

сті нафти становить 35,37 мПа·с (у 24,46 разів менший від значення динамічного коефіцієнта в'язкості нафти за температури 25<sup>0</sup>С і відсутності конденсату).

Таким чином, нагрівання нафти і введення в нафту вуглеводневого 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 вуглеводневого конденсату можна здійснювати шляхом запомпвання 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 довелося би запомпувати великі об'єми конденсату чи нагрівати його до високих температур. Тому неперервне помпвання в затрубний простір свердловин з

передумовою правильного вибору способу її транспортування та обґрунтування режимів роботи високов'язкими нафтами нагрітого конденсату може виявитись економічно не вигідним. 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 высоkozастывающей 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

дослідним шляхом кінематичну в'язкість транспортованої нафти за умов перекачування. При цьому для вимірювання кінематичної в'язкості нафти традиційно використовуються капілярні віскозиметри.

У випадку транспортування високов'язких нафт, які характеризуються аномальними неньютонівськими властивостями, капілярні віскозиметри не здатні дати достовірну інформацію про величину в'язкості нафти. Цей висновок підтверджується результатами багаторазових вимірювань в'язкості долинської нафти капілярними віскозиметрами, які були виконані як у лабораторії ІФНТУНГ, так і в лабораторії Дрогобицького НПЗ. Одержані суттєво відмінні значення реологічних властивостей для однієї і тієї ж проби нафти за різних діаметрів капіляра віскозиметрів, а також за однакових діаметрів капіляра, але на різних віскозиметрах. Ці явища спостерігалися не лише за низьких, але й за високих температур нафти. Це довело непридатність капілярних віскозиметрів для аналізу реологічних властивостей високов'язкої застигаючої долинської нафти і необхідність використання для зазначеної мети ротаційних віскозиметрів.

З метою дослідження реологічних властивостей долинської нафти нами проведено багатосерійні експерименти за допомогою приладу "Реотест-2". Це структурний ротаційний віскозиметр, який придатний як для визначення динамічної в'язкості неньютонівської рідини, так і для проведення глибоких реологічних досліджень неньютонівських рідин. Прилад "Реотест-2" відрізняється від інших приладів принципом вимірювання, що обґрунтований з наукової точки зору, а також широкими діапазонами вимірювання дотичних напружень, градієнта напруження і в'язкості рідини. Він є двосистемним приладом, який має співвісні циліндрові вимірювальні пристрої, а також вимірювальний пристрій конус-плита.

Для визначення реологічних параметрів нафти Долинського родовища нами використовувалися співвісні циліндри. У рідин, що характеризуються структурною в'язкістю, для характеристики реологічних властивостей необхідно одержати криву течії і визначити залежність дотичного напруження від градієнта швидкості. З цією метою необхідно розпочинати з вимірювання реологічних параметрів на низьких значеннях градієнта швидкості. Зростання градієнта швидкості здійснюється збільшенням кількості обертів вимірювального циліндра (так званий прямий хід віскозиметра). Якщо необхідно зняти гістерезисну криву, досліди повторюють за тієї ж температури нафти у зворотному порядку, тобто поступово зменшують кількість обертів і тим самим зменшують градієнт швидкості (так званий зворотний хід віскозиметра).

Таким чином, у ході експериментів фіксувалися залежності між кількістю обертів, що визначають градієнт швидкості  $\gamma$ , і показниками приладу, за якими знаходили динамічне

напруження зсуву  $\tau$  за різних значень температури нафти в діапазоні від 65°C до 5°C. Усі залежності знімалися на прямому (збільшення градієнта швидкості) і зворотному (зменшення градієнта швидкості) ходах віскозиметра. Такий подвійний аналіз необхідний з таких причин:

– у нафтопроводах, що експлуатуються циклічно, на неусталених режимах перекачування можна прогнозувати наявність нафти з повністю чи частково відновленою структурою, тому для проведення технологічних розрахунків необхідно знати реологічні властивості нафти з незруйнованою структурою, які одержують під час зростання швидкості деформації (прямий хід віскозиметра);

– після встановлення квазістаціонарного режиму роботи нафтопроводу у ньому відбувається руйнування структури нафти, тому для проведення технологічних розрахунків необхідно знати реологічні властивості нафти зі зруйнованою структурою нафти, які одержують під час зменшення швидкості деформації (зворотний хід віскозиметра).

Протягом лютого-жовтня 2003 р. були проведені сім серій експериментів, у ході яких реологічні параметри проб долинської нафти досліджувалися за зменшення її температури від 65°C до 5°C. Умови проведення зазначених дослідів максимально наближені до виробничих умов. Експерименти виконувалися з метою встановлення поведінки долинської нафти під час транспортування її по нафтопроводу після підігріву до температури 56-65°C на нафтоперекачувальній станції (НПС).

На основі даних експериментів нами побудовано графічні залежності динамічного напруження та пластичної (бінгамівської) в'язкості долинської нафти від градієнта швидкості для всіх проведених серій експериментів. Приклади одержаних графічних залежностей зображені на рисунках 1, 2 і 3.

Для всіх серій дослідів чітко проявляється закономірність зменшення динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості долинської нафти під час збільшення температури за фіксованого значення градієнта швидкості. За фіксованої температури для малих градієнтів швидкості спостерігається різка зміна пластичної в'язкості нафти. За значних градієнтів швидкості величина пластичної в'язкості нафти стабілізується (рисунок 3).

Аналіз кривих течії (рисунок 1) показує, що рух долинської нафти розпочинається за деякого початкового напруження зсуву  $\tau_{ст}$ , яке прийнято називати статичним, причому з підвищенням температури величина статичного напруження зсуву зменшується.

За температур в'язкопластичної нафти, близьких до температури застигання і нижчих від неї, після початку руху нафти за малих градієнтів швидкості спостерігається різке зменшення динамічних напружень, подальше збільшення градієнта швидкості спричинює зростання динамічних напружень зсуву. За температур нафти, вищих за температуру застигання,

процес зростання динамічних напружень зі збільшенням градієнта швидкості спостерігається відразу за малих значень швидкості зсуву (рисунки 1, 2). Із досягненням певних градієнтів

зсуву і градієнтом швидкості стає практично лінійною.

Аналіз реологічних кривих долиньської нафти, одержаних під час семи серій експеримен-

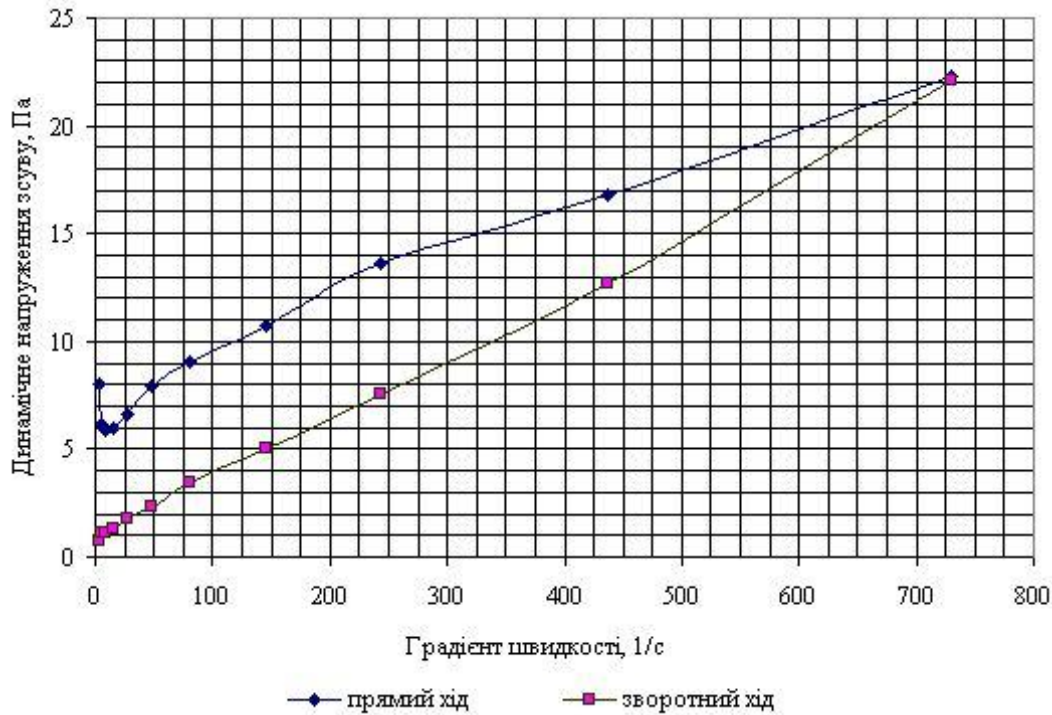


Рисунок 1 — Залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості для долиньської нафти за температури 10°C (досліди 16 жовтня 2003 р.)

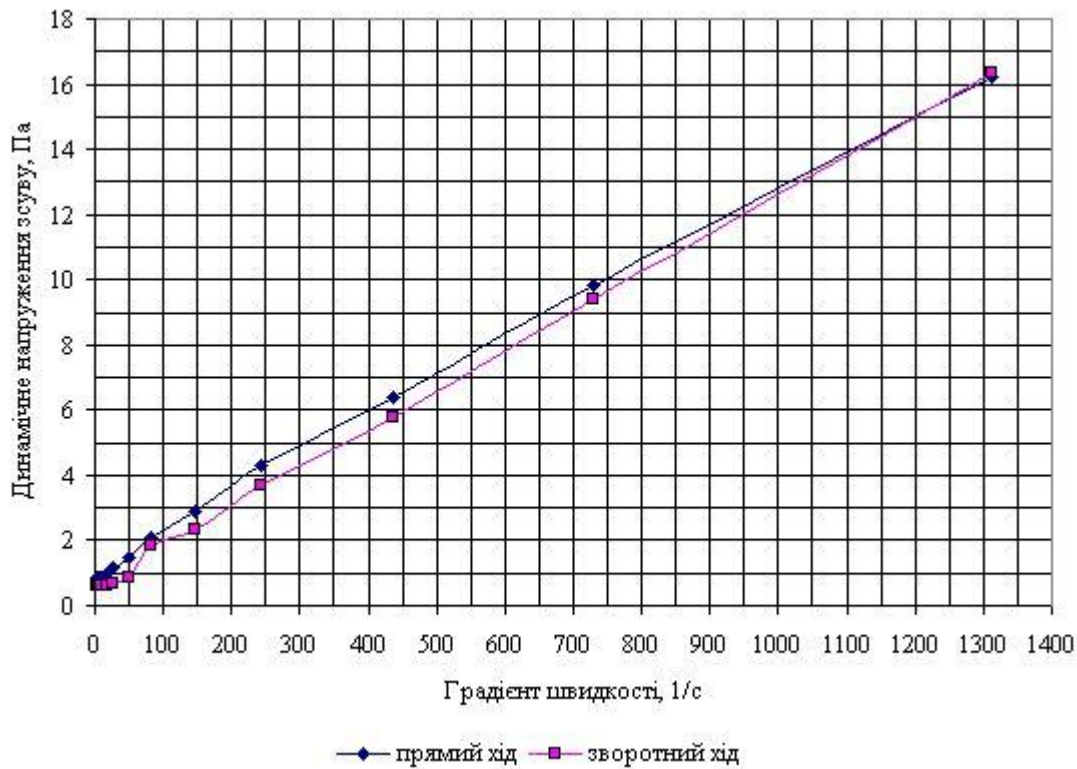


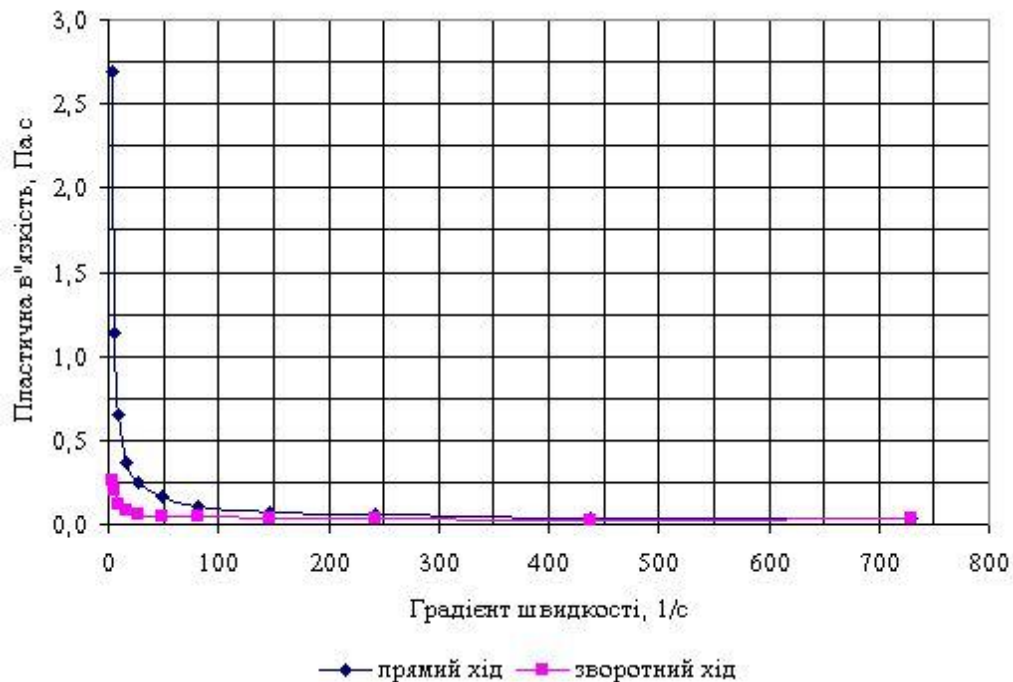
Рисунок 2 — Залежність динамічного напруження зсуву від градієнта швидкості для долиньської нафти за температури 25°C (досліди 16 жовтня 2003 р.)

швидкості залежність між динамічним напру- тів для усього діапазону робочих температур,

дає змогу зробити висновок, що за температур, близьких до температури її застигання і нижче, Долинська нафта може бути віднесена до в'язкопластичних рідин, рух яких у широкому діапазоні градієнтів швидкості з достатньою точністю можна описати рівнянням Шведова-Бінгама

характеристик нафти, який ми реалізували за допомогою програмного забезпечення Excel.

Використовуючи експериментальні криві течії долинської нафти для семи серій дослідів у робочому діапазоні температур, за допомогою Excel виконуємо математичне моделювання реологічних властивостей і знаходимо коефіціє-



**Рисунок 3** — Залежність пластичної в'язкості від градієнта швидкості для долинської нафти за температури 10°C (досліди 16 жовтня 2003 р.)

$$\tau = \tau_o + \eta_{пл}\dot{\gamma}, \quad (1)$$

де:  $\eta_{пл}$  – пластична (бінгамівська) в'язкість нафти;

$\tau_o$  – граничне динамічне напруження зсуву.

Таким чином, аналіз результатів експериментальних досліджень дав змогу обґрунтувати вибір математичної моделі для характеристики реологічних параметрів Долинської нафти. Доведено, що в ході розробки методик теплодіяльного розрахунку неізотермічного нафтопроводу для врахування реологічних властивостей долинської нафти як вихідні дані необхідно використати коефіцієнти математичної моделі Шведова-Бінгама, а саме – граничне динамічне напруження зсуву  $\tau_o$  і пластичну в'язкість Долинської нафти  $\eta_{пл}$ .

Для визначення зазначених коефіцієнтів традиційно використовували графічний метод, який полягає у наступному. На кривій течії в'язкопластичної нафти необхідно виділити прямолінійну ділянку, продовження якої відтиснає на осі напружень зсуву величину, що відповідає граничному динамічному напруженню зсуву  $\tau_o$ . Тангенс кута нахилу одержаної прямої до горизонту визначає значення пластичної в'язкості нафти. Однак більш зручним і точним є аналітичний метод моделювання реологічних

енті моделі Шведова-Бінгама для прямого і зворотного ходів віскозиметра. Приклади одержаних результатів зображено на рисунках 4 і 5.

Згідно з [2, 3, 4, 5] для більшості високов'язких нафт за зміни температури граничне динамічне напруження зсуву і пластична в'язкість змінюються за експоненціальною залежністю. Як показали проведені нами експерименти, для Долинської нафти експоненціальна залежність також адекватно описує зміну пластичної в'язкості від температури як за високих, так і за низьких температур.

Використовуючи дані експериментів, проводимо усереднення реологічних параметрів долинської нафти для прямого і зворотного ходів віскозиметра за весь період експериментальних досліджень. Одержані результати заносимо у таблиці 1 і 2.

Аналіз результатів багатосерійних експериментальних досліджень реологічних характеристик долинської нафти дав змогу зробити такі висновки:

– за температур, вищих за 50°C, Долинська нафта характеризується практичною відсутністю граничного динамічного напруження зсуву і лінійністю залежності динамічних напружень від градієнта швидкості, тому з достатньою для інженерних розрахунків точністю може вважатись ньютонівською рідиною, при цьому її пла-

стична в'язкість співпадає з ньютонівською динамічною в'язкістю;

– за температур, вищих за 50°C, для різних проб Долинської нафти, досліджених протягом року, виявлена практично стала залежність динамічної в'язкості від температури;

– за температур, нижчих за 50°C, Долинсь-

може бути описаний рівнянням Шведова-Бінгама;

– за температур нафти, менших за 40°C, криві течії, зняті на прямому і зворотному ходах віскозиметра, не співпадають, утворюючи характерні “гістерезисні петлі”, що свідчить про наявність у даної нафти тиксотропних властивостей і можливість швидкого відновлення

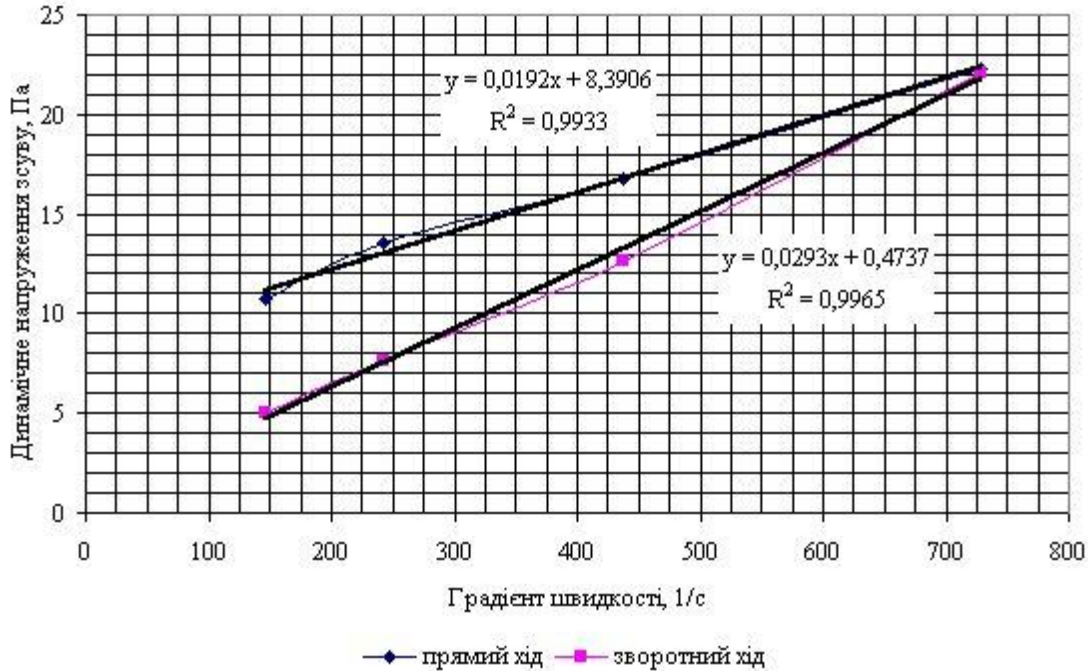


Рисунок 4 — Математичне моделювання реологічних характеристик долинської нафти за температури 10°C (досліди 16 жовтня 2003 р.)

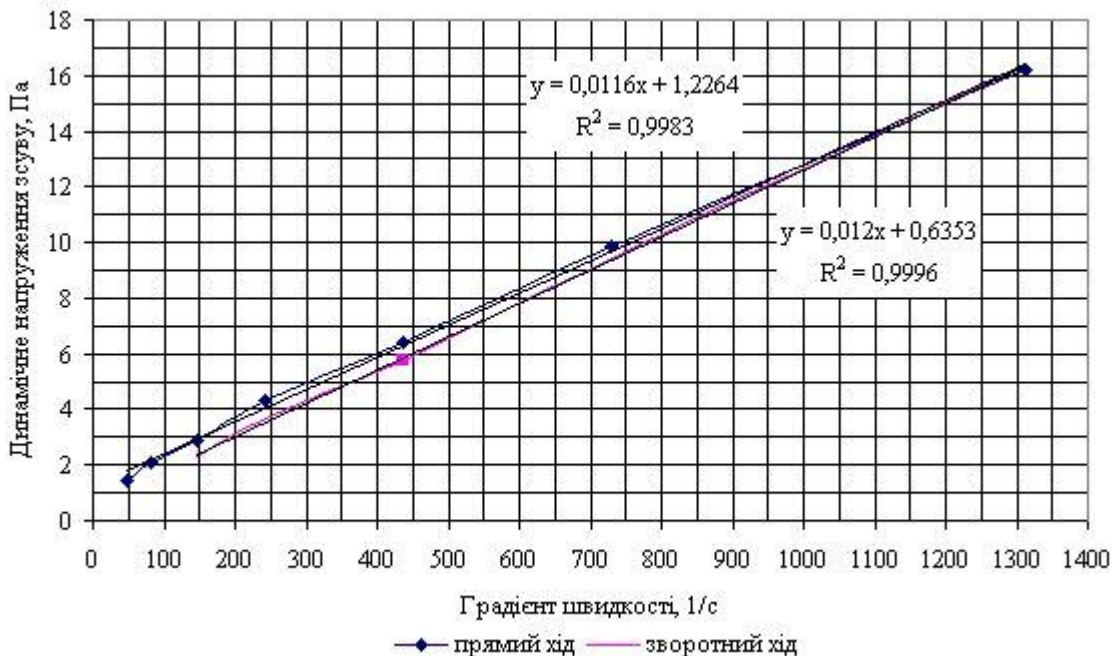


Рисунок 5 — Математичне моделювання реологічних характеристик долинської нафти за температури 25°C (досліди 16 жовтня 2003 р.)

ка нафта може бути віднесена до в'язкопластичних рідин, рух яких у широкому діапазоні градієнтів швидкості з достатньою точністю

структури нафти після зупинки перекачування;  
– у разі незруйнованої структури нафти (прямиий хід віскозиметра) у діапазоні темпера-



тур від 50 до 25°C аномальні властивості проявляються слабо, граничне динамічне напруження зсуву мале і не перевищує  $\tau_o = 1,5$  Па, спостерігається достатня сталість коефіцієнтів моделей для різних проб нафти за однакової температури;

– у разі незруйнованої структури нафти (прямий хід віскозиметра) у діапазоні температур від 25 до 5°C аномальні властивості прояв-

на усталених режимах роботи нафтопроводу і відсутності навіть короткочасних зупинок перекачування.

Враховуючи, що перекачування Долинської нафти проводиться циклічно, малими партіями, у недостатньо прогрійтій трубопроводі, слід чекати значну неусталеність режиму перекачування, можливість значного відновлення структурної решітки, що спричинює підвищення

**Таблиця 1 — Усереднені значення динамічної і кінематичної в'язкості долинської нафти у діапазоні температур, які спричинюють її ньютонівські властивості, за результатами експериментів**

Температура нафти, °C	Динамічна в'язкість, Па·с	Густина, кг/м <sup>3</sup>	Кінематична в'язкість, м <sup>2</sup> /с
50	0,0042	823	$5,1 \cdot 10^{-6}$
60	0,0035	815	$4,3 \cdot 10^{-6}$
65	0,0033	812	$4,1 \cdot 10^{-6}$

**Таблиця 2 — Усереднені значення коефіцієнтів реологічної моделі Шведова-Бінгама для долинської нафти за результатами експериментів**

Температура нафти, °C	Прямий хід		Зворотний хід	
	Граничне динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість нафти, Па·с	Граничне динамічне напруження зсуву, Па	Пластична в'язкість нафти, Па·с
5	9,46	0,0335	2,70	0,0418
10	8,44	0,0208	2,33	0,0253
15	6,91	0,0192	2,00	0,0197
20	4,68	0,0146	0,94	0,0167
25	1,33	0,0114	0,62	0,0118
30	0,72	0,0066	0,46	0,0068
40	0,54	0,0046	0,52	0,0047

ляються значною мірою, граничне динамічне напруження зсуву різко зростає і досягає значень  $\tau_o = 15$  Па за температури 5°C, при цьому коефіцієнти моделей для різних проб нафти за однакової температури варіюються значно більше;

– у разі зруйнованої структури нафти (зворотний прямий хід віскозиметра) помітні аномальні властивості проявляються лише за температур, близьких до температури застигання і нижчих від неї; за вищих температур граничне динамічне напруження зсуву не перевищує 1 Па;

– у разі зруйнованої структури нафти (зворотний прямий хід віскозиметра) навіть для температур, значно нижчих від температури її застигання, ступінь аномальності властивостей Долинської нафти значно менший, порівняно з нафтою із сформованою структурною решіткою (прямий хід віскозиметра). Це свідчить про можливість перекачування Долинської нафти за низьких температур і умов повного руйнування її структури, що може бути гарантовано лише

ступеня аномальності нафти. Внаслідок цього зростає гідравлічний опір нафтопроводу і збільшується ймовірність його „заморожування” за низьких температур і високих значень коефіцієнта теплопровідності ґрунту. Даний висновок підтверджується результатами обробки статистичних даних з реальних режимів експлуатації нафтопроводу, величинами фактичної продуктивності і тиску нафти на виході НПС, проблемами, що мають місце під час перекачування Долинської нафти у зимовий та весняно-осінній періоди, для яких характерні ускладнені умови навколишнього середовища.

Таким чином, у результаті експериментальних досліджень ми одержали комплекс реологічних параметрів долинської нафти для незруйнованої або повністю відновленої структури (за прямого ходу віскозиметра) і комплекс реологічних параметрів тієї ж нафти для повністю зруйнованої структури (за зворотного ходу віскозиметра). Нафта, що перекачується нафтопроводом, характеризується реологічними параметрами, які входять у межі, зазначені вище.

Причому, ступінь руйнування структурної решітки, а отже, і ступінь аномальності властивостей нафти залежать від десятків чинників, які важко врахувати, вони є випадковими величинами і тому не піддаються точному прогнозуванню.

З цих причин як граничні параметри нафти, що визначають максимальний гідравлічний опір трубопроводу і відповідають найбільшій небезпеці його „заморожування”, доцільно прийняти реологічні параметри Долинської нафти, які одержані дослідним шляхом у разі незруйнованої її структури. Реологічні параметри Долинської нафти, одержані за повністю зруйнованої її структури, характеризують найбільш сприятливі умови роботи нафтопроводу, які можна було б реалізувати за безперервного перекачування високов'язкої нафти зі значно більшими, ніж сьогодні, витратами нафти і сталим температурним режимом.

### Література

1. Середюк М.Д., Якимів Й.В., Лісафін В.П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів. – Кременчук, 2001. – 517 с.

просторі утворюються геоелектричні неоднорідності, що виникають як наслідок фільтраційних і масообмінних процесів, які відбуваються в цій зоні. Правильна оцінка змін у навколосвердловинному просторі та головних зумовлюючих чинників цих змін має важливе значення у визначенні питомого електричного опору (ПЕО) незміненої частини пласта і оцінки характеру його насичення.

До вирішення цього питання можна йти різними шляхами: перший – це розробка нових методів свердловинних досліджень, другий –

2. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. – М.: Недра, 1973. – 89 с.

3. Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1982. – 294 с.

4. РД 39-30-480-80 Методика расчета гидравлических и тепловых потерь в "горячем" нефтепроводе. – 46 с.

5. Методика теплового и гидравлического расчета трубопроводов при установившемся режиме перекачки подогретых вязкопластичных нефтей и нефтепродуктов. – Уфа: ВНИИ-СПТнефть, 1974. – 57 с.

УДК 553.981

## ВПЛИВ ФІЛЬТРАТУ БУРОВОГО РОЗЧИНА ТА ХАРАКТЕРУ НАСИЧЕННЯ ПЛАСТІВ НА ЗМІНУ ПАРАМЕТРІВ ЗОНИ ПРОНИКНЕННЯ (НА ПРИКЛАДІ ДОСЛІДЖЕНЬ ЮРСЬКИХ ВІДКЛАДІВ КИНСЬКОГО РОДОВИЩА)

О.В.Серженя

ОАО "Пургеофизика", Ямало-Ненецкий а.о., м. Губкинський, 6-й мкр., тел.(35346) 53278,  
e-mail: gorgan@gorgan.ru

*В результате проникновения в пласты фильтрата бурового раствора в околоскважинной зоне образуются геоэлектрические неоднородности, возникающие как следствие происходящих в этой зоне фильтрационных и массообменных процессов.*

*В статье рассмотрены основные факторы, влияющие на структуру геоэлектрических неоднородностей в зоне проникновения фильтрата бурового раствора. Проведен анализ закономерностей, проявляющихся при изучении зоны проникновения в пластах-коллекторах со сложным флюидонасыщением. Предложена методика анализа результатов интерпретации зондового комплекса ВИКИЗ, позволяющая определять интервалы с высоким газосодержанием и более однозначно оценивать глубину газодояного (ГВК) и газонефтяного (ГНК) контактов.*

У процесі розкриття пластів бурінням відбувається порушення природної рівноваги вихідної пластової системи в просторі і часі. У результаті проникнення в колектори фільтрату бурового розчину в навколосвердловинному

*As a result of penetration of the drilling mud filtrate into the borehole environment there are formed the geoelectric heterogeneities. It is the result of the mass-transfer and filtrational processes in this zone.*

*In the article there are considered the primary factors, that influence on the structure of geological heterogeneities in a zone of penetration of the drilling mud filtrate. There are realized the regularities, that are shown at studying of a zone of penetration in the layers - reservoirs with complex fluid saturation. The technique of the analysis the results of the well-log data interpretation (data of the induction sounding "VIKIZ") allows to determine the intervals with the high contents of the gas and more uniquely estimate the depth of gas-water and gas-oil contacts.*

збільшення обсягу корисної інформації, яку ми одержуємо із даних дослідження свердловин. Методика інтерпретації електромагнітного каротажу ВІКІЗ, що застосовується в ході дослі-