

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.276.5

ЛАБОРАТОРНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ РОБОТИ СВЕРДЛОВИН З ВИСОКОВ'ЯЗКИМИ НАФТАМИ ЗАСТОСУВАННЯМ ТЕПЛООВОГО ВПЛИВУ НА ПЛАСТОВУ ПРОДУКЦІЮ І ВУГЛЕВОДНЕВИХ РОЗЧИННИКІВ

¹Р.М.Кондрат, ²Б.Б.Синюк, ³І.І.Хомин, ¹О.Р.Кондрат¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195, e-mail: kondrat@nung.edu.ua² ДК „Укргазвидобування”, 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28, тел. (044) 2122870, e-mail: sinyuk@gasdob.com.ua³ ГПУ „Полтавагазвидобування”, 36008, м. Полтава, вул. Фрунзе, 173 (0532) 515602 e-mail: homin@pgpu.com.ua

По результатах лабораторных исследований с пробой высоковязкой нефти из скважины №96 Яблунівського нефтегазоконденсатного месторождения обоснованы оптимальные значения температуры нагревания нефти и содержания в ней углеводородного конденсата, обеспечивающие увеличения дебита нефти за счет снижения её вязкости и устойчивую работу скважины без осложнений.

There has been proved the optimal temperature of oil heating and optimal quantity of hydrocarbon condensate in oil for increasing flow rate at the expense of decreasing oil viscosity and stable operation of oil well without complications by results of laboratory investigations with sample of high-viscosity oil from the well №96 Yablunivske oil-gas condensate field.

Основні ускладнення в процесі експлуатації свердловин з високов'язкими нафтами пов'язані з аномальними фізико-хімічними властивостями пластової продукції. Через високу в'язкість нафти мають місце значні втрати тиску в насосно-компресорних трубах і викидних лініях свердловин, що призводить до низьких дебітів нафти. Високов'язкі нафти переважно характеризуються низькою газонасиченістю. Тому свердловини швидко припиняють фонтанування. Видобування нафти супроводжується інтенсивним відкладанням твердих вуглеводнів у привибійній зоні пласта, насосно-компресорних трубах і промислових комунікаціях. Наведені ускладнення характерні для свердловин, що експлуатують нафтові пласти і облямівки на Яблунівському нафтогазоконденсатному родовищі.

Ефективними напрямками інтенсифікації роботи свердловин з високов'язкими нафтами є застосування теплових методів і вуглеводневих розчинників. За рахунок підвищення темпера-

тури нафти і розрідження її вуглеводневими розчинниками зменшується в'язкість нафти і попереджується відкладання твердих вуглеводнів на поверхні порових каналів у привибійній зоні і на стінках труб.

Для оцінки оптимальних значень температури нагрівання нафти і вмісту в ній вуглеводневого розчинника виконано дослідження з пробєю нафти, відібраною з гирла свердловини №96 Яблунівського родовища, яка експлуатує горизонт Б-5. Глибина свердловини – 3600 м, штучний вибій – 3570 м, інтервал перфорації – 3464 – 3485, 3491 – 3498 м, початковий пластовий тиск – 37 МПа, пластова температура – 92°C. Нафта є важкою, смолисто-асфальтеновою і містить у своєму складі 25,5% мас. силікагельових смол, 12,2% мас. асфальтенів, 1,39% мас. сірки, 9,9% мас. зв'язаної води і незначну кількість парафіну (0,53% мас.). Газовміст нафти дорівнює 13,5 м³/т.

У досліджах визначали густину, динамічний коефіцієнт в'язкості і граничний динамічний

опір зсуву (граничне динамічне напруження зсуву) нафти за різних температур і різного об'ємного вмісту в системі вуглеводневого конденсату. Лабораторні дослідження проводились за температур від 25 до 80°C (через кожні 5°C) і об'ємного вмісту вуглеводневого конденсату в системі (у відношенні до об'єму суміші нафти і конденсату) 0; 10; 20; 30; 40; 50; 60%. У дослідах використовувався вуглеводневий конденсат густиною 735 кг/м³. Густину нафти вимірювали за допомогою ареометра, а динамічний коефіцієнт в'язкості і граничний динамічний опір зсуву – за допомогою ротаційного віскозиметра "REOTEST-2".

За результатами досліджень залежність густини проби нафти із свердловини №96 від температури має майже прямолінійний характер і описується рівнянням

$$\rho_n = -0,0029t^2 - 0,3374t + 933,27 \text{ кг/м}^3. \quad (1)$$

З підвищенням температури від стандартної (20°C) до пластової (92°C) густина нафти зменшується з 925,36 до 877,68 кг/м³ (на 5,15%) тобто температура порівняно мало впливає на густину нафти.

На рисунку 1 зображено узагальнені залежності динамічного коефіцієнта в'язкості нафти від температури для різного об'ємного вмісту в системі "нафта-конденсат" вуглеводневого конденсату, а на рисунку 2 – узагальнені залежності динамічного коефіцієнта в'язкості нафти від об'ємного вмісту в системі вуглеводневого конденсату для різних температур. Зображені залежності мають експоненціальний характер. З підвищенням температури та об'ємного вмісту в системі вуглеводневого конденсату динамічний коефіцієнт в'язкості нафти безперервно зменшується.

Результати проведених досліджень підтверджують можливість зменшення динамічного коефіцієнта в'язкості нафти за рахунок теплового впливу і введення в систему вуглеводневого розчинника. Так, з підвищенням температури з 25 до 80°C динамічний коефіцієнт в'язкості нафти зменшується з 874,07 до 30,04 мПа·с (у 29,1 разів). Аналогічно впливає на динамічний коефіцієнт в'язкості нафти введення в нафту вуглеводневого конденсату. Так, за температури 25°C зі збільшенням об'ємного вмісту в системі вуглеводневого конденсату від 0 до 60% об. динамічний коефіцієнт в'язкості нафти зменшується з 874,07 до 11,56 мПа·с (у 75,61 разів), а за температури 80°C – з 30,04 до 4,96 мПа·с (у 6,06 разів).

Найбільше зниження динамічного коефіцієнта в'язкості нафти досягається внаслідок спільного впливу теплового поля і вуглеводневого розчинника. Так, з підвищенням температури з 25 до 80°C і додаванні в систему 60% об. вуглеводневого конденсату динамічний коефіцієнт в'язкості нафти зменшується з 874,07 до 4,96 мПа·с (у 176,22 разів).

За результатами досліджень визначені значення температури і об'ємного вмісту конденсату в системі, вище яких динамічний коефіцієнт

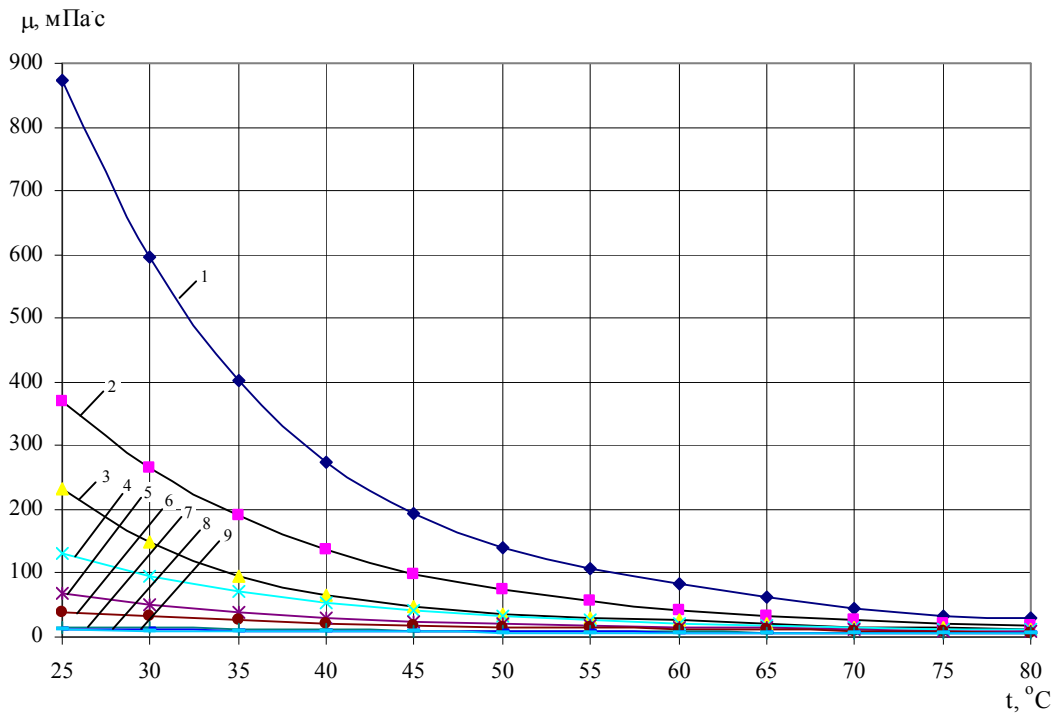
в'язкості нафти змінюється мало. Для цього будувались залежності різниці двох послідовних значень динамічного коефіцієнта в'язкості нафти з різним об'ємним вмістом вуглеводневого конденсату від температури і залежності різниці двох послідовних значень динамічного коефіцієнта в'язкості нафти за різних температур від об'ємного вмісту в системі вуглеводневого конденсату. Приклади побудови таких залежностей зображено на рисунках 3 і 4. Ці залежності можна апроксимувати двома прямими лініями, точка перетину яких відповідає оптимальній температурі нагрівання нафти чи оптимальному вмісту в системі вуглеводневого конденсату. Зображені залежності підтверджують існування оптимальних значень температури і об'ємного вмісту в системі вуглеводневого конденсату, вище яких темп зміни динамічного коефіцієнта в'язкості нафти різко зменшується.

Згідно з результатами досліджень, оптимальна температура нагрівання чистої нафти становить 49,83°C і поступово зменшується із збільшенням об'ємного вмісту в системі вуглеводневого конденсату: за 10% об. конденсату – 49,43°C, за 15% об. конденсату – 49,07°C, за 20% об. конденсату – 48,35°C, за 25% об. конденсату – 47,49°C, за 30% об. конденсату – 46,91°C, за 40% об. конденсату – 45,67°C, за 50% об. конденсату – 44,63°C, за 60% об. конденсату – 44,62°C. Таким чином, зі збільшенням об'ємного вмісту в системі вуглеводневого конденсату від 0 до 60% об. оптимальна температура нагрівання нафти зменшується з 49,83 до 44,46°C.

За результатами досліджень оптимальний об'ємний вміст у системі вуглеводневого конденсату для різних температур складає: 25°C – 20,73% об., 30°C – 20,65% об., 35°C – 20,59% об., 40°C – 20,27% об., 45°C – 19,96% об., 50°C – 19,72% об., 55°C – 19,53% об., 60°C – 19,44% об., 65°C – 19,13% об., 70°C – 19,05% об., 75°C – 18,86% об., 80°C – 18,8% об. Таким чином, зі збільшенням температури від 25 до 80°C оптимальний вміст конденсату в системі зменшується з 20,73 до 18,8% об. або з 26,15 до 23,15% об. з розрахунку на нафту.

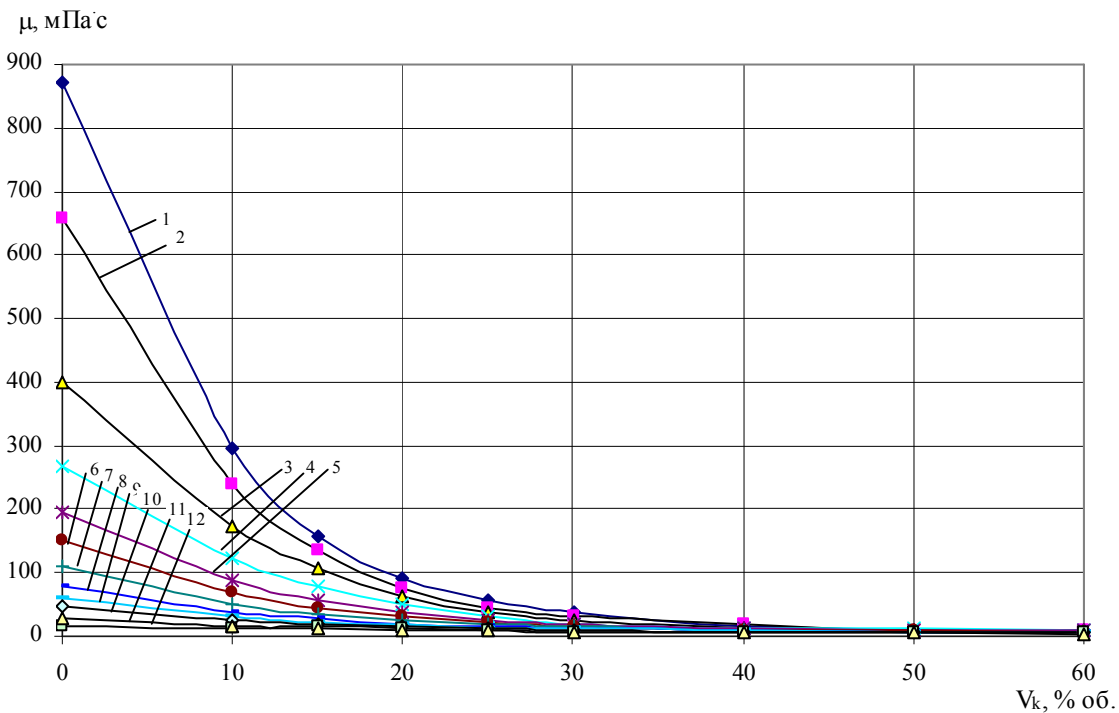
Наведені дані свідчать про відносну стабільність значень температури і об'ємного вмісту конденсату в системі для проби конкретної нафти, які відповідають точці перетину прямолінійних ділянок залежностей, зображених на рисунках 3 і 4. Так, зі зміною температури від 25 до 80°C оптимальний вміст конденсату в системі змінюється від 20,73 до 18,8% (на 9,31%), а зі зміною об'ємного вмісту конденсату в системі від 10 до 60% оптимальна температура, яка відповідає точці перетину прямолінійних ділянок досліджуваних залежностей, змінюється від 49,43 до 44,46°C (на 10,05%).

Для оптимального вмісту конденсату в системі близько 20% об. (25°C об. з розрахунку на нафту) оптимальна температура нагрівання нафти становить 48,35°C. Для цих значень об'ємного вмісту конденсату в системі і температури нагрівання нафти динамічний коефіцієнт в'язко-



1-0; 2-10; 3-15; 4-20; 5-25; 6-30; 7-40; 8-50; 9-60 % об.

Рисунок 1 — Графіки залежності від температури динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти із свердловини № 96 Яблунівського НГКР для різного об'ємного вмісту в системі вуглеводневого конденсату



1-25; 2-30; 3-35; 4-40; 5-45; 6-50; 7-55; 8-60; 9-65; 10-70; 11-75; 12-80 °C

Рисунок 2 — Графіки залежності динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти із свердловини № 96 Яблунівського НГКР від об'ємного вмісту в системі вуглеводневого конденсату для різних температур

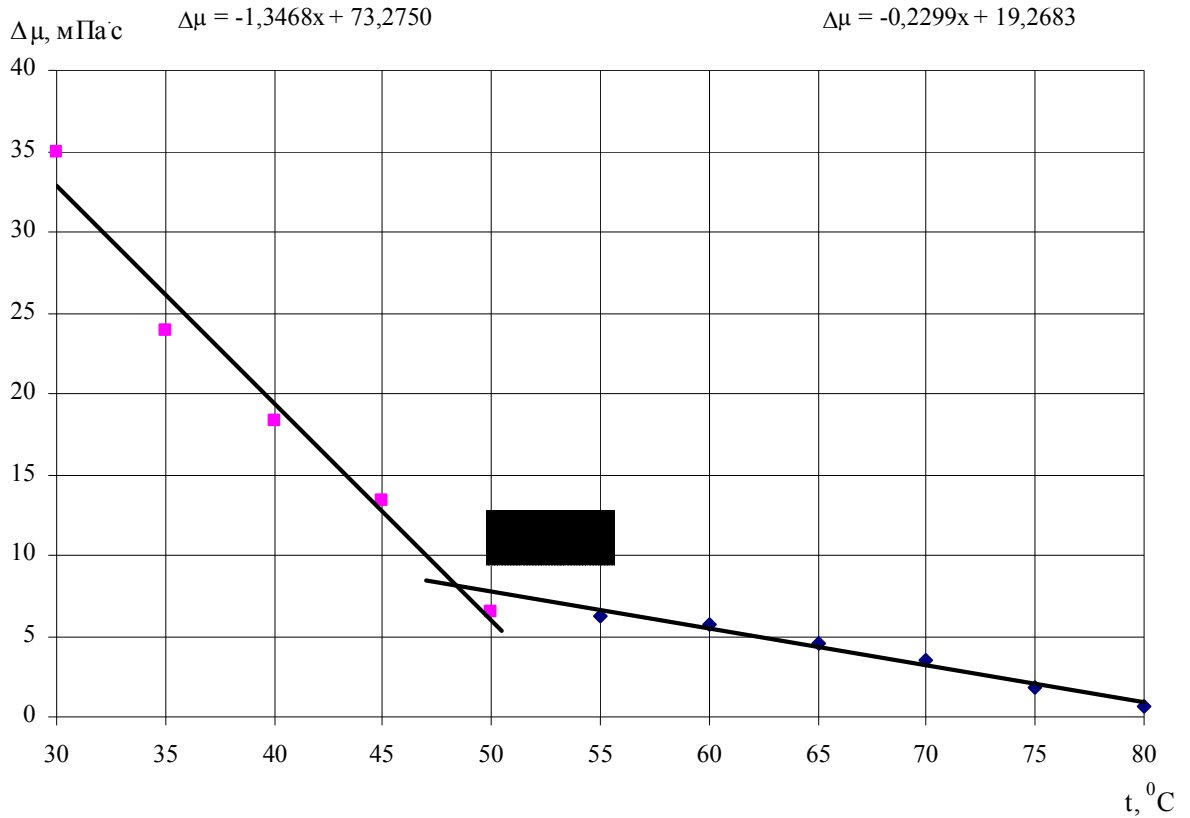


Рисунок 3 — Графік залежності абсолютного зменшення динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти із свердловини № 96 Яблунівського НГКР від температури для об'ємного вмісту в системі 20% вуглеводневого конденсату

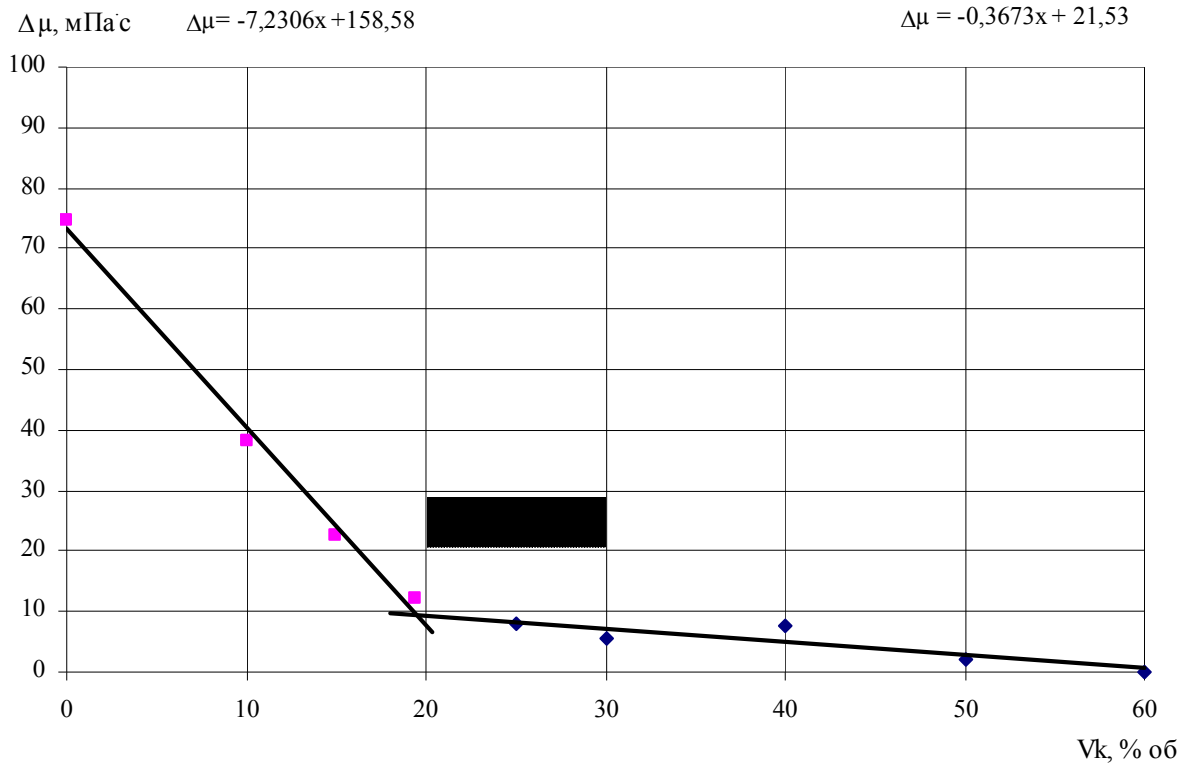


Рисунок 4 — Графік залежності абсолютного зменшення динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти із свердловини № 96 Яблунівського НГКР від об'ємного вмісту в системі вуглеводневого конденсату для температури 45°C

сті нафти становить 35,37 мПа·с (у 24,46 разів менший від значення динамічного коефіцієнта в'язкості нафти за температури 25⁰С і відсутності конденсату).

Таким чином, нагрівання нафти і введення в нафту вуглеводного конденсату дозволяє істотно знизити її в'язкість і тим самим підвищити дебіти свердловин, попередити ускладнення в процесі їх експлуатації та інтенсифікувати процес розробки покладів високов'язкої нафти. Введення в пластову продукцію вуглеводного конденсату можна здійснювати шляхом запомпування його дозуючими насосами в затрубний простір свердловин. Для підвищення температури нафти можна запомпувати в затрубний простір теплоносії, наприклад, нагрітий вуглеводневий конденсат. Проте вуглеводневий конденсат характеризується низькою теплоємністю і для одержання необхідної температури нагрівання нафти довелось би запомпувати великі об'єми конденсату чи нагрівати його до високих температур. Тому неперервне помпування в затрубний простір свердловин з

передумовою правильного вибору способу її транспортування та обґрунтування режимів роботи високов'язкими нафтами нагрітого конденсату може виявитись економічно невигідним. Нагрітий конденсат доцільно використовувати для періодичних теплових обробок свердловин з метою руйнування відкладів твердих вуглеводнів. Одним з методів нагрівання нафти в стовбурі свердловин є застосування електронагрівачів, які можуть опускатись всередину колони насосно-компресорних труб чи монтуватись безпосередньо в муфтові з'єднання труб. При цьому потрібно нагрівати тільки верхню частину колони труб до глибини, на якій температура в процесі руху нафти по трубах знижується до оптимальної температури щодо впливу її на в'язкість нафти. Для свердловини №96 Яблунівського родовища оптимальна температура нагрівання нафти складає 48,35%, а глибина спускання електронагрівачів – близько 1500 м. Залежно від геолого-промислової характеристики свердловини і фізико-хімічних властивостей нафти прогрівання колони насосно-компресорних труб електронагрівачами може здійснюватись неперервно чи періодично.

УДК 622.692.4

ДОСЛІДЖЕННЯ РЕОЛОГІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ НАФТИ ДОЛИНСЬКОГО РОДОВИЩА

В.Т.Болонний, М.Д.Середюк

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

Приведены результаты экспериментальных исследований реологических свойств высоковязкой высокозастывающей нефти Долинского месторождения и сформированы исходные данные для проведения теплогидравлических расчетов неизотермического нефтепровода.

Experimental results of research of rheological properties of high-viscosity paraffinic oil of Dolina oil field are presented. They were used as basic dates for heat-hydraulic calculations of nonisothermal oil pipeline.

Складна внутрішня будова нафт зумовлює велику різноманітність їх реологічної поведінки. У зв'язку з цим у процесі проектування та експлуатації нафтопроводів виникає необхідність у детальному вивченні реологічних властивостей транспортованих нафт. Від того, наскільки точно встановлені природа, характер поведінки і структурно-механічні характеристики транспортованої нафти у конкретних температурних умовах перекачування, значною мірою залежить ефективність експлуатації нафтопроводу.

Вивчення реологічних параметрів нафти дає змогу встановити, до яких реологічних моделей рідин (ньютонівської, степеневі, бінгамівської чи нелінійно-в'язкопластичної) слід відносити транспортовану нафтопроводом нафту.

Дослідження реологічних властивостей нафти Долинського родовища є необхідною

боти технологічного обладнання нафтопроводу. До цього спонукає сама природа даної нафти. За своїми фізико-хімічними властивостями долинська нафта відноситься до високов'язких парафінових застигаючих нафт, що робить її небезпечною для експлуатації нафтопроводу за температур, близьких до температури її застигання. За зазначених температур нафта втрачає рухливість, "застигає", що може призвести до "заморожування" трубопроводу. Ось чому встановлення структурно-механічних характеристик високов'язкої застигаючої долинської нафти (дослідження її реологічних властивостей) у конкретних температурних умовах перекачування по нафтопроводу має вирішальне теоретичне та практичне значення.

Під час перекачування нафт, які характеризуються ньютонівськими властивостями, з метою контролю якості нафт, прийнято визначати