

ПРОМИСЛОВІ ВИПРОБОВУВАННЯ СУЧАСНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ АНТИГІДРАТНОГО ТА АНТИКОРОЗІЙНОГО ЗАХИСТУ ГАЗПРОМИСЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ

¹В.І. Дмитренко, ²І.Г. Зезекало

¹Полтавський університет економіки і торгівлі; 36014, м. Полтава, вул. Ковалю, 3;
тел. (05322) 21687; e-mail: puskuchem@mail.ru

²Спілка наукових та інженерно-технічних фахівців «Прометей»;
36003, м. Полтава, пл. Незалежності, 20; тел. (0532) 50-83-85

Наведено результати промислових випробовувань технології антигідратного та антикорозійного захисту газопромислового обладнання з використанням комплексного інгібітора OV-07. Проведено паралелі з відповідними фактами, отриманими з використанням інших технологій. Визначено економічну ефективність від впровадження запропонованої технології.

Ключові слова: гідратоутворення, корозія, інгібітор, інгібіторний захист, природний газ, бішофіт, газові гідрати.

Приведены результаты промышленных испытаний технологии антигидратной и антикоррозионной защиты газопромислового оборудования с использованием комплексного ингибитора OV-07. Проведены параллели с соответствующими фактами, полученными при использовании других технологий. Определена экономическая эффективность от внедрения предложенной технологии.

Ключевые слова: гидратообразование, коррозия, ингибитор, ингибиторная защита, природный газ, бишофит, газовые гидраты.

The industrial tests results of antihydrate and anticorrosive protection technology of the gas production equipment using complex inhibitor OV-07 are shown. The parallels to corresponding facts, received using other technologies are drawn. The economic efficiency from the introduction of the offered technology is defined.

Key words: hydrate formation, corrosion, inhibitor, inhibition protection, natural gas, bischofite, gas hydrates.

У сучасних умовах, коли в нашій країні здійснюються структурні зміни і впроваджуються нові умови господарювання, газова і нафтова промисловість є основними галузями в паливно-енергетичному комплексі України. Розвиток технології експлуатації газових і газоконденсатних родовищ в умовах вуглекислотної корозії та гідратоутворення потребує особливого підходу, який відкриває нові напрямки науці і виробництву.

Нині більшість газових і газоконденсатних родовищ України перебуває на завершальній стадії розробки, коли знижується дебіт і різко підвищується обводненість газу. Такі родовища потерпають від значних ускладнень в процесі видобування, збирання і підготовки газу, які пов'язані з утворенням гідратів, відкладенням неорганічних солей, присутністю механічних домішок, корозійним руйнуванням обладнання і газопроводів [1-5]. Проведення робіт з метою ліквідації цих ускладнень різко збільшує вартість експлуатації свердловин і систем збирання вуглеводнів. Основними непрямыми втратами від гідратоутворення та корозії є недовиробіток продукції через аварійні та ремонтні зупинки, екологічні санкції [1, 5-6].

Пошук науково-технічних та інженерних рішень, покликаних забезпечити створення орієнтованих на конкретні умови сучасного підприємства стратегії захисту від гідратоутворен-

ня та корозії, – головний і актуальний напрям досліджень даної роботи.

В умовах економічної кризи та жорсткої конкуренції багато нафтогазових компаній, турбуючись про скорочення експлуатаційних витрат, згадали про технології, що були відомі достатньо давно. На сьогоднішній день накопичено певний досвід використання електролітів для попередження гідратоутворення [7, 8], до числа яких відноситься і бішофіт, запаси якого в Дніпрово-Донецькій западині досить значні. Широкомасштабні науково-дослідницькі роботи з вивчення антигідратних властивостей бішофіту проведені під керівництвом В.І Семина (Росія). Однак у разі використання непідготовлених розчинів бішофіту спостерігається корозія обладнання та відкладення солей. В Україні наявний досвід використання комплексного інгібітора ІГК-1 на основі бішофіту, основними недоліками якого є тривалий час приготування через повільне знесульфачення розчину бішофіту, низький ступінь видалення кальцій сульфату та неможливість утримання іонів заліза в розчині, внаслідок чого існує підвищений ризик виникнення відкладів кальцій сульфату й оксидів заліза на трубному обладнанні.

У Полтавському відділенні Українського геологорозвідувального інституту розроблено технологію антигідратного та антикорозійного захисту газопромислового обладнання в систе-

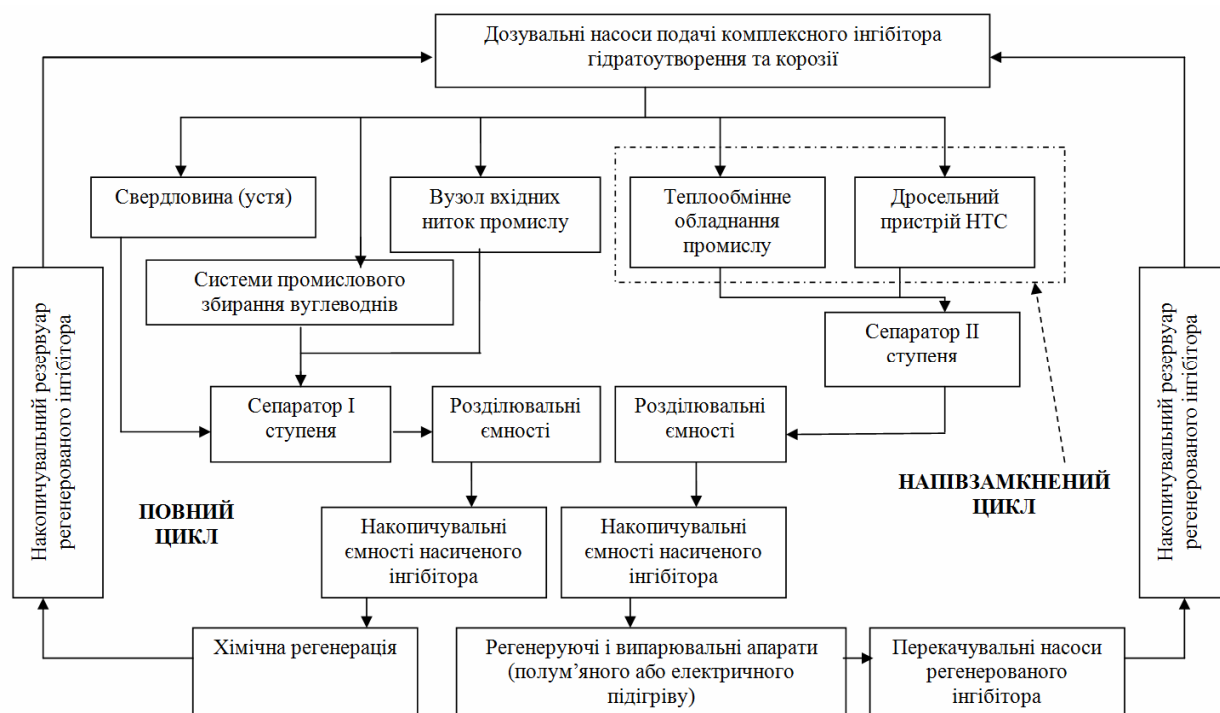


Рисунок 1 – Технологічна схема антигідратного та антикорозійного захисту газопромислового обладнання з використанням комплексного інгібітора OV-07

мах видобування та підготовки вуглеводневої сировини до транспортування із застосуванням комплексного інгібітора OV-07 на основі бішофіту [9]. Застосування такого інгібітора дає змогу знизити температуру гідратування на $\approx 30-32\text{ }^{\circ}\text{C}$ та захистити газопромислове обладнання від вуглекислотної корозії (ступінь захисту становить 97,6-99,2% відносно модельного середовища пластових вод). Інгібітор водорозчинний, не стабілізує водно-нафтові емульсії, стійкий до окислення, нетоксичний, вибухо- та пожежобезпечний, порівняно недорогий [10].

Головною метою випробування було визначення техніко-економічної ефективності технології антигідратного та антикорозійного захисту газопромислового обладнання з використанням комплексного інгібітора гідратування та корозії OV-07 порівняно з метанолом та інгібіторів корозії.

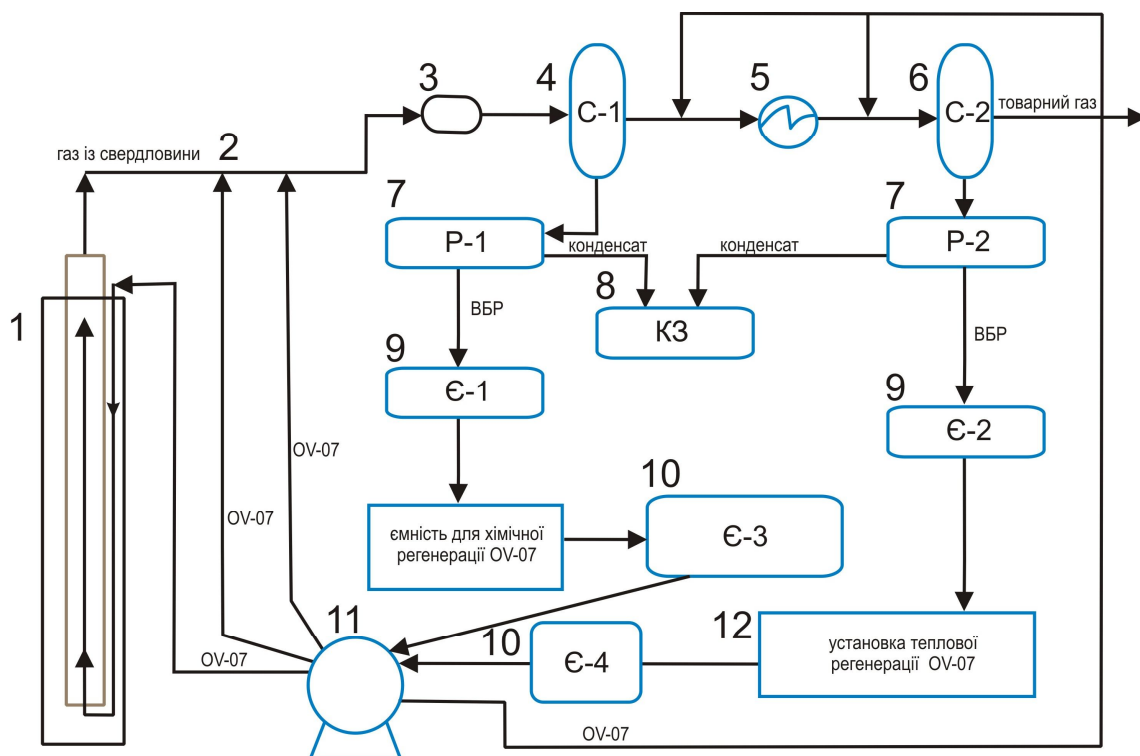
Технологія антигідратного та антикорозійного захисту газопромислового обладнання з використанням комплексного інгібітора OV-07 уможливує експлуатацію свердловини в умовах гідратування й інтенсивної вуглекислотної корозії за відсутності двох інгібіторопроводів без проведення низькоефективних та тривалих ремонтів, при цьому дозволяє зберегти фінансові ресурси підприємства, за рахунок використання дешевої сировини (комплексний інгібітор OV-07) замість вартісних метанолу та інгібіторів корозії, а також економії інгібіторної рідини завдяки її регенерації. Технологія включає попередню підготовку розчину бішофіту, приготування комплексного інгібітора OV-07 в промислових умовах та введення його до газорідинного потоку, що спрямовується у стовбур

свердловин, викидні лінії та установки підготовки газу, а також теплову або хімічну регенерацію інгібітора з метою його повторного використання (рис. 1).

Залежно від видобувних характеристик свердловини, рівноважних умов гідратування технологія комплексного інгібіторного захисту може здійснюватися за двома схемами: замкнений та напівзамкнений цикл використання (рис. 1).

Замкнений цикл використання комплексного інгібітора передбачає його введення на вибій свердловини 1 і в теплообмінне 5 обладнання установки комплексної підготовки газу (УКПГ) (рис. 2). Розрахована кількість інгібітора комплексної дії за допомогою дозувальних насосів 11 потрапляє до міжтрубного простору. Запомпований у свердловину реагент проходить крізь затрубний простір і далі з флюїдом колоною насосно-компресорних труб досягає устя, забезпечуючи безгідратний режим у стовбурі свердловини і фонтанній арматурі викидного трубопроводу та інгібуючи їх внутрішню поверхню від вуглекислотної корозії. Потім, проходячи шлейфом 2, інгібітор рухається до сепаратора I ступеня 4, інгібуючи внутрішню поверхню викидного трубопроводу та поверхню газозбірних установок. Можливе додаткове введення інгібітора до системи промислового збирання вуглеводневої сировини, у вузол входних ниток промислу 3, дросель перед НТС. Розподіл інгібітора в свердловину і шлейф здійснюється пристроєм автоматичної дії.

Рідина (вода і конденсат), що виділяється в сепараторах 4 і 6, збирається в розділювальні ємності 7, з яких вода подається в накопичувальні ємності 9, а вуглеводнева рідина – у кон-



1 – свердловина; 2 – шлейф; 3 – вузол входу в УКПГ; 4 – сепаратор I ступеня; 5 – теплообмінник; 6 – сепаратор II ступеня; 7 – розділювальні ємності; 8 – конденсатозбірник; 9 – накопичувальні ємності відпрацьованого інгібітора з водою; 10 – ємність регенованого інгібітора; 11 – дозувальні насоси подавання комплексного інгібітора гідратуутворення та корозії; 12 – установка регенерації

Рисунок 2 – Схема циркуляції комплексного інгібітора OV-07 на газоконденсатному родовищі

денсатозбірник 8. Відпрацьований інгібітор з накопичувальної ємності 9 подається на регенерацію.

Проведено розрахунки для визначення граничних умов економічно доцільного використання хімічного способу регенерації комплексного інгібітора. Встановлено, що граничним є дворазове розбавлення інгібітора пластовою водою (масова частка $MgCl_2$ не нижче 13 %). Питомі витрати концентрованого бішофіту становлять від $2,5 \text{ м}^3$ на 1 м^3 відпрацьованої рідини і зменшуються зі збільшенням у ній концентрації $MgCl_2$.

Поряд із повним циклом розроблено напівзамкнений цикл використання комплексного інгібітора. Він передбачає введення комплексного інгібітора до теплообмінного обладнання 5 і, за необхідності, перед дроселем НТС УКПГ, де внаслідок зміни термобаричних умов створюються умови для гідратуутворення. Водно-бішофітовий (ВБР) розчин з роздільника II ступеня сепарації скеровується на теплову регенерацію в колону випарювання 12. Регенований інгібітор густиною $1230\text{-}1250 \text{ кг/м}^3$ насосами відвантажується у накопичувальні ємності 10, звідки повертається в цикл. Необхідно здійснювати контроль концентрації натрій хлориду у водно-бішофітовому розчині на рівні менше 1,4 % для попередження солевідкладення.

Напівзамкнений цикл використання інгібітора OV-07 особливо ефективний на родовищах, де в стовбурах і шлейфах свердловин гідратуутворення не спостерігається. Основний ефект від його застосування полягає в збереженні концентрації інгібітора внаслідок мінімального розбавлення залишками вологи газу, а отже, зменшенні часу та витрат енергії на регенерацію.

Для реалізації технології на УКПГ крім монтажу блоку регенерації, інших робіт з реконструкції установки не передбачається.

Принципова технологічна схема обробки газу запропонованою технологією подана на рис. 2.

Дослідно-промислові випробування технології антигідратного та антикорозійного захисту газопромислового обладнання з використанням комплексного інгібітора гідратуутворення та корозії OV-07 здійснювалося на свердловинах Кавердинського газоконденсатного родовища.

Приготування інгібітора OV-07 полягає у підготовці компонентів і їх подальшому механічному перемішуванні у такій послідовності: 1) попередня обробка бішофіту каталізатором осадження сульфатів; 2) обробка бішофіту кальцій хлоридом; 3) видалення осаду; 4) приготування інгібітора робочої концентрації; 5) введення інгібітора корозії; 6) введення

стабілізатора іонів заліза [11]. Простота технології дає можливість готувати інгібітор безпосередньо на газопромислі. У відкриту вертикальну ємність об'ємом 36 м³ з нижнім дренажним отвором закачали 25 м³ бішофіту, видобутого зі свердловини. До нижнього патрубку під'єднали насосний агрегат для створення циркуляції у ємності. У розчин природного бішофіту при циркуляції внесли 5 м³ води, 45 кг амфотерної поверхнево-активної речовини КАПБ, після чого – 417 кг безводного кальцій хлориду і продовжили циркуляцію протягом 30 хв. Суміш витримали у ємності протягом 2 діб для повного осадження сульфатів. Контроль за осадженням здійснювали щодоби шляхом відбирання проб продукту з різних точок ємності.

Після осадження сульфатів осад відкачали насосним агрегатом у збірну ємність через нижній дренажний патрубок. В очищений розчин бішофіту через верхній отвір внесли 50 кг катіонної поверхнево-активної речовини КІ-1М та 3,5 кг стабілізатора іонів заліза і провели одноразову циркуляцію розчину насосним агрегатом.

Промислові випробування свідчать, що приготування комплексного інгібітора запропонованим способом забезпечує чотириразове збільшення швидкості осідання кальцій сульфату порівняно з традиційним (без використання катализатора осадження сульфатів – КАПБ). Дані хімічного аналізу проби розчину показали, що вміст сульфат-іонів становить 0,03%, ступінь осадження CaSO₄ зріс у 7,5 рази, при цьому об'єм осаду зменшився утричі, а кількість хлоридів у ньому не перевищувала 1,7% від загального об'єму. Ступінь захисту за даними корозійних досліджень становить 98,4%, ступінь утримування заліза – 97,6% (табл. 1).

Таблиця 1 – Результати промислового впровадження способу підготовки і приготування комплексного інгібітора OV-07

№ з/п	Параметри	Підготовка бішофіту запропонованим способом	Підготовка бішофіту традиційним способом
1	Тривалість підготовки, доба	2	8
2	Об'єм осаду, м ³	3,1	9,8
3	Ступінь осадження CaSO ₄ , %	81,4	10,8
4	Ступінь захисту від корозії, %	98,4	–

Дослідно-промислові випробування показали, що хімічна регенерація комплексного інгібітору OV-07 на промислі пов'язана із деякими труднощами. По перше, для цього потрібен додатковий насос для закачування реактивів у

ємність, а також система надійного їх розподілення. Крім того через значні операції для своєчасного їх проведення і здійсненням контролю за складом розчину потребує, ймовірно, збільшення штату працівників. Однак накопичення відпрацьованого інгібітора відповідає терміну його регенерації. Результати випробування дозволили отримати тільки за прямими витратами економію 280 грн. на 1 м³ інгібітора (розрахунок виконаний за вартістю реагентів, які використані на регенерацію, до собівартості комплексного інгібітора OV-07).

У результаті впровадження теплового способу регенерації інгібітора зниження витрат комплексного інгібітора становить у середньому 1,27 м³ за добу. Водночас необхідно мати на увазі той факт, що серйозним негативним наслідком теплового способу регенерації є осадотворення в установках регенерації та корозія обладнання. Слід зазначити, що згідно з фактичними даними за більш тривалий період часу порівняно з терміном проведення випробувань (10 діб), ефективність способу теплової регенерації є суттєво вищою.

Дослідно-промислові випробування технології повного циклу використання нового комплексного інгібітора OV-07 на зазначеному родовищі проведені на свердловині № 2 і на УКПГ, де раніше як інгібітор гідратуотворення використовувався метанол. Робочі параметри свердловини: дебіт газу – 206 тис. м³/доба, кількість води – 1,5 м³/доба, об'ємна частка CO₂ – 5,3%, вміст органічних кислот – 167 мг в літрі водної продукції. Згідно з розрахунками рівноважна температура гідратуотворення для умов С-1 за тиску 120 кг/см² становить 20 °С, швидкість корозії – 6,3 г/(м²·год).

Подачу інгібітора здійснювали централізовано на устя свердловини і перед теплообмінником УКПГ по інгібіторопроводах дозуючими насосами НД/63/400 потужністю 0,063 м³/год; середня подача OV-07 на устя свердловини становила близько 0,055 м³/год, перед теплообмінником – 0,06 м³/год. Водобішофітовий розчин з Р-2 скеровувалися на теплову регенерацію, після чого повертався в цикл обробки газу.

Ефективність комплексного інгібітора у попередженні гідратуотворення визначалась контролем роботи свердловини № 2 у гідратному режимі без подачі інгібітора. Точка роси газу визначалася вологоміром «Харків-2М», інтенсивність корозії – за зразками-свідками, які встановлювали в пробовідбірниках на усті свердловини.

За результатами промислових випробувань проведено порівняння з середніми показниками роботи свердловини з інгібіторами ІГК, метанолом та інгібітором корозії «Нафтохім». Порівняльну характеристику показників наведено в таблиці 2, 3. Швидкість рівномірної корозії за постійної циркуляції інгібітора OV-07 в системі не перевищила 0,01 мм/рік, гідратуотворення в свердловині і на УКПГ не виявлено. Крім того, досягнуто економічного ефекту 356,1 тис. грн. на рік.

Таблиця 2 – Результати промислового впровадження комплексного інгібітора OV-07 для осушення газу на УКПГ Кавердинського ГКР

Видобування газу, тис. м ³ /год	Тиск газу на виході з С-2, МПа	Температура газу в С-2, °С	Точка роси осушеного газу	
			метанол	OV-07
1	2	3	4	5
8,5	0,30	-20	-15	-12
8,6	0,32	-21	-14	-13
8,4	0,28	-19	-16	-13
8,7	0,33	-21	-15	-13
1	2	3	4	5
8,5	0,30	-20	-14	-13
8,8	0,34	-22	-16	-14
8,7	0,29	-19	-16	-12
8,4	0,28	-19	-16	-13
8,6	0,32	-21	-15	-14
8,4	0,27	-18	-15	-13

Таблиця 3 – Результати випробувань комплексного інгібітора OV-07 на свердловині № 2 Кавердинського ГКР

Без інгібітора корозії		ІГК		Нафтохім		OV-07	
С _{Fe} , г/дм ³	V _{кор. сталі НКТ} , мм/рік	С _{Fe} , г/дм ³	V _{кор. сталі НКТ} , мм/рік	С _{Fe} , г/дм ³	V _{кор. сталі НКТ} , мм/рік	С _{Fe} , г/дм ³	V _{кор. сталі НКТ} , мм/рік
405	8,06	55	0,042	35	0,0075	37	0,0081
411	8,12	61	0,053	39	0,0082	48	0,0150
398	7,91	68	0,061	28	0,0068	44	0,0101
402	8,03	74	0,082	37	0,0076	42	0,0091
408	8,23	66	0,064	36	0,0071	39	0,0087
406	8,12	78	0,084	40	0,0081	41	0,0092
412	7,99	70	0,072	27	0,0066	40	0,0085
418	8,31	79	0,092	30	0,0072	39	0,0084
425	8,25	75	0,077	41	0,0085	35	0,0081

Також отримано значний екологічний ефект внаслідок попередження забруднення нафтопродуктами навколишнього середовища й утилізації використаних реагентів.

Висновки

Досвід використання нової технології антигідратного та антикорозійного захисту на свердловині № 2 Кавердинського газоконденсатного родовища виявив таке:

У результаті впровадження способу підготовки та приготування комплексного інгібітора гідратоутворення та корозії термін підготовки бішофіту скорочено у 4 рази, підвищено ступінь осадження CaSO₄ у 7,5 рази, при цьому об'єм осаду зменшився у 3 рази, а кількість хлоридів у ньому не перевищувала 1,7% від загального об'єму, ступінь захисту за даними корозійних досліджень становить 98,4 %, ступінь утримування заліза – 97,6%.

Впровадження хімічного способу регенерації комплексного інгібітора дозволило отримати економію 280 грн./м³ інгібітора; теплового – 450 грн./м³, а також знизити витрати комплексного інгібітора у середньому 1,27 м³/доба.

Швидкість рівномірної корозії за постійної циркуляції інгібітора в системі не перевищила 0,01 мм/рік, гідратоутворення в свердловині і на УКПГ не виявлено.

Впровадження технологічних схем використання комплексного інгібітора на основі бішофіту дозволило отримати річний економічний ефект на суму 356,1 тис. грн./рік за рахунок використання дешевої сировини (бішофіт, поверхнево-активні речовини) замість вартісних метанолу та інгібіторів корозії, регенерації комплексного інгібітора, зменшення кількості операцій із закачування двох інгібіторів та значний екологічний ефект внаслідок попередження забруднення нафтопродуктами навколишнього середовища й утилізації використаних реагентів.

Література

- 1 Хайруллина Э. Р. Опыт и перспективы ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования [Электронный ресурс] / Э. Р. Хайруллина // Нефтегазовое дело. – 2004. – 4 с. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Hairullina/Hairullina_1.pdf.
- 2 Халадов А. Ш. Повышение эффективности удаления асфальто-смолистых и парафиновых отложений при добыче нефти с большими перепадами температур в фонтанном лифте : автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук : спец. 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» / А. Ш. Халадов. – Уфа, 2002. – 24 с.
- 3 Горев В. Г. Особенности выноса мехпримесей на скважинах добывающего фонда / В. Г. Горев, И. А. Кудрявцев // Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке (Часть IV : Добыча нефти и газа) : сб. научн. работ за материалами науч.-практ. конф., посвященной 25-летию СибНИИИП, 16-17 февраля 2000 г. – Тюмень: СибНИИИП, 2000. – С. 28-36.
- 4 Кудряшов С. И. Менеджмент солеотложения на месторождениях «НК «Роснефть» [Электронный ресурс] / С. И. Кудряшов // Нефтегазовое дело. – 2006. – 15 с. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Kudryashov/Kudryashov_1.pdf.
- 5 Макогон Ю. Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование / Юрий Федорович Макогон – М. : Недра, 1985. – 232с.
- 6 Истомин В. А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В. А. Истомин, В. Г. Квон. – М. : ООО «ИРЦГазпром», 2004. – 506 с.
- 7 Nasrifar K. A model for prediction of gas hydrate formation conditions in aqueous solutions containing electrolytes and/or alcohol / Khashayar Nasrifar, Mahmood Moshfeghian // The Journal of Chemical Thermodynamics. – 2001. – V. 33, № 9. – P. 999–1014.
- 8 Masoudi R. Extension of the Valderrama-Patel-Teja Equation of State Modelling Single and Mixed Electrolyte Solutions / R. Masoudi, B. Tohidi // Chemical Engineering Science. – 2003. – V. 58, № 9. – P. 1743-1749.
- 9 Патент № 32435 Україна, МПК(2006) E21B 37/00 E21B 43/11. Спосіб антигідратного та антикорозійного захисту обладнання газових та газоконденсатних свердловин // Дмитренко В. І., Зезекало І. Г., Іванків О. О.; заявник і власник Український державний геологорозвідувальний інститут. – № u 2008 01114; заявл. 30.01.2008 р.; опубл. 12.05.2008, Бюл. №9.
- 10 Дмитренко В.І. Новий комплекснодіючий реагент на основі бішофіту для запобігання гідратоутворенню і корозії / В.І. Дмитренко, І.Г. Зезекало, О.О. Іванків // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 6. – С. 26-28.
- 11 Патент №32753 Україна, МПК(2006) E21B 43/11. Спосіб підготовки та приготування комплексного інгібітору гідратоутворення та корозії OV-07 // Дмитренко В. І.; заявник і власник Український державний геологорозвідувальний інститут. – № u 2008 01113; заявл. 30.01.2008р.; опубл. 26.05.2008, Бюл. № 10.

Стаття надійшла до редакційної колегії
21.05.14

Рекомендована до друку
професором **Кондратом Р.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук **Зоценком М.Л.**

(Полтавський національний технічний університет ім. Ю. Кондратюка, м. Полтава)