

АНАЛІЗ УСКЛАДНЕНЬ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОВИХ І ГАЗО-КОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН ТА ШЛЯХИ БОРОТЬБИ З НИМИ

¹В.Б. Воловецький, ²О.Ю. Витязь, ¹В.І. Коцаба, ¹О.М. Щирба, ²О.М.Витвицька

¹УкрНДІГаз; 61010, м. Харків, Червоношкільна наб., 20, тел. (057) 730-45-45, 730-45-21, e-mail: vvb11@ukr.net, omschyrba@ukr.net

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42073, e-mail: vytyaz@nuing.edu.ua

Висвітлено основні ускладнення, які виникають під час експлуатації газових та газоконденсатних свердловин. Дані проблеми розглянуто на прикладі свердловин Юліївського та Пасичнянського цехів з видобування нафти, газу та конденсату і запропоновано комплекс заходів для їх усунення. Так, для боротьби з гідратоутвореннями в газоконденсатних свердловинах Юліївського НГКР рекомендовано здійснювати подачу метанолу інгібіторопроводами на устя свердловин. Крім цього, необхідно здійснювати періодичні закачування інгібітора гідратоутворення у газоконденсатні свердловини та їх шлейфи різними способами за допомогою пересувного насосного агрегату. Підбір необхідного способу потрібно здійснювати, виходячи з експериментальних досліджень індивідуально для умов конкретної газової або газоконденсатної свердловини. Запропоновано ефективний спосіб боротьби з гідратоутвореннями в шлейфах газоконденсатних свердловин за рахунок руху швидкісного газового потоку разом з інгібітором гідратоутворення, що дозволить збільшити період безгідратної експлуатації. Для видалення рідини, яка накопичується в газоконденсатних свердловинах Юліївського НГКР, необхідно здійснювати періодичні закачування розчину ПАР різної марки та концентрації у затрубний простір свердловин та шлейфи. Проаналізовано роботу газоконденсатної свердловини Пасичнянського цеху Битків-Бабченського НГКР в умовах солевідкладення. Для вибору оптимального способу боротьби з солевідкладеннями необхідно провести дослідження з метою визначення складу та характеру відкладень, пластової води і газу. За умов свердловини Битків-Бабченського НГКР рекомендується закачування інгібітора солевідкладення в затрубний простір, а також необхідно розглянути доцільність періодичного закачування розчинів кислот. Розглянуто способи боротьби з внутрішньою та зовнішньою корозією газоконденсатних свердловин Юліївського ЦВНГК, підземного та наземного обладнання. Для підтримання протикорозійного захисту на свердловинах необхідно здійснювати закачування розчину інгібітора корозії, а також розглянути можливість використання ліфтових труб з спеціальним покриттям, склопластикових НКТ.

Ключові слова: свердловина, шлейф, накопичення рідини, гідратоутворення, метанол, солевідкладення, корозія.

Освещены основные осложнения, возникающие при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Данные проблемы рассмотрены на примере скважин Юльевского и Пасичнянского цехов по добыче нефти, газа и конденсата и предложен комплекс мер по их устранению. Так, для борьбы с гидратообразованием в газоконденсатных скважинах Юльевского НГКМ рекомендовано осуществлять подачу метанола по ингибиторопроводам на устье скважин. Кроме этого, следует проводить периодическое закачивание ингибитора гидратообразования в газоконденсатные скважины и их шлейфы различными способами с помощью передвижного насосного агрегата. Подбор необходимого способа нужно осуществлять, исходя из экспериментальных исследований индивидуально для условий конкретной газовой или газоконденсатной скважины. Предложен эффективный способ борьбы с гидратообразованиями в шлейфах газоконденсатных скважин за счет движения скоростного газового потока вместе с ингибитором гидратообразования, что позволит увеличить период безгидратной эксплуатации. Для удаления жидкости, которая накапливается в газоконденсатных скважинах Юльевского НГКМ, следует проводить периодические качки раствора ПАВ различных марок и концентрации в затрубное пространство скважин и шлейфы. Проанализирована работа газоконденсатной скважины Пасичнянского цеха Битков-Бабченского НГКМ в условиях солеотложения. Для выбора оптимального способа борьбы с солеотложением необходимо провести исследования с целью определения состава и характера отложений, пластовой воды и газа. За условий скважины Битков-Бабченского НГКМ рекомендуется закачку ингибитора солеотложения в затрубное пространство, а также необходимо рассмотреть целесообразность периодической качки растворов кислот. Рассмотрены способы борьбы с внутренней и внешней коррозией газоконденсатных скважин Юльевского ЦВНГК, подземного и наземного оборудования. Для поддержания противокоррозионной защиты на скважинах необходимо проводить закачку раствора ингибитора коррозии, а также рассмотреть возможность использования лифтовых труб со специальным покрытием и стеклопластиковых НКТ.

Ключевые слова: скважина, шлейф, накопление жидкости, гидратообразования, метанол, солеотложение, коррозия.

The main troubles happening during gas and gas condensate wells operations are highlighted. These issues have been considered on the example of Yuliivsk and Pasichniansk fields of oil, gas and gas condensate production and the set of activities for their elimination have been suggested. Thus, to prevent hydrates formation in gas condensate wells in the Yuliivsk oil and gas condensate field it is recommended to carry out methanol supply through inhibitor lines to the wellhead. Besides that, it is necessary to perform periodical injection of hydrate formation into

gas condensate wells and their lead lines by different ways with the help of movable pumping unit. The selection of the necessary method should be done due to experimental investigations, separately for the conditions of the certain gas or gas condensate well. It was suggested to use the efficient method of eliminating hydrate formation in lead lines of gas condensate wells for the account of rapid gas flow motion together with hydrate formation inhibitors which will enable to increase the time of hydrate-free operation. To remove fluid which is accumulated in gas condensate wells of the Yuliivsk oil and gas condensate field it is necessary to do periodical injection of surfactant solution of different grades and concentration into the annulus of wells and lead lines. The operation of gas condensate well of Pasichniansk area in the Bytkiv-Babchensk oil and gas condensate field under the conditions of salt deposition has been analyzed. For the selection of optimum method of eliminating salt deposition it is necessary to conduct the research with the purpose of defining the composition and the character of depositions, water and gas. Due to conditions of Bytkiv-Babchensk oil and gas condensate field it is recommended to pump the inhibitor of salt deposition into the annulus and also it is necessary to consider practical periodical injection of acid solutions. The ways of eliminating interior and exterior corrosion inside gas condensate wells of the Yuliivsk area of oil and gas condensate production, underground and surface equipment have been considered. To maintain anti-corrosive protection in the wells it is necessary to perform the injection of corrosion inhibitor solution and also to consider the possibility of using lift pipes with special cover and glass-plastic tubing.

Keywords: well, lead line, fluid accumulation, hydrate formation, methanol, salt deposition, corrosion.

На сьогоднішній день в Україні спостерігається тенденція до зниження обсягів видобутку природного газу. Так, за 2014 рік видобуто 20,5 млрд.м³, що на 4,6 % менше показників 2013 року 21,5 млрд.м³. Причиною цього стала анексія АР Крим та нестабільна ситуація в східних регіонах країни. Основний видобуток природного газу в Україні здійснюють ПАТ "Укргазвидобування" та ПАТ "Укрнафта". За 2014 рік трьома газопромисловими управліннями ГПУ "Шебелинкагазвидобування", ГПУ "Полтавагазвидобування", ГПУ "Львівгазвидобування" ПАТ "Укргазвидобування" видобуто понад 15,1 млрд.м³, а по п'яти нафтогазовидобувних підприємствах НГВУ "Охтирканафтогаз", НГВУ "Чернігівнафтогаз", НГВУ "Долина нафтогаз", НГВУ "Надвірнанафтогаз", НГВУ "Бориславнафтогаз", ПАТ "Укрнафта" видобуток складає 1,7 млрд.м³. Решта газу видобуто ДАТ "Чорноморнафтогаз" 0,3 млрд.м³ та іншими товариствами і компаніями.

Однак в Україні спостерігається позитивна динаміка щодо зменшення споживання природного газу за рахунок впровадження різних заходів. В зв'язку з цим за минулий рік споживання знизилася на 16 %.

В практиці розробки родовищ залежно від зміни в часі темпів відбору газу виділяють три періоди: зростаючого, постійного і спадаючого видобутку газу. Останній період можна вважати, як найскладнішим, зважаючи на тенденцію постійного зниження видобутку вуглеводнів і різноманітних ускладнень. Даний період продовжується до досягнення мінімального рентабельного рівня відбору газу з родовища [1].

Максимального відбору газу можна досягти в початковий період розробки газоконденсатних родовищ у режимі постійного дебіту. Через певний період експлуатації свердловини слід розглядати необхідність переходу до режиму постійної депресії з подальшим переходом на режим постійного тиску на гирлі свердловини. Тому пріоритетним напрямком видобування є максимальний відбір газу з свердловини не за рахунок високих дебітів, а за рахунок довготривалої стабільної експлуатації. В зв'язку з цим одними з основних завдань нафтогазовидобувних підприємств є: по-перше, стабілізація видобутку вуглеводнів (утримання

його на рівні попереднього року чи забезпечення плавного зниження видобутку), по-друге, його приріст за рахунок вживання різних організаційно-технічних заходів [2].

Проблемам підвищення вуглеводневилучення нафтогазоконденсатних пластів на виснажених родовищах завершальної стадії розробки присвячені роботи К.С. Баснієва, С.М. Бузінова, О.І. Гриценко, С.Н. Закірова, Г.А. Зотова, Р.М. Кондрата, Р.М. Тер-Саркісова, П.Т. Шмиглі, У. Блеклі та ін [3].

Мета цієї роботи полягає в аналізі основних ускладнень, що виникають в процесі експлуатації газоконденсатних свердловин, та шляхи боротьби з ними на прикладі Юліївського цеху з видобування нафти, газу та конденсату (ЮЦВНГК) та Пасічнрянського цеху з видобування нафти, газу та конденсату (ПЦВНГК).

Більшість родовищ ПАТ "Укргазвидобування" виснажені на 70-80 % і перебувають на завершальній стадії розробки. Під час експлуатації нафтогазоконденсатних родовищ виникають багато проблем, які призводять до ускладнень при видобуванні вуглеводнів. Від своєчасності їх вирішення залежить подальша експлуатація свердловин.

Під час експлуатації газових та газоконденсатних свердловин виникають різні ускладнення, зокрема:

- гідратоутворення;
- накопичення рідини;
- солевідкладення;
- корозія свердловинного обладнання та ін.

Гідратоутворення негативно впливають на роботу свердловин та призводять до їх зупинок. Інколи трапляються випадки відкладення глухих гідратних пробок, що супроводжується простоем свердловин, тому необхідно застосувати на практиці різні профілактичні заходи з метою попередження гідратоутворення.

Для боротьби з гідратами на практиці часто використовують такі способи [4]:

- зниження тиску (продування свердловини або шлейфу). Цей спосіб ефективний, але призводить до значних втрат газу та простою свердловин;

- подавання інгібітора гідратоутворення інгібіторопроводами на устя свердловини. Цей спосіб також ефективний, однак інгібіторопро-

води часто розгерметизовуються по зварювальних стиках, стінках труб, тому виникає потреба у періодичному їх ремонті;

- встановлення на усті свердловини метанольних бачків. Ефективність цього способу зменшується через незручності, що виникають у зв'язку з забезпеченням дозованого подавання інгібітора гідратуутворення та необхідністю частого заправлення метанольних бачків;

- застосування гідрофобного покриття по внутрішній поверхні НКТ, тобто оброблення труб нафтою із значним вмістом асфальтенів і смол. Після цього по внутрішній частині насосно-компресорних трубах створюється плівка, яка знижує відкладання гідратів. Спосіб мало-ефективний, через застосування на свердловинах, які працюють з високими робочими тисками, що вимагає повторного закачування інгібітора кожні 2-3 доби, оскільки плівка змивається рідиною;

- обігрівання свердловини за рахунок гарячого теплоносія. Цей спосіб раціональний тільки для подавання тепла на глибину до 400 м, оскільки на великій глибині теплопередача різко знижується, і ефект практично відсутній. Спосіб високоякісний, оскільки потрібно в свердловину опустити декілька обсадних колон, закачати значну кількість води, при цьому слід володіти технологією її підігрівання та мати в наявності насоси для забезпечення її циркуляції;

- обігрівання колони НКТ та шлейфу електронагрівальним пристроєм, який опускають на кабелі у свердловину всередину насосно-компресорних труб або прокладають вздовж шлейфу у місцях відкладання гідратів, але даний спосіб є високоякісним.

Одним із заходів, що дозволить надійно експлуатувати шлейфи, є нанесення на внутрішню поверхню труб спеціального покриття для зниження шорсткості. Даний захід сприятиме покращенню руху газорідного потоку та зменшенню відкладання гідратів, проте він є актуальним при проектуванні та будівництві нових шлейфів і вимагає значних капіталовкладень.

На прикладі п'яти свердловин ЮЦВНГК (зокрема трьох свердловин Юліївського НГКР та двох Недільного ГКР) проаналізовано їх роботу в умовах гідратуутворення.

Свердловина 7 Юліївського НГКР працювала з такими параметрами: $P_{роб}=5,9$ МПа, $t_{роб}=20$ °С, $P_{вх}=4,7$ МПа, $t_{вх}=8$ °С, оптимальний та допустимий режим складав відповідно 220 та 230 тис.м³/доб, довжина шлейфу - понад 5,3 км. Подача метанолу здійснювалась інгібіторопроводом на устя свердловини в затрубний простір. Під час експлуатації спостерігалась зміна тиску по шлейфу, тобто тиск на вході в УКПГ змінювався від 4,7 до 4,2 МПа, при першій ступені сепарації 4,0 МПа. На усті свердловини тиск був стабільним - 5,9 МПа, гідратуутворення в колоні НКТ не спостерігалось. Причиною відкладання гідратів по шлейфу є зниження температури газу від 20 °С до 8 °С внаслідок значної кількості перешкод по трасі

прокладення та значна довжина. В зв'язку з цим виникала необхідність двічі на тиждень здійснювати закачування інгібітора гідратуутворення в шлейф робочої свердловини за допомогою насосного агрегату.

Свердловина 57 Юліївського НГКР працювала з такими параметрами: $P_{роб}=5,3$ МПа, $t_{роб}=17$ °С, $P_{вх}=4,6$ МПа, $t_{вх}=9$ °С, оптимальний та допустимий режим складав відповідно 65 та 75 тис.м³/доб, довжина шлейфу - понад 4,0 км. Подача метанолу здійснювалась інгібіторопроводом на устя свердловини в шлейф. Внаслідок негерметичності інгібіторопроводу виникла необхідність здійснювати закачування інгібітора гідратуутворення за допомогою насосного агрегату. В процесі експлуатації спостерігалась зміна тиску по шлейфу, тобто тиск на вході в УКПГ змінювався від 4,6 до 4,1 МПа, при першій ступені сепарації 4,0 МПа. На усті тиск був стабільним 5,3 МПа. Закачування проводилось в шлейф робочої свердловини двічі на тиждень за допомогою насосного агрегату.

Свердловина 53 Юліївського НГКР працювала з такими параметрами: $P_{роб}=5,2$ МПа, $t_{роб}=13$ °С, $P_{вх}=4,7$ МПа, $t_{вх}=8$ °С, оптимальний та допустимий режим складав відповідно 45 та 55 тис.м³/доб, довжина шлейфу - понад 3,8 км. Подача метанолу здійснювалась інгібіторопроводом на устя в затрубний простір свердловини. Внаслідок негерметичності інгібіторопроводу виникла необхідність здійснювати закачування інгібітора гідратуутворення за допомогою насосного агрегату. При експлуатації спостерігалась зміна тиску по шлейфу, тобто тиск на вході в УКПГ різко знижувався від 4,7 до 4,2 МПа, при першій ступені сепарації 4,0 МПа. На усті тиск становив 5,2 МПа. Закачування проводилось в затрубний простір свердловини двічі на тиждень за допомогою насосного агрегату.

Свердловина 1 Недільного ГКР працювала з такими параметрами: $P_{роб}=13,3$ МПа, $t_{роб}=18$ °С, $P_{вх}=12,3$ МПа, $t_{вх}=8$ °С, оптимальний та допустимий режим складав відповідно 55 та 65 тис.м³/доб, довжина шлейфу - понад 7,7 км. Подача метанолу здійснювалась в затрубний простір свердловини з метанольного бачка встановленого на усті. При експлуатації спостерігалась зміна тиску по шлейфу, тобто тиск на вході в УКПГ змінювався від 12,3 до 11,5 МПа, при першій ступені сепарації 4,0 МПа. На усті тиск був стабільним 13,3 МПа. Причиною відкладання гідратів по шлейфу є зниження температури газу від 18 °С до 8 °С внаслідок значної кількості місцевих опорів (відводи, зварювальні стики), висхідних та низхідних ділянок та значна довжина. Тому здійснювалось закачування метанолу в шлейф робочої свердловини тричі на тиждень за допомогою насосного агрегату.

Свердловина 3 Недільного ГКР працювала з такими параметрами: $P_{роб}=14,0$ МПа, $t_{роб}=17$ °С, $P_{вх}=12,2$ МПа, $t_{вх}=5$ °С, оптимальний та допустимий режим складав відповідно 40 та 50 тис.м³/доб, довжина шлейфу - понад 12 км. Подача метанолу здійснювалась в затру-

бний простір свердловини з метанольного бачка встановленого на усті. Під час експлуатації спостерігалась зміна тиску по шлейфу, тобто тиск на вході в УКПГ змінювався від 12,2 до 11,3 МПа, при першій ступені сепарації 4,0 МПа. На усті тиск був стабільним - 14,0 МПа. Причиною відкладання гідратів по шлейфу є зниження температури газу від 17 °С до 5 °С внаслідок значної кількості місцевих опорів, висхідних та низхідних ділянок та його довжина. В зв'язку з цим здійснювалось закачування метанолу в шлейф робочої свердловини тричі на тиждень за допомогою насосного агрегату.

Одним з ефективних способів боротьби з гідратоутворенням на родовищах Юліївського ЦВНГК є періодичне закачування у газоконденсатні свердловини та їх шлейфи інгібітора гідратоутворення (метанолу) пересувними насосними агрегатами, наприклад ЦА-320. Періодичність закачування та об'єм інгібітора гідратоутворення встановлювали на кожну свердловину окремо в залежності від параметрів її роботи та довжини шлейфу.

Закачування інгібітора гідратоутворення на усті газоконденсатних свердловин родовищ Юліївського ЦВНГК здійснюють за допомогою насосного агрегату у такий спосіб:

1 Закачують в затрубний простір свердловини при її роботі на установку підготовки газу.

2 Закачують в трубний простір свердловини та здійснювали її пуск в роботу затрубним простором на установку підготовки газу.

3 Закачують в трубний та затрубний простір свердловини і закривають на термін від 4 до 24 години, під час якого відбувається руйнування гідратів.

Закачування інгібітора гідратоутворення в шлейф газоконденсатних свердловин родовищ Юліївського ЦВНГК здійснюють за допомогою пересувного насосного агрегата такими способами:

1 Закачують інгібітор гідратоутворення на усті в шлейф робочої свердловини. При цьому швидкісний газовий потік разом з метанолом вздовж свого шляху руйнуватиме відкладені гідрати з подальшим винесенням їх на установку підготовки газу.

2 Закачують інгібітор гідратоутворення на усті в шлейф, при попередньому зниженні робочого тиску до атмосферного на амбар свердловини, з подальшим пуском свердловини в роботу. При цьому швидкісний газовий потік разом з метанолом на своєму шляху руйнуватиме відкладені гідрати та виноситиме їх на установку підготовки газу.

3 Закачують інгібітор гідратоутворення на установці в шлейф при попередньому зниженні робочого тиску до атмосферного на амбар свердловини з подальшим пуском газу з установки. При цьому швидкісний газовий потік разом з метанолом на своєму шляху руйнуватиме відкладені гідрати та виноситиме їх на амбар. Після цього свердловину пускають в роботу.

4 Закачують інгібітор гідратоутворення на усті в шлейф при попередньому зниженні ро-

бочого тиску до атмосферного на амбар свердловини з витримкою 2 – 24 годин та подальшим пуском свердловини в роботу. При цьому швидкісний газовий потік разом з метанолом на своєму шляху руйнуватиме залишки відкладених гідратів та виноситиме їх на установку підготовки газу.

У першому, другому та четвертому способах регулювання швидкісного газорідного потоку вздовж свого шляху по шлейфу здійснюється шляхом зміни тиску на вході (Рвх) за допомогою штуцера регулюючого (ШР) на установці підготовки газу. При відкритті ШР тиск знижувався, а при закритті – підвищувався. Відповідно збільшувалась та знижувалась швидкість газорідного потоку. При закритті засувки на установці підготовки газу здійснюють зупинку газорідного потоку. При третьому способі регулювання руху газорідного потоку здійснюють за допомогою засувки на усті свердловини.

Використання другого та третього способів подібні за своєю суттю, але відрізняються місцем закачування. Їх застосовують, виходячи з відомого місця найбільшого накопичення відкладення гідратів по ділянці шлейфу.

Підвищення ефективності використання другого, третього та четвертого способів можна досягнути наступним чином:

1 Зниження робочого тиску в шлейфі до атмосферного необхідно проводити спочатку на установку до тиску першої ступені сепарації, а потім на амбар свердловини або установці підготовки газу. При цьому суттєво скорочується час виконання робіт та зменшуються втрати газу.

2 Закачати інгібітор гідратоутворення з подальшим пуском газу в шлейф та здійснювати зміну руху швидкісного газового потоку разом з інгібітором гідратоутворенням в прямому і зворотному напрямках, не випускаючи газорідний потік на амбар свердловини та установку за допомогою відкриття та закриття засувки на установці та усті впродовж певного часу. Тривалість проведення заходу визначалась експериментально та розрахунковим шляхом, що, в свою чергу, дозволяє контролювати рух газорідного потоку. Вказані операції необхідно проводити декілька разів. Завдяки цьому можна збільшити період безгідратної експлуатації шлейфів свердловин у 1,5 – 2 рази.

3 Вибір необхідного способу закачування інгібітору гідратоутворення в шлейф газової та газоконденсатної свердловини необхідно здійснювати, виходячи з експериментальних досліджень індивідуально для умов конкретної свердловини, оскільки інтенсивність утворення та відкладення гідратів різна.

Важливим фактором, який зумовлює відкладення гідратів вздовж шлейфу, є місцеві опори (засувки, відводи, переходи, трійники, зварювальні стики).

З практичного досвіду відомо, що утворення гідратів спостерігається на різних ділянках шлейфу та в місцях перешкод, зокрема:

- на понижених ділянках шлейфу та в місцях проходження його через ярки;
- шлейфах свердловин, які проходять через ставки, ріки і можуть бути підводними або надводними (по мостах, на окремо розміщених опорах, та ін.);
- шлейфах свердловин, які перебувають в сталевих футлярах, перетинають залізничні колії, автомобільні та магістральні дороги;
- шлейфах свердловин, прокладених в обхід перешкод (діючих шлейфів, газопроводів, власників або орендарів землі, з якими не складений договір, та ряд інших причин);
- шлейфах, які проходять через лісосмуги, гірську місцевість тощо.

Після закачування інгібітора гідратуутворення у газоконденсатні свердловини та їх шлейфи необхідно чітко контролювати роботу свердловин та за необхідності змінити технологічний режим експлуатації на період винесення газорідним потоком зруйнованих гідратів на установку підготовки газу.

Для економії різних хімічних реагентів, наприклад інгібітора гідратуутворення, доцільно здійснювати їх закачування через буферну засувку, на яку можна встановити фланець з гайкою швидкого з'єднання та заглушку. Доцільним є використання розчину інгібітора гідратуутворення, наприклад, у весняно-літній період – з 70-80 % вмістом метанолу, а у весняно-зимовий – 80-90 %, що корегується в залежності від параметрів роботи свердловин.

Необхідно відмітити, що на теперішній час на свердловинах родовищ Юліївського ЦВНГК найефективнішими шляхами боротьби з гідратуутворенням є два способи: подавання метанолу по інгібіторопроводах та періодичне закачування у свердловини та їх шлейфи інгібітора гідратуутворення пересувними насосними агрегатами. Ефективність здійснення цих заходів залежить від періодичності виконання цих робіт. Спочатку проводять дослідження свердловин: визначають період безгідратної роботи свердловин та в умовах відкладання гідратів розрахунковим шляхом та практичним використанням. Наслідком гідратуутворення є періодична зміна робочого та вхідного тиску. Після цього проводять детальний аналіз. Працівники промислу розробляють графіки подачі метанолу по інгібіторопроводах та закачування його на усті свердловини, де вказано кількість, тривалість та місце подачі. В процесі роботи свердловин в ці графіки періодично вносяться зміни, що дозволить підібрати оптимальний режим роботи свердловин. Виконання цих робіт дозволяє забезпечити стабільну експлуатацію свердловин.

Наведені способи забезпечують стабільну роботу свердловин в умовах гідратуутворення, але проблему накопичення рідини в свердловині та її шлейфі вони не вирішують. Для цього найчастіше застосовують такі способи [4]:

1 Продування свердловини або шлейфу. Це ефективний і простий спосіб для забезпечення роботи свердловин в умовах накопичення ріди-

ни, проте при цьому витрачається певний об'єм газу.

2 Винесення рідини з газових та газоконденсатних свердловин за допомогою спінюючих ПАР, що здійснюється шляхом закачування розчину ПАР у свердловину за допомогою насосного агрегату та автоцистерни. Закачування розчину ПАР дозволяє істотно зменшити втрати газу на продування свердловин та шлейфів, а в деяких ситуаціях виключити їх повністю. Дослідженнями ПАР в різні роки займалися Ю.К. Игнатенко, С.Н. Бузинов, Б.Г. Ахметов, Б.О. Казаков, В.И. Нифантов та ін.

3 Збільшення швидкості винесення конденсату і води за рахунок зменшення діаметра ліфтових труб. Цей спосіб дорожчий, оскільки необхідна бригада КРС, наявність НКТ необхідного діаметру.

Для визначення швидкості газу або дебіту, більше якого рідина безперервно виноситься ліфтовими колонами, дослідниками запропоновано декілька методик (Ю.К. Игнатенко, С.Н. Бузинов, А.А. Точигин, Ю.Н. Васильев та ін.). За кордоном застосовується методика Р.Г. Тернера.

Видалення рідини з вибою газоконденсатних свердловин здійснюють шляхом періодичного закачування розчину ПАР, що дало позитивний результат на свердловинах родовищ Юліївського ЦВНГК. Перед виконанням цих робіт підібрано ряд свердловин, в яких спостерігається наявність рідини, пластової або конденсаційної води та газового конденсату. Враховуючи це, розроблялися пропозиції щодо використання необхідного реагенту ПАР, кількості необхідного розчину ПАР та методу його закачування. Закачування розчину ПАР здійснювалось у шлейфи та затрубний простір свердловин. Після виконання операцій отримали попередні результати, на основі яких розроблено графік виконання цих робіт, що дозволить підвищити ефективність експлуатації свердловин.

Ефективність таких способів вивчена на прикладі двох газоконденсатних свердловин 79 і 73 Юліївського НГКР ЮЦВНГК, які експлуатуються в умовах накопичення рідини в стовбурі свердловини.

Свердловина 79 Юліївського НГКР працювала з такими параметрами: $P_{роб}=4,8$ МПа, $t_{роб}=11$ °С, $P_{вх}=4,3$ МПа, $t_{вх}=5$ °С, оптимальний та допустимий режим складав відповідно 10 та 20 тис.м³/доб, довжина шлейфу - понад 2,6 км. При роботі даної свердловини спостерігалось зниження тиску по шлейфу, тобто тиск на вході в УКПГ знижувався до тиску першої ступені сепарації 4,0 МПа. При цьому на усті тиск також знижувався до 4,0 МПа. Під час продування трубного простору виявлено накопичення рідини та газового конденсату. В зв'язку з цим здійснювалось закачування розчину ПАР марки Сольпен-20 Т, РП-1К за допомогою насосного агрегату.

Свердловина 73 Юліївського НГКР працювала з такими параметрами: $P_{роб}=5,4$ МПа, $t_{роб}=13$ °С, $P_{вх}=4,3$ МПа, $t_{вх}=5$ °С, оптималь-

ний та допустимий режим складав відповідно 40 та 50 тис.м³/доб, довжина шлейфу - понад 4,7 км. При роботі даної свердловини спостерігалось зниження тиску по шлейфу, тобто тиск на вході в УКПГ знижувався до тиску першої ступені сепарації 4,0 МПа. При цьому на усті тиск також знижувався до 4,5 МПа. При продуванні трубного простору свердловини отримали значну кількість рідини. У зв'язку з цим, проводили закачування розчину ПАР марки Сольпен-10 Т за допомогою насосного агрегату.

Закачування розчину ПАР у газоконденсатні свердловини проводиться різними способами та концентраціями:

- закачування 10 % та 20 % розчину ПАР в затрубний простір робочої свердловини без зупинки та продування;

- закачування 10 % розчину ПАР в затрубний простір з продуванням трубного простору на амбар та подальшим пуском в роботу трубним простором;

- закачування 20 % розчину ПАР в затрубний простір із зупинкою для набору статичного тиску і подальшим продуванням свердловини.

Аналіз ефективності цих способів свідчить про те, що найбільш прийнятними для двох свердловин родовищ Юліївського ЦВНГК є два останніх, хоча й призводять до простою свердловин.

Після закачування розчину ПАР у затрубний простір газоконденсатні свердловини необхідно закрити для опускання розчину на вибій та набору тисків, щоб забезпечити винесення рідини під час запуску свердловини в роботу.

Необхідно зазначити, що при виконанні робіт, пов'язаних із закачуванням розчинів ПАР у свердловини, слід недопускати потрапляння спіненої рідини на технологічну установку, зокрема в сепаратори, розділювачі, оскільки можливий негативний вплив на роботу апаратів, які працюють під тиском.

Ще одним ускладненням, що негативно впливає на роботу газових та газоконденсатних свердловин, є солевідкладення. Солевідкладення порушують стабільну роботу газових та газоконденсатних свердловин, а також можуть призвести і до їх повної зупинки. На окремих свердловинах солевідкладення є твердими непрохідними пробками. Вони можуть відкладатися по внутрішній частині ліфтових труб на різну довжину до декількох десятків метрів та відповідно товщину. Відкладення великої товщини часто бувають дуже твердими.

Сольові відкладення можуть містити у своєму складі карбонати кальцію, магнію, барію, стронцію, кальцієво-магнієві і залізисті карбонати, сульфати кальцію, магнію, барію і стронцію, галіт, двооксид кремнію, хлористий натрій і калій, гідрооксид магнію, оксиди і гідрооксиди заліза, органічні речовини та продукти корозії металоконструкцій та інші [1, 5, 6].

Основними причинами солевідкладення є [7]:

1 Змішування в пласті несумісних вод різного складу (пластової і закачаної з поверхні

для витіснення із пористого середовища вуглеводнів, а також твердих (жорстких) і лужних пластів вод із різних горизонтів).

2 Контактуювання вод (пластової і закачаної з поверхні для витіснення із пористого середовища вуглеводнів) із породою з вилуговування розчинних (переважно карбонатних) складових породи.

3 Змішування у видобувних свердловинах вод різного складу з різних пластів і пропластків.

4 Змішування пластової води з метанолом.

5 Змішування пластової води із синтезованими хімічними з'єднаннями (деякі типи демульгаторів, інгібіторів корозії, кислот, лугів та ін.).

6 Дегазація води з переходом двооксиду вуглецю із води в газову фазу в результаті зниження тиску, підвищення температури і турбулізації потоку, що призводить до порушення рівноваги між вуглекислим газом і розчиненими у пластовій воді двовуглекислими солями та відкладання на стінках труб карбонату кальцію.

7 Випаровування води, наприклад, в результаті підвищення температури чи змішування пластової води з газом, недонасиченим волюгою.

8 Зміна термобаричних умов під час руху газорідного потоку.

Сьогодні найбільш відомими методиками прогнозування відкладення солей є методики прогнозування відкладення сульфатів [8]: Е.С. Лондона, А. Дж. Остроффа, на основі теорії Дебая і Гюккеля, Х.А. Стіффа і Л.Є. Девіса, В.П. Зверєва, Х.Л. Скілмена, Дж.П. Мак-Дональда, Х.А. Стіффа, Ю.П. Гатенберга, В.А. Панова, А.А. Емкова, Г.Н. Позднишева, Р.Б. Узбекова, Р.Я. Кучумова, Р.Ф. Хайрулліна, Ю.В. Антипіна, М.Д. Валєєва, В.Є. Кашавцева.

Для карбонатних солей найбільш часто використовують методики Х.А. Стіффа і Л.Є. Девіса, на основі теорії Дебая і Гюккеля, С.С. Задорнова, Г.П. Волобуєва і Л.Є. Сокирко, А.Ю. Наміота, Дж.Е. Оддо і М.В. Томсона.

На промислах газопромислових управлінь часто ліквідацію відкладень солей у привибійній зоні пласта, в експлуатаційній колоні і в НКТ здійснюють за допомогою різних способів. Насамперед проводять лабораторні дослідження відкладень, пластової води та газу. Проводять детальний аналіз можливих причин відкладень, щоб вибрати необхідний спосіб попередження або боротьби з солевідкладенням, які повинні бути швидкими, ефективними і недорогими.

Для попередження солевідкладення використовують такі способи:

1 Постійне подавання інгібітора існуючими інгібіторопроводами в затрубний простір свердловин з установки підготовки газу за допомогою насосів.

2 Постійне подавання інгібітора в затрубний простір свердловини або шлейф за допомогою стандартної дозуючої установки, яка розміщена на усті.

3 Періодичне подавання інгібітора в затрубний простір свердловини за допомогою пересувного насосного агрегата.

4 Періодичне закачування інгібітора по НКТ в привибійну зону пласта, де він адсорбується і утримується на поверхні породи. В процесі фільтрації рідини через ПЗП протікає поступовий процес десорбції, інгібітор вивільняється і з пластової рідиною надходить в свердловину, забезпечуючи попередження відкладення солей.

5 Періодичні закачування прісної та гарячої води.

6 Захисні покриття НКТ (скло, емалі, різні лаки, епоксидна смола), покриття наноситься методом напилення або електроосадження, виготовляють з спеціального матеріалу.

7 Періодичне подавання по НКТ на вибій свердловини інгібіторів солевідкладення у твердому вигляді (гранули, капсули).

Слід зазначити, що покриття НКТ не попереджає повністю відкладення солей, але знижує інтенсивність росту їх утворення, тому рекомендується до використання на свердловинах з помірною інтенсивністю солевідкладення.

Для боротьби з солевідкладенням використовують такі способи:

1 Розбуруванням за допомогою гідромоніторів.

2 Різання фрезером.

3 Застосовують ударний інструмент зворотно-поступальної дії.

4 Застосовують вибійні гідравлічні струйні системи Hydroblast компанії Halliburton і систем RotoJet компанії BJ-NOWSCO.

5 Скребками з подальшим шаблонуванням.

6 Застосовують вплив магнітного поля на кристалізацію гіпсу і карбонату кальцію чи імпульсну акустичну обробку.

7 Проведення КРС із заміною ліфтових труб.

8 Закачування у трубний та затрубний простір свердловини малокоцентрованого розчину кислот оцтової, соляної (концентрацією від 1 до 15 %), поліфосфати, фосфати, полімери [9].

9 Задавлювання в привибійну зону пласта розчину кислот продавальною рідиною.

На прикладі однієї газоконденсатної свердловини 31 Битків-Бабченського НГКР ПЦВНГК опишемо роботу в умовах солевідкладення.

Впродовж останнього року спостерігалось зниження дебіту та зростання затрубного тиску на свердловині 31 Битків-Бабченського НГКР. Проведення періодичних закачувань розчину ПАР та продування позитивних результатів не дали. Під кінець року дебіт свердловини знизився майже вдвічі до 15 тис.м³/доб. У зв'язку з цим на свердловині провели КРС з метою ревізії НКТ. При підйомі НКТ на трубах виявлено відкладення солей великої товщини, що обумовило зниження дебіту свердловини.

У теперішній час свердловина 31 Битків-Бабченського НГКР працює з робочим тиском $P_p=0,1$ МПа та дебітом близько 25 тис.м³/доб.

Робота свердловини ускладнена відкладанням солей. В УкрНДІгазі відділом дослідження гірських порід та підрахунку запасів газу проведено дослідження проби матеріалу відкладень, які відібрані під час капремонту. Досліджуваний матеріал представлений в основному карбонатом кальцію (CaCO₃) (80,6 %) з незначними домішками соляно-водорозчинних компонентів. Проведені дослідження дають можливість підібрати необхідний інгібітор солевідкладення та необхідний спосіб боротьби.

В теперішній час для боротьби з солевідкладенням (карбоната кальція) на свердловинах родовищ різних країн використовують часто такі інгібітори:

- ПАФ-13А ОАО "Химпром", г. Новочебоксарск, Россия.

- ОЭДФ (оксиэтилиденфосфоновая кислота) НПК "Интергап", г.Казань, Россия).

- АЗОЛ 1001, 1014, 1015, 1016, 1019, 3010, 3020, 5010 марки А, Б (ООО НПО "Промэк-Экспо", г. Екатеринбург, Россия).

- АЗОЛ 3010 марки А, Б, С; 3030 марки А, В; 3040 марки А, В, С, Д ОАО "Котласский химический завод" г. Коряжма, Россия.

- СНПХ-5312, СНПХ-5313, СНПХ-5314, СНПХ-5315, СНПХ-5316, СНПХ-5317, СНПХ-5318, ОПТИМА-017, ОПТИМА-027 ОАО "НИИнефтепромхим", г. Казань, Россия.

- СОНСОЛ-2001А, СОНСОЛ-2001Б, СОНСОЛ-2002А, СОНСОЛ-2002Б, СОНСОЛ-2003 ЗАО "Опытный завод Нефтехим", г. Уфа, Россия.

- Катасол 31 ООО "НПП ХимпромСервис", г. Вологда, Россия.

- ACCENT 1105, ACCENT 1122, ACCENT 1123, ACCENT 1125, ACCENT 1128, ACCENT 1107T, ACCENT 1130T компанії (DOWOil&Gas) [10];

- ЕС – 6145А, ЕС – 6359А компанії NALCO [10].

Для боротьби із солевідкладеннями потрібно підбирати інгібітори, які були б дешевими, доступними і характеризувалися високими захисними властивостями.

Проведено багато досліджень щодо використання концентрації кількості інгібітору. Слід відмітити, що за результатами лабораторних досліджень в залежності від насичення пластової води карбонатом кальцію ефективність використання інгібування солевідкладення одними і тими ж реагентами може суттєво відрізнятись. Враховуючи вище викладене, при застосуванні інгібіторів солевідкладення використовують різне дозування (переважно від 10 до 100 г/т).

Для умов свердловини 31 Битків-Бабченського НГКР найбільш оптимальним буде подавання інгібітора солевідкладення в затрубний простір свердловини з інгібіторного бачка, встановленого на усті. Також можна розглянути можливість подавання в трубний простір та відповідно пуском в роботу затрубним простором. В якості інгібітора солевідкладень можна вибрати один з вище наведених, виходячи з вартості та доступності придбання. Доцільним

також буде застосування комплексного підходу, тобто використання періодично один раз на тиждень 5 % розчину оцтової кислоти. Однак слід зауважити, що використання розчинів кислот може сприяти процесу корозії свердловинного обладнання.

Корозія обладнання є одним з негативних явищ при експлуатації газоконденсатних свердловин. Вона пов'язана з наявністю у пластовому газі агресивних компонентів: сірководню, вуглекислого газу, кислот жирного ряду. Агресивні компоненти у присутності пластової води вступають з металами у хімічну реакцію і викликають корозію внутрішньої поверхні підземного і наземного обладнання свердловини.

Вивченням питання корозії і технології захисту від неї займалися багато вчених (Т.В. Акімов, Я.М. Колотиркін, В.І. Похмурський, П.Т. Коломицев, М.А. Шлугер, П.А. Акольязин, Ю.Н. Михайлівський, І.Г. Зезекало), а також закордонних вчених (Г. Уліг, Р. Реві, Г. Кеше, М. Фонтан, Р. Стейл).

Вивченням питання технології виготовлення різьб присвячі роботи В.П. Кузнцова, А.В. Киричека, І.А. Біргера, А.В. Ланцікова, В.В. Матвеева, В.М. Меньшакова, А.Є. Шешкова, Ю.Л. Фрумїна, В.Г. Якухіна, А.С. Ямнікова.

Багато корозійних досліджень для забезпечення захисту газотранспортних та газопромислових об'єктів проведено відомим українським вченим А.П. Мельником доктором технічних наук, професором.

Контроль за процесом корозії на промислах проводиться у такий спосіб:

- візуальним оглядом трубопроводів, відводів, засувок, трійників, фланців;
- відбором води для проведення аналізу на вміст іонів двовалентного і тривалентного заліза;
- шляхом встановлення у пробовідбірник зразків-свідків визначення швидкості корозії;
- шляхом товщинометрії фонтанної арматури, трубопроводів, відводів, засувок наземного обладнання свердловини.

Вперше про роль двовалентних іонів заліза як показника корозійної небезпеки в процесах газовидобування згадується в [11], де автором вказано, що корозійно небезпечною концентрацією іонів двовалентного заліза для конденсаційних вод є концентрація більше 50 мг/л, але для мінералізованих вод її величина не є визначальною, як і для пітингової корозії [12].

На практиці на родовищах Юліївського ЦВНГК проводять боротьбу з внутрішньою та зовнішньою корозією свердловин, відповідно підземного та наземного обладнання.

Для боротьби з внутрішньою корозією підземного обладнання використовують інгібіторний захист. Суть інгібіторної технології проти-корозійного захисту полягає у створенні захисної плівки на внутрішній поверхні металевої споруди внаслідок адсорбційної здатності інгібітора корозії, який дозовано вводиться у агресивне середовище.

Перед закачуванням розчину інгібітора корозії слід перевірити на усті свердловини положення засувки («відкрито», «закрито»), визначити значення трубного і затрубного тиску, та здійснюють перевірку наявності можливих ускладнень, а саме гідратуутворення та накопичення рідини.

Інгібіторну технологію здійснюють шляхом закачування у трубний та затрубний простір розчинів інгібітора корозії. Розчин готують шляхом змішування інгібітора корозії з газовим конденсатом у певній пропорції. Для кожної свердловини Юліївського ЦВНГК проведено індивідуальний розрахунок концентрації розчину інгібітору корозії: 5 %, 10 %, 15 %, 20 %. На промислах для закачування застосовувались інгібітори корозії Нафтохім – 8. Останнім часом Інко – 2НХІ, Інко – С. Існують дві технології закачування розчину інгібітора корозії: безперервна, (тобто існуючими інгібіторопроводами) та періодична за допомогою спеціальної техніки (насосного агрегату, автоцистерни з високою прохідністю бездоріжжям, наприклад, вітчизняного виробника марки "Краз") згідно затвердженого плану робіт. Використовують також капсульні та гранульовані інгібітори корозії.

Для газопромислових управлінь ПАТ "Укргазвидобування" розрахунки норм витрат розчину інгібітора корозії викладені в "Технологічному регламенті на проведення інгібіторного захисту", який розроблено фахівцями УкрНДІгазу.

Періодичність закачування розчину інгібітора корозії здійснюється з врахуванням результатів аналізу концентрації іонів двовалентного і тривалентного заліза. Якщо за результатами аналізу концентрація іонів заліза знаходиться в межах до 50 мг/л, (менше гранично допустимої загально прийнятої норми [13, 14]), то закачування розчину інгібітора корозії можна перенести на пізніший період.

За результатами аналізу величин концентрації іонів двовалентного заліза (C_{Fe} , мг/л) вперше запропоновано всі свердловини поділити на 5 груп, а саме [14]:

- група А $C_{Fe} \leq 50$ безпечні;
- група В $C_{Fe} > 50 \leq 100$ малобезпечні;
- група С $C_{Fe} > 100 \leq 200$ небезпечні;
- група D $C_{Fe} > 200 \leq 300$ підвищено небезпечні;
- група Е $C_{Fe} > 300$ критично небезпечні.

Відбір води по свердловинах родовищ Юліївського ЦВНГК для проведення аналізу необхідно здійснювати 2 рази на місяць, а при перевищенні граничної межі – один раз 1-2 тижні (згідно з "Проектами розробки родовищ...").

При недостатній ефективності інгібіторного захисту, тобто перевищенні граничної норми концентрації іонів заліза, збільшують періодичність закачування по даних свердловинах за попереднім погодженням з начальником технічного відділу та начальником виробничого відділу підприємства та фахівцями відділу корозійних досліджень УкрНДІгазу.

На промислі фахівці Юліївського ЦВНГК отримали практичний позитивний досвід щодо підвищення ефективності інгібіторного захисту підземного обладнання газоконденсатних свердловин. Спочатку здійснювали закачування розчину інгібітора корозії в трубний та затрубний простори свердловин, перекидали ці простори з подальшим витримуванням впродовж 12-24 годин. Після цього проводили почерговий пуск свердловин в роботу затрубним простором, а потім трубним на період, під час якого здійснюється підняття закачаного розчину інгібітора корозії з вибою до устя. Тривалість часу розраховували індивідуально для кожної свердловини, щоб вказаний розчин не винесло газовим потоком в шлейф. Виконання цих робіт забезпечувало надійне нанесення плівки розчину інгібітора корозії по всій довжині експлуатаційної колони та ліфтових труб. Проведення цих операцій повторювали декілька разів. За результатами проведеного аналізу концентрація іонів заліза по газоконденсатних свердловинах знижувались на 5–10 % від гранично допустимої норми, що свідчить про позитивну динаміку.

На родовищах Західного Сибіру для захисту від внутрішньої корозії труб успішно використовують футерування НКТ поліетиленом [15]. Крім того, ООО "ПЛАЗМА" здійснюється комплексний захист НКТ шляхом високоефективного внутрішнього та зовнішнього покриття ліфтових труб. Захист внутрішньої поверхні труб, різьби та муфти забезпечується внутрішнім полімерним покриттям PolyPlex – Р. Захист зовнішньої поверхні НКТ забезпечується покриттям Super Stainless. На об'єктах ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" використовують НКТ в корозійно-стійкому виконанні, зокрема з цинковим покриттям виробництва НППІГ "Интерпайп" та емалевим покриттям виробництва ЗАО "Эмант", які мають високу корозійну стійкість, в 3 рази вищу, ніж вітчизняні труби.

В 2011–2012 році проведені дослідно-промислові випробування в Росії на підприємствах ОАО "НК «Роснефть» — ОАО "Удмуртнефть", ООО "РН-Пурнефтегаз", ТНК-ВР — ОАО "Варьганнефтегаз", ОАО "ЛУКОЙЛ" — ТПП "Усинскнефтегаз", ОАО "ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть", ООО "Иркутская Нефтяная Компания", а також в Казахстані на родовищах АО "КазМунайГаз" щодо прокладання газопроводів, нафтопроводів, водоводів та використання НКТ із склопластику. Використання склопластикових НКТ має свої переваги, такі як висока корозійна стійкість, низька вага порівняно із звичайними трубами, більше напруження, відсутність відкладень АСПВ та солей на стінках [16], [17].

Захист від зовнішньої корозії здійснюють за рахунок електрохімічного захисту, захисних ізолюючих покриттів, лакофарбових покриттів.

Слід зазначити, що кожен рік працівниками промислів повинно проводитися відновлення антикорозійного покриття наземного обладнання свердловини шляхом нанесення лакофарбового покриття.

При будівництві шлейфи та газопроводи покривають скловолокном і бітумно-мінеральною мастикою, після чого встановлюють катодний, протекторний захист.

Враховуючи вище викладене інженерно-технічні працівники на промислах, зокрема майстри з видобування нафти, газу та конденсату, проводять боротьбу з вище наведеними ускладненнями. Всі проведені роботи повинні бути зафіксовані в журналах.

Аналізуючи фактичні дані з журналів, фахівці цеху, розробляють ряд графіків по фонду свердловин, зокрема:

- графік об'їзду свердловин та шлейфів фонду на рік.

- графік об'їзду свердловин консерваційного фонду на рік.

- графік проведення ревізії та технічного обслуговування фонтанної арматури свердловин фонду на рік.

- графік роботи свердловин родовищ, що працюють методом накопичення тиску на квартал.

- графік закачування інгібітора гідратуотворення (метанолу) в свердловини фонду для попередження гідратуотворення насосним агрегатом на квартал.

- графік періодичності подачі метанолу на гирло свердловин, входні нитки свердловин (газопроводів), що підключені (працюють) на УКПП на квартал.

- графік закачування розчину ПАВ в свердловини родовищ насосним агрегатом на квартал.

- графік відбору проб води з свердловин для проведення аналізу концентрації іонів заліза на рік.

- графік проведення закачування розчинів інгібітора корозії у свердловини та його об'єм за технологією періодичного інгібування.

- графік проведення індивідуального заміру дебіту (газу, конденсату, пластової води) по свердловинах на рік.

- графік періодичності вилучення рідини з свердловин за допомогою компресорів на рік.

- графік проведення капітального ремонту свердловин по родовищах на рік.

- графік контролю за свердловинами, які знаходяться в бурінні та КРС спеціалістами нафтогазопромислу.

Користуючись цими графіками, працівники Юліївського ЦВНГК здійснюють контроль за роботою свердловин, що дає змогу своєчасно відреагувати і попередити різного роду ускладнень шляхом прийняття конкретних заходів. Тому в процесі експлуатації свердловин в графіки вносяться корективи, що дозволяє кваліфіковано керувати технологічним процесом видобування вуглеводнів.

Висновки

1 Проведено аналіз основних ускладнень, що виникають в процесі експлуатації газоконденсатних свердловин родовищ Юліївського та Пасічянського цеху з видобування нафти, газу

та конденсату і запропоновано шляхи боротьби з ними.

2 Ефективними методами боротьби з гідратуванням на свердловинах родовищ Юліївського ЦВНГК є подавання метанолу по інгібіторпроводах на устя свердловини, крім цього, закачування у свердловини та їх шлейфи інгібітора гідратування пересувними насосними агрегатами різними способами. Вибір необхідного способу закачування інгібітора гідратування в шлейф газової та газоконденсатної свердловини необхідно здійснювати виходячи з експериментальних досліджень, індивідуально для умов конкретної свердловини. Практичним шляхом встановлено періодичність закачування інгібітора гідратування у шлейфи довжиною від 3 до 12 км, що становить 2-3 рази на тиждень. Експериментальним шляхом встановлено підвищення ефективності використання окремих способів закачування інгібітора гідратування у шлейфи. Досягнути цього можна за рахунок зміни руху швидкісного газового потоку разом з інгібітором гідратуванням по шлейфі в прямому і зворотному напрямках, не випускаючи газорідний потік на амбар свердловини та установку протягом певного періоду часу.

Для економії хімічних реагентів доцільно здійснювати їх закачування через буферну засувку, а також розглянути можливість використання розчину інгібітора гідратування від 3 до 70-90 % вмістом метанолу.

3 Раціональним способом винесення рідини з газоконденсатних свердловин є періодичне закачування розчину ПАР у шлейфи та затрубні простори свердловин. Для двох свердловин родовищ Юліївського ЦВНГК найбільш доцільними є:

- закачування 10 % розчину ПАР в затрубний простір із продуванням трубного простору на амбар та подальшим пуском в роботу трубним простором.

- закачування 20 % розчину ПАР в затрубний простір із зупинкою для набору статичного тиску і подальшим продуванням свердловини.

Закачування розчину ПАР у газоконденсатні свердловини дало змогу оптимізувати роботу свердловини, зменшити період простою свердловин та збільшити видобуток вуглеводнів.

4 Для попередження солевідкладень в газових та газоконденсатних свердловинах необхідний індивідуальний підхід. Підбір необхідного інгібітора солевідкладень потрібно виконувати за результатами лабораторних досліджень відкладень та пластової води, газу. При правильному виборі інгібіторів і відповідної технології їх використання можна запобігти солевідкладенню по всьому шляху руху продукції свердловини – від вибою до установки підготовки газу. Ефективним заходом з попередження та боротьби з солевідкладеннями є комплексний підхід, тобто одночасне застосування різних способів та чітке дозування інгібітора. Необхідно також розглянути можливість періодичного використання малокоцентрованих розчинів кислот.

5 Висвітлено проблему корозії наземного та підземного обладнання свердловини Юліївського ЦВНГК. Розглянуто способи боротьби з внутрішньою та зовнішньою корозією свердловин, підземного та наземного обладнання. За результатами аналізу концентрації іонів двовалентного і тривалентного заліза для підтримання протикорозійного захисту на свердловинах родовищ Юліївського ЦВНГК необхідно здійснювати закачування 20 % розчину інгібітора корозії. Експериментальним шляхом встановлено підвищення ефективності інгібіторного захисту підземного обладнання газоконденсатних свердловин за рахунок закачування розчину інгібітора корозії в трубний та затрубний простір свердловин з подальшим витриманням впродовж 12–24 годин та проведенням по чергового пуску свердловини в роботу затрубним простором, а потім трубним на період, під час якого здійснюється підняття закачаного розчину інгібітора корозії з вибою до устя, щоб вказаний розчин не винесло газовим потоком в шлейф протягом тривалого часу. За результатами проведеного аналізу після проведеного заходу концентрація іонів заліза по газоконденсатних свердловинах знижувались на 5–10% від гранично допустимої норми.

Доцільно розглянути використання ліфтових труб зі спеціальним покриттям чи склопластикових НКТ.

6 З аналізу роботи свердловин за фактичними даними сформульовано підходи, розроблено ряд графіків по фонду свердловин, за допомогою яких здійснюється контроль за роботою свердловин, що дає змогу своєчасно відрегувати для усунення різних ускладнень шляхом використання відповідних заходів.

7 Застосовуючи різні заходи для боротьби з ускладненнями під час експлуатації газових та газоконденсатних свердловин, необхідно враховувати практичний та світовий досвід, пропозиції фахівців промислів нафтогазопромислових підприємств.

Література

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

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

3 Воловецький В.Б. Розроблення комплексних заходів, спрямованих на підвищення ефективності видобування вуглеводнів при розробці родовищ на виснаження [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, О.Ю. Витязь // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – Вип. 3 (52). – С. 154–165.

4 Воловецький В.Б. Попередження відкладення гідратів та збирання рідини під час продування свердловини та шлейфу [Текст] /

В.Б Воловецький, О.Ю. Витязь, О.М. Щирба // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – Вип. 1 (34). – С. 160–164.

5 Ивановский В.Н. Прогнозирование как способ борьбы с отложением солей в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами [Текст] / В.Н Ивановский, А.А Саби-ров, Ю.А. Донской // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С. 21-24.

6 Сильнов Д.В. К вопросу о солеобразовании в процессе добычи нефти на севере Западной Сибири [Текст] / Д.В Сильнов, А.В. Сиднев // Успехи современного естествознания. – 2011. – №3. – С. 46-47.

7 Кондрат Р.М. Анализ причин солеотложения и методов борьбы с ними под час эксплуатации газовых і газоконденсатних свердловин [Текст] / Р.М Кондрат, О.Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – Вип. 2 (27). – С. 39–42.

8 Ивановский В.Н. Анализ существующих методик прогнозирования солеотложения на рабочих органах УЭЦН [Текст] / В.Н Ивановский // Производственно-технический нефтегазовый журнал "Инженерная практика".- 2009.- Пилотный выпуск.– С. 8-11.

9 Кашавцев В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кашавцев, И.Т. Мищенко. – М., 2004. – 432 с.

10 Материалы I Международной (IX Всероссийской) научно-практической конференции, "Нефтепромысловая химия", (г.Москва, 26 июня 2014 г.) РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Российская Федерация.

11 Fincher D.R. Corrosion in Gas Well and Gas Gathering Systems. – J. Petrol. Technol. V.13, №9. – 1961, p. 847 – 851.

12 Мельник А.П. Оцінка ефективності інгібіторного захисту свердловинного обладнання Коробочкінського НГКР [Текст] / А.П. Мельник, Я.І. Сенишин, Л.Д. Шашора, К.М. Діхтенко, Л.О. Костенко, Д.М. Когуч // Питання розвитку газової промисловості України. – Харків: УкрНДІгаз. – 2009. – Вип. XXXVII. – С. 192–197.

13 Гончаров В.М. Проблеми антикорозійного захисту газопромислового обладнання Летнянського газоконденсатного родовища та пропозиції по його безпечній експлуатації [Текст] / В.М. Гончаров, Я.І. Сенишин, С.В. Чопань, Р.В. Бойко // Питання розвитку газової промисловості України. – Харків: УкрНДІгаз. – 2001. – Вип. XLII. – С. 39–43.

14 Мельник А.П. Класифікація корозійних умов експлуатації газоконденсатних родовищ ГПУ "Харківгазвидобування" за концентрацією іонів заліза [Текст] / А.П. Мельник, Л.Д. Шашора, Я.І. Сенишин, Я.М. Слесар, Л.Ф. Никифорова, Г.О. Хоменко // Питання розвитку газової промисловості України. – Харків: УкрНДІгаз. – 2002. – Вип. XXX. – С. 88–94.

15 Медведев А. Материалы НКТ для осложненных условий эксплуатации [Текст]/ А. Медведев // Аналитический журнал "Нефтегазовая Вертикаль".- 2011.- №13-14. – С. 130-133.

16 Шихов С.А. Борьба с коррозией с помощью применения стеклопластиковых труб FIBER GLASS SYSTEMS L.P. [Текст] / С.А Шихов // Производственно-технический нефтегазовый журнал "Инженерная практика".- 2012.- №12.– С. 34-36.

17 Материалы Международной научно-практической конференции: Современные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана, (г. Актау, 24 февраля 2011 г.)/ АО "Казахский научно-исследовательской и проектный институт нефти и газа", Республика Казахстан. С. 6-8.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
25.09.15*

*Рекомендована до друку
професором Кондратом О.Р.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Мельником А.П.
(УкрНДІгаз, м. Київ)*