

– обґрунтованого вибору методики пошуково-розвідувальних геолого-геофізичних робіт.

Література

1. Лукин А.Е., Кривошеев В.Т. Поиски неантиклинальных ловушек нефти и газа в полифациальных отложениях на основе детальной стратиграфической корреляции // Тезисы докладов IV Межвед. страт. конференции. – Ашхабад, 1983.

2. Лукин А.Е., Кривошеев В.Т. и др. Палеогеоморфологические критерии нефтегазоносности нижнего карбона ДДВ // В сб.: Практические результаты и перспективные направле-

і динамічного коефіцієнта в'язкості від швидкості зсуву, вмісту води (в усій області зміни ния палеогеоморфологических исследований в нефтегазоносных районах СССР. – Москва, 1987. – С.126–132.

3. Маєвський Б.Й., Лозинський О.Є., Гладун В.В., Чепіль П.М. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. – К.: Наукова думка, 2004. – 448 с.

4. Марьенко Ю.И. Нефтегазоносность карбонатных пород. – М.: Недра, 1978. – 240 с.

5. Дж. Л. Уилсон. Карбонатные фации в геологической истории / Под ред. В.Т.Фролова. – М.: Недра, 1980. – 463 с.

УДК 622.276.1/7 + 532.54

ДОСЛІДЖЕННЯ РЕОЛОГІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ І ВОДОНАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СУМІШЕЙ

В.С.Бойко¹, Р.В.Грибовський¹, Р.Ф.Лагуш¹, Т.М.Пастухова¹, І.В.Проців¹, В.С.Орлів²

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 994196, e-mail: public@pung.edu.ua

²ТОВ „Кримпаліверенго”, 95023, м. Сімферополь, вул. Косенка, 10, тел.(0652) 638893

Проведено експериментальні дослідження нафти Семеновського і Луквинського месторождених і водонефтегазоконденсатних сумішей. Вперше отримано експериментальні залежності динамічного коефіцієнта в'язкості водонефтяної і водонефтегазоконденсатної сумішей від обводненості в цілому інтервалі її зміни (0-100%) при різному вмісті газоконденсату. Установлено величину раціонального вмісту газоконденсату в суміші для зменшення витрат на транспортування високов'язкої продукції в зимній період. Обґрунтовано практичні висновки.

The experimental researches of Semenivka and Lukva oil fields and water-oil-gas-condensate mixtures have been made. There have been got for the first time the experimental relations of dynamic coefficient viscosity of water-oil and water-oil-gas-condensate mixtures from encroachment in all interval of its variable (0-100%) at the different gas-condensate content. The quantity of rational gas-condensate content in the mixture for the light transportation reducing of high-viscosity products in winter has been established. The practical conclusions were grounded and formulated.

Реологічні (неньютонівські) властивості асфальтеновмісних, парафіністих і обводнених (емульгованих) нафт, які проявляються в першу чергу в аномалії в'язкості, тобто в залежності ефективної в'язкості нафти від напруження зсуву або градієнта швидкості, істотно ускладнюють процеси видобування і транспортування [1, 2]. Через відсутність поки задовільної теорії, яка пояснювала б неньютонівський рух таких нафт, особливо емульсій [4], а кількісна характеристика реологічних властивостей неоднакова для різних нафт [1], неуніверсальна і малонадійна [4], експериментальне вивчення реологічних властивостей нафт конкретних родовищ чи сумішей постійно залишається в полі зору дослідників [3,4]. Нами з практичних позицій підвищення ефективності процесів видобування і транспортування високов'язкої продукції нафтових свердловин, зокрема в зимовий період, проведено експериментальне дослідження нафт Семеновського і Луквинського родовищ та їх сумішей з водою і газоконденсатом, що дало змогу отримати залежності напруження зсуву

обводненості) і газоконденсату та встановити величину раціонального вмісту газоконденсату в суміші.

Промислові поклади нафти Семеновського родовища відносяться до відкладів карагана (II, III, IV поклади) і чокрака (V, VI поклади). За результатами досліджень глибинних проб властивості нафт у цих покладах досить близькі. Нафта із відкладів продуктивного комплексу відноситься до нафтенно-ароматично-метанового типу (нафтенних 51-55%, ароматичних 33-38%, метанових вуглеводнів 11-12%), темно-коричневого кольору, важка (молекулярна маса 269-287; густина розгазованої нафти 914 кг/м³), малопарафініста (0,25-0,7%), малосмолиста (7,0-12,5%), малосірчиста (0,15-0,16%). Температура початку кипіння нафти 375-481 К, до 623 К википає 33-58% нафти. Динамічний коефіцієнт в'язкості пластової (293-296 К; 1,8-2,9 МПа) нафти 23,6-27,3 мПа с, а кінематичний коефіцієнт розгазованої нафти (21,1-55,9)·10⁻⁶ м²/с [6].

Нафта менілітового покладу Луквинського родовища відноситься до метано-нафтенного

типу (метанових 66,2-75,5%, ароматичних вуглеводнів 14,6-9,5%), легка (молекулярна маса 178-205; густина розгазованої нафти 821-837 кг/м³), високопарафініста (6,9-10,7%), смолиста (5,6-17%), малосірчиста (0,17-0,25%). Температура початку кипіння нафти 335-352 К, до 525 К википає 44-60% нафти. Кінематичний коефіцієнт в'язкості розгазованої нафти $(4,6-14,8) \cdot 10^{-6}$ м²/с [6].

Для полегшення транспортування високов'язких і застигаючих нафт застосовують такі основні групи способів: 1) перепомповування з підігріванням; 2) перепомповування з попереднім поліпшенням реологічних властивостей; 3) гідроперепомповування; 4) перепомповування в потоці-носії.

Технологія перепомповування високов'язких рідин з підігріванням є найбільш вивченою, знайшла практичне застосування у світі, в т. ч. на нафтопроводах України, і на сьогодні є одним із найбільш надійних, простих в обслуговуванні і відносно дешевих методів транспортування в'язких і застигаючих нафт та нафтопродуктів. Для підігрівання нафт і нафтопродуктів можуть бути використані різні теплоносії. При цьому методи в'язка рідина нагрівається в теплообмінниках або теплових печах на головній насосно-тепловій станції трубопроводу і подається в трубопровід. Під час переміщення по трубопроводу вона остигає, а тому для трубопроводу великої протяжності передбачається повторне підігрівання нафти на проміжних пунктах підігрівання. Перепомповування з попереднім підігріванням як основний метод транспортування високов'язких і застигаючих нафт і нафтопродуктів розглядається тепер як еталон. Перепомповування високов'язких і застигаючих нафт і нафтопродуктів може здійснюватись як поршневыми, так і відцентровими насосами. Тепер більш поширеними є відцентрові насоси, оскільки за високих температур нафта і нафтопродукти мають малу в'язкість, а значить, ККД цих насосів під час їх перепомповування є високим.

При транспортуванні високов'язкої продукції на нафтових промислах, коли перепомповування здійснюється періодично через малу кількість добового видобутку Луквинського родовища, ускладнюється процес, особливо в осінньо-зимовий період, оскільки, враховуючи високу в'язкість рідини, що транспортується, необхідно створювати високі пускові тиски (до 11,5 МПа і вище за тиск опресування трубопроводу – 11,0 МПа).

Аналогічні проблеми внутрішньопромислового транспортування виникають і під час роботи окремих свердловин (стосовно їх стовбурів та викидних ліній).

На основі аналізу внутрішньопромислової транспортної системи для умов Луквинського нафтового родовища, окрім інших варіантів подолання проблеми, нами було запропоновано застосування розчинника для покращання реологічних властивостей продукції.

З метою обґрунтування використання розчинників для діяння на потік нами проведено

лабораторні дослідження реологічних характеристик окремо високов'язкої нафти і разом з додатками.

Експериментальні дослідження водонафтової емульсії ми проводили за допомогою ротатійного віскозиметра ВСН-3 [5], який подано на рис. 1. Водонафтова емульсія знаходиться у зовнішньому циліндрі 4, в який занурено внутрішній циліндр 3, підвішений на пружному дроті 1 або на пружині-динамометрі. Зовнішній циліндр 4 електромотором 5 приводиться в обертання з постійною частотою. За рахунок внутрішнього тертя між шарами рідини в кільцевому просторі внутрішній циліндр 3 закручується до врівноваження його обертальним моментом пружини. Кут закручування пружини, виміряний за допомогою градуйованого лімба 2 і помножений на відповідний коефіцієнт, визначає напруження зсуву на внутрішньому циліндрі за даної частоти обертання зовнішнього циліндра.

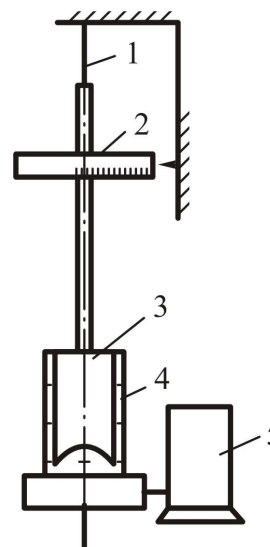


Рисунок 1 — Принципова схема ротатійного віскозиметра

Віскозиметром ВСН-2М можна вимірювати статичне напруження зсуву (СНЗ) (за частоти обертання зовнішнього циліндра 0,2 об/хв.) і напруження зсуву (за частоти 50-600 об/хв.) при температурі 20-200°C і тиску 0-15 МПа. Вимірювання напружень зсуву для визначення параметрів реологічних моделей здійснювали при зворотному ході, починаючи з максимальної частоти обертання зовнішнього циліндра. Це забезпечує найповніше руйнування тиксотропної структури.

До реологічних властивостей водонафтової емульсії відносяться: динамічне напруження зсуву (τ_0), динамічний коефіцієнт ефективної в'язкості ($\eta_{\text{еф.}}$) і пластична в'язкість ($\eta_{\text{пл.}}$). Динамічне напруження зсуву – це величина, яка характеризує міцніший опір текучості водонафтової емульсії, вимірюється в Па, є величиною постійною для даної водонафтової емульсії і не залежить від швидкості руху. Динамічний коефіцієнт ефективної в'язкості характеризує в'язкісний опір водонафтової емульсії при кон-

кредній швидкості зсуву, вимірюється в Па·с, є змінною величиною і залежить від швидкості руху водонафтової емульсії.

Рівняння ротаційної віскозиметрії служать основою для оцінки за результатами вимірювань напружень зсуву та кутової швидкості ω реологічної моделі і властивостей досліджуваної рідини [5]

$$\phi = \frac{M}{2\pi R_1^2 h} = c\varphi, \quad (1)$$

де: M – крутний момент; R_1 – радіус внутрішнього циліндра; h – висота внутрішнього циліндра; φ – кут закручування внутрішнього циліндра; c – постійна приладу.

Ці рівняння допускають аналітичний розв'язок тільки для деяких реологічних моделей, а саме:

моделі Ньютона

$$\phi = \frac{2\zeta\omega}{1 - \alpha^2}; \quad (2)$$

моделі Оствальда

$$\phi = k \left[\frac{2\omega}{n(1 - \alpha^2)^{2/n}} \right]^n; \quad (3)$$

моделі Шведова-Бінгама

$$\phi = \begin{cases} \frac{2\zeta\omega}{1 - \alpha^2} + \frac{\phi_0 \ln(1/\alpha^2)}{1 - \alpha^2}, & \text{за } \phi \geq \phi_0/\alpha^2; \\ 2\zeta\omega + \phi_0 [1 + \ln(\phi/\phi_0)], & \text{за } \phi < \phi_0/\alpha^2. \end{cases} \quad (4)$$

Для різних моделей визначаємо коефіцієнти за умов результатів експериментів та паспортних характеристик приладу, зокрема для відношення радіусів

$$a = R_1/R_0 = 47/55, \quad (5)$$

де R_1, R_0 – радіуси відповідно внутрішнього і зовнішнього циліндрів.

Визначаємо кутову швидкість

$$\omega = \frac{\pi n}{30}. \quad (6)$$

Визначаємо градієнт швидкості

$$\gamma = \frac{2}{1 - \alpha^2} \omega. \quad (7)$$

Експериментальні значини напруги зсуву розраховуються за формулою

$$\tau = k_1 \frac{\phi\pi}{180}. \quad (8)$$

Для вибору існуючої реологічної моделі за методом найменших квадратів апроксимуємо залежності за різними реологічними моделями [5]:

моделі Ньютона

$$b_N = \frac{\sum_i x_{Ni} y_{Ni}}{\sum_i (x_{Ni})^2}; \quad (9)$$

моделі Шведова-Бінгама

$$b_B = \frac{\sum_i x_{Bi} \sum_i y_{Bi} - n \sum_i x_{Bi} y_{Bi}}{\left(\sum_i x_{Bi} \right)^2 - n \sum_i (x_{Bi})^2}; \quad (10)$$

$$a_B = \frac{\sum_i y_{Bi} - b_B \sum_i x_{Bi}}{n}; \quad (11)$$

моделі Оствальда

$$b_O = \frac{\sum_i x_{Oi} \sum_i y_{Oi} - n \sum_i x_{Oi} y_{Oi}}{\left(\sum_i x_{Oi} \right)^2 - n \sum_i (x_{Oi})^2}; \quad (12)$$

$$a_O = \frac{\sum_i y_{Oi} - b_O \sum_i x_{Oi}}{n}. \quad (13)$$

Таким чином, визначено коефіцієнти лінеаризованих залежностей

$$f_N(x, b_N) = b_N x; \quad (14)$$

$$f_B(x, a_B, b_B) = b_B x + a_B; \quad (15)$$

$$f_O(x, a_O, b_O) = e^{b_O \ln x + a_O}. \quad (16)$$

Визначаємо параметри суміші для різних реологічних моделей:

моделі Ньютона

$$\eta_N = \frac{1 - \alpha^2}{2} b_N; \quad (17)$$

$$\tau_N(x, \eta) = \frac{2\eta}{1 - \alpha^2} x; \quad (18)$$

моделі Шведова-Бінгама

$$\eta_B = \frac{1 - \alpha^2}{2} b_B; \quad (19)$$

$$\tau_{0B} = \frac{1 - \alpha^2}{\ln\left(\frac{1}{\alpha^2}\right)} a_B; \quad (20)$$

$$\tau_B(x, \eta, \tau) = \frac{2\eta x}{1 - \alpha^2} + \frac{\tau}{1 - \alpha^2} \ln\left(\frac{1}{\alpha^2}\right); \quad (21)$$

моделі Оствальда

$$K_0 = \left[\frac{1}{2} n_0 \left(1 - \alpha^{\frac{2}{n_0}} \right) \right]^{n_0} e^{a_0}; \quad (22)$$

$$\tau_0(x, k, n) = k \left[\frac{n}{2x} \left(1 - \alpha^{\frac{2}{n}} \right) \right]^{-n}. \quad (23)$$

Вибір реологічної моделі здійснюємо за меншою значиною середньоквадратичного відхилення для кожного окремо взятого випадку (експерименту) за формулами

$$y_N = \sqrt{\frac{1}{n-n'} \sum_i (f_N(x_{N_i}, b_{N_i}) - y_{N_i})^2}; \quad (24)$$

$$\sigma_B = \sqrt{\frac{1}{n-n'_B} \sum_i (f_B(x_{B_i}, a_{B_i}, b_{B_i}) - y_{B_i})^2}; \quad (25)$$

$$\sigma_O = \sqrt{\frac{1}{n-n'_O} \sum_i (f_O(x_{O_i}, a_{O_i}, b_{O_i}) - y_{O_i})^2}. \quad (26)$$

Експериментальні дослідження залежності водонафтової емульсії від ступеня обводненості на ротажному вискозиметрі ВСН-3 при температурі 20°C і атмосферному тиску ми проводили таким чином:

а) заливали водонафтову емульсію у чашку і перемішували її за частоти обертання зовнішнього циліндра 600 хв⁻¹;

б) знімали стійкі покази кутів закручування по шкалі приладу при обертах 600, 400, 300, 200 хв⁻¹.

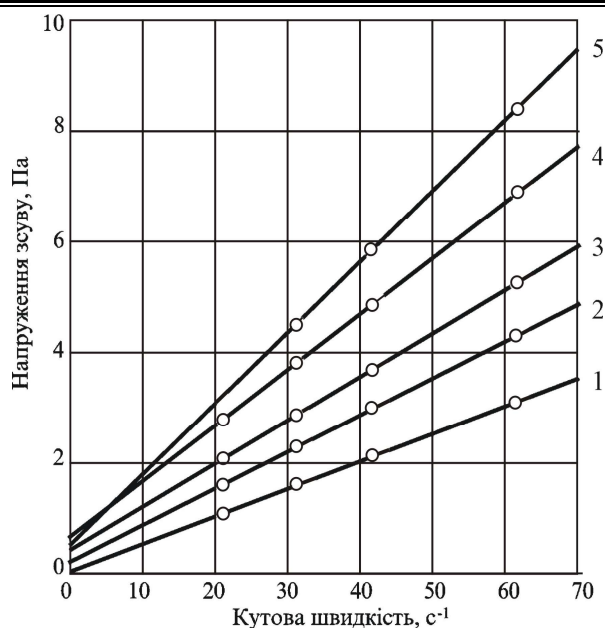
Такі експериментальні дослідження згідно з п.б провели з водонафтовою емульсією за вмісту в ній 15%, 20%, 30%, 40%, 76% води.

За результатами проведених розрахунків вибрано модель Шведова-Бінгама.

На рис. 2 суміщено результати досліджень залежності напружень зсуву водонафтової емульсії від кутової швидкості обертання циліндрів за різних значин обводненості. Результати дослідів свідчать про значний вплив обводненості продукції на реологічні характеристики рідини (напруження зсуву, в'язкість тощо). Також нами в суміш з метою зменшення в'язкості і внаслідок цього зменшення напруження зсуву проведено лабораторні дослідження залежності динамічного коефіцієнта в'язкості суміші від обводненості, які подано на рис. 3. Як видно з рис. 3, за великих значин обводненості (у даному випадку понад 60%) доцільно штучно підвищувати обводненість продукції, додаючи воду.

Це призведе до зменшення в'язкості продукції, а відповідно до зменшення експлуатаційних витрат.

З метою вибору дози розчинника (у даному випадку газоконденсату) нами було проведено ряд дослідів, що мали на меті встановити залежність реологічних властивостей продукції від обводненості та концентрації введеного розчинника. Для дослідів використано газоконденсат Космацького УНТС. На рис. 4 показано залежність динамічного коефіцієнта в'язкості водонафтогазоконденсатної суміші від обводненості продукції за різних об'ємів доданого розчинника. Помітним є різке зменшення в'язкості водонафтогазоконденсатної суміші за малих концентрацій розчинника. Також для суміші характерним є зменшення напруження зсуву зі зростанням концентрації розчинника. Таким чином, за рахунок додавання розчинника можна досягти як зменшення гідравлічного опору, так і зменшення пускових тисків. Концентрацію розчинника необхідно підбирати також і з умов економічної доцільності. У даному випадку раціональними концентраціями є 0,5-3%.



1 – 15% води; 2 – 20% води; 3 – 30% води; 4 – 40% води; 5 – 76% води

Рисунок 2 — Суміщений графік залежностей напружень зсуву водонафтової емульсії від кутової швидкості обертання циліндрів за різних значин обводненості

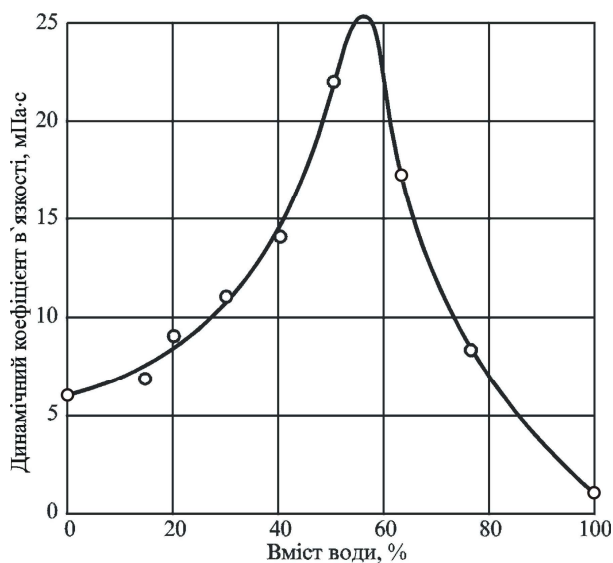
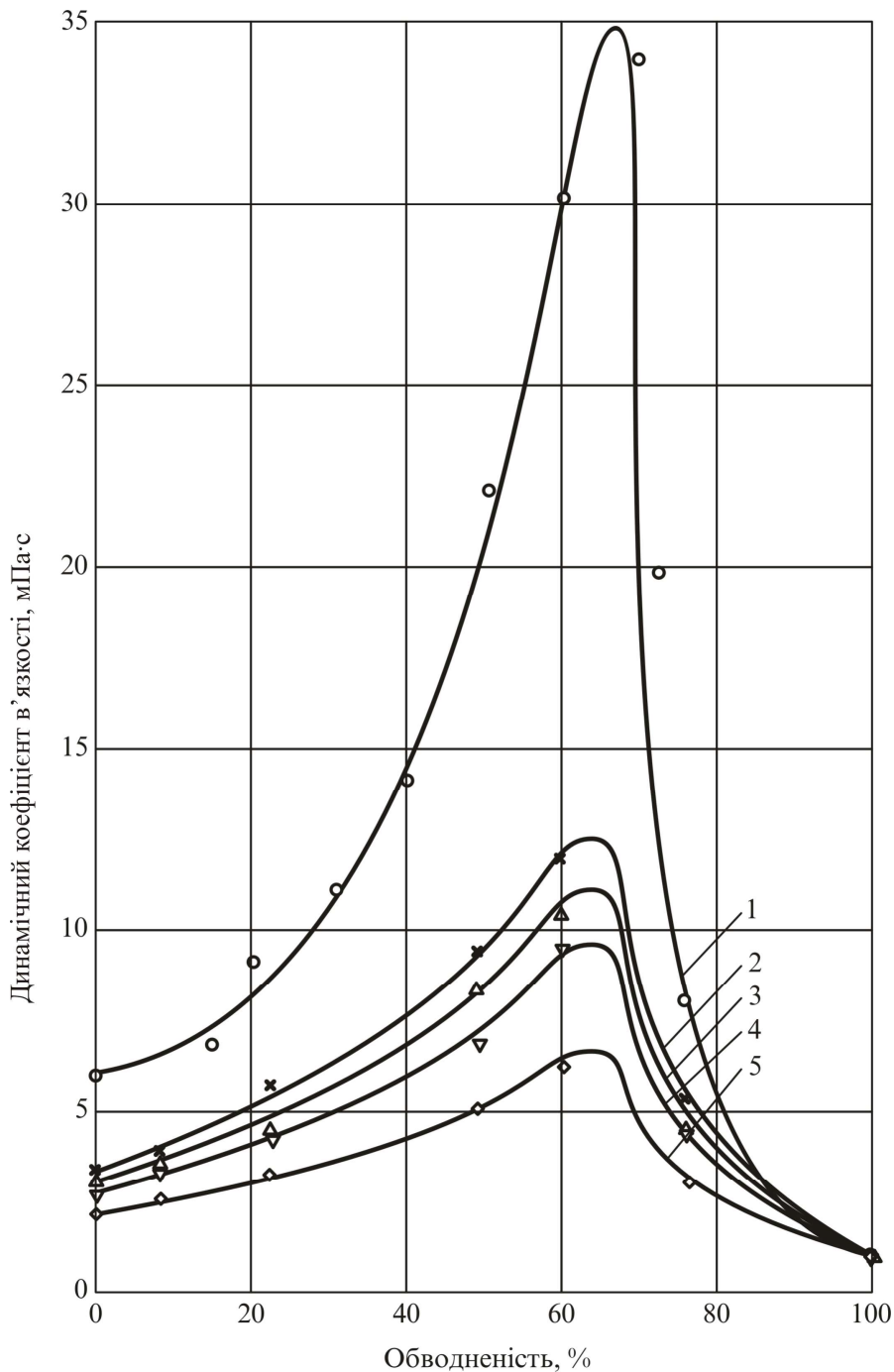


Рисунок 3 — Залежність динамічного коефіцієнта в'язкості водонафтової суміші від вмісту води

Таким чином, вперше отримано експериментальні залежності динамічного коефіцієнта в'язкості водонафтової і водонафтогазоконденсатної сумішей від обводненості в усьому інтервалі її зміни (0-100%) за різного вмісту газоконденсату. Обґрунтовано і сформульовано практичні висновки.

Література

1. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. – М.: Недра, 1975. – 168 с.



1 – 0% конденсату; 2 – 1% конденсату; 3 – 3% конденсату

Рисунок 4 — Залежність динамічного коефіцієнта в'язкості водонафтогазоконденсатної суміші від вмісту води за різних вмістів газоконденсату

2. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 1983. – 224 с.

3. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Под ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 455 с.

4. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи / И.Т. Мищенко и др. – М.: Недра, 1984. – 272 с.

5. Мислюк М.А., Рибчин І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – Т.2. – 304 с.

6. Атлас родовищ нафти і газу України. / За заг. ред. М.М.Іванюти, В.О.Федишина, Б.І.Денєги, Ю.О.Арсирія, Я.Г.Лазарука. – Львів, 1998. – 494 с.