

Мороз Л.Б.

**ТЕХНОЛОГІЯ І
ПРОЕКТУВАННЯ
РОЗРОБКИ НАФТОВИХ
РОДОВИЩ
ЗБІРНИК ЗАДАЧ**

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу**

Кафедра видобування нафти і газу

Мороз Л. Б.

**ТЕХНОЛОГІЯ І
ПРОЕКТУВАННЯ РОЗРОБКИ
НАФТОВИХ РОДОВИЩ
ЗБІРНИК ЗАДАЧ**

**Івано-Франківськ
2024**

ЗМІСТ

Передмова	4
1. Підготовка вхідних даних для проектування розробки родовища.....	6
2. Підготовка параметрів покладу для моделювання розробки родовища.....	41
3. Основні гідродинамічні розрахунки при режимах виснаження.....	46
4. Основні гідродинамічні розрахунки при режимі витіснення нафти водою.....	54
5. Прогнозування і проектування технологічних показників розробки родовищ.....	66
Список літератури.....	

ПЕРЕДМОВА

«Технологія розробки нафтових родовищ» як навчальна дисципліна вивчає наукові (теорія розробки) і технологічні засади процесів розробки нафтових родовищ, власне технології розробки нафтових родовищ за різних геологічних, технологічних і географічних умов та реалізацію процесу розробки, а логічне її продовження – «Проектування розробки нафтових родовищ» – загальні принципи проектування, методи проектування і отримання технологічних показників розробки, у т. ч. шляхом математичного моделювання на основі чисельної моделі, та економічну оцінку процесу розробки родовища з вибором раціонального варіанта. Основним продуктом проектування є проект (чи різновиди його доповнення) промислової розробки нафтового родовища, в якому висвітлюються питання геолого-фізичної характеристики родовища, підготовки вхідних даних для проектування (розрахункових геологічної математичної моделей пластів), визначення технологічних і техніко-економічних показників розробки (з вибором раціонального і рекомендованого до затвердження), техніки і технології видобування нафти і газу (експлуатація свердловин, збір і підготовка продукції, підтримування пластового тиску), проведення бурових робіт, контролю за процесом розробки, вимог з охорони надр і довкілля.

Складання проектних документів є комплексною науково-дослідною роботою, а це потребує знань з нафтопромислової геології, промислової геофізики, фізико-хімії пласта і підземної гідрогазомеханіки (нафтогазової механіки), теорії ймовірностей і математичної статистики, теорії чисельних методів розв'язування диференціальних

рівнянь, технології і проектування експлуатації свердловин, економіки нафтовидобування, теорії інформації, буріння свердловин, обладнання промислів, охорони надр і навколишнього середовища. Тому в збірнику вміщено задачі різного типу, але в основному задачі, які доводиться розв'язувати фахівцеві з розробки нафтових родовищ разом із фахівцями інших профілів (і не тільки нафтогазових), але всі вони в тій чи іншій мірі пов'язані з проблемами розробки нафтових родовищ.

Окремі задачі забезпечують або повторення знань із попередніх навчальних дисциплін, або поглиблюють розуміння тих чи інших питань.

У збірнику подано також задачі, які доцільно використовувати як типові розрахунки (з варіантними даними для кожного студента).

1 ПІДГОТОВКА ВХІДНИХ ДАНИХ ДЛЯ ПРОЕКТУВАННЯ Й АНАЛІЗУ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ

Задача 1. Розрахувати початкові тиски в газонафтовому покладі з підшовною водою (масивного типу) на рівнях контактів газонафтового (ГНК) і водонафтового (ВНК), якщо тиск газу в газовій шапці 20 МПа (вагою газу знехтувати), висота газової шапки 42 м, загальна висота газонафтового покладу 189 м, густина пластової нафти 890 кг/м³. Назвіть значення тиску насичення нафти газом. При якому режимі може розпочатися розробка такого покладу?

Задача 2. Розрахувати потенціальні енергії положення і пружної деформації нафтового покладу та потенціальну енергію температурної деформації. Відомо: видобувні запаси нафти в покладі 80 тис. т, коефіцієнт нафтовилучення 0,65, початковий пластовий тиск 25 МПа, коефіцієнт об'ємної пружності для нафти, води і гірської породи – $12,3 \cdot 10^{-10}$, $4,2 \cdot 10^{-10}$ і $1,4 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹ відповідно, коефіцієнт пористості 17 %, коефіцієнт початкової водонасиченості 18 %, зменшення початкового тиску 60%, ізобарний коефіцієнт теплового розширення рідини $6 \cdot 10^{-4}$ К⁻¹, густина пластової нафти 870 кг/м³.

Задача 3. Розрахувати початковий пластовий тиск і гірничий (геостатичний) тиск, а також пластову (геостатичну) температуру нафтового покладу, що розташований в Передкарпатті (внутрішня зона Передкарпатського прогину). Відомо: глибина залягання покладу 3200 м; коефіцієнт аномалії пластового тиску 1,1; густина вищезалеглих насичених гірських порід 2400 кг/м³; середньорічна температура повітря 10 °С, геотермічний градієнт 0,023 К/м.

Задача 4. Класифікувати пластову воду за В.О. Суліним, якщо вміст іонів ($\text{у м}^2/\text{дм}^3$) становить: $\text{Na}^+ - 2250$; $\text{Cl}^- - 450$; $\text{SO}_4^{2-} - 15$; $\text{Ca}^{2+} - 120$; $\text{Mg}^{2+} - 25$; $\text{HCO}_3^- - 6000$.

Задача 5. Через зразок пористого середовища здійснюється фільтрація води, об'єм якої за 10 хв склав 1,2 л. Визначити швидкість фільтрації і дійсну швидкість руху частинок води, якщо довжина зразка становить 5 см, діаметр – 3 см, а його маса в повітрі дорівнює 65г за густини породи 2300 кг/м^3 .

Задача 6. Через зразок пористого середовища довжиною 6 см і діаметром 3,2 см здійснюється фільтрація нафти. Визначити коефіцієнт проникності, якщо відомо, що густина і кінематичний коефіцієнт в'язкості нафти становлять 860 кг/м^3 і $2,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$, тиски на вході і виході із зразка відповідно – 1,3 і 0,9 МПа, об'ємна витрата нафти 4 л/год.

Задача 7. Визначити дійсну швидкість руху частинок нафти, якщо кінематичний коефіцієнт в'язкості нафти і густина становлять $2,4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ і 865 кг/м^3 , коефіцієнти проникності і пористості керна – 0,118 мкм² і 13 %, різниця тисків 0,8 МПа за довжини зразка породи 5 см.

Задача 8. Який необхідно створити градієнт тиску, щоб масова витрата нафти густиною 870 кг/м^3 і з кінематичним коефіцієнтом в'язкості $2,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ через пористий kern діаметром 5 см і з коефіцієнтом проникності 0,17 мкм² становила $5 \cdot 10^{-3} \text{ т/доб.}$?

Задача 9. Розрахувати молярну масу нафтового газу пласта В₃ Ново-Григорівського родовища, знаючи склад газу. Вхідні дані: об'ємні частки компонентів газу відповідно становлять $\text{CH}_4 - 73,2 \%$; $\text{C}_2\text{H}_6 - 16,0 \%$; $\text{C}_3\text{H}_8 - 5,1 \%$; $\text{C}_4\text{H}_{10} - 2,8 \%$; $\text{C}_5\text{H}_{12} - 0,9 \%$; $\text{CO}_2 - 0,4 \%$; $\text{N}_2 - 1,6 \%$.

Задача 10. Розрахувати густину за стандартних умов і відносну густину нафтового газу менілітового покладу Долинського родовища, знаючи склад газу. Відомо: об'ємі

частки компонентів газу відповідно становлять CH_4 – 84,4 %; C_2H_6 – 6,7 %; C_3H_8 – 3,9 %; C_4H_{10} – 2,1 %; C_5H_{12} – 1,5 %; CO_2 – 1,4 %. Зіставити знайдену величину густини з експериментально визначеною значиною $0,812 \text{ кг/м}^3$, розрахувати абсолютну і відносну похибки.

Задача 11. Обчислити, який об'єм займатиме 1 м^3 нафтового газу пласта K_1 Лесяківського родовища за пластових умов (пластовий тиск $p_{\text{пл}} = 8,7 \text{ МПа}$, пластова температура $t_{\text{пл}} = 48^\circ\text{C}$), знаючи склад газу: CH_4 – 15,2 %; C_2H_6 – 27,9 %; C_3H_8 – 34,6 %; C_4H_{10} – 14,5 %; C_5H_{12} – 3,2 %; CO_2 – 0,4 %; N_2 – 4,2 %. Які буде допущено похибки, якщо нехтувати: а) зміною коефіцієнта стисливості газу (газ ідеальний); б) температурою; в) тиском?

Задача 12. Обчислити густину нафтового газу Битківського родовища за стандартних умов, знаючи склад газу: CH_4 – 83,7 %; C_2H_6 – 4,5 %; C_3H_8 – 2,6 %; C_4H_{10} – 2 %; C_5H_{12} – 2,4 %; C_6H_{14} – 0,6 %; N_2 – 4,2 %. Чому вона дорівнюватиме за пластових умов (пластовий тиск $p_{\text{пл}} = 27 \text{ МПа}$, пластова температура $t_{\text{пл}} = 49^\circ\text{C}$)? Зіставити з експериментально визначеною величиною, яка становить $0,690 \text{ кг/м}^3$.

Задача 13. Розрахувати і побудувати графіки залежностей коефіцієнта стисливості, густини і відносного об'єму $V(p)/V_0$ від тиску природного газу такого компонентного складу, %: CH_4 – 0,911; C_2H_6 – 0,021; C_3H_8 – 0,007; C_4H_{10} – 0,004; CO_2 – 0,028; H_2S – 0,013; N_2 – 0,016, де $V(p)$, V_0 – об'єми газу за тиску p і стандартного тиску; p – тиск газу, який взяти від 0,1 МПа до 30 МПа. Температура газу 90°C .

Задача 14. Визначити динамічний коефіцієнт в'язкості нафтового газу Прилуцького родовища за даними компонентного складу газу в стандартних умовах, а також за тиску 4 МПа і температури 50°C . Компонентний склад газу:

CH_4 – 53 %; C_2H_6 – 13,4 %; C_3H_8 – 18,5 %; C_4H_{10} – 10,5 %; C_5H_{12} – 3 %; CO_2 – 1,6 %.

Задача 15. Визначити динамічний коефіцієнт в'язкості нафтового газу Радченківського родовища за відносною густиною в стандартних умовах, а також за тиску 3 МПа і температури 60 °С. Вхідні дані: об'ємні частки компонентів газу відповідно становлять CH_4 – 84,9 %; C_2H_6 – 5,2 %; C_3H_8 – 3,1 %; C_4H_{10} – 1,2 %; C_5H_{12} – 1,2 %; CO_2 – 0,7 %; N_2 – 3,7 %.

Задача 16. Розрахувати фізичні властивості нафти менілітового покладу Битківського родовища в процесі однократного контактного розгазування за температури 40 °С. Відомо: 1) CH_4 – 83,7 %; C_2H_6 – 4,5 %; C_3H_8 – 2,6 %; C_4H_{10} – 2,0 %; C_5H_{12} – 2,4 %; CO_2 – 0,6 %; N_2 – 4,2 %; 2) пластовий тиск і температура 27 МПа та 49 °С; 3) тиск насичення нафти газом за пластової температури 49 °С; 4) густина нафти за пластових умов 751 кг/м³, а розгазованої нафти – 867 кг/м³; 5) об'ємний коефіцієнт нафти 1,3; 6) динамічний коефіцієнт в'язкості нафти 2 мПа·с; 7) газовий фактор 162 м³/т або 140 м³/м³.

Задача 17. Визначити об'ємний коефіцієнт пластової нафти Спаського родовища з використанням номограми Стендінга, якщо відомо: пластовий тиск 15,4 МПа; пластова температура 44 °С; газовий фактор 77,3 м³/м³; густина нафтового газу за нормальних умов 0,932 м³/м³; густина розгазованої нафти 840 кг/м³. Яку похибку допускаємо в порівнянні з експериментально визначеною величиною, рівною 1,22?

Задача 18. Знайти густину нафти Північно-Долинського родовища за пластових умов, якщо відомо густину розгазованої нафти 840 кг/м³, об'ємний коефіцієнт пластової нафти 1,75, відносну густину газу 0,925 і газовий фактор 295 м³/м³. Використати номограму Госліна і Додсона.

Експериментально визначена величина становить 625 кг/м^3 .
Визначити похибку розрахунку.

Задача 19. Розрахувати густину газонасиченої нафти Вільхівецького родовища за пластових умов. Відомо: газовий фактор $130,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$; густина розгазованої нафти 870 кг/м^3 ; густина нафтового газу за стандартних умов $1,018 \text{ кг/м}^3$.

Задача 20. Визначити динамічний коефіцієнт в'язкості пластової нафти вигодського покладу Струтинського родовища за методом Чью і Коннелі. Відомо: тиск насичення $26,5 \text{ МПа}$; пластова температура $72 \text{ }^\circ\text{C}$; пластовий газовий фактор $180 \text{ м}^3/\text{м}^3$; коефіцієнт термічного розширення $10,6 \cdot 10^{-4} \text{ К}^{-1}$; динамічний коефіцієнт в'язкості розгазованої нафти при стандартних умовах $13,6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Яку похибку допускаємо порівняно з експериментально визначеною величиною, яка становить $1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$?

Задача 21. Визначити динамічний коефіцієнт в'язкості газонасиченої нафти менілового покладу Битківського родовища за пластової температури. Вхідні дані: густина розгазованої нафти 867 кг/м^3 ; газовий фактор $140 \text{ м}^3/\text{м}^3$; об'ємний коефіцієнт пластової нафти $1,3$; пластова температура 322 К .

Задача 22. Розрахувати фізичні властивості пластової води менілового покладу Струтинського родовища, якщо концентрація розчинених солей становить 200 г/л . Вхідні дані: пластовий тиск $24,3 \text{ МПа}$; тиск насичення води газом $24,3 \text{ МПа}$, пластова температура 335 К .

Задача 23. Якій обводненості відповідає продуктивність свердловини з дебітом по рідині $50 \text{ м}^3/\text{доб.}$, по газу $1500 \text{ м}^3/\text{доб.}$, якщо газовий фактор визначено в $50 \text{ м}^3/\text{т}$, а густина нафти – 900 кг/м^3 ?

Задача 24. За результатами дослідної експлуатації свердловини отримано такі дані: густина нафти в н.у. 850 кг/м^3 , газовий фактор $150 \text{ м}^3/\text{т}$, об'ємний коефіцієнт був

визначений експериментально і склав 1,25; густина газу – $0,8 \text{ кг/м}^3$. Необхідно визначити коефіцієнт усадки, густину нафти за пластових умов. Весь газ розчинений у нафті.

Задача 25. Визначте коефіцієнт розчинності газу в нафті, якщо об'єм нафти 1000 м^3 при абсолютному тиску 20 МПа, розчинений газ займає об'єм $18 \cdot 10^4 \text{ м}^3$, зведений до н.у.

Задача 26. Визначити коефіцієнт проникності пористого середовища, якщо коефіцієнт фільтрації становить $0,22 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}$, кінематичний коефіцієнт в'язкості рідини $1,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$. Фільтрація рідини відбувається за законом Дарсі.

Задача 27. За результатами досліду обчислити коефіцієнти проникності й фільтрації. Відомо: довжина циліндричного зразка породи 3 см; діаметр поперечного перерізу 2,5 см; тиски на кінцях зразка 1,5 МПа і 1 МПа; витрата води через зразок $30 \text{ см}^3/\text{хв}$; динамічний коефіцієнт в'язкості і густина води $1,004 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ і $998,23 \text{ кг/м}^3$. Вода фільтрується за законом Дарсі.

Задача 28. Визначити коефіцієнт проникності зразка пісковику, якщо під час фільтрації води коефіцієнт фільтрації склав $6,5 \cdot 10^{-9} \text{ м/с}$. Дослід проводився за температури 20°C . Довідникові дані: густина і динамічний коефіцієнт в'язкості води за 20°C становлять $998,23 \text{ кг/м}^3$ і $1,004 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$.

Задача 29. У лабораторії провели дослідження керн з визначення його проникності. При цьому через керн здійснювали під тиском 0,3 МПа фільтрацію води, об'єм якої у мензурці становив 0,42 л за кожні 5 хв досліду. Відомо: діаметр і довжина керн 2 і 5 см; динамічний коефіцієнт в'язкості води $1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Чому дорівнює коефіцієнт проникності керн?

Задача 30. Встановити, чи порушується закон Дарсі в гірській породі під час фільтрації нафти, масова витрата якої складає 50 т/доб через бічну поверхню всередину

порожнистого циліндра з внутрішнім діаметром 0,2 м і висотою 10 м. Відомо: коефіцієнти пористості і проникності гірської породи становлять 15 % і $0,11 \text{ мкм}^2$, динамічний коефіцієнт в'язкості і густина нафти $1,6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ і 870 кг/м^3 . Методичні вказівки: використати формулу В. М. Щелкачова за числа Рейнольдса $Re_{кр} = 1$.

Задача 31. Визначити критичний градієнт тиску, за якого настане порушення закону Дарсі. Відомо, що здійснюється фільтрація нафти з динамічним коефіцієнтом в'язкості $1,2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, густиною 865 кг/м^3 через пористе середовище з коефіцієнтами проникності $0,2 \text{ мкм}^2$ і пористості 15 %. Методичні вказівки: використати формулу В. М. Щелкачова за числа Рейнольдса $Re_{кр} = 1$.

Задача 32. Визначити градієнт тиску, що необхідний для здійснення фільтрації води через пористе середовище з швидкістю фільтрації, яка в 2 рази перевищує критичну швидкість фільтрації. Відомо: динамічний коефіцієнт в'язкості і густина води $1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ і 1000 кг/м^3 ; коефіцієнти проникності і пористості середовища $0,03 \text{ мкм}^2$ і 12 %. Методичні вказівки: використати формулу В. М. Щелкачова за числа Рейнольдса $Re_{кр} = 1$.

Задача 33. У лабораторії здійснили фільтрацію води через циліндричний керн. Об'ємна витрата становила $0,2 \text{ л/хв}$ за перепаду тиску 7 МПа . Відомо: діаметр і довжина керна 2 і 5 см; коефіцієнт проникності гірської породи $0,09 \text{ мкм}^2$; динамічний коефіцієнт в'язкості і густина води $1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ і 1000 кг/м^3 . Визначити коефіцієнти пористості і макрошорсткості пористого середовища. Методичні вказівки: використати двочленну формулу нелінійного закону фільтрації і формулу А. Й. Ширковського.

Задача 34. Визначити число Рейнольдса і зробити висновок, за яким законом відбувається фільтрація нафти з об'ємною витратою $7 \text{ м}^3/\text{доб}$, якщо коефіцієнт проникності

породи 10^{-2} мкм², коефіцієнт пористості 9 %, динамічний коефіцієнт в'язкості нафти 1,1 мПа·с, густина 850 кг/м³, діаметр зерна 3 см.

Задача 35. Визначити швидкість фільтрації, середній тиск і градієнт тиску у випадку одновимірної фільтрації за законом Дарсі нестисливої рідини з кінематичним коефіцієнтом в'язкості $1,4 \cdot 10^{-6}$ м²/с, густиною 890 кг/м³, якщо коефіцієнт проникності пласта $56 \cdot 10^{-15}$ м², його довжина 420 м, тиск на контурі галереї 18 МПа, а перепад тиску 4,2 МПа.

Задача 36. У пласті довжиною 600 м проходить одновимірна прямолінійно-паралельна фільтрація нестисливої рідини за законом Дарсі. Знайти швидкість фільтрації, а також час переміщення рідини з відстані, де тиск дорівнює середньому тиску в пласті, до галереї, якщо задати градієнт тиску в пласті $4 \cdot 10^3$ Па/м. Відомо: довжина і коефіцієнт проникності пласта 800 м і 0,12 мкм²; коефіцієнт пористості гірської породи 22 %; тиск на галереї 14 МПа; динамічний коефіцієнт в'язкості рідини $1,3 \cdot 10^{-3}$ Па·с.

Задача 37. Довести, записавши необхідні формули, що у випадку одновимірної фільтрації нестисливої рідини розподіл тиску в пласті не залежить від закону фільтрації. Методична вказівка: взяти формулу закону Дарсі й одночленну формулу нелінійного закону.

Задача 38. Визначити коефіцієнти гідропровідності і проникності пласта між двома ізобарами, що характеризуються тисками 12 МПа та 11 МПа і перебувають на відстані 56 м (із карти ізобар). Відомо, що товщина пласта становить 14 м (із карти рівних товщин – ізопакіт); на одиницю ширини потоку припадає дебіт 0,04 м³/(доб·м); динамічний коефіцієнт в'язкості нафти 1,8 мПа·с (за лабораторними даними). Рух нестисливої нафти напірний, прямолінійно-паралельний і підлягає закону Дарсі.

Задача 39. Визначити, який градієнт тиску необхідно підтримувати в пласті у випадку одновимірного, прямолінійно-паралельного усталеного руху нестисливої нафти за законом Дарсі, щоб повний час руху частинки нафти від контуру живлення до галереї становив 4 роки (один із них високосний). Відомо: запаси нафти в пласті 0,8 млн. т (за поверхневих умов); коефіцієнт проникності пласта $0,13 \text{ мкм}^2$; товщина і ширина пласта 16 м і 680 м; динамічний коефіцієнт в'язкості, густина (за поверхневих умов) і об'ємний коефіцієнт нафти $1,4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, 890 кг/м^3 і 1,5.

Задача 40. Довести, що в разі припливу однорідної нестисливої рідини до свердловини радіус ізобар змінюються в геометричній прогресії. Методична вказівка: перехід від ізобари до ізобари здійснюється в арифметичній прогресії.

Задача 41. У центрі кругового пласта працює видобувна свердловина з дебітом $80 \text{ м}^3/\text{доб}$. На відстані 200 м від неї знаходиться спостережна (не працює) свердловина, рівень рідини в якій встановився на висоті 1500 м (від вибою). Визначити коефіцієнт гідропровідності пласта, якщо відомо, що радіус видобувної свердловини 0,1 м, тиск на її вибої $14,4 \text{ МПа}$, густина рідини 1000 кг/м^3 .

Задача 42. Визначити критичний градієнт тиску і найбільший дебіт нафтової свердловини у випадку усталеної напірної фільтрації за законом Дарсі. Відомо: радіус контуру живлення пласта 750 м; радіус свердловини 0,1 м; коефіцієнт проникності пласта $0,12 \text{ мкм}^2$; коефіцієнт пористості 14 %; динамічний коефіцієнт в'язкості нафти $1,3 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; густина нафти 860 кг/м^3 ; товщина пласта 10 м. Методичні вказівки: використати формулу В. М. Щелкачова за числа Рейнольдса $Re_{кр} = 1$.

Задача 43. Вивести формулу зв'язку між коефіцієнтом обводненості продукції свердловини і водним

фактором. За якого водного фактора завершується третя стадія розробки нафтового покладу?

Задача 44. Оцінити ступінь відповідності фактичного імовірнісного розподілу проникності пласта теоретичному розподілу за методикою та номограмою Г. Хана і С. Шапіро та визначити параметри розподілу. Фактичний розподіл проникності має такий характер:

Межі інтервалу проникності, 10^{-12} м^2	0-0,5	0,5-1,0	1,0-1,5	1,5-2,0	2,0-2,5	2,5-3,0	3,0-3,5	3,5-4,5
Частота	44	78	53	37	19	13	9	7

Задача 45. У результаті гідродинамічного дослідження свердловини на усталених режимах фільтрації отримано таку відповідність між дебітами і вибійними тисками:

Дебіт, т/доб	8	9	10	11
Вибійний тиск, МПа	16	15	14	13

Побудувати індикаторну діаграму і визначити коефіцієнти продуктивності, гідропровідності і проникності пласта, якщо радіус свердловини 0,075 м; динамічний коефіцієнт в'язкості пластової нафти 1,7 мПа·с; товщина пласта 4 м; відстань до контуру живлення пласта 790 м; об'ємний коефіцієнт нафти 1,1; густина розгазованої нафти 890 кг/м³. Методичні вказівки: спочатку побудувати залежність дебіту від вибійного тиску.

Задача 46. У ході проектування розробки нафтового родовища відстані між свердловинами в пласті обгрунтовують, виходячи з економічних міркувань. Фактично

(на практиці) площа покладу, що припадає на одну свердловину, змінюється від 2 га до 64 га. Подаючи цю площу кругом, визначити, як впливає величина радіуса контуру живлення пласта (радіус цього круга) на дебіт свердловини стосовно до заданих площ (у відсотках приросту дебіту відносно дебіту, коли площа є найбільшою). Радіус свердловини взяти рівним 0,1 м.

Задача 47. На покладі, залежно від його розмірів, розміщують десятки і сотні видобувних свердловин. Для розглядуваної свердловини із цієї сукупності за значину радіуса контуру живлення умовно беруть половину середньоарифметичної величини відстаней до навколишніх, сусідніх видобувних свердловин. Встановити, на скільки відсотків зміниться розрахунковий дебіт свердловини, якщо ми припустилися похибки $+20\%$ і -20% у визначенні радіуса контуру живлення пласта відносно величини 800 м; взяти радіус свердловини рівним 0,1 м.

Задача 48. Визначити депресію тиску на пласт і градієнт тиску на стінці свердловини, якщо в пласті відбувається плоскорадіальна напірна фільтрація нестисливої нафти за законом Дарсі за критичного градієнта тиску (границя порушення закону Дарсі). Відомо: радіус контуру живлення пласта 700 м; радіус свердловини 0,1 м; коефіцієнти пористості і проникності пласта 16% і $8 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$; динамічний коефіцієнт в'язкості і густина нафти $1,05 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ і 840 кг/м^3 . Методичні вказівки: використати формулу В.М. Щелкачова за числа Рейнольдса $Re_{кр}=1$.

Задача 49. Свердловина працює в круговому пласті з дебітом 500 т/доб (за поверхневих умов). Встановити: 1) чи порушується закон Дарсі; 2) який найбільший дебіт свердловини може бути за умови справедливості закону Дарсі. Відомо: динамічний коефіцієнт в'язкості і густина нафти за пластових умов $2,6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ і 900 кг/м^3 ; об'ємний коефіцієнт нафти 1,1; радіус свердловини 0,1 м; коефіцієнти проникності і пористості пласта $0,2 \text{ мкм}^2$ і 17% ; товщина пласта 36 м. Методичні вказівки: використати формулу В. М. Щелкачова за числа Рейнольдса $Re_{кр} = 1$.

Задача 50. Визначити дебіт (у т/доб) за поверхневих умов, коефіцієнт продуктивності та швидкість фільтрації на

стіни свердловини у випадку плоскорадіальної фільтрації нафти за законом Дарсі. Відомо: радіус контуру живлення пласта 800 м; радіус свердловини 0,1 м; товщина пласта 9 м; тиск на контурі живлення пласта 8 МПа; тиск на вибої свердловини 6,4 МПа; коефіцієнт проникності пласта 10^{-14} м²; кінематичний коефіцієнт в'язкості та густина (за поверхневих умов) і об'ємний коефіцієнт нафти $0,6 \cdot 10^{-6}$ м²/с, 870 кг/м³ і 1,3.

Задача 51. Фонтанну нафтову свердловину дослідили на ustalених режимах фільтрації і одержали наступну відповідність між дебітом (за стандартних умов) і тиском на гирлі (викиді) свердловини (гирловим тиском):

Дебіт, т/доб	100	90	80
Тиск, МПа	0,6	0,8	1

Обробити результати дослідження свердловини, тобто визначити коефіцієнти продуктивності, гідропровідності й проникності пласта або коефіцієнти фільтраційного опору, гідропровідності, проникності й макрошорсткості. Відомо: густина розгазованої нафти 870 кг/м³; об'ємний коефіцієнт нафти 1,15; динамічний коефіцієнт в'язкості нафти 1,4 мПа·с; глибина свердловини 1600 м; внутрішній діаметр гідравлічно гладких насосно-компресорних труб 50,3 мм; товщина пласта 12 м; радіус свердловини 0,075 м; радіус контуру живлення пласта 450 м. Методичні вказівки: 1. Тиск на вибої свердловини (вибійний тиск) визначити за відомим тиском на гирлі з урахуванням тиску гідростатичного стовпа нафти і втрати тиску на гідравлічний опір, взявши рух однорідної (без вільного газу) нестисливої нафти по колоні насосно-компресорних труб, які опущені до заданої глибини залягання пласта (глибини свердловини). 2. Для визначення невідомого пластового тиску побудувати залежність дебіту свердловини (за пластових умов) від вибійного тиску.

Задача 52. Водонагнітальну свердловину дослідили на ustalених режимах фільтрації і одержали таку залежність між витратою запомпуюваної води (за стандартних умов) і тиском на гирлі свердловини (тиском нагнітання):

Витрата, м ³ /доб	200,2	424,7	576,1
Тиск, МПа	9,9	19,1	25,0

Обробити результати дослідження свердловини, тобто визначити коефіцієнти приймальності (для нагнітальної свердловини він є аналогом коефіцієнта продуктивності), гідропровідності й проникності пласта або коефіцієнти фільтраційного опору, гідропровідності, проникності й макрошпорсткості. Відомо: густина запомповуваної води 1010 кг/м³; об'ємний коефіцієнт води 1,04; динамічний коефіцієнт в'язкості води 1,01 мПа·с; глибина свердловини 3200 м; внутрішній діаметр насосно-компресорних труб 59 мм; товщина пласта 28 м; радіус свердловини 0,071 м; радіус контуру живлення пласта 750 м. Методичні вказівки: 1. Тиск на вибої свердловини (вибійний тиск) визначити за відомим тиском на гирлі свердловини з урахуванням тиску гідростатичного стовпа води і втрат тиску на гідравлічний опір, взявши рух нестисливої води по колоні гідравлічно гладких насосно-компресорних труб, довжина яких дорівнює глибині свердловини. 2. Для визначення невідомого пластового тиску побудувати залежність витрати запомповуваної води (за пластових умов) від вибійного тиску.

Задача 53. Нафтову свердловину дослідили на трьох режимах роботи та одержали залежність між дебітом і депресією тиску у вигляді:

Дебіт, м ³ /доб	10	25	32
Депресія, МПа	0,6	1,35	1,7

Треба обробити індикаторну діаграму, визначивши параметри пласта: коефіцієнт продуктивності; початковий перепад тиску; коефіцієнт гідропровідності пласта; граничний градієнт тиску. Відомо: радіус свердловини 0,1 м; відстані до сусідніх свердловин (із структурної карти) становлять 800, 1200, 1400, 950 і 1060 м. Методична вказівка: використати метод найменших квадратів.

Задача 54. Необхідно оцінити граничний градієнт тиску та граничну напругу зсуву нафти за промисловими даними дослідження свердловини. Після тривалої експлуатації свердловини її зупинили і тиск у свердловині протягом певного часу стабілізувався на рівні 9,7 МПа. Після цього запомпували в неї таку кількість цієї ж нафти, за якої починається надходження її в пласт, а через деякий час тиск у свердловині стабілізувався на рівні 11,2 МПа. Відомо: радіус свердловини 0,1 м; радіус контуру живлення пласта 600 м; коефіцієнт проникності керна і структурний коефіцієнт порового простору 0,07 мкм² і 0,0171.

Задача 55. Провели промислово-геофізичне і гідродинамічне (на усталених режимах) дослідження нафтової свердловини. За даними промислово-геофізичного дослідження в межах продуктивного розрізу пласта виявили три продуктивні пропластки в інтервалах 1623-1629,3 м, 1637,6-1645,8 м та 1649,1-1653 м, які характеризуються коефіцієнтами проникностей відповідно 0,096; 0,014 і 0,13 мкм². Ці пропластки розділені глинистими перемичками. На індикаторній діаграмі, побудованій за даними гідродинамічного дослідження свердловини на усталених режимах, виявлено один чіткий злам індикаторної лінії. За робочий режим роботи свердловини із досліджених режимів взяли такий, якому відповідає найбільший дебіт. Підстав вважати, що нафти в цих пропластках за складом і властивостями різні, немає. Треба оцінити для точки зламу індикаторної лінії, яка

товщина пласта віддає нафту і чому дорівнює коефіцієнт охоплення пласта фільтрацією, розуміючи під останнім відношення працюючої товщини пласта до загальної нафтонасиченої товщини. Обґрунтувати своє рішення.

Задача 56. Визначити, за якого тиску розкриття тріщин, що становить 240 мкм за тиску 20 МПа, зменшиться на 30%, якщо реологічний параметр тріщинуватого середовища взяти рівним $2 \cdot 10^{-7} \text{ Па}^{-1}$.

Задача 57. Оцінити у відсотках відмінність розрахункових величин коефіцієнтів тріщинної проникності для кубічної і лінійної залежностей порівняно з експоненціальною залежністю, а також визначити величину коефіцієнта тріщинної проникності для експоненціальної залежності за біжучого тиску 15 МПа. Відомо: лінійна густота тріщин 18 м^{-1} ; структурний коефіцієнт геометрії систем тріщин 2,4; розкриття тріщин 180 мкм за тиску 20 МПа; реологічний параметр тріщинуватого середовища $3,5 \cdot 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$.

Задача 58. Визначити дебіт свердловини у випадку усталеної фільтрації нафти в тріщинуватому пласті за законом Дарсі. На скільки відсотків цей дебіт відрізняється від дебіту свердловини в пористому пласті за однакових решти умов? Відомо: коефіцієнт проникності пласта $0,12 \text{ мкм}^2$ (за пластового тиску); товщина пласта 16 м; радіус контуру живлення пласта 430 м; радіус свердловини 0,1 м; динамічний коефіцієнт в'язкості нафти $1,3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; реологічний параметр тріщинуватого середовища $2,6 \cdot 10^{-8} \text{ Па}^{-1}$; депресія тиску 4 МПа. Для поваріантних розрахунків вхідні дані поміщено в табл. 1.

Задача 59. Водонагнітальну свердловину дослідили на усталених режимах фільтрації і одержали таку залежність між витратою запомповуваної води (за стандартних умов) і тиском на гирлі свердловини (тиском нагнітання):

Витрата, м ³ /доб	200,2	424,7	576,1
Тиск, МПа	9,9	19,1	25,0

Обробити результати дослідження свердловини, тобто визначити коефіцієнти приймальності (для нагнітальної свердловини він є аналогом коефіцієнта продуктивності), гідропровідності й проникності пласта або коефіцієнти фільтраційного опору, гідропровідності, проникності й макрошорсткості. Відомо: густина запомповуваної води 1010 кг/м³; об'ємний коефіцієнт води 1,04; динамічний коефіцієнт в'язкості води 1,01 мПа·с; глибина свердловини 3200 м; умовний діаметр насосно-компресорних труб 89 мм за товщини стінки 8 мм; товщина пласта 28 м; радіус свердловини 0,071 м; радіус контуру живлення пласта 750 м. Методичні вказівки: 1. Тиск на вибої свердловини (вибійний тиск) визначити за відомим тиском на гирлі свердловини з урахуванням тиску гідростатичного стовпа води і втрат тиску на гідравлічний опір, взявши рух нестисливої води по колоні гідравлічно гладких насосно-компресорних труб, довжина яких дорівнює глибині свердловини. 2. Для визначення невідомого пластового тиску побудувати залежність витрати запомповуваної води (за пластових умов) від вибійного тиску.

Для поваріантних розрахунків вхідні дані поміщено в табл. 2.

Задача 60. Обчислити, на яку величину зменшиться пластова енергія нафтового покладу, якщо пластовий тиск зменшиться на задану величину за умов пружного режиму. Скільки газу розчинено в нафті цього покладу, якщо припустити, що пластовий тиск після його зменшення стає рівним тиску насичення? Коефіцієнт розчинності газу в нафті становить 8 м³/(м³·МПа). Поклад кругової форми радіусом 4500 м, товщиною 12 м; коефіцієнт пористості порід 13 %;

коефіцієнт водонасиченості 17 %; коефіцієнт нафтонасиченості 83 %; коефіцієнти об'ємної пружності нафти, води і гірської породи відповідно $5,4 \cdot 10^{-4}$, $4,3 \cdot 10^{-4}$ і $2,4 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹. Початковий пластовий тиск становить 27 МПа, а зниження тиску 16 МПа. Для поваріантних розрахунків вхідні дані подано в таблиці 3.

Задача 61. Визначити пластовий тиск у свердловині глибиною 1800 м, якщо її дебіт 32 т/доб., а коефіцієнт продуктивності 5 т/(доб.·МПа). Відстань від гирла до динамічного рівня рідини 300 м, а середня густина рідини у свердловині 840 кг/м³. Вільний газ у рідині відсутній.

Задача 62. Визначити коефіцієнт продуктивності свердловини та її масовий дебіт (у т/доб.), коли коефіцієнт гідропровідності пласта $3,3 \cdot 10^{-10}$ м³/(Па·с), радіус контуру живлення пласта 600 м, радіус свердловини 0,1 м, а перепад тиску 5 МПа. Густина розгазованої нафти 900 кг/м³; об'ємний коефіцієнт 1,25.

Задача 63. Визначити кількість рідини (т/доб.), яка припливає у свердловину глибиною 1800 м, якщо коефіцієнт продуктивності дорівнює 7 т/(доб.·МПа); пластовий тиск 17 МПа; відстань від гирла до динамічного рівня 300 м; густина рідини 850 кг/м³.

Задача 64. Коефіцієнт продуктивності свердловини 20 м³/(МПа·доб.). За якого вибірного тиску дебіт свердловини буде 150 т/доб, якщо пластовий тиск 16 МПа. Відомо, що густина нафти 860 кг/м³, а об'ємний коефіцієнт 1,1.

Задача 65. Свердловинним манометром виміряли тиск у простоючій безводній нафтовій свердловині на глибині від гирла 1200 м, який становить 16 МПа. Яким буде пластовий тиск, тобто тиск на рівні середини інтервалу перфорації? Продуктивний пласт перфорований в інтервалі 2345-2395 м. Кут нахилу свердловини 7⁰. Густина нафти за свердловинних умов становить 732 кг/м³.

Таблиця 1 – Вхідні дані до задачі 58

№ п/п	Параметри	Перша буква прізвища	Варіанти (остання цифра шифру залікової книжки)									
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Радіус кругового покладу, км	А - К	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5
2.	Ширина прямокутного покладу, км	Л -Я	2	2,2	2,4	2,6	2,8	3	3,2	3,4	3,6	3,8
3.	Довжина прямокутного покладу, км	Л -Я	8	7,8	7,6	7,4	7,2	7	6,8	6,6	6,4	6,2
4.	Товщина пласта, м		10	15	20	25	30	35	40	45	50	55
5.	Коефіцієнт пористості, %		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
6.	Коефіцієнт водонасиченості, %		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
7.	Коефіцієнт нафтонасиченості, %		89	88	87	86	85	84	83	82	81	80
8.	Коефіцієнти об'ємної пружності, 10^{-4} МПа ⁻¹ :											
	– нафти	А - Я	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	5,9	6
	– води	А - Я	4	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9
	– породи	А - Я	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	0,2 6	2,7	2,8	2,9	3

Продовження таблиці 1

№	Параметри	Перша буква прізвища	Варіанти									
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
9.	Початковий пластовий тиск, МПа	А - Ж	20	22	24	25	27	29	30	32	34	23
		З - Н	22	24	20	27	29	25	32	34	30	26
		О - Я	24	20	22	29	25	27	34	30	32	28
10.	Коефіцієнт розчинності газу в нафті, м ³ /(м ³ ·МПа)	А - Н	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
		О - Я	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
11.	Об'ємний коефіцієнт нафти	А – В	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,15	1,2	1,25	1,3	1,2
		Г - Л	1,15	1,2	1,25	1,2	1,25	1,1	1,15	1,2	1,25	1,25
		М - С	1,2	1,25	1,15	1,15	1,2	1,2	1,1	1,15	1,2	1,15
		Т - Я	1,25	1,3	1,1	1,1	1,25	1,25	1,05	1,1	1,15	1,1
12	Зниження тиску, МПа	А-К	10	13	16	19	18	15	14	9	8	17
		Л-Я	12	15	18	21	16	13	11	7	6	20

Таблиця 2 – Вхідні дані до задачі 59

№ п/п	Параметри	Перша буква прізвища	Варіанти (остання цифра шифру залікової книжки)									
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Добовий видобуток за стандартних умов – нафти, тис. т – води, тис. т – газу, млн. м ³											
			300	320	340	360	380	400	420	440	460	480
			100	130	150	170	190	210	230	240	250	260
			80	90	105	115	125	130	145	150	160	170
2.	Пластовий тиск, МПа	А - Ж	10	11	12	16	20	18	14	16	14	18
		З - К	11	12	13	17	18	19	15	20	15	19
		Л - П	12	13	14	18	19	17	20	17	16	20
		Р - Я	13	14	15	19	7	20	16	14	18	14
3.	Глибина залягання пласта, м		1100	1200	1300	1700	2100	2200	2300	2400	2500	2600
4.	Геотермічний градієнт, 10 ⁻² К/м		2	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9
5.	Середньорічна температура місцевості, °С		3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5

Продовження таблиці 2.

№	Параметри	Перша буква прізвища	Варіант									
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
6.	Глибина залягання нейтрального шару з постійною температурою, м		10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
7.	Густина нафтового газу за стандартних умов, кг/м ³		1,2	1,25	1,3	1,35	1,4	1,45	1,5	1,55	1,6	1,65
8.	Густина розгазованої нафти, кг/м ³		870	875	880	885	890	895	892	887	882	879
9.	Коефіцієнт стисливості розгазованої нафти, 10 ⁻⁴ МПа ⁻¹		5	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	5,9
10.	Коефіцієнт розчинності газу в нафті, м ³ /(м ³ ·МПа)		12	10	14	15	9	8	10	12	8	9
11.	Густина пластової води за стандартних умов, кг/м ³		1010	1020	1030	1040	1050	1060	1070	1080	1090	1100
12.	Об'ємний коефіцієнт води		1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07	1,08	1,09	1,1

Таблиця 3 – Вхідні дані до задачі 60.

№ п/п	Параметри	Перша буква прізвища	Варіанти (остання цифра шифру залікової книжки)									
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Радіус кругового покладу, км	А - К	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5
2.	Ширина прямокутного покладу, км	Л - Я	2	2,2	2,4	2,6	2,8	3	3,2	3,4	3,6	3,8
3.	Довжина прямокутного покладу, км	Л - Я	8	7,8	7,6	7,4	7,2	7	6,8	6,6	6,4	6,2
4.	Товщина пласта, м	А - Я	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55
5.	Коефіцієнт пористості, %	А - Я	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
6.	Водонасиченість, %	А - Я	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
7.	Нафтонасиченість, %	А - Я	89	88	87	86	85	84	83	82	81	80

Продовження таблиці 3.

№	Параметри	Перша буква прізвища	Варіант									
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
8.	Коефіцієнт об'ємної пружності, 10^{-4} МПа $^{-1}$: - нафти - води - породи											
		А - Я	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	5,9	6
		А - Я	4	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9
		А - Я	2,1	2,2	2,3	2,3	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3
9.	Початковий пластовий тиск, МПа	А - Ж	20	22	24	25	27	29	30	32	34	23
		З - Н	22	24	20	27	29	25	32	34	30	26
		О - Я	24	20	22	29	25	27	34	30	32	28
10.	Зниження тиску, МПа	А - К	10	13	16	19	18	15	14	9	8	17
		Л - Я	12	15	18	21	16	13	11	7	6	0

Задача 63. Визначити кількість рідини (т/доб.), яка припливає у свердловину глибиною 1800 м, якщо коефіцієнт продуктивності дорівнює 7 т/(доб.·МПа); пластовий тиск 17 МПа; відстань від гирла до динамічного рівня 300 м; густина рідини 850 кг/м³.

Задача 64. Коефіцієнт продуктивності свердловини 20 м³/(МПа·доб.). За якого вибійного тиску дебіт свердловини буде 150 т/доб, якщо пластовий тиск 16 МПа. Відомо, що густина нафти 860 кг/м³, а об'ємний коефіцієнт 1,1.

Задача 65. Свердловинним манометром виміряли тиск у простоюючій безводній нафтовій свердловині на глибині від гирла 1200 м, який становить 16 МПа. Яким буде пластовий тиск, тобто тиск на рівні середини інтервалу перфорації? Продуктивний пласт перфорований в інтервалі 2345-2395 м. Кут нахилу свердловини 7°. Густина нафти за свердловинних умов становить 732 кг/м³.

Задача 66. Визначити, яким буде тиск у простоюваній(спостережній) свердловині на рівні покрівлі продуктивного пласта (2000 м), якщо на рівні водонафтового контакту (2150 м) він становить 18 МПа. Густина нафти за цих умов 850 кг/м³.

Задача 67. У результаті дослідження свердловини одержали такі дані дебіту Q за відповідних значин вибійного тиску p_v :

$Q, \text{ м}^3/\text{доб.}$	13	14	15	16
$p_v, \text{ МПа}$	13	12	11	10

Побудувати індикаторну діаграму і визначити коефіцієнти продуктивності та проникності, якщо товщина пласта 10 м, динамічний коефіцієнт в'язкості рідини 2 мПа·с, радіус контуру живлення пласта 800 м; радіус свердловини 0,1 м.

Задача 68. Визначити коефіцієнт продуктивності свердловини за даними однократного її дослідження методом усталених режимів. Відомо: виміряний за поверхневих умов дебіт нафти 60 т/доб.; вибійний тиск 13 МПа; об'ємний

коефіцієнт нафти 1,2; пластовий тиск 14,7 МПа; тиск насичення нафти газом 10 МПа; густина розгазованої нафти 860 кг/м^3 .

Задача 69. Нафтова свердловина досліджена на неусталених режимах за методом відновлення вибійного тиску. До зупинки свердловина тривалий час працювала з дебітом 80 т/доб; результати дослідження обробили методом дотичної і визначили, що нахил прямолінійного відрізка становить 0,9, а відрізок, що відтинається на осі ординат, рівний 0,5 МПа. Відомо: ефективна товщина пласта 15 м; коефіцієнт об'ємної пружності насиченого пласта 10^{-9} Па^{-1} ; густина розгазованої нафти 850 кг/м^3 ; динамічний коефіцієнт в'язкості пластової нафти $1,6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; відстані від досліджуваної свердловини до сусідніх свердловин становлять 840, 960, 1020, 880, 790 і 1100 м; свердловина пробурена долотом діаметром 269,9 мм. Визначити коефіцієнти досконалості та продуктивності свердловини.

Задача 70. Фонтанну свердловину дослідили методом усталених відборів на трьох режимах:

Діаметр штуцера, мм	Дебіт, т/доб.	Вибійний тиск, МПа
3,6	25,2	17,52
4,0	42,0	17,04
5,0	63,0	16,44

Визначити коефіцієнт проникності пласта. Відомо: ефективна товщина пласта 10 м; середня відстань між сусідніми свердловинами 500 м; радіус свердловини (за долотом) 0,124 м; густина розгазованої нафти 850 кг/м^3 ; динамічний коефіцієнт в'язкості пластової нафти $1,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; об'ємний коефіцієнт нафти 1,3; коефіцієнт гідродинамічної досконалості свердловини 0,8.

Задача 71. Провели дослідження фонтанної свердловини методом усталених режимів і одержали

індикаторну діаграму за такої відповідності між дебітом і депресією:

Дебіт, т/доб.	99	195
Депресія, МПа	3,15	11,02

Відомо: тиск насичення нафти газом не перевищує вибійного тиску; пласт пористий; густина розгазованої нафти 860 кг/м^3 ; об'ємний коефіцієнт нафти 1,3; пластова нафта не характеризується аномальними властивостями. Записати рівняння припливу нафти в дану свердловину, визначивши необхідні коефіцієнти.

Задача 72. Фонтанну свердловину дослідили методом усталених відборів на чотирьох режимах:

Дебіт, т/доб.	Вибійний тиск, МПа	Депресія тиску, МПа
34	18,84	1,16
66	17,43	2,57
108	14,71	5,29
150	11,45	8,55

Відомо: середня відстань між сусідніми свердловинами 400 м; радіус свердловини (за долотом) 0,124 м; густина розгазованої нафти 840 кг/м^3 ; об'ємний коефіцієнт нафти 1,3; тиск насичення нафти газом 10 МПа. Визначити коефіцієнт гідропровідності пласта.

Задача 73. Фонтанну нафтову (чи водонагнітальну) свердловину дослідили на усталених режимах фільтрації і одержали залежність між дебітом (витратою) Q і тиском на гирлі p (табл. 4). Обробити результати дослідження і визначити коефіцієнти продуктивності (приймальності), гідропровідності та проникності пласта, або коефіцієнти фільтраційного опору, гідропровідності,

проникності і макрошорсткість. Методичні вказівки: 1. Тиск на вибої свердловини визначити за відомим тиском на гирлі, коли рух однорідної (без вільного газу) нафти чи води відбувається по колоні гладких насосно-компресорних труб (НКТ), які опущені до глибини залягання пласта. 2. Діаметр НКТ задано умовний (заокруглений зовнішній). 3. Для визначення невідомого пластового тиску побудувати залежність Q від вибійного тиску. 4. Дебіт (витрату) рідини задано за нормальних умов.

Задача 74. Дослідження нафтової свердловини здійснили гідродинамічними методами на усталених і неусталених режимах та виконали свердловинні дебітометричні вимірювання. У результаті визначили, що коефіцієнт гідропровідності пласта рівний $250 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м} / (\text{МПа} \cdot \text{с})$ за даними обох гідродинамічних методів, коли радіус свердловини рівний радіусу свердловини за долотом (0,15 м); відношення коефіцієнта п'єзопровідності пласта до квадрата радіуса свердловини 200 с^{-1} ; ефективна товщина пласта 10 м. Знайти коефіцієнти пружної ємності насиченого пласта та об'ємної пружності породи, коли за даними лабораторного дослідження середній коефіцієнт пористості пласта по керну становить 20 %, а коефіцієнт об'ємної пружності нафти рівний 10^{-9} Па^{-1} .

Задача 75. Результати дослідження нафтової свердловини на неусталених режимах обробили методом дотичної і визначили нахил прямолінійного відрізка 0,26; відрізок, що відтинається на осі ординат, 2,4 МПа. Визначити коефіцієнти гідропровідності, проникності, п'єзопровідності та зведений радіус свердловини. Відомо: дебіт до зупинки свердловини 80 т/доб.; ефективна товщина пласта 14 м; коефіцієнт пористості 16 %; коефіцієнт об'ємної пружності породи $2 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$; густина розгазованої нафти 870 кг/м^3 ; об'ємний коефіцієнт нафти 1,3; динамічний коефіцієнт в'язкості

Таблиця 4 – Результати дослідження нафтової та водонагнітальної свердловин (до задачі 71)

Показники	Перша буква прізвищ	Нафтова свердловина					Водонагнітальна свердловина				
		Варіанти (остання цифра шифру залікової книжки)									
		9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Дебіт, т/добу		100	110	120	130	140	150	160	170	180	190
		90	100	110	120	130	140	150	160	170	180
		80	90	100	110	120	130	140	150	160	170
Тиск, МПа		0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	6,0	6,2	6,4	6,6	6,8
		0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	5,6	5,8	6,0	6,2	6,4
		1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	5,2	5,4	5,6	5,8	6,0
Об'ємний коефіцієнт	А – Ж	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07
	З – М	1,35	1,4	1,45	1,5	1,55	1,08	1,09	1,1	1,09	1,08
	Н – Х	1,6	1,2	1,25	1,3	1,35	1,07	1,06	1,05	1,04	1,04
	Ц – Я	1,4	1,45	1,5	1,55	1,6	1,05	1,07	1,08	1,09	1,1
Густина, кг/м ³	А – К	855	860	865	870	875	1000	1010	1020	1030	1040
	Л – Я	860	880	885	890	895	1060	1070	1080	1090	1100

Продовження таблиці 4.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Діаметр НКТ, мм	А – Й	48	60	73	48	60	73	48	60	73	48
	К – У	60	73	60	60	73	60	60	73	48	60
	Ф – Я	73	48	48	73	48	48	73	48	60	73
Глибина, м	А – З	1200	1250	1300	1350	1400	2700	2800	2900	3000	3100
	І – Я	1450	1500	1550	1600	1650	3200	3300	3400	3500	3600
Динамічний коефіцієнт в'язкості, мПа.с	А – Й	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	1,0	1,01	1,02	1,03	1,04
	К – Я	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	1,06	1,07	1,08	1,09	1,1
Радіус контуру, м	А – Й	200	250	300	350	400	550	600	650	700	750
	К – О	450	500	550	600	650	800	850	900	950	1000
	П – Ф	700	750	800	700	600	1050	1100	1150	1200	1250
	Х – Я	500	400	300	200	250	1300	1350	1400	1450	1500
Радіус св-ни, мм	А – Я	190	180	170	160	150	140	130	120	110	100
Товщина пласта, м	А – Є	10	12	14	16	18	15	20	25	30	35
	Ж – Н	20	22	24	26	28	40	45	50	55	60
	П – Х	10	12	14	16	18	15	20	25	30	35
	Ц – Я	20	22	24	26	28	40	45	50	55	60

пластової нафти 2,8 мПа·с; коефіцієнт об'ємної пружності нафти 10^{-9} Па^{-1} .

Задача 76. Обробити результати дослідження нафтової свердловини методом відновлення вибійного тиску. Відомо: вибійний тиск перед зупинкою свердловини 13,5 МПа; динамічний коефіцієнт в'язкості нафти 1,4 мПа·с; товщина пласта 12 м; коефіцієнт пористості 11 %; дебіт нафти до зупинки 37 т/доб. Для навчальної мети припустити, що вибійний тиск після зупинки свердловини зростає за законом експоненти $p_v(t) = p_{vo} \cdot \exp(at)$, де p_{vo} – вибійний тиск до зупинки свердловини; t – час спостереження за зміною вибійного тиску; $a = 7,3 \cdot 10^{-4} \text{ с}^{-1}$. Рештою величин задатися, обґрунтувавши кожен. Визначити коефіцієнти гідропровідності, проникності, п'єзопровідності, зведений радіус, коефіцієнти продуктивності і гідродинамічної досконалості свердловини. Методичні вказівки: за даним законом зміни вибійного тиску в часі розрахувати і скласти відповідну таблицю $p_v(t)$, а за цими даними – графік відновлення тиску.

Задача 77. Обробити результати дослідження нафтової свердловини на усталених і неусталених режимах фільтрації, тобто обробити результати дослідження нафтової свердловини на усталених режимах (індикаторна лінія задається у таблиці 5); обробити результати дослідження нафтової свердловини методом відновлення вибійного тиску, коли тиск зростає за законом експоненти: $p_v = p_{vo} e^{aT}$, де p_{vo} – вибійний тиск до зупинки свердловини, T – час спостережень за зміною тиску p_v , a – коефіцієнт.

Визначити коефіцієнти гідропровідності, проникності і п'єзопровідності, зведений радіус, коефіцієнти продуктивності і гідродинамічної досконалості.

Вхідні дані подано в табл. 5 і 6. За заданим законом розрахувати таблицю зміни вибійного тиску в часі, а за нею

побудувати графік відновлення тиску. Рештою величин задатися.

Задача 78. За складністю геологічної будови, фазовим станом вуглеводнів, умовами залягання і мінливістю властивостей продуктивних пластів якісно виділяють поклади простої, складної і дуже складної будови [1, с. 131]. Встановити до якої групи складності може належати поклад із такою характеристикою: загальна кількість свердловин, по яких отримано інформацію, рівна 12; кількість піщаних пластів, відповідно рівна 5,3,7,8,2,4,9,10,6,9,7,5; ефективна товщина цих пластів – 3,1,5,4,1,3,7,8,5,7,3,2 м; загальна товщина продуктивного пласта – 14 м.

Задача 79. Згідно з методикою встановлення технологічних кондиційних значин нафтового покладу, тобто для класифікації порід на колектор і «неколектор» та відповідно для виділення балансових запасів нафти (із невідомих геологічних запасів, які не підраховуються), передбачається визначення: а) коефіцієнтів продуктивності і питомих коефіцієнтів продуктивності свердловин; б) коефіцієнтів проникності по свердловинах і статистичної залежності між ним та коефіцієнтом продуктивності; в) граничних (кондиційних) значин питомого коефіцієнта продуктивності і коефіцієнта проникності за величиною рентабельного дебіту; г) коефіцієнта відкритої пористості і статистичної залежності між коефіцієнтами проникності і пористості; д) кондиційної значини коефіцієнта пористості [1, с.137]. Необхідно розв'язати обернену задачу – за мінімальною (кондиційною) значиною коефіцієнта проникності k в 1 мД [1, с. 69] знайти мінімальну (кондиційну) значину коефіцієнта пористості m , а також величину рентабельного дебіту, питомого коефіцієнта продуктивності і коефіцієнта продуктивності. Відомо: $m = 9,12 + 4,2 \cdot \lg k$;

Таблиця 5 – Вхідні дані до задачі 75.

№	Параметри	Перша буква прізвища	Варіанти (остання цифра шифру залікової книжки)									
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Динамічний коефіцієнт в'язкості нафти, мПа.с	А – Д	1,0	1,2	1,1	1,5	1,7	1,8	1,6	2,1	2,4	2,6
		Е – М	1,7	2,7	2,2	2,6	0,7	1,0	1,3	1,65	1,95	2,25
		Н – Р	2,2	3,2	0,9	3,2	0,8	1,15	1,4	1,75	2,05	0,75
		С – Я	3,1	1,6	2,1	4,0	0,9	1,25	1,5	1,85	2,15	0,85
2.	Пластовий тиск, МПа	А – І	16	19	22	24	26	28	30	32	27	25
		К – Р	18	23	15	25	20	19	17	14	13	12
		С – Т	21	20	16,5	17,5	18,5	20,5	21	22,5	23,5	27,5
		У – Я	24	17	21,5	31,5	27,5	13,5	14	19,5	15,5	14,5
3.	Товщина пласта, м	А – Г	10	13	16	19	17	15	23	34	42	7
		Д – Л	14	22	41	6	8	9	21	25	13,7	18,9
		М – П	18	10,8	14,3	22,5	30,7	21,6	33	12,7	24	36
		Р – Я	22	19,7	27,5	34,6	24,3	32,8	14	8,8	7,5	23,8

Продовження таблиці 5.

№	Параметри	Перша буква прізви- ща	Варіант (остання цифра номеру залікової книжки)									
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
4.	Коефіцієнт, що враховує досконалість свердловин за В.І. Щуровим	А – К	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
		А – Я	8	9	10	11	6	7	8	9	10	11
5.	Дебіт, м ³ /доб		12	6	20	8	12	12	6	15	16	16
			27	14	30	20	32	21	24	45	28	36
			36	20	60	70	52	27	48	90	64	56
6.	Депресія тиску, МПа		0,4	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4	0,4
			0,9	0,7	0,6	0,5	0,8	0,7	0,8	0,9	0,7	0,9
			1,2	1,0	1,2	1,4	1,3	0,9	1,6	1,8	1,6	1,4

Таблиця 6 – Додаткові вхідні дані до задачі 75.

№	Параметри	Перша буква прізвища	Варіанти (остання цифра шифру залікової книжки)									
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Вибійний тиск до зупинки, МПа	А – І	10,3	11,4	12,5	13,7	14,1	15,6	16,8	17,2	18,3	19,9
		К – Н	12,7	16,8	19,1	18,4	17, 0	16,2	20,1	14,7	13,1	11,8
		О – С	14,8	15,3	9,4	10,5	11,6	12,4	13,3	14,3	16,0	18,2
		Т – Я	16,4	19,5	10,7	13,5	10,0	11,8	21,5	24,1	22,8	27,3
2	Коефіцієнт " α "; 10^{-4} c^{-1}	А – І	7,0	8,1	8,2	8,3	10,4	9,5	10,6	7,7	9,8	10,9
		К – Н	8,0	7,1	10,2	9,3	8,4	7,5	8,6	9,7	10,8	7,9
		О – С	9,0	10,1	8,2	7,3	9,4	8,6	9,6	10,7	8,8	9,9
		Т – Я	10,0	9,1	7,2	10,3	7,4	10,5	7,6	8,7	7,8	8,9
3	Динамічний коефіцієнт в'язкості нафти, мПа·с	А – К	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
		Л – Я	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7
4	Товщина пласта, м		7	9	11	13	14	21	19	12	10	8
5	Коефіцієнт пористості		0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,21
6	Дебіт нафти до зупинки, т/добу	А – І	15	48	63	18	110	141	122	167	205	212
		К – Н	27	34	78	23	137	165	144	159	231	103
		О – С	35	57	92	51	125	174	169	130	97	106
		Т – Я	43	29	101	37	180	99	131	147	162	177

товщина пласта 5 м; динамічний коефіцієнт в'язкості 1,7 мПа·с; депресія тиску 8 МПа; радіус контуру дренування і свердловини 400 і 0,1 м; коефіцієнт досконалості свердловини 0,7, де m – у %, k – в мкм².

Задача 80. Підрахувати балансові і видобувні запаси нафти та балансові запаси розчиненого газу в покладі. До якого класу за величиною запасів відноситься цей поклад? Відомо: площа нафтоносності рівна 300 км²; середня ефективна нафтонасичена товщина пласта 15 м; середній коефіцієнт відкритої пористості 18,35 %; середній коефіцієнт нафтонасиченості 83,25 %; об'ємний коефіцієнт пластової нафти 1,328; середня густина нафти при стандартних умовах 880,27 кг/м³; початкова газонасиченість пластової нафти 150 м³/м³; коефіцієнт витіснення нафти водою і охоплення пласта розробкою відповідно 0,827 і 0,63.

Задача 81. Визначити початкові запаси нафти і нафтового газу в покладі для таких даних: площа нафтоносності покладу – $8 \cdot 10^7$ м², ефективна нафтонасичена товщина пласта – 18 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,12, коефіцієнт нафтонасиченості – 0,75, об'ємний коефіцієнт пластової нафти – 1,3, густина дегазованої нафти – 840 кг/м³, газонасиченість пластової нафти – 80 м³/м³.

Задача 82. Визначити коефіцієнт поточного нафтовилучення і кількість видобутої нафти при витісненні нафти розчином ПАР, якщо коефіцієнт початкової нафтонасиченості дорівнює 0,8, коефіцієнт залишкової нафтонасиченості – 0,18, коефіцієнт охоплення пластів витісненням – 0,75, площа нафтоносності – $7 \cdot 10^8$ м², ефективна нафтонасичена товщина пласта – 14 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,13, об'ємний коефіцієнт нафти – 1,2, густина дегазованої нафти – 800 кг/м³.

2 ПІДГОТОВКА ПАРАМЕТРІВ ПОКЛАДУ ДЛЯ МОДЕЛЮВАННЯ РОЗРОБКИ

Задача 83. При порушенні лінійного закону Дарсі рівняння руху в математичній моделі пластової системи записують у вигляді двочленної формули нелінійного закону фільтрації [1, с. 209]

$$-\frac{\partial p}{\partial l} = \frac{\mu}{k} v + \beta \rho |v| v,$$

яку після винесення за дужки $\frac{\mu}{k} v$ і позначення $|v| = \frac{Q}{F}$ та перетворення можна записати так:

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{1}{\delta} \frac{\partial p}{\partial l},$$

де $-\frac{\partial p}{\partial l}$ – гідродинамічний градієнт тиску; μ, ρ – коефіцієнт динамічної в'язкості і густина флюїду;

k – коефіцієнт проникності пористого середовища;

v – швидкість фільтрації;

β – коефіцієнт турбулентності (за Катцом), який враховує структуру порового простору, звивистість каналів фільтрації (константа пористого середовища); Q – витрата флюїду через площу поперечного перерізу F ; δ – коефіцієнт, який враховує відхилення від лінійного закону фільтрації,

$$\delta = 1 + \frac{k}{\mu} \beta \rho \frac{Q}{F}.$$

Якщо розділити двочленну формулу на інерційну складову $\beta \rho |v| v$, то отримаємо рівняння нелінійного руху в безрозмірних комплексах

$$\frac{-\frac{\partial y}{\partial x}}{\frac{\mu}{k} v} = 1 + \frac{\beta \rho v}{\frac{\mu}{k}}$$

або

$$\frac{1}{Da} = 1 + Re,$$

де $Da = \frac{\mu v}{k \frac{\partial p}{\partial l}}$ – число Дарсі, яке характеризує співвідношення

в'язкісних сил і сил тиску; $Re = \frac{\rho \beta v k}{\mu}$ – число Рейнольдса як співвідношення сил інерції і сил в'язкого тертя. Звідси випливає, що $\delta = 1 + Re$, причому при $Re \rightarrow 0$ коефіцієнт $\delta \rightarrow 1$. Отже, похибка у визначенні числа Рейнольдса визначає похибку у визначенні числа Дарсі. Необхідно визначити відносну похибку у визначенні Re , відповідно δ , Da і v , задаючи похибки у визначенні β, ρ, k, μ і v та зробити висновок щодо впливу δ на v .

Задача 84. Реальні продуктивні пласти неоднорідні за своїми властивостями (проникність, пористість, товщина і т.д.). З метою проектування розробки нафтових покладів їх різним чином усереднюють [1, с. 315]. Так, із законів Ома відомо, що при послідовному з'єднанні опори додаються, при паралельному з'єднанні додаються обернені величини опорів, тобто одиниця довжини послідовного ланцюжка опорів характеризується середньоарифметичне значення опорів, а паралельного ланцюжка середньо гармонічним значенням опорів. Із принципу електрогідродинамічної аналогії знаємо, що провідності є оберненими величинами опорів (відповідно і проникності). Стайлс і Маскет запропонували модель шарувато-неоднорідного за проникністю пласта, між шарами якого відсутні перетікання (іншими словами паралельне з'єднання опорів). Ю. П. Борисов вважає, що неоднорідний пласт складається із трубок течії, які працюють паралельно, а кожна із них складається із ділянок з різними значеннями проникності. Фізична суть цього полягає в наступному. Нехай нафтовий поклад поділено на ряд квадратних зон, причому дві сторони є ізобарами, а дві інші лініями течії поділяються на елементарні об'єми – комірки. Зміна проникності відбувається монотонно по діагоналях квадрата від комірки до комірки. А це означає, що паралельне і послідовне об'єднання є

рівноімовірнісними, то й береться середньосереднє арифметичне значенням проникностей. Дж. Варрен і Х. Прайс пропонують середню провідність (проникність) у такому випадку визначати як середньогометричну величину.

Для середньогометричної величини в теорії математичної статистики є наближена формула як середньоарифметична значина із середньоарифметичної і середньогармонічної величин.

Треба визначити середньоарифметичну і середньогармонічну складові, середньоарифметичну обох складових і середньогометричну проникність пласта. Відомо, що розподіл проникності відбувається за нормальним і логарифмічно нормальним законами.

Методичні вказівки: слід із цих розподілів узяти по десятку значин (у вигляді таблиці) і виконати розрахунки. Для цих розподілів відомо середню величину і стандартне відхилення відповідно 50 і 30 мД; 120 і 80 мД.

Задача 85. Розрахувати і побудувати графіки відносних коефіцієнтів модифікованих проникностей шарувато-неоднорідного пласта для води і нафти в залежності від модифікованої водонасиченості. Відомо: щільність імовірісно-статистичного розподілу коефіцієнта абсолютної проникності пласта по його товщині описується законами розподілу нормальним (взяти за першою буквою прізвища А-К), Максвела I типу (аналогічно Л-П) або Пірсона III типу (аналогічно Р-Я) із параметрами розподілу, якими рекомендується студентів задатися самостійно; зміну відносних коефіцієнтів проникностей для води і нафти від водонасиченості взяти за одною взаємозв'язаною групою відомих емпіричних залежностей із різними показниками степенів: $n_1 = 4$; $n_2 = 0,5$; $n_3 = 2$ (взяти за першою буквою імені А-Л), $n_1 = 4$; $n_2 = 0,25$; $n_3 = 1,5$ (взяти за першою буквою імені М-С), $n_1 = 2$; $n_2 = 0,5$; $n_3 = 2$ (взяти за першою буквою імені Т-

Я), насиченості початковою зв'язаною водою і залишковою нафтою відповідно 0,1 і 0,87 (взяти за першою буквою прізвища А-Л); 0,12 і 0,85 (аналогічно М-О), 0,15 і 0,8 (аналогічно П-Я).

Задача 86. Розрахувати модифіковані фазові проникності стосовно моделі гравітаційної сегрегації флюїдів і побудувати графіки їх зміни. Відомо: вздовж вертикалі абсолютні проникності пласта є постійними, переміщення ВНК відбувається вгору (взяти за першою буквою прізвища А-Л) або вниз (аналогічно, М-Я); насиченостями залишковою нафтою і зв'язаною водою та залежностями фазових проникностей від водонасиченості задатися самостійно: коефіцієнти проникності і пористості та товщина пласта відповідно становлять 70 мД, 20 %, 10 м (взяти за першою буквою імені А-К), 100 мД, 22 %, 8 м (аналогічно, Л-Р), 120 мД, 24 %, 12 м (аналогічно, С-Я); початкове положення ВНК знаходиться на відстані $1/3$ товщини, відраховуючи знизу вгору.

Задача 87. Нехай маємо пласті з чисто тріщинною пористістю, який характеризується наступними параметрами: глибина залягання 2200 м, об'єм пласта, що вводиться в розробку, 100 млн м^3 , насиченість зв'язаною водою рівна нулю, пласт насичений нафтою з початковою густиною 0,85 т/м^3 , коефіцієнт об'ємної пружності нафти 10^{-4} МПа $^{-1}$. Пористість змінюється зі зміною пластового тиску, причому коефіцієнт початкової пористості 0,33, коефіцієнт об'ємної пружності породи пласта 10^{-2} МПа $^{-1}$, динамічний коефіцієнт в'язкості нафти $2 \cdot 10^{-3}$ Па·с, проникність змінюється зі зміною пластового тиску. При цьому коефіцієнт зміни проникності гірської породи внаслідок стискування $2 \cdot 10^{-2}$ МПа $^{-1}$, початковий коефіцієнт проникності 0,1 мкм 2 . Товщина пласта, охопленого розробкою, 20 м, радіус контуру живлення 800 м, радіус свердловини 0,08 м, зниження середньозваженого

тиску відбулося від 50 до 10 МПа. Визначити дебіт одної свердловини при зниженні тиску до 10 МПа.

Задача 88. Прямолінійний пласт довжиною 500 м, шириною 250 м, загальною товщиною 15 м планується розробляти шляхом витіснення нафти облямівкою вуглекислого газу (CO_2), яка просувається водою. Коефіцієнт охоплення пласта процесом – 0,8. Коефіцієнт пористості пласта 0,25, динамічний коефіцієнт в'язкості газу 4 мПа·с, динамічний коефіцієнт в'язкості вуглекислого газу 0,05 мПа·с, насиченість зв'язаною водою 0,05. Нафта містить 20 % смол і асфальтенів. При витісненні нафти облямівкою CO_2 смоли і асфальтени приблизно наполовину витісняються з пласта, а інша їх частина осідає в пористому середовищі і не рухається. При цьому можна прийняти, що в водонасиченій частині пласта кінцева нафтонасиченість (нафтонасиченість смолами і асфальтенами) 0,1 і відповідно, водонасиченість 0,9. Витрата запомповуваного в пласт вуглекислого газу, а відтак запомповуваної води, зведені до пластових умов, складає 400 м³/добу. Потрібно визначити об'єм облямівки вуглекислоти, виходячи з умов, що до моменту підходу до кінця пласта середини області змішування CO_2 і нафти в пласті не залишається чистого CO_2 . Повна довжина зони змішування $L = 132,5$ м, коефіцієнти $K_w = 0,1$ м, $K_\mu = 2,45 \cdot 10^5 \text{ м}/(\text{Па} \cdot \text{с})$.

3 ОСНОВНІ ГІДРОДИНАМІЧНІ РОЗРАХУНКИ ПРИ РЕЖИМАХ ВИСНАЖЕННЯ

Задача 89. Визначте коефіцієнт п'єзопровідності пласта, якщо коефіцієнт гідропровідності визначено у 10^{-9} м³/Па·с, товщина пласта 10 м, коефіцієнт об'ємної пружності насиченого пласта $2,0 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹.

Задача 90. Визначте кількість рідини, яка буде вилучена при експлуатації покладу однією свердловиною за 1 рік при пружному режимі при експлуатації її з постійним дебітом. Тиск на контурі нафтоносності знизився з 20 до 15 МПа. Поклад круговий з радіусом контуру нафтоносності 2500 м, товщина пласта – 30 м, проникність – $0,02$ мкм², в'язкість нафти – 5 мПа·с, коефіцієнт п'єзопровідності – $0,2$ м²/с. Прим.: використати основну формулу пружного режиму.

Задача 91. Оцінити кількість рідини, яка може бути видобута з покладу при пружному режимі, якщо пластовий тиск знизився від 25 до 15 МПа. Поклад круговий з радіусом контуру нафтоносності 3000 м, пористість – 20 %, товщина пласта – 20 м, коефіцієнти стисливості рідини і породи – $9 \cdot 10^{-4}$ і $4 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹, якщо $t = 1$ рік, радіус свердловини – 0,1 м.

Задача 92. Визначте кількість рідини, яка буде вилучена при експлуатації покладу однією свердловиною при пружному режимі. Тиск на контурі нафтоносності знизився з 20 до 15 МПа. Поклад круговий з радіусом контуру нафтоносності 2500 м, товщина пласта – 30 м, проникність – $0,02$ мкм², в'язкість нафти – 5 мПа·с, коефіцієнт п'єзопровідності – $0,2$ м²/с.

Задача 93. Знайдіть, який об'єм рідини може бути витіснений за рахунок пружних сил з пласта радіусом 50 км, товщиною 10 м при зниженні середнього пластового тиску на 2 МПа. Пористість пласта – 20 %, коефіцієнт пружності рідини – $3 \cdot 10^{-10}$ 1/Па, коефіцієнт пружності породи – $2 \cdot 10^{-10}$ 1/Па.

Задача 94. Визначити пружний запас нафти в замкнутій області нафтоносності площею 5000 га, товщиною 20 м, якщо середній пластовий тиск знизився на 6 МПа. Відомо: коефіцієнт пористості пласта 16 %; коефіцієнт

насиченості пласта зв'язаною водою 22 %; коефіцієнти стисливості нафти, води і породи відповідно $2,04 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{Н}$, $4,59 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$ і $1,02 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$.

Задача 95. Розрахуйте тиск на відстані 100 м від свердловини при умові, що свердловина експлуатується з постійним дебітом $100 \text{ м}^3/\text{доб.}$ протягом 100 діб при пружному режимі. Відстань від свердловини до контура живлення – 1000 м, тиск на контурі – 30 МПа, коефіцієнт продуктивності свердловин – $10 \text{ т}/\text{доб.} \cdot \text{МПа}$, коефіцієнт п'єзопровідності пласта – $1,3 \text{ м}^2/\text{с}$, радіус свердловини – 0,1 м, густина нафти – $870 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Задача 96. В експлуатацію пустили нафтову свердловину з постійним дебітом $60 \text{ т}/\text{доб.}$ Чому дорівнює тиск на вибої свердловини через 7 діб? Відомо: початковий пластовий тиск 22 МПа; коефіцієнт проникності $0,08 \text{ мкм}^2$, товщина пласта 12 м, коефіцієнт пористості пласта 18 %, динамічний коефіцієнт в'язкості пластової нафти $1,4 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; об'ємний коефіцієнт і відносна густина розгазованої нафти 1,2 і 0,9; коефіцієнт об'ємної пружності нафти і породи $9,4 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$ і $9,6 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$ відповідно.

Задача 97. Свердловина працює в пласті з постійним дебітом. Визначити дебіт свердловини в поверхневих умовах через 50 діб при зміні тиску 2 МПа. Відомо: коефіцієнт об'ємної пружності скелета гірської породи, нафти 10^{-10} Па^{-1} і 10^{-9} Па^{-1} . Відомо: коефіцієнт пористості пласта 12 %, коефіцієнт динамічної в'язкості нафти $1,5 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, коефіцієнт проникності пласта 60 мД, товщина пласта 12 м. Радіус свердловини 0,1 м, об'ємний коефіцієнт нафти 1,1; густина нафти $850 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Задача 98. Визначити час, через який після пуску свердловини з постійним дебітом $38 \text{ м}^3/\text{доб.}$ в нескінченному пласті при пружному режимі тиск на відстані 280 м від свердловини знизиться на 1 % від початкового тиску 18 МПа. Відомо: коефіцієнт гідропровідності і коефіцієнт п'єзопровідності пласта, відповідно $2,5 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}$ і $2,4 \text{ м}^2/\text{с}$.

Задача 99. Свердловину пущено в роботу з постійним дебітом $150 \text{ м}^3/\text{доб.}$ в необмеженому пласті, початковий тиск в якому становив 23 МПа. Необхідно визначити тиск на відстані

750 м від свердловини через 1 рік. Відомо: коефіцієнт гідропровідності і товщина пласта 10^{-9} м³/Па·с і 15 м; коефіцієнт пористості пласта 15 %; коефіцієнт об'ємної пружності нафти і породи $2,3 \cdot 10^{-9}$ Па⁻¹ і $1,5 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹ відповідно.

Задача 100. Визначити зміну тиску на вибої свердловини після пуску її в роботу з постійним дебітом 70 м³/доб. через 40 діб роботи. Відомо: коефіцієнт п'єзопровідності і товщина пласта 1,1 м²/с і 9 м, відповідно; коефіцієнт об'ємної пружності насиченого пласта $5 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹, радіус свердловини 0,1 м.

Задача 101. На покладі кожні 30 діб вводиться нова свердловина з дебітом 100 м³/доб. Скільки свердловин буде введено в експлуатацію на момент зниження тиску на контурі нафтоносності до тиску насичення нафти газом. Поклад круговий радіусом 250 м, товщина пласта - 15 м, проникність - $2 \cdot 10^{-14}$ м², п'єзопровідність - 0,1 м²/с, в'язкість нафти - 5 мПа·с, газовміст нафти - 100 м³/м³, коефіцієнт розчинності газу в нафті - 10 м³/м³ МПа. Початковий пластовий тиск - 13 МПа. Вважати, що всі свердловини розміщені у центрі покладу, їх радіус - 0,1 м.

Задача 102. Визначте, як зміниться тиск на контурі нафтоносності покладу, якщо він розробляється 300 діб 4 свердловинами при пружному режимі, які пускались в роботу одна за другою через 30 діб. Дебіт свердловини постійний - 20 м³/добу. Поклад круговий радіусом 2500 м, товщина пласта - 10 м, проникність - 50 мД, динамічний коефіцієнт в'язкості нафти - 1 мПа·с, п'єзопровідність пласта - 0,2 м²/с. Вважати, що всі свердловини зосереджені в центрі покладу.

Задача 103. У пласті працює дві свердловини. Дебіт першої свердловини - 30 т/доб., дебіт другої - 40 т/доб. Друга пущена в роботу через 40 діб після першої. Визначити тиск на вибої першої свердловини через 70 діб. Відомо: тиск на контурі нафтоносності 21 МПа; коефіцієнт проникності пласта $0,4 \cdot 10^{-13}$ м², коефіцієнт динамічної в'язкості нафти - 2,8 мПа·с; товщина пласта 14 м; коефіцієнт п'єзопровідності пласта 2,9 м²/с; радіус свердловини 10 см; відстань від

першої до другої свердловини 500 м, густина нафти 870 кг/м^3 , об'ємний коефіцієнт нафти 1,25.

Задача 104. Розрахувати зміну тиску в точці М (400;600 м), якщо в точках А (200;300 м) і В (500;200 м) працюють протягом року видобувні свердловини з дебітом 150 і $250 \text{ м}^3/\text{доб}$. Відомо товщина пласта 15 м, коефіцієнт проникності пласта $2 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$, коефіцієнт кінематичної в'язкості нафти $4,6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$, густина нафти 870 кг/м^3 , коефіцієнт п'єзопровідності пласта $0,8 \text{ м}^2/\text{с}$.

Задача 105. Визначте як зміниться тиск на контурі нафтоносності через 100 діб після пуску нагнітальної свердловини з постійним дебітом $250 \text{ м}^3/\text{доб}$. Видобувна свердловина до цього працювала протягом 250 діб з постійним дебітом $120 \text{ м}^3/\text{доб}$., контур нафтоносності знаходиться на відстані 1800 м від свердловин. В'язкість нафти 2,3 мПа·с, товщина пласта 14 м, проникність $0,09 \text{ мкм}^2$, п'єзопровідність пласта $0,8 \text{ м}^2/\text{с}$.

Задача 106. Розрахуйте, який коефіцієнт нафтовилучення може бути досягнутий завдяки пружному режиму розробки кругового покладу з радіусом контура ВНК 5 км і радіусом законтурної області 50 км за таких даних: товщина пласта 20 м, коефіцієнт пористості пласта 10%, початкова нафтонасиченість 0,75, коефіцієнт пружності рідини $3 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$, скелета пористого середовища $- 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$, початковий пластовий тиск 35 МПа, тиск насичення нафти газом 32 МПа.

Задача 107. У нескінченному нафтовому покладі розміщено чотири свердловини, час введення в експлуатацію яких різний. Свердловини працюють з постійними і однаковими дебітами. Необхідно визначити зміну тисків на вибоях: а) першої свердловини на момент введення другої; б) першої і другої на момент введення третьої свердловини; в) першої, другої і третьої на момент введення четвертої свердловини; г) першої, другої, третьої і четвертої свердловин через один місяць після введення четвертої. Відомо: дебіт кожної свердловини $50 \text{ м}^3/\text{доб}$. (за пластових умов); динамічний коефіцієнт в'язкості пластової нафти 1,3 мПа·с;

коефіцієнт проникності пласта $46 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; товщина пласта 17 м; радіуси свердловин 0,07 м; коефіцієнт пористості пласта 16 %; коефіцієнт об'ємної пружності нафти 10^{-9} Па^{-1} ; коефіцієнт об'ємної пружності скелета породи 10^{-10} Па^{-1} . Методичні вказівки: 1. Відбирання нафти здійснюється на пружному режимі. 2. Для розв'язування задачі застосувати метод суперпозиції. 3. Вважати, що друга і наступні свердловини вводяться в експлуатацію почергово першого числа місяця. Порядковий номер місяця взяти рівним відповідно цифрам шифру залікової книжки, здійснюючи відлік від кінця шифру і вважаючи, що перша свердловина вводиться 01.01.2016 року (див. нижче). Якщо в шифрі трапляється цифра нуль, то вважати, що дві сусідні за номером свердловини (попередня і наступна – з цифрою нуль) вводяться одночасно. Якщо свердловини вводяться одночасно (наприклад, перша і друга), то розрахунок тиску провести через 15 діб після їх роботи. 4. Координати розміщення свердловин по абсцисі прийняти за номером розміщення відповідно першої, другої, третьої і четвертої букв прізвища в алфавіті, а по ординаті – відповідно імені, помноживши їх на 100 м (див. нижче). Якщо в прізвищі чи імені менше букв, ніж три, то четвертою дати букву “Я” (або букву “Ю”). Якщо обидві координати двох свердловин співпадають, то вважати, що в цій свердловині збільшився дебіт вдвоє в момент введення наступної свердловини. В даній задачі взято так: 962405 – Мельничук Іра. Місяці введення свердловин за шифром – травень, травень, квітень; беремо місяці введення свердловин: першої – січень, другої – квітень, третьої – травень, четвертої – травень (усі свердловини вводяться першого числа відповідного місяця). Перші чотири букви прізвища та імені мають номери в алфавіті (до імені додаємо букву “Я”) відповідно (без букви “Т”): 17, 7, 16, 31 та 12, 21, 1,

33, тоді координати першої – четвертої свердловин такі: А (1700, 1200); В (700, 2100); С (1600, 100); Д (3100, 3300).

Задача 108. Розрахуйте видобуток нафти з родовища, яке розробляється при режимі розчиненого газу, якщо відбулося зниження середнього пластового тиску в покладі з 12 до 10 МПа. Середня нафтонасиченість при цьому змінилась від 0,85 до 0,70. Радіус дренавання свердловини 230 м, товщина пласта - 9 м, пористість – 13 %. При насиченості 0,85 об'ємний коефіцієнт – 1,4. При насиченості 0,7 величина об'ємного коефіцієнта становить 1,3. Який коефіцієнт нафтовилучення буде при цьому досягнутий?

Задача 109. Розрахуйте кількість пластової нафти, яка буде видобута при зниженні середнього пластового тиску з 9 до 7,5 МПа у покладі, який розробляється при режимі розчиненого газу і при сталих вибійних тисках 7 МПа, якщо середня нафтонасиченість при цьому зменшилась від 0,8 до 0,7. Радіус дренавання – 400 м, товщина пласта – 25 м, пористість – 17 %, радіус свердловини – 8 см, абсолютна проникність пласта – $0,25 \text{ мкм}^2$. При нафтонасиченості 0,8 в'язкість нафти – 5,5 мПа·с, об'ємний коефіцієнт – 1,6. При насиченості 0,7 ці ж величини складають відповідно: 6,50; 1,5. Визначте також і терміни розробки.

Задача 110. Визначити загальну кількість свердловин, які експлуатують нафтовий поклад при режимі розчиненого газу для даних: площа покладу $3,5 \cdot 10^7 \text{ м}^2$, свердловини розміщені на площі рівномірно за чотирикутною сіткою з відстанню між свердловинами 400 м.

Задача 111. Визначте кількість свердловин, які експлуатують поклад нафти при режимі розчиненого газу за трикутною і чотирикутною сітками розміщення свердловин для даних: площа покладу $5,0 \cdot 10^7 \text{ м}^2$, відстані між свердловинами 450 м. Порівняйте ці результати.

Задача 112. Знайти площу дренування однієї свердловини, якщо свердловини розміщені за правильними трикутною і чотирикутною сітками для покладу нафти, який розробляється при режимі розчиненого газу. Порівняйте ці результати. Відстані між свердловинами 500 м.

Задача 113. Визначити загальну кількість свердловин, які експлуатують нафтовий поклад при режимі розчиненого газу для даних: площа покладу $2,5 \cdot 10^7 \text{ м}^2$, свердловини розміщені на площі рівномірно за трикутною сіткою з відстанню між свердловинами 380 м.

Задача 114. Знайти дебіт свердловини, яка експлуатується на покладі при режимі розчиненого газу за сталого вибірного тиску 10 МПа для даних: товщина пласта 7 м, проникність $8 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$, свердловини розміщено за трикутною сіткою з відстанню між свердловинами 400 м; початковий пластовий тиск 12 МПа, нафтонасиченість на контурі нафтоносності рівна 1; об'ємний коефіцієнт нафти і коефіцієнт динамічної в'язкості нафти становлять 1,4 і 2,3 мПа·с відповідно; зведений радіус свердловини 10 см.

Задача 115. Визначте дебіт нафтової свердловини, яка експлуатується при режимі розчиненого газу для даних: депресія тиску 1,5 МПа, коефіцієнт проникності пласта $15 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$, товщина пласта 8 м, коефіцієнт розчинності газу в нафті $10 \text{ м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{МПа}$, в'язкість газу і нафти – 24,7 мкПа·с і 2,1 мПа·с. Радіус контуру живлення пласта і радіус свердловини – 450 м і 0,1 м відповідно.

Задача 116. Знайти дебіт нафтової свердловини, яка експлуатується на покладі при режимі розчиненого газу при сталому вибіжному тиску 11 МПа для даних: товщина пласта 6 м, проникність $9 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$, свердловини розміщено за чотирикутною (трикутною) сітками з відстанню між свердловинами 380 м; початковий пластовий тиск 13 МПа, нафтонасиченість на контурі нафтоносності рівна 1; об'ємний

коефіцієнт нафти і коефіцієнт динамічної в'язкості нафти становлять 1,3 і 2,2 мПа·с відповідно; зведений радіус свердловини 10 см. Порівняйте результати.

Задача 117. Визначте дебіт і термін розробки для покладу нафти, який розробляється при режимі розчиненого газу при зниженні середнього пластового тиску з 9 до 7,5 МПа при сталих вибійних тисках 7 МПа, якщо середня нафтонасиченість при цьому знизилась від 0,8 до 0,7. Радіус дренування – 300 м, товщина пласта 9 м, пористість 12%, радіус свердловини 10 см, проникність пласта 0,03 мкм². При нафтонасиченості 0,8 в'язкість нафти – 5,5 мПа·с, об'ємний коефіцієнт нафти – 1,6, відносна проникність по нафті – 0,75. При нафтонасиченості 0,7 – ці величини складають відповідно: 6,5; 1,5; 0,6. Термін розбурювання покладу – 2 роки.

Задача 118. Визначте вибійний тиск у свердловині, яка експлуатується на покладі при режимі розчиненого газу за умови сталого дебіту 7 м³/доб. для таких даних: коефіцієнт проникності пласта $25 \cdot 10^{-13}$ м², товщина пласта 6 м, радіус контуру живлення пласта – 410 м; радіус свердловини – 10 см. Середня нафтонасиченість знизилась від 0,85 до 0,7. При нафтонасиченості 0,85 в'язкість нафти – 5,5 мПа·с, об'ємний коефіцієнт нафти – 1,6, відносна фазова проникність по нафті – 0,75. При нафтонасиченості 0,7 – ці величини складають відповідно: 6,5; 1,5; 0,6. Пластовий тиск знизився з 16 до 15 МПа.

Задача 119. Нафтовий поклад розробляється при режимі розчиненого газу. Динамічні коефіцієнти в'язкості нафти і газу відповідно $\mu_n = 5 \cdot 10^{-3}$ Па·с і $\mu_g = 0,02 \cdot 10^{-3}$ Па·с при пластових умовах. Початковий пластовий тиск дорівнює тиску насичення ($p_{\text{нас}} = 10$ МПа), густина дегазованої нафти $0,9 \cdot 10^3$ кг/м³, уявна густина газу $0,3 \cdot 10^3$ кг/м³. Для нафти даного покладу характерно, що $\frac{\alpha}{\rho_n} = c = 10^{-2}$ Т/(м³·МПа).

Потрібно визначити коефіцієнт витіснення в момент часу, коли середній пластовий тиск знизиться до 1 МПа, де α – коефіцієнт розчинності газу в нафті, ρ_n – густина нафти в пластових умовах.

Методичні вказівки: відносні проникності для нафти і газу лінійно залежать від насиченості пористого середовища рідиною $\bar{s}_p$, так що функція має вигляд $\psi(\bar{s}_p) = \frac{\bar{s}_{**} - \bar{s}_p}{\bar{s}_p - \bar{s}_*}$. При цьому насиченість водним розчином ПАР $\bar{s}_{**} = 0,9$; водонасиченість $\bar{s}_* = 0,1$; насиченість зв'язаною водою $s_{зв} = 0,05$.

4 ОСНОВНІ ГІДРОДИНАМІЧНІ РОЗРАХУНКИ ПРИ РЕЖИМІ ВИТІСНЕННЯ НАФТИ ВОДОЮ

Задача 120. Ємність однієї залізничної цистерни 60 м³. Скільки таких цистерн треба подавати щодобово для транспортування нафти, яка видобувається кільцевою батареєю із 12 свердловин, розміщених на відстані 600 м від початкового контуру нафтоносності. Радіус контура живлення - 10 км, контура нафтоносності 2 км. Товщина пласта - 10 м, в'язкість нафти - 5 МПа·с; проникність пласта 0,01 мкм², радіус свердловини – 0,1 м. В'язкість води - 1 мПа·с, тиск на контурі живлення - 20 МПа, у свердловинах - 10 МПа.

Задача 121. Визначити взаємозалежність між кількістю свердловин і дебітом видобувних свердловин, розміщених в один ряд у смугоподібному покладі розміром 4000×1000 м з одностороннім напором, якщо радіус свердловин 0,1м, товщина пласта – 10 м, проникність – 1,0·10⁻¹⁴ м², в'язкість нафти – 2 МПа·с, води – 1 мПа·с, перепад тиску між лінією нагнітання і лінією видобувних свердловин -

10 МПа, відстань від ВНК до лінії водонагнітальних свердловин - 100 м, відстані між свердловинами 250 м.

Задача 122. За методом еквівалентних фільтраційних опорів визначте дебіт ряду з 5 свердловин у смугоподібному пласті, розміщених на відстані 800 м від початкового положення ВНК, після його переміщення на 400 м. Товщина пласта 10 м, проникність $20 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; в'язкість нафти 5 мПа·с; води - 1 мПа·с; ширина покладу - 2 км. На початковому контурі ВНК тиск постійний і дорівнює 20 МПа, на вибої свердловини тиск - 15 МПа. Зведений радіус свердловини - 0,1 м. Відстань від ВНК до контуру живлення пласта - 500 м.

Задача 123. За методом еквівалентних фільтраційних опорів визначити дебіт кругової батареї 8 свердловин, яка розміщена на відстані 500 м від початкового контуру нафтоносності, після його переміщення на 300 м. Радіус контуру живлення 20 км, контуру нафтоносності - 2 км. Товщина пласта - 10 м, в'язкість нафти - 5 мПа·с, проникність пласта $0,01 \text{ мкм}^2$; радіус свердловини - 0,1 м, в'язкість води - 1 мПа·с, тиск на контурі живлення - 20 МПа; у свердловинах - 16 МПа.

Задача 124. Пропускна здатність системи збору складає $150 \text{ м}^3/\text{доб}$. Визначте достатньо цього чи ні для здійснення експлуатації покладу. Поклад розробляється кільцевою батареєю із 10 свердловин, які розміщені на відстані 400 м від початкового контуру нафтоносності. Радіус контуру живлення - 10 км, контура нафтоносності - 2 км, товщина пласта - 10 м, в'язкість нафти - 2 мПа·с, води - 1 мПа·с, проникність пласта - $0,02 \text{ мкм}^2$, радіус свердловини - 0,1 м. Тиск на контурі живлення - 18 МПа, вибійний тиск у свердловинах - 15 МПа.

Задача 125. Визначити швидкість переміщення ВНК в смугоподібному покладі розміром $4000 \times 1000 \text{ м}$ з одним рядом свердловин при односторонньому напорі, якщо

товщина пласта 10м, проникність $1 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$, пористість – 20 %, в'язкість нафти 2 мПа·с, перепад тиску між лінією нагнітання і лінією ряду свердловин - 10 МПа, відстань від ВНК до лінії ряду водонагнітальних свердловин - 1000 м, в'язкість води - 1 мПа·с, $2\sigma_{\text{в}} = 500\text{м}$.

Задача 126. За методом еквівалентних фільтраційних опорів визначте дебіт ряду з 5 свердловин у смугоподібному пласті. Розміщених на відстані 800 м від початкового положення ВНК після його переміщення на 400, товщина пласта 40 м, проникність $20 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; в'язкість нафти 5 мПа·с, води – 1 мПа·с. Ширина покладу – 2 км; відстань від ряду свердловин до контуру живлення – 2 км; тиск на контурі живлення пласта 20 МПа, на вибої свердловин – 15 МПа, зведений радіус свердловин 0,1 м; нафтонасиченість на фронті витіснення 0,34. Значення фільтраційних опорів становлять – $\Omega_{\text{к-о}} = 7,5 \cdot 10^8 \text{ Па} \cdot \text{с} / \text{м}^3$, $\Omega_{\text{ф-1}} = 3,75 \cdot 10^9 \text{ Па} \cdot \text{с} / \text{м}^3$, $\omega = 1,28 \cdot 10^9 \text{ Па} \cdot \text{с} / \text{м}^3$.

Задача 127. Визначити терміни розробки смугоподібного покладу нафти для даних: відстань від контуру нафтоносності до ряду свердловин 500 м, відстань між свердловинами в ряді 200 м, ширина покладу 1000 м, товщина пласта 12 м, пористість пласта 14 %, коефіцієнт нафтовилучення 0,15, початкова нафтонасиченість 0,8, обводненість продукції – 11,1 %. Кожна свердловина працює з дебітом $50 \text{ м}^3/\text{доб}$.

Задача 128. Визначити терміни розробки кругового покладу нафти для даних: радіус початкового контуру нафтоносності 3000 м, радіуси експлуатаційних рядів 2400; 2000 і 1600 м. Відстань між свердловинами в рядах 300 м, товщина пласта 10 м, пористість пласта 12 %, кожна свердловина працює з дебітом $50 \text{ м}^3/\text{доб}$. Усі ряди працюють одночасно.

Задача 129. Визначити терміни розробки кругового покладу нафти для даних: радіус початкового положення контуру нафтоносності 4000 м; радіус експлуатаційних рядів свердловин: 3000 м і 2000 м. У центрі покладу розміщена свердловина, радіуси – 0,1 м. Відстань між свердловинами в рядах 400 м, товщина пласта 12 м, пористість 14 %. Кожна свердловина працює з дебітом $50 \text{ м}^3/\text{доб}$. Усі ряди працюють одночасно.

Задача 130. Знайдіть вибійний тиск у свердловинах другої кругової батареї і дебіт свердловин першої кругової батареї для таких даних: дебіт свердловин другої кругової батареї - $50 \text{ м}^3/\text{доб}$., вибійний тиск в свердловинах першої батареї - 20 МПа, радіус першої батареї – 1000 м, другої - 500 м, радіус початкового положення ВНК - 1500 м, радіус контура живлення - 1750 м, кількість свердловин в першій батареї – 10, в другій – 6, тиск на контурі живлення - 24 МПа, коефіцієнт проникності пласта - $0,5 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$, динамічний коефіцієнт в'язкості нафти в пластових умовах 3 мПа·с, товщина пласта - 20 м, радіус свердловини – 0,1 м. Зовнішні фільтраційні опори становлять: від контуру живлення до контуру ВНК – $2,45 \cdot 10^7 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3$; від контуру ВНК до першого ряду свердловин – $1,94 \cdot 10^8 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3$; між рядами свердловин – $3,31 \cdot 10^8 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3$.

Задача 131. У смугоподібному пласті працює 2 ряди свердловин. Визначити дебїти свердловин кожного ряду. Відомо: відстань між контурами живлення пласта і ВНК – 500 м, відстань між ВНК і першим рядом свердловин 1500 м, відстань між рядами – 1000 м. Відстань між свердловинами в обох рядах 300 м; кількість свердловин на покладі 6, коефіцієнт гідропровідності пласта $8 \cdot 10^{-12} \text{ м}^3/\text{мПа} \cdot \text{с}$, коефіцієнт динамічної в'язкості нафти 2,5 мПа·с, води – 1 мПа·с, тиски на контурі пласта і на вибоях свердловин 20 і 17 МПа відповідно. Зовнішні фільтраційні опори становлять: від

контур живлення до контуру ВНК – $2,78 \cdot 10^7$ Па·с/м³; від контуру ВНК до першого ряду свердловин – $2,08 \cdot 10^8$ Па·с/м³; між рядами свердловин – $2,5 \cdot 10^8$ Па·с/м³. Внутрішні фільтраційні опори рівні і становлять – $4,09 \cdot 10^7$ Па·с/м³.

Задача 132. Розрахуйте потрібний об'єм запомповуваної води, якщо поклад нафти розміром 7000×2400 м (використовуючи умови схематизації) розробляється одним рядом свердловин при односторонньому напорі при наступних характеристиках. Кількість видобувних свердловин в ряді – 12, відстань від ВНК до ряду свердловин 900 м, віддаль від ВНК до лінії нагнітання 300 м, тиск на лінії нагнітання - 24 МПа, тиск на вибої свердловин 21 МПа, проникність пласта $15 \cdot 10^{-14}$ м², товщина пласта – 12 м, в'язкість пластової нафти 2,5 мПа·с. Відтікання води за контур відсутнє.

Задача 133. Визначити кількість води, яка потрібна для підтримання пластового тиску в нафтовому покладі, якщо добовий відбір нафти дорівнює 500 т, води – 120 т, газу – 80000 м³, об'ємний коефіцієнт нафти – 1,2, води – 1,05, коефіцієнт розчинності газу в нафті – $6 \text{ м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{МПа}$, пластовий тиск - 21 МПа, пластова температура - 75°C, густина нафти – 840 кг/м³, води – 1000 кг/м³.

Задача 134. Визначити кількість води, що нагнітається для наступних даних: тиск на лінії нагнітання 25 МПа, глибина свердловини 1900 м, тиск на викиді насоса 22 МПа; густина води, що нагнітається 1050 кг/м³, втрати тиску на тертя 0,3 МПа. Фазова проникність для води у привибуїній зоні нагнітальних свердловин 1,2 Д, в'язкість води 1,1 мПа·с; товщина пласта 14 м; довжина лінії нагнітання 1200 м, кількість водонагнітальних свердловин – 7; радіус свердловин 0,1 м; коефіцієнт забруднення 3,8.

Задача 135. Визначити тиск нагнітання, який необхідно створити для заповнювання 170 м³/доб. води у свердловину глибиною 1400 м, якщо тиск на лінії нагнітання 19 МПа. Відстань між свердловинами 500 м, зведений радіус свердловин 0,1 м, проникність пласта $0,8 \cdot 10^{-13}$ м³. Товщина пласта 12 м.

Задача 136. Визначити сумарний об'єм заповнюваної води для наступних даних: дебіт рідини 40 м³/доб., тиск на лінії водонагнітальних свердловин 18 МПа; середній пластовий тиск в законтурній зоні пласта 16 МПа; коефіцієнт динамічної в'язкості води 1 мПа·с; довжина лінії нагнітання 100 м; товщина пласта 7 м, проникність пласта 1,5 мД, коефіцієнт п'єзопровідності пласта 4,2 м²/с, час 30 діб.

Задача 137. Визначити сумарний об'єм заповнюваної води для наступних даних: дебіт по рідині 30 м³/доб., тиск на лінії водонагнітальних свердловин 20 МПа, середній пластовий тиск в законтурній зоні пласта 16 МПа, в'язкість води 1 мПа·с, відстань між свердловинами 500 м. Кількість водонагнітальних свердловин - 4, товщина пласта 9 м, проникність пласта $3 \cdot 10^{-13}$ м², коефіцієнт об'ємної пружності насиченого пласта $2 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹, час 20 діб.

Задача 138. Розрахуйте кількість водонагнітальних свердловин для системи законтурного заводнення, якщо довжина покладу 3000 м, ширина покладу 600 м, віддаль від ВНК до лінії нагнітальних свердловин – 200 м, товщина пласта – 20 м, пористість – 20 %, проникність – $0,1 \cdot 10^{-14}$ м², віддаль між видобувними свердловинами – 500 м, радіус свердловин – 0,1 м. Тиск на вибої видобувних свердловин – 20 МПа, тиск на лінії нагнітання – 30 МПа, тиск на вибої нагнітальної свердловини 40 МПа, кількість видобувних рядів – 1, динамічний коефіцієнт в'язкості нафти – 2 мПа·с. Відікання води за контур відсутнє. Коефіцієнт забруднення привибійної зони водонагнітальних свердловин дорівнює 2,3.

Сума зовнішніх фільтраційних опорів становить – $6,34 \cdot 10^{10}$ Па·с/м³.

Задача 139. Визначте коефіцієнт нафтовилучення, який може бути отриманий з пласта за допомогою методики АзНИПИнефть за таких даних: відношення в'язкостей нафти і води – 4,0; залишкова нафтонасиченість – 0,3; насиченість зв'язаною водою – 0,25; кратність промивання – 3; коефіцієнт, який враховує неоднорідність пласта – 0,63. Як зміниться коефіцієнт нафтовилучення, якщо кратність промивання збільшити вдвічі?

Задача 140. Визначте коефіцієнт поточної компенсації для даних: тиск на лінії нагнітання 25 МПа; пластовий тиск 20 МПа, кількість відібраної рідини – 50 м³/доб., втрати води – 15 м³/доб., кількість відібраної нафти – 25 м³/доб., об'ємний коефіцієнт нафти – 1,2; об'ємний коефіцієнт вилучуваної води – 1,02. Коефіцієнт, який враховує втрати води прийняти рівним 1,12. Кількість відібраної води – 20 м³/доб.

Задача 141. Визначте коефіцієнт поточної компенсації через 1 місяць розробки покладу для даних: дебіт по рідині 25 м³/доб., тиск на лінії нагнітання 22 МПа, середній пластовий тиск у за контурній зоні пласта 20 МПа, довжина лінії нагнітання 1000 м, товщина пласта 7 м, проникність пласта $2 \cdot 10^{-13}$ м², коефіцієнт об'ємної пружності насиченого пласта $2,3 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹, об'ємний коефіцієнт нафти – 1,15; об'ємний коефіцієнт запомповуваної і вилучуваної води – 1,01 і 1,03 відповідно; коефіцієнт на втрати води прийняти рівним 1,1; обводненість 20 %.

Задача 142. Розрахуйте потрібний об'єм запомповуваної води і кількість нагнітальних свердловин, якщо смугоподібний поклад розробляється одним рядом свердловин із законтурним заводненням, а контур ВНК перемістився з початкового положення на 300 м для

наступних даних: ширина покладу 1000 м, довжина – 3000 м, кількість видобувних свердловин в ряді – 4, відстань від початкового положення ВНК до лінії нагнітання 400 м, тиск на лінії нагнітання - 25 МПа, тиск на вибої свердловин 15 МПа, проникність пласта 10^{-14} м^2 , товщина пласта – 10 м, в'язкість пластової нафти 2 мПа·с, тиск на буфері нагнітальних свердловин - 15 МПа, глибина свердловин – 1500 м; коефіцієнт забруднення - 2,5, радіус свердловин - 0,1 м, насиченість зв'язаною водою – 0,2, залишкова нафтонасиченість - 0,15. Відтікання води за контур відсутнє.

Задача 143. Визначити величину тиску на викиді насоса під час запомповування води в пласт по колоні насосно-компресорних труб. Відомо: глибина свердловини 2400 м; пластовий тиск 21 МПа; коефіцієнт приймальності $24,5 \text{ м}^3/(\text{доб} \cdot \text{МПа})$; витрата запомповуваної води 12,2 л/с; умовний діаметр гладких насосно-компресорних труб 102 мм. Методичні вказівки: припустити існування усталених умов поглинання рідини пластом за справедливості закону Дарсі.

Задача 144. Обчислити, скільки води необхідно запомповувати в нафтовий поклад щодобово, щоб підтримати пластовий тиск на постійному рівні за водонапірного режиму. Вхідні дані: добовий видобуток за стандартних умов 300 тис. т нафти, 150 тис. т води і 100 млн. м^3 газу. Пластовий тиск у покладі 16 МПа на глибині залягання пласта 1700 м. Геотермічний градієнт становить 0,023 К/м; глибина залягання нейтрального шару становить 10 м за температури 7°C . Густини розгазованої нафти, пластової води і нафтового газу за стандартних умов відповідно рівні 870, 1040 і $1,4 \text{ кг/м}^3$, а об'ємні коефіцієнти нафти і води – 1,3 і 1,05. Коефіцієнт стисливості газу взяти рівним 0,86. Газонасиченість пластової нафти $28 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Задача 145. Визначити кількість води, яка запомповується в поклад, і кількість нагнітальних свердловин.

Дано: смугоподібний поклад, кількість видобувних свердловин – $25+n$, розмір покладу – $(12000+n) \times (3200+n)$ (м), відстань від водонафтового контакту до ряду свердловин – $(3,3+n)$ (км), відстань від водонафтового контакту до лінії нагнітання – $3,7+n$ (км), тиск на лінії нагнітання – $33+n$ МПа, тиск на контурі – $31+n$ МПа, вибійний тиск – $29+n$ МПа, товщина пласта – $17+n$ (м), тиск на гирлі – $7+n$ МПа, глибина свердловини – $2500+n$ (м), умовний діаметр НКТ – 60мм, коефіцієнт забруднення при вибійної зони – $(2+0,1)$ т, відтікання води відсутнє, термін розробки – 5 років. Рештою даних задатися самостійно, n – остання цифра залікової книжки.

Задача 146. Визначити кількість води, яка запомповується в поклад, і кількість нагнітальних свердловин. Дано: круговий поклад, кількість видобувних свердловин першого ряду – $(18+n)$, R_1 – $(3000+n)$, R_2 – $(1800+n)$ (м), R_k – $(6000+n)$ (м), $R_{внк}$ – $(4000+n)$ (м), тиск на лінії нагнітання дорівнює тиску на контурі – $(31+n)$ МПа, вибійний тиск – $(29+n)$ МПа, товщина пласта – $(15+n)$ (м), тиск на усті – $(7+n)$ МПа, глибина свердловини – $(2500+n)$ (м), умовний діаметр НКТ – 60 мм, відтік води відсутній, n – остання цифра залікової книжки.

Задача 147. Визначте кількість газу, яка необхідна для підтримування пластового тиску для даних: добовий відбір нафти дорівнює 500 т, води – 120 т, газу – 150000 м^3 , об'ємний коефіцієнт нафти – 1,2, води – 1,05, коефіцієнт розчинності газу в нафті – $6 \text{ м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{МПа}$, пластовий тиск - 21 МПа, пластова температура - 75°C , густина нафти – $840 \text{ кг}/\text{м}^3$, води – $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Задача 148. Визначте коефіцієнт нафтовилучення для смугоподібного покладу, в якому відбувається витіснення нафти водою для даних: коефіцієнт динамічної в'язкості нафти і води – $2,5 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ і $1,0 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ відповідно; коефіцієнт на

збільшення фільтраційного опору – 1,5; насиченість зв'язаною водою – 0,2; коефіцієнт охоплення – 0,4.

Задача 149. Визначте коефіцієнт витіснення для покладу нафти, в якому відбувається витіснення нафти водою, якщо нафтонасиченість на фронті витіснення нафти водою 0,3; відношення в'язкостей нафти і води – 5; насиченість зв'язаною водою 0,27.

Задача 150. Визначте потенційне нафтовилучення для зони покладу, в якій відбувається витіснення нафти водою для даних: нафтонасиченість на фронті витіснення нафти водою 0,26; в'язкість нафти і води 4 мПа·с і 1,1 мПа·с відповідно, насиченість зв'язаною водою 0,25.

Задача 151. Визначте коефіцієнт нафтовилучення зони покладу, в якій відбувається витіснення нафти водою для даних: нафтонасиченість на фронті витіснення нафти водою 0,25; відношення в'язкостей нафти до води 4,5; залишкова нафтонасиченість 0,2; коефіцієнт охоплення пласта 0,7.

Задача 152. Визначте нафтонасиченість на фронті витіснення нафти водою для смугоподібного покладу, якщо коефіцієнт на збільшення фільтраційного опору 1,1; відношення в'язкостей нафти і води – 4.

Задача 153. Визначити кількість водонагнітальних свердловин для таких даних: добовий відбір нафти дорівнює 300 т, води – 100 т, об'ємний коефіцієнт нафти – 1,15, води – 1,02, коефіцієнт розчинності газу в нафті – $5 \text{ м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{МПа}$, пластовий тиск – 20 МПа, газовий фактор – $150 \text{ м}^3/\text{м}^3$; пластова температура – 320 К, густина нафти – $880 \text{ кг}/\text{м}^3$, води – $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$, коефіцієнт проникності пласта – $2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; товщина пласта 9 м; перепад тиску 5 МПа; відстань між водонагнітальними свердловинами 400 м; коефіцієнт забруднення привибійної зони нагнітальної свердловини – 2,5; коефіцієнт надлишку води прийняти рівним – 1,2.

Задача 154. Розрахувати тиск на вибої нагнітальної свердловини при нагнітанні по кільцевому просторі води для даних: внутрішній діаметр експлуатаційної колони 136 мм, зовнішній діаметр НКТ 73 мм, густина води 1020 кг/м^3 , коефіцієнт динамічної в'язкості води $1,05 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, тиск на гирлі свердловини 14 МПа, глибина спуску НКТ 1800 м, дебіт води $180 \text{ м}^3/\text{добу}$.

Задача 155. Визначити тиск на головці водонагнітальної свердловини, який необхідно створити для запомповування $150 \text{ м}^3/\text{добу}$ води у свердловину глибиною 1500 м, якщо тиск на лінії нагнітання 18 МПа, відстань між свердловинами 600 м, зведений радіус свердловини 0,1 м, проникність пласта $0,1 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$, товщина пласта 15 м.

Задача 156. Визначити кількість водонагнітальних свердловин для даних: тиск на вибої і тиск на лінії нагнітання 18 і 15 МПа відповідно; довжина лінії нагнітання 1000 м; об'єм води, що нагнітається $200 \text{ м}^3/\text{доб.}$; фазова проникність для води в привибійній зоні нагнітальної свердловини і товщина пласта $1,5 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$ і 12 м відповідно; зведений радіус свердловини 0,1м; коефіцієнт забруднення привибійної зони нагнітальної свердловини - 2,5.

Задача 157. Визначити втрати тиску в наземному трубопроводі та у свердловині при заводненні нафтового пласта для даних: діаметр трубопроводу 0,15 м; глибина свердловини 1400 м; внутрішній діаметр піднімальних труб 0,076 м; кількість води, що нагнітається $2000 \text{ м}^3/\text{доб.}$; кінематична в'язкість води $10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$; густина води 1000 кг/м^3 .

Задача 158. Визначте приймальність одної свердловини ($\text{м}^3/\text{доб.}$), якщо тиск на вибої і тиск на лінії нагнітання 18 і 15 МПа відповідно; половина відстані між водонагнітальними свердловинами 700 м; фазова проникність для води у привибійній зоні нагнітальної свердловини і товщина пласта $1,5 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$ і 13 м відповідно; зведений радіус

свердловини 0,1 м; коефіцієнт забруднення приви́бійної зони прийняти рівним 2,7.

Задача 159. Визначити тиск на лінії нагнітання, якщо у свердловину запомповують $200 \text{ м}^3/\text{доб.}$ води при коефіцієнті приймальності свердловини $20 \text{ м}^3/\text{доб.}\cdot\text{МПа}$. Глибина свердловини 1700 м, тиск нагнітання 20 МПа. Величину втрат тиску на тертя прийняти рівними 0,35 МПа.

Задача 160. Визначте тиск на лінії нагнітання, якщо у водонагнітальну свердловину запомповування $200 \text{ м}^3/\text{доб.}$ при тиску нагнітання 20 МПа. Глибина свердловини 1500 м, відстань між водонагнітальними свердловинами 800 м, радіус свердловини 0,1 м, проникність $0,2 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$, товщина пласта 10 м.

Задача 161. Визначити тиск на головці водонагнітальної свердловини глибиною 2500 м для нагнітання $200 \text{ м}^3/\text{доб.}$ води в пласт, якщо пластовий тиск рівний 25,0 МПа, а коефіцієнт приймальності свердловини $10 \text{ м}^3/\text{добу}\cdot\text{МПа}$.

Задача 162. Розрахуйте коефіцієнт нафтовилучення при водонапірному режимі, якщо кількість зв'язаної води в пласті буде рівною 20 %. Залишкова нафтонасиченість після промивання пласта водою – 30 %. Коефіцієнт охоплення пласта водою 65 %.

Задача 163. Визначити коефіцієнт нафтовилучення із покладу в умовах водонапірного режиму розробки і кількість видобутої нафти для таких даних: радіус початкового контуру нафтоносності – 12450 м, нафтонасичена товщина пласта 15 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,15; коефіцієнт початкової нафтонасиченості – 0,7; коефіцієнт залишкової нафтонасиченості – 0,24; об'ємний коефіцієнт нафти – 1,32; густина дегазованої нафти 870 кг/м^3 ; коефіцієнт охоплення пластів витісненням – 0,62.

5. ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ

Задача 164. Оцінити можливий коефіцієнт нафтовилучення із родовища (покладу) України за статистичними моделями М. І. Малиновського та інш., В. К. Гомзікова і Н. А. Молотової, В. К. Гомзікова (по покладах Ставропілля), І. І. Абезбаєва і В. В. Осіпова, М. Т. Абасова та інш., В. К. Гомзікова (по покладах Азербайджану – дві моделі), М. Т. Абасова, З. А. Султанова та інш., Т. Ю. Бочарова (стосовно родовищ України такі моделі поки що не запропоновано). Параметри взяти стосовно покладу (родовища) східного (назва родовища починається згідно з першою буквою прізвища або імені) чи західного (аналогічно) регіонів, а регіони відповідають у порядку згадування останній цифрі номера залікової книжки (0-5 або 6-9). За результатами розрахунків скласти порівняльну таблицю і зробити висновки.

Задача 165. Нафтовий поклад експлуатується центральною свердловиною на режимі постійного вибірного тиску, що становить 16 МПа. Визначити, через який проміжок часу від початку відбирання газу середній тиск у покладі знизиться від 21 МПа до 19 МПа, а також дебіт свердловини на початку відбирання газу і в заданий для визначення момент часу. Відомо: радіус контуру замкнутого газового пласта і свердловини 2000 м і 0,1 м; коефіцієнти пористості та проникності і товщина пласта 16%, 10^{-13} мм² і 17 м; динамічний коефіцієнт в'язкості газу $15 \cdot 10^{-3}$ мПа·с.

Задача 166. Виконати прогнозування накопиченого видобутку нафти $Q_n(t)$ в часі t за еволюційними моделями Гомперця і Перла, а також видобувні запаси. Відомо: відбір нафти за рік q_n , t з роками розробки змінюються так:

Роки	1	2	3	4	5	6
Відбір q_n, T	91344	68229	103507	140881	181664	402973

При цьому рекомендується застосовувати три методи:

- 1) метод, оснований на спрямленні статистичної залежності;
- 2) метод, що базується на переході до диференціального рівняння;
- 3) будстреп-метод, а також критерій Тейла.

Задача 167. Оцінити величину часу стабілізації тиску в пласті радіусом 1000 м після зміни дебіту свердловини. Відомо: коефіцієнт проникності і коефіцієнт пористості пласта $31 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ і 14%; динамічний коефіцієнт в'язкості нафти 1,8 мПа·с; коефіцієнт насиченості пласта зв'язаною водою 16%; коефіцієнти стисливості нафти, води і породи відповідно $2,1 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{Н}$, $4,6 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$ і $1,02 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$.

Задача 168. Розрахувати технологічні показники розробки (поточний пластовий тиск, газовий фактор, коефіцієнт нафтовилучення, дебіт свердловини або вибійний тиск і динаміку зміни параметрів у часі) нафтового покладу при режимі розчиненого газу за методикою Зінов'євої-Розенберга (обмежитися терміном розробки в 5 років). Відстань між свердловинами взяти 500 м. Рештою даних задатися стосовно до одного із родовищ згідно з довідником [3]. Сітку свердловин прийняти за першою буквою прізвища: квадратною (букви А-Л), трикутною (букви М-Я), аналогічно, умови розробки – за першою буквою імені, коли задано вибійний тиск (букви А-К) або дебіт (букви Л-Я).

Задача 169. Припустимо, що поточний дебіт свердловини в часі $q(t)$ змінюється за законом Вейбулла-Макегама у вигляді:

$$\frac{q(t)}{q_0} = (1 - \psi)e^{-\alpha t \xi - \beta(e^{\gamma t} - 1)} + \psi,$$

де $\psi = 0,25$; $\alpha = 0,085$; $\xi = 2,5$; $\beta = 3$; $\gamma = 0,015$; t – час експлуатації свердловини, роки.

Необхідно: задати початковий дебіт свердловини q_0 , м³/рік (за будь-якими підряд чотирма цифрами номера залікової книжки) і час t у роках (іншими підряд двома цифрами номеру залікової книжки), скласти таблицю зміни дебіту в часі (з інтервалом по часу в один рік), побудувати графік $q(t)$ за законом Вейбулла-Максгама (фактичні дані) і підібрати п'ять емпіричних (кореляційних) формул серед відомих у прогнозуванні формул [1, с. 160], вибрати серед них найбільш придатну за кореляційним відношенням і критерієм (коефіцієнтом) надійності цього відношення. Скільки автоцистерн і з якою частотою їх подавання потрібно для перевезення видобутої нафти від свердловини на пункт збору, якщо одною автоцистерною можна перевести за один раз 21 м³ (із розрахунку розгазованої нафти).

Задача 170. Припустимо, що накопичений видобуток рідини Q_p і нафти Q_n із покладу в часі пов'язані між собою залежністю

$$Q_p = aQ_n + bQ_n^2 + cQ_n^3,$$

де коефіцієнти $a = 3,3163$; $b = 1,8577$ (млн. т)⁻¹; $c = 1,8577$ (млн. т)⁻². На покладі працює A свердловин, а середньодобовий дебіт нафти q_n , м³/добу на одну свердловину протягом року становить B і змінюється в часі згідно з рівнянням

$$q_n = Bt^{-0,214},$$

де t – час у роках.

Накопичений відбір нафти на початок першого року розглядуваного періоду тривалістю C , рік становив D млн. т.

Необхідно: скласти таблицю відборів нафти, рідини і води по роках протягом періоду C , задавшись кількістю свердловин A (довільно в межах від 10 до 20), тривалістю

розглядуваного періоду C (двоцифровим числом із послідовних цифр залікової книжки) і накопиченим видобутком нафти D , млн т (довільно одною цифрою в межах від 1 до 5). Відтак за методами А. М. Пірвердяна, С. Н. Назарова і Н. В. Сипачова та М. І. Максимова [1, с.168] побудувати характеристики витіснення, визначити видобувні запаси нафти, а також спрогнозувати передбачувані видобутки води і нафти із покладу на період, що не перевищує половини періоду C , вибравши прийнятну характеристику витіснення за величиною критерію Тейла.

Задача 171. Розрахувати функцію розподілу потоків фаз (функцію Баклея-Лeverетта) для випадку витіснення нафти водою. Відносні фазові проникності води і нафти задаються рівняннями:

$$k_1(s) = \begin{cases} 0 & \text{за } 0 \leq s \leq 0,2; \\ \left(\frac{s - 0,2}{0,8}\right)^{3,5} & \text{за } 0,2 \leq s \leq 1; \end{cases}$$

$$k_2(s) = \begin{cases} \left(\frac{0,85 - s}{0,85}\right)^{3,2,85} & \text{за } 0 \leq s \leq 0,2; \\ 0 & \text{за } 0,2 \leq s \leq 1; \end{cases}$$

де s – коефіцієнт насиченості пор водою. Коефіцієнт водонасиченості змінювати з кроком 0,001. Динамічні коефіцієнти в'язкості нафти і води 4 мПа·с і 1 мПа·с. Побудувати графік функції Баклея-Лeverетта і аналітично знайти коефіцієнт водонасиченості на фронті витіснення та середній коефіцієнт насиченості порового простору водою в зоні витіснення нафти водою (використати машинну програму чи рівняння прямої), показавши і графічний розв'язок.

Задача 172. Розрахувати функцію розподілу потоків фаз (функцію Баклея-Лeverетта) для випадку витіснення газу

водою. Відносні фазові проникності газу і води задаються рівняннями:

$$k_1(s) = \begin{cases} \left(\frac{0,8-s}{0,8}\right)^{3,5} & \text{за } 0 \leq s \leq 0,8; \\ 0 & \text{за } 0,8 \leq s \leq 1; \end{cases}$$

$$k_1(s) = \begin{cases} 0 & \text{за } 0 \leq s \leq 0,1; \\ \left(\frac{s-0,1}{0,9}\right)^{3,5} (4-3s) & \text{за } 0,1 \leq s \leq 1; \end{cases}$$

де s – коефіцієнт газонасиченості. Коефіцієнт газонасиченості змінювати з кроком 0,001. Динамічні коефіцієнти в'язкості газу і води 0,012 мПа·с і 1 мПа·с. Побудувати графік функції Баклея-Лeverетта і аналітично знайти коефіцієнт водонасиченості на фронті витіснення та середній коефіцієнт водонасиченості порового простору водою в зоні витіснення газу водою (використати машинну програму чи рівняння прямої), показавши і графічний розв'язок.

Задача 173. Розрахувати аналітично величини коефіцієнтів фронтової і середньої насиченостей порового простору водою та коефіцієнт витіснення в зоні витіснення нафти водою. Відносні фазові проникності води і нафти задати рівняннями:

$$k_1(s) = \begin{cases} 0 & \text{за } 0 \leq s \leq 0,2; \\ \left(\frac{s-0,2}{0,8}\right)^{3,5} & \text{за } 0,2 \leq s \leq 1; \end{cases}$$

$$k_1(s) = \begin{cases} \left(\frac{0,85-s}{0,85}\right)^{3,2,85} & \text{за } 0 \leq s \leq 0,2; \\ 0 & \text{за } 0,2 \leq s \leq 1; \end{cases}$$

де s – коефіцієнт насиченості пор водою. Динамічні коефіцієнти в'язкості нафти і води 8,6 і 1 мПа·с.

Задача 174. У пористому пласті має місце прямолінійно-паралельне витіснення нафти водою за законом Дарсі. Разрахувати аналітично величини коефіцієнта фронтової насиченості порового простору водою і координати фронту витіснення на момент часу 30 діб, а також побудувати графік розподілу водонасиченості вздовж пласта на цей же момент часу. Відомо: товщина пласта і ширина фільтраційного потоку 15 м і 600 м; коефіцієнт пористості пласта 14 %; дебіт галереї 240 м³/доб. (за пластових умов); динамічні коефіцієнти в'язкості нафти і води 3 і 1 мПа·с. Відносні фазові проникності нафти і води задаються рівняннями:

$$k_1(s) = \begin{cases} 0 & \text{за } 0 \leq s \leq 0,2; \\ \left(\frac{s - 0,2}{0,8}\right)^{3,5} & \text{за } 0,2 \leq s \leq 1; \end{cases}$$

$$k_2(s) = \begin{cases} \left(\frac{0,85 - s}{0,85}\right)^{3,2,85} & \text{за } 0 \leq s \leq 0,2; \\ 0 & \text{за } 0,2 \leq s \leq 1; \end{cases}$$

де s – коефіцієнт водонасиченості пор.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Бойко В.С. Проектування розробки нафтових родовищ: Підручник. – Івано-Франківськ: Вид-во «Нова Зоря», 2012. – 588 с.
2. Бойко В.С., Бойко Р.В. Підземна гідрогазомеханіка: Підручник з грифом Міносвіти України. – 2-е видання. - Львів: Апріорі, 2007. – 449 с.
3. Довідник з нафтогазової справи/ За заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – Київ – Львів, 1996. – 232 с.
4. Бойко В. С. Технологія розробки нафтових родовищ: Підручник. – Івано-Франківськ: «Нова Зоря», 2011. – 509 с.
5. Бойко В.С. Технологія видобування нафти: Підручник для студентів ВНЗ. – Івано-Франківськ: «Нова Зоря», 2012. – 827с.
6. Правила розробки родовищ нафти і газу України. – Київ, 2002. – 108 с. (ВАТ «УкрНГІ», УкрНДІгаз).
7. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Підручник для вищих навчальних закладів з грифом Міносвіти України. 4-е доповнене видання. – Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.