

АЛГОРИТМ І ПРОГРАМНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДЛЯ ОЦІНКИ ОСВОЮВАНOSTІ ПОЗАБАЛАНСОВИХ ЗАПАСІВ НАФТИ В МАЛОПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТАХ

О.Є. Лозинський, В.О. Лозинський

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, вул. Карпатська, 15,
м. Івано-Франківськ, 76019, Україна, e-mail: oeloz@nung.edu.ua*

Розглянуто можливість освоєння забалансових запасів нафти в малопродуктивних пластах. Описано алгоритм і програмне забезпечення для оброблення і аналізу геолого-промислових даних за кривими падіння вибірного тиску під час багаторазової дії на пласти зростаючими репресіями. Зазначено, що використання розробленої комп'ютерної технології може забезпечити накопичення, зберігання, оброблення і відтворення об'єктивної геолого-промислової інформації та прийняття обґрунтованого рішення про проведення заходів щодо збільшення продуктивності нафтоносних пластів, а в результаті – переведення забалансових запасів у зоні дренування свердловин у балансів та збільшення загального видобутку нафти на родовищі.

Ключові слова: вибірий тиск, геологічна інформація, нафта, нафтогазоносний регіон, нафтоносний пласт, непромисловий приплив, пластовий тиск, проникність, репресія, свердловина, фільтрація.

У сучасних умовах розвитку ринкової економіки до надкористування висувають підвищені вимоги. В Україні значну частину запасів нафти і газу нині не освоюють, оскільки вони віднесені до позабалансових унаслідок незначних припливів свердловинної продукції, які є недостатніми для організації промислового освоєння. Крім того, невеликий приплив нафти до свердловин не дає змоги достовірно інтерпретувати результати гідродинамічних досліджень і визначати особливості будови та поширення колекторів у зоні впливу цих свердловин. Відтак вони законсервовані, а утримання і технічне обслуговування їх завдає чималих збитків.

На розв'язання цих проблем спрямовані численні праці вітчизняних і закордонних дослідників, зокрема В.С. Бойка [1, 2], С.Н. Закірова [4] та ін. Вони заклали теоретичні засади для моделювання пластових систем і прогнозування показників розробки на основі математичних моделей. Реальні пласти, які є неоднорідними через їх колекторні властивості за площею і товщиною, переважно розглядають як однорідні в межах зон дренування свердловинами, що звужує можливості детально досліджувати як привибійну зону пласта, так і віддаленішу від вибою зону.

Автори праць [9, 10] створили графоаналітичні методики, у яких враховано неоднорідність пластів у зоні дренування свердловиною, проте ці методики на той час виявилися дуже трудомісткими, належним чином не забезпеченими доступними для промисловиків програмними засобами, а тому не увійшли у повсякденну практику дослідження та освоєння свердловин і нафтоносних пластів.

Тому перед авторами цієї статті постало завдання створити методику, цифрові моделі, алгоритм і

доступну для кінцевих користувачів комп'ютерну програму, які би забезпечили розв'язання таких проблем:

— устанавлення факторів, які спричинюють непромисловий приплив нафти до законсервованих свердловин, що дренують позабалансові запаси у продуктивних пластах;

— вивчення за допомогою гідродинамічних досліджень можливості збільшити продуктивність пластів;

— планування і проведення заходів щодо збільшення продуктивності пластів, припливу продукції до свердловин і, як наслідок, переведення позабалансових запасів до групи балансів та залучення їх у промислову розробку без буріння додаткових свердловин [3].

Для освоєння позабалансових запасів нафти на родовищі передусім слід виділити основні ділянки, де вони зосереджені, вибрати малодебітні добувні свердловини, які виведено з активної експлуатації через непромисловий приплив продукції.

Для оцінювання перспектив підвищення продуктивності нафтонасичених пластів з непромисловим припливом продукції до свердловини, отриманим під час розкриття, потрібний аналіз особливостей залягання пластів у зоні впливу свердловини та їхніх фільтраційних характеристик у такій послідовності [7].

1. Оцінювання факторів обмеження продуктивності свердловини та очікуваного ступеня зменшення негативного впливу на об'єм припливу продукції.

2. Оцінювання можливості створення додаткових каналів фільтрації у привибійній зоні свердловин та підвищення гідропровідності розкритих

пластів у межах максимально можливої зони навколо свердловин.

До основних факторів, які зумовлюють обмеження об'єму припливу продукції під час освоєння нафтових свердловин, належать: а) низька проникність колекторів; б) наявність літологічних і тектонічних екранів; в) висока в'язкість нафти в пластових умовах; г) підвищені фільтраційні опори у привибійній зоні свердловини через неякісне розкриття пластів [6].

Поширені варіанти характеристик нафтонасичених пластів, які в процесі освоєння дають непромисловий приплив у свердловинах, наведено нижче у таблиці за матеріалами статті [6]. Для більшості варіантів розкриття пластів, які дають непромисловий приплив нафти, перспективи підвищення продуктивності пов'язані зі створенням додаткових фільтраційних каналів у зоні дронування свердловини.

Одним з ефективних способів створення в пластах додаткових каналів для припливу продукції є операція гідророзриву пластів, яка сприяє роз-

ширенню наявних каналів фільтрації і створенню додаткової тріщинної проникності, насамперед у межах привибійної зони свердловини. Технологія проведення такої операції полягає у нагнітанні в пласти рідини для підвищення тиску в порах породи-колектору до рівня гірського і вище, що забезпечує репресію, достатню для створення в пластах тріщин. Подальше нагнітання у розширені та створені тріщини пористих матеріалів переважно природного або штучного піску певної фракції має забезпечити збереження нових каналів фільтрації за зниження тиску і переходу від режиму нагнітання до режиму відбирання продукції [5].

Для оцінювання перспективності підвищення продуктивності свердловин з непромисловим припливом нафти шляхом створення додаткових каналів припливу з пластів у свердловину необхідно проведення дослідних робіт з метою одержання різної інформації, а саме:

– про технологічну можливість гідророзриву пластів виходячи з допустимого для конкретної свердловини тиску нагнітання рідини;

*Варіанти характеристик у разі розкриття пластів
свердловинами з непромисловим припливом нафти і заходів щодо збільшення припливу
The variants of geological situations within the opening
of layers by wells with the non-commercial influx of petroleum and measures for the increase of influx*

Варіант	Фактори обмеження припливу	Фактори сприяння збільшенню припливу	Рекомендовані заходи
1. Пласти незначної проникності. Наявний скін-ефект	Низька проникність колекторів. Додаткові втрати депресії у привибійній зоні	Ліквідація скін-ефекту. Створення додаткових каналів фільтрації у привибійній зоні	Обробка привибійної зони. Дослідження на предмет створення додаткових каналів для припливу
2. Пласти незначної гідропровідності. Скін-ефект відсутній	Низька проникність колекторів	Створення додаткових каналів припливу	Те саме
3. Пласти низької проникності. Зона припливу обмежена непроникним контуром	Низька проникність колекторів. Обмежені розміри зони фільтрації	Перспектив збільшення припливу немає	—
4. Пласти промислової проникності. Зона припливу обмежена непроникним контуром. Наявний скін-ефект	Додаткові фільтраційні опори у привибійній зоні. Обмежені розміри зони дронування	Ліквідація скін-ефекту	Обробка привибійної зони з метою підвищення проникності пластів. Періодичний відбір рідини у режимі відбір-накопичення
5. Пласти низької проникності. Наявні екранувальні тектонічні порушення	Низька проникність колекторів	Перспектив збільшення припливу немає	—
6. Пласти промислової проникності. Наявні екранувальні порушення і скін-ефект	Додаткові фільтраційні опори у привибійній зоні. Екранувальні порушення	Ліквідація скін-ефекту	Обробка привибійної зони
7. Свердловину розміщено в обмеженій за розміром зоні погіршеної гідропровідності	Низька проникність пластів у обмеженій навколо свердловини зоні фільтрації	Створення додаткових каналів припливу продукції в зоні зниженої проникності	Дослідження на предмет створення додаткових каналів для припливу

– про наявність гідропровідності пластів і привибійної зони та її змінення за різних значень тиску нагнітання;

– про очікуваний приріст продуктивності свердловини за умови збереження каналів фільтрації, зафіксованих під час нагнітання в пласти рідини.

Отримання зазначеної інформації є реальним під час дослідження свердловин шляхом закачування у пласти рідини з поетапним підвищенням вибійного тиску. Підставою для подальшого аналізу є криві падіння тиску після припинення нагнітання рідини.

Для забезпечення належної якості даних необхідно створити певні умови і дотримуватися їх [9]. Це насамперед:

– відкритість інтервалу перфорації чи фільтра;
– заповнення стовбура свердловини очищеною від механічних домішок рідиною (нафтою, пластовою водою, конденсатом);

– створення запасу рідини величиною приблизно 4–5 об'ємів стовбура свердловини;

– закачування рідини в пласти з постійною реєстрацією тиску нагнітання і приймальності свердловини.

Залежно від зміни тиску і приймальності свердловини в процесі нагнітання рідини в пласти можливі декілька варіантів продовження дослідних робіт.

Варіант перший. Спостерігається стабілізація тиску на гирлі свердловини за незмінної швидкості роботи насосного агрегату. Після стабілізації тиску припиняють нагнітання рідини і свердловину закривають для реєстрації падіння тиску. Після припинення падіння тиску поновлюють нагнітання води на більшій швидкості, а досягнувши стабілізації тиску, повторюють операцію реєстрації падіння тиску з подальшим поновленням нагнітання рідини у свердловину на більшій швидкості. Процес дослідження припиняють після реалізації циклу нагнітання при тиску, близькому до максимально допустимого для певної свердловини.

Варіант другий. У процесі реалізації чергового циклу нагнітання фіксують поступове зменшення тиску на гирлі свердловини при незмінній швидкості роботи насосного агрегату. В разі стабілізації тиску припиняють нагнітання і реєструють падіння тиску. Повторний цикл нагнітання проводять при більшій швидкості роботи насосного агрегату, а в разі падіння тиску нагнітання без зміни швидкості повторюють реєстрацію кривої падіння тиску.

Варіант третій. У процесі реалізації циклу нагнітання при постійній швидкості нагнітання у свердловину рідини фіксують миттєве падіння тиску нагнітання. У цьому випадку слід припинити нагнітання і перевірити герметичність свердловини.

Варіант четвертий. Спостерігається постійне зростання тиску на гирлі свердловини при незмінній швидкості роботи насосного агрегату. За підвищення тиску нагнітання до величини допустимого

для певної свердловини слід припинити нагнітання і зареєструвати падіння тиску.

Після дослідження свердловини нагнітанням у пласти води незалежно від отриманих результатів слід провести термометрію для встановлення повноти охоплення процесом фільтрації пластів в інтервалі перфорації чи фільтра [11].

На підставі об'ємів нагнітання при різних значеннях тиску слід визначити:

– реальну приймальність свердловини ($Q_{\text{пр}}$, м³/добу):

$$Q_{\text{пр}} = 1440 \frac{V_T}{T},$$

де V_T – об'єм поглинутої пластами рідини, м³, за час нагнітання (T , хв);

– коефіцієнт приймальності для кожного режиму нагнітання ($\eta_{\text{пр}}$, м³/(доба·МПа)):

$$\eta_{\text{пр}} = 1440 \frac{V_T}{T(p_{\text{нв}} - p_{\text{пл}})},$$

де $p_{\text{нв}}$ – тиск нагнітання на вибої свердловини, МПа; $p_{\text{пл}}$ – пластовий тиск, МПа.

Інформація про наявність та характер змін у фільтраційних параметрах пластів і привибійної зони під впливом перепаду тиску в пластах, створеного шляхом нагнітання рідини, міститься у кривих падіння тиску.

Аналіз кривих падіння тиску можна провести методом Хорнера [8], відповідно до якого залежність між темпом падіння тиску і фільтраційними параметрами пластів описують рівнянням

$$p_t - p_{\text{пл}} = 300 \frac{V_T}{\varepsilon T} \lg \left(\frac{\Delta T}{\Delta t} \right),$$

де V_T – об'єм нагнітання рідини в пласти перед закриттям свердловини, м³; T – тривалість нагнітання, хв; p_t – поточний тиск на момент часу (Δt , хв) після закриття свердловини; ΔT – тривалість часу від початку нагнітання рідини в пласти до моменту часу Δt після припинення нагнітання, хв.

Процес дослідження пластів шляхом створення репресій може включати декілька періодів зростання і падіння пластового тиску відповідно під час нагнітання і після припинення нагнітання рідини, які послідовно змінюють один одного. Тому на процес падіння тиску в кожному наступному періоді впливатиме незавершений процес стабілізації тиску у попередніх періодах.

У разі трициклового дослідження (рис. 1) падіння тиску для кожного періоду описуємо такими рівняннями:

– перша крива падіння тиску

$$p_{1t} - p_{\text{пл}} = 300 \frac{V_{T_1}}{\varepsilon_1 T_1} \lg \left(\frac{\Delta T_1}{\Delta t_1} \right),$$

– друга крива падіння тиску

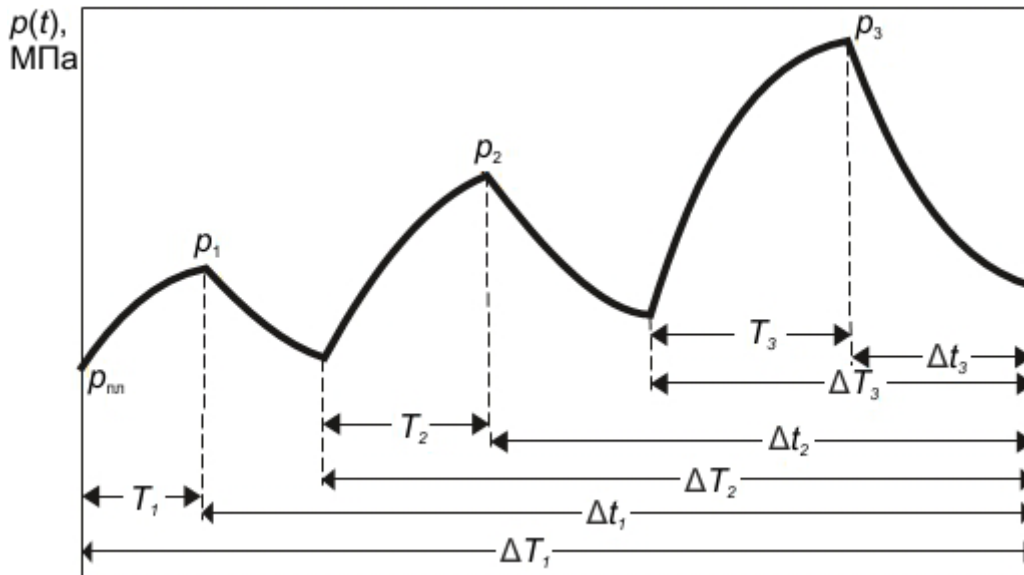


Рис. 1. Криві зміни тиску при трицикловому дослідженні
Fig. 1. The curves of changes of pressure at three-cycle research

$$p_{2t} - p_{пл} = \frac{300}{\varepsilon_2} \left[\frac{V_{T_1}}{T_1} \lg \left(\frac{\Delta T_1}{\Delta t_1} \right) + \frac{V_{T_2}}{T_2} \lg \left(\frac{\Delta T_2}{\Delta t_2} \right) \right];$$

– третя крива падіння тиску

$$p_{3t} - p_{пл} = \frac{300}{\varepsilon_3} \left[\frac{V_{T_1}}{T_1} \lg \left(\frac{\Delta T_1}{\Delta t_1} \right) + \frac{V_{T_2}}{T_2} \lg \left(\frac{\Delta T_2}{\Delta t_2} \right) + \frac{V_{T_3}}{T_3} \lg \left(\frac{\Delta T_3}{\Delta t_3} \right) \right],$$

де p_{it} – тиск на момент часу (Δt_i , хв) після закриття свердловини, МПа; V_1, V_2, V_3 – об’єми нагнітання рідини в пласти відповідно за перший, другий і третій цикли дослідження, м³; T_1, T_2, T_3 – тривалість нагнітання в пласти рідини відповідно за перший, другий і третій цикли дослідження, хв; $\Delta T_1, \Delta T_2, \Delta T_3$ – тривалість часу від початку нагнітання в першому, другому і третьому циклах дослідження до моменту Δt_i після закриття свердловини для реєстрації i -ї кривої падіння тиску, хв; $\Delta t_1, \Delta t_2, \Delta t_3$ – тривалість від початку закриття свердловини для реєстрації 1-ї, 2-ї та 3-ї кривих падіння тиску.

Загальне рівняння для поточної кривої падіння тиску під час багатоциклового процесу дослідження має вигляд

$$p_{nt} - p_{пл} = \frac{300}{\varepsilon_n} \sum_{i=1}^n \left[\frac{V_{T_i}}{T_i} \lg \left(\frac{\Delta T_i}{\Delta t_i} \right) \right],$$

де n – порядковий номер кривої падіння тиску; p_{nt} – тиск на момент часу Δt_n після закриття свердловини для реєстрації n -ї кривої падіння тиску, МПа.

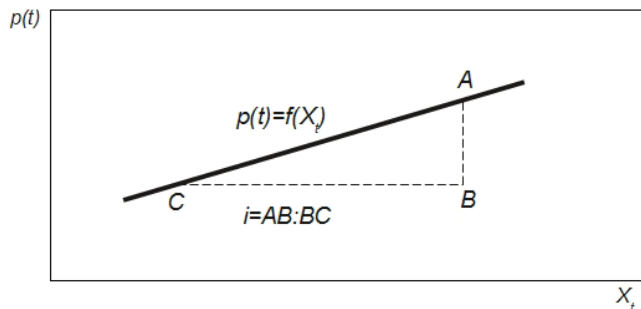


Рис. 2. Залежність $p_t = f(X_t)$ за незмінної гідропровідності пластів

Fig. 2. Dependence $p_t = f(X_t)$ in case of constant hydraulic permeability of layers

Позначивши $X_{nt} = \sum_{i=1}^n \left[\frac{V_{T_i}}{T_i} \lg \left(\frac{\Delta T_i}{\Delta t_i} \right) \right]$, отримаємо

спрощений вираз для аналізу кривих падіння тиску:

$$p_{nt} - p_{пл} = i X_{nt}, \quad (1)$$

де $i = \frac{300}{\varepsilon} = \frac{\Delta p_t}{X_t}$ – коефіцієнт фільтраційного опору в пластах, величина якого обернено пропорційна їхній гідропровідності ε . За незмінної гідропровідності пластів у зоні впливу свердловини графік залежності $p_t = f(X_t)$ є прямолінійним (рис. 2).

У разі зміни проникності чи товщини охоплених фільтрацією пластів на шляху руху пластової рідини залежність $p_t = f(X_t)$ втрачає прямолінійний характер, а гідропровідність пластів ε_r , охоплених фільтрацією перед закриттям свердловини, на певній відстані (r , см) від вибою становитиме

$$\varepsilon_r = 300 \frac{X_t}{\Delta p_t}.$$

На підставі залежності (1) можна встановлювати наявність і характер змін у фільтраційних параметрах

рах пластів під час дії на них різними за величиною репресіями. Порівняльний аналіз кривих падіння тиску у свердловині, яку закрито після створення послідовно зростаючих значень репресії на пласти, дає змогу виявити зміни фільтраційних параметрів пластів, які можуть сприяти збільшенню об'єму припливу продукції під час освоєння свердловини.

На рис. 3 представлено графіки падіння тиску $p(t) = f(X_t)$ для чотирьох моделей поведінки системи "свердловина – пласт" за дії на пласти наростаючими репресіями у три цикли. Кожна модель характеризується набором трьох кривих падіння тиску 1–3, які відповідають трьом режимам нагнітання за проміжки часу T_1, T_2, T_3 при тисках нагнітання p_1, p_2, p_3 ($p_3 > p_2 > p_1$).

Варіант 1 (рис. 3, а). Характер залежності $p(t) = f(X_t)$ при збільшенні тиску нагнітання свідчить про підвищення гідропровідності пластів у ближній до свердловини зоні радіусом r .

Варіант 2 (рис. 3, б). Характер залежності $p(t) = f(X_t)$ після другого і третього режимів нагнітання рідини в пласти свідчить про підвищення гідропровідності пластів як у ближній, так і у віддаленій зоні фільтрації. При цьому максимальне підвищення досягається за тиску нагнітання p_3 . Збільшення гідропровідності у віддаленій зоні є ознакою приєднання до процесу фільтрації тієї частини порових каналів, які не були охоплені фільтрацією на попередніх режимах нагнітання, а підвищення гідропровідності у ближній зоні свідчить про ство-

рення додаткових каналів фільтрації при збільшенні тиску нагнітання.

Варіант 3 (рис. 3, в). Характер залежності $p(t) = f(X_t)$ при зростаючих значеннях тиску нагнітання рідини в пласти є ознакою підвищення гідропровідності. При цьому гідропровідність збільшується як у ближній, так і у віддаленій зоні впливу свердловини, що є ознакою освоєння зони, яка не була охоплена процесом фільтрації.

Варіант 4 (рис. 3, г). Залежності $p(t) = f(X_t)$ для графіків падіння тиску після створення наростаючих репресій на пласти близькі за характером, що є ознакою відсутності істотних змін у гідропровідності. Такий характер змін свідчить про відсутність перспектив створення додаткових каналів фільтрації в пластах за дії на них репресіями в межах досягнутих значень.

З метою оцінювання можливості створення у малодобітних пластах додаткових каналів фільтрації для збільшення припливу продукції рекомендується застосувати розроблену авторами методику дослідження свердловин шляхом дії на пласти зростаючими репресіями з реєстрацією кривих падіння вибірного тиску і приведенням кривих до спеціальних координат $(p(t), X_t)$ за допомогою авторського спеціалізованого програмно-методичного комплексу Repro. Нижче перелічено основні можливості, які надає програма Repro:

— аналіз різних моделей нафтоносних пластів, розкритих свердловиною, та вибір моделі, яка є

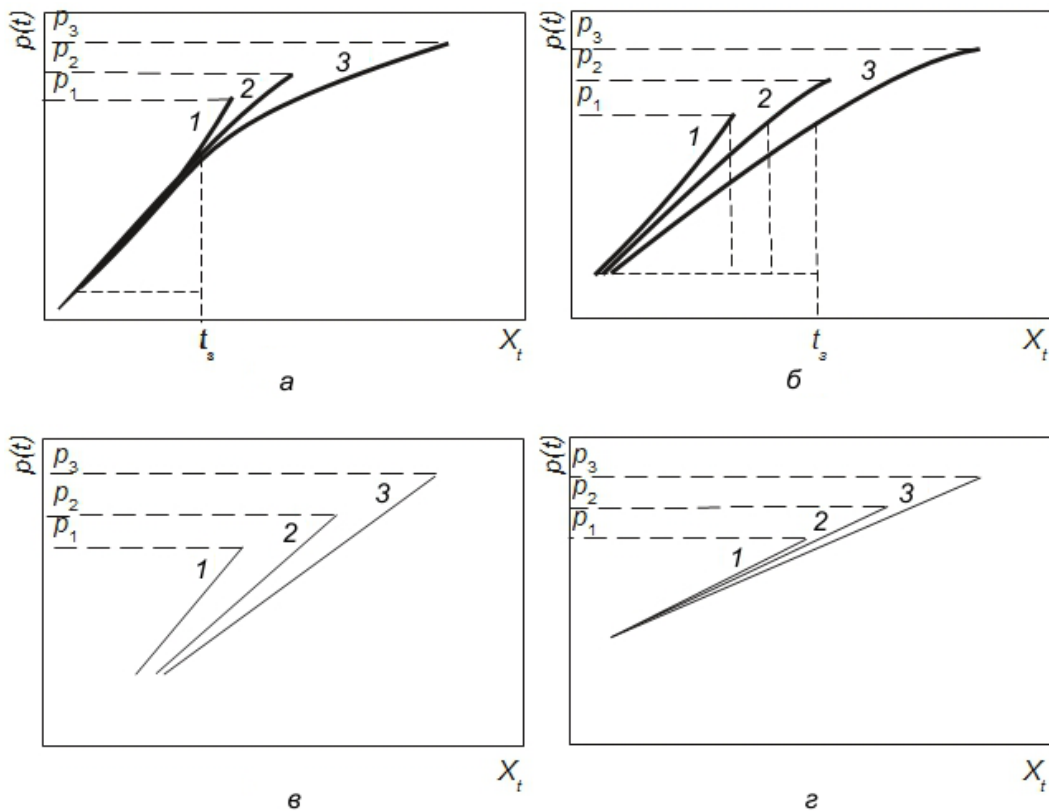


Рис. 3. Падіння тиску під час дії на пласти зростаючими репресіями

Fig. 3. Falling of pressure at operating on layers by growing repressions

найбільш відповідною до фактичних промислових даних;

- виявлення можливості стійкого поліпшення фільтраційної здатності пластів за дії на них різними перепадами тиску;

- встановлення можливості та ступеня збільшення припливу за збільшення фільтраційної здатності низькопроникних пластів;

- оцінювання можливості освоєння позабалансових запасів нафти;

- формування і зберігання бази первинних даних про результати гідродинамічних досліджень для кожної свердловини родовища у різні періоди роботи.

При проектуванні бази даних було враховано, що під час досліджень свердловин на різних режимах реєструють відновлення або падіння вибірного тиску до пластового після зупинення свердловини у вигляді табличних відношень (тобто реєструють реляційні зв'язки) [8]. Основними полями таблиці бази даних є вибірий тиск p_b і час t , що минув після зупинення свердловини.

Комп'ютерна програма містить три функціональні блоки — вступний, блок роботи з даними, блок роботи з довідниками.

Вступний блок програми виконує функцію презентації програми (демонстрації початкового екрану Welcome) та контролю доступу до функцій програми. Контроль доступу здійснюється за допомогою вибору режиму роботи — режим перегляду або повнофункціональний режим змін. У режимі перегляду користувач може переглядати всі бази даних, будувати діаграми, розраховувати параметри пластів за цими даними. Вводити свої дані або змінювати у цьому режимі неможливо, оскільки всі дані відкриваються із захистом від змін. Повнофункціональний режим роботи з програмою допускається лише тоді, коли користувач вибирає режим зміни бази даних і підтверджує право на такий режим роботи введенням паролю. Пароль у програмі зашифрований, щоб його неможливо було відтворити.

Після відпрацювання вступного блока програми активізують два інші блоки. Блок роботи з даними містить такі процедури:

- вибір родовища та свердловини з випадних меню;

- введення дати випробування свердловини;

- введення або перегляд результатів випробувань на певну дату досліджень;

- вибір методу досліджень (відновлення чи падіння тиску);

- вибір геологічної моделі пластів за діаграмою відновлення (падіння) тиску візуальним порівнянням фактичної та модельної кривих;

- розрахунок фільтраційних параметрів пластів відповідно до вибраної моделі;

- виведення висновку щодо перспективи збільшення припливу продукції у свердловину.

Блок роботи з довідниками призначений для формування довідників родовищ і свердловин. З цих довідників утворюють випадні меню для вибору родовищ та свердловин у блоці роботи з даними. Коди вибраних родовищ та назви свердловин записують у базу вихідних промислових даних для подальшого моделювання системи “свердловина—пласт”. Під час роботи з довідниками особливу увагу приділяють контролю унікальності кодів родовищ і назв свердловин, що є необхідною умовою коректної роботи всієї програми. Якщо користувач уведе в довідник код, який вже міститься в ньому, то програма блокує вихід з довідника доти, доки не буде виправлено код або вилучено запис. Для полегшення пошуку неунікальних кодів передбачено кнопку впорядкування довідників за кодами родовищ і назв свердловин.

На прикладі св. 1-Черленська (Черленська площа Долинського НГПР) покажемо, як за допомогою цієї методики та її програмної реалізації на ПК можна оцінити перспективи збільшення продуктивності нафтової свердловини і освоєння дренуваних нею запасів нафти. Під час освоєння з нафтоносного горизонту одержано приплив продукції 2 м³/добу, який вважається непромисловим. Відповідно до цього, дреновані свердловиною запаси нафти були спочатку зараховані до позабалансових. Дослідження свердловини щодо можливості збільшення припливу проводили методом двоциклового нагнітання рідини в пласт і реєстрації вибірного тиску. Тривалість нагнітання в першому циклі становила 16 хв за тиску на вибої 5,5 МПа, тривалість падіння вибірного тиску — 44 хв до 2,25 МПа. У другому циклі рідину нагнітали 12 хв за тиску 9,5 МПа, а тривалість падіння вибірного тиску становила 28 хв до 4,5 МПа.

За фактичними даними вибірного тиску p і часу t програма розрахувала значення параметра X_i і побудувала криві зміни вибірного тиску в координатах (p, t) і (p, X_i) (рис. 4).

Характер кривих зміни тиску в координатах (p, X_i) — нахил другої кривої більший за нахил першої — свідчить про те, що для цієї свердловини існують перспективи збільшення припливу продукції. З цією метою необхідно створити додаткові канали фільтрації як у привибійній, так і у віддаленій зонах пласта за допомогою нагнітання рідини в пласт і подальшого закріплення утворених каналів (наприклад, способом гідророзриву пласта).

Отже, розроблений програмно-методичний комплекс для дослідження свердловин із непромисловим об'ємом припливу продукції дає змогу з використанням фактичних промислових даних визначити фільтраційні параметри та особливості залягання розкритих пластів, установити наявність і характер впливу обмежувальних факторів на об'єм припливу продукції, виконати аналіз даних щодо випробування пластів з метою прогнозуван-

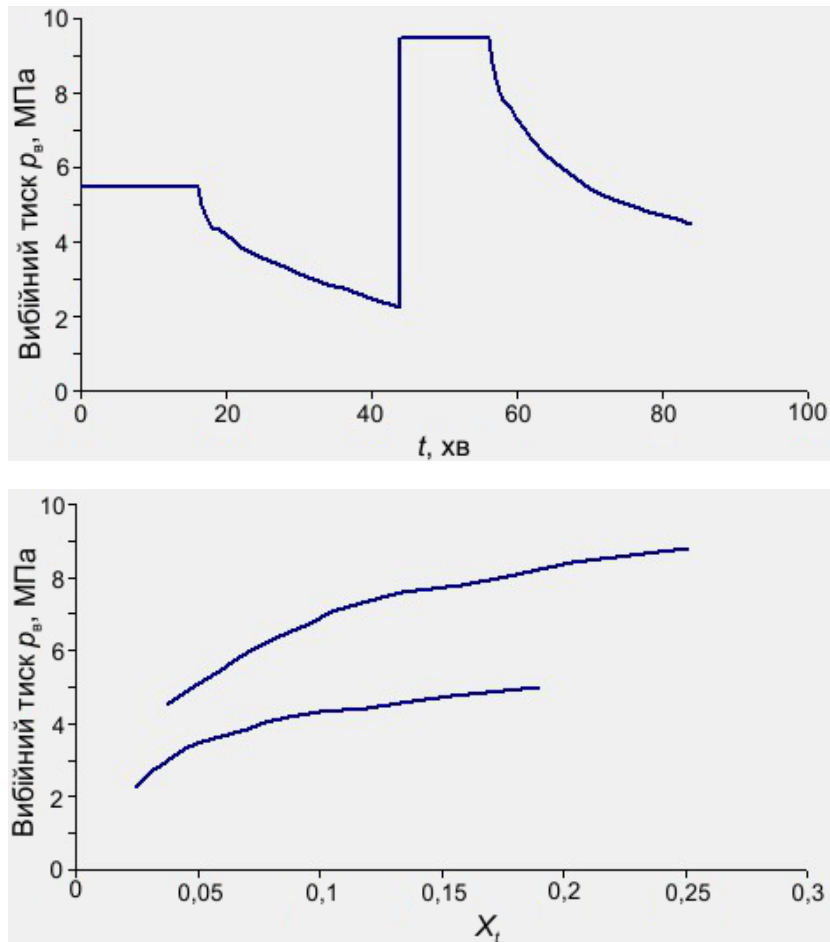


Рис. 4. Криві зміни вибійного тиску в св. 1-Черленська
 Fig. 4. The curves of changes of pressure in 1-Cherlenska well

ня перспектив для збільшення об'єму припливу. У свою чергу, збільшення об'єму припливу продукції до малопродуктивних свердловин сприятиме включенню раніше позабалансових запасів нафти, що містяться у зонах пластів, дренуваних такими свердловинами, до загального балансу і відчутному збільшенню видобутку нафти на родовищі.

1. *Бойко В.С.* Підземна гідрогазомеханіка / В.С. Бойко, Р.В. Бойко. – Львів: Апріорі, 2006. – 450 с.
2. *Бойко В.С.* Проектування розробки нафтових родовищ / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова зоря, 2012. – 588 с.
3. *Бойко В.С.* Технологія розробки нафтових родовищ / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова зоря, 2011. – 509 с.
4. *Закиров С.Н.* Новые принципы и методы разработки месторождений нефти и газа / С.Н. Закиров [и др.]. – Ижевск: ИКИ, 2009. – 484 с.
5. *Каневская Р.Д.* Математическое моделирование раз-

- работки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта / Р.Д. Каневская. – М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. – 212 с.
6. *Лозинський В.О.* Гідродинамічні моделі малопродуктивних нафтонасичених пластів / В.О. Лозинський, О.Є. Лозинський, Г.О. Жученко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 2. – С. 61–63.
7. *Лысенко В.Д.* Инновационная разработка нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 516 с.
8. *Мислюк М.А.* Моделирование явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі / М.А. Мислюк, Ю.О. Зарубін. – Івано-Франківськ: Екор, 1999. – 496 с.
9. *Шагивев Р.Г.* Исследование скважин по КВД / Р.Г. Шагивев. – М.: Наука, 1998. – 144 с.
10. *Green D.W.* Enhanced Oil Recovery / D.W. Green, G.P. Willhite. – Texas: Richardson, 1998. – 204 p.
11. *Tarek A.* Reservoir engineering / A. Tarek. – Bombay: Gulf Professional Publishing, 2001. – 1016 p.

Надійшла до редакції 18.05.2016 р.

АЛГОРИТМ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ОЦЕНКИ ОСВАИВАЕМОСТИ ЗАБАЛАНСОВЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В МАЛОПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТАХ

О.Е. Лозинский, В.О. Лозинский

Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, ул. Карпатская, 15, г. Ивано-Франковск, 76019, Украина, e-mail: oeloz@nung.edu.ua

Рассмотрена возможность освоения забалансовых запасов нефти в малопродуктивных пластах. Описаны алгоритм и программное обеспечение для обработки и анализа геолого-промысловых данных по кривым падения забойного давления при многоцикловом воздействии на пласты нарастающими репрессиями. Отмечено, что использование разработанной компьютерной технологии может обеспечить накопление, хранение, обработку, воспроизведение объективной геолого-промысловых информации и принятие обоснованного решения о проведении мероприятий по увеличению производительности нефтеносных пластов, а в итоге перевод забалансовых запасов в зоне дренирования скважин в балансовые и увеличение общей добычи нефти на месторождении.

Ключевые слова: геологическая информация, забойное давление, непромысловый приток, нефтегазоносный регион, нефтеносный пласт, нефть, пластовое давление, проницаемость, репрессия, скважина, фильтрация.

AN ALGORITHM AND SOFTWARE TO ESTIMATE THE DEVELOPMENT OF OFF-BALANCE PETROLEUM SHEET RESERVES IN UNPRODUCTIVE LAYERS

O.E. Lozynskyi, V.O. Lozynskyi

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, 15, Karpatska Str., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine, e-mail: oeloz@nung.edu.ua

Purpose. The authors had a task to create an algorithm and an accessible for end customers modern computer program able to make decisions on the clarification of the geological factors which limit inflow of petroleum in the suspended wells draining off-balance stocks in productive layers; and to increase the productivity of layers.

Design/methodology/approach. To estimate prospects to increase the productivity of mining holes with the non-commercial inflow of petroleum due to additional channels of influx from layers in a mining hole, it is necessary to conduct experimental works to obtain information on the technological possibility of layers hydraulic fracturing depending on the possibility of a concrete mining hole size of pressure of liquid inflating; presence and size of changes in the hydraulic permeability of layers and near well bore at different values of supply pressure; the expected increase of the productivity of a mining hole while maintaining channels of filtration fixed at liquid inflating in the layers. It is feasible to obtain this information on condition the mining holes are studied by inflating liquid in to the layers with the gradual increase of supply pressure.

Findings. We suggest describing the drop of pressure at the well bore in multi-cycle research with an equation connecting pressure at the moment of closing the mining hole to register drawdown pressure curve with a complex parameter which includes aggregated volume of liquid inflating in to the layers before the mining hole closing, time duration of liquid inflating in to layers, duration of time from the beginning of the liquid inflating in to layers to the moment of time after stopping the inflating, and the coefficient of hydraulic permeability of the layer in any loop of research.

Practical value/implications. The created method and computer technology can permit to accumulate, store, process and recreate objective geological information and to make grounded decisions on measures to increase the productivity of petroleum containing layers, and as a result, to move the off-balance sheet supplies in the areas of wells draining to the balance ones and increase the total production of petroleum of a deposit.

Keywords: filtering, geological information, lean flow, oil and gas region, permeability, petroleum, petroleum reservoirs, repression, reservoir pressure, slaughter pressure, well.

References:

1. Boiko V.S., Boiko R.V. Pidzemna hidrohazomekhanika. Lviv, Apriori, 2006, pp. 1-450 (in Ukrainian).
2. Boiko V.S. Proektuvannia rozrobky naftovykh rodovyshch. Ivano-Frankivsk, Nova zoria, 2012, pp. 1-588 (in Ukrainian).
3. Boiko V.S. Tekhnolohiia rozrobky naftovykh rodovyshch. Ivano-Frankivsk, Nova zoria, 2011, pp. 1-509 (in Ukrainian).
4. Zakirov S.N. Novye printsipy i metody razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza. Izhevsk, IKI, 2009, pp. 1-484 (in Russian).
5. Kanevskaya R.D. Matematicheskoe modelirovanie razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza s primeneniem gidravlicheskogo razryva plasta. Moskva, Nedra-Biznestsentr, 1999, pp. 1-212 (in Russian).
6. Lozynskyi V.O., Lozynskyi O.Ye., Zhuchenko H.O. Hidrodinamichni modeli maloproduktyvnykh naftonasychenykh plastiv. Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch, 2008, vol. 2, pp. 61-63 (in Ukrainian).
7. Lysenko V.D. Innovatsionnaya razrabotka nefyanykh mestorozhdeniy. Moskva, Nedra-Biznestsentr, 2000, pp. 1-516 (in Russian).
8. Mysliuk M.A., Zarubin Yu.O. Modeliuvannia yavlyshch i protsesiv u naftohazopromyslovii spravi. Ivano-Frankivsk, Ekor, 1999, pp. 1-496 (in Ukrainian).
9. Shagiev R.G. Issledovanie skvazhin po KVD. Moskva, Nauka, 1998, pp. 1-144 (in Russian).
10. Green D.W., Willhite G.P. Enhanced Oil Recovery. Texas, Richardson, 1998, pp. 1-204.
11. Tarek A. Reservoir engineering. Bombei, Gul Professional Publishing, 2001, pp. 1-1016.

Received 18/05/2016