

Виробничий досвід

УДК 622.276.43

ДОСЛІДЖЕННЯ ТА АНАЛІЗ УСКЛАДНЕНЬ У РОБОТІ СВЕРДЛОВИН МЕНІЛІТОВОГО ПОКЛАДУ ЛУКВИНСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА І МЕТОДИ БОРОТЬБИ З НИМИ

Д.О. Вольченко, Р.С. Скрипник

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: public@nuing.edu.ua

Проаналізовано основні ускладнення, що виникають у процесі експлуатації видобувних свердловин менілітового покладу Луквинського нафтового родовища. Розглянуто основні чинники, що впливають на інтенсивність асфальто-смолистих парафінових відкладень. Наведено основні методи боротьби з ними.

Ключові слова: експлуатація свердловин, ускладнення при роботі свердловин, асфальто-смолисті парафінові відкладення, методи боротьби з ускладненнями

Rассмотрены основные осложнения, возникающие в процессе эксплуатации добывающих скважин менілітовой залежи Луквинского месторождения. Рассмотрены основные факторы, влияющие на интенсивность асфальто-смолистых парафиновых отложений. Приведены основные методы борьбы с ними.

Ключевые слова: эксплуатация скважин, осложнения в работе скважин, асфальто-смолистые парафиновые отложения, методы борьбы с осложнениями

In the article there are the analysed basic complications which arise up in the process of work of extractive mining holes of menilitov to the bed of the Lukva oilfield. Considered basic factors which affect intensity of asphalt-tenoresinoparaffin deposits. Resulted basic methods of fight against them.

Keywords: exploitation of mining holes, complication, asphalttenoresinoparaffin deposits, methods of fight against complications.

Основними видами ускладнень у процесі експлуатації видобувних свердловин менілітового покладу Луквинського нафтового родовища є відклади парафіну, смол в НКТ і на насосних штангах. Парафіністі і смолисті компоненти в нафті складають близько 12% (за вказаними компонентами відповідно 9% і 3%). Інтервал відкладів парафіну і смол в трубах і на насосних штангах коливається в межах 0-1000 м.

В процесі експлуатації свердловин Луквинського родовища виникають такі ускладнення:

- 1) відкладення асфальтено-смолистих-парафінових речовин;
- 2) винесення піску із пласта;
- 3) піщано-гематитні пробки;
- 4) утворення сульфат відновлювальних бактерій.

Відклади парафіну зменшують прохідний переріз НКТ і нафтопроводів та створюють додаткові опори руху свердловинної рідини, що підвищує протитиск на вибій фонтанних свердловин і насоси в глибинно-насосних свердловинах. Унаслідок цього зменшується приплив

рідини до вибою свердловин, а в глибинно-насосних свердловинах знижується продуктивність свердловинних насосів через збільшення витікання рідини крізь щілини в парі “плунжер-циліндр” і клапанах. Відклади парафіну присутні в НКТ, на експлуатаційних колонах і викидних нафтопроводах свердловин. На деяких свердловинах Луквинського родовища (№6-Л, 27-Л, 37-Л, 73-Л та ін.) існують природні умови для випадання парафіну у привибійній зоні.

В табл. 1 наведено заходи щодо запобігання ускладнень під час експлуатації існуючого фонду експлуатаційних свердловин Луквинського родовища.

Відкладення парафінів у порах пластів, на стінках підйомного обладнання та викидних лініях зумовлено переважно фізико-хімічними властивостями нафти Луквинського родовища, такими як: високий вміст парафінів (до 12%) і температурою його кристалізації (від 33 до 35°C), що наближена до пластової (від 38 до 41°C). Основне зниження температури в пласті на 7-10°C відбувалось у перші роки експлуатації родовища через різке падіння пластового

Таблиця 1 – Заходи щодо запобігання ускладненням у процесі експлуатації свердловин Луквинського родовища

Необхідні заходи	Обсяг застосування
Запобігання відкладенню парафіну в НКТ шляхом закачування в свердловини реагентів: СНПХ – 7220; ДПФ – 1; ПАФ – 13; Азолят – 7 та ін.	На всіх безперервно працюючих свердловинах
Пропарювання НКТ і насосних штанг для очищення від парафіну	На всіх безперервно працюючих свердловинах
Запобігання відкладенню солей в НКТ шляхом закачування в свердловини інгібіторів: НТФ; ПАФ; ЮМС та ін.	У свердловинах з можливим відкладенням солей

тиску від 14,5 до 10,3 МПа (по основному горизонту МЛ-2), що є значно нижчим від тиску насичення нафти газом ($P_{нас}=14,5$ МПа).

Принципи і умови випадіння парафіну є такими:

1) випадіння (кристалізація) твердих вуглеводнів за рахунок зниження температури потоку рідини при піднятті її до стовбура свердловин;

2) наявність у видобувній рідині асфальто-смолистих компонентів, що збільшують міцність парафінових відкладів;

3) низькі швидкості піднімання рідини стовбуром свердловин, в результаті чого відбувається прискорене зниження температури і кристалізація парафіну. Утворені кристали парафіну дуже погано змиваються з поверхні труб і штанг потоком рідини;

4) виникнення і ріст кристалів безпосередньо на металевій поверхні труб і штанг.

Чинники, що впливають на інтенсивність асфальто-смолистого парафінового відкладення (АСПВ). Існує значна кількість наукових досліджень, присвячених механізму формування парафінових відкладень в свердловинах. Найбільш відомими є праці П.П. Галонського, С.Ф. Люшина, Н.Н. Ріпина, В.А. Расказова, В.П. Тронова.

Дослідження вчених і практиків дали змогу виявити основні чинники, що впливають на парафіноутворення:

- зниження тиску в області вибою і пов'язане з цим порушення гідродинамічної рівноваги газорідинної системи;

- інтенсивне газовиділення;

- зменшення температури в пласті і стовбурі свердловини;

- зміна швидкості руху газорідинної суміші і окремих її компонентів;

- змішаний склад вуглеводнів в кожній фазі;

- співвідношення об'ємів фаз.

Основними умовами, які спричиняють парафіноутворення, є: зниження тиску і температури, а також розгазування нафти. Дослідниками встановлено, що:

- вміст парафіну в масі відкладень зростає знизу вгору, досягаючи максимуму біля гирла свердловини; об'єм, що залишився, включає нафту, смолянисті речовини, воду, механічні домішки;

- температура плавлення парафіну зменшується знизу вгору, тобто в нижній частині підйомника випадають більш тугоплавкі кристали;

- за період повного запафінення труб відкладення парафіну складають 0,5-1,0% (за масою) до кількості видобутої нафти і 6-15% (за масою) до парафіну, що накопичився у нафті;

- у свердловинах відкладення твердого парафіну відбувається за тиску 4,5-7,0 МПа і температури 33-35°C, а початок інтенсивного парафіноутворення перебуває в області з тиском 2,5-2,6 МПа і температурою 22-23°C;

- гідрофільний характер поверхні сприяє зменшенню інтенсивності прилипання парафіну. На змочуваність поверхні впливає ступінь дисперсності води в нафті. Із збільшенням дисперсності емульсій змочуваність поверхні погіршується;

- фізичні властивості самих парафінів чинять вплив на інтенсивність відкладень. Так, чим вищою є тугоплавкість парафіну, тим більшими є зчеплюваність кристалів один з одним і їх здатність до прилипання.

Зазначені чинники взаємодіють між собою в свердловині, у більшості випадків підсилюючи процеси виділення парафіну із суміші і його відкладення на трубах і устаткуванні.

На думку багатьох учених, визначальним чинником, що впливає на парафіноутворення, є зниження температури вздовж стовбура експлуатаційної свердловини.

Як свідчать лабораторні дослідження, на інтенсивність утворення відкладень парафіну впливає виділення і поведінка газових бульбашок в потоці.

Встановлено, що газові бульбашки мають здатність флотувати зважені частинки парафіну.

Вплив шорсткості стінок труб на інтенсивність відкладення АСПВ розглянуто у працях В.А. Расказова, В.Я. Міронова та ін. Виступи на поверхні труб є вогнищами вихроутворення і сповільнювачами швидкості руху рідини біля стінки труби. Це спричинює утворення центрів кристалізації відкладень, прилипання до поверхні труб, застрягання між виступами і западинами поверхні.

Відомо, що нафти мають у своєму складі поверхнево-активні речовини, природа яких є різною. До ПАР відносяться нафтові кислоти, смоли і асфальтени. Саме вони, контактуючи з поверхнею труб, модифікують її, створюючи

Таблиця 2 – Класифікація хімічних реагентів за механізмом дії

Тип хімічного реагенту	Механізм дії	Ефект
Розчинник	Зміна поверхневих властивостей маси АСПВ	Зниження сил зчеплення частин АСПВ з поверхнею труб і обладнання. АСПВ видаляються з потоком нафти
	Розчинення маси АСПВ	АСПВ видаляються в розчиненому стані з розчинником
Інгібітор (диспергатор)	Диспергування АСПВ	Утворення тонкодисперсної системи, яка виноситься з потоком нафти
	Зміна реологічної характеристики нафти	Покращення несучої властивості потоку нафти, що інтенсифікує видалення АСПВ
Інгібітор (присадка)	Гідрофілізація поверхні труб і обладнання	Зниження адгезійної властивості поверхонь потоком нафти, що спричиняє видалення АСПВ

перший адсорбційний шар, що визначає процес парафіноутворення.

Окрім того, відмічено вплив природних ПАВ на температуру насичення парафіном нафти. Так, за масової концентрації асфальтенів до 0,5% температура насичення розчину парафін-гас-бензол знижується на 2°C, а зі збільшенням концентрації до 1% температура насичення розчину зростає, надалі, до 5% – не змінюється.

Усі методи боротьби з АСПВ поділяються на 4 групи:

- механічне видалення АСПВ з поверхні труб і обладнання (механічні шкребки);
- нанесення захисних покриттів на поверхні;
- теплова обробка продукції свердловин;
- хімічна обробка продукції свердловин.

Але, як видно з табл. 1, до теперішнього часу на промислах Прикарпаття проблема боротьби з парафінистими відкладами розв'язується, переважно, тепловими методами. Проте такий підхід призводить до великих матеріальних і трудових витрат. Наприклад, для проведення однієї термообробки в свердловинах Луквинського родовища необхідно мати одну-дві паротеплові установки, дві автоцистерни з теплоносієм і бригаду робітників. Одна операція триває одну робочу зміну. Якщо врахувати, що періодичність теплових обробок становить в середньому 30-35 днів, а кількість свердловин, що продукують нафту – 43, то застосування цього методу в умовах Луквинського родовища стає недоцільним. Тому в умовах Прикарпатських родовищ, що видобувають високопарафінисту нафту, нарізла необхідність у впровадженні більш рентабельних методів видалення парафінистих відкладів у привибійній зоні і в свердловині загалом.

Такими методами є хімічні методи депарафінізації за допомогою різних хімічних реагентів і композицій на їх основі. Практика застосування цих методів на промислах країни засвідчила їхню доцільність і рентабельність. Проте індивідуальність підходу до вибору хімічних реагентів і композицій на їх основі зумовлює

необхідність глибшого і детальнішого підходу до вибору найефективніших з них. Класифікацію хімічних реагентів за механізмом дії наведено в табл. 2.

Найбільшого розповсюдження набули інгібітори-диспергатори внаслідок їхньої високої ефективності і технологічності. Об'єм впровадження інгібіторів-розчинників також зростає, оскільки вони є більш економічними порівняно з тепловими методами видалення АСПВ. Інгібітори-присадки відрізняються тривалою дією за невеликих концентрацій. Як присадки, що запобігають випадінню парафіну, застосовують полімерні сполуки.

Хімічні реагенти для боротьби з АСПВ вводять безперервно, періодично або одноразово.

Хімічні реагенти вводять згідно з планом обробки:

- у привибійну зону пласта нафтової свердловини;
- на вибій свердловини;
- на прийом насоса або башмака газліфтних або фонтанних труб;
- на гирлі;
- в замірні насосні і технологічні промислові установки;
- в об'єкти зберігання нафти;
- в головні споруди магістральних нафтопроводів.

Найбільш ефективним є подавання реагенту на вибій, оскільки тоді обробці піддається вся поверхня свердловини та її викидні лінії. При подаванні хімічного реагенту на гирло свердловини хімічній дії піддаються наземні комунікації, а не свердловина.

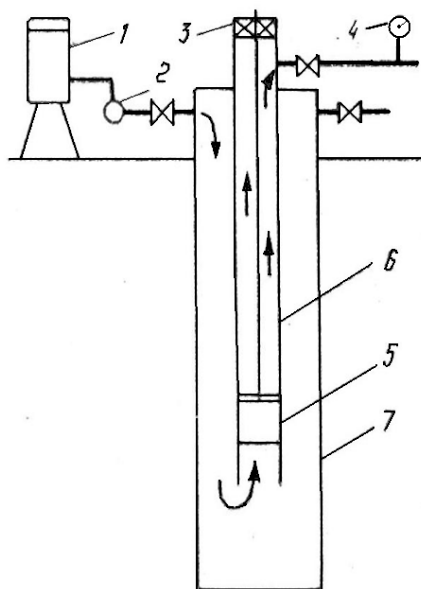
Вибір місця подавання визначається конкретними задачами, які можуть змінюватись у міру розробки і в залежності від способу експлуатації свердловини, фізико-хімічних властивостей продукції, термодинамічних умов та ін.

При інтенсивному відкладенні неорганічних солей і необхідності захисту від корозії відповідні інгібітори доцільніше подавати на вибій свердловини.

Література

При інтенсивному емульгуванні нафти в свердловині потрібне подавання хімічного реагенту до місця, в якому відбувається диспергування середовища. Оптимальною точкою подавання, наприклад, в насосній свердловині, є прийом зануреного насоса. Це зумовлено, поперше, тим, що основним джерелом створення стійких водонафтових емульсій у свердловині є занурений насос. По-друге, подавання хімічного реагенту на прийом насоса або до башмака газліфтних чи фонтанних труб здійснюють досить ефективно і з невеликими витратами.

На рис. 1 наведено схему подавання хімічного реагенту в затрубний простір свердловини, обладнаної свердловинним насосом. Дозувальним насосом реагент із ємності подають в затрубний простір і далі на прийом свердловинного насоса. Швидкість подавання поверхнево-активної речовини на прийом насоса зростає зі збільшенням об'єму і густини речовини.



1 – ємність з розчином; 2 – дозувальний насос;
3 – штанга; 4 – манометр; 5 – насос; 6 – НКТ;
7 – експлуатаційна колона

Рисунок 1 – Схема установки для подавання хімічного реагенту в затрубний простір

Основним елементом подавання реагенту на прийом насоса через затрубний простір є насос-дозатор. Широкого застосування набув насос-дозатор типу НДУ-50/150. Цей дозатор застосовують також на об'єктах і комунікаціях системи збору, підготовки і транспортування нафти і товарних парках.

Унаслідок подавання хімічного реагенту істотно (на 9-15 °С) підвищилася початкова температура насичення пластової нафти парафіном. Проте температура може знижуватися в пласті і в привибійній зоні продуктивних пластів під час розкриття, освоєння та експлуатації свердловин. Це створює передумови для осадження АСПВ у привибійній зоні продуктивного пласта і зниження його проникності [1, 2, 3].

1 Косенко В.І. Уточнена технологічна схема розробки Луквинського родовища: звіт ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта”, дог. 00/48. – Івано-Франківськ, 2001. – 100 с.

2 Галонский П.П. Борьба с парафином при добыче нефти / П.П. Галонский. – М.: Гостехиздат, 1965. – 165 с.

3 Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук; за заг. ред. докторів технічних наук. – К.: Львів, 1996. – 620 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
14.05.10

Рекомендована до друку професором
Кондратом Р.М.