

УДК 550.832

## ПОБУДОВА ФІЛЬТРАЦІЙНОЇ МОДЕЛІ СЕМЕНІВСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА ЗА ГЕОФІЗИЧНОЮ ІНФОРМАЦІЄЮ

<sup>1</sup>В.А. Старостін, <sup>1</sup>Д.Д. Федоришин, <sup>1</sup>І.О. Федак, <sup>2</sup>А.В. Старостін

<sup>1</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 42056,

e-mail: geophys@nuing.if.ua

<sup>2</sup>Державне підприємство "Полтавське управління геофізичних робіт"

36007, м. Полтава, вул. Заводська, 16, тел. (05322) 33060, e-mail: starostin@ugr.poltava.ua

*Проблема контролю и прогнозирования процесса обводнения продуктивных отложений и в настоящее время остается актуальной, особенно для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. Авторами предлагается использование фильтрационной модели месторождения, построенной на основании геофизической информации исследования скважин, для оценки прогнозирования интервалов обводнения, представленных значительно неоднородной фильтрационной характеристикой. Представлен новый подход к построению фильтрационной модели на примере Семеновского нефтяного месторождения.*

В практиці нафтовидобувної промисловості широкого застосування набули нові методи розробки та інтенсифікації видобутку нафти і газоконденсату, що дало змогу ефективніше проводити відбір нафти. Оцінка ефективності прийнятої системи розробки родовища визначається за коефіцієнтами повноти вилучення вуглеводнів з врахуванням поточних коефіцієнтів вилучення із зон дренажу. Найбільш актуальним питанням цього процесу є дослідження впливу проривного витіснення нафти на її залишкові запаси та встановлення ступеня обводнення покладу. Ситуація проривного заводнення покладу виникає за рахунок неузгодженості темпів вилучення вуглеводнів на пізній стадії експлуатації родовища. Одним з аспектів дослідження процесу проривного заводнення є використання створеної на підставі геофізичної свердловинної інформації моделі фільтраційних властивостей продуктивних комплексів і окремих прошарків. Прикладом такої моделі може бути фільтраційна модель Семенівського нафтового родовища, створена авторами статті на замовлення ДАТ "Чорноморнафтогаз".

Семенівське родовище перебуває на завершальній стадії розробки. Виникає питання вивчення процесу обводнення продукції. Породи продуктивних горизонтів родовища відносяться до карбонатного літотипу і характеризуються великим діапазоном зміни фільтраційних властивостей. В такій ситуації на технологічні параметри експлуатації об'єктів розробки суттєво впливає детальність диференціації величини коефіцієнта проникності по перерізу колекторів у свердловинах. Створення фільтраційної моделі родовища розглядається нами як один із засобів аналізу процесу заводнення продуктивних покладів.

*The problem of controlling and forecasting of the process of water encroachment of pay horizon is actual now, especially for deposits which are at a late stage of field development. Authors offer to use the filtrational model of a deposit, which is constructed on the using of the well-logging data. Model is created for an estimation of forecasting of intervals of water encroachment, submitted by essentially heterogeneous filtrational characteristic. The new approach to construction of filtrational model on the example of Semeniv oil field is offered.*

Результати геофізичних досліджень є основним джерелом інформації про геологічну будову родовища, його нафтогазоносність, фільтраційні та ємнісні властивості порід-колекторів. Таким чином, їх можна використати як базу для побудови фільтраційної моделі. Накопичений великий обсяг геофізичної та петрофізичної інформації дав змогу створити фільтраційну модель, за якою виділяються окремі проникні горизонти і прошарки. Достовірність такої моделі суттєво залежить від ґрунтового аналізу існуючої геологічної інформації та даних гідродинамічних досліджень свердловин. Робота над створенням фільтраційної моделі Семенівського нафтового родовища розпочалась саме з аналізу геологічних даних.

Семенівське підняття являє собою брахіантиклінальну складку, яка простягається з південного заходу на північний схід. Складка різко асиметрична, ускладнена розривним порушенням, яке проходить вздовж її осі, склепіння вузьке і досить круте. В межах більшої частини покладів кути падіння становлять 8-9°, на заглибленні крил за контуром нафтоносності збільшуються до 15°. Занурене крило складки має кути падіння 30°. Наявність поперечних порушень ділить родовище на окремі блоки, положення яких уточнюється в міру буріння експлуатаційних свердловин. В межах родовища виявлені два водонапірні водоносні горизонти: чокракський і караганський. В межах караганського горизонту виділяються зверху вниз три продуктивні пачки: II, III і IV. У відкладах чокраку – дві пачки: V і VI. Всі поклади мають свої водонафтові контакти.

Визначення коефіцієнта проникності порід-колекторів за геофізичною інформацією пов'язано з необхідністю адаптації алгоритму до

геологічних умов родовища і проведення ідентифікації гірських порід за ознаками порового простору [1].

Властивості колекторів моделі описуються частіше інтегральними параметрами, такими як пористість (повна та відкрита), коефіцієнт водонасичення. Параметри структури порового простору колектора (діаметр пор, геометрія пор, питома поверхня порового простору та ін.) характеризують особливості фільтраційних властивостей, але використовуються дуже рідко. Ця ситуація пов'язана зі складністю визначення параметрів порового простору в лабораторних умовах. Необхідно зауважити, що структура порового простору відіграє домінуючу роль у зв'язку коефіцієнтів пористості та проникності. Дослідженнями [2, 3] встановлено, що в межах одного геологічного об'єкта можуть існувати значні відмінності у структурі порового простору породи-колектора, що зумовлює диференціацію його за коефіцієнтом проникності. Якщо при адаптації алгоритму визначення коефіцієнта проникності певних літотипів не будуть враховані характеристики структури порового простору, то це спричинить значні похибки величини отриманих значень.

Основні завдання, які необхідно вирішувати при створенні фільтраційної моделі, пов'язані з необхідністю ідентифікації порід-колекторів за структурою порового простору, проведення групування пластів продуктивного комплексу, кореляції згрупованих пластів по площі родовища, побудови профілів проникності і просторових схем розподілу коефіцієнта проникності.

В роботі [4] нами пропонується не визначати параметри порового простору в лабораторних умовах, а проводити ідентифікацію колекторів продуктивних комплексів за ознаками структури порового простору. Адаптаційні процедури тепер будуть спрямовуватись на окремі геологічні сукупності, які характеризуються однаковою структурою порового простору. Тому при оцінці геологічного простору ми змушені користуватись не фактичними, а позірними характеристиками. Для уникнення неоднозначностей, пов'язаних з цією обставиною, та для оптимізації алгоритму визначення проникності за геофізичними даними ми скористались результатами гідродинамічних досліджень.

Достовірність створення фільтраційної моделі значною мірою залежить від детальності виділення окремих прошарків в продуктивних товщах і прийнятій системи їх групування. Групування окремих прошарків дає змогу скласти інтегральну характеристику з окремих фізико-геологічних параметрів. При цьому необхідно врахувати ідентичність прошарків за геофізичними і геологічними ознаками. Основою групування продуктивних прошарків є знаходження між ними спільних ознак, які дають можливість провести їх ідентифікацію за структурними показниками. Ідентичність структурних параметрів зумовлює можливість застосування для виділеної групи однакових коефіцієнтів залежності геофізичних параметрів і коефіцієнта проникності.

Розглянемо основні структурно-літологічні і геофізичні критерії групування прошарків, до яких відноситься максимальна роз'єднаність, ізолюваність один від одного сусідніх груп пластів за літологічною ознакою. Екрани можуть бути представлені щільними або глинистими породами. Такі породи виділяються в розрізі за характерними значеннями геофізичних параметрів на каротажних кривих. В середині виділених груп колекторів ізолюваність пластів проявляється менше. Середня товщина пластів, що ізолюють колектори однієї групи один від одного, повинна бути меншою, ніж між групами пластів. Тут можливі "мости", злиття окремих пластів чи наявність виклинювання.

Виділення в розрізі свердловин екранів малої товщини за допомогою стандартних методик виявилось досить складним завданням. Покази методів ГДС не відповідають істинним значенням параметрів фізичного поля через вплив вміщувачих порід і малу роздільну здатність окремих геофізичних приладів. Вирішити це завдання уможливило використання методичної стандартизації методів ГДС на основі процедури фільтрації каротажних кривих. Існуючі геофізичні криві є згладженими; на них слабо виділяються високоградієнтні аномалії, що відповідають тонким прошаркам. Знайшовши різницю між вихідною і відфільтрованою кривими, отримано нову синтетичну криву, яка має максимальні амплітуди саме в тонких прошарках, що дало можливість за допомогою дискримінації граничних значень фізичних параметрів виділити серед них екрани.

Другою умовою при групуванні прошарків є зведення до мінімуму кількості груп пластів в горизонті. Тут бажано визначити критерії ступеня роз'єднаності окремих груп. Наприклад, мінімальна товщина ізолюючого глинистого пласта, через який не відбувається фільтрація рідини або газу із сусідніх прошарків при обраному режимі розробки.

Третьою умовою об'єднання пластів в групу при невеликій товщині ізолюючих прошарків вибрана близькість фізичних і колекторських характеристик. При побудові кореляційної схеми дуже важливо використовувати результати літологічного опису керна матеріалу.

Детальна прошаркова кореляція проводиться на базі кореляційних схем, побудованих за інформацією розвідувального та експлуатаційного буріння. Основним джерелом інформації є результати стандартного комплексу промислової геофізики, гідродинамічних досліджень, дані з перфорації та опис керна. Кореляція проводиться за формою і величиною аномалій геофізичних кривих на каротажних діаграмах.

До геометричних параметрів форми аномалій при кореляції можна віднести текстуру (шаруватість) пачки, що показує частоту зміни літофацій,

$$\zeta = \frac{\sum \frac{h_i}{n}}{H}, \quad (1)$$

де:  $h_i$  – середня товщина прошарку;  
 $n$  – кількість прошарків у пачці;  
 $H$  – загальна товщина пачки.

Як генетична ознака, що дає змогу корелювати переріз пластів в окремих свердловинах, використовується коефіцієнт варіації  $V$  геофізичних параметрів в межах пласта. Коефіцієнт варіації ознаки (природної радіоактивності  $I_r$ , інтервального часу  $\Delta T$ , питомого електричного опору  $\rho_n$ ) визначається для кожного пласта-колектора. Відтак проводилось порівняння значень коефіцієнтів варіації ознаки в кожній свердловині для літологічно ідентичних інтервалів, що приблизно належать тому самому пласту (пачці). У випадку істотного відхилення одного чи декількох значень коефіцієнта варіації з обраної групи проводився детальний аналіз таких інтервалів, а потім складався заключний висновок про приналежність таких пластів (геофізичних аномалій) окремої свердловини до розглянутої групи.

Зазначені коефіцієнти варіації геофізичних параметрів пластів є геофізичними аналогами шаруватості (генетичної ознаки). Ступінь шаруватості пластів зумовлює неоднорідність геологічної характеристики продуктивного поклада. За інформацією методу гамма-каротажу встановлювався ступінь заглинизованості поклада; за даними нейтронного гамма- та акустичного каротажів визначали варіацію колекторських властивостей; покази методів електрометрії використовували для характеристики неоднорідності насичення продуктивного пласта. Таким чином, використання коефіцієнта варіації геофізичних параметрів дало змогу достовірніше здійснити кореляцію розрізів свердловин.

Проведені кореляція та ідентифікація порід-колекторів за ознаками структури порового простору дали можливість визначити коефіцієнти залежності геофізичних параметрів з коефіцієнтом проникності, що слугувало основою для дослідження фільтраційних властивостей порід Семенівського родовища.

З метою контролю достовірності визначення коефіцієнта проникності за даними ГДС нами використані результати гідродинамічних досліджень (ГДД). Визначений за даними ГДД коефіцієнт проникності є інтегральною характеристикою фільтраційних властивостей в зоні перфорації. За таких умов дослідження фільтраційної неоднорідності покладів дуже ускладнюється. Враховуючи те, що гідродинамічні дослідження належать до об'єктивної характеристики фільтраційних властивостей порід продуктивного інтервалу і поєднують як видобувні, так і петрофізичні параметри покладів, вони можуть бути критерієм оцінки достовірності створення фільтраційної моделі.

Визначення коефіцієнта проникності за геофізичною інформацією проводиться з використанням залежності

$$K_{np}^{\Sigma} = \varphi(K_n, \rho_{nn}, C_j(\xi(D_p))), \quad (2)$$

де:  $\rho_{nn}$  – питомий опір нафтонасиченого пласта;

$C_j$  – коефіцієнти залежності, зумовлені структурою порового простору порід;

$D_p$  – нормований геофізичний параметр (індекс  $p$  – номер групи зразків керна з подібною структурою порового простору).

Для визначення коефіцієнтів  $C_j$  використовуються результати гідродинамічних досліджень. За визначеннями Ханіна А.А. [5], проникність системи паралельних прошарків у випадку переміщення рідини в напрямку напластування дорівнює

$$K_{np}^{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1} F_{n,i} \times K_{np,i}}{\sum_{i=1} F_{n,i}}, \quad (3)$$

де:  $F_{n,i}$  – поперечний переріз окремих прошарків;

$K_{np,i}$  – проникність окремих прошарків.

Тоді модель продуктивного пласта з  $N$  прошарками за геофізичною інформацією записується

$$K_{np}^{\Sigma} = \sum_{s=1} 2\pi r H \times \varphi(K_{n,i} \rho_{nn,i} C_j(\xi(D_{p,i}))) / \sum_{i=1} 2\pi r H_i, \quad (4)$$

де:  $H_i$  – товщина прошарків;

$K_{n,i}$ ,  $D_{p,i}$ ,  $\rho_{nn,i}$  – параметри геофізичної інформації. Кількість прошарків  $N$  визначається інтервалом проведення гідродинамічних досліджень.

Для визначення коефіцієнтів  $C_j$  представимо функціонал

$$F(X) = |Q_i^{\Phi} - Q^p|^2 \rightarrow \min, \quad (5)$$

де:  $Q^{\Phi}$  – фактичний дебіт до зупинки свердловини при проведенні гідродинамічних досліджень;

$Q^p$  – дебіт, розрахований за визначеними значеннями коефіцієнта проникності для прошаркової моделі. Розрахунок значення дебіту  $Q^p$  проводиться за формулою Дюпюї [6].

Пошук мінімального значення  $\{F(X)\}$  (5) здійснювався методами градієнтного спуску за умови використання обмеження у вигляді рівняння  $b(X) \geq 0$ ,  $X \in L^2$ , де  $X = [C_j]$ . Розглянемо рівняння обмеження

$$b(X) = |K_{np}^g - K_{np}^p| \rightarrow \min, \quad (6)$$

де:  $K_{np}^g$  – коефіцієнт проникності, визначений гідродинамічними дослідженнями;

$K_{np}^p$  – коефіцієнт проникності, визначений за методами ГДС.

Застосування функції обмеження зменшує кількість еквівалентних рішень задачі. Досягти мінімуму функціонала (5) можна не тільки за рахунок коефіцієнтів  $C_j$ , але і за рахунок зміни параметрів роботи свердловини. Обмеження  $b(X)$  дає змогу формалізувати модель видобутку і мінімізувати її за параметрами  $C_j$  до значень прийнятої проникності в моделі ГДД.

Пошук  $\min$  функціонала (5) проводиться в  $L^2$  просторі, який характеризується крутизною

екстремуму, що дає змогу з більшою достовірністю знаходити глобальний мінімум.

проаналізовано фільтраційну модель родовища. Перфорацією розкрита V продуктивна пачка,

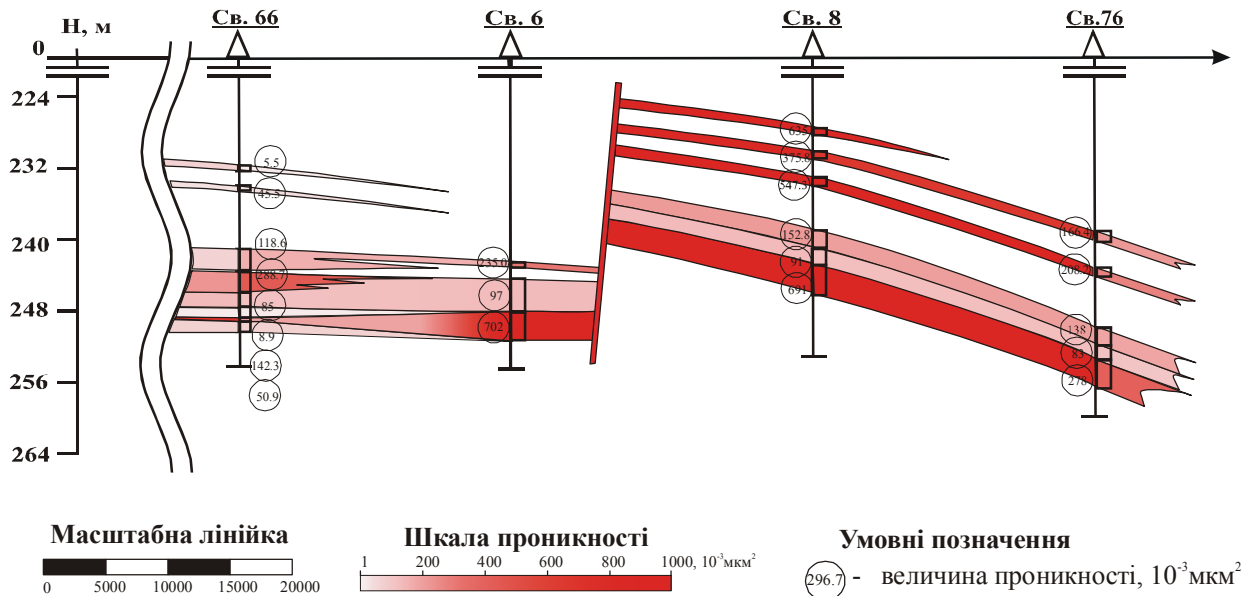


Рисунок 1 — Фрагмент профілю розподілу проникності продуктивних прошарків V пачки Семенівського нафтового родовища

Знайдені значення коефіцієнтів рівняння (2) дають можливість скласти диференційну модель проникності ( $K_{пр,i}, H_i$ ), в якій оптимально пов'язані параметри гідродинамічних і геофізичних досліджень. На наш погляд, розглянутий шлях створення фільтраційної моделі в складних геолого-петрофізичних умовах карбонатного розрізу Семенівського родовища є найбільш оптимальним і достовірним.

Побудована фільтраційна модель Семенівського нафтового родовища дає змогу провести аналіз розчленування об'єкта розробки на пласти і прошарки, визначення їх товщини. Проведена детальність прошаркової кореляції дала змогу простежити зміни фільтраційних властивостей порід-колекторів і виділити низькопроникні прошарки.

Фільтраційна модель відкриває широке поле для аналітичної роботи з оцінки характеру обводнення продуктивних інтервалів свердловин. Порівняння результатів видобутку нафти протягом певного часу з параметрами фільтраційної моделі дає підстави зробити висновки про причини обводнення продуктивних інтервалів в окремих свердловинах. Фільтраційна модель нами розглядається як інструмент оцінки обводнення продуктивних пластів. Покажемо цю можливість на двох прикладах.

Свердловини №№ 8, 76 Семенівського нафтового родовища відмічаються високим ступенем обводнення. Діаграма зміни дебіту від часу експлуатації свердловини № 76 свідчить, що за рік її роботи кількість води в продукті збільшилась від 0% до 66%. Після тривалої зупинки (3 місяці) роботу свердловини відновлено з видобуванням продукту, який містить 2% води. Аналогічна ситуація відбувається на свердловині № 8. Шукаючи причину обводнення, було

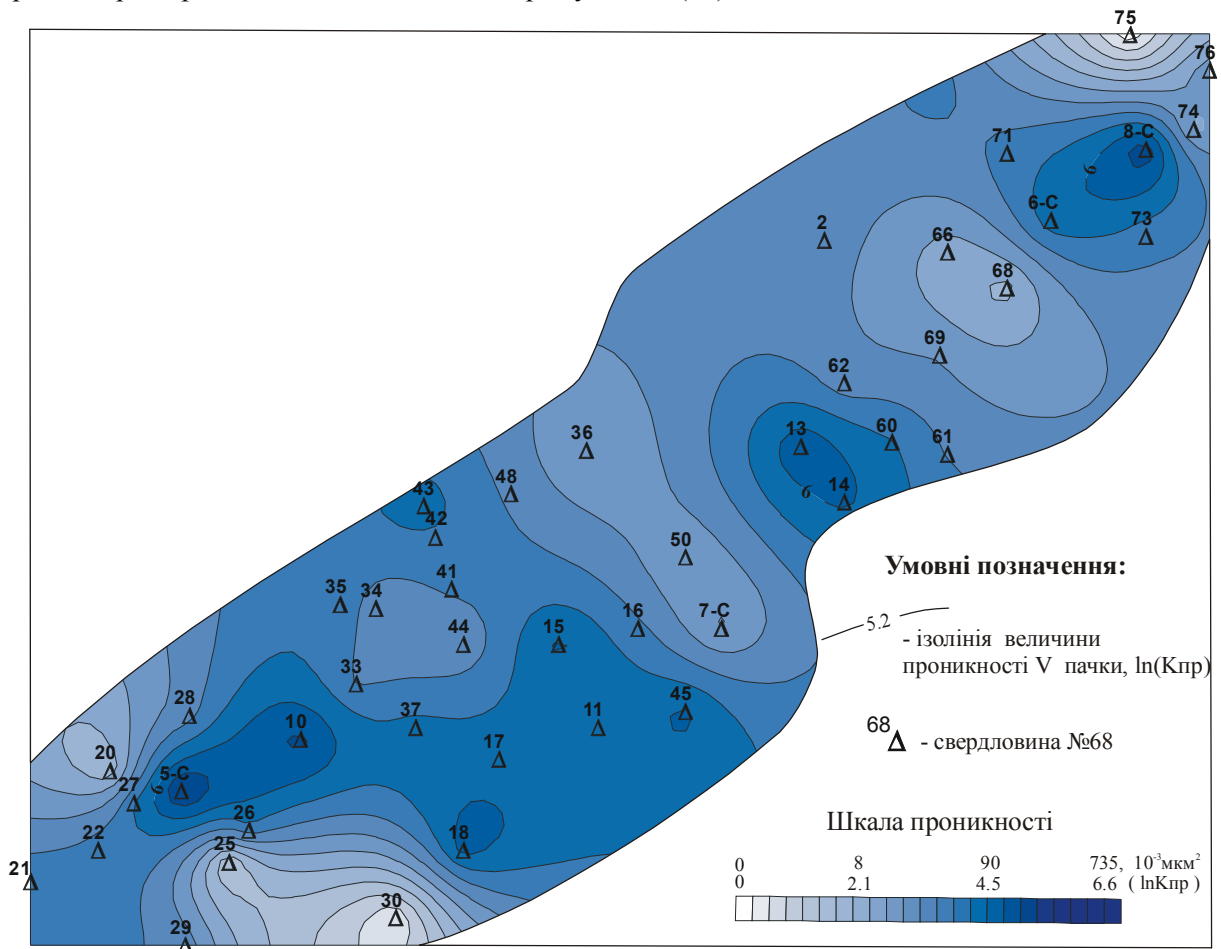
складена декількома пропластками (рисунок 1). Нижній пропласток характеризується високою проникністю відносно інших. Враховуючи різницю між в'язкістю нафти і води, можна припустити, що вода надходить до інтервалу перфорації через нижній високопроникний пропласток, утворює конус заводнення, спричиняючи різке підвищення ступеня обводнення продукції. Після зупинки свердловини внаслідок гравітаційного розподілу води і нафти конус обводнення розформовується.

У іншому випадку, аналізуючи схему проникності V продуктивної пачки (рисунок 2), спостерігаємо таку ситуацію. Свердловини № 14, 69, 62, 13, 61, знаходячись в області геологічного розрізу, вивоненій породами з подібними значеннями проникності, характеризуються різним ступенем обводнення. Відзначено, що свердловини № 62, № 69 і № 14, які знаходяться на периферії структури, характеризуються низьким ступенем обводнення, а із свердловин № 13 і № 61, які знаходяться в районі склепіння структури, видобувають нафту з високим питомим вмістом води. В такій ситуації причина обводнення, пов'язана з підйомом ВНК, виключається. Найбільш ймовірно обводнення нафтоносних пластів у свердловинах № 13 та № 61 відбувається за рахунок погіршення їх технічного стану.

У статті розглянута можливість за допомогою даних геофізичних досліджень свердловин створити об'ємну фільтраційну модель родовища, яка дає чітку уяву про просторове розповсюдження окремих прошарків продуктивних пачок та характер зміни проникності за простяганням пласта. Створена модель пропонується як інструмент контролю за процесом заводнення продуктивних покладів родовищ. На при-

кладах показано, як за допомогою фільтраційної моделі можна спрогнозувати місця поступлення води із зони водонафтового контакту окремих прошарків пачки пластів-колекторів у

ського родовища за параметрами порового простору // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ. – 2004. – № 4(13).



**Рисунок 2 — Схема проникності V продуктивної пачки Семенівського нафтового родовища (масштаб 1:5000)**

продуктивні пласти, виявити заколонні переточки та місця негерметичності колони. Розглянуті можливості прогнозу процесу обводнення на основі фільтраційної моделі можна використовувати на інших родовищах України.

### Література

1. Старостін В.А., Старостін А.В. Аналіз методик визначення фільтраційних властивостей колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ. – 2002. – № 2

2. Энгельгардт В. Поровое пространство осадочных пород. – М.: Недра, 1964. – С. 232.

3. Иванов В.А., Храмов В.Т. Использование капиллярных характеристик пористой среды в нефтепромысловых расчетах / В кн.: Геология, гидрогеология и разработка нефтяных месторождений Западного Казахстана. – М.: Недра, 1971.

4. Старостін В.А., Федак І.О., Старостін А.В. Можливості ідентифікації колекторів Семенів-

5. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969. – С. 368.

6. Довідник з нафтогазової справи / За ред. д-рів техн. наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. – К.–Львів, 1996.