

ОПТИМІЗАЦІЯ РОБОТИ СВЕРДЛОВИН НАРІЖНЯНСЬКОГО ТА ЮЛІЇВСЬКОГО НГКР

¹В.Б. Воловецький, ²О.М. Щирба, ²В.В.Величко, ³О.Ю. Витязь, ³Я.В. Дорошенко

¹ГПУ “Шебелинкагазвидобування”, 63011, Харківська обл. Валківський р-н, смт. Старий Мерчик;
тел. (05753) 52378; e-mail: vvb11@ukr.net

²Український науково-дослідний інститут природних газів; 61125, м. Харків, Красношкільна наб., 20;
тел. (057) 7304521, 7304628, e-mail: omschyrba@ukr.net, viktor_velichko@mail.ru

³ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42073,
e-mail: vytyaz@nung.edu.ua

Висвітлено основні ускладнення, які виникають під час експлуатації свердловин Наріжнрянського і Юліївського нафтогазоконденсатних родовищ та запропоновано комплекс заходів для їх усунення. Так, для газоконденсатних свердловин Наріжнрянського НГКР рекомендовано облаштування лінії для продувок свердловин через сепаратор, періодичні закачування ПАВ, виконання водоізоляції та шляхи підвищення ефективності КРС. Для нафтової свердловини - поступове переведення її на періодичний газліфтний спосіб експлуатації та утилізація попутного газу шляхом його подачі на АГРС або за допомогою ежекторного пристрою. Запропоновано оптимізувати роботу газоконденсатних свердловин, підключених до УППГ Східного блоку Юліївського НГКР, шляхом їх пуску в роботу трьома міжпромисловими газопроводами, що дасть можливість понизити тиск першої ступені сепарації та тиск на виході з технологічної установки в результаті чого вдасться збільшити видобуток. Проаналізовано роботу свердловин, що експлуатуються методом накопичення тиску. Для забезпечення стабільної роботи свердловин, пропонується приділити значну увагу до вибору оптимального технологічного режиму їх роботи, що приведе до збільшення видобутку вуглеводнів. Для контролю параметрів роботи свердловин необхідно встановити, як на гирлі так і на входних нитках датчики тиску та температури, за допомогою яких ми зможемо здійснювати постійний моніторинг за роботою свердловин на персональному комп'ютері, тобто чітко відображати на екрані, фіксувати і архівувати цифрові значення тиску та температури. Виконання наведених рішень дозволить стабілізувати видобуток вуглеводнів.

Ключові слова: свердловина, накопичення рідини, гідратоутворення, парафіновідкладення, метанол, продувка, сепаратор, міжпромисловий газопровід.

Освещены основные осложнения, возникающие при эксплуатации скважин Нарижнянском и Юльевского нефтегазоконденсатных месторождений и предложен комплекс мер по их устранению. Так, для газоконденсатных скважин Нарижнянского НГКМ рекомендуется обустройство линии для продувок скважин через сепаратор, периодическая закачка ПАВ, выполнение водоизоляции, пути повышения эффективности КРС. Для нефтяной скважины - постепенный перевод ее на периодический газлифтный способ эксплуатации и утилизация попутного газа путем его подачи на АГРС или с помощью эжекторного устройства. Предложено оптимизировать работу газоконденсатных скважин, подключенных к УППГ Восточного блока Юльевского НГКМ, путем их пуска в работу тремя междупромисловыми газопроводами, что позволит снизить давление первой ступени сепарации и давление на выходе из технологической установки в результате чего удастся увеличить добычу. Проанализирована работа скважин, эксплуатируемых методом накопления давления. Для обеспечения стабильной работы скважин, предлагается уделить значительное внимание для выбора оптимального технологического режима их работы, что приведет к увеличению добычи углеводородов. Для контроля параметров работы скважин необходимо установить, как на устье так и на входных нитях датчики давления и температуры, с помощью которых можно осуществлять постоянный мониторинг за работой скважин на персональном компьютере, то есть четко отображать на экране, фиксировать и архивировать цифровые значения давления и температуры. Выполнение приведенных решений позволит стабилизировать добычу углеводородов.

Ключевые слова: скважина, накопление жидкости, гидратообразования, парафиноотложения, метанол, продувка, сепаратор, междупромисловый газопровод.

The basic complications that emerge during well operation of the Narizhnianske and Yuliivske oil and gas condensate fields have been characterized and a group of actions to eliminate them has been developed. Thus, blow-down line equipping for well blowing down through the separator, periodic surfactants injection, water isolation implementation, and ways to improve well workover have been recommended for the gas condensate wells of the Narizhnianske oil and gas condensate field. Gradual well switching to gas-lift method and associated gas utilization by its feeding to AGDS or by using ejectors have been recommended for oil wells. It has been suggested to optimize operation of gas condensate wells connected to the PGPT of the Yuliivske OGC Eastern Block by their starting with the help of three gathering gas pipelines, which will provide an opportunity to reduce the pressure of the first separation stage and pressure at the process unit outlet and thus it will allow us to increase production. Analysis of wells, operated by the accumulation of pressure, has been conducted. To ensure stable operation of the wells, it is suggested to pay special attention to the selection of the optimum technological regime of their operation, which will lead to an increase of the hydrocarbons production. To control the parameters of the wells

operation it is needed to mount pressure and temperature gauges both on the wellhead and on the input pipelines. With their help we will be able to carry out continuous PC monitoring of wells operation, i. e. it will allow us to clearly display on the screen, record, and archive pressure and temperature digital values. The implementation of the abovementioned solutions will stabilize hydrocarbons production.

Keywords: well, fluid accumulation, hydrate formation, paraffin deposition, methanol, blow-down, separator, gathering gas pipeline.

Потреби України в природному газі та нафті значно перевищують можливості їх видобутку із родовищ нашої держави, тому перед нафтогазовидобувними підприємствами виникає завдання забезпечення максимального видобутку вуглеводнів.

Враховуючи стратегічну спрямованість на максимальне забезпечення внутрішніх потреб у вуглеводнях за рахунок власного видобутку, особливу роль відіграє державна зацікавленість у запровадженні різних заходів щодо стабільного видобутку та перспективи його збільшення. Гостро виникає проблема належного фінансування задля підтримки виснажених родовищ, особливо, які знаходяться на завершальній стадії розробки. Нажаль альтернативним джерелом забезпечення внутрішніх потреб є імпортування вуглеводнів значної вартості, що безумовно негативно впливає на економіку держави.

Розробка газоконденсатних родовищ у режимі виснаження пластової енергії призводить до низьких коефіцієнтів вуглеводневідачі, тобто супроводжується випаданням з газу вуглеводневого конденсату, защемлення газу водою, припинення фільтрації газу, тощо. Тому основним напрямом підвищення коефіцієнтів газо- і конденсатовилучення при розробці родовищ на виснаження газоконденсатних родовищ є забезпечення стабільної роботи видобувних свердловин.

Проблемам підвищення вуглеводневилучення нафтогазоконденсатних пластів на виснажених родовищах завершальної стадії розробки присвячені роботи К.С. Баснієва, С.Н. Бузінова, А.І. Гріценко, С.Н. Закирова, Г.А. Зотова, Р.М. Кондрата, Р.Т. Тер-Саркисова, П.Т. Шмиглі, У. Блеклі та інших дослідників.

Метою даної роботи є розроблення заходів, спрямованих на підвищення ефективності розробки виснажених родовищ, в яких значна кількість запасів вже видобута, розроблення шляхів стабілізації видобування вуглеводнів та способів зменшення втрат вуглеводнів під час експлуатації газоконденсатних та нафтових свердловин.

Авторами проведено детальне вивчення багатьох проблемних питань, які виникають на виснажених родовищах. На прикладі двох родовищ Юліївського цеху з видобутку нафти і газу (нафтогазопромислу) наведемо ряд запропонованих рішень, які будуть корисними для стабільного видобування вуглеводнів.

Наріжнянське нафтогазоконденсатне родовище (ННГКР) відкрито в 1984 році свердловиною 1 і розробляється на виснаження.

Пошукове буріння на Наріжнянській площі розпочато в 1982 році. Всього тут пробурено 15 пошуково-розвідувальних свердловин, 14 з яких ліквідовано з геологічних причин (св. 2, 3,

4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 14, 15, 16, 18), св. 1 передано в експлуатацію.

На сьогодні загальний експлуатаційний фонд свердловин Наріжнянського НГКР складає 5 одиниць (чотири газоконденсатні свердловини 1, 21, 33, 35 та одна нафтова свердловина 34). Свердловини 1, 21, 33, 35 підключені до УППГ Наріжнянського НГКР.

Системою облаштування Наріжнянського родовища передбачено збирання газу від свердловин за променевою схемою на УППГ. До кожної свердловини прокладено індивідуальні шлейфи діаметром 114 мм та інгібіторопроводи діаметром 32 мм.

На установці попередньої підготовки газу Наріжнянського НГКР здійснюється одноступенева сепарація газу від газового конденсату, води та механічних домішок у вертикальному сепараторі $D_y=1000$ мм, $P_y=16,0$ МПа. Лінія для дослідження продуктивності свердловин обладнана сепаратором того ж типу. Дебіт свердловини вимірюється витратоміром “Циклон-2” на виході з дослідницького сепаратора, а кількість води та газового конденсату – у дегазаторі вимірювання рідини. Для збору рідини з дослідницького сепаратора передбачена ємність Є-8. Температура газу на виході становить 57–62°C, що досягається підігріванням відсепарованого газу у двох теплообмінниках-підігрівачах площею $S=28$ м² кожен. Як теплоносії у теплообмінниках використовується гаряча вода температурою до 85°C, що підігрівається у блоці підігрівання теплоносія.

Вилучена з газу рідина розділюється в розділювачі (Р) та ємності (Є-2) і дегазується до тиску 0,1 МПа. Газовий конденсат накопичується у ємності зберігання конденсату (ЄК-1, ЄК-2), звідки насосами завантажується у автоцистерни і перевозиться на склад конденсату Юліївського НГКР. Пластова вода збирається у ємності промислових зливів, звідки автоцистернами вивозиться на очисні споруди Юліївського НГКР.

Для подавання газу з Наріжнянського НГКР установку попередньої підготовки газу підключено міжпромисловим газопроводом діаметром 114 мм і довжиною $L = 19360$ м до установки комплексної підготовки газу УКПГ-2 Юліївського НГКР (з них $L=13840$ м – до УППГ Східного блоку та $L=5520$ м – до УКПГ-2 Юліївського НГКР).

У зв'язку з природним виснаженням покладів спостерігається поступове зниження дебіту свердловин, тому були розглянуті заходи щодо стабілізації видобутку вуглеводнів.

Для стабілізації видобутку з газоконденсатних свердловин Наріжнянського НГКР необхідно розглянути можливість виконання таких заходів:

1) Облаштування лінії для продування підключених до УППГ Наріжнрянського НГКР газоконденсатних свердловин через сепаратор ГС-2 на факельну лінію.

У ході експлуатації газоконденсатних свердловин Наріжнрянського НГКР виникають ускладнення, пов'язані з відкладенням гідратів та накопиченням рідини в колоні НКТ та шлейфі. Дані ускладнення призводять до нестабільної роботи свердловин або ж до їх зупинки. Боротьба з гідратуутворенням полягає у подаванні метанолу в затрубний простір та шлейф інгібіторопроводами за допомогою змонтованих на технологічній установці насосів НД. Видалення рідини з вибою свердловини та її шлейфу здійснюється шляхом продування на гирлі або на амбар технологічної установки. При цьому спалюється природний газ та рідина, до складу якої входить газовий конденсат.

Виходячи з наведеного пропонується змонтувати газопровід із засувом від лінії виходу газу з сепаратора ГС-2 та підключити її у факельну лінію (рис. 1). Дане впровадження дасть змогу продувати свердловини на факельний амбар технологічної установки для винесення рідини зі шлейфа та збирання її в сепараторі, стравлювати тиск з шлейфів у випадку утворення гідратних пробок, що зменшить час простою свердловин. Найбільш актуально в осінньо-зимовий період, коли внаслідок збільшення кількості опадів та зниження температури навколишнього середовища відбувається охолодження шлейфів, і газоконденсатні свердловини працюють нестабільно.

2) Підвищення продуктивності свердловин 33, 35.

У процесі експлуатації газоконденсатних свердловин частина конденсату та сконденсованої води випадає на вибої, що призводить до зменшення видобутку. Ефективним методом підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин є періодичне оброблення привибійної зони розчинами ПАР і хімреагентами, що забезпечує очищення пористого середовища від сконденсованих вуглеводнів і гідрофілізацію поверхні породи. ПАР поступово адсорбується з поверхнею породи, що забезпечує значну тривалість міжопераційного періоду між обробками свердловин. Для цього необхідно ретельно підходити до вибору типу ПАР, рецептури його приготування та закачування його у кожну свердловину. Необхідно відмітити, що періодичні закачування розчину ПАР дозволяють підвищити термін стабільної роботи свердловин, що дає змогу зменшити кількість продувань.

3) Ізолювання водоприпливу у свердловині 1.

Свердловина 1 введена в експлуатацію 11.11.2000 р. (горизонт Б-12) із тисками $P_{тр}/z_{тр} = 21,0/22,5$ МПа та початковим дебітом газу – 74 тис. м³/доб. На сьогодні свердловина заводнюється і потребує періодичного продування. Ефективним шляхом вирішення даної проблеми буде проведення водоізоляційних робіт.

Вирішальними чинниками виконання водоізоляційних робіт у свердловинах є визначення точного місця знаходження водоприпли-

ву в свердловину і причини його виникнення. Наступним важливим чинником є правильний вибір ізоляційного матеріалу, технології і технічних засобів для проведення водоізоляційних робіт, для чого необхідно провести промислово-геофізичні дослідження. Отже, першочерговим заходом є проведення в свердловині промислово-геофізичних досліджень. Другою важливою задачею є правильний вибір ізоляційного матеріалу і технології його застосування у відповідності, з типом виявленого обводнення. Оскільки водоізоляційні роботи є відносно дорогими і складними заходами, тому для боротьби з водоприпливами доцільно застосовувати вітчизняні розробки, які враховують особливості експлуатації свердловин і базуються на вітчизняних хімічних реагентах, що є відносно дешевими. У відповідності з причинами виникнення водоприпливів необхідно застосовувати ізоляційні матеріали і технології. Так наприклад, для ізолювання водоприпливів, які виникли в результаті прориву крайових вод, або підняття підшовних вод необхідно застосовувати селективні матеріали на основі амонійно силікатних розчинів. У разі виникнення заколонних перетоків ефективні нафтоцементні водоізоляційні розчини, удосконалена технологія застосування яких дозволяє відновлювати герметичність цементного кільця за експлуатаційною колоною в межах технічно доступних для буріння глибин і температури. Нафтоцементи також застосовуються для ліквідації водоприпливів при невеликих за розміром ушкодженнях експлуатаційної колони. Отже, кожна свердловина потребує індивідуального підходу для визначення методу проведення ліквідації водоприпливу.

4) Проведення КРС свердловини 21.

Свердловина закінчена бурінням 24.07.2001 р. Під час проведення випробування з горизонту С-5-7 отримали промисловий приплив газу з дебітом 235 м³/доб на шайбі діаметром 8 мм за тиску $P_{тр}/P_{зтр} = 24,3/25,3$ МПа. Статичний тиск становив 26,0 МПа.

Свердловина введена в експлуатацію 12.09.2001 р. із $P_{тр}/z_{тр} = 26,0/26,4$ МПа та початковим дебітом газу 118 тис. м³/доб. В початковий період експлуатації вміст води в продукції свердловини був незначним. У ході експлуатації видобуток пластової води збільшився з 1,7 до 60 м³/доб зі зниженням дебіту газу до 65 тис. м³/добу.

З 15.05.2009 р. свердловина перебуває в капітальному ремонті з метою вилучення обірваних НКТ. У ході проведених ремонтних робіт у свердловині залишено 12 штук НКТ. Голова обірваних НКТ на глибині 3523 м. В поточний час ремонтні роботи тривають (процес вилучення труб ускладнюється прихопленням ловильного інструменту).

В подальшому для вилучення аварійних НКТ доцільно буде за допомогою печатки встановити стан кінця аварійних труб. У випадку пошкодження голови аварійних труб необхідно профрезерувати її торцевим фрезером до цілісної частини. Після цього за допомогою

внутрішнього або зовнішнього трубоуловлювача вилучити обірвані НКТ [1], провести ГДС з метою встановлення джерела надходження води в свердловину та визначення перспективних газонасичених пластів. Після виявлення джерела надходження води в свердловину слід ліквідувати водоприплив, а також розглянути можливість переведення свердловини на вищезалігаючі горизонти.

Нафтова свердловина 34 експлуатується фонтанним способом і підключена до установки підготовки нафти (УПН). Свердловина 34 введена в експлуатацію 24.09.2010 р. (горизонт В-20) із тисками Ртр/зтр – 17,5/11,0 МПа та початковим дебітом нафти - 18 т/доб.

Нафтогазоконденсатна суміш з свердловини 34 надходить через кавітатор на вертикальний сепаратор загального потоку СН-1, де відбувається попередня сепарація розчиненого газу від рідини (нафтоконденсатної суміші). З сепаратора СН-1 нафтоконденсатна суміш надходить на кінцеву сепараційну установку КСУ, де остаточно відокремлюється газу від нафтоконденсатної суміші. Надалі системою збору передбачене подавання “жирного” газу із сепаратора СН-1 та КСУ до вертикального газового сепаратора СГ-1, де відбувається його остаточна сепарація від рідкої фази. Дегазована нафтоконденсатна суміш з КСУ подається в атмосферні ємності ЕН-1,2 (50 м³) та ЕН-5 (100 м³). Відсепарований “сухий” газ з газового сепаратора СГ-1 частково надходить до вогневого підігрівача ВП-1, де використовується для нагрівання теплоносія, решта газу надходить на амбар.

УПН укомплектована двома насосними установками. Перша насосна установка призначена для перекачування нафти з ємностей ЕН-1, ЕН-2, ЕН-5 на наливний стояк з якого нафта наливається в автоцистерни та вивозиться на УКПН Юліївського НГКР. Друга насосна установка призначена для подавання конденсату на гірло свердловини 34 за допомогою насосів типу НД 100/250 з ємностей ЕК-3, ЕК-4.

Під час експлуатації свердловини 34 Наріжниського НГКР спостерігається відкладання парафіну на підземному обладнанні (колона НКТ), що призводить до порушення стабільної роботи свердловини та її зупинки.

Під час руху рідини по НКТ на певних глибинах її температура і тиск зменшується до критичних величин, що сприяє випадінню з нафти парафіну і його відкладанню на стінках труб. Основними факторами, які обумовлюють випадіння парафіну, є:

- зменшення температури рідини до температури початку кристалізації парафіну;
- зниження тиску по стовбуру свердловини до тиску насичення і поступове розгазування нафти;
- обводнення свердловин і можливе утворення емульсії;
- компонентний склад нафти;
- швидкість висхідного потоку рідини і його режим;
- шорсткість стінок труб і наявність механічних домішок.

З практичного досвіду відомо, що парафіновідкладення всередині колони НКТ може розпочатись на різних глибинах. Кількість парафіну у міру наближення до устя свердловини збільшується внаслідок більш інтенсивного переходу його в тверду фазу з рідини і за рахунок перенесення його на оболонках газових бульбашок із нижніх шарів потоку нафти, де він викристалізувався. Крім цього, температура плавлення парафіну, що відкладається, зменшується знизу угору, оскільки в нижній частині випадають кристали більш тугоплавких парафінів, а у верхній – менш термостійкі парафіни, що необхідно враховувати під час проведення заходів з депарафінації підземного обладнання свердловин.

Методи, які використовують для боротьби з парафіном, за технологічною ознакою можна поділити на декілька основних груп:

- механічне очищення (застосуванням стаціонарних або рухомих скребків тощо);
- теплова дія (закачування гарячої нафти, води, пари; застосування електронагрівачів, прогрівання вибою свердловини за допомогою газових або рідинних пальників, термокислотна обробка привибійної зони та ін.);
- хімічна дія (застосування розчинників, ПАР, інгібіторів парафіновідкладення та ін.).

Також можна запобігти відкладенню парафіну шляхом: застосування покриття на НКТ (наприклад лакофарбові матеріали (лаки бакелітовий, епоксидний, бакеліто-епоксидний модифікований), скло, склоемалі); використання магнітних депарафізаторів [2].

Необхідно відмітити, що згідно з результатами досліджень нафти свердловини 34 свідчать про те, що вона втрачає текучість за температури приблизно +20°C, тому необхідно розглядати комплексний підхід заходів щодо ефективної експлуатації та боротьби з ускладненнями.

З практичного досвіду експлуатації свердловини 34 відомо, що ефективним методом боротьби з парафіновідкладеннями є періодичне закачування в затрубний простір гарячої нафти за допомогою АДПМ (агрегат для депарафінації пересувний механізований). Для ефективного проведення даного методу необхідно розробити графік виконання робіт з депарафінації. У випадку відкладення глухих парафінових пробок досягти позитивного результату можна депарафінацією НКТ за допомогою тенового нагрівача.

Враховуючи те, що видобування нафти є постійним, а щоденне проведення депарафінації є технологічно складним виникло питання про необхідність проведення підбору хімічних реагентів для покращання видобутку. В зв'язку з цим фахівцями УкрНДІгазу проведено відповідні дослідження властивостей нафти.

Аналіз одержаних результатів свідчить про те, що для нафти свердловини 34 буде ефективним застосування реагенту Асперол, який забезпечує зниження температури втрати плинності і повного застигання нафти. Використання даного реагенту запобігає утворенню крис-

талів парафіну за від'ємних температур, а вже утворені осади парафіну можуть бути відмиті шляхом його розчинення, що сприяє відновленню роботоздатності свердловини. Доведено, що реагент Асперол інгібує утворення кристалів парафіну за температури нижче – 25 °С. Попередня оцінка швидкості корозії зразків зі сталі НКТ марки Д електрохімічним методом поляризаційного опору в системі 90% об. середовища NACE – 10% об. газового конденсату свідчить про те, що додавання до такої системи реагенту Асперол зменшує швидкість корозії з 3,312 мм/рік до 0,1194 мм/рік. Отже, реагент проявляє властивості інгібітора корозії [3].

На сьогодні з метою запобігання відкладенню парафіну в колоні НКТ, зниження в'язкості нафти у свердловині 34 використовується 2% розчин інгібітора парафіновідкладення (асперол та газовий конденсат). Необхідно відмітити, що закачування розчину інгібітора парафіновідкладення здійснюється безперервно. Підвищення концентрації інгібітора може призвести до незначного покращення результату, однак це економічно не доцільно через високу вартість хімреагентів.

Застосування механічних методів боротьби з АСПВ є ефективним, однак він вимагає зупинки свердловини. Крім того, можливі застрягання скребоків, обриви їхніх кріплень, нерівномірне притискання різальних кромки ножів до стінок НКТ й деякі інші ускладнення.

Для підвищення ефективності експлуатації нафтової свердловини 34 необхідно розглянути можливість проведення таких заходів:

1) Переведення свердловини 34 на періодичний газліфтний спосіб експлуатації. З метою забезпечення стабільної роботи свердловин і запобігання зниженню дебітів.

Для подавання газу на свердловину будемо використовувати кільцеву систему підйомника. В такому випадку у затрубний простір нагнітають газ високого тиску, який надходить на газліфтні клапани, в результаті чого рівень рідини в затрубному просторі буде знижуватися, а в НКТ – підвищуватися. Отже, густина такої газорідинної суміші стає нижчою густини рідини, що надходить з пласта, а рівень в НКТ буде підвищуватися. Чим більше буде введено газу, тим менше буде густина суміші і тим на більшу висоту вона підніметься. При безперервній подачі газу в свердловину рідина піднімається до гирла, і надходить у шлейф, а з продуктивного пласта надходить у свердловину нова порція рідини. Дебіт газліфтної свердловини залежить від кількості та тиску нагнітання газу, кількості газліфтних клапанів, глибини занурення НКТ у рідину, їх діаметра, в'язкості рідини тощо [4].

Подачу газу для газліфтного способу експлуатації можна забезпечити з міжпромислового газопроводу, яким у даний час газ із Наріжнського УППГ надходить на Юліївське УКПГ-2, який проходить біля УПН (рис. 2).

Газліфтний спосіб видобування нафти дасть змогу: отримати високі відбори рідини із свердловин за великих газових факторів; уникнути додаткових ускладнень, які відбуваються

при інших способах експлуатації; спростити регулювання режиму роботи свердловин; провести дослідження і різного роду обробки привійної зони пласта без підняття обладнання; ефективно вирішувати питання одночасно-роздільної експлуатації декількох пластів однією свердловиною; спростити обслуговування та ремонт газліфтних свердловин і тривалий міжремонтний період їх роботи з використанням сучасного обладнання; забезпечити високу надійність наземного обладнання та ін. [5].

2) Утилізація попутного газу, який спалюється на амбарі свердловини.

Одним із варіантів утилізації попутного газу є його подавання на АГРС, яку в перспективі можна встановити на УПН. Враховуючи те, що частина попутного газу свердловини спалюється на амбарі, доцільно буде змонтувати блочну автоматизовану газорозподільну станцію (АГРС) для подавання газу місцевим споживачам у навколишні села (Войтенки, Бараново та інші). У випадку недостатньої його кількості можна подавати газ із міжпромислового газопроводу. Даний захід дозволить виключити спалювання попутного газу та забезпечити енергоносіями навколишні села.

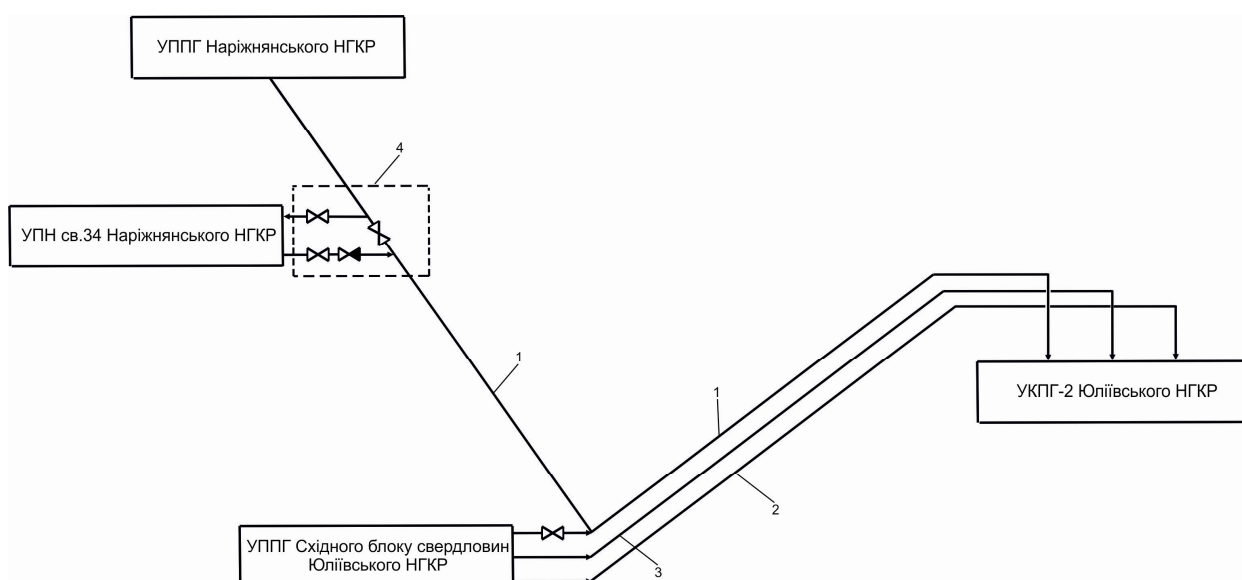
Іншим варіантом утилізації газу може бути встановлення ежекторно-дроселюючого струминного пристрою (ЕДСП) на УПН. Обв'язати його необхідно таким чином, щоб з міжпромислового газопроводу подавати газ високого тиску, який буде всмоктувати попутний газ із подальшим подаванням суміші газів у газопровід. Ускладненням в роботі ЕДСП є складність підбору ефективних робочих параметрів. Необхідно досягти певних умов щодо тиску, особливо тиску високонапірного газу, який подається на ежектор для всмоктування низьконапірного газу.

На сьогоднішні Юліївське НГКР розробляється на виснаження при газовому режимі. З родовища відібрано більше 75% запасів, наслідком чого є природне виснаження пластової енергії покладів, що призводить до падіння видобутку газу та вуглеводневого конденсату.

Враховуючи наведене авторами розглянуто один із перспективних варіантів стабілізації видобутку на прикладі УППГ та ПЗН-2 Східного блоку Юліївського НГКР.

До УППГ та ПЗН-2 Східного блоку ЮНГКР підключено одинадцять газоконденсатних (4, 81, 33, 14, 80 (32), 84 (23), 63, 70, 83) та чотири нафтових (62, 110, 111, 112) свердловини. Групи свердловин 80 і 32, а також 84 та 23 працюють в один шлейф.

Газ із газоконденсатних свердловин (4, 81, 33) надходить у вертикальний сепаратор С-1-2. Оптимальний та допустимий режим роботи свердловин становить від 165 до 195 тис.м³/доб. Наступні свердловини 14, 80 (32), 84 (23), 63, 70, 83 працюють через вертикальний сепаратор С-1-1, оптимальний та допустимий режим роботи свердловин становить від 161,2 до 218,4 тис.м³/доб. Також на сепаратор С-1-1 надходить попутний газ з ПЗН-2 свердловини 111 близько 36,7 тис.м³/доб.



- 1 - міжпромисловий газопровід від УППГ Наріжнрянського НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР;
 2 - міжпромисловий газопровід від УППГ Східного блоку свердловин до УКПГ-2 Юліївського НГКР;
 3 - конденсатопровід, яким заплановано транспортувати газ із УППГ Східного блоку свердловин на УКПГ-2 Юліївського НГКР;
 4 - вузол, який треба змонтувати для подавання газу на УПН св.34 Наріжнрянського НГКР із міжпромислового газопроводу

Рисунок 2 – Схема підключення міжпромислових газопроводів, конденсатопроводу до УКПГ-2 Юліївського НГКР

На УППГ Східного блоку забезпечується одноступенева сепарація газу. Рідина з сепараторів потрапляє у розділювач Р-1, де розділяється на газовий конденсат та воду. З розділювача Р-1 газовий конденсат потрапляє у Е-4 ПЗН-2 Східного блоку, а потім в ємності Е-5-1, Е-5-2 та на розбавлення нафти в резервуари. У випадку заповнення резервуарів нафтоконденсатну суміш перекачують за допомогою насосів на Юліївську УКПН конденсатопроводом.

Після сепараторів газ потрапляє на блок заміру газу (БЗГ). Пройшовши попередню підготовку на УППГ Східного блоку, газ двома міжпромисловими газопроводами зовнішнім діаметром 114 мм надходить на УКПГ-2 ЮНГКР.

Необхідно зазначити, що в один із даних міжпромислових газопроводів підключено міжпромисловий газопровід з УППГ Наріжнрянського НГКР, де працюють свердловини (1, 33, 35). Загалом на УКПГ-2 по даних газопроводах надходить понад 410 тис.м³/доб з УППГ Східного блоку Юліївського НГКР та з УППГ Наріжнрянського НГКР.

В зв'язку зі зниженням робочих тисків газоконденсатних свердловин, тиск на вході практично дорівнює тиску першої ступені сепарації (5,1-5,2 МПа), наслідком чого є періодичне накопичення рідини в шлейфах. Дані ускладнення призводять до зниження дебітів та зупинок свердловин, що негативно впливає на виконання планових обсягів видобутку вуглеводнів.

В даний час тиск на виході з УППГ Східного блоку ЮНГКР становить 4,9-5,0 МПа, а на вході в УКПГ-2 Юліївського НГКР – 3,9-4,1 МПа, тобто перепад тиску по міжпромисловому газопроводу становить 0,9-1,0 МПа.

Для оптимізації роботи газоконденсатних свердловин рекомендується свердловини (4, 81, 33) пустити в роботу через сепаратор С-1-2 по одному із газопроводів, свердловини (80 (32), 63, 111) з більшими тисками та дебітами газу пустити через сепаратор С-1-1 по другому газопроводу і відповідно свердловини (83, 84 (23), 70, 14) пустити через сепаратор С-1-3 по третьому газопроводу.

Враховуючи наведене, пониження тиску першої ступені дозволить покращити роботу свердловин. Для реалізації даного заходу як газопровід доцільно використати існуючий конденсатопровід діаметром 114 мм. Даний захід дасть змогу газ із УППГ Східного блоку пустити по трьох газопроводах (рис. 2), тим самим забезпечити стабільну роботу свердловин та понизити тиск першої ступені сепарації до 4,7-4,8 МПа, тиск на виході з УППГ Східного блоку Юліївського НГКР до 4,4-4,5 МПа, тобто перепад тиску по міжпромисловому газопроводу становитиме 0,4-0,5 МПа. Виходячи з цього буде підібрано оптимальний режим роботи свердловин. Очікуваний додатковий видобуток газу може скласти 30-40 тис.м³/доб.

Переважна більшість родовищ знаходиться на завершальній стадії розробки, тому актуально буде розглянути та детально вивчати проблемні питання сьогодення та шляхи їх вирішення.

Одним з методів підвищення газовидобування є робота газоконденсатних свердловин, що експлуатуються методом накопичення тиску (МНТ). Для забезпечення стабільної експлуатації даних свердловин необхідно провести детальний аналіз роботи, тобто визначити реальний період роботи та зупинки. Для цього необхідно дослідити роботу свердловин за різних тисків пуску в роботу та причини їх зупинки, також слід врахувати геолого-промислові характеристики та умови збору і підготовки вуглеводневої продукції, що безумовно впливає на період роботи кожної свердловини [5].

На сьогодні контроль за параметрами роботи свердловин здійснюється за допомогою технічних манометрів, проте, в окремих випадках на точність зняття даних впливає людський фактор [5].

Авторами пропонується розглянути можливість встановлення приладів КВП для контролю параметрів роботи свердловин, а саме встановити, як на гирлі, так і на входних нитках давачі тиску та температури. За допомогою даних давачів в комплексі з системою відображення (модулі зв'язку з об'єктом, персональний комп'ютер з відповідним програмним забезпеченням), дозволить чітко відображати на екрані, фіксувати і архівувати цифрові значення тиску та температури.

Впровадження даного заходу необхідно здійснити в два етапи.

Як варіант насамперед слід розглянути, можливість встановлення давачів тиску і температури вітчизняного виробництва, наприклад серії Сафір М (ЗАТ "Манометр-Харків", м. Харків) та ТСПУ (ТОВ "Спецавтоматика Україна", м. Харків) відповідно. Давач тиску "Сафір М" служить для безперервного перетворення надлишкового тиску газу в уніфікований електричний сигнал постійного струму. Давач температури ТСПУ служить для безперервного перетворення температури в уніфікований електричний сигнал постійного струму. Дані давачі добре себе зарекомендували в нафтогазовій галузі: вони дають змогу контролювати технологічний процес і відрізняються від інших довговічністю, стабільними метрологічними характеристиками та є відносно недорогими і вибухозахищеними. Безперечно високою якістю характеризуються давачі тиску і температури відомих закордонних виробників Emerson, Siemens, Honeywell, Vega, Jumo.

Другим етапом буде підбір безпроводних давачів тиску і температури для встановлення на гирлі свердловини, передачу інформації з яких здійснюють по радіоканалу.

На рисунку 3 наведено схему розміщення давачів тиску та температури на гирлі свердловини та входній нитці на УКПГ.

Після цього необхідно провести дослідження кожної свердловини пустивши її на замірну лінію та створити ті ж самі умови для її роботи, які будуть на основній лінії, щоб встановити тенденцію до зниження дебіту. Завдяки цьому ми зможемо визначити період роботи свердловини від початкового до кінцевого вхі-

дного тиску (при якому відповідно пускають та зупиняють) та час набору тиску. Тому враховуючи геологічні та проведені нами дослідження дадуть змогу для кожної свердловини підібрати оптимальний технологічний режим її експлуатації, що дозволить збільшити відбір газу та забезпечити чіткий контроль за роботою свердловин. За результатами досліджень необхідно скласти графік їхньої роботи на квартал або місяць.

Висновки

1 Для оптимізації роботи свердловин на Наріжниському НГКР необхідно:

- облаштувати лінію для продування газоконденсатних свердловин, підключених до УППГ через сепаратор ГС-2 на факельну лінію;
- підвищити продуктивність свердловин 33, 35 шляхом періодичного закачування розчину ПАР;
- ізолювати водоприплив свердловини 1;
- провести КРС свердловини 21;
- перевести свердловину 34 на періодичний газліфтний спосіб експлуатації;
- утилізувати попутний газ шляхом його подавання на АГРС або ежекторно-дроселюючим струминним пристроєм.

2 Доцільно оптимізувати роботу газоконденсатних свердловин УППГ Східного блоку Юліївського НГКР шляхом їх пуску в роботу на УКПГ-2 по трьох міжпромислових газопроводах. Дане технічне рішення дозволить понизити тиск першої ступеня та тиск на виході з технологічної установки шляхом розділення потоків свердловин із високим та низьким робочим тиском. Відповідно дозволить підібрати оптимальний режим роботи газоконденсатних свердловин, у результаті чого збільшити видобуток. Після впровадження даного заходу, виконана переоб'язка конденсатопроводу дасть можливість використовувати даний трубопровід як конденсатопровід чи газопровід.

3 Для газоконденсатних свердловин, що експлуатуються методом накопичення тиску, доцільно провести дослідження їхньої роботи. Також необхідно буде здійснювати постійний контроль за параметрами роботи свердловини. Для цього на гирлі свердловини та на входній нитці необхідно встановити давачі тиску та температури, що дозволить проводити постійний моніторинг за роботою свердловин. В подальшому необхідно розглянути варіанти автоматизованого пуску та зупинки роботи свердловин, що експлуатуються методом накопичення тиску.

Література

- 1 Ловильні роботи у свердловинах [Текст]/ [В.М. Світлицький, В.П. Троцький, С.В. Кривуля, В.І. Коцаба]: Методичний посібник. – Х.: ТОВ «Оберіг», 2010. – 192 с. – ISBN 978-966-8684-27-7.

2 Воловецький В.Б. Боротьба з ускладненнями, що виникають в процесі експлуатації нафтових свердловин Юліївського НГКР [Текст] / [В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, О.Ю. Витязь] // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2011. – Вип. 2 (28). – С. 13–18.

3 Мельник А.П. Реагент для видобування асфальтосмолистих парафінистих нафт [Текст] / [А.П. Мельник, Т.В. Матвеева, Я.І. Сенишин, Є.А. Колотило, О.М. Богуславець, С.О. Крамарев] // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. пр.: УкрНДІгаз. – Харків, 2011. – Вип. XXXIX. – С. 190-194.

4 Воловецький В.Б. Оптимізація видобутку нафти з горизонту В-20-21 Юліївського НГКР шляхом послідовного переведення свердловин на газліфтний спосіб експлуатації: Доповідь на III конференції молодих спеціалістів ДК "Укр-газвидобування". – Львів, 2003.

5 Воловецький В.Б. Комплексний підхід до збільшення видобутку вуглеводнів та вдосконалення систем підготовки та збору нафти і газу на Юліївському НГКР: Доповідь на IV конференції молодих спеціалістів ДК "Укр-газвидобування". – Полтава, 2005.

Стаття надійшла до редакційної колегії
28.11.13

*Рекомендована до друку професором **Тарком Я.Б.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) д-ром техн. наук **Мельником А.П.** (Філія УкрНДІгаз ПАТ «Укр-газвидобування», м. Київ)*