РОЗРОБКА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 622.279 (477. 54)

БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ, ЩО ВИНИКАЮТЬ В ПРОЦЕСІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН ЮЛІЇВСЬКОГО НГКР

[1] В.Б. Воловецький, [2]О.М. Щирба, [3]О.Ю. Витязь

[1] ГПУ "Шебелинкагазвидобування", 63011, Харківська обл., Валківський р-н, смт. Старий Мерчик, тел. (05753) 52378

[2]Український науково-дослідний інститут природних газів, 61125, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (057) 7304521

[3]ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42073

Висвітлено проблему виникнення ускладнень в процесі експлуатації нафтових свердловин, однією з яких є відкладання парафіну на поверхні підземного обладнання. Наслідком цього є поступове зменшення перерізу колони НКТ, та відповідне їй зменшення дебіту свердловин. Рекомендується нафтові свердловини перевести на періодичний газліфтний спосіб експлуатації, встановити газліфтні клапани по довжині колони НКТ та автоматизувати подавання високонапірного газу, що дасть змогу покращити роботу свердловин та ефективніше проводити теплові обробки.

Ключові слова: парафіновідкладення, однорядний підйомник, депарафінізація, ступінь дегазації, компонентний склад, розгазування нафти, газліфтні клапани, інгібітор парафіновідкладення.

Изложена проблема возникновения осложнений в процессе эксплуатации нефтяных скважин, одной из которых является отложение парафина на поверхности подземного оборудования. Следствием этого является постепенное уменьшение сечения колоны НКТ и соответствующее ей уменьшение дебита скважин. Рекомендовано переведение нефтяных скважин на периодический газлифтный способ эксплуатаций, установку газлифтных клапанов по длине колонны НКТ и автоматизирование подачи високонапорного газа, что позволит улучшить роботу скважин и повысить ефективность проведения тепловых обработок.

Ключевые слова: парафиноотложения, однорядный подъемник, депарафинизация, степень дегазации, компонентный состав, розгазирование нефти, газлифтные клапаны, ингибитор парафиноотложений.

This article deals with the problems arising in the process of oil wells operation one of which concerns paraffin build-up on underground equipment. Gradual reduction of tubing profile accompanied by reduction of well output is outcome of stated problems. It is recommended to convert oil wells into intermittent gas lift mode of operation, to install gas lift valves lengthwise tubing section and automate supply of high pressurized gas which will allow to improve oil well operation and to conduct heat treatments more effectively.

Keywords: paraffin build-up, single-row elevator, dewaxing, degree of degassing, composition, oil degassing, gas lift valves, inhibitor of paraffin build-up.

Юліївське нафтогазоконденсатне родовище (ЮНГКР) було відкрите в 1987 р. пошуковою свердловиною 1, при випробуванні якої з відкладів візейського та серпуховського ярусів нижнього карбону отримані промислові припливи газу. Промислова нафтоносність на Юліївському НГКР встановлена в 1991 р. розвідувальною свердловиною 8, при випробуванні якої було отримано приплив нафти з горизонту В-22-23, В-25-26 [1].

На Юліївському НГКР нафтові свердловини під'єднані до установки комплексної підготовки нафти (УКПН) Центрального блоку та пункту збору нафти (ПЗН) Східного блоку. Загальний фонд нафтових свердловин Юліївського НГКР складає дев'ятнадцять одиниць. Всі вони експлуатуються фонтанним способом.

До УКПН Центрального блоку під'єднано 15 свердловин (21, 8, 55, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 109, 113, 115, 76, 31), дванадцять з яких працюють, свердловини 103, 109 знаходяться в очікуванні капремонту, свердловина 102 – в очікуванні підключення.

Глибини свердловин знаходяться в межах 2550-4200 м.

Більшість свердловин обладнані експлуатаційною колоною діаметром 140х168 мм (св. 55, 100, 102, 103, 104, 105, 113, 115, 76, 31), свердловини 106 і 109 обладнані експлуатаційною колоною діаметром 146х168 мм, свердловини 21 і 101 - експлуатаційною колоною діаметром 168 мм, свердловина 8 – експлуатаційною колоною діаметром 140х146 мм.

Глибини опускання експлуатаційної колони коливаються в межах 2542-4199 м.

Для піднімання нафти на поверхню, в свердловини на глибину 2388-3726 м опущено НКТ діаметром 73 мм. Гирла всіх свердловин облаштовані фонтанною арматурою типу АФК3-65х35 і колонною головкою типу ОКК2М-35 (крім свердловини 55, гирло якої облаштовано колонною головкою типу ОКК2М-21). До ПЗН Східного блоку під'єднано чотири свердловини (62, 110, 111, 112), три з яких працюють, а свердловина 110 знаходиться в очікуванні капремонту.

В процесі підіймання видобутої продукції від вибою до устя нафтових свердловин змінюються термобаричні умови, що може супроводжуватися відкладенням парафіну на стінках НКТ. Переважно це призводить до поступового зменшення прохідного перерізу колони НКТ та скорочення міжремонтного періоду (МРП) свердловин.

Під час руху рідини НКТ на певних глибинах виникає зниження температури і тиску до критичних величин, що сприяє випаданню з нафти парафіну і його відкладанню на стінках труб. Основними чинниками, які обумовлюють відкладання парафіну, є:

- зменшення температури рідини до температури початку кристалізації парафіну;
- зниження тиску по стовбуру свердловини до тиску насичення і поступове розгазування нафти;
- обводненість 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 початок парафіновідкладення всередині колони НКТ може зустрічатися на різних глибинах. Кількість парафіну у міру наближення до устя свердловини збільшується за рахунок більш інтенсивного переходу його в тверду фазу з рідини та внаслідок перенесення його на оболонках газових бульбашок із нижніх шарів нафти, де він викристалізувався. Крім цього, температура плавлення парафіну, що відкладається, зменшується знизу вгору, оскільки в нижній частині випадають кристали більш тугоплавких парафінів, а у верхній - менш термостійкі парафіни, що необхідно враховувати при проведенні заходів з депарафінізації підземного обладнання свердловин.

Метою даної статті є забезпечення стабільної роботи нафтових свердловин в умовах зниження дебіту, відкладання парафіну в колоні ліфтових труб та вибір оптимального режиму роботи нафтових свердловин.

Методи, які застосовуються для боротьби з парафіном, за технологічним признаком можна поділити на декілька основних груп:

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

Також можна запобігти відкладенню парафіну шляхом нанесення різного покриття на НКТ (наприклад, лакофарбових матеріалів (лак бакелітовий, епоксидний, бакеліто-епоксидний модифікований), а також скло, склоемалі; використання магнітних депарафінізаторів [2].

Практичні дані багатьох родовищ свідчать, що найбільш ефективними методами боротьби з парафіновідкладеннями є паротеплова обробка та застосування електронагрівачів на вибої, гирлі та шлейфі.

Внаслідок відбору рідини у свердловини, створюється динамічний рівень, який, зменшуючи вибійний тиск, призводить до утворення газової фази і випадіння парафіну із нафти в нижніх ділянках НКТ.

Відкладання парафіну на підземному обладнанні створює ряд проблем.

Під дією технологічної рідини, яку закачують в затрубний простір при проведенні депарафінізації обладнання свердловин, парафін може "відмиватися" з місць свого початкового положення і осідати під дією власної ваги або переміщатися у напрямку потоку закачуваної рідини. Механічне очищення НКТ за допомогою шкребків, теж спричиняє випадіння парафіну на нижніх діляках труб.

Таким чином, в одній і тій же свердловині можливе утворення парафіну в декількох зонах і на різній глибині. Причому вказати зони і інтервали відкладень можна тільки після проведення спеціальних промислово-дослідницьких робіт для кожної свердловини окремо.

Впродовж експлуатації нафтових свердловин робочі тиски можуть знижуватися, що стає причиною зупинки свердловини через відкладення парафіну. Наведемо умови роботи нафтової свердловини 8 Юліївського НГКР у технологічному режимі (табл. 1).

З таблиці 1 видно, що робочий тиск даної свердловини становить 2,45 МПа, а тиск на вході в УКПН 1,96 МПа, але в процесі експлуатації свердловини тиск на вході періодично знижується до 1,0 МПа в зв'язку з відкладанням парафіну, що, відповідно, впливає на дебіт. Тому потрібно періодично проводити заходи для боротьби з парафіновідкладенням.

В даний час для боротьби з відкладеннями парафіну на нафтових свердловинах Юліївського НГКР проводять періодичне закачування в затрубний простір гарячої нафти. Проведемо оціночний розрахунок витрати нафти, яку

Таблиця 1 – Режимні параметри роботи нафтової свердловини 8 Юліївського НГКР

Пластовий тиск, МПа	Вибійний тиск, МПа	Робочий тиск, МПа	Тиск на вході в УКПН, МПа	Тиск 1-ої ступені сепарації, МПа	Тиск 2-ої ступені сепарації, МПа
19,43	17,37	2,45	1,96	1,80	0,70

Таблиця 2 – Вихідні дані для розрахунку витрати нафти

Горизонт	Діаметр експлуатаційної колони, мм	Глибина спуску НКТ, м	Діаметр НКТ, мм	Дебіт свердловини		Газовий фактор, $м^3/т$
				нафта, т/доб	газ, тис.$м^3$/доб	
С-4а	146	3026	73	4,0	0,8	200

необхідно закачати в затрубний простір для прогрівання колони НКТ на прикладі нафтової свердловини 8 Юліївського НГКР для боротьби з парафіновідкладенням, скориставшись вихідними даними таблиці 2.

Визначимо об'єм нафти, яку необхідно закачати в затрубний простір для прогрівання НКТ від гирла до вибою і розплавлення парафіну за формулою:

$$V_н = \frac{\pi \cdot D_в^{\,2}}{4} \cdot L - \frac{\pi \cdot d_з^{\,2}}{4} \cdot L = 0.785 \cdot \left(D_в^{\,2} - d_з^{\,2}\right) \cdot L \ ,$$

де: $D_в$ і $d_з$ – відповідно внутрішній діаметр експлуатаційної колони та зовнішній діаметр НКТ, м; L – глибина опускання НКТ, м.

$$V_н = 0.785 \cdot \left(0.125^2 - 0.073^2\right) \cdot 3026 = 24{,}457 \text{ м}^3 .$$

З результатів розрахунку випливає, що в даному випадку для підвищення ефективності теплового методу (прогрівання ліфтових труб) потрібно закачати 24,5 $м^3$ гарячої нафти. Отже, щоб досягнути бажаного результату від теплового методу необхідно закачувати значну кількість нафти.

В даний час для боротьби з парафіновідкладенням на нафтові свердловини Юліївського НГКР закачується близько 10 $м^3$ гарячої нафти, оскільки з практичного досвіду відомо, що парафін відкладається на свердловинах переважно на глибині близько 200-700 м від гирла, отже даного об'єму достатньо для прогрівання ліфтових труб. Рекомендується також у нафтові свердловини періодично закачувати інгібітор парафіноутворення, наприклад аспірол.

Також вагомий вплив на швидкість і об'єми відкладення парафіну має характеристика нафти. Наведемо характеристику нафти з свердловини 8 Юліївського НГКР, а саме:

– густина пластової нафти – 751,6 $кг/м^3$;

– густина розгазованої нафти при 20ºС – 884,1 $кг/м^3$;

– динамічний коефіцієнт в'язкості – 0,814 мПа·с;

– температура застигання – +20ºС;

– температура плавлення парафінів – +49ºС.

Слід зауважити, що нафти Юліївського НГКР є малосірчистими (до 0,052%), малосмолистими (до 5%), парафінистими (від 1,98 до 6%), високопарафінистими (від 6% до 15,48% горизонти В-19н, В-20). Також слід зазначити, що нафтові свердловини - глибокі, а довжина їх шлейфів – від 1,5 до 5,5 км. Тому розрідження нафти з метою надійного її постачання до УКПН, передбачені конденсатопроводи до нафтових свердловин для подавання вуглеводневого конденсату на гирло, в затрубний простір та шлейф. Отже, всі вище вказані чинники впливають на період стабільної роботи нафтових свердловин. Як бачимо, застосування теплового методу є короткочасним.

Ефективність теплового методу можна підвищити, забезпечивши циркуляцію між затрубним і трубним простором, але для цього потрібна велика кількість нафти.

В подальшому з метою забезпечення стабільної роботи свердловин і запобігання зниженню дебітів буде доцільним поступове переведення свердловин на періодичний газліфтний спосіб експлуатації.

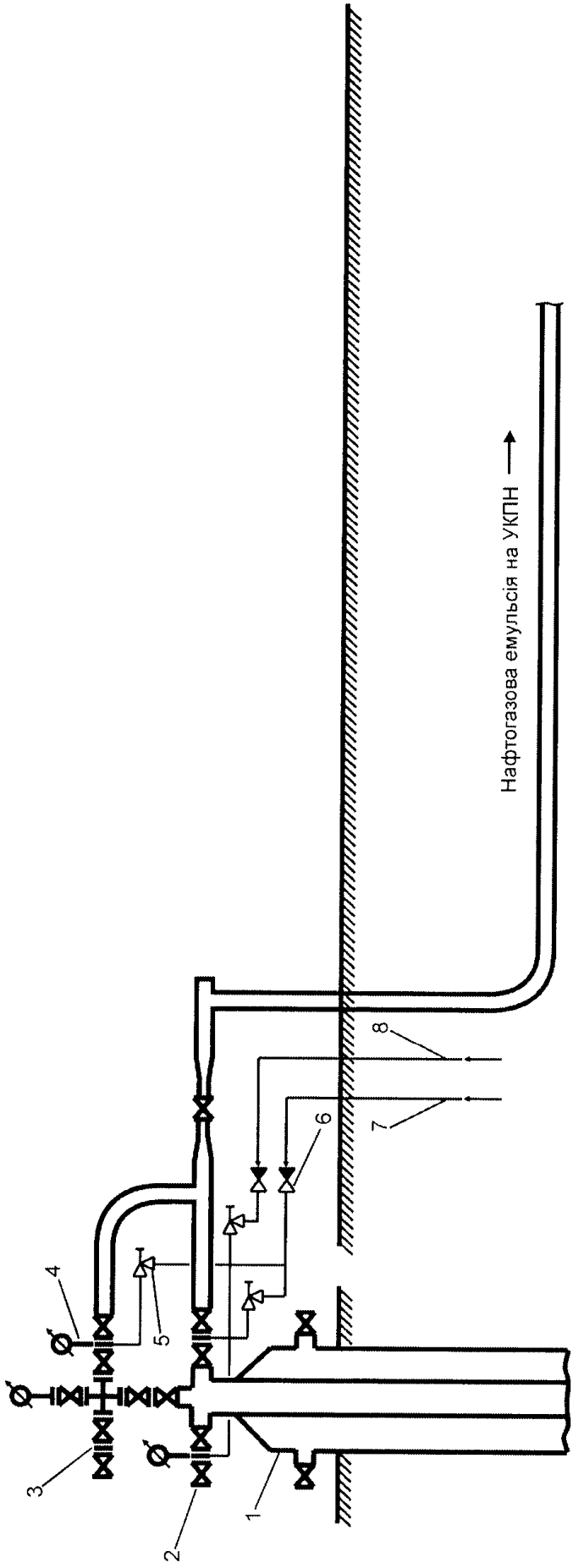
Для цього пропонується:

- опускання дворядових підіймальних труб, обладнаних газліфтними клапанами. Висока ефективність даного заходу пояснюється тепловою дією закачуваної нафти та недопущенням потрапляння відмитого парафіну із затрубного простору свердловини. Конструкція даного підйомника є високовартісною, однак дозволить суттєво зекономити об'єм закачуваної технологічної рідини при обробках і призведе до зменшення втрат видобутої рідини із пласта;

- встановлення газліфтних клапанів на існуючому однорядному підйомнику. В процесі закачування в НКТ економія технологічної рідини буде меншою, ніж у попередньому випадку, але не потрібно затрачати кошти на заміну існуючого однорядного підйомника дворядовим.

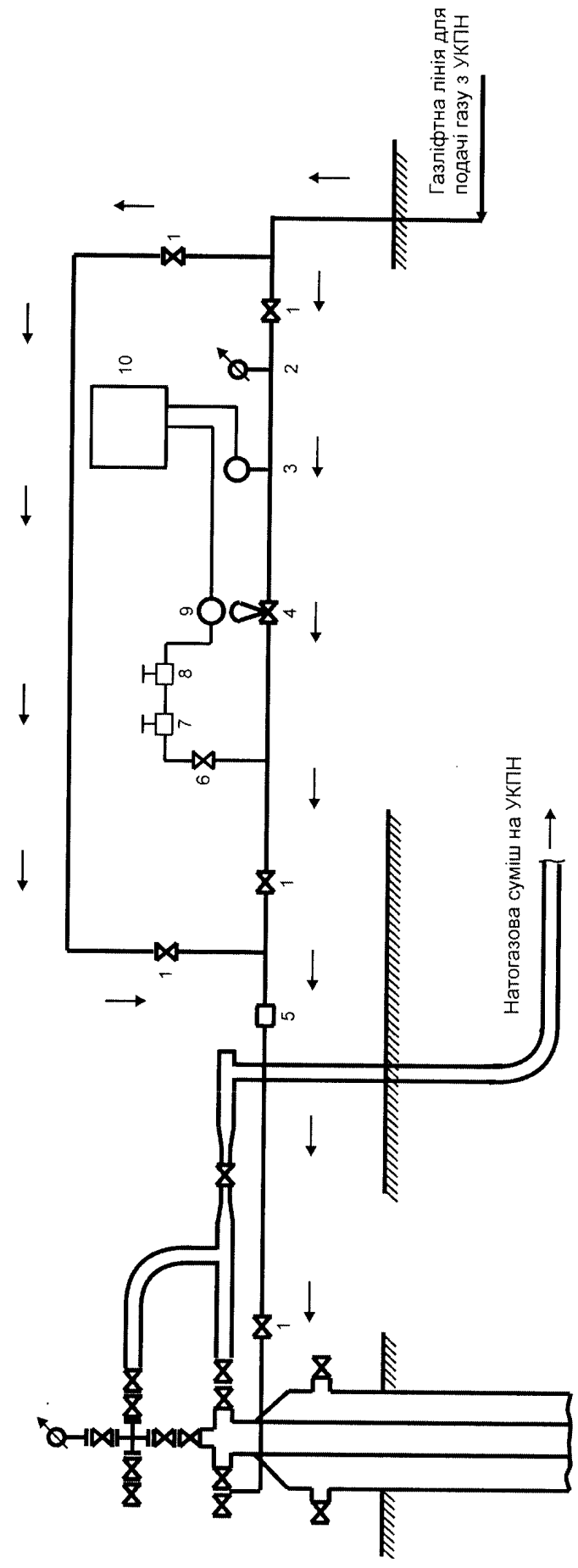
Із запропонованих заходів для стабільної роботи нафтових свердловин, останній для наших умов буде більш оптимальним, одже в даний час свердловини Юліївського НГКР експлуатуються фонтанним способом з використанням однорядного підйомника. Він є менш металоємним і дешевшим, забезпечує можливість вільного вибору діаметра і довжини підйомних труб, досягаються оптимальні умови ліфтування з дотриманням необхідного робочого режиму.

Газліфтний спосіб видобування нафти дозволить: отримати високі відбори рідини із свердловин за великих газових факторів; уникати додаткових ускладнень, які виникають при інших



1 – свердловина;
2 – засувка;
3 – проміжний фланець;
4 – манометр;
5 – кутовий вентиль;
6 – зворотний клапан;
7 – конденсатопровод (лінія для подавання конденсату в шлейф та затрубний простір);
8 – газліфтна лінія (лінія для подавання високонапірного газу в затрубний простір)

Рисунок 1 – Обв'язка гирла нафтової свердловини 8 Юліївського НГКР



1 – засувка Ду 50 Ру 160;
2 – манометр;
3 – електроконтактний манометр ЕКМ-ВЭ 16 рб;
4 – кран шаровий Ду 25 Ру 320 з головкою керування К-203;
5 – лічильник газу;
6 – вентиль ЗКС Ду 20 Ру 160;
7 – редуктор БКО-50М-1;
8 – редуктор РДФ-3;
9 – електромагнітний клапан КЕП 6,3
10 – шафа КВП

Рисунок 2 – Схема обв'язки гирла нафтової свердловини 8 Юліївського НГКР при періодичній газліфтній експлуатації

способах експлуатації; проводити дослідження і різного роду обробки привибійної зони пласта без підіймання обладнання; підвищити ступінь утилізації нафтового газу на УКПН; ефективно вирішувати питання одночасної роздільної експлуатації декількох пластів однією свердловиною; забезпечити високу надійність наземного обладнання та ін. Заслуговує на увагу простота регулювання режиму роботи свердловин, простота обслуговування та ремонту газліфтних свердловин і великий міжремонтний період їх роботи при використанні сучасного обладнання.

Слід відмітити, що газліфтний спосіб експлуатації має певні недоліки: високі одночасні питомі капітальні вкладення; відносно високі питомі енергетичні витрати на видобування рідини.

На даному родовищі капітальні вкладення будуть зменшені в зв'язку з тим, що до свердловин Центрального блоку Юліївського НГКР вже підведені газопроводи діаметром 57 мм для подавання газліфтного газу.

Насамперед пропонується перевести свердловину 8 Юліївського НГКР на періодичну газліфтну експлуатацію. В зв'язку з цим необхідно провести ревізію колони ліфтових труб, опустити НКТ з чотирма газліфтними клапанами на глибину 2500 м (згідно з результатами розрахункового та аналітичного методів). На рисунку 1 показано обв'язку гирла нафтової свердловини 8 Юліївського НГКР.

Для подавання газу до свердловини використовуватимемо кільцеву систему підйомника. В цьому випадку у затрубний простір нагнітатимемо газ високого тиску, який надходитиме на газліфтні клапани, в результаті чого рівень рідини в затрубному просторі буде знижуватися, а в НКТ - підвищуватися. Отже, щільність такої газорідинної суміші стає нижчою щільності рідини, що надходить з пласта, а рівень в НКТ буде підвищуватися. Чим більше буде введено газу, тим меншою буде густина суміші і тим на більшу висоту вона підніметься. При безперервному подаванні газу в свердловину рідина підніметься до гирла, і надійде в шлейф, а з продуктивного пласта надійде в свердловину нова порція рідини. Дебіт газліфтної свердловини залежатиме від кількості та тиску нагнітання газу, кількості газліфтних клапанів, глибини занурення НКТ в рідину, їх діаметра, в'язкості рідини і т.п.

Авторами пропонується автоматизувати подавання газліфтного газу на свердловину 8 після переведення її на експлуатацію періодичним газліфтним способом. Для цього на її гирлі необхідно змонтувати таке обладнання: засувки Ду 50 Ру 160, манометр, електроконтактний манометр ЕКМ – ВЭ 16 рб, кран шаровий Ду 25 Ру 320 з головкою керування К-203, лічильник газу, вентель ЗКС Ду 20 Ру 160, редуктор БКО-50М-1, редуктор РДФ-3, електромагнітний клапан КЕП 6,3; шафа КВП.

На рисунку 2 зображена схема обв'язки свердловини 8 Юліївського НГКР для експлуатації періодичним газліфтним способом.

Автоматизація подачі газліфтного газу на свердловину 8 ЮНГКР полягає в тому, що газ з УКПН поступає на гирло свердловини, де встановлено налаштований на P_{max} та P_{min} електроконтактний манометр (ЕКМ). З досягненням тиску P_{max} спрацьовує ЕКМ, і через промреле (шафи КВП), яке замикається, електричний сигнал подається на електромагнітний клапан КЕП 6,3 який відкривається, і через редуктори (БКО-50М-1, РДФ-3) подається імпульсний газ на пневмопривод крана шарового Ду 25 Ру 320 з головкою керування К-203, який відкривається. В цей момент газ тиском P_{max} проходить через кран шаровий Ду 25 Ру 320 і відтак поступає у затрубний простір на газліфтні клапани. При зниженні тиску до P_{min} спрацьовує ЕКМ, і через промреле (шафи КВП), яке розмикається, електричний сигнал знімається з електромагнітного клапан КЕП 6,3, який закривається. При цьому пневмосигнал знімається з пневмопривода крана шарового Ду 25 Ру 320 з головкою керування К-203. Цей кран також закривається, оскільки при нижчому тиску нижній газліфтний клапан не відриватиметься. Така технологія дозволить не постійно, а періодично подавати газ на свердловину у міру зниження тиску на вході в УКПН, накопичення статичного рівня рідини.

Впровадивши даний захід можна забезпечити стабільну роботу нафтових свердловин, ефективніше провести теплову обробку, тим самим значно збільшить термін між ними, а також раціональніше вести видобуток нафти. При досягненні позитивного результату доцільно буде дані пропозиції використати і на інших свердловинах Юліївського НГКР. В подальшому по закінченню експлуатації нафтових свердловин фонтанним способом перевести їх на періодичний газліфтний спосіб експлуатації.

Підводячи підсумки, слід вказати на необхідність проведення на свердловинах промислово-дослідницьких робіт з вивчення процесів, що супроводжують відкладання парафіну, як альтернативний підхід до вирішення даної проблеми.

Література

1 Комплексний проект розробки газоконденсатних та нафтових покладів Юліївського НГКР, звіт про НДР, за договором 100 ХГВ/2006-2006 (тема 51.272/2004-2006).

2 Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ [Текст]: підручник / В.С. Бойко. – 3-є доповнене видання. – К.: Реал-Принт, 2004. – 695 с. – ISBN 966-7327-93-0

3 Волков Л.Ф. Добыча и промысловый сбор парафинистых нефтей [Текст] / Л.Ф. Волков, Я.М. Каган, В.Х. Латыков и др. – М.: Недра, 1970.

Стаття надійшла до редакційної колегії 12.05.11
Рекомендована до друку професором ***Р.М. Кондратом***