10 одиниць (західне та східне склепіння).

Протягом 1988-1994 рр. на родовищі здійснювався промисловий експеримент з перепускання високонапірного газу з гор.В-16 в поклад гор. С-5. За цей період перепущено 743,1 млн.м^3 газу (в тому числі – на західному спепінні 428,7 млн.м^3; на східному 314,4 млн.м^3). З 2001 року на східному склепінні родовища розпочато промислове перепускання високонапірного газу з гор. В-16 в поклад гор. С-5 через поверхню. Станом на 01.01.2008 року перепущено 155,14 млн.м^3 високонапірного газу з гор.В-16 в поклад гор. С-5 [45].

В практиці відомо, що для підвищення продуктивності свердловин, збільшення дебіту, в тому числі видалення рідини із вибою на поверхню для подальшого транспортування по шлейфу на УПГ на усті свердловин встановлюють малогабаритні газліфтні станції.

Для видалення рідини із вибою застосовують газліфтні системи з вибійним клапаном. Газ відбирається по затрубному просторі, а рідина видаляється через НКТ, на яких встановлені пускові газліфтні і вибійні клапани. На клапан діє сила стиснення пружини і різниця тисків, створюваних стовпами рідини в НКТ і в затрубному просторі. При розрахунковому рівні рідини в затрубному просторі співвідношення діючих сил стає таким, що клапан відкривається і рідина надходить в НКТ і далі в атмосферу або в сепаратор. Після зниження рівня рідини в затрубному просторі до заданого вхідний клапан закривається. Рідина всередині НКТ накопичується доти, поки не спрацюють пускові газліфні клапани. При відкритті останніх газ із затрубного простору надходить в НКТ і виносить рідину на поверхню. Після зниження рівня рідини в трубному просторі пускові клапани закриваються і всередині НКТ знову накопичується рідина за рахунок перепуску її із затрубного простору.

Видалення рідини із вибою низьконапірних свердловин можна здійснювати за рахунок встановлення МДКС на усті свердловин і підключенням до неї як однієї, так і декількох свердловин. МДКС дозволяє забезпечити зниження робочих тисків на усті свердловин та подачу газу по шлейфах (газопроводах) на установку підготовки газу (УПГ). Зниження робочих тисків призводить, відповідно, до зниження вибійних тисків, збільшення депресії на пласт та швидкостей газорідинного потоку на вибоях свердловин, що дозволить підвищити їх видобувні можливості. Даний захід дозволить видаляти рідину із вибою свердловин та забезпечити видобування вуглеводневої сировини. Необхідно відмітити, що МДКС встановлюють і на УПГ.

При переведенні свердловин в експлуатацію на ДКС, що розміщена на УПГ відповідно, поступово знижується тиск першої ступені сепарації на установці, вхідний тиск, робочий та вибійний тиск, що призводить до збільшення швидкості на вибої для винесення рідини із свердловин на поверхню. Цей захід дозволяє покращити експлуатаційні характеристики свердловин, забезпечити їх стабільну роботу та збільшити видобування вуглеводнів. Наприклад, у 2012 році на головних спорудах Юліївського ЦВНГК побудована ДКС Юліївка за допомогою інвестицій ТОВ "Карпатигаз". У склад даної ДКС входить два газоперекачувальних агрегати (ГПА) "Centaur-40" виробництва США (компанії SOLAR Turbines International Company). Завдяки цьому збільшено видобуток вуглеводнів по чотирьох газоконденсатних родовищах – Юліївське, Скворцівське, Наріжнянське, Недільне Юліївського ЦВНГК.

За період 08.2012-08.2013 (повний календарний рік) обсяги додаткового видобутку газу із групи родовищ Юліївського ЦВНГК за рахунок ДКС становили близько 110 млн.м^3, конденсату – близько 6,400 тис.т [46].

У відповідності з теоретичними та експериментальними роботами, виконаними філією ООО "ВНИИГАЗ" – "Севернипигаз" із визначення ефективності і перспектив застосування спеціальних методів експлуатації газоконденсатних свердловин на пізній стадії розробки родовищ спільно з НПП " Импульс " Казанського авіаційного комплексу був розроблений струминний насос з підвищеним (до 0,55) коефіцієнтом інжекції .

Свердловинна насосна установка містить колону труб, пакер і струминний апарат з активним соплом, камерою зміщення, дифузором і корпусом [47].

При низьких пластових тисках в свердловинах глибиною до 2500 м застосовують свердловинні насосні установки. В даному разі видалення рідини не залежить від швидкості газу і може здійснюватися до завершення розробки покладу при зниженні тиску на усті до 0,2-0,4 МПа. Таким чином, свердловинні насосні установки застосовують в умовах, коли інші способи видалення рідини взагалі не можна застосувати, або вони неефективні [10, 48].

Свердловинні насоси опускають на НКТ, а газ відбирають із затрубного простору. Щоб виключити надходження газу в насос, його розміщують нижче зони перфорації або над вибійним клапаном, який пропускає в НКТ тільки рідину [10].

В практиці застосовують штангові насоси для відкачування рідини із газових свердловин. Вони можуть бути використані для відкачування рідини по колоні НКТ і забезпечення видобування газу по експлуатаційній колоні. Крім цього, використовують електричні відцентрові занурені насоси (ЕВН), гвинтові насоси [49].

Термоліфт, розроблений компанією Centrilift, базується на використанні модифікованого кабелю ЕВН, який закріплюють ззовні колони НКТ. Електричний струм проходить кабелем і виділяє теплоту, яка передається газу і сприяє зберіганню його при температурі вище точки роси [49].

ISSN 1993–9868 print
ISSN 2415–3109 online

При експлуатації газових та газоконденсатних свердловин через трубний простір на вибої та в стовбурі свердловин накопичується рідина, що призводить до зниження робочого тиску, дебіту. У зв'язку з цим здійснюють переведення свердловини в експлуатацію через затрубний простір на певний час. Почергове переведення свердловини здійснюють двома варіантами. Один варіант передбачає почергове переведення без зупинки експлуатації. Інший варіант передбачає зупинку експлуатації свердловини для поглинання рідини пластом.

Періодичне видалення рідини можна здійснити зупинкою свердловини для поглинання рідини пластом. Для поглинання рідини пластом свердловину зупиняють на 2-4 години. Дебіти свердловин після пуску зростають, проте не завжди компенсують втрати у видобутку газу внаслідок простою свердловин. Оскільки, стовп рідини не завжди поглинається в пласт, то при низькому пластовому тиску приплив газу може не відновитись [50]. Даний захід застосовували на практиці на газоконденсатних свердловинах Недільного ГКР.

Для видалення рідини із свердловин застосовують колтюбінгові установки. За допомогою колтюбінгових установок можна ефективно вилучити рідину.

Простим та ефективним способом видалення рідини із газових та газоконденсатних свердловин та їх шлейфів є застосування ПАР.

Введення в рідину, що знаходиться на вибої, навіть невеликих концентрацій піноутворюючих речовин істотно знижує поверхневий натяг на межі «газ – рідина». Завдяки цьому при барботажі газу через рідину, що містить піноутворюючу речовину, в свердловині утворюється стовп піни. Оскільки, піни мають великий діапазон зміни густини, навіть невелика швидкість висхідного потоку газу (0,2-0,5 м/с) забезпечує винесення всієї пінистої маси на поверхню [51].

Згідно з результатами проведених досліджень, область ефективного застосування поверхнево-активної речовини (ПАР) обмежена значеннями параметра Фруда для суміші на вході в башмак ліфтових труб $5<F_{гсм}\leq 45$. При $F_{гсм}>45$ застосування ПАР недоцільне, оскільки утворена піна швидко руйнується внаслідок високих швидкостей руху газорідинного потоку.

Параметр Фруда для газорідинної суміші визначають за формулою:

$$F_{r_{см}} = \frac{\left(W_г + W_р\right)^2}{g \cdot d_{вн}}. \qquad (15)$$

На Юліївському ЦВНГК видалення рідини з вибою газоконденсатних свердловин здійснюють за допомогою періодичного закачування розчину ПАР. Для виконання даного заходу використовують автоцистерну для доставлення безпосередньо на устя розчину ПАР та цементувальний агрегат, за допомогою якого здійснюється закачування ПАР.

Закачування розчину ПАР здійснювалось у трубний, затрубний простір газоконденсатних свердловин та їх шлейфи різної концентрації - від 3 до 20 %. Після виконання операцій отримано попередні результати, на основі яких розроблено графік виконання цих робіт, що дозволило підвищити ефективність експлуатації свердловин. Закачування розчину ПАР дозволяє істотно зменшити втрати газу на продування свердловин та шлейфів, а в деяких ситуаціях виключити їх повністю [52].

На практиці подавання ПАР у газові, газоконденсатні свердловини та шлейфи здійснюють такими способами:

- постійне подавання розчину ПАР по існуючих інгібіторопроводах в затрубний простір свердловин з установки підготовки газу за допомогою насосів при її роботі;
- постійне подавання розчину ПАР в затрубний простір свердловини або шлейф за допомогою стандартної дозуючої установки, яка розміщена на усті при її роботі;
- періодичне закачування розчину ПАР в затрубний простір свердловини за допомогою пересувного цементувального агрегата під час її роботі;
- періодичне закачування розчину ПАР в трубний простір свердловини за допомогою пересувного цементувального агрегата та переведення її в роботу затрубним простором;
- періодичне закачування розчину ПАР в затрубний простір свердловини за допомогою пересувного цементувального агрегата при її роботі на замірну лінію;
- періодичне закачування розчину ПАР в затрубний простір свердловини за допомогою пересувного цементувального агрегата при зупинці свердловини з подальшою витримкою і продуванням на амбар;
- періодичне подавання по НКТ на вибій свердловини ПАР у твердому вигляді (брикети, стрижні);
- періодичне закачування розчину ПАР в шлейфи свердловин.

На основі проведених лабораторних досліджень складу рідини з свердловин родовищ ПАТ "Укргазвидобування" та проведених експериментальних досліджень фахівцями УкрНДІгазу надаються рекомендації щодо використання ПАР. Впровадження даних заходів дозволяє забезпечити стабільну роботу свердловин та збільшити обсяги видобування вуглеводневої сировини.

Необхідно зазначити, що на родовищах ГПУ "Шебелинкагазвидобування" для видалення рідини зі свердловин проводять закачування ПАР. Для ефективного застосування розчинів ПАР використовують патент України №72082. Завдяки цьому [53] додатково отримали 107,054 млн.м^3 природного газу та 1583,9 т газового конденсату. Загальний економічний ефект становить 28,92 млн.грн.

На прикладі свердловин Шебелинського ГКР наведено результати проведення закачування розчину ПАР (патент №72082). Підбір свердловин проводився на основі аналізу їх роботи, а також розрахунків з визначення швидкості газу та рідини на вході в ліфтові труби, мінімально-необхідного дебіту газу для ви-

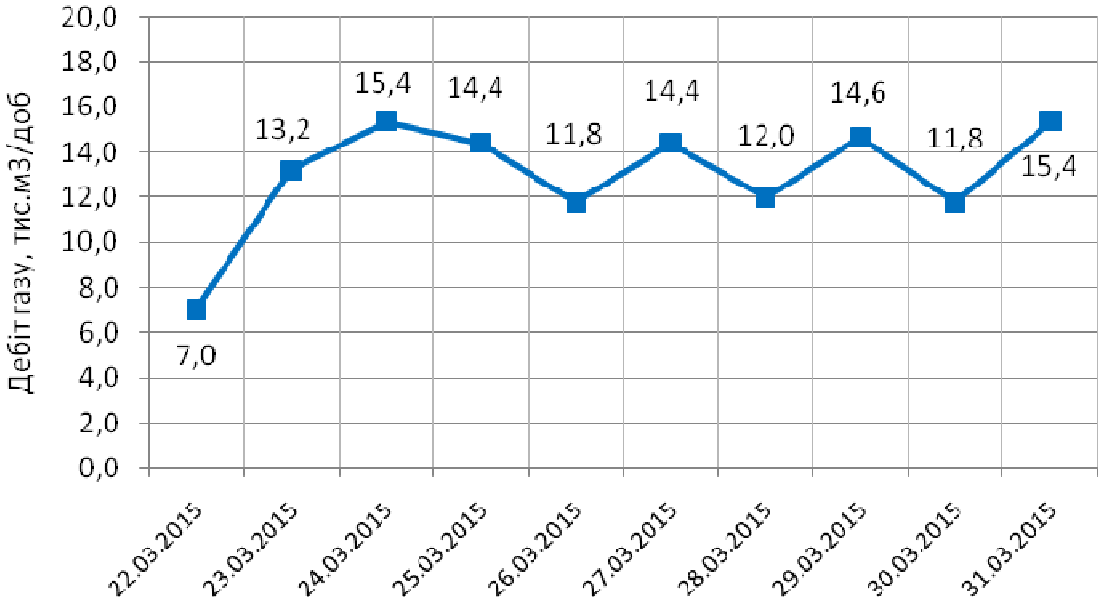

Рисунок 1 – Динаміка дебіту газу зі свердловини 217 ШГКР

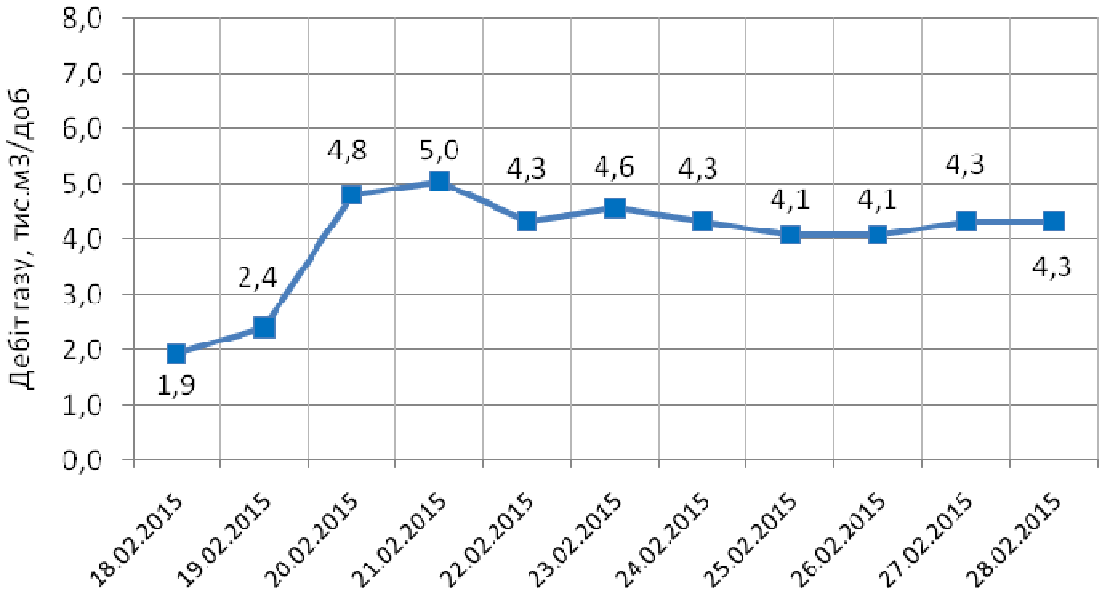

Рисунок 2 – Динаміка дебіту газу зі свердловини 435 ШГКР

несення потоком газу рідини з вибою на поверхню, визначення розрахунковим методом об'єму рідини в свердловинах. Перед закачуванням ПАР проводили індивідуальний замір дебіту газу та рівня рідини за допомогою ехолота.

Результати проведених робіт із закачування ПАР наведемо на прикладі свердловини 217 та свердловини 435 Шебелинського ГКР. На кожній з вказаних свердловин проводилися обробки ПАР та отримано позитивний результат.

Середній видобуток газу по свердловині 217 складав 7,0 тис.м^3/доб. Завдяки закачуванню ПАР (протягом 9 днів), додатковий місячний видобуток склав 60,0 тис.м^3. На рисунку 1 наведено динаміку дебіту газу свердловини 217 після закачування ПАР (з 23.03.2015 по 31.03.2015 р.). Необхідно зазначити, що за три дні 26.03.2015 року (11,8 тис.м^3/доб), 28.03.2015 року (12,0 тис.м^3/доб), 30.03.2015 року (11,8 тис.м^3/доб) відбулось зниження видобутку газу в зв'язку з продуванням свердловини.

Середній видобуток газу по свердловині 435 складає 1,9 тис.м^3/год. Завдяки закачуванню ПАР (протягом 10 днів) додатковий місячний видобуток склав близько 23 тис.м^3. На рисунку 2 наведено динаміку дебіт газу свердловини 435 після закачування ПАР (з 19.02.2015 по 28.02.2015 р.)

З рисунків 1, 2 видно, що після закачування розчину ПАР спостерігається збільшення видобутку газу. Отже, можна сказати, що застосування ПАР за даною методикою дозволяє видаляти рідину із свердловин, стабілізувати їх роботу та отримати додатковий видобуток.

ISSN 1993–9868 print
ISSN 2415–3109 online

При експлуатації газових та газоконденсатних родовищ намагаються забезпечити оптимальний дебіт кожної свердловини. Необхідно відмітити, що відбір газу зі свердловин повинен обмежуватися технологічним режимом. При виборі технологічного режиму роботи газових та газоконденсатних свердловин слід враховувати максимально допустиму депресію на пласт [54].

В [55] проаналізовано роботу свердловин Недільного ГКР протягом 2010 року. Видобуток води з свердловин 1 і 3 у вересні зріс відповідно у 33 і 30 разів відносно видобутку води у травні цього ж року, коли кожною свердловиною вилучено по 4 $м^3$ води. Очевидно, що причиною такого різкого збільшення кількості води стало зростання депресії на пласт у свердловинах наприкінці року з 0,69 - 0,96 МПа до 1,37 – 1,47 МПа.

Оптимальним заходом для попередження обводнення свердловин та покладів на родовищах є метод обмеження депресії на пласт, який і був запропонований при складанні системи розробки Недільного газоконденсатного родовища.

Для забезпечення стабільної і безаварійної експлуатації газових та газоконденсатних свердловин слід враховувати багато різних факторів, та за наявності рідини на вибої рекомендується експлуатувати при дебітах, більших від мінімально необхідних для видалення рідини.

Висновки

1 Вибір необхідного способу видалення рідини із газових та газоконденсатних свердловин має індивідуальний характер і пов'язаний з геолого-промисловою характеристикою родовища, конструкцією свердловин, періодом розробки, а також кількістю і причинами накопичення рідини. За результатами аналізу експлуатації свердловин необхідно вибрати оптимальну технологію, яка буде не дорогою, ефективною та характеризуватиметься мінімальними втратами газу.

2 В процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин слід застосовувати заходи щодо попередження ускладнень, пов’язаних з накопиченням рідини на вибої та стовбурі свердловин.

3 Одною із ефективних технологій видалення рідини із газових та газоконденсатних свердловин є використання розчинів та твердих ПАР, що дозволяє не тільки забезпечити стабільну роботу газових та газоконденсатних свердловин, а ще й збільшити видобуток. Необхідно відмітити, на свердловинах ГПУ "Шебелинкагазвидобування", ГПУ "Полтавагазвидобування" та ГПУ "Львівгазвидобування" даний захід широко застосовується. Фахівцями УкрНДІгазу розробляються спеціальні програми, регламенти та виконуються науково-дослідні роботи для підвищення ефективної експлуатації свердловин в ускладнених умовах. Враховуючи лабораторні та експериментальні дослідження, надаються рекомендації щодо застосування відповідних концентрацій розчинів ПАР при закачуванні у свердловини.

В подальшому доцільно провести експериментальні дослідження для визначення ефективності застосування різних технологій видалення рідини зі свердловин. За результатами проведених досліджень слід розробити нові альтернативні підходи щодо видалення рідини, які будуть актуальними і корисними для стабілізації та нарощування видобування вуглеводнів.

Література

1 Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. – Львів. 1996. – 620 с.

2 Кондрат Р.М. Активний вплив на процеси розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом для збільшення газоконденсатовилучення [Текст] / Р.М. Кондрат // Наука та інновації. – 2005. – Т 1. – № 5. – С. 12–23.

3 Кондрат Р.М. Підвищення продуктивності низькодебітних обводнених газових і газоконденсатних свердловин [Текст] / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Ю.В. Марчук, І.І. Хомин// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 3 (24). – С. 14–17.

4 Кондрат О.Р. Підвищення ефективності експлуатації свердловин та роботи системи збору і підготовки свердловинної продукції зі значним вмістом рідини [Текст] / О.Р. Кондрат, Н.М. Гедзик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – № 4 (45). – С. 164–178.

5 Гнітко А.В. Дослідження ефективності видалення рідини зі свердловин Шебелинського газоконденсатного родовища в залежності від концентрації поверхнево-активних речовин [Текст] / А.В. Гнітко, Л.В. Воловик, А.В. Дьомін, В.І. Жмурков, С.Б. Поповиченко // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. – Харків: УкрНДІгаз, 2009. – Вип. XXXVII. – С. 186–190.

6 Воловецький В.Б. Способи очищення внутрішньої порожнини шлейфів газових та газоконденсатних свердловин [Текст] / В.Б. Воловецький, О.Ю Витязь, В.І. Коцаба, О.М. Щирба // Нафтогазова енергетика. – 2015. – №. 2 (24). – С. 32-43.

7 Воловецький В.Б. Забезпечення надійної експлуатації шлейфів газоконденсатних свердловин [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М Щирба // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 3 (20). – С. 98–103.

8 Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1978. – С. 448.

9 Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов [Текст] / Р.М. Конрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.

10 Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: учебник для вузов [Текст] / А.И Ширковский. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 309 с.

11 Патент Російської Федерації №2017941, МПК E21B43/00. Способ удаления жидкости из газовых скважин и шлейфов / Минигулов Р.М., Шадрин В.И. Подання заявки 19.11.1990; Опубл. 15.08.1994, патентовласник Минигулов Рафаил Минигулович.

12 Воловецький В.Б. Оптимізація роботи нафтових і газових свердловин на Юліївському НГКР: Доповідь на VI конференції молодих спеціалістів ДК "Укргазвидобування", смт. Чорноморськ. – 2009.

13 Воловецький В.Б. Попередження відкладання гідратів та збирання рідини під час продування свердловини та шлейфу [Текст] / В.Б. Воловецький, О.Ю Витязь, О.М Щирба // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – Вип. 1 (34). – С. 160–164.

14 Патент України №32695, МПК E21B 43/00. Спосіб видалення і збору рідини з газоконденсатних свердловин та шлейфів під час їх продувки / Воловецький В.Б., Світлицький В.М., Сенишин Я.М., Коцаба В.І., Щирба О.М., Бондаревська Л.О. Подання заявки 18.01.2008; Опубл. 26.05.2008; Бюл. № 10, патентовласник ДК "Укргазвидобування".

15 Воловецький В.Б. Шляхи зменшення втрат вуглеводнів під час експлуатації газоконденсатних свердловин Юліївського НГКР [Текст] / В.Б Воловецький, О.М Щирба, В.І. Коцаба, О.Ю. Витязь // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – Вип. 2 (43). – С. 31-39.

16 Воловецький В.Б. Оптимізація роботи свердловин Наріжнянського та Юліївського НГКР [Текст] / В.Б Воловецький, О.М Щирба, В.В Величко, О.Ю. Витязь, Я.В Дорошенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – Вип. 4 (49). – С. 127-136.

17 Патент Російської Федерації №2346147, МПК E21B43/00. Способ эксплуатации скважин и системы сбора газа в компрессорный период разработки газовых и газоконденсатных месторождений / Истомин В.А., Астафьев Е.Н., Байдин И.И., Максимчук А.Ю. Подання заявки 15.06.2007; Опубл.10.02.2009, патентовласник Истомин Владимир Александрович, Астафьев Евгений Николаевич.

18 Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов [Текст] / Р.М. Тер-Саркисов. – М.: ОАО Издательство Недра, 1999. – 659 с.

19 Бікман Є.С. Оптимізація розробки газоконденсатних родовищ в умовах низьких робочих тисків [Текст] / Є.С. Бікман, І.А. Мєдвєдєв, С.І. Сегеда, К.С. Курочкін // Компрессорное и энергетическое машиностроение. – Суми: 2011. – Вип 3 (25). – С. 34-36.

20 Стрижов И.Н. Добыча газа [Текст] / И.Н Стрижов, И.Е. Ходанович. – Москва-Ижевск: Институт компютерных иследований, 2003. – 376 с.

21 Епрынцев А.С. Технология эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки газовых месторождений /А.С. Епрынцев, И.Я. Якимов, П.С. Кротов, А.В. Нурмакин // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – 2 (41). – С. 178- 185.

22 Епрынцев А.С. Анализ существующих технологических решений по удалению жидкости из обводняющихся скважин на Медвежьем НГКМ / А.С. Епрынцев, А.В. Нурмакин, Д.В. Моторин, Р.Т. Исматов // Инновационные технологии для нефтегазового комплекса: сб. науч. тр. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 37-45 с.

23 Гвоздев Б.П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений [Текст] / Б.П Гвоздев, А.И. Гриценко, А.Е Корнилов. – М.: Недра, 1988. – 575 с.

24 Воловецький В.Б. Оптимізація втрат газу при продуванні свердловин шляхом використання ПАР [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М Щирба // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2005. – № 3 (12). – С. 81–84.

25 Воловецький В.Б. Підвищення ефективності експлуатації газоконденсатних свердловин в ускладнених умовах [Текст] / В.Б Воловецький, В.І. Коцаба, А.В. Дьомін, А.В. Гнітко, С.В. Василенко, О.М Щирба // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XLIII. – Х.: УкрДНІгаз, 2015. – С. 106-114.

26 Гнітко А.В. Експеримент з масового застосування розчину поверхнево-активних речовин на сверловинах Шебелинського родовища [Текст] / А.В. Гнітко, А.В. Дьомін, В.І. Жмурков, Д.М. Когуч, З.І Івашко, О.А. Білик // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. – Харків: УкрНДІгаз, 2013. – Вип. XLI. – С. 160–163.

27 Роботько Л.В. Використання ПАР (спінювачі і деемульгатори) при видобуванні і підготовці рідких вуглеводнів в ГПУ "Полтавагазвидобування" [Текст] / Л.В. Роботько, Д.Т. Мірошниченко, М.С. Педик, О.М. Кітура, А.Є. Сказко // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. – Харків: УкрНДІгаз, 2012. – Вип. XL. – С. 186–190.

28 Роботько Л.В. Використання ПАР піноутворювачів при видобуванні рідких вуглеводнів на родовищах ГПУ "Львівгазвидобування" [Текст] / Л.В. Роботько, В.Л. Отрішко, Д.Т. Мірошниченко, М.С. Ліпнягов, А.Є. Сказко, Д.Р. Пітула // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. – Харків: УкрНДІгаз, 2015. – Вип. XLIII. – С. 62–67.

29 Патент України №72082, МПК E21B 43/12. Спосіб видалення рідини зі свердловини /Воловик Л.В., Гнітко А.В., Коцаба В.І., Кривуля С.В., Світлицький В.М., Фесенко Ю.Л., Кутінов С.О., Когуч Д.М., Жмурков В.І. Подання заявки 22.12.2011; Опубл. 10.08.2012; Бюл. № 15, патентовласник ДК "Укргазвидобування".

30 Світлицький В.М. Застосування твердих брикетованих поверхнево-активних речовин у боротьбі з обводненням газових і газоконденсатних свердловин [Текст] / В.М Світлицький, С.В. Дементій, В.М. Ахметова // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – Вип. 4. – С. 42–43.

31 Патент України №84214, МПК E21B 43/22. Спосіб винесення рідини із вибою газової та газоконденсатної свердловини / Єгер Д.О., Мислюк М.І., Кукуєв А.Г., Жабко М.А., Бондар А.В., Іваненко В.І., Рудий М.І. Подання заявки 14.12.2006; Опубл. 25.09.2008; Бюл. № 18, патентовласник ПАТ "Укрнафта".

32 Патент України №105985, МПК E21B 43/00. Піноутворюючий склад для видалення рідини з вибою свердловин / Світлицький В.М., Іванків О.О., Третяк В.О., Хомин В.Б. Подання заявки 26.10.2015; Опубл. 11.04.2016; Бюл. № 7, патентовласники Світлицький В.М., Іванків О.О., Третяк В.О., Хомин В.Б.

33 Патент України №105984, МПК E21B 43/00. Піноутворюючий склад для видалення рідини з вибою свердловин / Іванків О.О., Світлицький В.М., Третяк В.О., Хомин В.Б. Подання заявки 26.10.2015; Опубл. 11.04.2016; Бюл. № 7, патентовласники Іванків О.О., Світлицький В.М., Третяк В.О., Хомин В.Б.

34 Патент України №31449, МПК E21B 43/00. Піноутворююча суміш для видалення рідини з газової свердловини / Балакіров Ю.А., Саркісов К.А., Терьохін Г.Д. Подання заявки 07.09.1998; Опубл. 15.12.2000; Бюл. № 7, патентовласник ЗАТ "Міжнародний науково-технічний університет".

35 Патент України №30673, МПК E21B 43/00. Піноутворювальний склад для видалення рідини з вибою свердловини / Щербина К.Г., Світлицький В.М., Зезекало І.Г., Ягодовський С.І., Іванків О.О. Подання заявки 13.04.1998; Опубл. 15.12.2000; Бюл. № 7, патентовласник Світлицький В.М.

36 Патент України №34731, МПК E21B 43/00. Суміш речовин для видалення рідини з вибою свердловини/ Бакай І.М., Бугай Ю.М., Гончарук В.Я., Ковалко М.П., Литвин В.М., Малев В.І., Немчин О.Ф., Рибчич І.Й., Фреюк Т.М., Чернишов В.Г., Яценко О.В. Подання заявки 17.06.1999; Опубл. 15.04.2003; Бюл. № 4, патентовласник ТОВ Нові "МікроТехнології".

37 Патент України №83920, МПК E21B43/00. Плунжер для піднімання рідини з обводнених газових і газоконденсатних свердловин /Кондрат Р.М, Климишин Я.Д., Кондрат О.Р., Василюк Л.М. Подання заявки 20.11.2006; Опубл 26.08.2008; Бюл №16, патентовласник ІФНТУНГ.

38 Патент України №86412, МПК E21B43/00. Плунжер для підйому рідини з обводненої газової свердловини / Кондрат О.Р, Угриновський А.В. Подання заявки 20.11.2006; Опубл 27.04.2009; Бюл №8, патентовласник ІФНТУНГ.

39 Угриновський А.В. Характеристика та вибір контрукцій плунжерних піднімачів [Текст] / А.В. Угриновський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – Вип. 3 (28). – С. 11–16.

40 Угриновський А.В. Класифікація плунжерів та особливості їх вибору для установки плунжерного піднімача [Текст] / А.В. Угриновський, Л.Б. Мороз, І.В. Криськів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – Вип. 4 (41). – С. 13–20.

41 Патент України №42549, МПК E21B43/00. Пристрій для видалення рідини з свердловини /Тарабарінов П.В., Купер І.М, Кукуєв А.Г., Манюк С.В., Садов А.М., Євчук Л.В. Подання заявки 03.04.2001; Опубл 15.10.2001; Бюл №9, патентовласник Науково-технічний виробничий кооператив "Контракт".

42 Патент України №45029, МПК E21B43/00. Пристрій для видалення рідини зі свердловини / Шлахтер І.С., Дячук В.В. Подання заявки 19.02.2001; Опубл 15.03.2002; Бюл №3, патентовласник ДК "Укргазвидобування".

43 Воловецький В.Б. Збільшення обсягів відбору газу в умовах періодичної експлуатації газоконденсатних свердловин [Текст] / В.Б Воловецький, О.М. Щирба, О.Ю. Витязь, Я.В. Дорошенко // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2013. – Вип. 2 (35). – С. 111-120.

44 Бікман Є.С. Результати промислових досліджень при експлуатації глибоких газоконденсатних свердловин Березівського газоконденсатного родовища газліфтним способом [Текст] / Є.С. Бікман, Р.Й. Сойма, В.С. Сливканич, М.Й. Дмитровський, Г.О. Хоменко // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. – Харків: УкрНДІгаз, 2003. – Вип. XXXI. – С. 189–196.

45 Бікман Є.С. Перспективи дорозробки Березівського ГКР в ускладнених геолого-промислових умовах [Текст] / Є.С. Бікман, В.М. Ліхван, В.Г. Семенюк, Р.Й. Сойма // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. – Харків: УкрНДІгаз, 2009. – Вип. XXXVII. – С. 157–159.

46 Фик М.І. Уточнення розрахунку ефективності роботи ДКС в умовах фактичних термоградієнтів та сучасних покриттів НКТ [Текст] / М.І. Фик // Нафтогазова галузь України. – 2014. – Вип. 1. – С. 25–28.

47 Дубров Ю.В. Использование двухфазных струйных насосов для эксплуатации низкодебитных газоконденсатных скважин [Текст] / Ю.В. Дубров, А.А Мордвинов, А.В. Федосеев // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". – 2006. – № 2.

48 Коловертнов Г.Ю. Автоматизация процесса удаления жидкости из газовых скважин и шлейфов / Г.Ю. Коловертнов, А.Н. Краснов, Ю.С. Кузнецов, М.Ю. Прахова, С.Н. Федоров, Е.А. Хорошавина // Журнал территория Нефтегаз. – 2015. – № 9. – С. 70-76.

49 Джеймс Ли, Генри Никенс, Майкл Уэллс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Пер. с англ. [Текст] / Джеймс Ли, Генри Никенс, Майкл Уэллс. – М.: ООО Премиум Инжиниринг, 2008. – 384 с.

50 Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебное пособие. Часть 2. Томский политехнический университет / В.Н. Арбузов. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2012. – 272 с.

51 Мирзаджанзаде А.Х. Основы технологии добычи газа [Текст] / А.Х. Мирзаджанзаде, О.Л. Кузнецов, К.С Басниев, З.С. Алиев. – М.: ОАО Издательство Недра, 2003. – 880 с.

52 Воловецький В.Б. Аналіз ускладнень при експлуатації газових і газоконденсатних свердловин та шляхи боротьби з ними [Текст] / В.Б. Воловецький, О.Ю. Витязь, В.І. Коцаба, О.М Щирба, О.М. Витвицька // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2015. – № 2 (39). – С. 78–88.

53 Вахрів А.П. Інтелектуальний потенціал – основа розвитку підприємства [Текст] / А.П. Вахрів, Д.М. Когуч, О.В. Дідошак, Г.М. Савченко, М.А. Попов, С.О. Нестеренко // Нафтогазова галузь України. – 2016. – Вип. 4. – С. 10–11.

54 Закиров С.Н. Проектирование и разработка газовых месторождений [Текст] / С.Н. Закиров, Б.Б. Лапук. – М.: Недра, 1974. – 376 с.

55 Аксьонов В.В. Шляхи оптимізації розробки водоплаваючих покладів (на прикладі Недільного газоконденсатного родовища) [Текст] / В.В. Аксьонов, Ю.Р. Лис, Д.М. Ліщинський // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. – Харків: УкрНДІгаз, 2011. – Вип. XXXIX. – С. 134–138.

Стаття надійшла до редакційної колегії 22.09.16
Рекомендована до друку професором ***Бойком В.С.*** *(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)*
професором ***Мельником А.П.*** *(УкрНДІгаз ПАТ «Укргазвидобування, м. Київ)*