

УДК 622.692.4

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТРИВАЛОСТІ ЗБЕРІГАННЯ СУМІШІ ВИСОКОВ'ЯЗКОЇ ТА МАЛОВ'ЯЗКОЇ НАФТ НА ЇЇ ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ

Л. Д. Пилипів

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел.(03422) 42166,
e-mail:tzng@nung.edu.ua

В лабораторних умовах досліджено розшарування суміші, що складається з 30% високов'язкої долинської нафти та 70% малов'язкої російської нафти сорту Urals. Отримано графічну залежність зміни густини суміші нафт від часу відстоювання. Доведено, що суміші долинської та російської нафт сорту Urals практично не піддається розшаруванню (до 15 діб), а тому таким явищем в умовах зберігання різносортих нафт наближеної густини можна знехтувати.

Ключові слова: високов'язка нафта, малов'язка нафта, густина, розшарування.

В лабораторных условиях исследовано расслоение смеси, состоящей из 30% высоковязкой долинской нефти и 70% маловязкой российской нефти сорта Urals. Получена графическая зависимость изменения плотности смеси нефтей от времени отстаивания. Доказано, что смесь долинской и российской нефти сорта Urals практически не подвергается расслоению (до 15 суток), а потому таким явлением в условиях хранения разносортиных нефтей близкой плотности можно пренебречь.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, маловязкая нефть, плотность, расслоение.

Investigated in the laboratory separation mixture consisting of 30% of the high-viscosity Dolyna's oil and 70% of low-viscosity Russian oil grade Urals. Try graphical dependence of the density of the mixture of oils from time settling. It is shown that a mixture Dolyna's oil and Russian oil grade Urals almost defies stratification for a long period of time (15 days), so the phenomenon in petroleum storage oils of different sorts close density can be neglected.

Keywords: high-viscous oil, low-viscous oil, density, stratification.

В останні роки в балансі нафтовидобування не тільки України, а й світовому намітилася чітка тенденція до збільшення частки високов'язких швидкозастигаючих нафт. Трубопровідний транспорт таких нафт пов'язаний зі значними технологічними труднощами, викликаними в першу чергу ймовірністю застигання нафти в трубі та значним гідравлічним опором за низьких температур перекачування. Збільшення гідравлічного опору трубопроводу зумовлює зростання енерговитрат на транспортування нафти. В світовій практиці існує ряд способів покращення транспортабельних властивостей високов'язких нафт – термопідготовка, ізотермічне перекачування з підігрівом, перекачування у водяному кільцевому просторі, газонасичення нафти, застосування депресаторних присадок та перекачування в суміші з розріджувачами, найчастіше в якості яких використовують малов'язкі нафти.

Аномальні властивості високов'язких нафт викликані в першу чергу наявністю в їх складі значної кількості нафтових парафінів. Ступінь перенасичення нафти парафіном можна знизити, якщо збільшити частку дисперсійного середовища в об'ємі транспортованої нафти, наприклад, при додаванні легкої нафти, світлих нафтопродуктів, конденсату тощо. При збільшенні частки дисперсійного середовища вміст дисперсної фази (парафіну) зменшується, у результаті чого остання переходить у розчин. Цей спосіб перекачування високов'язких нафт широко застосовується в трубопровідному транспорті як у країнах колишнього СРСР, так і в далекому зарубіжжі [1,2,3]. Механізм впливу розріджувача на реологічні властивості високопарафіністих нафт такий. По-перше, знижується концентрація парафіну в суміші, так як частина його розчиняється легкими фракціями розріджувача; по-друге, при використанні як розріджувача малов'язких нафт, в яких є асфальтосмолисті речовини, останні впливають на ріст кристалів парафіну, так як є депресаторами, що знижують в'язкість і температуру застигання. У деяких випадках застосування розріджувача призводить до інтенсифікації відкладень парафіну на стінках трубопроводу. Із зменшенням в'язкості нафти за рахунок розріджувача молекули смол і парафінів легше проходять через тонкий прошарок на стінку труби, де кристалізуються, утворюючи відкладення, що веде до зменшення живого перерізу труби.

Створення сумішей малов'язких нафт з високов'язкими швидкозастигаючими нафтами дає можливість одержувати штучні сорти нафт із певними властивостями. Такі суміші будуть мати кращі реологічні та транспортабельні властивості порівняно з високов'язкими нафтами.

Використання розріджувачів дозволяє зменшити енерговитрати на перекачування нафти, збільшити пропускну здатність трубопроводу, знизити собівартість перекачування, покращити умови

роботи трубопроводу (наприклад, знизити тиск, необхідний для перекачування заданої кількості нафти). Розрідження нафти дозволяє зупиняти перекачування на більш тривалий термін.

Закономірності розчинення парафіну у різних розчинниках, у тому числі і вуглеводнях, характеризуються такими основними положеннями [4,5,6]:

- парафіни при розчиненні дають істинні, молекулярні розчини;
- за температури плавлення і понад неї парафіни змішуються з вуглеводневими розчинниками у будь-яких співвідношеннях;
- в одному і тому ж розчиннику розчинність парафіну тим більша, чим нижча температура його плавлення;
- при зниженні температури розчинність у всіх розчинниках зменшується;
- чим нижча густина і температура кипіння вуглеводневого розчинника, тим вища розчинність парафіну в ньому.

Криві розчинності парафіну в різних розчинниках мають приблизно однаковий характер. Розчинність швидко зростає із збільшенням температури, і крива асимптотично наближається до лінії, що відповідає лінії плавлення парафіну. Це підтверджує положення про те, що за температури плавлення парафіну і понад неї він розчинний при будь-яких співвідношеннях із розчинником.

Температура плавлення парафіну знаходиться в досить широкому інтервалі (від 18,2 °С до 93 °С) і залежить від відсоткового вмісту твердих алканів, що входять до його складу. Температури плавлення індивідуальних компонентів парафіну тим вищі, чим більша їх молекулярна маса. Найбільш низькоплавкий вуглеводень парафіну – гексадекан ($t_{пл} = 18,2$ °С), а найбільш високоплавкий – пентаконтан ($t_{пл} = 93$ °С).

Необхідно відмітити, що розчинність парафіну у вуглеводневих розчинниках у значній мірі залежить від природи розчинника. Парафін значно легше розчиняється в рідких алканах і нафтах, ніж в ароматичних вуглеводнях. Тому для більш ефективної дії розчинника, за допомогою якого покращуються реологічні властивості нафт з високим вмістом парафіну, бажане переважання в його складі алканових і нафтових вуглеводнів.

Очевидно, що ефективність дії розріджувача на в'язкість розріджуваної нафти буде тим більша, чим меншою в'язкістю і більшою здатністю розчиняти по відношенню до твердого парафіну буде володіти сам розчинник. Додавання до нафти розріджувача в загальному випадку веде до зміни як фізичних властивостей нафти, так і технологічного режиму перекачування її по трубопроводу. Крім того, слід мати на увазі, що властивості суміші і технологія перекачування залежать від технології змішування.

При виборі того чи іншого виду розріджувача слід керуватися критеріями оптимальності, які умовно можна розділити на дві групи: гідравлічні та техніко-економічні. До гідравлічних відносяться такі критерії оптимальності, як досягнення мінімуму втрат на гідравлічний опір, досягнення максимальної продуктивності нафтопроводу, досягнення мінімуму затрат потужності насосних агрегатів на перекачування. До техніко-економічних відносяться критерії, які потребують такої організації перекачування нафти з розріджувачем, при якій затрати на перекачування були б мінімальними. Наприклад, якщо організація перекачування нафти з розріджувачем пов'язана з капіталовкладеннями, то вимагається, щоб приведені витрати на перекачування були мінімальними. Якщо капіталовкладень немає, то мінімальними повинні бути експлуатаційні витрати.

Магістральні нафтопроводи, у тому числі ті, які перекачують високов'язкі нафти у суміші з розріджувачами, здебільшого працюють при турбулентному режимі. При турбулентному режимі завжди мають місце турбулентні пульсації швидкості, які змінюються за величиною та напрямом і призводять до інтенсивного перемішування транспортованої трубопроводом рідини. Це забезпечує рівномірне перемішування рідини у кожному перерізі трубопроводу. Описаний процес називають турбулентним перемішуванням або турбулентною дифузією. Інтенсивність турбулентної дифузії значно перевищує дію гравітаційних сил, тому при турбулентному режимі перекачування розшарування суміші нафт у трубопроводі практично відсутнє. Цей висновок підтверджується аналізом літературних джерел з питань перекачування високов'язких нафт з розріджувачами [1,2,3,5,6,7,8]. Ні в одному з джерел не наведена інформація про явище розшарування у динамічних умовах перекачування високов'язкої нафти і розріджувача, навіть при значній різниці густин компонентів, та в статичних умовах резервуарів НПС. Для покращення реологічних властивостей високов'язких нафт кількість розріджувача може сягати значних величин і за об'ємом може перевищувати об'єм самої нафти. В резервуарах головних нафтоперекачувальних станцій магістральних нафтопроводів згідно технології нафта може зберігатися тривалий час. У випадку зберігання суміші нафт різних сортів (високов'язкої нафти та малов'язкої нафти в якості розріджувача) виникає небезпека розшарування сортів та, як наслідок, зміни реологічних властивостей по висоті резервуара. Таке явище може призвести до повної втрати або суттєвого зниження ефекту покращення реологічних та транспортабельних властивостей високов'язкої нафти, а точніше, новоствореного сорту нафти (суміші високов'язкої та малов'язкої нафт).

З метою виявлення можливості розшарування суміші високов'язкої долинської нафти і малов'язкої нафти сорту Urals у статичних умовах в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу на кафедрі транспорту та зберігання нафти і газу створена експериментальна установка. До складу установки входить труба з внутрішнім діаметром 50 мм і довжиною 2

м. Труба була встановлена вертикально. Обв'язка труби передбачала можливість її заповнення робочою рідиною з подальшою герметизацією установки.

Робочою рідиною була суміш 30 % (за об'ємом) долинської нафти і 70% нафти сорту Urals. Перед початком дослідів за допомогою ареометрів вимірювалась густина кожного компонента і суміші нафт за температури повітря у приміщенні.

Одержані такі результати:

температура суміші нафт $t = 17\text{ }^{\circ}\text{C}$;

густина нафти Urals $\rho_p = 862,5\text{ кг/м}^3$;

густина долинської нафти $\rho_d = 846\text{ кг/м}^3$;

густина суміші $\rho_c = 857,55\text{ кг/м}^3$.

Останнє значення повністю відповідає правилу адитивності стосовно густини рідини

$$\rho_c = 0,3 \cdot 846 + 0,7 \cdot 862,5 = 857,55\text{ кг/м}^3.$$

Слід відзначити, що густини компонентів суміші досить близькі і відрізняються лише на

$$\frac{862,5 - 846}{846} \cdot 100 = 2\%,$$

тому не слід чекати значного розшарування суміші навіть у статичних умовах.

У верхній і нижній частині лабораторної установки були змонтовані пристрої, які давали змогу відбирати з труби невеликі об'єми рідини.

Суміш нафти сорту Urals і долинської нафти перемішали, залили в установку і далі для запобігання випаровування легких фракцій трубу герметично закрили. Перші вимірювання густини суміші у верхній і нижній частинах установки проведені через 24 год після початку експерименту. Для цього були відібрані верхня і нижня проби суміші з установки. Проби суміші заливались у стандартні пікнометри об'ємом 100 мл. Густина проби визначалась ваговим методом шляхом зважування пікнометра на аналітичній вазі марки WA-21.

При першому вимірюванні одержали такі результати:

густина верхньої проби $\rho_v = 856,7\text{ кг/м}^3$;

густина нижньої проби $\rho_n = 858,4\text{ кг/м}^3$.

Подальші вимірювання густини верхньої і нижньої проб суміші в установці проводилися через 3-4 доби. Одержані результати зведені у таблицю 1. За час дослідів у лабораторії підтримувалась практично стала температура повітря, тому поправку на температурне розширення суміші не прийшлося вводити в одержані результати густини верхньої і нижньої проб.

Таблиця 1 – Результати визначення густини верхньої і нижньої проби суміші 30 % долинської нафти і 70 % нафти Urals в експериментальній установці

Час зберігання, год	Густина проби суміші, кг/м^3	
	верхня	нижня
0	857,55	857,55
24	856,70	858,40
120	855,62	860,30
192	855,56	860,42
288	855,58	860,44
360	855,58	860,46

За даними таблиці 1 побудований графік залежності густини верхньої і нижньої проб суміші нафт від часу зберігання (рисунок 1). Аналіз отриманого графіка свідчить, що найбільш інтенсивно процес розшарування проходить в перші п'ять діб. Далі явище розшарування практично не проявляється і густини верхньої і нижньої проб суміші нафт стабілізуються.

Експеримент охопив 15 діб дослідження, що цілком достатньо для моделювання зміни густини нафти в часі в реальних умовах її зберігання в вертикальних сталевих резервуарах.

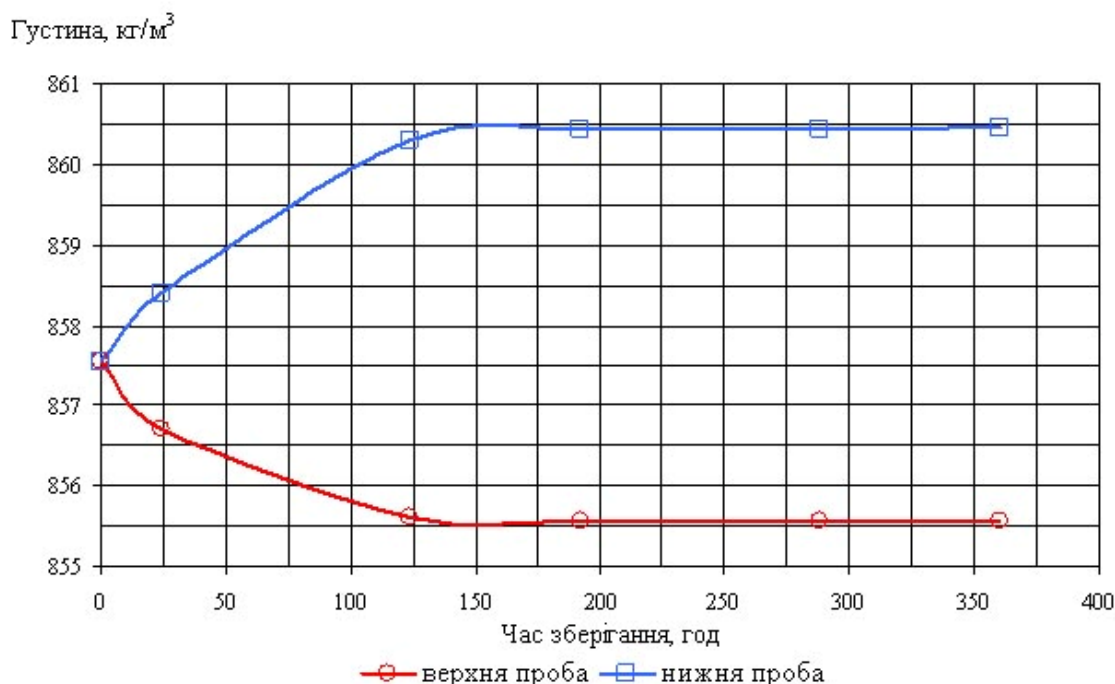


Рисунок 1 - Динаміка зміни густини суміші 30 % долиньської нафти і 70% нафти Urals у часі внаслідок розшарування в статичних умовах

Кількісні показники розшарування суміші нафт такі: за 15 діб зберігання густина верхньої проби зменшилась на

$$\frac{857,55 - 855,58}{857,55} \cdot 100 = 0,2 \% ,$$

а густина нижньої проби зросла на

$$\frac{860,46 - 857,55}{857,55} \cdot 100 = 0,3 \% .$$

Слід зазначити, що в теоретичному плані явище розшарування у гравітаційному полі суміші вуглеводневих компонентів із різною густиною дуже складне. Поряд з гравітаційним розшаруванням відбуваються процеси, направлені на вирівнювання густини, цьому сприяють молекулярна дифузія, розчинення деяких компонентів нафт, а за наявності різниці температур по висоті – конвекція. Передбачити теоретично взаємну дію зазначених процесів практично неможливо. Тому був запропонований експериментальний метод досліджень, який враховує сукупність реальних умов.

Аналізуючи отримані результати експериментальних досліджень, можна зробити наступні висновки. Кількісні показники розшарування робочої суміші високов'язкої та малов'язкої нафт незначні. Тому за термінів зберігання суміші нафт у резервуарах до 15 діб і більше явище розшарування компонентів суміші долиньської нафти і нафти сорту Urals не може спричинити додаткових труднощів при експлуатації магістрального нафтопроводу.

Література

1. Ефремов В.П. Улучшение реологических параметров мангышлакской нефти путем ее разбавления эмбинскими нефтями / В.П. Ефремов, Н.К. Надиров, А.И. Каширский [и др.] // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1984. – Вып. 4. – С. 2-5.
2. Губин В.Е. Перекачка высоковязких нефтей с разбавителями / В.Е. Губин // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1977. - № 8. – С.23-26.
3. Власов А.В. Трубопроводный транспорт для перекачки высоковязких нефтепродуктов за рубежом / А.В. Власов, В.Ф. Депутатов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980. – 52с.
4. Осташов В.М. Улучшение реологических свойств и технологии смешения высокозастывающих нефти с низкозастывающими нефтями / В.М. Осташов.– М.: МИНХ и ГП им. Губкина, 1971. - Сер. Нефть и газ.

5. Скрипников Ю.В. Экспериментальные исследования реологических свойств нефтяных смесей / Ю.В. Скрипников, Р.А. Кальметьева // Транспорт высоковязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. – Уфа: тр. НИИТранснефти. - 1970. – Вып. УП. - С. 122-131.
6. Куликов В.А. Определение реологических параметров нефтяных смесей / В.А. Куликов // Транспорт и хранение нефти и углеводородного сырья. – М.: ЦНИИТЭнефтехим. - 1970. - № 7. - С. 14-17.
7. Дегтярев В.Н. Влияние температурных условий смешения парафиновых нефтей на реологические свойства смеси / В.Н. Дегтярев // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ. - 1969. - № 11. – С. 14-16.
8. Фролова Л.А. Определение расчетных реологических параметров смесей высокопарафинистой нефти, обработанной депрессорной присадкой с маловязкими нефтями / Л.А. Фролова // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1976. - № 2. - С. 3-6.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
10.06.12*

*Рекомендована до друку оргкомітетом
міжнародної науково-технічної конференції
“Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу”,
яка відбулася 15-18 травня 2012 р.*