

ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВЕ МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМИ «СВЕРДЛОВИНА-ПЛАСТ» ДЛЯ НИЗЬКОПРОНИКНИХ КОЛЕКТОРІВ

О. Є. Лозинський, В. О. Лозинський

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, Карпатська 15,
e-mail: oeloz@iifn.org.ua

Метою дослідження є розроблення алгоритму та комп'ютерної програми для оцінки доцільності освоєння малодобітних свердловин. Методом досліджень є гідродинамічне моделювання системи «свердловина–пласт» шляхом вивчення поведінки нафтонасичених пластів з низькою проникністю при створенні зростаючих репресій. Проаналізовано геологічні фактори, які обмежують продуктивність нафтової свердловини. Спрогнозовано ступінь зменшення негативного впливу цих факторів на приплив нафти до вибою свердловини. Оцінено можливість створення додаткових каналів фільтрації у привибійній зоні свердловин та підвищення гідропровідності розкритих пластів у межах максимально можливої зони дренажування. Запропоновано спосіб дослідження малодобітних свердловин шляхом багаторазового нагнітання у пласти рідини з поетапним підвищенням тиску нагнітання і репресії на пласт. Для моделювання падіння вибійного тиску в багатоцикловому дослідженні побудовано алгоритм на основі рівняння, яке пов'язує тиск на певний момент часу після закриття свердловини для реєстрації кривої падіння тиску з інтегрованим показником. Цей показник враховує об'єм нагнітання рідини в пласти перед закриттям свердловини, загальну тривалість нагнітання рідини в пласти, тривалість часу від початку нагнітання рідини в пласти до його припинення та коефіцієнт гідропровідності пласта в кожному циклі дослідження. Створені алгоритм і комп'ютерна технологія забезпечують накопичення, зберігання, оброблення і відтворення об'єктивної геолого-промислової інформації. Це дасть змогу прийняти обґрунтоване рішення про проведення заходів зі збільшення припливу продукції до свердловин. Кінцевим результатом цих заходів стане переведення позабалансових запасів у зонах дренажування свердловин у балансові та збільшення загального видобутку нафти на родовищі.

Ключові слова: алгоритм, вибійний тиск, геолого-промислова інформація, нафтоносний пласт, непромисловий приплив, пластовий тиск, позабалансові запаси, продуктивність свердловини, проникність, репресія, фільтрація.

Целью исследований является разработка алгоритма и компьютерной программы для оценки целесообразности освоения малодобитных скважин. Метод исследований – гидродинамическое моделирование системы «скважина–пласт» путем изучения поведения низкопроницаемых нефтенасыщенных пластов при создании нарастающих репрессий. Проанализированы геологические факторы, ограничивающие продуктивность нефтяной скважины. Спрогнозирована степень уменьшения негативного влияния этих факторов на приток нефти к забою скважины. Оценена возможность создания дополнительных каналов фильтрации в призабойной зоне скважины и повышения гидропроводности вскрытых пластов в пределах максимально возможной зоны дренажирования. Предложен способ исследования малодобитных скважин с многократной закачкой жидкости в пласт и поэтапным повышением давления нагнетания и репрессии на пласт. Для моделирования падения забойного давления в многоцикловом исследовании построен алгоритм на основе уравнения, связывающего давление на определенном момент времени после закрытия скважины для регистрации кривой падения давления с интегрированным показателем. Этот показатель учитывает объем нагнетания жидкости в пласты перед закрытием скважины, общую длительность нагнетания жидкости в пласты, длительность времени от начала нагнетания жидкости в пласты к моменту времени после прекращения нагнетания и коэффициент гидропроводности пласта в каждом цикле исследования. Созданные алгоритм и компьютерная технология обеспечивают накопление, хранение, обработку и воспроизведение объективной геолого-промышленной информации. Это даст возможность принять обоснованное решение о проведении мероприятий по увеличению притока продукции к скважинам. Конечным результатом этих мероприятий станет перевод забалансовых запасов в зонах дренажирования скважин в балансовые и увеличение общей добычи нефти на месторождении.

Ключевые слова: алгоритм, геолого-промышленная информация, забалансовые запасы, забойное давление, непромышленный приток, нефтеносный пласт, пластовое давление, продуктивность скважины, проницаемость, репрессия, фильтрация.

The aim of the research is the creation of an algorithm and a computer program to study the feasibility of poor wells developing. The research method is hydrodynamic simulation of the "well – formation" system by studying the behavior of low-permeable oil-filled reservoirs in the process of creating rising overburdens on the formation (abnormal formation pressures). Geological factors limiting the productivity of an oil well are analyzed. The degree of the decrease of the negative effect of these factors on oil influx to the bottomhole is predicted. The authors have studied the possibility of creating supplementary filtering channels in the bottomhole zone and the possibility of increasing hydroconductivity of the exposed reservoirs within the maximum possible drainage area. The authors also suggest the method to study poor wells using multiple injection of fluid into the reservoir and a gradual increase of the injection pressure and the overburden on the formation. In order to simulate the bottomhole pressure drop in a multi-cycle study, the authors make an algorithm based on an equation linking the pressure at a certain time point after the well shut-in to record the pressure decline curve with an integrated indicator. This indicator takes into account the volume of injection of fluid into the reservoirs before the well shut-in, the total duration of the injection of fluid into the reservoirs, the duration of time from the beginning of the injection of fluid into the reservoirs till the end of the process and the coefficient of the reservoir conductivity at each research cycle. The developed algorithm and computer technology provide the accumulation, storage, processing and reproduction of objective geological-field information. This will give a possibility to make a grounded decision about taking measures to increase the influx of production to the wells. The final result of these measures will be the transfer of out-balance reserves in the drainage areas of the wells to balance reserves and an increase in the total oil production at the field.

Keywords: algorithm, bottomhole pressure, geological-field information, oil reservoir, noncommercial flow, out-balance reserves, well efficiency, permeability, overburden on formation, filtering.

Значна кількість нафтових родовищ України містить позабалансові запаси нафти в низькопроникних пластах. Використання цих запасів є економічно недоцільними, оскільки видобувні свердловини, які дренують ці запаси, є малодобітними та з цієї причини — законсервованими [1]. Тому актуальним стає пошук способів для переведення таких позабалансових запасів у групу балансових.

Вирішення цієї проблеми автори вбачають у залученні законсервованих на родовищі свердловин до процесу вилучення нафти з пласта. Для переведення таких свердловин у роботу необхідно детально вивчити геолого-гідродинамічну систему «свердловина–пласт». Проблема дослідження цього геологічного середовища в низькопроникних пластах гідродинамічними методами частково розкрита в праці [2]. Однак її автори розглядають реальні пласти, неоднорідні за колекторними властивостями, як однорідні в межах всієї зони дренування. Такий підхід звужує можливості для дослідження привибійної та віддаленої від вибою зон пласта.

Автори роботи [3] створили графоаналітичні методики, у яких врахували неоднорідність пластів у зоні дренування свердловиною. Проте ці методики виявилися дуже трудомісткими та досі не забезпечені доступними для геологів-промисловиків програмними засобами. Тому вони не увійшли у повсякденну практику дослідження та освоєння нафтоносних пластів.

Автори статті поставили перед собою завдання створити алгоритм та доступну для кінцевих користувачів сучасну комп'ютерну програму, спрямовану на вирішення таких питань:

1) з'ясування геологічних факторів, які обмежують приплив нафти до законсервованих

свердловин, що дренують позабалансові запаси в нафтоносних низькопроникних пластах;

2) встановлення можливості досягти промислового припливу нафти з пластів.

Для оцінки перспектив підвищення продуктивності нафтонасичених пластів з непромисловим припливом продукції до свердловини необхідно:

1. Встановити геологічні фактори, що обмежують продуктивність свердловин, та очікуваний ступінь зменшення негативного впливу цих факторів на об'єм припливу.

2. Оцінити доцільність створення додаткових каналів фільтрації у привибійній зоні свердловин та підвищення гідропровідності розкритих пластів у межах максимально можливої зони навколо свердловин.

На теперішній час найінформативнішим є дослідження свердловин методом відновлення тиску. Його проводять для визначення таких параметрів:

- пластового тиску;
- гідропровідності, проникності та п'езопровідності пластів, які віддають продукцію на момент дослідження свердловини;
- стану привибійної зони;
- особливостей геологічної будови пластів, розкритих свердловиною;
- співвідношення між поточною продуктивністю свердловини та її загальною продуктивністю.

Дослідження методом відновлення тиску передбачає реєстрацію динаміки вибійного, буферного і затрубного тисків у свердловині, закритій після досягнення усталеного режиму відбору продукції або після відбору продукції на неусталеному режимі протягом деякого періоду часу.

Технологія дослідження свердловин методом відновлення тиску складається з таких послідовних операцій:

– вимірювання дебіту та вибірного тиску перед закриттям свердловини;

– заміряння пластового тиску й температури після стабілізації вибірного тиску та його незмінності протягом 24 годин;

– відбирання та дослідження глибинних проб нафтогазової суміші з визначенням параметрів (тиск насичення, газовміст, об'ємний коефіцієнт, в'язкість, коефіцієнт стисливості) в пластових умовах.

Інформація про фільтраційні характеристики привибірної зони свердловини і розкритих нею пластів та особливості їхнього залягання й поширення в зоні впливу свердловини забезпечується кривими відновлення тиску. Для отримання якісної та надійної інформації на основі кривих відновлення тиску необхідно створення певних умов і дотримання ряду вимог до реєстрації кривих відновлення тиску, серед яких основними є:

– стабільність режиму відбирання продукції перед закриттям свердловини;

– відбирання продукції перед закриттям свердловини при вибірому тиску, більшому або близькому до величини тиску насичення нафти газом, з метою зменшення впливу наявності вільного газу в продукції свердловини на процес відновлення тиску;

– попластове випробування в процесі буріння з інтервалом в межах 5–25 м (залежно від товщини пласта чи пачки пластів) за трициклічною технологією з додержанням оптимальних співвідношень між тривалістю циклів.

За технологічними особливостями дослідження свердловин розрізняють діаграми відновлення тиску двох видів:

– відновлення тиску у свердловині, закритій після короткочасного відбирання продукції на неусталеному режимі фільтрації;

– відновлення тиску у свердловині, закритій після відбирання продукції на усталеному режимі фільтрації.

Якщо у першому випадку діаграма відновлення тиску містить інформацію про характеристики пластів у обмеженій навколо свердловини зоні фільтрації, то в другому випадку інформація про характер і темп відновлення тиску після закриття свердловини дає змогу визначити наявність та характер змін у фільтраційних параметрах пластів і виявляти особливості їхнього залягання й поширення в зоні впливу свердловини під час відбирання продукції. Повторні дослідження методом відновлення тиску

дають можливість оцінити зміни параметрів пластів у процесі відбирання продукції та визначити особливості режиму роботи покладу.

Під час випробування пластів у процесі буріння фіксують наявність і об'єм припливу до свердловини флюїдів протягом нетривалого проміжку часу після створення депресії, потім перебивають канал припливу на вибої і реєструють відновлення тиску, яке відбувається за рахунок пластової енергії.

Для інтерпретації графіків відновлення тиску у свердловині після короткочасного припливу рідини пропонуємо скористатися модифікованим рівнянням Хорнера [2]

$$p_t = p_{nl} - \frac{300}{\varepsilon} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta T} \cdot b \cdot \lg\left(\frac{T}{t}\right), \quad (1)$$

де p_t – поточний вибірний тиск (МПа) на момент часу t (хв.) після закриття свердловини;

T – поточна тривалість (хв.) від пуску свердловини в роботу чи з моменту створення депресії для виклику припливу на даний час t після закриття свердловини;

ΔV – об'єм припливу чи відбирання продукції перед закриттям свердловини, м³;

ΔT – тривалість відбирання продукції чи стояння на припливі перед закриттям свердловини, хв.

У разі випробування пластів за багатоциклічною технологією з послідовною реєстрацією двох і більше кривих відновлення тиску підхід до аналізу кожного графіка залежить від повноти відновлення тиску за час реєстрації до величини пластового тиску:

– за умови повного відновлення до пластового чи наближення до його величини слід використати залежність (1);

– за відсутності відновлення чи наближення до величини пластового тиску рівняння для обробки кожного графіка відновлення набуває такого вигляду:

$$p_t = p_{nl} - \frac{300 \Delta V_n}{\varepsilon \Delta T_n} \cdot b \cdot \sum_1^n \lg\left(\frac{T_n}{t_n}\right), \quad (2)$$

де n – порядковий номер циклу випробування;

ΔV_n – об'єм припливу чи відбору продукції, м³, за час роботи свердловини за проміжок часу ΔT_n , хв., перед закриттям для відновлення тиску в кожному циклі;

T_n – тривалість часу (хв.) від початку відбору продукції чи стояння на припливі для кожного циклу, з перервами включно, на момент часу t після закриття свердловини для реєстрації цього графіка відновлення тиску;

t_n – тривалість часу (хв.) з моменту закриття свердловини для реєстрації кожного графіка

відновлення тиску на момент часу t для даного графіка.

За відсутності інформації про величину припливу чи об'єм відбору продукції окремо перед кожним закриттям свердловини використовують загальний об'єм $\Sigma\Delta V$, отриманий за попередні періоди протягом сумарного часу припливу чи відбору $\Sigma\Delta T$. В цьому випадку рівняння для обробки кожного графіка набуває такого вигляду:

$$P_t = P_{nl} - \frac{300}{\varepsilon} \cdot \frac{\Sigma\Delta V}{\Sigma\Delta T} \cdot b \cdot \sum_1^n \lg\left(\frac{T_n}{t_n}\right). \quad (3)$$

Рівняння (1), (2) і (3) виражають залежність втрат тиску на шляху припливу продукції з пластів у свердловину для подолання фільтраційних опорів. Величина втрат тиску прямо пропорційна інтенсивності відбору чи припливу (V/T ; $\Delta V/\Delta T$; $\Sigma\Delta V/\Sigma\Delta T$) і обернено пропорційна гідропровідності пластів ε , тому зміна гідропровідності на шляху фільтрації за умови постійної величини припливу (відбору) визначатиметься зміною темпу відновлення тиску. Аналіз зміни інтенсивності відновлення тиску шляхом побудови графіка залежності $p_t = \varphi(\lg(Tt))$ або $p_t = \varphi(\Sigma\lg(T_n/t_n))$ допомагає визначити фільтраційні параметри охоплених фільтрацією пластів та виявити особливості їхнього залягання й поширення. Виявлено, що під час випробування розкритих свердловинами пластів найчастіше трапляються такі види графіків залежності:

- з однією прямолінійною ділянкою, що є ознакою постійної гідропровідності охоплених фільтрацією пластів у зоні впливу свердловини;
- з двома прямолінійними ділянками, причому права нахилена під більшим кутом, ніж ліва, що свідчить про вищий фільтраційний опір пласта у ближній до свердловини зони та знижену гідропровідність пластів у привибійній зоні;

- з двома прямолінійними ділянками, причому ліва нахилена під більшим кутом, ніж права, що свідчить про вищий фільтраційний опір пласта та знижену гідропровідність у віддаленій від вибою зоні;

- з однією криволінійною (гіперболоподібною) ділянкою, орієнтованою опуклістю до нуля, що свідчить про поступове зростання фільтраційного опору з віддаленням від свердловини (відповідно гідропровідність пластів зменшується до граничних значень, при яких фільтрація є неможливою).

Залежно від виду фактичного графіка відновлення тиску до того чи іншого варіанту та використовуючи наявну інформацію щодо

об'ємів припливу чи відбору продукції перед закриттям свердловини, визначають фільтраційні параметри і потенційну продуктивність пластів, охоплених фільтрацією.

У випадку незмінної гідропровідності пластів на шляху припливу продукції до свердловини залежність (3) зберігатиме прямолінійний характер протягом усього часу дослідження за таких умов:

- приплив продукції у свердловину припиняється в момент її закриття;
- свердловина розміщена в центрі кругової зони фільтрації з постійним тиском на контурі живлення;
- відсутні додаткові опори у привибійній зоні (повне і якісне розкриття пластів).

Для реальних графіків відновлення тиску за наявності в зоні фільтрації пластів незмінної гідропровідності залежність втрачає прямолінійний характер на початковій і кінцевій стадіях з таких причин:

- приплив у свердловину після її закриття припиняється не відразу, а через деякий час t_{II} ;
- різноманітність пластових умов на межі зони фільтрації.

Розглянуті вище методичні особливості аналізу кривих відновлення тиску дають змогу на основі відповідних промислових вимірів, зроблених після закінчення буріння, визначати фільтраційні та продуктивні характеристики розкритих пластів і встановлювати моделі їхнього залягання й поширення в зоні впливу свердловини.

Основними геологічними факторами, які зумовлюють обмеження об'єму припливу продукції під час освоєння нафтових свердловин, є:

- 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 (так званий скін-ефект).

Нижче наведено опис геологічних ситуацій у нафтонасичених пластах, які під час освоєння дають непромисловий приплив у свердловинах.

Геологічна ситуація № 1: пласти незначної проникності; наявний скін-ефект. Геологічні фактори обмеження припливу: низька проникність колекторів; додаткові втрати депресії у привибійній зоні. Фактори сприяння збільшенню припливу — ліквідація скін-ефекту та створення додаткових каналів фільтрації у привибійній зоні. Наші рекомендації: обробка приви-

бійної зони; дослідження на предмет створення додаткових каналів для припливу.

Геологічна ситуація № 2: пласти незначної гідропровідності; скін-ефект відсутній. Геологічний фактор обмеження припливу: низька проникність колекторів. Фактор сприяння збільшенню припливу — створення додаткових каналів для фільтрації нафти. Наші рекомендації: дослідження на предмет створення додаткових каналів для припливу.

Геологічна ситуація № 3: пласти низької проникності; зона припливу обмежена непроникним контуром. Геологічні фактори обмеження припливу: низька проникність колекторів; обмежені розміри зони фільтрації. Фактор сприяння збільшенню припливу немає.

Геологічна ситуація № 4: пласти промислової проникності; зона припливу обмежена непроникним контуром; наявний скін-ефект. Геологічні фактори обмеження припливу: додаткові втрати депресії у привибійній зоні, обмежені розміри зони дренажування. Фактором сприяння збільшенню припливу є ліквідація скін-ефекту. Наші рекомендації: обробка привибійної зони; періодичне відбирання продукції у свердловині в режимі відбирання–накопичення.

Геологічна ситуація № 5: пласти низької проникності; наявні екранувальні тектонічні порушення. Геологічні фактори обмеження припливу: низька проникність колекторів. Фактор сприяння збільшенню припливу немає.

Геологічна ситуація № 6: пласти промислової проникності, наявні екранувальні порушення і скін-ефект. Геологічні фактори обмеження припливу: додаткові фільтраційні опори у привибійній зоні та екранувальні порушення. Фактором сприяння збільшенню припливу є ліквідація скін-ефекту. Наші рекомендації: обробка привибійної зони.

Геологічна ситуація № 7: свердловина розкрила пласт в обмеженій за розміром зоні погіршеної гідропровідності. Геологічні фактори обмеження припливу: низька проникність пластів у обмеженій навколо свердловини зоні фільтрації. Фактор сприяння збільшенню припливу – створення додаткових каналів фільтрації у зоні зниженої проникності. Наші рекомендації: дослідження на предмет створення додаткових каналів для припливу.

Отже, для більшості варіантів розкриття пластів, які дають непромисловий приплив нафти до свердловини, перспективи підвищення продуктивності пов'язані зі створенням додаткових фільтраційних каналів у зоні дренажування свердловини.

Дуже ефективним у цьому плані є спосіб гідророзриву пласта.

Для оцінки перспективності підвищення продуктивності свердловин з непромисловим припливом нафти за рахунок створення додаткових каналів припливу з пластів у свердловині необхідно провести дослідні роботи для одержання інформації про:

а) технологічну можливість гідророзриву пластів, залежно від допустимої для конкретної свердловини величини тиску нагнітання рідини;

б) наявність і величину змін у гідропровідності пластів і привибійної зони при різних значеннях тиску нагнітання;

в) очікуване збільшення продуктивності свердловини за умови збереження каналів фільтрації, утворених при нагнітанні в пласти рідини [4].

Цю інформацію реально добути при дослідженні свердловини шляхом нагнітання рідини в пласт і підвищення тиску нагнітання на вибої свердловини до максимально можливого. Дослідження може здійснюватися в декілька етапів, на кожному з яких виконують цикл нагнітання рідини, яке супроводжується зростанням тиску на вибої, та паузи в нагнітанні, яка спричиняє падіння вибійного тиску. Криві падіння тиску після припинення нагнітання є основою для подальшого аналізу.

Падіння вибійного тиску в k -цикловому дослідженні пропонуємо описувати рівнянням:

$$p_m - p_l = iX_n, \quad (4)$$

де n – номер циклу дослідження, $n=1, \dots, k$;

p_m – тиск на момент часу Δt_n після закриття свердловини для реєстрації n -ої кривої падіння тиску, МПа;

$$i = 300/\varepsilon_n;$$

$$X_n = \sum_{i=1}^n \left[\frac{V_{Ti}}{T_i} \lg \left(\frac{\Delta T_i}{\Delta t_i} \right) \right] - \text{інтегрований ку-}$$

мулятивний параметр об'єму і часу;

V_T – об'єм нагнітання рідини в пласти перед закриттям свердловини, м³;

T – тривалість нагнітання рідини в пласт, хв.;

ΔT – тривалість часу від початку нагнітання рідини в пласт до моменту часу Δt після припинення нагнітання, хв.;

ε_n – коефіцієнт гідропровідності пласта в n -му циклі дослідження, мкм²·см/(МПа·с).

Розглянемо чотири моделі поведінки системи «свердловина–пласт» під час дії на пласти зростаючими репресіями у три цикли. Кожна модель характеризується набором трьох кривих

падіння тиску 1, 2 і 3, які відповідають трьом циклам нагнітання за проміжки часу T_1 , T_2 , T_3 при тисках нагнітання p_1 , p_2 , p_3 ($p_3 > p_2 > p_1$).

Модель перша. У разі збільшення тиску нагнітання підвищується гідропровідність пластів у ближній до свердловини зоні радіусом r .

Модель друга. Характер залежності $p(t) = f(X_t)$ після другого та третього режимів нагнітання рідини в пласти свідчить про підвищення гідропровідності пластів як у ближній, так у віддаленій зонах фільтрації. За такої умови максимальне підвищення досягається при 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 створення додаткових каналів фільтрації при збільшенні тиску нагнітання.

Модель третя. У разі зростаючих значень тиску нагнітання рідини в пласти збільшення гідропровідності відбувається як у ближній, так і у віддаленій зонах впливу свердловини, що є ознакою освоєння зони, яка не була охоплена процесом фільтрації.

Модель четверта. Графіки падіння тиску $p(t) = f(X_t)$ в кожному циклі випробування свердловини близькі між собою, що є ознакою відсутності істотних змін у гідропровідності. Такий характер змін свідчить про відсутність перспектив створення додаткових каналів фільтрації в пластах шляхом дії на них репресіями в межах досягнутих значень.

Автори розробили для дослідження свердловин спеціалізований програмний комплекс Repro. Основні можливості, які надає програма:

— аналіз різних геологічних моделей нафтоносних пластів, розкритих свердловиною, та вибір моделі, яка є найбільш відповідною до фактичних промислових даних;

— виявлення можливості стійкого поліпшення фільтраційної здатності пластів при дії на них різними перепадами тиску;

— встановлення можливості та ступеня збільшення припливу в разі збільшення фільтраційної здатності низькопроникних пластів.

Створений програмний продукт містить три функціональні блоки — вступний, блок роботи з даними та блок роботи з довідниками. Вступний блок демонструє початковий екран Welcome та контролює доступ до функцій програми.

Блок роботи з даними містить такі процедури:

1) вибір родовища та свердловини з випадених меню, утворених за допомогою записів довідника;

2) введення дати випробування свердловини;

3) введення або перегляд таблиць із результатами випробувань на певну дату досліджень;

4) вибір методу досліджень (відновлення чи падіння тиску);

5) вибір користувачем геологічної моделі пластів за діаграмою відновлення (падіння) тиску;

6) розрахунок фільтраційних параметрів пластів відповідно до вибраної моделі;

7) виведення висновку про перспективи збільшення припливу продукції у свердловину.

Блок роботи з довідниками призначений для формування довідників родовищ і свердловин.

Перевагою програми є інтерактивний, орієнтований на користувача режим роботи, тобто програма не сама вибирає геологічну модель, найближчу до фактичних даних. Це може зробити дослідник шляхом візуального порівняння фактичних та модельних діаграм. Такий підхід дає змогу уникнути складних і тривалих розрахунків для великих масивів даних і зекономити час досліджень не на шкоду результативності.

Висновки

Авторська комп'ютерна технологія може забезпечити накопичення, зберігання, оброблення і відтворення об'єктивної геолого-промислової інформації та прийняття обґрунтованого рішення про проведення заходів зі збільшення продуктивності нафтових свердловин, а в результаті — переведення позабалансових запасів у зонах дренавання свердловин у балансові і збільшення загального видобутку нафти на родовищі.

Література

1. Рудько Г.І., Ляху М.В., Ловинюков В.І., Багнюк М.М., Григіль В.Г. Підрахунок запасів нафти і газу. Київ–Чернівці: Букрек, 2016. 592 с.

2. Голуб О.Г., Приходченко О.Ю., Дворецький Р.Б. Особливості дослідження на нестационарних режимах фільтрації свердловин, що розкрили поклади ущільнених колекторів. *Збірник наукових праць УкрДГПІ*. № 2/2015. Львів, 2015. С. 93–99.

3. Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Ильясов А.М., Махота Н.А., Нуриев А.Х., Назаргалин Э.Р., Пестриков А.В., Сергейчев А.В. Анализ кривых падения давления после нагнетательных тестов при гидроразрыве пласта. *Нефтяное хозяйство*. 2016. № 11. С. 41–45.

4. Клюкин С.С., Резяпов Р.И. Современные методы оценки эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины. *Нефтегазовое дело*. 2014. № 6. С. 378–391.

References

1. Rudko G.I., Liakhu M.V., Lovyniukov V.I., Bahniuk M.M., Hryhil V.H. *Calculation of oil and gas reserves*. Kyiv–Chernivtsi, Bukrek. 2016. 592 p.

2. Holub O.H., Pryhodchenko O.Y., Dvoret-skyi R.B. Distinctive features of well transient test analysis in tight reservoirs. *UkrSGPI Scientific Works*. 2015. Vol. 2. Lviv. P. 93–99.

3. Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., Ilyasov A.M., Makhota N.A., Nuriev A.Kh., Nazargalin E.R., Pestrikov A.V., Sergeychev A.V. Pressure fall-off analysis after test injections during hydraulic fracturing. *Petroleum Industry*. 2016. Vol. 11. P. 41–45.

4. Klyukin S.S., Rezyapov R.I. Modern efficiency estimations methods for different types of impacts on well bottom-hole zone. *Oil and Gas Business*. 2014. Vol. 6. P. 378–391.