

Дослідження впливу реагентів на зниження температури застигання нафти

© **А.П. Мельник**
д-р техн. наук
С.В. Кривуля
канд. геол. наук
С.Г. Малік
канд. техн. наук
Д.О. Дегтярьов
УкрНДІгаз

УДК 66.061.16

Досліджено вплив сумішей газового конденсату та Асперолу на температуру застигання нафти Личківського, Наріжнрянського та Скворцівського НГКР. Доведено, що для кожної нафти необхідно окремо підбирати співвідношення інгібітору АСПВ із газовим конденсатом.

Ключові слова: нафта, реагент Асперол, газовий конденсат, температура застигання.

Исследовано влияние смесей газового конденсата и Асперола на температуру застывания нефти Лычковского, Нарижнянского и Скворцовского НГКМ. Доказано, что для каждой нефти необходимо отдельно подбирать соотношения ингибитора АСПО с газовым конденсатом.

Ключевые слова: нефть, реагент Асперол, газовый конденсат, температура застывания.

Influence of gas condensate blends and "Asperol" on solidification temperature of oil from Lychkivske, Narizhnianske and Skvortsivske fields has been researched. It has been proved that ratio of gas condensate and "Asperol" reagent should be determined for each type of oil individually.

Key words: oil, "Asperol" reagent, gas condensate, solidification temperature.

Важливим фактором енергозабезпечення країни є не лише приріст видобутку вуглеводневої сировини з нововведених родовищ, а й підтримання на належному рівні видобувних можливостей діючого фонду свердловин. У загальному балансі розроблюваних родовищ переважають родовища, які вступили в пізню стадію розробки і, як наслідок, спостерігається значне погіршення їх структури, збільшення частки важковидобувних запасів нафти, обводнення пластів і продукції свердловин [1]. Одним із таких є Личківське родовище Перещепинського ЦВНГК. Там під час видобування парафінистих нафт серйозною проблемою, що призводить до ускладнення в роботі свердловин, нафтопромислового обладнання та трубопровідних комунікацій, є утворення асфальтосмолопарафінових відкладень (АСПВ). У результаті зменшується живий перетин ліфтової колони, що призводить до зниження її пропускної здатності, зменшується поточний дебіт свердловин, знижується їх продуктивність [1].

Практика видобування нафти на промислах показує, що основними ділянками накопичення АСПВ є насоси свердловин, підйомні колони в свердловинах, шлейфи свердловин, резервуари промислових збірних пунктів. Найбільш інтенсивно АСПВ відкладаються на внутрішній поверхні підйомних труб свердловин. У викидних лініях їх утворення посилюється у зимовий час, коли температура повітря стає значно нижчою від температури газонафтового потоку [2].

На утворення АСПВ також впливають: зниження тиску на вибої свердловини і пов'язане з цим порушення гідродинамічної рівноваги газорідинної системи; інтенсивне газовидалення; зменшення температури в шарі та стовбурі свердловини; зміна швидкості руху газорі-

динної суміші та окремих її компонентів; склад вуглеводнів у кожній фазі суміші; співвідношення між фазами; стан поверхні труб. Із зростанням швидкості руху нафти інтенсивність відкладень спочатку збільшується, що пояснюють посиленням турбулізації потоку [3]. Інтенсивність утворення АСПВ залежить від переважання одного або декількох факторів, які можуть змінюватися з часом і глибиною, тому кількість і характер відкладень не є постійними [4].

На сьогодні універсальних методів видалення і запобігання утворенню АСПВ не існує. Аналіз експериментальних даних показує, що одним із найбільш ефективних методів боротьби з відкладеннями парафіну є хімічний метод, тобто вживання хімічних реагентів різної дії. Ефективність хімічного методу боротьби з утворенням і відкладенням парафіну зумовлена тим, що він дає можливість здійснювати захист усього технологічного обладнання родовища, зокрема системи внутрішньопромислового збору і транспорту вуглеводневої сировини. Вживання хімреагентів (інгібіторів парафіновідкладень) дає змогу здійснювати профілактичні заходи в усіх важкодоступних місцях технологічного обладнання. У сучасній нафтогазовій промисловості представлено значний асортимент інгібіторів АСПВ [4]. Основний механізм дії інгібіторів АСПВ залишається недостатньо вивченим, тому вибір інгібіторів АСПВ проводять емпірично, з урахуванням природи і хімічного складу твердих вуглеводнів нафти та властивостей самих інгібіторів.

У зв'язку з цим актуальним питанням для нафтогазової галузі є збереження видобутку вуглеводнів за рахунок видобування високопарафіністої нафти під час експлуатації конкретних свердловин, промислового

обладнання й трубопровідних комунікацій, зокрема на Личківському НГКР.

Мета цієї роботи полягає у визначенні оптимальних співвідношень між нафтою та реагентами, що зумовлюють зниження температури застигання нафти, забезпечують ефект розчинення АСПВ та покращують реологічні властивості нафти.

Як об'єкт дослідження використано нафти з різними температурами застигання, а саме: нафту Личківського, Наріжнського та Скворцівського НГКР ГПУ "Шебелинкагазвидобування". Нафта Личківського НГКР характеризується найбільшою температурою застигання (+17,5 °С), що унеможлиблює її транспортування трубопроводами навіть в осінньо-весняний період. Нафта Наріжнського НГКР, так як і Личківського, також має достатньо високу температуру застигання (+ 15 °С), що ускладнює процеси транспортування та видобування. Нафта Скворцівського НГКР характеризується температурою застигання + 5 °С, що також обмежує її транспортування в зимовий період.

Предметом дослідження є температура застигання сумішей нафти з реагентами. Як реагенти для зниження температури застигання нафти, розчинення АСПВ і забезпечення текучості під час проведення технологічних операцій досліджено газовий конденсат та Асперол. Для зниження температури застигання і покращення реологічних властивостей нафти до неї додавали відповідні частки газового конденсату та реагенту Асперол. Температуру застигання (втрати текучості) нафт та їх сумішей із реагентами визначено згідно з ГОСТ 20287-91.

Для дослідження закономірностей зниження температури застигання сумішей нафти з реагентами використано метод симплекс-ґратчастих планів. Матриця планування експерименту та отримані температури застигання сумішей наведено в табл. 1.

Таблиця 1

Матриця планування експерименту та визначені температури застигання сумішей залежно від співвідношення компонентів

Склад сумішей, % об.			Температура застигання, °С, для нафти		
Нафта	Газовий конденсат	Асперол	Нафта Личківського НГКР	Нафта Наріжнського НГКР	Нафта Скворцівського НГКР
100	–	–	17,5	15	5
–	100	–	-75	-70	-75
–	–	100	-18	-18	-18
66	33	–	7,5	6	-11
33	66	–	-2,5	-10	-20
66	–	33	11	8	1
33	–	66	7	2	-8
–	66	33	-50	-48	-50
–	33	66	-40	-37	-40
33	33	33	6	-1,5	-13

На основі одержаних результатів (табл. 1) і проведених розрахунків зміни ізотерм температур від співвідношення між нафтою, газовим конденсатом та Аспе-

ролом знайдено рівняння регресії для нафти кожного родовища:

$$T_{л} = 17,5 \cdot X_1 - 75 \cdot X_2 - 18 \cdot X_3 + 140,625 \cdot X_1 \cdot X_2 + 41,625 \cdot X_1 \cdot X_3 + 6,75 \cdot X_2 \cdot X_3 - 140,625 \cdot X_1 \cdot X_2 \cdot (X_1 - X_2) - 52,875 \cdot X_1 \cdot X_3 \cdot (X_1 - X_3) + 60,75 \cdot X_2 \cdot X_3 \cdot (X_2 - X_3) + 274,5 \cdot X_1 \cdot X_2 \cdot X_3, \quad (1)$$

$$T_{нар.} = 15 \cdot X_1 - 70 \cdot X_2 - 18 \cdot X_3 + 114,75 \cdot X_1 \cdot X_2 + 29,25 \cdot X_1 \cdot X_3 + 4,5 \cdot X_2 \cdot X_3 - 83,25 \cdot X_1 \cdot X_2 \cdot (X_1 - X_2) - 33,75 \cdot X_1 \cdot X_3 \cdot (X_1 - X_3) + 49,5 \cdot X_2 \cdot X_3 \cdot (X_2 - X_3) + 171 \cdot X_1 \cdot X_2 \cdot X_3, \quad (2)$$

$$T_{с} = 5 \cdot X_1 - 70 \cdot X_2 - 18 \cdot X_3 + 76,5 \cdot X_1 \cdot X_2 + 13,5 \cdot X_1 \cdot X_3 - 15,75 \cdot X_2 \cdot X_3 - 108 \cdot X_1 \cdot X_2 \cdot (X_1 - X_2) + 9 \cdot X_1 \cdot X_3 \cdot (X_1 - X_3) + 15,75 \cdot X_2 \cdot X_3 \cdot (X_2 - X_3) + 173,25 \cdot X_1 \cdot X_2 \cdot X_3, \quad (3)$$

де $T_{л}$, $T_{нар.}$ і $T_{с}$ – температури застигання нафти Личківського, Наріжнського та Скворцівського НГКР відповідно; X_1 – вміст нафти, % об.; X_2 – вміст газового конденсату, % об.; X_3 – вміст Асперолу, % об.

Значимість коефіцієнтів рівнянь підтверджено визначеними згідно з [5] коефіцієнтами за критерієм Стьюдента.

Із використанням рівняння (1) розраховано зміни температур застигання сумішей нафти Личківського

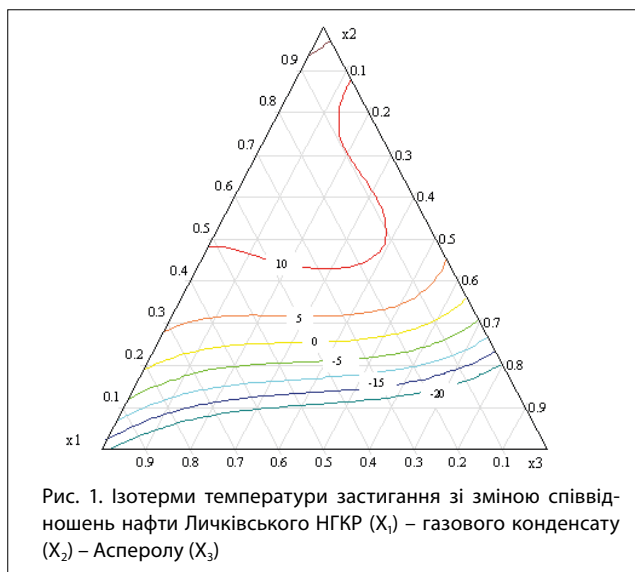


Рис. 1. Ізотерми температури застигання зі зміною співвідношень нафти Личківського НГКР (X_1) – газового конденсату (X_2) – Асперолу (X_3)

НГКР із газовим конденсатом та Асперолом (рис. 1) за співвідношень, які змінюються у межах від 0 до 100 % для кожного компонента.

З одержаних результатів (див. рис. 1) видно, що нафта Личківського НГКР уже з додаванням до неї 5 % об. реагенту Асперол та 15 % об. газового конденсату стає рідкою при температурі 10 °С. Для забезпечення транспортування нафти з цього родовища при температурі 0 °С і нижче її вміст у суміші з газовим конденсатом та реагентом Асперол не повинен перевищувати 30 % об., а при -20 °С – 20 % об. Потрібно також зазначити те, що суміші, які містять від 35 до 85 % об. нафти, характеризуються температурами застигання у діапазоні температур 5–13 °С.

Із використанням рівняння (2) розраховано зміни температур застигання сумішей нафти Наріжнського НГКР із газовим конденсатом та Асперолом (рис. 2) за співвідношень, які також змінюються у межах від 0 до 100 % для кожного компонента.

З одержаних результатів (рис. 2) видно, що для того, щоб нафта не застигала при температурі навколишнього середовища 10 °С, до неї необхідно додати 5 % об.

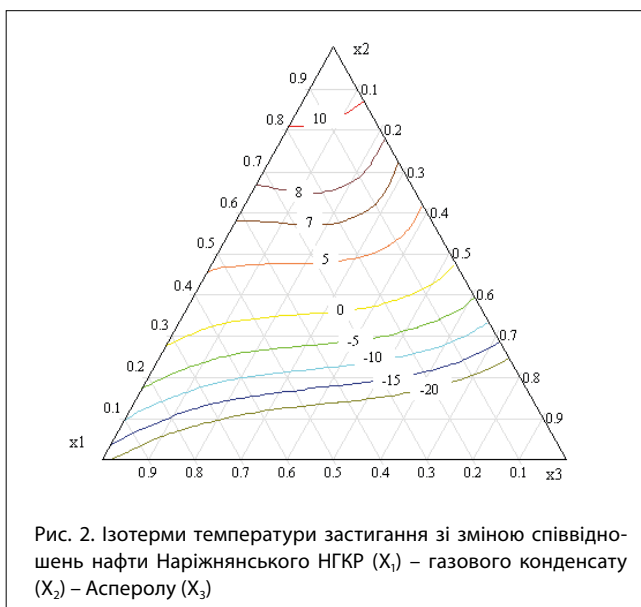


Рис. 2. Ізотерми температури застигання зі зміною співвідношень нафти Наріжнянського НГКР (X_1) – газового конденсату (X_2) – Асперолу (X_3)

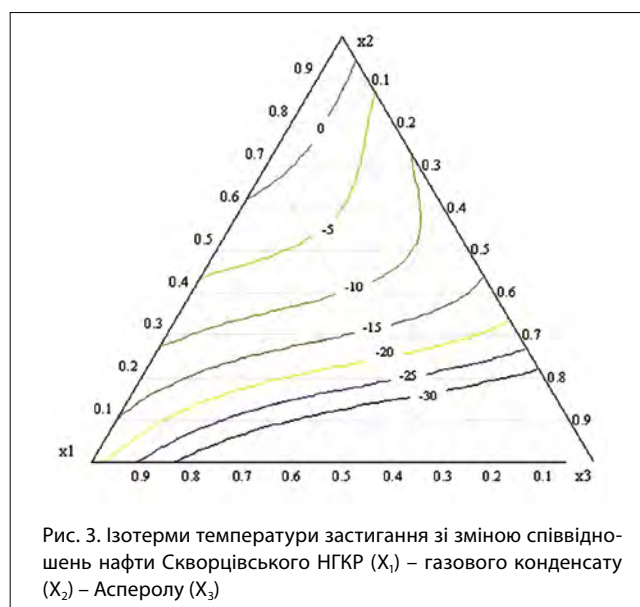


Рис. 3. Ізотерми температури застигання зі зміною співвідношень нафти Сквиортцівського НГКР (X_1) – газового конденсату (X_2) – Асперолу (X_3)

реагенту Асперол і 10 % об. газового конденсату. Для того, щоб нафта зберігала текучість при 0 °С, потрібно отримати суміш, у якій знаходиться не більше ніж 40 % нафти, 55 % об. газового конденсату та 5 % об. реагенту Асперол. У той же час усі суміші, які містять у своєму складі 45 % об. та більше нафти Наріжнянського НГКР, характеризуються температурами застигання вище 0 °С. Для транспортування нафти Наріжнянського НГКР у зимовий період при температурі навколишнього середовища нижче –15 °С її вміст у сумішах не повинен перевищувати 25 % об.

Із використанням рівняння (3) розраховано зміни температур застигання сумішей нафти Сквиортцівського НГКР із газовим конденсатом та Асперолом (рис. 3) зі зміною співвідношень між реагентами в межах від 0 до 100 % для кожного компонента. З рис. 3 випливає, що суміші, до складу яких входить менше 90 % об. нафти Сквиортцівського НГКР, характеризуються температурами застигання нижче 0 °С. Якщо нафти у сумішах міститься 50 % об. і менше, температура, при якій вони не втрачають текучості, є нижчою –10 °С, а при 20 % об. нафти – її транспортування можливе за температури –25 °С.

За результатами розрахунків встановлено, що для того, щоб нафта не застигала в зимовий період, коли, наприклад, температура навколишнього середовища знаходиться на рівні мінус 11– мінус 21 °С, необхідно використовувати такі суміші: для нафти Личківського НГКР – 22 % об. нафти, 5 % об. Асперолу, 73 % об. газового конденсату або 15 % нафти, 5 % Асперолу, 80 % об. газового конденсату; для нафти Сквиортцівського НГКР – 55 % об. нафти, 5 % об. Асперолу, 40 % об. газового конденсату або 30 % об. нафти, 5 % об. Асперолу, 65 % об. газового конденсату; для нафти Наріжнянського НГКР – 30 % об. нафти, 5 % об. Асперолу, 65 % об. газового конденсату або 20 % нафти, 5 % Асперолу, 75 % об. газового конденсату.

Необхідно зазначити, що транспортування нафти відбувається трубопроводами, які знаходяться на глибині ~ 2 м із глибиною промерзання у 1,8 м і середньою зимою температурою ~ +5 °С. У той же час коливання температур на поверхні змінюється в межах

~ плюс 40÷мінус 30 °С. Тому оцінені коливання витрат реагентів можуть змінюватися (табл. 2) у межах від 0 до 5,93 м³ газового конденсату та від 0 до 0,214 м³ Асперолу на 1 тону нафти Личківського НГКР, від 0 до 4,77 м³ газового конденсату та від 0 до 0,294 м³ Асперолу на 1 тону нафти Наріжнянського НГКР, від 0 до 3,63 м³ газового конденсату та від 0 до 0,240 м³ Асперолу на 1 тону нафти Сквиортцівського НГКР.

Таблиця 2

Орієнтовні витрати реагентів для інтенсифікації видобування нафт

Температура, °С	Витрати реагенту м ³ /м ³ нафти					
	Личківського НГКР		Наріжнянського НГКР		Сквиортцівського НГКР	
	ГК	Асперол	ГК	Асперол	ГК	Асперол
+20	0	0	0	0	0	0
+15	0,055	0,055	0,021	0,021	0	0
+10	0,186	0,063	0,158	0,061	0	0
+5	1,3	0,125	0,727	0,091	0,021	0,01
0	2,17	0,167	1,26	0,119	0,077	0,022
-5	2,62	0,231	1,74	0,206	0,185	0,049
-10	3,31	0,237	2,24	0,207	0,583	0,083
-15	3,75	0,250	2,80	0,209	1,44	0,128
-20	4,53	0,353	3,52	0,238	2,13	0,200
-25	5,0	0,250	4,59	0,294	3,13	0,217
-30	5,93	0,214	4,77	0,118	3,63	0,24

Висновки

Проведені дослідження розчинності та температури застигання сумішей нафти з газовим конденсатом та реагентом Асперол свідчать про те, що для запобігання ускладненням у ході роботи свердловин, нафтопромислового обладнання та трубопровідних комунікацій у результаті застигання нафти та відкладення АСПВ

доцільно використовувати суміші з вмістом 5–10 % об. Асперолу.

Для кожної нафти необхідно знаходити конкретні співвідношення реагентів і, відповідно, витрати інгібіторів асфальтосмолопарафінових відкладень.

Список використаних джерел

1. **Персіянцева М.Н.** Добыча нефти в осложненных условиях [Текст] / М.Н. Персіянцева. – М.: ООО “Недра-Бизнес-центр”, 2000. – 653 с.
2. **Минеев Б.П.** Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти [Текст] / Б.П. Минеев, О.В. Болигатова // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 12. – С. 41–43.
3. **Сорокин А.В.** Влияние газосодержания нефти на формирование АСПО в подъемнике скважины [Текст] / А.В. Сорокин, А.В. Табакаева // Бурение и нефть. – 2009. – № 2. – С. 25–26.
4. **Тронов В.П.** Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними [Текст] / В.П. Тронов. – М.: Недра, 1970. – 192 с.
5. **Семенов С.А.** Планирование эксперимента в химии и химической технологии. Том 1. [Текст] / С.А. Семенов. – М.: ИПЦМИТХТ, 2001. – 93 с.

Вчені розробили губку, що відокремлює нафту від води

Минуло п'ять років після розливу мільйонів тонн нафти в Мексиканській затоці, а питання екологічної безпеки залишається відкритим. Звичайно, проблеми краще уникати, ніж вирішувати, проте попри всі вжиті заходи безпеки не можна виключати ризик повторення катастрофи.

Учені всього світу вже давно працюють над створенням матеріалів, які можуть допомогти у ліквідації наслідків таких подій, як катастрофа на нафтовидобувній вищці BP. Сітки з нержавіючої сталі для збору нафти, абсорбуючі полімери і плаваючі поліетиленові колодки – це лише деякі з розроблених за останні роки засобів для ліквідації можливих розливів нафти.

Австралійські дослідники свої перші успіхи у цьому напрямі продемонстрували ще 2 роки тому, отримавши порошок нітриду бору, відомий як «білий графіт», що має нафтоабсорбуючі властивості. Однак сам по собі засіб не підходить для збирання нафти, тому команда приступила до створення губчастої речовини з цього порошку, здатного вбирати нафту, відокремлюючи її від води. Результатом стало розроблення спеціального пористого матеріалу, який здатен вбирати обсяг органічних розчинників і нафти, який у 33 рази перевищує її власний.

Їх підхід полягав у з'єднанні часток порошку нітриду бору найтоншими нанонитками, створюючи таким чином крихітні гранули розміром усього кілька нанометрів. У гранулах є мікроскопічні отвори, через які й буде вбиратися нафта.

«Пори в мікрогранулах забезпечують площу поверхні для поглинання нафти і органічних розчинників в 33 рази більшу за власну вагу», – заявив доктор Вейвей Лей, провідний дослідник із австралійської групи.

Крім того, матеріал вогнетривкий, а тому придатний для збору палаючої нафти. Дослідники те-

Одержано рівняння регресії, які можуть бути використані для оцінки температури застигання та встановлення необхідного співвідношення між реагентами і нафтою, що забезпечать текучість при відповідній температурі експлуатації родовища.

пер шукають партнерів, щоб почати промислові випробування технології, для створення на її базі порошоків і надлегких мембран.

Результати дослідження опубліковано в журналі Nature Communications.

За матеріалами <http://www.fainaidea.com/archives/92945>

Нові можливості процесів виробництва пального

Команда дослідників із католицького університету Левена (Бельгія) та Утрехтського університету (Нідерланди) вивчала можливості процесів виробництва пального для розробки методики отримання більш екологічного пального з нафти. На їх думку, технологія може набутися промислових масштабів протягом десяти років.

Каталізатори для виробництва пального полегшують хімічні реакції. У процесі переробки сировини в необхідний продукт молекули пального взаємодіють із каталізаторами і починають стрибати між металом та кислотою, змінюючи тим самим стан у міру пересування. Дослідницький прорив полягає в розміщенні каталізаторів. У цьому випадку це платина і твердотільна кислота. Сьогодні ці каталізатори розміщують на максимально близькій один до одного відстані, бо чим вона менша, тим більш повним і кращим буде результат очищення.

Вчені виявили: якщо компоненти будуть розміщені принаймні в декількох нанометрах один від одного, то реакція буде виробляти більш екологічно чистіше пальне. За словами дослідників, це відкриття може мати позитивні екологічні наслідки: якщо автомобілі будуть їздити на більш чистому паливі, то будуть виділяти менше шкідливих речовин і CO₂.

Результати дослідження опубліковано в журналі Nature Communications.

За матеріалами <http://www.fainaidea.com/archives/93871>