

$$S_{\beta} = \frac{h}{2} \left[1 + \frac{1}{\left(1 - \frac{\omega^2}{\kappa^2} \right)} \right]$$

Звідси знаходимо, що переміщення плунжера буде меншим від переміщення точки підвісу штанг за умови $\omega \geq 1,41 \kappa$. Ця умова справедлива для верстатів-гойдалок з гармонійним рухом точки підвісу штанг. До таких установок належать безбалансирні верстати-гойдалки. Для балансирних установок ця умова буде іншою.

Література

1. Вирновський А.С. Теория и практика глубиннонасосной добычи нефти. – М.: Недра, 1971. – 190 с.
2. Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами. – М.: Недра, 1979. – 213 с.

3. Малько Б.Д., Козак Я.І. Спрощення розрахункової схеми бурильної колони // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2002. – №2(3).

4. Кадиров Н.Б. К вопросу исследования вынужденного колебательного движения колонны штанг станка-качалки глубинного насоса // Изв. вузов: Нефть и газ. – 1983. – №8. – С. 25-31.

5. Багиров Ф.Ш. Распознавание состояния станка – качалки на основе экспертной диагностики. // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1987. – №2. – С. 53-55.

6. Дреготеску Н.Д. Глубиннонасосная добыча нефти. – М.: Недра, 1966. – 418 с.

7. Костапян В.Р., Тер-Хачатуров А.А. Автоматическая обработка динамограмм в диалоговой системе контроля глубинных насосов // Изв. вузов: Нефть и газ. – 1986. – №2. – С. 70-75.

8. Чицеров Л.Г. Нефтепромысловые Машины и механизмы. – М.: Недра, 1983. – 312 с.

УДК 552.578: 553.981

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ З ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВИТІСНЕННЯ НАФТИ ТЕХНІЧНОЮ ВОДОЮ НА МОДЕЛЯХ ПЛАСТІВ ЛОПУШНЯНСЬКОГО І ЛИЧКІВСЬКОГО РОДОВИЩ

М.Ю.Нестеренко

ЛВ УкрДГРІ, 79000, м. Львів, пл. Міцкевича, 8, тел. (0322) 719117
e-mail: lv_ukrdgri@polynet.lviv.ua

Определены коэффициенты витеснения нефти технической водой на моделях пластов Лопушнянского (меловые отложения) и Лычковского (турнейский ярус) месторождений, обоснованы величины коэффициентов извлечения нефти, которые составляют соответственно 34 и 44,4%.

Coefficients of oil displacement by process water on the bed models of Lopushnia (Cretaceous deposits) and Lychky (Tournaisian stage) fields are determined, the values of oil recovery factors which make up 34,0 and 44,4 % accordingly are substantiated.

Об'єктом досліджень були зразки керна, відібрані із крейдових відкладів Лопушнянського та турнейських Личківського родовищ.

ЛОПУШНЯНСЬКЕ РОДОВИЩЕ

Продуктивні горизонти Лопушнянського родовища, представлені пісковиками і алевролітами, мають різні колекторські властивості.

Для оцінки величини коефіцієнта витіснення нафти була відібрана колекція зразків керна загальною довжиною 0,482 м з поперечним перерізом 6,4 см². Модель пласта характеризується такими усередненими параметрами: пористість – 13,61%, проникність – 59,9·10⁻¹⁵ м².

Для моделювання величини залишкової водонасиченості був використаний запатентований нами раніше спосіб [1, 2]. Суть його полягає у визначенні залишкової водонасиченості гірських порід, який включає відбір зразків по-

рід і проб глибинної нафти із порід продуктивного пласта, визначення абсолютної проникності і пористості порід; екстрагування; висушування і насичення їх пластовою водою; складання із них з відповідними абсолютною проникністю і пористістю моделі пласта (кернної колонки); розміщення на її виході високопористої насадки з постійною залишковою водонасиченістю; створення на кернній колонці температури і тиску, близьких до пластових, виміри об'єму витісненої при цьому пластової води, витіснення пластової води із кернної колони шляхом ступінчастого підвищення тиску витіснення від мінімальної до максимальної величини; вимір об'єму пластової води, яка виділяється із кернної колонки і визначення залишкової водонасиченості пласта, яка відрізняється тим, що з метою підвищення точності і достовірності визначення попередньо визначають питомий електричний опір продуктивного пласта, в про-

Таблиця 1 – Фізико-хімічні властивості пластової води і рекомбінованої проби нафти, використаних у досліді з витіснення для Лопушнянського родовища

Пластова вода			Нафта					
мінералізація C_s , кг/м ³	питомий електричний опір ρ_e , Ом·м в умовах		в'язкість μ_e , мПа·с	тиск насичення $P_{нас}$, МПа	густина дегазованої нафти ρ , кг/м ³	газовий фактор G_f , м ³ /м ³	в'язкість μ_n , мПа·с	коефіцієнт усадки v
	поверхневих	пластових						
2200	0,056	0,022	0,5	30,5	843,2	193,7	0,564	0,65

цесі створення температури і тиску, близьких до пластових, на керновій колонці вимірюють питомий електричний опір кернової колонки, при досягненні питомого електричного опору постійної величини в пробі глибинної газованої нафти знижують тиск насичення нафти газовою водою, витіснення пластової води із кернової колонки шляхом ступінчатого підвищення тиску здійснюють виділеною газовою фазою, при цьому продовжують вимірювати питомий електричний опір кернової колонки та порівнюють його з питомим електричним опором продуктивного пласта і при їх рівності визначають залишкову водонасиченість пласта.

Описана вище методика передбачає, що з метою збереження природної змочуваності поверхні зразків здійснюють їх холодне екстрагування в низькомолекулярній індивідуальній вуглеводневій рідині (бензолі, толуолі).

За цією методикою була підготовлена модель продуктивного пласта, флюїди якого характеризуються відповідними параметрами (таблиця 1).

Співвідношення води і газованої нафти в поровому просторі виготовленої моделі пласта розподілилось так:

загальний об'єм відкритих пор – 41,1 см³ (100 %),
об'єм залишкової води – 13,1 см³ (32 %),
об'єм нафти (об'єм ефективних пор) – 28,0 см³ (68 %).

Таким чином, початковий коефіцієнт нафтонасичення становив 0,68. Процес витіснення води газованою нафтою супроводжувався вимірюванням питомого електричного опору. Одержані результати вимірів дають можливість зробити такі висновки. Повністю водонасичена модель пласта мала питомий електричний опір $\rho_{en} = 1,06$ Ом, що добре узгоджується з даними, одержаними за результатами ГДС на водонесних горизонтах Лопушнянського родовища. Відносний опір (параметр пористості) моделі пласта (з врахуванням температури) буде

$$P_n = \frac{c_{en}}{c_e} = \frac{1,06}{0,022} = 48,2 \text{ і при значенні коефіцієнта відкритої пористості } 13,61 \%$$

У процесі витіснення води нафтою вимірювалися зміна питомого електричного опору моделі пласта. У результаті експериментальних робіт отримано значення коефіцієнта збільшення опору (параметр насичення) P_n залежно від водонасичення K_e . Результати наведено в таблиці 2.

Таблиця 2 – Залежність параметра насичення від водонасичення моделі пласта Лопушнянського родовища

Параметр насичення P_n	1,12	3,0	9,2
Водонасичення K_e , %	89,1	58	32

Залежність $P_n = f(K_e)$, одержана експериментальним шляхом, практично повністю збігається зі стандартною кривою для піщано-глинистих порід з незначним зміщенням кута нахилу в бік карбонатності. Це пояснюється тим, що досліджувані породи-колектори в складі цементуючої речовини вміщують карбонати. Але це відхилення незначне. Необхідно зауважити, що питомий електричний опір моделі пласта при $K_n = 0,68$ відповідає $\rho_{en} = 9,70$ Ом·м. Одержана величина питомого електричного опору підтверджується значеннями, отриманими за результатами інтерпретації ГДС продуктивних відкладів Лопушнянського родовища (7-9 Ом·м).

Другий етап проведення експериментальних робіт полягав у визначенні коефіцієнта витіснення нафти в режимі площинного заводнення. З цією метою у використану модель пласта подавалася технічна вода з тиском, вищим від тиску насичення (див. табл. 1). На виході з кернової колони фіксувалася кількість витісненої дегазованої нафти, кількість газу і води. Був зафіксований період безводної експлуатації, період із зміною водонафтового фактора. Досліди продовжувалися до повної стабілізації питомого електричного опору, кількості витісненої нафти з газом. Стабілізація почалася при 4-5-кратному промиванні ефективних пор водою. Одержані результати наведено в таблиці 3.

За даними таблиці 3 побудовано графік залежності $\beta_e = f(V_p/V_{пор})$, який зображено на рисунку 1. Як видно з нього і таблиці 3, основний об'єм нафти витісняється за безводний період $\beta_e = 51$ %. Наступне пропомповування води незначною мірою змінює коефіцієнт витіснення нафти, який сягає величини 55% при безкінечному пропомповуванні.

Згідно з нормативним документом [3] величина β_e береться при 3-4-кратному промиванні пор, тобто $\beta_e = 52$ %. З врахуванням неоднорідності геологічної будови родовища коефіцієнт охоплення заводненням [3] приймається 0,65, тоді нафтовіддача Лопушнянського родовища становитиме $52 \% \times 0,65 = 34 \%$.

Таблиця 3 – Результати витіснення нафти з моделі пласта технічною водою для Лопушнянського родовища

Коефіцієнт витіснення $\beta_в$, %	11,0	14,2	19,6	51,0	51,5	53,0
Кратність промивання пор $V_n/V_{пор}$	0,072	0,097	0,13	0,68	2,26	4,13

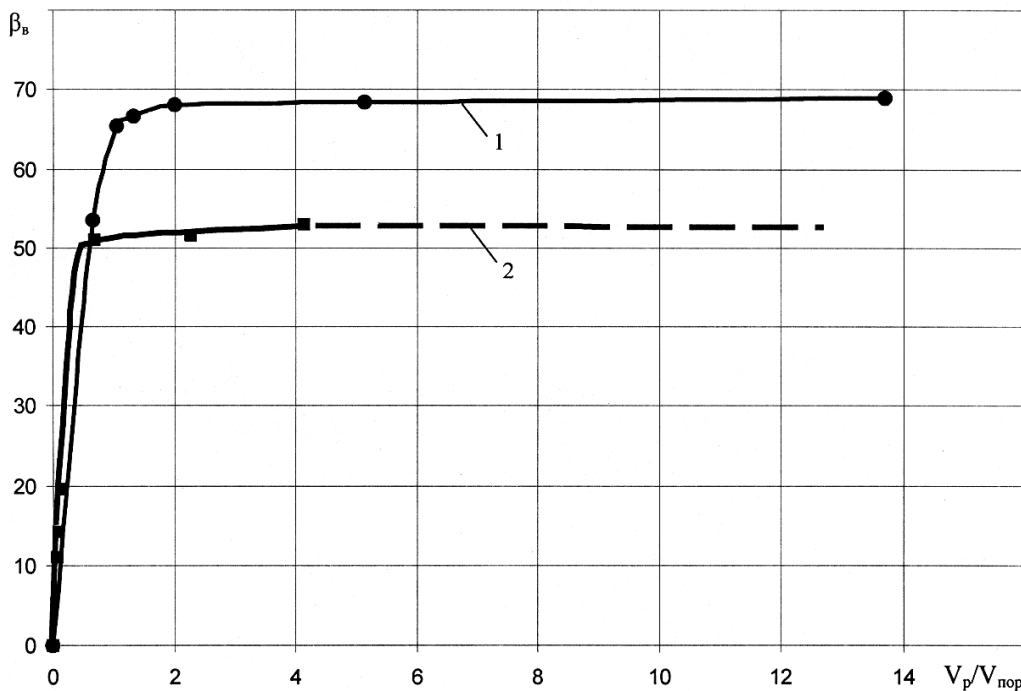


Рисунок 1 — Експериментальні дані витіснення нафти технічною водою на моделях продуктивних пластів Личківського (1) та Лопушнянського (2) родовищ

ЛИЧКІВСЬКЕ РОДОВИЩЕ

З метою визначення коефіцієнта витіснення нафти водою для геолого-фізичних умов колекторів Личківського родовища нами проведені експериментальні дослідження на моделі, зібраній із зразків порід горизонту Т-3.

Відекстраговані в спирто-бензолній суміші зразки насичувались моделлю пластової води мінералізацією 2000 кг/м³ і питомою вагою 1213 кг/м³. Залишкова водонасиченість у них створювалась способом капілярної витяжки в тонкодисперсному середовищі. Відтак породи із залишковою водою насичувались моделлю нафти.

За даними дослідження глибинних проб нафти (св. 52, гор. Т-3б, інт. 3832-3828 м) її в'язкість у пластових умовах становила 0,31 мПа·с. Тому згідно з рівнянням адекватної в'язкості суміші $\mu_{сум} [5]$

$$100\mu_{сум} = A\mu_n^{-1} + B\mu_g^{-1},$$

де: А і В – об'ємні частки змішуваних рідин, відповідно нафти і газу, %;

μ_n і μ_g – в'язкості нафти і газу, мПа·с.

Встановлено, що для досягнення вказаного значення в'язкості нафти суміш повинна складатись лише з одного газу.

Параметри моделі колектора і умови проведення дослідів з витіснення підбиралися з

врахуванням критеріїв приблизного моделювання і були такими:

- довжина моделі – 0,31 м;
- діаметр моделі – 0,0293 м;
- залишкова водонасиченість – 21,4 %;
- газопроникність – $20,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$;
- пористість – 9,57 %;
- ефективний тиск – 41,0 МПа;
- температура – 95 °С;
- в'язкість газу – 0,53 мПа·с;
- в'язкість води – 0,25 мПа·с;
- співвідношення в'язкостей флюїдів –

$$\frac{\mu_n}{\mu_g} = 2,1;$$

витісняючий агент – технічна вода.

Процес витіснення газу водою супроводжувався періодичними вимірюваннями кількості витісненого газу і об'єму профільтрованої через модель колектора води. За співвідношенням об'єму витісненого газу до його початкового об'єму розраховувався коефіцієнт витіснення, а за співвідношенням об'ємів профільтрованої води і порового простору моделі – кратність промивання пор. Витіснення газу продовжувалось до одержання на виході моделі практично чистої води. Результати досліджень наведено в таблиці 4 і зображено на рисунку 1.

Таблиця 4 – Результати витіснення нафти із моделі пласта технічною водою для Личківського родовища

Параметри моделі колектора			Значення коефіцієнту витіснення β_6 при кратності промивання пор $V_n/V_{пор}$, %						
проникність $K_c, 10^{-15} \text{ м}^2$	пористість $K_p, \%$	залишкова водонасиченість $K_{вз}, \%$	безводний період	0,65	1,06	1,34	2,02	5,14	13,7
20,6	9,57	21,4	52,3	53,5	65,4	66,6	68,1	68,4	69,0

Коефіцієнт витіснення β_6 при 3-4-кратному промиванні порового простору моделі технічною водою дорівнює 0,683. У випадку прийняття коефіцієнта охоплення заводнення 0,65 коефіцієнт вилучення нафти η для гор. Т-3 становитиме

$$z = 68,3 \times 0,65 = 44,4\%.$$

Результати експериментальних досліджень можуть бути використані при прогнозуванні коефіцієнтів вилучення нафти на нових родовищах з подібними фільтраційно-ємнісними властивостями колекторів, підрахунках видобувних запасів, проектуванні розробки родовищ.

Література

1. Губанов Ю.С., Нестеренко М.Ю. Способ определения водонасыщенности горных пород: А.с. СССР № 1571229, Е 21В 49/00. – Бюл. № 22.
2. Губанов Ю.С., Нестеренко М.Ю., Сказко Є.І. Спосіб визначення залишкової водо-

насиченості гірських порід: Патент України № 3995, Е 21В 47/10. – Бюл. № 6 – 1.

3. РД 39-9-452-80. Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. – М.: Миннефтепром, ВНИИ, 1980. – 125 с.

4. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М: Изд-во Миннефтепрома СССР, 1986. – 19 с.

5. Определение физических свойств гранулярных коллекторов в условиях, приближающихся к пластовым: Методическое руководство / Под ред. Н.В.Касьянова. – Новосибирск, 1973. – 57 с.

Автор статті виявляє щире подяку працівникам ЛВ УкрДГРІ: старшому науковому співробітнику канд. геол. мін. наук. Губанову Ю.С. та інж. Сказку Є.І. за методичну і технічну допомогу в проведенні експериментальних досліджень.

УДК 621.643

ВРАХУВАННЯ ЕФЕКТУ БАУШІНГЕРА ПРИ ПРОЕКТУВАННІ МОРСЬКИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Л. Я. Побережний

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42264,
e-mail: liberty@ifdtung.if.ua

Разработаны диаграммы знакопеременного одноциклового изгиба с расширенными исследовательскими возможностями для использования при проектировании морских трубопроводов. Показана их эффективность при оценке эффекта Баушингера и прогнозирования деформационного поведения материала трубопровода в цикле укладки.

The diagrams of sign-variable single cycle bending with extended exploratory possibility for use when designing sea pipe line were presented. Their efficiency is shown at estimation of the Baushinger effect and forecasting deformation behaviours of the pipeline material in cycle of the stowage.

Можна без перебільшення стверджувати, що в майбутньому пружно-пластична деформація розглядатиметься як один із найбільших резервів повнішого використання несучої здатності морського трубопроводу. У розрахунках конструкцій трубопроводів за межею пружності першорядне значення мають діаграми „напруження – деформація” для трубних сталей, отримані експериментальним шляхом [1]. Як правило, використовують плоскі стандартні

зразки, вирізані зі стінки труби, котрі випробовують на розтяг [2]. Для сталі Х-60 така діаграма зображена на рис. 1, а.

Для практичних розрахунків діаграму $\sigma - \epsilon$ представляють у вигляді трьох ділянок (рисунк 1, б): ОА – пружної деформації; АВ – пружно-пластичної деформації; ВС – зміцнення (в класичній літературі ділянки АВ та ВС пов'язують з деформаційним зміцненням полікристалічного металу [4]). Із трьох ділянок лише