

ЗАПОБІГАННЯ ВІДКЛАДАННЮ АСФАЛЬТЕНОСМОЛО-ПАРАФІНОВИХ ВІДКЛАДІВ У СТОВБУРІ СВЕРДЛОВИНИ

В.Д.Середюк, Л.О.Книш

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

Проаналізовано методи запобігання і боротьби з асфальтеносмолопарафіновими відкладеннями в нафтових свердловинах. Обґрунтовано оптимальний метод для умов нафтових родовищ України. Запропоновано ефективну технологію боротьби з асфальтеносмолопарафіновими відкладеннями із використанням композицій хімічних реагентів, в тому числі вуглеводневих розчинників.

Ключові: АСПВ, АСПР, концентрація, парафін, ПАР, депресорна дія, нафта, родовище, свердловина, НКТ, кристалізація парафінів, інгібітор, відмивання парафінових відкладень, депарафінізація, розчинники

Проанализированы методы предотвращения и борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями в нефтяных скважинах. Обоснован оптимальный метод для условий нефтяных месторождений Украины. Предложена эффективная технология борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями с использованием композиций химических реагентов, в том числе углеводородных растворителей.

Ключевые: АСПО, АСПВ, концентрация, парафин, ПАВ, депрессорное действие, нефть, месторождение, скважина, НКТ, кристаллизация парафинов, ингибитор, отмывание парафиновых отложений, депарафинизация, растворители.

The methods of prevention and fighting asphalt-resin-paraffin deposits in oil wells are analyzed. The optimal method for the conditions of oil fields of Ukraine is substantiated. The efficient technology of fighting asphalt-resin-paraffin deposits by using the compositions of chemical reagents including hydrocarbon solvents is proposed.

Keywords: ARPD, ARPS, concentrations, paraffin, surfactant, depression action, oil, field, well, tubing, crystallization of paraffins, inhibitor, washing of paraffin, deposits, deparaffinization solvents

Проблема запобігання відкладанню і видалення асфальтоссмолопарафінових відкладів (АСПВ) була і залишається надзвичайно актуальною проблемою в практиці експлуатації нафтових свердловин, оскільки призводить до частих зупинок свердловин з метою очищення глибинного обладнання від відкладів, до істотних витрат на депарафінізацію і поточний ремонт свердловин, а також до зниження видобутку і значного недобору та втрат нафти. З досвіду експлуатації свердловин в умовах нафтових родовищ України відомо, що близько 30–35% всіх зупинок свердловин для виконання поточних ремонтів відбувається внаслідок відкладення парафіну на поверхні насосно-компресорних труб (НКТ), що неминуче призводить до зменшення діаметра прохідного перерізу труб і зниження дебітів свердловин внаслідок відмов штангових свердловинних насосних установок та іншого обладнання.

Основними чинниками, що зумовлюють утворення АСПВ, є:

- компонентний склад нафти, тобто концентрація асфальтенів, смол і парафінів;
- зниження температури рідини до температури початку кристалізації парафіну;
- обводненість свердловини та ймовірність утворення емульсії;
- зниження тиску вздовж стовбура свердловини до тиску насичення і подальше розгазування нафти;
- швидкість висхідного потоку рідини та його режим;
- шорсткість стінок труб і наявність механічних домішок.

Одним з головних чинників, що визначають умови зародкоутворення і кристалізації осадів, які, у свою чергу, впливають на формування АСПВ, є концентрація парафінів. Проте, з літературних джерел стає очевидним, що істотну роль відіграють також асфальтени і смоли, які впливають на структуру відкладів [1]. Визначальним чинником при цьому є відношення концентрації асфальтенів (або асфальтенів та смол) до концентрації парафінів.

Чинником, що сильно впливає на здатність утворення АСПВ на поверхні труб, поряд зі зміною температури, є також швидкість потоку рідини. Вона визначає гідродинамічний режим. Відомо, що за дебітів нафти понад 70 т/добу парафінові відклади не спостерігаються [1, 2]. Істотно впливають на утворення відкладів характеристики поверхні: значна шорсткість поверхні (висота гребенів 7–9 мкм і більше) сприяє утворенню АСПВ, а висока полярність поверхні труб, навпаки, перешкоджає цьому.

Кількість парафіну у міру наближення до гирла свердловини зростає за рахунок інтенсивнішого переходу з рідкої фази в тверду, а також винесення його на оболонках газових бульбашок шарів рухомої нафти, де він кристалізується. Крім того, виявляється, що температура плавлення парафіну, що утворюється, зменшується в напрямку від нижньої частини колони до верхньої, тож можна дійти висновку, що у верхній частині колони НКТ відбувається відкладення менш термостійких парафінів, а в нижній – більш тугоплавких. Це необхідно враховувати у ході проведення операцій з депарафінізації свердловинного обладнання. Особ-

ливу увагу необхідно також звернути на те, що АСПВ можуть зустрічатися на зовнішній поверхні НКТ і на внутрішній поверхні експлуатаційної колони. Під час проведення депарафінізації підземного обладнання в цьому випадку (закачування технологічної рідини в затрубний простір) може виникнути нова проблема – парафін, відмитий з місць свого початкового відкладення може осідати нижче, а відтак потрапляти на вхід насоса, викликаючи засмічення плунжера, циліндра, клапанів насоса та закупорювання НКТ з подальшим заклинюванням насоса свердловини і утворенням парафінової кірки, яка може повністю перекрити переріз труб (при цьому нові відклади парафіну на внутрішній поверхні НКТ запропоновано називати “вторинними”) [3].

Ці міркування та твердження вказують на необхідність запобігання відкладанню та видалення АСПВ. Вибір методу очищення стовбура свердловини та іншого промислового обладнання від парафінів проводиться на основі експериментальних досліджень з урахуванням досвіду та практики експлуатації свердловин в умовах конкретного нафтового родовища. Основним критерієм при цьому є вартість процесу очищення. Істотне значення має технічна оснащеність промислу та наявність розвинутого допоміжного господарства (наявність на промислі майстерень, котелень та ін.).

Незважаючи на різноманітність методів запобігання відкладанню та видалення АСПВ у свердловинному обладнанні, за технологічною ознакою вони можуть бути поділені на такі групи :

- розплавлення АСПВ шляхом нагрівання (закачування гарячої води, пари, нафти, застосування нагрівальних кабелів і т.д.);
- механічне видалення АСПВ зі стінок труб за допомогою шкребків (стаціонарних або рухомих);
- розчинення відкладів різними розчинниками;
- запобігання утворенню відкладів та боротьба з ними з використанням інгібіторів парафіноутворення, поверхнево-активних речовин (ПАР) та інших реагентів (в тому числі ПАР-вилучувачів парафіну (технічних миючих засобів), змочувачів та інгібіторів детергуючої, диспергуючої та депресорної дії (депресаторів) та ін.).

Останні методи запобігання та боротьби з відкладами парафінів виділені в окрему групу. Оскільки вже накопичено значний досвід з їх використання, вони вважаються досить надійними, одними з найекономічніших та найефективніших. Ці методи постійно удосконалюються. Вони відносяться до фізико-хімічних і можуть застосовуватись як для запобігання, так і для боротьби з АСПВ.

Крім згаданих методів застосовують також магнітні депарафінізатори (магнітний спосіб запобігання утворенню АСПВ), різні покриття внутрішньої поверхні труб (лаки, емалі, скло та ін.) та поєднання декількох методів (комплексні методи).

Механізм дії хімреагентів детергуючої, модифікуючої, диспергуючої та депресорної дії щодо запобігання відкладенню парафіну полягає в тому, що в присутності води хімреагент (ПАР) контактує з мікрочастинками парафіну, змочує їх, призводить до олеофобізації труб та запобігає злипанню мікрочастинок парафіну та відкладанню їх на стінках труб. Фактично, введення до потоку нафти таких реагентів призводить до того, що парафін виділяється не на внутрішній поверхні свердловинного обладнання, а всередині об'єму (завдяки диспергуючій, модифікуючій, змочуючій та солюбілізуючій здатності).

Заслугує значної уваги метод запобігання та боротьби з відкладеннями парафінів покриттям внутрішніх поверхонь НКТ і викидних труб лаками, емалями, склом та ін. матеріалами. Цей метод є профілактичним заходом, спрямованим на запобігання утворенню АСПВ на поверхні обладнання. Практика свідчить, що парафін випадає на покритій склом або лаком поверхні в обмеженій кількості, слабо утримується на ній і легко змивається потоком нафти. Це пояснюється невеликими силами зчеплення між частинками парафіну і гладкою поверхнею покриття, поганою змочуваністю поверхні покриття нафтою та діелектричними властивостями покриттів (завдяки чому частинки парафіну, що володіють електричним зарядом, не можуть взаємодіяти з металом труб).

З наведеного аналізу випливає, що для умов родовищ України, згідно яких відібрано зразки відкладів, найдоцільніше для боротьби з АСПВ застосували хімічний метод, тобто використали розчинники та інгібітори утворення АСПВ, оскільки цей метод є найбільш економічним, вигідним, доступним і освоєним, а також поєднання хімічного методу (використання розчинників та інгібіторів утворення АСПВ) з тепловим методом.

Механізм дії хімічних реагентів на АСПВ залежить здебільшого від їх ступеня розчинення, диспергування, модифікації силами, зміни термобаричних умов кристалізації та гідрофілізації поверхні осідання. Підбір реагентів для запобігання відкладанню АСПВ для кожного родовища індивідуальний. Навіть на окремих свердловинах одного родовища підбір здійснюється після вивчення умов відкладання фізико-хімічного складу, відкладів, що зумовило використання значної кількості, рекомендованих реагентів і технологій по використанню на родовищах України.

Особливу увагу необхідно звертати на вибір ефективних реагентів і технологій для очищення порового простору пластів у привибійній зоні від АСПВ. Необхідно також враховувати те, що випадання АСПВ у пласті – це процес незворотний. Підняття тиску і температури в пласті, навіть вище критичних, не забезпечує повного відновлення фільтраційних характеристик пласта. Тому основні підходи до вибору реагентів та їх сумішей спрямовані на досягнення найвищої ефективності розчинення АСПВ. Ця умова забезпечується використан-

ням сумішей реагентів. При обґрунтуванні об'єму розчинника, як правило, виходять з умови його надлишку (щоб запобігти утворенню високов'язких бар'єрів). З промислової практики рекомендується оптимальна кількість розчинника в межах 2–5 м³ на 1 м товщини пласта [2].

Одним з найважливіших показників ефективності розчинника є час контакту розчинника з АСПВ. Наприклад, якщо процес розчинення АСПВ – дифузійний за температур менше 45°C, то період контакту повинен бути не менше 9–12 годин.

Технологія очищення обладнання полягає в тому, що на вибій свердловини постійно (або періодично) подається реагент. Дозування в кожному конкретному випадку визначається індивідуально.

При утворенні АСПВ у поровому просторі для депарафінації переважно застосовують розчинники. Якщо неявна інформація про термобаричний стан пласта і нафти, то на початковій стадії розробки покладу можна використовувати реагенти-депресатори та модифікатори.

Депресатори змінюють термодинамічні умови кристалізації парафіну, а модифікатори дають змогу системі втримувати парафін у завислому стані, який разом з потоком рідини вивозиться з порового простору пласта.

Для депресорної дії на високов'язкі нафти можуть використовуватись реагенти на основі суміші сополімерів ефірів малеїнової кислоти і вінілацетату з алкільними радикалами. Проведені УкрНДІгаз дослідження [4] показали високу ефективність цих реагентів і те, що присутність у нафті асфальто-смолистих сполук посилює депресорну дію реагенту. Результати досліджень свідчать також про те, що на ефективність дії інгібітора впливають не тільки певні співвідношення між концентрацією парафіну та смол і асфальтенів у нафті, але і будова та розмір молекул вуглеводнів парафінового ряду.

Як розчинники АСПВ в Україні та країнах СНД і близького зарубіжжя найчастіше використовуються широка фракція легких вуглеводнів, гексанові фракції, етилбензолна фракція, гас, дизельне паливо, газовий бензин, конденсат, а також спирти (метанол, етанол), кислоти (соляна, сірчана кислота) та луѓи (їдкий натр).

Як інгібітори утворення АСПВ, як правило, використовують такі реагенти, як СНПХ-7212, СНПХ-7215, СНПХ-7401, СНПХ-7410, СНПХ-7202, ГДПЕ-064, ВЕС-501, елокеополімер, ЕСА-841, дїпроксамін-157, поліакриламід, відходи виробництва ізопропілового спирту тощо.

Досить ефективними інгібіторами парафіновідкладеннями є аніоноактивні та неіоногенні ПАВ[5]. З урахуванням цього в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу були проведені лабораторні дослідження з вивчення відмивання парафінових відкладів різними реагентами та їх композицій. За результатами проведених досліджень були підібрані такі композиції хїмреагентів: композиція № 1 – розчинник уайт-спїріт

(ГОСТ 3134-78), хїмреагент А, композиція № 2 – конденсат, хїмреагент Б, композиція № 3 – конденсат, хїмреагент В та композиція № 4 – конденсат, хїмреагент С. Досліди проводились за температури 50°C.

Для проведення досліджень із визначення відсотка відмивання парафінових відкладень відібрану пробу АСПВ просушували у сушильній шафі за температури 50°C до постійної маси, далі охолоджували її в ексікаторі протягом 30 хвилин і зважували. Потім відкладення клали у посудину із досліджуванним реагентом (композицією хїмреагентів) за температури 50°C. Кількість відкладення і реагенту брали у співвідношенні 1 : 50. Через 1 годину зразка (проби) відкладення виймали із розчинника, повторно висушували до постійної маси за температури 50°C, витримували ексікаторі 30 хвилин і знову зважували. За різницею маси визначали відсоток відмивання парафінових відкладень за формулою

$$C_6 = \frac{m_0 - m_1}{m_0} \cdot 100\%, \quad (1)$$

де: C_6 – відсоток відмивання відкладу АСПВ за відповідний проміжок часу (1, 2, 3, 4, 5, 6 годин), %; m_0 – початкова маса відкладу АСПВ, г; m_1 – маса відкладу АСПВ після дії реагента-розчинника, г.

Потім досліди повторювали з тією самою пробою АСПВ для часу 2, 3, 4, 5 і 6 годин.

Результати дослідів (табл. 1) свідчать про те, що найкращими відмиваючими (розчинюючими) властивостями з-поміж розглянутих композицій хїмреагентів володіє композиція № 2, що являє собою розчин конденсату, метанола і ПАВ сульфанола. Для цієї композиції процент відмивання відкладу АСПВ для тривалості досліду 6 год на 3,62% більший від проценту відмивання відкладу АСПВ композицією № 4.

Таблиця 1 – Результати дослідів з визначення відсотка відмивання відкладу АСПВ

Тривалість досліду Т, год	Процент відмивання відкладу АСПВ різними композиціями хїмреагентів, %			
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4
0	0	0	0	0
1	30,71	42,86	36,61	39,55
2	47,88	58,7	51,13	54,46
4	70,79	81,48	74,07	78,2
6	78,42	90,21	82,63	86,59

Перспективи і напрямки удосконалення даного методу запобігання та боротьби із АСПВ полягають у пошуку дешевих хїмреагентів (відходи хїмічного виробництва), що в результаті призведе до здешевлення технології боротьби із АСПВ в умовах промислу.

Література

1 Ибрагимов Н.Г. Совершенствование методов защиты колонны НКТ от асфальто-смолопарафиновых отложений на промыслах Татарстана / Н.Г.Ибрагимов // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 6. – С. 110–112.

2 Волков Л.Ф. Добыча и промысловый сбор парафинистых нефтей / Волков Л.Ф., Я.М. Каган, В.Х. Латыпов. – М.: Недра, 1970.

3 Минеев Б.П. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти / Б.П.Минеев, О.В.Болигатова // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 12. – С. 41–43.

4 Введення в розробку нафтових горизонтів Личківського НГКР з використанням інгібітору ПНІТ-1 для депресорної дії на високов'язкі нафти / І.І.Ярошенко, Б.Б.Синюк, С.О.Кисельова, В.М.Сливканич // Збірник наукових праць науково-практичної конференції “Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України” (18–21 листопада 2003). – Івано-Франківськ, 2003. – С. 247–252.

5 Испытание химических реагентов для борьбы с парафиноотложениями на Ромашкинском месторождении / А.А.Гречухина, О.Ю.Мичурина // Интенсиф. хим. процессов перераб. нефт. компонентов. – 1988. – С. 19–23.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
09.11.09*

*Рекомендована до друку
за результатами Міжнародної конференції
професором В. С. Бойком*