

Поверхнево-активні речовини на основі ліпідної біомаси та їх використання в технологічних системах для нафтогазовидобувної галузі

*Л.Ю. Бодачівська, А.Ю. Верба, О.І. Сафронов, Д.З. Давітадзе,
О.О. Панейкін, І.О. Венгер*

*Інститут біоорганічної хімії та нафтохімії ім. В.П. Кухаря НАН України,
Україна, 02094 Київ, вул. Мурманська, 1; тел.: (044) 559-60-59, e-mail:bodach@ukr.net*

Синтезовано поверхнево-активні речовини на основі олійних культур і побічних продуктів від їх виробництва для використання в технологічних системах з метою підвищення нафтогазовидобутку й капітального ремонту свердловин на родовищах з ускладненими гірничо-геологічними умовами. Із використанням синтезованих поверхнево-активних речовин у поєднанні з гліцерином і відходами різних виробництв місцевої промисловості (карбонатна крихта, дистилерна рідина, солі, кислоти) розроблено інвертно-емульсійні дисперсні системи з регульованими структурно-реологічними та антикорозійними властивостями, густиною і стійкістю для буріння свердловин, розкриття продуктивних пластів; перфорації свердловин, освоєння продуктивних пластів; глушіння газових, газоконденсатних і нафтових свердловин; усунення проявів і плинину газу в свердловинах; обмеження та ліквідації водопросявів; очищення привибійної зони свердловин, інтенсифікації припливу вуглеводневої сировини. Вони випробувані в лабораторних і дослідно-промислових умовах, значна частина з них впроваджена чи апробована на газоконденсатних родовищах. Скоординовані ефективні та економічні дії, які мають сформуватись у державній енергетичній політиці України, сприятимуть розвитку нафтогазовидобувних підприємств, а саме: збільшенню видобутку власних нафти і газу; максимальному залученню потенціалу енергозбереження; диверсифікації зовнішніх джерел постачання; наближенню параметрів нафтогазовидобувної галузі до норм і стандартів Європейського Союзу.

Ключові слова: поверхнево-активні речовини, емульсії, рослинні фосфатиди, свердловини

Вступ

Енергоозброєність, у тому числі забезпеченість вуглеводневою сировиною, є одним з основних чинників економічного росту і розвитку народного господарства будь-якої країни. Газова промисловість України розвивається на базі родовищ Передкарпатської, Дніпровсько-Донецької нафтогазових областей, Причорноморсько-Кримської нафтогазоносною провінції. Споживання газу в Україні становить 65–70 млрд м³/рік. Видобуток газу в Україні в 2018 р. становив близько 18,9 млрд м³, що забезпечує потреби країни на 29,9–32,1 %, решту газу імпортують переважно з Росії й Туркменістану. На 2020 р. заплановано видобути 28 млрд м³ природного газу, з них майже 50 % – за сучасними технологіями із залученням нових інвестицій.

Спираючись на потужний інноваційний та науково-технічний потенціал, Україна спроможна вийти на європейський рівень розвитку. Інноваційні технології, втілені в конкретну стратегію та дії вчених, спеціалістів, підприємців, здатні підвищити рівень життя людей найшвидше. І навпаки, без розвитку інноваційного потенціалу його неможливо зберегти, в такому разі відставання від розвинених країн надалі стане катастрофі-

чним. Конкурентоспроможність вітчизняного виробника можуть забезпечити саме інноваційні проекти, тому що вони, як свідчить світовий досвід, дають найбільший прибуток, створюють якісну додаткову вартість, нові робочі місця, наповнюють бюджет. Світові лідери – це передусім лідери у сфері інновацій і нових екологічно ефективних наукоємних технологій.

Нафтогазовидобувна і нафтопереробна галузі – одні з найбільших споживачів, а разом з тим і забрудників довкілля хімічними продуктами впродовж усього ланцюга видобутку, транспортування, переробки, зберігання, застосування вуглеводневої сировини. Необхідність узгодження цілей їх економічного розвитку, господарської діяльності з екологічними вимогами й обмеженнями, зумовленими погіршенням стану довкілля, виснаженням природних ресурсів, постали перед країною і підприємствами в найгострішій, невідкладній формі. Розв'язання цього завдання шляхом пошуку природних екологічно сприятливих продуктів, які б повністю асимілювались біосферою, створенням такої технологічної схеми їх перетворень і застосування, щоб результат інтегральної взаємодії з біосферою обмежувався в кінцевому підсумку легкою і швидкою

біодеградацією – найактуальніша проблема сучасності.

Водночас через складні геолого-технічні умови залягання покладів, низьку ефективність технологічних процесів і відсутність належної якості хімічних реагентів спеціального призначення серйозно погіршується стан видобувних свердловин як на етапі буріння й завершення будівництва, так і в процесі експлуатації. Зростаючий попит на енергоресурси потребує постійного проведення величезного обсягу ремонтно-відновлювальних робіт, розконсервації й виведення свердловин з бездіяльного фонду, інтенсифікації припливу вуглеводневої сировини, капітального і поточного ремонту. Застосовувані технологічні системи (переважно на водній основі) не відповідають сучасним вимогам будівництва та експлуатації свердловин. Через низькі пластовий тиск і проникність колекторів глибока фільтрація значних об'ємів води часто супроводжується незворотньою кольматацією порового простору навколосвердловинної зони, зниженням продуктивності свердловин [1–3]. Відомі ж дисперсні системи на олійній (вуглеводневій) основі потребують високих концентрацій екологічно небезпечних розчинників і поверхнево-активних речовин (ПАР), підвищення седиментаційної, агрегативної й термічної стійкості емульсійно-суспензійних систем, захисту внутрішньосвердловинного обладнання від корозії [3–8].

Виходячи з концепції “збалансованого світу” та “сталого розвитку”, для вирішення цих проблем та їх комплексного розв’язання в БОНХ ім. В.П. Кухаря НАН України проведено систематичну роботу з пошуку доступної відновлюваної біосировини, синтезу на її основі екологічно безпечних ПАР, створенню технологічних систем для ефективної роботи свердловин, інтенсифікації й підвищення видобутку вуглеводневої сировини.

Проведено роботу у двох взаємопов’язаних напрямках.

За першим із них, досліджено властивості й встановлено можливості як безпосереднього використання побічних продуктів очищення олій (фуз, гідрофуз, фосфатидний концентрат), так і сполук хімічних перетворень олій і фосфатидів з метою отримання багатофункціональних ПАР – емульгаторів, стабілізаторів, гідрофобізаторів, структурувальних агентів, адгезивів, інгібіторів корозії тощо.

За другим напрямом, із природних і синтезованих ПАР у поєднанні з гліцерином, відходами різних виробництв місцевої промисловості (карбонатна крихта, дистилерна рідина, солі, кислоти) створено й випробувано в лабораторних і дослідно-промислових умовах композиційні поверхнево-активні системи (ПАС) різного технологічного призначення.

Властивості рослинних фосфатидів і синтез на їх основі багатофункціональних поверхнево-активних речовин

Відомо, що суміш рослинних фосфатидів має специфічні фізико-хімічні властивості, які вирізняють

їх серед інших відомих ліпідів. Насамперед це стосується їх дифільної будови [9]. Через наявність у молекулах рослинних фосфатидів об’ємної гідрофільної частини, утвореної полярними залишками фосфорної кислоти та азотистих основ, фосфоліпиди здатні диспергуватися у воді, тоді як гідрофобні радикали з довгих аліфатичних ланцюгів – залишків вищих насичених і ненасичених кислот – додають їм спорідненості до органічних розчинників.

У зв’язку з цим як у вуглеводнях, так і у воді всі вивчені фосфатиди утворюють колоїдні розчини певного ступеня дисперсності внаслідок набрякання фосфатидів із формуванням ламелярних мезофаз. При механічній дії, наприклад струшуванні чи перемішуванні, при диспергуванні набряклої маси в надлишку розчинника утворюються замкнені ламели – везикули [10], а за підвищених їх концентрацій – мультиламелярні везикули з діаметром часточок від 0,1 до 100 мкм. Така пастоподібна маса має псевдоізотропну текстуру з олійними борознами.

У розбавлених органічних розчинниках фосфоліпиди формують сферичні міцели, а за наявності невеликої кількості води – в’язкі гелеподібні системи. З підвищенням концентрації до 5–7 % молекули фосфатидів видовжуються й перетворюються на циліндричні агрегати. Доведено [11], що збільшення в’язкості при додаванні води обумовлене не набряканням асоціатів молекул, а їх одновимірним зростанням та утворенням стрижнеподібних міцел, які переплітаються і формують тривимірну сітку, що за реологічними властивостями нагадує напіврозбавлені розчини полімерів.

Поєднання об’ємних біполярних частин в одній молекулі приводить до концентрування фосфатидів на межі поділу фаз або самоорганізації їх у рідиннокристалічні мезофази: гідрофуз і фуз утворюють бішарову ламелярну мезофазу прямого чи зворотного типу, кофос – гексагональну або кубічну і формують ліпосфероїди, що є комплексами бішарових структур із глобулярними міцелами [10].

Встановлено [12], що порівняно з очищеними фосфатидами, наприклад лецитином, гідрофуз, фуз і кофос зв’язують майже вдвічі більше вуглеводневих розчинників, що зумовлено утворенням змішаних структур. Характерною особливістю таких систем є здатність до структуроутворення, що відбивається змінами в’язкості й стійкості. Так, при розбавленні водою високонцентрованих емульсій прямого типу, до яких належить гідрофуз, концентрація фосфатидів зменшується, структура систем ослаблюється й емульсії переходять у текучий стан [13, 14]. При введенні в емульсію до 15 % індивідуальних вуглеводнів (октангексадекан) чи вуглеводневої суміші (дизельне паливо, газовий конденсат) утворюються додаткові емульсійні центри, вуглеводнева фаза соліоблізується потужною гідрофобною порожниною ліпосфероїдів, що супроводжується інтенсивним зростанням в’язкості. Дослідженням електропровідності встановлено, що у цьому

концентраційному діапазоні емульсійні системи залишаються прямими. Подальше збільшення вмісту розчинника приводить до обернення фаз та утворення типових інвертних систем, яким властиве закономірне зменшення в'язкості при розбавленні, тобто з підвищенням концентрації дисперсного середовища.

Встановлені закономірності зміни колоїдно-хімічних властивостей фузів і гідрофузів покладено в основу розробленої низки прямих і зворотних емульсій [13–16]. Використання ж для цього фосфатидного концентрату (кофосу), що є майже рівною сумішшю тригліцеридів (залишкова олія) і фосфатидів, економічно невиправдане через високі концентрації (до 78,5 %) [17], а стосовно тривалості проведення робіт може спричинити незворотню кольматацию присвердловинної зони продуктивного пласта, особливо за високих температур.

Підвищення активності й комплексного поліпшення емульгуючої і стабілізуючої здатності й термостабільності за одночасного зниження енергетичних і матеріальних витрат добиваються хімічною трансформацією кофосу, зокрема етаноламінами. Отримана складна суміш ПАР, переважно з алкілоламідів і аміноестерів із вмістом активної основи від 63 до 90 %, названа фосфатидином, справді виявилася ефективною [18, 19]. Проте утворення в процесі синтезу 10–37 % (за масою) нерозчинних у вуглеводнях гідрофільних гліцерину, гліцеролфосфатидів та їхніх амінних солей із неприємним аміним запахом, які не змішуються з основною масою фосфатидину і потрапляють у розряд відходів, зумовило пошук методів його усунення. Виходили з того, що при обробленні кофосу гашеним вапном чи оксидом кальцію (1,5–3,0 %) автори праці [20] добились підвищення агрегативної стійкості інвертних систем без необхідності виділення активної частини. Справді, введення нами в реакційну масу СаО внаслідок зв'язування залишкової води в кофосі й утворення Са(ОН)₂ не лише забезпечило майже кількісне каталітичне трансамідування гліцеридів, а й сприяло зв'язуванню фосфатидів з утворенням розчинних в основній масі поверхнево-активних алкілоламідів, кальцієвих комплексних солей. Утворена синергічна суміш сорбувалась на наповнювачах-обважнювачах (СаСО₃, ВаSO₄) і краплях гідрофільної фази (вода, гліцерин), формувала органогелеві захисні шари. Однак із підвищенням температури структура їх ослаблюється і вже за 45 °С через 7–10 діб, а за температури понад 80 °С упродовж доби системи розділяються на окремі фази. Малорозчинні дегідратовані фосфатиди не тільки перестають виконувати стабілізуючу функцію, а й здатні істотно погіршувати проникність порового середовища привибійної зони в процесі тривалого знаходження рідини у сверловині.

Цих недоліків вдається уникнути трансамідуванням кофосу етаноламінами за наявності оксиду кальцію як комплексоутворювача, за молярного співвідношення кофос : етаноламін : оксид кальцію = 1 : (2–3) : (0,4–1,0)

і температури 90–110 °С протягом 3,0–3,5 год [19, 21]. Уведення в реакційну суміш дрібнодисперсного порошку СаО, який утворює з водою гідроксид кальцію, з одного боку, сприяє перебігу лужного гідролізу гліцеридів і тим самим пришвидшує реакцію, а з іншого – уможливує переведення гліцеридів фосфорної кислоти в кальцієву форму. В свою чергу, це сприяє розчиненню гліцерофосфатидів кальцію в основному продукті – алкілоламидах жирних кислот з утворенням стійкого гомогенного продукту жовто-коричневого кольору, названого кальційфосфатидином [21, 22]. Висока поверхнева активність суміші алканоламідів і амідестерів сприяє утворенню тонкодисперсних емульсій, а підвищена стабільність забезпечує формування кальційгліцерофосфатидами змішаного структурованого адсорбційно-сольватного шару, що запобігає коалесценції крапель води чи високодисперсних твердих матеріалів – карбонату кальцію, мікрокульок.

Подібного практичного результату досягнули конденсацією вищих жирних кислот, їхніх метилових естерів, олій та кофосу з аліфатичними амінами [23] чи N,N'-*bis*(оксіетил)етилендіаміном [24]. Вперше встановлено оптимальні умови перетворення олій і фосфатидів, отримано з високими виходами як окремих алкіламіноамідів і амінних солей гліцеролфосфатидів (олеодин), так і однорідної системи гідрофобних хелатних комплексів ПАР (фосфолідин). Доведено, що утворення фосфолідину зумовлено системою водневих зв'язків між гідроксидними групами ПАР і гліцеролфосфатидами. Гідрофільні поліспиртові групи разом із малополярними С–О–С–залишками гліцеридів у вуглеводневому розчині формують міцели незвичайної еліпсоїдної чи циліндричної форми, які надійно екрановані довгими вуглеводневими ланцюгами насичених і ненасичених кислот. Останні взаємодіють із вуглеводневою фазою, утворюють сольватований гідрофобний шар. У концентрованих розчинах міцели трансформуються у в'язкі високоструктуровані рідинно-кристалічні мезофази з чергуванням прошарків гідрофільної і гідрофобної (вуглеводневої) фаз, які й визначають їх специфічні властивості як ПАР комплексної дії.

Синтезовані на основі рослинної сировини ПАР практично повністю розчиняються або диспергуються в рідких аліфатичних та ароматичних вуглеводнях, легких нафтах, нафтопродуктах, газоліні, газовому конденсаті, мінеральних і рослинних оліях. Вперше встановлено, що вони утворюють незвичайну міцелярну структуру в розчині й гелеподібну структуру в адсорбційному шарі, посилюють стабілізуючу дію в емульсіях, емульсійно-суспензійних системах, тобто перешкоджають коагуляції і флокуляції глобул дисперсної фази.

Стосовно практичного використання синтезованих біоПАР найважливішими є розроблені важелі керування структурно-реологічними властивостями, густиною і стійкістю утворених ними інвертних емульсій у

широкому діапазоні зміни природи й концентрації ПАР, а також співвідношення фаз вода : вуглеводень [25]. Так, зі збільшенням кількості водної фази відносно вуглеводневої реологічні властивості зворотних емульсій змінюються від текучих легкорухливих із регульованою стійкістю до напівтвердих пастоподібних систем. Додаванням співемульгаторів полегшують приготування й підвищують стабільність дисперсій.

Порівнянню з відомими нафтохімічними реагентами, наприклад емульталом – сумішшю естерів кислот талової олії і триетаноламіну (ТУ 6-14-1035-85), ЕС-2 – продуктом взаємодії кубових залишків синтетичних жирних кислот (СЖК) і декстранину (ТУ 38201351-81), нафтохімом-1 – продуктом конденсації поліетиленполіамінів і кислот легкої талової олії (ТУ 38201463-86), чи нафтенолом – олієрозчинні солі СЖК фракції C_{8-24} та алкілполіамінів (ТУ 2458-057-17197708-01), дисперсні системи (емульсії, суспензії) на основі нових ПАР мають високу термічну стабільність, що уможливило їх використання для розроблення технологічних систем, ефективних в ускладнених термобаричних умовах у процесах нафтогазовидобутку [26–28].

У результаті комплексних досліджень, виявлених при цьому особливостей хімічної будови й колоїдної структури синтезованих ПАР, зміни властивостей дисперсних систем, встановлення важелів їх спрямованого регулювання у поєднанні з математичним моделюванням складних технологічних процесів та умов використання, розроблено низку емульсійно-суспензійних систем, прямих і зворотних емульсій із регульованими густиною, стійкістю, структурно-механічними та іншими важливими практичними властивостями.

Оптимізацію дисперсних систем як за складом багатоконпонентних композицій, так і їх численними властивостями проводили методом математичного моделювання причинно-наслідкових залежностей між багатозначними вхідними (x_1, x_2, \dots, x_n) і вихідними (y_1, y_2, \dots, y_m) параметрами. Оптимальну технологічну систему за векторним критерієм Y обирали за допомогою агрегованого критерію оптимальності $I(X, Y)$:

$$I(X, Y) = \max_v \max_w \frac{v^T Y / w^T X}{\chi},$$

$$\chi = \max_{k=1, N} (v^T Y^k / w^T X^k),$$

де v^T – вектор вагових коефіцієнтів v для покомпонентного зважування кількісних характеристик системи; Y^k – якісні характеристики k -ї системи; w^T – вектор вагових коефіцієнтів w для покомпонентного зважування характеристик якості системи; X^k – кількісні характеристики k -ї системи.

Знайдений критерій кількісно оцінює ефективність k -ї системи по всій множині вхідних і вихідних параметрів, тобто в усьому діапазоні концентрацій численних інгредієнтів технологічних систем.

Нижче наведено приклади оптимізованих композицій для ефективного розкриття продуктивних пластів,

запобігання флюїдопроявам і їх ліквідації, стимулювання припливу вуглеводнів, тимчасового закриття, освоєння і консервації свердловин, екологічного моніторингу, очищення доквілля від техногенних забруднень у процесі видобутку, підготовки і транспортування вуглеводневої сировини.

Бурові інвертно-емульсійні дисперсні системи для розкриття продуктивних пластів з аномальним пластивим тиском

Поняття “буровий розчин” охоплює всі робочі агенти, що їх використовують для руйнування і видалення вибуреної породи зі стовбура свердловини. Застосування наукових знань та інженерних принципів створення бурових розчинів на сучасному етапі полягає в збереженні природних ресурсів, захисті навколишнього середовища від забруднень, підвищенні безпеки буріння, зниженні вартості завдяки економії часу і матеріалів при успішному завершенні будівництва та облаштування кожної свердловини. Проблеми розбурювання відкладів із пластивим тиском 0,6–0,2 нормального гідростатичного і відкладів із високим пластивим тиском (коефіцієнт аномальності 1,5–2,5) привели до пошуку нових матеріалів і створення за їх допомогою технологічних систем, принципово відмінних від існуючих.

Для таких умов на противагу глинокарбонатно полімерним розчинам на водній основі, які забезпечують буріння за значної депресії на пласт із фільтраційними втратами промивних рідин у сотні й тисячі кубічних метрів, зяттяганням освоєння свердловин на багато місяців чи навіть із відсутністю припливу вуглеводневої сировини [1–3, 5–8, 29], розроблені й запропоновані до використання бурові інвертні емульсійно-суспензійні системи (БІС), які уможливають безаварійне розкриття продуктивних пластів за рівноважних тисків [30].

Цього добиваються введенням в інвертні емульсії, приготовлені з використанням фосфатидину, олеодину або фосфолідину, газонаповнених мікрокульок необхідної густини. Порожністі скляні мікрокульки знижують густину БІС до 490 кг/м³, а суцільні скляні мікрокульки – збільшують їх густину до 1700 кг/м³, причому густина й реологічні властивості БІС із мікрокульками легко регулюються [30, 31]. Ці рідини чудово витримують температуру 120–140 °С, високий тиск, агресивні умови, які можуть мати місце у свердловині. На відміну від багатьох відомих інвертних систем за таких температур у фільтраті відсутня вода. БІС – гідрофобні, тому фільтрат не чинить руйнівної дії на водочутливі, нестійкі глинисті й хемогенні відклади, не знижує нафтопроникності колекторів.

БІС мають високу агрегативну й седиментаційну стійкість, добрі змазувальні й протиприхватні властивості, чинять антикорозійну захисну дію на внутрішньо-свердловинне устаткування, запобігають набряканню глинистого цементу, сумісні з усіма пластивими флюїдами. З ними просто і зручно працювати як під час

Таблиця 1. Технологічні властивості полегшених і обважнених бурових розчинів

Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	Фільтрація за АНІ*, см ³ /30 хв	Товщина фільтрацій- ної кірки, мм	Коефіцієнт тертя фільт- раційної кірки	Електро- стабіль- ність, В	Статичне напру- ження зсуву _{1/10} , дПа, через		рН	Пластична в'язкість, МПа · с	Динамічне напружен- ня зсуву, дПа
						1 хв.	10 хв.			
625	375	1,6	0,5	0,15	190	23,9	26,3	7,45	105	119,7
700	48	1,4	0,5	0,15	210	28,0	30,0	7,60	35	98,0
800	106	1,3	0,8	0,18	280	19,2	19,2	6,95	41	110,0
1150	96	2,0	1,5	0,20	260	38,3	38,3	7,15	49	138,9
1715	233	2,0	2,0	0,25	680	67,0	67,0	6,32	141	199,0
2050	384	4,0	3,5	0,25	340	138,9	138,9	6,24	317	289,3

Примітка: * АНІ – Американський нафтовий інститут

приготування, так і в процесі використання, а завдяки сумісності з очисним устаткуванням довго й багаторазово забезпечувати ефективне розкриття пластів бурінням або в подальших операціях завершувати будівництво свердловин.

Залежно від умов використання БІС поділяють на полегшені інвертні дисперсії (ПІД) із регульованою густиною в діапазоні 490–900 кг/м³ (переважно 600–800 кг/м³) та обважнені інвертні дисперсії (ОІД) густиною 1100–2500 кг/м³ (переважно 1700–2100 кг/м³).

Властивості окремих ПІД і ОІД, призначених для буріння свердловин в ускладнених умовах, наведено в табл. 1.

Система бурових розчинів на основі скляних мікрокульок уможливує розкриття високопроникних продуктивних пластів з проникністю до 2,5 мкм², розкритими тріщинами до 3 мм за репресії 15–20 МПа без поглинання і втрати розчинів. Непроникний бар'єр, сформований твердими мікрокульками з гелеподібними адсорбційно-сольватними прошарками і глобулами емульсії вода в олії, повністю виключає можливість диференційних прихватів бурильного інструменту.

Полегшені інвертні дисперсії є альтернативою аерованим буровим розчинам. На відміну від останніх вони однорідні, нестикувані, стабільні і зручні в роботі, забезпечують добру стійкість стовбура свердловини, винесення породи, зниження вібрації, дають змогу бурити за тиску, близького до рівноважного, збалансованого, а також на депресії. Разом із низькою густиною промивного розчину ПІД проявляють несподівані властивості поліпшувати промивання стовбура свердловини під дією тіл, що знижують густину розчину, як скрубєрів і газоочисників.

Для якісного безаварійного розкриття продуктивних інтервалів в умовах колекторів із високим пластовим тиском використовують ОІД, властивості яких добирають керуючись необхідністю створення протитиску на вибої свердловини, що на 5–10 % перевищує пластовий тиск. Їхні структурно-реологічні властивості

регулюють зміною співвідношення вуглеводневої і водної фаз, а густину – переважно зміною концентрації суцільних мікрокульок із густиною 2200–2400 кг/м³ і твердих тонкодисперсних обважнювачів, переважно карбонату кальцію в системах до 1700 кг/м³ і бариту за необхідності забезпечення вищої густини.

Завдяки легкості регулювання густини і структурно-реологічних властивостей безпосередньо в процесі роботи БІС забезпечують максимальний рівень протифонтанної безпеки. Це системи багаторазового використання. Очищають їх від шламу під час буріння стандартними методами бурові бригади капітального ремонту свердловин середньої кваліфікації. Для доведення властивостей і повторного використання БІС не потрібне спеціальне устаткування й додаткове навчання персоналу.

Перфорація свердловин і освоєння продуктивних пластів

Перфорація експлуатаційної колони, або вторинне розкриття продуктивного пласта, – найвідповідальніший момент у роботі свердловини, оскільки саме воно забезпечує гідродинамічний зв'язок свердловини з продуктивним пластом. Якість розкриття пластів перфорацією (кумулятивною, кульовою, гідропіскострумінною) визначається перш за все складом і властивостями рідини, якою заповнюють колону, створюваним нею протитиском на пласт, стійкістю до ударних навантажень (70 МН і більше), проникненням у пласт фільтрату, твердої фази і продуктів розкладання перфораційного середовища.

На родовищах, де в експлуатацію залучені одночасно великі продуктивні потужності, з'єднані в один експлуатаційний об'єкт, при використанні глиняних та інших розчинів на водній основі гідродинамічний зв'язок пласта із свердловиною здійснюється тільки по високопровідних каналах, тоді як низькопроникні прошарки залишаються заблокованими водним фільтратом із вектором капілярних сил, спрямованих вглиб пластів. Саме цим обгрунтована необхідність і прово-

Таблиця 2. Технологічні параметри полегшених перфораційних середовищ з різною фільтрацією для розкриття продуктивних пластів з пластовим тиском 2,5–6,5 МПа і проникністю 0,1–2,5 мкм²

Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	Фільтрація за АНІ, см ³ /30 хв		Товщина фільтра- ційної кірки, мм	Коефіцієнт тертя філь- траційної кірки	Електро- стабіль- ність, В	СНЗ 1/10, дПа, через		рН	Пластич- на в'язкість, МПа·с	Граничне динамічне напруження зсуву, дПа
		25 °С	140 °С				1 хв	10 хв			
ПД із низькою фільтрацією за початкової фільтрації за 60 с, що дорівнює нулю											
500–900	50–480	0	1–4	0,5–1,5	0,12–0,20	360–930	14,3–14,6	14,3–38,6	7,1–9,2	25–39	14,3–106,9
ПД із помірною фільтрацією за початкової фільтрації за 60 с, що дорівнює нулю											
500–900	40–270	3–15	15–35	0,4–1,1	0,1–0,14	680–1130	13,1–13,4	13,1–16,7	7,0–8,8	18–26	13,9–87,6
ПД із помірною загальною фільтрацією за початкової фільтрації за 60 с понад 2 мл											
500–900	30–160	5–18	20–60	0,4–0,8	0,06–0,10	770–1200	12,0–12,1	12,3–13,4	6,9–9,0	15–21	12,3–48,7

диться масовий перестріл старих інтервалів перфорації в газовому конденсаті, що підвищує насиченість присвердловинної зони пласта вуглеводневою фазою, знижує поверхневий натяг на межі поділу фаз. Втім, якщо на етапі розроблення покладів із пластовим тиском 0,8–1,0 гідростатичного стабілізований газоконденсат забезпечував зміну дебіту відносно потенційно можливого на 3,2–5,5 % [1, 6, 32–33], то в сучасних умовах низького пластового тиску він виявився мало-ефективним.

З урахуванням чинників, які знижують ефективність кумулятивної перфорації, запропоновано два варіанти ефективної перфорації та освоєння свердловин у полегшених системах на вуглеводневій основі [30].

За першим із них, необхідною умовою успішного проведення робіт є очищення стовбура свердловини, резервуарів, маніфольду, засувок та інших елементів циркуляційної системи від решток бурового розчину, використання активних рідин перфорації для очищення каналів фільтрації. Двоступеневе очищення проводять 0,2–0,5%-м розчином водоолієрозчинного Твіну-80 (поліоксіетилен-20-сорбітан моноолеат) у воді, а потім 0,5–2,0%-м розчином олеодину чи фосфолідину в газоконденсаті, які внаслідок змочування та істотного зниження міжфазового натягу на межі поділу з фільтратом сприяють його видаленню. При цьому разом із рідиною частково виносяться й тверді кольматанти.

Перфорацію проводять у мікроемульсійному розчині, який готують на відфільтрованому за допомогою фторопластових фільтрів вуглеводневному розчині ПАР від попереднього промивання циркуляційної системи. Поєднанням високої агрегативної і термічної стабільності мікроемульсії з наднизьким міжфазовим натягом її на межі з пластовим флюїдом (10–1 мкН/м) продуктивність свердловин збільшено в середньому на 13,5 %. При цьому в післяремонтний період експлуатації продуктивність свердловин не знижується, як це відбувалося при використанні водорозчинних ПАР. Навпа-

ки, робота свердловин стабілізувалась, а в окремих випадках – збільшувався дебіт у часі, ймовірно, внаслідок диспергування часточок кольматантів при русі в поровому середовищі й поступового їх винесення з пласта на поверхню свердловини.

За другим варіантом, за низьких пластових тисків рекомендована технологія проведення перфораційних робіт у полегшених дисперсіях на вуглеводневій основі, приклади яких наведено в табл. 2.

Відмінними особливостями запропонованих полегшених перфораційних середовищ є:

- використання для полегшення інвертних емульсій високоміцних (до 180 МПа) газонаповнених мікрокульок, що регулюють густану ПД у діапазоні 800–490 кг/м³;
- регульована фільтрація ПД від 0 до 24 см³/30 хв (у фільтраті тільки вуглеводневе середовище або тонкодисперсна суспензія);
- висока термічна, агрегативна і седиментаційна стійкість.

Глушіння газових, газоконденсатних і нафтових свердловин

Одним із ключових проблемних питань капітального ремонту свердловин є їх надійне та якісне глушіння, тобто попереднє тимчасове припинення роботи свердловин з метою забезпечення безпечного й безаварійного виконання робіт. Процес глушіння проводять заповненням привибійної зони і стовбура свердловини спеціальними технологічними системами (ТС) (блокувальною, заповнювальною, буферною), тиск загального стовпа яких на 10–15 % перевищує пластовий тиск і тим самим перебиває як витіки газу на поверхню (рух газу в свердловині), так і фільтрацію ТС у продуктивний пласт.

Запропоновані раніше [1] широковідомі методи і способи закачування в інтервал перфорації свердловин блокувальних складів інвертних суспензій карбонату кальцію, дисперсійним середовищем яких була вугле-

воднева фаза, зокрема газовий конденсат, а дисперсною фазою – вода або водний розчин солей будь-якої мінералізації, сьогодні вже неприйнятні. Велика густина інвертних крейдяних дисперсій (ІКД), недостатні їх структурно-механічні й адгезійні властивості в умовах високопроникних колекторів і низьких пластових тисків, властивих більшості розроблених покладів і підземним сховищам газу, зумовлюють гідравлічний розрив слабозцементованих пісковиків. Значне поглинання й глибоке проникнення крейдяної суспензії в продуктивний пласт є причинами значних труднощів післяремонтного освоєння свердловин, необхідності проведення тривалих і дорогих хімічних і фізико-хімічних обробок [34–36].

Спроби блокування порового простору присвердловинної зони спеціально розробленим хімічно зшитим поліакриламідом “Поліпласт” [37] показали, що, незважаючи на зв’язування значної кількості води й об’ємного збільшення часточок полімеру в сотні й тисячі разів, він не перекриває порові канали і не виключає фільтрації води в пласт. Незалежно від методу і ступеня зшивання макромолекул на всіх відремontованих свердловинах об’єм рідин глушіння в 3–6 разів перевищував розрахований для заповнення свердловин, а після водоізоляційних робіт тривалість безводної експлуатації не перевищувала 20 діб. Збагачення водонабрякаючого полімеру гель-фракцією також не дало бажаного результату через складність регулювання співвідношення компонентів. І тільки поєднанням поліпласту з регульованим набряканням з антифільтраційними рідинами (емульсії, суспензії, емульсійно-суспензійні системи) прямого чи зворотного типу було досягнуто надійне та якісне блокування привибійної зони свердловин (ПЗС) [38, 39]. Емульсії прямого типу готували з висококонцентрованих лужних соапстоків або гідрофузу, зворотного типу – додаванням у прямі емульсії невеликих кількостей (4,2–9,4 %) чистих вуглеводневих розчинників (гексан – декан), а в промислових умовах – газового конденсату, нафти або дизельного палива. Соллобілізація вуглеводнів у гідрофузі з наступним оберненням фаз відбувається у досить вузькому інтервалі концентрацій вуглеводнів, тоді як у разі повторного додавання води до рухливих малов’язких інвертних систем за концентрації фосфоліпідів понад 4 % супроводжується лише збільшенням в’язкості й переходом у пастоподібний стан. При додаванні до 87 % води, незважаючи на невелику кількість дизельного палива (1,1–4,5 %), система залишається оборотною і стійкою, що вкрай важливо в процесах глушіння, суміщених із ремонтно-ізоляційними роботами.

Розроблені у відділі поверхнево-активних речовин ІБОНХ ім. В.П. Кухаря НАН України та запропоновані іншими науковцями [40, 41] для умов аномально низьких пластових тисків (АНПТ) технології глушіння й освоєння свердловин ґрунтуються на використанні полідисперсних інвертних дисперсій (ІД), що склада-

ються з емульсійного розчину й дисперсного наповнювача у вигляді газонаповнених або суцільних скляних, алюмосилікатних чи полімерних мікрокульок [42–45]. ІД забезпечують ефективне блокування порових каналів продуктивного пласта.

Через внутрішньопорове блокування часточками мікрокульок із розмірами, меншими за діаметр пор, але більшими за третину їх прохідного перетину, часточки меншого розміру затримуються, а структуровані емульсії запобігають фільтрації дисперсійного середовища й погіршенню фільтраційно-ємнісних параметрів навколосвердловинної зони продуктивних пластів, що, у свою чергу, зменшує витрати хімічних реагентів, скорочує час глушіння та освоєння свердловин, робочий час на капітальний ремонт свердловин загалом.

З урахуванням цих завдань, ІД, як і БІС, поділяють на ПІД і ОІД. ПІД призначені для глушіння свердловин у складних геологічних умовах високопроникних колекторів і низького або АНПТ. На сьогодні вони є єдиною технологічною системою з програмним забезпеченням і автоматизованою системою добору інгредієнтів відповідно до умов приготування й використання, що забезпечує надійне та якісне глушіння свердловин [28, 43, 46].

Для існуючих рідин глушіння ґрунтується на проникному блокуванні порового простору пісковиків у присвердловинній зоні пласта. Через дефіцит пластової енергії повне деблокування зони проникнення ускладнено, тому відсутність фільтрації ПІД у пласт – ключовий чинник при ремонті свердловин із дефіцитом пластової енергії. Разом із цим циркуляція рідини і візуальний контроль рівня ПІД у свердловині забезпечує максимальний рівень протифонтанної безпеки ремонтних робіт.

Зазначені переваги ПІД підтверджено дослідно-промисловими випробуваннями технології глушіння на сеноманських газових свердловинах Ямбурського газоконденсатного родовища із поточними параметрами: пластовий тиск у свердловинах на момент проведення ремонтних робіт становив 3–4 МПа, середньозважена проникність пісковика по газу – 1,5 мкм². Усі свердловини успішно заглушені з рівнем рідини на гирлі. При цьому середня тривалість глушіння дорівнювала 6–8 год. Після закінчення ремонтних робіт свердловини освоєні методом компресування протягом 12–18 год. Економічний ефект від упровадження ПІД – від 134 до 270 тис. дол. США на 1 свердловино-ремонт [43].

Для глушіння свердловин підземних сховищ газу (ПСГ) розроблено й випробувано на Олишівському і Богородчанському ПСГ інвертні емульсії та суспензії карбонату кальцію густиною 850–1450 кг/м³. Олійно-жирові концентрати (фуз, гідрофуз) і олеодин, забезпечили підвищену стійкість ІД в температурному інтервалі від -35 °С до +160 °С і регульовані структурно-реологічні властивості.

Особливістю цього технологічного процесу є під-

вищення якості глушіння й полегшення післяремонтного освоєння свердловин в умовах високої проникності колекторів і циклічних змін пластового тиску [47]. Результати досягають попереднім промиванням свердловин розчинами ПАР із подальшим блокуванням інтервалу перфорації інвертною дисперсією зі змінними розмірами глобул емульсії та (або) кислоторозчинних солей вугільної кислоти за спрямованого регулювання адсорбційних і структурно-реологічних властивостей.

Іншою примітною особливістю пропонованих технологічних систем є їх повна сумісність і легкість регулювання густини стовпа рідини залежно від змін пластового тиску. За тиску, близького до гідростатичного, використовують інвертну емульсію з густиною 900–1100 кг/м³.

У процесі заповнення газового сховища й підвищення пластового тиску емульсію обов'язноють добавлянням суцільних мікрокульок та (або) кислоторозчинних карбонатів кальцію чи заліза у формі мінералу сидериту (густина 3700–3900 кг/м³) або змішаного карбонату кальцію і магнію у формі мінералу доломіту (густина 2800–2900 кг/м³).

При виснаженні сховища й падінні пластового тиску емульсії полегшують добавленням газонаповнених мікрокульок густиною 200–410 кг/м³ і опором до руйнування 10–30 МПа [48].

На період облаштування й очікування підключення після буріння і перфорації для консервації свердловин розроблено ІМД із використанням фосфатидину, олеодину чи фосфолідину, які не тільки забезпечують ДД тривалу стабільність й антифільтраційні властивості, запобігаючи тим самим забрудненню продуктивного пласта фільтратом і часточками твердої фази, а й захищають труби та устаткування свердловин від корозії, а в період освоєння сприяють очищенню ПЗС від залишків бурового розчину [49–51].

Усунення проявів і плинну газу в свердловинах

Через використання неякісних дисперсних систем і недосконалих технологій буріння, розкриття продуктивних пластів, освоєння та експлуатації свердловин значна частина з них потребує ремонтних робіт, спрямованих на усунення міжколонних і заколонних флюїдопроявів, газоплину різної інтенсивності, які часто посилюються форсованим видобутком вуглеводневої сировини і створенням при цьому надмірних робочих депресій. Ці негативні явища посилюються повторною перфорацією потужними кумулятивними зарядами, масованими кислотними обробками, хвильовою дією та іншими методами впливу на пласт у процесі інтенсифікації припливу вуглеводневої сировини.

Основною причиною надходження газу в міжколонний простір є незадовільне цементування експлуатаційних колон, негерметичність пакерів і різбових з'єднань, великі термобаричні навантаження на експлуатаційну колону. На газових і газоконденсатних родовищах газопрояви посилюються процесами, що відбуваються в товщі різних порід. Зокрема, теплий

технологічний розчин сприяє відтаванню порід і утворенню каналів, якими газ, що виділяється, рухається до поверхні. Негерметичність експлуатаційних колон призводить до інтенсивного газоплину і формування техногенних покладів.

Подібні процеси відбуваються і на свердловинах ПСГ, де основним джерелом проявів є вторинні газонакопичення, які виникають через формування флюїдопровідних каналів у заколонному просторі. Виникнення міжколонного тиску – результат міжколонної і заколонної міграції газу по негерметичних різбових з'єднаннях. Це зумовлено не стільки поганим кріпленням свердловин, скільки специфікою їх циклічної експлуатації, в результаті чого нестационарні термобаричні процеси видобутку і нагнітання газу неминуче спричиняють деформацію труб і різбових з'єднань, що супроводжується утворенням каналів негерметичності [1, 3, 6, 49–51].

Потенційна небезпека наявності міжколонного тиску пов'язана як з безпечною експлуатацією родовищ і ПСГ, так і з екологічними наслідками виходу газу безпосередньо на поверхню у вигляді грифонів або проникненням за межі технічної колони і насиченням ним водоносних горизонтів. У разі невчасного усунення газопроявів можливий перебіг неконтрольованих процесів, які закінчуються порушенням цілісності обсадних колон, утворенням грифонів, забрудненням питних вод, порушенням екологічної рівноваги, тому своєчасне виявлення, оцінювання і ліквідація міжколонних і заколонних тисків мають вкрай важливе значення.

Відомо багато технологічних заходів і технічних засобів, комплексне використання яких дає змогу усунути прояви і плин газу у свердловинах. У вітчизняній і закордонній практиці накопичений значний досвід запобігання міграції газу [52–54]. Ці заходи включають як удосконалення всіх етапів будівництва й експлуатації свердловин, так і розроблення нових технічних засобів для усунення газопроявів. Вибір їх визначається насамперед місцезнаходженням і розмірами ділянок негерметичності.

Ми запропонували технологію ліквідації міжколонного газоплину за допомогою ІМД, якими заповнюють затрубний простір без зупинки роботи свердловини [1, 54, 55].

За безпакерної схеми експлуатації використання затрубного простору для дозування інгібіторів та інших обмежувальних випадках для усунення газопроявів створено нові підходи, які базуються на використанні мікроемульсій та емульсійно-суспензійних систем на органічній основі (гліколи, гліцерин, олієжирові концентрати) з попередньою гідрофобізацією розгерметизованого простору. Технологія реалізується в двох варіантах.

За першим із них, після гідрофобізації тампонування здійснюють малов'язкими дисперсними системами, цілісність і склад яких у затрубному просторі підтримуються висячою гелевою пробкою з високою коге-

зійною міцністю, яка забезпечує технологічність ковазуючої заливки і попереджає забруднення і кольматацію ПЗС.

За другим варіантом, після гідрофобізації прифільтрової зону заповнюють високов'язкою блокувальною тиксотропною ІД з умовною в'язкістю – не тече і повною відсутністю фільтрації в пластових умовах, а затрубний простір заповнюють герметизувальною дисперсією під тиском, що дорівнює пластовому, з витримкою протягом 2–5 год.

Герметизуються газоплинні канали завдяки низькому міжфазовому натягу і високій проникній здатності тампонувального матеріалу на органічній основі, закупорення їх гідрофобізованими часточками твердої фази-каркаса, розміри якої змінюються від 0,1 до 100 мкм, і подальшої структуризації дисперсії. Висока міцність і тривалість герметизації обумовлені, на наш погляд, структурованістю дисперсії й міцністю її адгезійного контакту з поверхнями як металевих труб, так і порового простору ПЗС. Унаслідок міцелярної сорбції і соліобілізації води з поверхні розгерметизованих порових каналів забезпечуються добрий контакт чистої поверхні з ІД, надійна і тривала герметизація газопровідних ділянок хемосорбованими молекулами й структурованою системою з високою когезійною міцністю.

Запропоновані герметизувальні дисперсні системи й технологія виконання робіт забезпечують: високу якість і надійність ремонтних робіт із відновлення герметичності свердловин; коагуляційну і седиментаційну стабільність герметиків у температурному діапазоні від гирлових до вибійних температур; підвищену морозостійкість і збереження рухливості до температури $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$; антикорозійний захист труб і устаткування свердловини; запобігають забрудненню продуктивного пласта.

Обмеження та ліквідація водопроявів

Практично немає родовищ, яких би не стосувалася проблема обмеження водопроявів. На завершальній стадії практично всі свердловини обводнені на 90–99 %, в решті випадків – обводнені свердловини становлять половину всього експлуатаційного фонду, причому темпи обводнення видобувних свердловин і складність ремонтно-відновних робіт щорічно зростають. Через високу обводненість експлуатація таких свердловин стає нерентабельною й вони активно поповнюють недіючий фонд. На сьогодні витрати на ремонтно-ізоляційні роботи найоб'ємніші серед усіх ремонтних робіт у свердловинах, а ефективність їх залишається однією з найнижчих і в середньому становить 29 % [1].

На основі оцінювання основних напрямків просування пластової води в ПЗС, всебічного аналізу результатів водоізоляційних робіт, встановлення основних чинників, що підвищують їх ефективність, ми з використанням досвіду інших науковців [56–60] та методів математичного моделювання розробили сучасні водоізоляційні склади і технологію їх застосування на родовищах, що обводнюються [61].

На підставі цих рекомендацій на початковому етапі обводненню запобігають гідрофобізацією і зміною характеру змочування породи-колектора ПЗС. Унаслідок гідрофобізації капілярний тиск, спрямований у бік незмочувальної рідини – води, перешкоджає її проникненню, тоді як опір фільтрації вуглеводневого дисперсійного середовища в невеликій за розмірами привибійній зоні пласта зменшується, що поліпшує умови припливу нафти, конденсату і газу до свердловини, підвищує ступінь видобутку вуглеводнів.

Істотною відмінністю запропонованих нами гідрофобізувальних композицій від відомих [1–6] є використання високоефективних неіоногенних і катіоактивних ПАР рослинного походження у формі розбавлених розчинів або інвертних емульсій із підвищеним вмістом вуглеводневої фази.

Технологія гідрофобізації полягає в порційному закачуванні вуглеводневих емульсій на основі кофосу, олеодину чи фосфолідину в свердловину через задані проміжки часу в режимі неповного глушіння свердловини. Після оброблення частково або повністю відновлюються фільтраційні властивості, збільшується приплив вуглеводневої продукції з пласта, у тому числі з низькопроникних прошарків, зменшується обводнення всіх оброблених свердловин.

Одним з основних моментів при обробленні привибійної зони видобувних свердловин є адаптація гідрофобізувальних композицій для кожної обраної свердловини. В лабораторних умовах для kernового матеріалу пласта конкретного родовища добирають склад і концентрацію компонентів у гідрофобізувальній композиції і тільки після цього приступають до промислових робіт з приготування технологічних систем і проведення ізоляційних робіт.

На завершальній стадії розробки покладів із низьким поточним пластовим тиском і високою проникністю (до 2 мкм^2) окремих прошарків сеноманських покладів, розкритих перфорацією протяжністю в декілька десятків метрів, через значне перевищення гідростатичного тиску стовпа цементного розчину й протискувальної рідини над пластовим тиском в процесі проведення водоізоляційних робіт традиційним методом установаження цементного моста, відбувається повне або часткове поглинання рідини і цементного розчину. При переведенні свердловини на об'єкт, що знаходиться вище, відстань між колишнім і новим інтервалом перфорації варіює від 6–10 м до сотні метрів. Це призводить до необхідності багаторазового встановлення цементних мостів, безконтрольного закупорення порових каналів необхідної частини пласта-колектора цементним розчином, істотного зниження продуктивності свердловин після освоєння.

Запобігають негативним наслідкам і подовжують період безводної експлуатації таких родовищ створенням полегшених цементних суспензій (ПЦС) на водно-органічній основі, здатних розширюватись при отвердненні.

Водоізоляційні роботи виконують в умовах, що не допускають глушіння свердловин у процесі порційного закачування ПЗС. Використання хімічно активних вихідних складів ПАР і поліуретанових полімерних розчинів низької в'язкості, здатних селективно зв'язувати воду або самотверднути в заданому інтервалі часу, забезпечує селективність проникнення, глибину фільтрацію в пласт, високу адгезію до породи і повноту тверднення. Технологічність складів, можливість їх застосування в різних гірничо-геологічних умовах, простота виконання водоізоляційних робіт забезпечують їх високу економічну ефективність.

В ускладнених умовах, коли обводнення супроводжується різкою втратою стійкості слабозцементованих колекторів з утворенням на вибої і в стовбурі свердловини пробок із твердих часточок скелета, цементу гірських порід і технологічних рідин, в комплексі передбачено закріплення ПЗС.

Суть нової технології закріплення ослаблених колекторів полягає в нагнітанні в інтервал продуктивного пласта, утвореного піщано-глинистими мінералами, інвертної мікроемulsійної системи мономерів, які в пластових умовах полімеризуються і скріплюють колектор. Терміни об'ємного тверднення регулюють невеликими добавками ініціаторів у діапазоні часу від 6–12 год до кількох діб. Це вигідно відрізняє запропоновану технологію від відомих, у якій використовують гель силікат натрію [1, 3], що твердне після оброблення водним або водно-спиртовим розчином хлориду кальцію і метанолу.

Поверхнево-активні композиції для очищення привибійних зон свердловин та інтенсифікації припливу вуглеводневої сировини

Ефективність експлуатації свердловин залежить від повноти використання фонду свердловин (коефіцієнт експлуатації), їх продуктивності (дебіт) та відповідності поточного дебіту потенційним можливостям розкритого продуктивного пласта. Обидва чинники безпосередньо залежать від стану ПЗС. Незважаючи на розуміння важливості підвищення фільтраційних властивостей порід після буріння, на відміну від нафтовидобувної галузі, де приплив вуглеводнів повсюдно інтенсифікують перед уведенням свердловини в розробку, газодобувні підприємства виконують ці роботи тільки в випадках простоювання чи зупинки свердловин через низький дебіт або ж супутньо з іншими ремонтними заходами. У зв'язку з цим дебіти газових і газоконденсатних родовищ у 2–6 разів нижчі за потенційно можливі [1–6]. Як зазначалося вище, причиною такого стану насамперед є незадовільна технологія розкриття пластів із використанням полімерглинистих бурових розчинів на водній основі. Останні майже повністю перебивають низькопровідні прошарки пластів, гідродинамічний зв'язок пласта із свердловиною забезпечується тільки по високопроникних каналах. Метою нашої роботи було розроблення поверхнево-активних композицій (ПАК) для декольматзації ПЗС і підвищен-

ня продуктивності свердловин.

У процесі планування виходили з аналізу попередніх робіт [1], згідно з даними яких навіть за значного вмісту карбонатів (понад 20 %) у породах-колекторах використання високоактивних мінеральних кислот (соляної, плавикової, карбамідазотної) та їх сумішей було малорезультативним [1]. Продуктивність зростала від 8 до 17 тис. м³ газу на добу, а успішність не перевищувала 16–37 %. Крім того, в багатьох випадках через руйнування цементного каменю фіксували масове обводнення свердловин і заколонні газопрояви.

На нашу думку, такий стан зумовлений як невідповідністю активних композицій хімічному складу порід-колекторів та умовам залягання покладів, так і недосконалістю самого технологічного процесу (необґрунтованість вибору концентрацій реагентів і рецептури об'ємівок їх призначенню, порядок закачування робочих рідин, час їх витримування тощо), відсутністю доступу кислоти до карбонатного матеріалу через блокування його не тільки полімерглинистою кіркою, яка не руйнується соляною кислотою чи повільно розчиняється плавиковою кислотою, а й бульбашками вуглекислого газу, які щільно вкривають поверхню карбонатів при активній взаємодії. Оскільки, як правило, кислотні обробки здійснювали в режимі кислотної ванни, витримування для реагування упродовж 4–6 год чи за поганої приймальності – 10–12 год, призводило до інтенсивного розчинення труб, а головне – вторинного закупорення фільтраційних каналів продуктами реакції.

Ефективність глинокислотних обробок – беззаперечна при очищенні колектора від глинистого матеріалу. Для полімерглинистої кірки ефективними декольматційними агентами є сильні окисники, наприклад фтор, які руйнують полімерні плівки і в композиції з кислотами забезпечують очисну функцію. Проте наявність солей кальцію призводить у цих випадках до утворення нерозчинного фториду кальцію, що є причиною вторинного закупорення. Дисперговані тверді часточки бурового розчину утримують у завислому стані за допомогою комплексоутворювачів типу органічних кислот (лимонна, щавелева) разом із гексаметилентетраміном. Однак ефективність таких композицій також недостатня.

З урахуванням наведених аргументів і попередніх напрацювань [62–65] ми розробили в лабораторних умовах та апробували на газоконденсатних родовищах ПАК, відпрацювали технологію їх застосування [66–69]. Істотні переваги нових композицій зазначені нижче.

1. Відмова від високоактивних кислот, заміна їх на кислі солі фосфорної й фосфенової кислот, які зв'язують іони кальцію, заліза, алюмінію, інших полівалентних металів без осадження.

2. Використання оксіетильованих фосфенових або фосфатидних кислот, які крім ефективного зв'язування іонів Ca²⁺, Fe³⁺, Al³⁺ у процесі приготування й розчинення карбонатів, залізовмісних мінералів (пірит, си-

дорит, шамозит тощо), мають ще й високу комплексоутворювальну здатність, що запобігає вторинному утворенню осаду.

3. Застосування ПАР неіонного і катіонного типів як самостійно для очищення присвердловинної зони, стовбура свердловин та обладнання від решток технологічних рідин, так і в композиції з кислотними солями для поліпшення фільтрації, комплексоутворення, запобігання блокуванню пор продуктами реакції, полегшення їх вилучення з ПЗС.

Дослідно-промислові випробування розроблених композицій на численних свердловинах показали найвищу ефективність серед використовуваних на родовищах реагентних обробок. За їх допомогою десятки непрацюючих свердловин переведено в діючий фонд із високими параметрами продуктивності – 476–1438 тис. м³/добу. На согнях низькопродуктивних свердловин дебіти зросли на 19–66 %. При цьому температура підвищилася з 7,5–12,5 до 10,8–14,1 °С, гирлові і вибійні тиски – на 1,2–9,4 атм, а депресія знизилася на 0,71–10,5 атм. Успішність очищення ПЗС перевищила 90 %.

Така висока ефективність є результатом не тільки добре підібраних рецептур ПАК, а й пов'язана з провадженням низьких технологічних прийомів із підтриманням динамічного режиму ОПЗ. Найважливішими серед них є такі:

1) попереднє помпування й витримування в ПЗС визначеного об'єму 0,05–1,0%-х розчинів оксіетильованих амідоамінів для розчинення асфальтосмолопарафінових та інших органічних відкладів, а також для очищення свердловин від забруднень буровими і тампонажними розчинами;

2) закачування в промиту свердловину ПАК з протискуванням її в пласт, забезпечення постійного руху рідини в поровому просторі (свабування) через ежектор газом із сусідньої свердловини або цементувальним агрегатом;

3) освоєння й відпрацювання свердловини на смолоскип із використанням 0,05–0,1%-го розчину катіонних ПАР для видалення продуктів реакції без виведення на робочий режим;

4) завершення процесу очищення прокачуванням підігрітих ПАК в органічних розчинниках із протискуванням їх газоконденсатом і наступним промиванням ПЗС у режимі репресія ↔ депресія цементувальним агрегатом;

5) освоєння свердловин азотною установкою АГ-8 з повним видаленням продуктів взаємодії і стабілізацією гирлових параметрів.

Отже, активні фосфорорганічні ПАК мають комплекс позитивних властивостей. Кислі солі руйнують полімерглинисті утворення, поровий і поровоплівковий цемент без порушення при цьому цілісності скелета породи-колектора, а симетричні оксіетильовані залишки ПАР утворюють хелатні комплекси з полівалентними металами, запобігають вторинному осад-

женню, полегшують вилучення продуктів реакції разом із забрудненнями із свердловини [66–69].

На свердловинах підземних сховищ газу ДК “Укртрансгаз” (Богородчанське, Червонопартизанське, Олишівське) вперше впроваджено композиції поверхнево-активних систем і технологію розкольтматації ними ПЗС. Помпування й витримування у пласті підігрітого водного чи водно-органічного концентрованого розчину неіоногенних ПАР, очищення ПЗС продуванням газом на викид із наступним довідмиванням решток диспергованих забруднень водним розчином аніоноактивних ПАР низької концентрації в динамічному режимі впливу репресія–депресія забезпечують підвищення продуктивності свердловин у середньому на 12 % [70].

Важливою складовою запропонованих технологій [70] є глибинне імпульсне дренавання пласта, що підвищує ефективність розчинення і руйнування кольматантів, сприяє утриманню продуктів взаємодії комплексоутворювачами в колоїдно-завислому стані з періодичним видаленням їх на поверхню.

Висновки

Підбиваючи підсумки виконаної роботи, слід констатувати, що незважаючи на потужний сировинний потенціал в Україні досі не виробляються і не використовуються ПАР з олій. Відсутні навіть прогнозні показники, а ті, що наводяться, не відповідають середньорічним темпам приросту ВВП, реальному стану і потребам розвитку економіки країни. Існуючі програми (Комплексна державна програма енергозбереження України, Програма державної підтримки розвитку нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії та малої гідро- і теплоенергетики, Концепція державної енергетичної політики України на період до 2020 року) мають декларативний характер, базуються на недостатньо обґрунтованих оцінках і прогнозах, не забезпечені належним фінансуванням, технічними та організаційними ресурсами, які б відповідали обсягам і складності визначених у них завдань. Через недосконалість механізмів формування й реалізації жодна з них на сьогодні не виконується в запланованому обсязі.

Вважаємо, що ми синтезували ПАР на основі олійних культур та побічних продуктів від їх виробництва для використання в технологічних системах із метою підвищення нафтогазовидобутку й капітального ремонту свердловин на родовищах з ускладненими гірничо-геологічними умовами. Використовуючи синтезовані ПАР у поєднанні з гліцерином і відходами різних виробництв місцевої промисловості (карбонатна крихта, дистилерна рідина, солі, кислоти), розроблені інвертно-емульсійні дисперсні системи з регульованими структурно-реологічними і антикорозійними властивостями, густиною та стійкістю рекомендовані для буріння свердловин, розкриття продуктивних пластів; перфорації свердловин і освоєння продуктивних пластів; глушіння газових, газоконденсатних і нафтових свердловин; усунення проявів і плинину газу в свердловинах; обмежен-

ня та ліквідація водопровів; очищення привибійної зони свердловин й інтенсифікації припливу вуглеводневої сировини, які випробувані в лабораторних і дослідно-промислових умовах, а значна частина з них впроваджена чи апробована на газоконденсатних родовищах. Створення скоординованих, ефективних та економічних дій, які мають сформуватись в державній енергетичній політиці України, сприяли б розвитку нафтогазовидобувних підприємств, а саме: збільшення видобутку власних нафти та газу; максимальне залучення потенціалу енергозбереження; диверсифікація зовнішніх джерел постачання; наближення параметрів нафтогазовидобувної галузі до норм і стандартів Європейського Союзу.

Література

1. Поп Г.С., Кучеровский В.М., Гереш П.А. *Технико-экономический анализ результатов воздействия технологических жидкостей на призабойную зону продуктивных пластов газоконденсатных месторождений*, Москва, 1995.
2. Качмар Ю.Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С., *Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину*, Львів, Книга перша, 2004, Книга друга, 2005.
3. Нифонтов Ю.А., Клещенко И.И. *Ремонт нефтяных и газовых скважин*, справочник в 2 т., Санкт-Петербург, 2005, т. 1, т. 2.
4. Грайфер В.И., Лисовский Н.Н., Котельников В.А., Шарбатова И.Н. Инновационные технологии ЗАО "РИТЭК-Полисил" и АО "РИТЭК". *Нефтяное хозяйство*. 2001. (11). 70–73.
5. Шелемей С.В., Захаров А.А., Тарасов С.Б., Бурмантов А.И. Технология глушения скважин в высокопроницаемых коллекторах в условиях аномально низких пластовых давлений. *НТС "Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений"*. 2001. (2). 25–32.
6. Гасумов Р.А. Перспективные технологии освоения и ремонта скважин на месторождениях и ПХГ. *Материалы научно-практической конференции ЗапСибгаза, Новый Уренгой*, 2003. 40–54.
7. Токунов В.И., Сашин В.З. *Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин*, Москва, 2004.
8. Зиновьев В.В. *Строительство и ремонт газовых скважин. Разработка. Внедрение*, Москва, 2004.
9. Боковикова Т.Н., Корнена Е.П., Арутюнян М.С. Структура фосфолипидов и механизм их гидратации. *Масложиров. пром-сть*. 2000. (3). 16–17.
10. Топалы В.П. Исследование дисперсий фосфолипидов. Модель дисперсии амфифилов. *Биофизика*. 2006. (7). 135–156.
11. Хромова Ю.Л. *Роль воды и поверхностно-активных веществ в организации полимероподобных мицелл лецитина*: автореф. дис. ... канд. хим. наук: 02.00.04. Ин-т химии ДВО РАН. Владивосток, 2003. 23.
12. Поп Г.С., Біленька В.І. Утилізація відходів олійноекстракційних заводів для одержання екологічно безпечних дисперсій. *Екологія и ресурсосбережение*. 2002. (5). 24–28.
13. Поп Г.С., Біленька В.І. Склад та колоїдно-хімічні важелі керування властивостями емульсій на основі фосфатидів соняшникової олії. *Каталіз и нефтехимия*. 2000. (5–6). 1–9.
14. Бодачівський Ю.С., Поп Г.С. Синтез органосульфанив – поліфункціональних додатків до мастильних матеріалів. *Каталіз и нефтехимия*. 2017. **26**. 12–25.
15. Пат. № 39503, МПК С09К 8/42, Вінярський Р.В., Гаркот В.С., Лилак М.М., Гушул В.В., Манюк С.В., Лігоцький М.В. Розчин для глушіння свердловин. Україна. 15.06.2001. Бюл. № 5.
16. Поп Г.С., Бодачівська Л.Ю., Вечерік Р.Л., Яцків М.П. Інвестиційно, екологічно й економічно привабливі технології використання побічних продуктів від очистки рослинних олій. *Сотрудничество для решения проблемы отходов*: материалы 1-й Междунар. конф., Харьков, 5–6 февр. 2004. Харьков, 2004, 147–150.
17. Пат. № 81369, МПК С09К 8/02, В01F 17/22, С11D 3/16. Поп Г.С., Вечерік Р.Л., Біленька В.І., Назарчук Н.М. Спосіб одержання емульгатора-стабілізатора інвертних емульсій. Україна. 26.11.2007. Бюл. № 19.
18. Пат. № 52981, МПК С09К 8/42. Поп Г.С., Бодачівська Л.Ю., Біленька В.І. Склад для закриття і завершення будівництва свердловин. Україна. 15.01.2003. Бюл. № 1.
19. Поп Г.С., Бодачівська Л.Ю., Вечерік Р.Л. Поверхнево-активні речовини та композиційні системи на основі рослинних олій і фосфатидів. *Хім. пром-сть України*. 2008. (3). 39–42.
20. Пат. № 39503, МПК С09К 8/42. Вінярський Р.В., Гаркот В.С., Лимах Р.В., Гушул В.В., Манюк С.В., Лігоцький М.В. Розчин для глушіння свердловин. Україна. 15.06.2001. Бюл. № 5.
21. Пат. № 80658, МПК С09К 8/02, В01F 17/00. Поп Г.С., Біленька В.І., Вечерік Р.Л., Костів В.В., Назарчук Н.М. Спосіб одержання емульгатора-стабілізатора інвертних емульсій. Україна. 10.10.2007. Бюл. № 16.
22. Пат. № 2320403, МПК В01F 17/14, В01F 17/22, С09К 8/035, В01F 3/08, В01F 17/34. Шабо М.Д., Кухарь В.П., Поп Г.С., Кучеровский В.М. Эмульгатор-стабилизатор инвертных эмульсий и способ получения его активной основы. Российская Федерация. 27.03.2008. Бюл. № 9.
23. Бодачівська Л.Ю. Трансамідування фосфатидного концентрату високомолекулярними первинними амінами. *Каталіз и нефтехимия*. 2009. **17**. 84–90.
24. Поп Г.С., Бодачівська Л.Ю., Мала Р.І. Трансамідування жирних кислот та тригліцеридів олій ок-

сиетильованими етилендіаминами. *Каталіз и нефтехимия*. 2009. **17**. 78–83.

25. Поп Г.С., Біленька В.І. Створення поверхнево-активних систем та колоїдно-хімічні важелі керування їх властивостями. *Каталіз и нефтехимия*. 2006. **14**. 33–41.

26. Бодачівська Л.Ю. Оптимізація екотехнологічних рідин – визначальний фактор якості, ресурсозбереження й ефективності технологічних процесів. *Енергетика. Екологія. Людина*, збірник матеріалів міжнар. енергоеколог. конгресу, Київ, 27–28 бер. 2003, Київ, 2003. 86–89.

27. Пат. № 2196224, МПК E21B 43/22. Гаевой Е.Г., Магадов Р.С., Назаров А.В., Силин М.А., Хлобыстов Д.С., Рудь М.И. Инвертная эмульсия для обработки нефтяных пластов. Российская Федерация. 10.01.2003.

28. Бодачівська Л.Ю. Багатокритеріальна оптимізація технологічних систем і процесу підвищення ефективності газовидобутку. *Каталіз и нефтехимия*. 2008. **17**. 50–57.

29. Олексюк М.П., Васька І.С., Юрич А.Р. Вибір способу ліквідації флюїдопроявлень. *Technology Audit and Production Reserves*. 2014. **6-5** (20). 15–17.

30. Поп Г.С. Альтернативні екотехнології і реагенти на основі поновлюваної рослинної сировини. *Нафт. і газ. пром-сть України*. 2004. (1). 61–64.

31. Поп Г.С., Біленька В.І. Колоїдно-хімічні важелі керування властивостями полегшених інвертних дисперсій. *Каталіз и нефтехимия*. 2007. **15**. 112–116.

32. Поп Г.С., Кучеровский В.М. Повышение эффективности вскрытия продуктивных пластов в системах на углеводородной основе. *Отечественный и зарубежный опыт в газовой промышленности. Сер.: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. 1995. **9-10**. 11–19.

33. Гобир І.Б. Особливості проведення ремонтних робіт на нафтогазовидобувних підприємствах. *Моделюв. регіон. економіки*. 2012. **2**. 352–362.

34. Солодкий В.М., Солодкий М.А., Голуб П.С., Голуб О.Г. Методи та технологія глушіння нафтових, газових і газоконденсатних свердловин на різних етапах їх експлуатації із збереженням видобутку. *Розвідка та розробка нафт. і газ. родовищ*. 2003. **3** (8). 10–12.

35. Козлов Е.Н., Кустышев А.В., Абдуллин Р.С. Особенности глушения скважин на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении. *Строительство нефт. и газ. скважин на суше и на море*. 2014. **6**. 31–34.

36. Катеринчук П.О., Римчук Д.В., Цибулько С.В., Шудрик О.Л. *Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин*, навч. посіб. Харків, 2018.

37. Пат. № 2158348, МПК E21B 33/138. Кучеровский В.М., Димитров И.Е., Поп Г.С., Зотов А.С., Байбурдов Т.А., Ступенькова Л.Л., Хоркин А.А., Галецкий Д.Н. Состав для изменения проницаемости пластов. Российская Федерация. 27.10.2000.

38. Пат. № 2158349. МПК E21B 33/138. Кучеров-

ский В.М., Димитров И.Е., Поп Г.С., Байбурдов Т.А., Ступенькова Л.Л., Хоркин А.А. Состав для изменения проницаемости пластов. Российская Федерация. 27.10.2000.

39. Поп Г.С., Кучеровский В.М., Зотов А.С., Бодачевская Л.Ю. Комплексные технологии восстановления и капитального ремонта газовых и газоконденсатных скважин. *Новые высокие технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи СИТОГИС'2002-KUBAN*, материалы 12-го междунар. конгресса (РФ, Геленджик, 17–21 сент. 2003). Москва, 2003, **12**. 486–491.

40. Пат. № 119879. МПК E21B 43/32. Світлицький В.М., Іванків О.О. Спосіб обмеження припливу води у свердловину. Україна. 10.10.2017. Бюл. № 19.

41. Пат. № 114838. МПК E21B 33/13, C09K 8/512. Іванків О.О., Світлицький В.М., Третяк В.О., Вишневський О.І., Хомин В.Б. Розчин для глушіння та ремонту свердловин. Україна. 10.08.2017. Бюл. № 15.

42. Поп Г.С., Кучеровский В.М., Зотов А.С., Бодачевская Л.Ю. Глушение скважин в условиях снижающегося пластового давления на месторождениях Западной Сибири. *Нефтепромысл. дело*. 2002. **11**. 26–29.

43. Поп Г.С., Кучеровский В.М., Зотов А.С., Бодачевская Л.Ю. Экотехнологические жидкости для ремонта скважин на месторождениях с низким пластовым давлением. *Новые высокие технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи СИТОГИС'2002-KUBAN*, материалы 12-го междунар. конгресса (РФ, Геленджик, 17–21 сент. 2003). Москва, 2003, **12**. 466–472.

44. Поп Г.С., Кучеровский В.М., Зинченко И.А., Зотов А.С., Бодачевская Л.Ю. Научные основы создания и опыт использования комплексной технологии глушения скважин в условиях низких пластовых давлений на Ямбургском ГКМ. *Новые высокие технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи СИТОГИС'2004-ASTRAKHAN*: материалы 14-го междунар. конгресса (РФ, Астрахань. 19–23 сент. 2005). Москва, 2005, **14**. 371–382.

45. Гейхман М.Г., Кучеровский В.М., Поп Г.С., Зотов А.С., Бебекин В.М., Зинченко И.А. Облегченные инвертные дисперсии для капитального ремонта скважин в условиях низкого пластового давления. *Газ. пром-сть*. 2006. (5). 66–69.

46. Пат. № 2319539. МПК B01F 17/00, C09K 8/28. Шабо М.Дж., Поп Г.С., Кучеровский В.М., Бодачевская Л.Ю. Облегченная инвертная дисперсия для бурения, глушения и ремонта скважин. Российская Федерация. 20.03.2008. Бюл. № 8.

47. Бодачівська Л.Ю., Поп Г.С., Бейко І.В. Оптимізація технологічних систем глушіння свердловин в умовах низьких пластових тисків. *Пробл. заг. енергетики*. 2004. **11**. 77–82.

48. Пат. № 71385, МПК E21B 43/12, C09K 7/00. Поп Г.С., Бодачівська Л.Ю., Поп В.Г., Марчук Я.С., Вечерік Р.Л., Яцків М.П. Спосіб глушіння свердловин

в умовах циклічних змін пластових тисків. Україна. 15.11.04. Бюл. № 11.

49. Пат. № 71246. МПК E21B 43/12. Поп Г.С., Бодачівська Л.Ю., Поп В.Г., Марчук Я.С., Вечерік Р.Л., Яцків М.П. Спосіб глушіння свердловин в умовах низьких пластових тисків. Україна. 15.11.04. Бюл. № 11.

50. Zheleznyi L., Pop G., Papeykin O., Venger I., Bodachivska L. Development of compositions of urea greases on aminoamides of fatty acids. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2017. **3-6** (87). 9–15.

51. Бодачівська Л.Ю., Поп Г.С., Бондаренко О.М. Рациональне природокористування та збереження навколишнього середовища підприємствами паливно-енергетичного комплексу України. V Всеукр. з'їзд екологів з міжнар. участю: збірник наукових праць, Вінниця, 23–26 вер. 2015. Вінниця, 2015.

52. Пат. № 112014, МПК C09K 8/584, E21B 43/22, B01F 3/08, B01F 17/22. Поп Г.С., Бодачівська Л.Ю., Бондаренко О.М., Поган О.В. Інвертна мікроемульсія для підвищення видобутку вуглеводневої сировини. Україна. 11.07.2016. Бюл. № 13.

53. Поп Г.С. Причины возникновения и методы ликвидации газопроявлений в скважинах. *Обзор. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. 1991. 15.

54. Поп Г.С., Кучеровский В.М., Димитров И.Е. Ликвидация межколонных газопроявлений в скважинах. *Отечественный и зарубежный опыт в газовой промышленности. Сер. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. 1995. **5-6**. 8–15.

55. Поп Г.С., Вечерік Р.Л., Хаєцький Ю.Б., Бодачівська Л.Ю. Ліквідація техногенних газопровів у процесі експлуатації родовищ і підземних сховищ природного газу. *Наук. вісник ІФНТУНГ, спецвіт. до міжнар. конф. "Сорок років підземного зберігання газу в Україні"*. 2004. **2** (8). 173–175.

56. Пат. № 2160822. МПК E21B 33/138. Кучеровский В.М., Акульшин А.А., Поп Г.С., Байбурдов Т.А., Ступенькова Л.Л., Хоркин А.А. Состав для изоляции пластовых вод в нефтяных и газовых скважинах. Российская Федерация. 20.12.2000. Бюл. № 35.

57. Пат. № 2001133624, МПК E21B 33/13. Гейхман М.Г., Райкевич А.И., Кучеровский В.М., Поп Г.С., Зотов А.С., Ковалев А.Н. Способ изоляции водопритока в скважине. Российская Федерация. 20.08.2003.

58. Пат. № 105603. МПК C09K 8/60, E21B 43/27. Світлицький В.М., Іванків О.О., Третяк В.О., Хомин В.Б. Состав для підвищення продуктивності свердловин. Україна. 25.03.2016. Бюл. № 6.

59. Пат. № 74014, МПК E21B 43/27, C09K 8/78. Світлицький В.М., Іванків О.О., Дивоняк Ю.І. Состав для обробки привибійної зони пласта. Україна. 10.10.2012. Бюл. № 19.

60. Пат. № 72062, МПК E21B 47/00, E21B 47/10. Росляков В.О., Кривуля С.В., Коцаба В.І., Третьяков

Г.В., Семеняка О.Г., Світлицький В.М., Фесенко Ю.Л., Кутінов С.О., Когут Д.М., Бебко С.О. Спосіб визначення місця негерметичності експлуатаційної колони газових та газоконденсатних свердловин. Україна. 10.08.2012. Бюл. № 15.

61. Гейхман М., Кучеровский В., Поп Г. Технология проведения водоизоляционных работ в сеноманских скважинах колтюбинговыми установками М-10. *Колтюбинг. Технологическое приложение к журналу "Нефть и Капитал"*. 2001. **1**. 36–37.

62. Пат. № 114751, МПК E21B 33/13, C09K 8/512. Іванків О.О., Світлицький В.М., Третяк В.О., Вишневський О.І., Хомин В.Б. Спосіб блокування привибійної зони поглинаючих пластів та глушіння свердловин. Україна. 25.07.2017. Бюл. № 14.

63. Пат. № 105984. МПК E21B 43/00, E21B 43/25. Іванків О.О., Світлицький В.М., Третяк В.О., Хомин В.Б. Піноутворюючий склад для видалення рідини з вибою свердловини. Україна. 11.04.2016. Бюл. № 7.

64. Пат. № 78501, МПК F16T 1/00. Кривуля С.В., Саприкін С.О., Сенишин Я.І., Світлицький В.М., Савчук М.Т., Шапар І.О., Шимановський Р.В., Коляденко В.А., Шейна З.В., Рузіна І.М. Пристрій для видалення рідини з внутрішньої порожнини трубопроводу. Україна. 25.03.2013. Бюл. № 6.

65. Пат. № 72082. МПК E21B 43/12. 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. Спосіб видалення рідини зі свердловини. Україна. 10.08.2012. Бюл. № 15.

66. Поп Г.С., Кучеровский В., Бодачевская Л.Ю. Комплексные технологии восстановления и капитального ремонта газовых и газоконденсатных скважин. *Газ. пром-сть*. 2002. (9). 41–43.

67. Пат. № 2065036. МПК C09K 8/78, E21B 43/27. Гребенников В.Т., Кучеровский В.М., Димитров И.В., Поп Г.С. Способ удаления кольматирующих образований из углеводородсодержащих пластов. Российская Федерация. 10.08.96. Бюл. № 22.

68. Гребенников В.Т., Кучеровский В.М., Поп Г.С. Результаты экспериментальных реагентных обработок скважин Ямбургского газоконденсатного месторождения. *Нефт. хоз-во*. 1995. (3). 80–81.

69. Поп Г.С., Кучеровський В.М. Поверхнево-активні композиції для очистки Привибійної зони свердловин на Ямбурському газоконденсатному родовищі. *"Підвищення ефективності використання поверхнево-активних речовин в нафтогазовидобутку"*, матеріали наук.-техн. конф. (Івано-Франківськ, 27–30 бер. 2000). Івано-Франківськ, 2000. 82–85.

70. Пат. № 71386, МПК E21B 43/22. Поп Г.С., Бодачівська Л.Ю., Марчук Я.С., Вечерік Р.Л., Яцків М.П. Спосіб підвищення продуктивності й приймальності свердловин. Україна. 15.11.2004. Бюл. № 11.

References

1. Pop G.S., Kucherovskij V.M., Geresh P.A. *Tehniko-*

ekonomicheskij analiz rezul'tatov vozdeystvija tehnologicheskikh zhidkostej na prizabojnuju zonu produktivnyh plastov gazokondensatnih mestorozhdenij. Moskva, 1995. [In Russian].

2. Kachmar Ju.D., Svitlyc'kyj V.M., Synjuk B.B., Jaremijchuk R.S. *Intensyfikacija pryplyvu vuglevodniv u sverdlovynu*. L'viv, Knyga persha 2004.; Knyga druga 2005. [In Ukrainian].

3. Nifontov Ju.A., Kleshhenko I.I. *Remont neftjanyh i gazovyh skvazhin (Spravochnik v 2-h tomah)*. Sankt-Peterburg, 2005. T. 1, T. 2. [In Russian].

4. Grajfer V.I., Lisovskij N.N., Kotel'nikov V.A., Sharbatova I.N. Innovacionnye tehnologii ZAO "RITJeK-Polisi" i AO "RITJeK". *Neftjanoe hozjajstvo*. 2001. (11). 70–73. [In Russian].

5. Shelemej S.V., Zaharov A.A., Tarasov S.B., Burmantov A.I. Tehnologija glushenija skvazhin v vysokopronicaemyh kollektorah v uslovijah anomal'no nizkikh plastovyh davlenij. *NTS "Geologija, burenie, razrabotka i jekspluatacija gazovyh i gazokondensatnyh mestorozhdenij"*. 2001. 2. 25–32. [In Russian].

6. Gasumov R.A. Perspektivnye tehnologii osvoenija i remonta skvazhin na mestorozhdenijah i PHG. *Materialy nauchno-prakticheskoy konferencii ZapSibgaza*. Novyj Urengoj, 2003. 40–54. [In Russian].

7. Tokunov V.I., Sashin V.Z. *Tehnologicheskie zhidkosti i sostavy dlja povyshenija produktivnosti neftjanyh i gazovyh skvazhin*. Moskva, 2004. [In Russian].

8. Zinov'ev V.V. *Stroitel'stvo i remont gazovyh skvazhin. Razrabotka. Vnedrenie*. Moskva, 2004. [In Russian].

9. Bokovikova T.N., Kornena E.P., Arutjunjan M.S. Struktura fosfolipidov i mehanizm ih gidratacii. *Maslozhirov. prom-st'*. 2000. 3. 16–17. [In Russian].

10. Topaly V.P. Issledovanie dispersij fosfolipidov. Model' dispersii amfifilov. *Biofizika*. 2006. 7. 135–156. [In Russian].

11. Hromova Ju.L. *Rol' vody i poverhnostno-aktivnyh veshhestv v organizacii polimeropodobnyh micell lecitina*: avtoref. dis. ... kand. him. nauk: 02.00.04. In-t himii DVO RAN. Vladivostok, 2003. 23. [In Russian].

12. Pop G.S., Bilen'ka V.I. Utylizacija vidhodiv olijnoekstrakcijnyh zavodiv dlja oderzhannja ekologichno bezpechnykh dyspersij. *Ekologija i resursoberezenie*. 2002. (5). 24–28. [In Ukrainian].

13. Pop G.S., Bilen'ka V.I. Sklad ta koloidno-himichni vazheli keruvannja vlastyvoztjamy emul'sij na osnovi fosfatydiv sonjashnykovoji olii. *Kataliz i neftehimija*. 2000. (5–6). 1–9. [In Ukrainian].

14. Bodachivs'kyj Yu.S., Pop H.S. Syntez orhanosul'faniv – polifunktsional'nykh dodatkov do mastyl'nykh materialiv. *Katalyz y neftekhymyya*. 2017. 26. 12–25. [In Ukrainian].

15. *Pat. № 39503*. MPK C09K 8/42. Vinjars'kyj R.V., Garkot V.S., Lylak M.M., Gushul V.V., Manjuk S.V., Ligoc'kyj M.V. Rozchyn dlja glushinnja sverdlovyn. Ukraina. 15.06.2001. Bjul. № 5. [In Ukrainian].

16. Pop G.S., Bodachivs'ka L.Ju., Vecherik R.L., Jackiv M.P. Investycijno, ekologichno j ekonomichno pryvablyvi tehnologii vykorystannja pobichnyh produktiv vid ochystky roslynyh olij. *Sotrudnichestvo dlja reshenija problemy othodov*: Mater. 1-j Mezhdunar. konf., Har'kov, 5–6 fevr. 2004. Har'kov, 2004. 147–150. [In Ukrainian].

17. *Pat. № 81369*. MPK C09K 8/02, B01F 17/22, C11D 3/16. Pop G.S., Vecherik R.L., Bilen'ka V.I., Nazarchuk N.M. Sposib oderzhannja emul'gatorastabilizatora invertnyh emul'sij. Ukraina. 26.11.2007. Bjul. № 19. [In Ukrainian].

18. *Pat. № 52981*. MPK C09K 8/42. Pop G.S., Bodachivs'ka L.Ju., Bilen'ka V.I. Sklad dlja zakryttja i zavershennja budivnyctva sverdlovyn. Ukraina. 15.01.2003. Bjul. № 1. [In Ukrainian].

19. Pop G.S., Bodachivs'ka L.Ju., Vecherik R.L. Poverhnevo-aktyvni rechovyny ta kompozycijni systemy na osnovi roslynyh olij i fosfatydiv. *Him. prom-st' Ukrainy*. 2008. (3). 39–42. [In Ukrainian].

20. *Pat. № 39503*, MPK C09K 8/42. Vinjars'kyj R.V., Garkot V.S., Lymak R.V., Gushul V.V., Manjuk S.V., Ligoc'kyj M.V. Rozchyn dlja glushinnja sverdlovyn. Ukraina. 15.06.2001. Bjul. № 5. [In Ukrainian].

21. *Pat. № 80658*, MPK C09K 8/02, B01F 17/00. Pop G.S., Bilen'ka V.I., Vecherik R.L., Kostiv V.V., Nazarchuk N.M. Sposib oderzhannja emul'gatorastabilizatora invertnyh emul'sij. Ukraina. 10.10.2007. Bjul. № 16. [In Ukrainian].

22. *Pat. № 2320403*, MPK B01F 17/14, B01F 17/22, C09K 8/035, B01F 3/08, B01F 17/34. Shabo M.D., Kuhar' V.P., Pop G.S., Kucherovskij V.M. Emul'gatorstabylyzator invertnyh emul'sij y sposob poluchenija ego aktyvnoj osnovy. Rossyjskaja Federacyja. 27.03.2008. Bjul. № 9. [In Russian].

23. Bodachivs'ka L.Ju. Transamiduvannja fosfatydnogo koncentratu vysokomolekuljarnymy pervynnymy aminamy. *Kataliz i neftehimija*. 2009. 17. 84–90. [In Ukrainian].

24. Pop G.S., Bodachivs'ka L.Ju., Mala R.I. Transamiduvannja zhyrnyh kyslot ta tryglycerydiv olij oksyetyl'ovanymy etylendiaminamy. *Kataliz ineftehimija*. 2009. 17. 78–83. [In Ukrainian].

25. Pop G.S., Bilen'ka V.I. Stvorennja poverhnevo-aktyvnyh system ta koloidno-himichni vazheli keruvannja ih vlastyvoztjamy. *Kataliz i neftehimija*. 2006. 14. 33–41. [In Ukrainian].

26. Bodachivs'ka L.Ju. Optyimizacija ekotehnologichnyh ridyn – vyznachal'nyj faktor jakosti, resursozberezenija i efektyvnosti tehnologichnyh procesiv. *Energetyka. Ekologija. Ljudyna*: zbimyk materialiv mizhnar. energoekolog. kongresu, Kyiv, 27–28 ber. 2003. Kyiv, 2003. 86–89. [In Ukrainian].

27. *Pat. № 2196224*, MPK E21B 43/22. Gaevoj E.G., Magadov R.S., Nazarov A.V., Silin M.A., Hlobystov D.S., Rud' M.I. Invertnaja emul'sija dlja obrabotki neftjanyh plastov. Rossyjskaja Federacija. 10.01.2003. [In Russian].

28. Bodachivs'ka L.Ju. Bagatokryterial'na optyimizacija

tehnologichnyh system i processu pidvyshhennja efektyvnosti gazovydobutku. *Kataliz i neftehimija*. 2008. **17**. 50–57. [In Ukrainian].

29. Oleksjuk M.P., Vas'ka I.S., Jurych A.R. Vybir sposobu likvidacii fljuidoprojavlen'. *Technology Audit and Production Recerves*. 2014. **6-5** (20). 15–17. [In Ukrainian].

30. Pop G.S. Al'ternatyvni ekotehnologii i reagenty na osnovi ponovljuvanoj roslynnoi syrovyny. *Naft. i gaz. prom-st' Ukrainy*. 2004. (1). 61–64. [In Ukrainian].

31. Pop G.S., Bilen'ka V.I. Koloidno-himichni vazheli keruvannja vlastyvostryamy polegshenyh invertnyh dyspersij. *Kataliz i neftehimija*. 2007. **15**. 112–116. [In Ukrainian].

32. Pop G.S., Kucherovskij V.M. Povyshenie jeffektivnosti vskrytija produktivnyh plastov v sistemah na uglevodorodnoj osnove. *Otechestvennyj i zarubezhnyj opyt v gazovoj promyshlennosti. Ser. Geologija, burenie, razrabotka i jekspluatacija gazovyh i gazokondensatnyh mestorozhdenij*. 1995. **9-10**. 11–19. [In Russian].

33. Gobyry I.B. Osoblyvosti provedennja remontnyh robit na naftogazovydobuvnyh pidpryjemstvah. *Modeljuvannja regional'noi ekonomiky*. 2012. **2**. 352–362. [In Ukrainian].

34. Solodkyj V.M., Solodkyj M.A., Golub P.S., Golub O.G. Metody ta tehnologija glushinnja naftovyh, gazovyh i gazokondensatnyh sverdlovyh na riznyh etapah ih ekspluatacii iz zberezhenjam vydobutku. *Rozvidka ta rozrobka naft. i gaz. rodovyshh*. 2003. **3** (8). 10–12. [In Ukrainian].

35. Kozlov E.N., Kustyshev A.V., Abdullin R.S. Osobnosti glushennja skvazhin na Talakanskom neftegazokondensatnom mestorozhdenii. *Stroitel'stvo naft. i gaz. skvazhin na sushe i na more*. 2014. **6**. 31–34. [In Russian].

36. Katerynchuk P.O., Rymchuk D.V., Cybul'ko S.V., Shudryk O.L. *Osvojennja, intensyfikacija ta remont sverdlovyh*, navch. posib. Harkiv, 2018. [In Ukrainian].

37. *Pat. № 2158348*. MPK E21B 33/138. Kucherovskij V.M., Dimitrov I.E., Pop G.S., Zotov A.S., Bajburdov T.A., Stupen'kova L.L., Horkin A.A., Galeckij D.N. Sostav dlja izmenenija pronicaemosti plastov. Rossijskaja Federacija. 27.10.2000. [In Russian].

38. *Pat. № 2158349*. MPK E21B 33/138. Kucherovskij V.M., Dimitrov I.E., Pop G.S., Bajburdov T.A., Stupen'kova L.L., Horkin A.A. Sostav dlja izmenenija pronicaemosti plastov. Rossijskaja Federacija. 27.10.2000. [In Russian].

39. Pop G.S., Kucherovskij V.M., Zotov A.S., Bodachevskaja L.Ju. Kompleksnye tehnologii vosstanovlenija i kapital'nogo remonta gazovyh i gazokondensatnyh skvazhin. *Novye vysokie tehnologii gazovoj, nefljanaj promyshlennosti, jenergetiki i svjazi CITOGIC'2002-KUBAN: materialy 12-go mezhdun. kongressa (RF, Gelendzhik, 17–21 sent. 2003)*. Moskva, 2003, **12**. 486–491. [In Russian].

40. *Pat. № 119879*, MPK E21B 43/32. Svitlyc'kyj

V.M., Ivankiv O.O. Sposib obmezhenija pryplyvu vody u sverdlovyh. Ukraina. 10.10.2017. Bjul. № 19. [In Ukrainian].

41. *Pat. № 114838*. MPK E21B 33/13, C09K 8/512. Ivankiv O.O., Svitlyc'kyj V.M., Tretjak V.O., Vyshnevs'kyj O.I., Homyn V.B. Rozchyn dlja glushinnja ta remontu sverdlovyh. Ukraina. 10.08.2017. Bjul. № 15. [In Ukrainian].

42. Pop G.S., Kucherovskij V.M., Zotov A.S., Bodachevskaja L.Ju. Glushenie skvazhin v uslovijah snizhajushhegosja plastovogo davlenija na mestorozhdenijah Zapadnoj Sibiri. *Neftepromysl. delo*. 2002. **11**. 26–29. [In Russian].

43. Pop G.S., Kucherovskij V.M., Zotov A.S., Bodachevskaja L.Ju. Jekotehnologicheskie zhidkosti dlja remonta skvazhin na mestorozhdenijah s nizkim plastovym davleniem. *Novye vysokie tehnologii gazovoj, nefljanaj promyshlennosti, jenergetiki i svjazi CITOGIC'2002-KUBAN, materialy 12-go mezhdunar. kongressa (RF, Gelendzhik, 17–21 sent. 2003)*. Moskva, 2003, **12**. 466–472. [In Russian].

44. Pop G.S., Kucherovskij V.M., Zinchenko I.A., Zotov A.S., Bodachevskaja L.Ju. Nauchnye osnovy sozdanija i opyt ispol'zovanija kompleksnoj tehnologii glushenii skvazhin v uslovijah nizkih plastovyh davlenij na Jamburgskom GKM. *Novye vysokie tehnologii gazovoj, nefljanaj promyshlennosti, jenergetiki i svjazi CITOGIC'2004-ASTRAKHAN: materialy 14-go mezhd. kongressa (RF, Astrahan', 19–23 sent. 2005)*. Moskva, 2005, **14**. 371–382. [In Russian].

45. Gejhman M.G., Kucherovskij V.M., Pop G.S., Zotov A.S., Bebekin V.M., Zinchenko I.A. Oblegchjonnye invertnye dispersii dlja kapital'nogo remonta skvazhin v uslovijah nizkogo plastovogo davlenija. *Gaz. prom-st'*. 2006. (5). 66–69. [In Russian].

46. *Pat. № 2319539*, MPK B01F 17/00, C09K 8/28. Shabo M.Dzh., Pop G.S., Kucherovskij V.M., Bodachevskaja L.Ju. Oblegchjonnaja invertnaja dispersija dlja burenija, glushenija i remonta skvazhin. Rossijskaja Federacija. 20.03.2008. Bjul. № 8. [In Russian].

47. Bodachivs'ka L.Ju., Pop G.S., Bejko I.V. Optyimizacija tehnologichnyh system glushinnja sverdlovyh v umovah nyz'kyh plastovyh tysktiv. *Probl. zag. energetyky*. 2004. **11**. 77–82. [In Ukrainian].

48. *Pat. № 71385*. MPK E21B 43/12, C09K 7/00. Pop G.S., Bodachivs'ka L.Ju., Pop V.G., Marchuk Ja.S., Vecherik R.L., Jackiv M.P. Sposib glushinnja sverdlovyh v umovah cyklichnyh zmin plastovyh tysktiv. Ukraina. 15.11.04. Bjul. № 11. [In Ukrainian].

49. *Pat. № 71246*. MPK E21B 43/12. Pop G.S., Bodachivs'ka L.Ju., Pop V.G., Marchuk Ja.S., Vecherik R.L., Jackiv M.P. Sposib glushinnja sverdlovyh v umovah nyz'kyh plastovyh tysktiv. Ukraina. 15.11.04. Bjul. № 11. [In Ukrainian].

50. Zheleznyi L., Pop G., Papeykin O., Venger I., Bodachivska L. Development of compositions of urea greases on aminoamides of fatty acids. *Eastern-European*

Journal of Enterprise Technologies. 2017. 3–6 (87). 9–15.

51. Bodachivs'ka L.Ju., Pop G.S., Bondarenko O.M. Racional'ne pryrodokorystuvannja ta zberezhennja navkolysn'ogo seredovyshha pidpryjemstvamju palyvno-energetychnogo kompleksu Ukrainy. V *Vseukr. z'izd ekologiv z mizhnar. uchastju*: zbirnyk nauk. prac', Vynnycja, 23–26 veresnja 2015. Vynnytsya, 2015. [In Ukrainian].

52. *Pat.* №112014. MPK C09K 8/584, E21B 43/22, B01F 3/08, B01F 17/22. Pop G.S., Bodachivs'ka L.Ju., Bondarenko O.M., Pogan O.V. Invertna mikroemul'sija dlja pidvyshhennja vydobutku vuglevodnoyi syrovyny. Ukraina. 11.07.2016. *Bjul.* № 13. [In Ukrainian].

53. Pop G.S. Prichyny vozniknovenija i metody likvidacii gazoprojavlenij v skvazhinah. *Obz. inform. Serija: Razrobotka i jekspluatacija gazovyh i gazokondensatnyh mestorozhdenij*. 1991. 15. [In Russian].

54. Pop G.S., Kucherovskij V.M., Dimitrov I.E. Likvidacija mezhkolonnyh gazoprojavlenij v skvazhinah. *Otechestvennyj i zarubezhnyj opyt v gazovoj promyshlenosti. Ser. Geologija, burenie, razrobotka i jekspluatacija gazovyh i gazokondensatnyh mestorozhdenij*. 1995. 5–6. 8–15. [In Russian].

55. Pop G.S., Vecherik R.L., Hajec'kyj Ju.B., Bodachivs'ka L.Ju. Likvidacija tehnogennyh gazoprojaviv u procesi ekspluatacii rodovyshh i pidzemnyh shovyshh pryrodnogo gazu. *Nauk. visnyk IFNTUNG, specvyp. do mizhnar. konf. "Sorok rokiv pidzemnogo zberigannja gazu v Ukraini"*. 2004. 2 (8). 173–175. [In Ukrainian].

56. *Pat.* № 2160822, MPK E21B 33/138. Kucherovskij V.M., Akul'shin A.A., Pop G.S., Bajburdov T.A., Stupen'kova L.L., Horkin A.A. Sostav dlja izoljacii plastovyh vod v neftjanih i gazovyh skvazhinah. Rossijskaja Federacija. 20.12.2000. *Bjul.* № 35. [In Russian].

57. *Pat.* № 2001133624. MPK E21B 33/13. Gejhman M.G., Rajkevich A.I., Kucherovskij V.M., Pop G.S., Zotov A.S., Kovalev A.N. Sposob izoljacii vodopritoka v skvazhine. Rossijskaja Federacija. 20.08.2003. [In Russian].

58. *Pat.* № 105603, MPK C09K 8/60, E21B 43/27. Svitlyc'kyj V.M., Ivankiv O.O., Tretjak V.O., Homyn V.B. Sklad dlja pidvyshhennja produktyvnosti sverdlovyh. Ukraina. 25.03.2016. *Bjul.* № 6. [In Ukrainian].

59. *Pat.* № 74014, MPK E21B 43/27, C09K 8/78. Svitlyc'kyj V.M., Ivankiv O.O., Dyvonjak Ju.I. Sklad dlja obrobky pryvybijnoi zony plasta. Ukraina. 10.10.2012. *Bjul.* № 19. [In Ukrainian].

60. *Pat.* № 72062, MPK E21B 47/00, E21B 47/10. Rosljakov V.O., Kryvulja S.V., Kocaba V.I., Tretjakov G.V., Semenjak O.G., Svitlyc'kyj V.M., Fesenko Ju.L., Kutinov S.O., Kogut D.M., Bebko S.O. Sposib vyznachennja miscja negermetychnosti ekspluacijnoi kolony gazovyh ta gazokondensatnyh sverdlovyh. Ukraina. 10.08.2012. *Bjul.* № 15. [In Ukrainian].

61. Gejhman M., Kucherovskij V., Pop G. Tehnologija

provedenija vodoizoljacionnyh robot v senomanskih skvazhinah koltjubingovymi ustanovkami M-10. *Koltjubing. Tehnologicheskoe prilozenie k zhurnalu "Neft' i Kapital"*. 2001. 1. 36–37. [In Russian].

62. *Pat.* № 114751. MPK E21B 33/13, S09K 8/512. Ivankiv O.O., Svitlyc'kyj V.M., Tretjak V.O., Vyshnevs'kyj O.I., Homyn V.B. Sposib blokuvannja pryvybijnoi zony poglynajuchyh plastiv ta glushinnja sverdlovyh. Ukraina. 25.07.2017. *Bjul.* № 14. [In Ukrainian].

63. *Pat.* № 105984. MPK E21B 43/00, E21B 43/25. Ivankiv O.O., Svitlyc'kyj V.M., Tretjak V.O., Homyn V.B. Pinoutvorjuyuchyj sklad dlja vydalennja ridyny z vyboju sverdlovyh. Ukraina. 11.04.2016. *Bjul.* № 7. [In Ukrainian].

64. *Pat.* № 78501. MPK F16T 1/00. Kryvulja S.V., Saprykin S.O., Senyshyn Ja.I., Svitlyc'kyj V.M., Savchuk M.T., Shapar I.O., Shymanovs'kyj R.V., Koljadenko V.A., Sheina Z.V., Ruzina I.M. Prystrij dlja vydalennja ridyny z vnutrishnoi porozhnyny truboprovodu. Ukraina. 25.03.2013. *Bjul.* № 6. [In Ukrainian].

65. *Pat.* № 72082. MPK E21B 43/12. Volovyk L.V., Gnitko A.V., Kocaba V.I., Kryvulja S.V., Svitlyc'kyj V.M., Fesenko Ju.L., Kutinov S.O., Koguch D.M., Zhmurkov V.I. Sposib vydalennja ridyny zi sverdlovyh. Ukraina. 10.08.2012. *Bjul.* № 15. [In Ukrainian].

66. Pop G.S., Kucherovskij V.S., Bodachevskaja L.Ju. Kompleksnye tehnologii vosstanovlenija i kapital'nogo remonta gazovyh i gazokondensatnyh skvazhin. *Gaz. prom-st'*. 2002. (9). 41–43. [In Russian].

67. *Pat.* № 2065036. MPK C09K 8/78, E21B 43/27. Grebennikov V.T., Kucherovskij V.M., Dimitrov I.V., Pop G.S. Sposob udalenija kol'matirujushhih obrazovanij iz uglevodorodsoderzhashhih plastov. Rossijskaja Federacija. 10.08.96. *Bjul.* № 22. [In Russian].

68. Grebennikov V.T., Kucherovskij V.M., Pop G.S. Rezul'taty jeksperimental'nyh reagentnyh obrabotok skvazhin Jamburgskogo gazokondensatnogo mestorozhdenija. *Neft. hoz-vo*. 1995. 3. 80–81. [In Russian].

69. Pop G.S., Kucherovskij V.M. Poverhnevo-aktyvni kompozicii dlja ochystky Pryvybijnoi zony sverdlovyh na Jamburs'komu gazokondensatnomu rodovyshhi. "Pidvyshhennja efektyvnosti vykorystannja poverhnevo-aktyvnyh rehovyn v naftogazovydobutku": materialy nauk.-tehn. konf. (Ivano-Frankivs'k, 27–30 ber. 2000). Ivano-Frankivs'k, 2000. 82–85. [In Ukrainian].

70. *Pat.* № 71386. MPK E21B 43/22. Pop G.S., Bodachivs'ka L.Ju., Marchuk Ja.S., Vecherik R.L., Jackiv M.P. Sposib pidvyshhennja produktyvnosti j pryjmal'nosti sverdlovyh. Ukraina. 15.11.2004. *Bjul.* № 11. [In Ukrainian].

Надійшла до редакції 01.04.2019

Поверхностно-активные вещества на основе липидной биомассы и их использование в технологических системах для нефтегазодобывающей отрасли

*Л.Ю. Бодачевская, А.Ю. Верба, О.И. Сафронов, Д.З. Давитадзе,
А.А. Папейкин, И.А. Венгер*

*Институт биоорганической химии и нефтехимии им. В.П. Кухаря НАН Украины,
Украина, 02094 Киев, ул. Мурманская, 1; тел.: (044) 559-60-59, e-mail: bodach@ukr.net*

Синтезированы поверхностно-активные вещества на основе масличных культур и побочных продуктов их производства для использования в технологических системах с целью повышения нефтегазодобычи и капитального ремонта скважин на месторождениях с осложненными горно-геологическими условиями. С использованием синтезированных поверхностно-активных веществ в сочетании с глицерином и отходами различных производств местной промышленности (карбонатная крошка, дистилерная жидкость, соли, кислоты) разработаны инвертно-эмульсионные дисперсные системы с регулируемыми структурно-реологическими и антикоррозионными свойствами, плотностью и устойчивостью для бурения скважин, вскрытия продуктивных пластов; перфорации скважин, освоения продуктивных пластов; глушения газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин; устранения проявлений и утечки газа в скважинах; ограничения и ликвидации водопроявлений; очистки призабойной зоны скважин и интенсификации притока углеводородного сырья. Они испытаны в лабораторных и опытно-промышленных условиях, значительная часть из них внедрена или апробирована на газоконденсатных месторождениях. Скоординированные, эффективные и экономические действия, которые должны сформироваться в государственной энергетической политике Украины, будут способствовать развитию нефтегазодобывающих предприятий, а именно: увеличению добычи собственных нефти и газа; максимальному привлечению потенциала энергосбережения; диверсификации внешних источников; приближению параметров нефтегазодобывающей отрасли к нормам и стандартам Европейского Союза.

Ключевые слова: поверхностно-активные вещества, эмульсии, растительные фосфатиды, скважины

Surfactants based on lipoid biomass and their use in technological systems for gas and crude oil production

*L.Yu. Bodachivska, A.Yu. Verba, O.I. Safronov, D.Z. Davitadze,
O.O. Papeikin, I.O. Venger*

*V.P. Kukhar Institute of Bioorganic Chemistry and Petrochemistry of the NAS of Ukraine,
1, Murmanska Str., 02094 Kyiv, Ukraine, Tel.: (044) 559-60-59, e-mail:bodach@ukr.net*

Surfactants synthesized from vegetable oils and residues of oilseed crops are employed to varied technological systems to improve the level of gas and crude oil production, and for the major crude oil-well reconstruction. These approaches have been tested on deposits with complex mining and geological conditions. The concepts of formation of two-layer structures of phosphatides in water and carbohydrate environments were developed. Synthesized surfactants in combination with glycerol and waste from various production facilities in the local industry (carbonate crumb, distiller liquid, salts, acids) were used to develop invert-emulsion disperse systems with adjustable structural-rheological and anticorrosion properties, density and stability for wells drilling, productive strata exposing; perforation of wells and development of productive strata; killing of gas, gas condensate and oil wells; elimination of gas show and gas escape in wells; limitation and elimination of water seepage; cleaning of well hollow zone and intensification of inflow of hydrocarbon raw materials. The invert-emulsion disperse systems have been tested in laboratory and experimental industrial conditions, and a significant part of these systems has been introduced or tested on gas condensate fields. Creation of coordinated, effective and economical actions that should be formed in the state energy policy of Ukraine would facilitate the development of oil and gas companies, namely: increase of own oil and gas production; maximizing the potential of energy saving; diversification of external sources of supply; approximation of parameters of the oil and gas industry to the norms and standards of the European Union.

Keywords: surfactants, emulsions, vegetable phosphatides, wells