

МОЖЛИВОСТІ ІДЕНТИФІКАЦІЇ КОЛЕКТОРІВ СЕМЕНІВСЬКОГО РОДОВИЩА ЗА ПАРАМЕТРАМИ ПОРОВОГО ПРОСТОРУ

¹В.А.Старостін, ¹І.О. Федак, ²А.В.Старостін

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056, e-mail: geophys@nung.edu.ua

²Державне підприємство "Полтавське управління геофізичних робіт", 36007, м. Полтава, вул.Заводська,16, тел.(05322) 33060, e-mail: starostin@ugr.poltava.ua

Фізико-геологічне моделювання фільтраційно-ємнісних характеристик пластів нафтогазових родовищ за геофізичною інформацією тісно пов'язано з необхідністю адаптації алгоритму визначення проникності колекторів до геологічних умов родовища.

В статті розглянуто можливість використання геофізичної та петрофізичної інформації для проведення ідентифікації колекторів продуктивних комплексів за ознаками структури порового простору. Можливість такої ідентифікації розглянуто на прикладі Семіонівського родовища нафти. Особливо важливим аспектом використання запропонованого напрямку є підвищення точності визначення коефіцієнта проникності за геофізичними даними.

Фізико-геологічне моделювання фільтраційно-ємнісних характеристик нафтогазових родовищ за геофізичною інформацією тісно пов'язано з необхідністю адаптації алгоритму визначення проникності колекторів до геологічних умов родовища.

Властивості продуктивних колекторів частіше описуються інтегральними параметрами, такими як об'єм порового простору (повний та відкритий) та коефіцієнт водонасичення. Ця інформація, як правило, використовується для побудови інтегральних фільтраційних моделей. Параметри структури порового простору колектора (діаметр пор, геометрія пор, питома поверхня порового простору та ін.) можуть характеризувати диференційні властивості фільтраційної моделі.

Оцінка фільтраційної неоднорідності порів колекторів є дуже важливою інформацією у ході контролю за вилученням вуглеводнів у процесі розробки родовища і пов'язана з необхідністю досліджень параметрів, які характеризують структуру порового простору. У літології і петрографії для визначення структури порового простору широко використовуються геометричні ознаки, а також вивчаються взаємозв'язки різних геологічних чинників з коефіцієнтом пористості. Зокрема, таких чинників, як розмір пор, форма пор, шляхи сполучення між порами, кількість малих і великих пор за діаметром та ін.. Це не весь комплекс параметрів, якими можна описати структуру порового простору. Складність побудови диференційної моделі фільтрації пов'язана з потребою визначення характеристик геометрії порового простору в лабораторних умовах. Структура порового про-

Physical-geological modeling of filtration-capacitive characteristics of layers of oil-and-gas deposits by the geophysical data is closely connected with the necessity of adaptation of algorithm to the geological conditions of a deposit. In the article is showing the possibility of use the geophysical and petrophysical information for carrying out of identification of reservoirs of productive complexes on the basis of structure pore space characteristics. The possibility of such identification is considered on an example of Semionovske oil deposit. Especially important aspect of using the offered direction is increasing the accuracy of permeability definition by the well-logging data.

стору гірських порід настільки складна, що кількісна формалізація цих параметрів майже неможлива.

Необхідно відзначити, що структура порового простору грає домінуючу роль у щільності зв'язку коефіцієнтів пористості та проникності, і визначає значення коефіцієнтів алгоритму розрахунку залежності цих параметрів. Дослідженнями [1, 2] встановлено, що в межах одного геологічного об'єкта можуть існувати значні відмінності у структурі порового простору колектора. Якщо під час адаптації алгоритму визначення коефіцієнта проникнення за геофізичними даними не будуть враховані характеристики структури порового простору, можуть виникнути значні похибки.

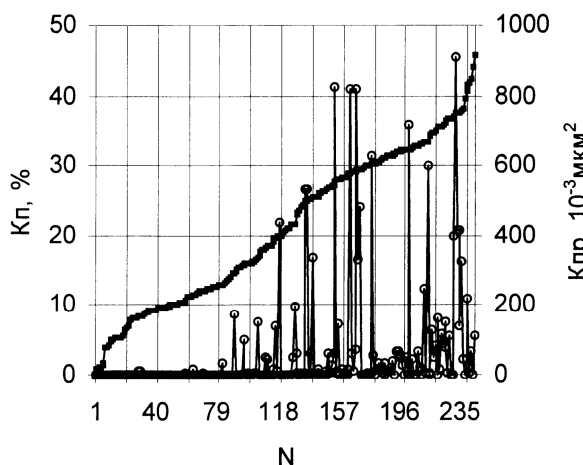
Нами пропонується не визначати параметри порового простору в лабораторних умовах, а проводити ідентифікацію колекторів продуктивних комплексів за ознаками структури порового простору, які відображаються у геофізичних полях. Адаптаційні процедури тепер будуть спрямовуватись на окремі геологічні сукупності, які характеризуються однаковою структурою порового простору. Розглянемо можливість такого підходу на прикладі Семіонівського нафтового родовища.

Семіонівське родовище характеризується завершальною стадією розробки, і для оцінки характеру обводнення та контролю параметрів технології видобутку виникла потреба побудови фільтраційної моделі за геофізичною інформацією. Достовірність побудови фільтраційної моделі пов'язана з необхідністю ідентифікації колекторів за структурою порового простору

для адаптації алгоритму визначення коефіцієнта проникнення.

На родовищі продуктивними породами є колектори гранулярного і кавернозно-гранулярного типів. Для колекторів гранулярного типу характерно співвідношення опорів $\rho_{лмбк} \leq \rho_{лбк}$, а для колекторів кавернозно-гранулярного типу $\rho_{лмбк} > \rho_{лбк}$. За літологічним складом породи-колектори представлені: пісковиками дрібнозернистими, олігоміктовими, з присутністю уламків ооліту, мікрофауни; вапняками органогенними, оолітовими, детритовими, різної ступені щільності і кавернозності з домішками піщавої фракції.

Проведений аналіз вказує на складний характер зв'язку фільтраційних і колекторських властивостей та наглядно відображається на діаграмі розподілу коефіцієнта відкритої пористості і абсолютної проникності (рис.1), які визначені на зразках керну. З діаграми бачимо, що зв'язок хаотичний. Так, наприклад, в діапазоні пористості 32%÷33% виділяється ділянка малої проникності $18 \cdot 10^{-3} \div 30 \cdot 10^{-3}$ мкм², а в межах пористості 27%÷29% проникність досягає $450 \cdot 10^{-3} \div 750 \cdot 10^{-3}$ мкм², у межах $K_p = 14\% \div 18\%$ проникність досягає $180 \cdot 10^{-3} \div 320 \cdot 10^{-3}$ мкм².



□ – ранжований ряд коефіцієнта пористості;
○ – значення коефіцієнта пористості

Рисунок 1 — Діаграма розподілу коефіцієнта пористості і коефіцієнта проникності

Встановлений характер розподілу вказує на те, що основний чинник, який зумовлює коефіцієнт проникності колекторів Семенівського родовища, є структура порового простору і характер взаємозв'язку з флюїдом. Об'єм порового простору, як бачимо з діаграми (рис. 1), не зумовлює проникність. За геофізичною інформацією також виділяються дві зони, які різняться не за літологічною характеристикою, а за ознаками структури порового простору. Розподіл густини гірських порід, визначених на зразках кернового матеріалу, представлено у вигляді гістограми на рис. 2а, для побудови якої використано 530 зразків. У зоні низьких значень густини від $1,45 \cdot 10^3 \div 2,0 \cdot 10^3$ кг/м³ виділяється асиметрична крива, яка підпорядковується

нормальному закону розподілу. У зоні високих значень немає чіткого характеру розподілу. Нормальний закон розподілу вказує на існування можливості характеризувати визначені оцінками генеральної сукупності для всього комплексу порід Семенівського родовища. Гістограму розподілу відкритої пористості, зображено на рис. 2б. На гістограмі чітко відображено нормальний закон розподілу коефіцієнта пористості в зоні високих значень (25-43%), а в зоні низьких значень розподіл характеризується значною варіацією, що вказує на його неоднорідність.

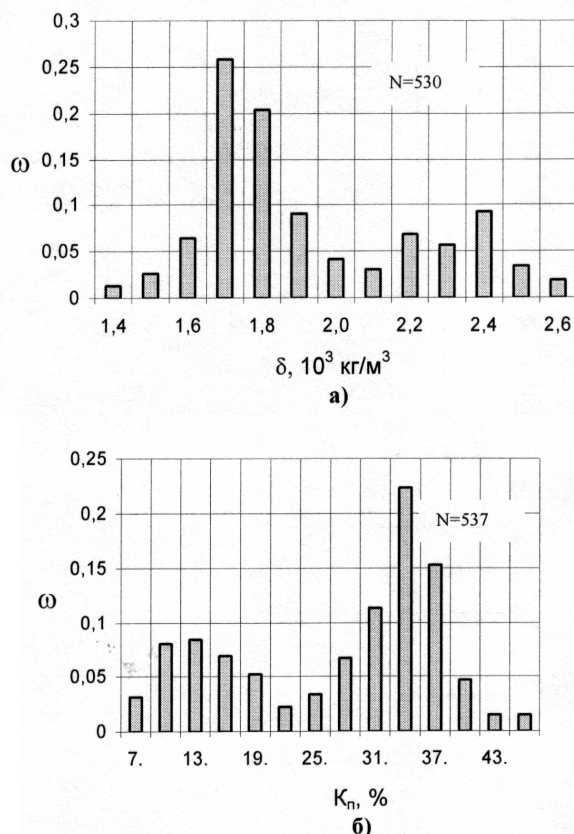


Рисунок 2 – Гістограма розподілу густини і пористості порід Семенівського родовища

На рис. 3 зображено гістограму розподілу об'єму залишкової води в поровому просторі колектора продуктивних пачок. Візуально бачимо, що виділяється не менше чотирьох компонент, які характеризують властивості ($K_{вз}$) гетерогенного середовища. Розглянемо можливості визначення параметрів кожної компоненти.

Для розв'язання поставленої задачі використаємо адитивну модель результатів вимірювань залишкової води [3]. Припустимо, що генеральна сукупність параметрів порід складається з N компонент. Кожна з них характеризується часткою α_i від загального об'єму і підпорядковуються нормальному закону, параметрами якого є m_i – середнє значення параметра і σ_i – дисперсія. Модель запишемо таким виразом:

$$\zeta(\xi(\bar{X})) = \sum_{i=1}^N \alpha_i \zeta_i(\xi), \quad (1)$$

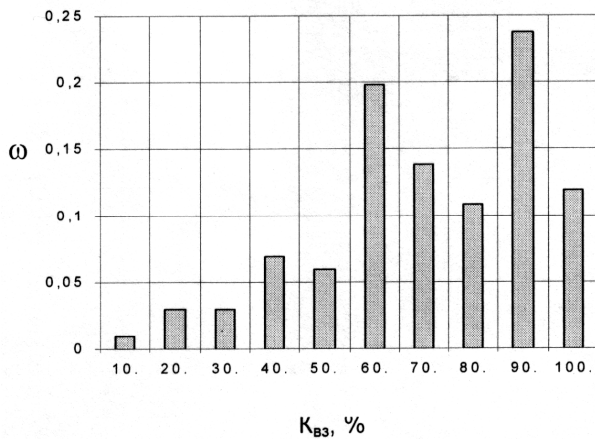


Рисунок 3 – Гістограма розподілу коефіцієнта залишкової води

$$\zeta_i(\xi) = \frac{1}{\sigma_i \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{(\xi - m_i)^2}{2\sigma_i^2} \right]. \quad (2)$$

Розглянемо граничні умови існування розв'язку поставленої задачі, тобто повинна виконуватись умова

$$\int_{-\infty}^{\infty} \zeta(\xi) d\xi = 1, \quad (3)$$

зумовленість якої пов'язана з рівнянням

$$\sum_{i=1}^N \alpha_i = 1. \quad (4)$$

Для розв'язку задачі (1), тобто визначення вектора $\vec{X}[\alpha_i, m_i, \sigma_i]$ скористаємося методами оптимізації. Представимо функціонал (1) виразом

$$F(\vec{X}) = \sum_{n=1}^m \left[\zeta^*(\xi_n) - \zeta_i(\xi_n(\vec{X})) + \left(1 - \sum_{i=1}^N \alpha_i \right) \right]^2 \rightarrow \min X \in E^4, \quad (5)$$

де $\zeta^*(\xi)$ – гістограма, що побудована за результатами вимірювань ξ керовного матеріалу.

Для визначення значень оптимального розв'язку функціонала $F(\vec{X})$ використаємо метод Ньютона. Відносна похибка сходження функціонала до мінімуму становить $\xi = 0,01$.

Проведені розрахунки дозволили виділити чотири компоненти з гетерогенної сукупності, які характеризуються за параметром m_i . Для першої компоненти ($K_{вз}$) – $m_1 = 24,5\%$, другої – $m_2 = 42,1\%$, третьої – $m_3 = 66,2\%$ і для четвертої компоненти – $m_4 = 91,4\%$.

Представлена інформація і проведені розрахунки вказують на існування чотирьох груп порід, які характеризуються однотипним зв'язком параметра порового простору і характеру насичення.

Розподіл колекторських властивостей K_n і $K_{вз}$ на різний компонентний склад підтверджує

гіпотезу про домінуючий вплив структури порового простору на фільтраційні властивості колектора.

Відома залежність коефіцієнта проникності від пористості $K_{np} = f(K_n, \varphi)$ характеризується невизначеністю, оскільки параметр φ , що залежить від діаметра, форми пор, звивистості математично неформалізований.

Проведемо аналіз результатів лабораторних досліджень керна і зробимо спробу непрямим шляхом дослідити параметри порового простору.

Характеристику колекторських властивостей будемо досліджувати за інформацією фізичних параметрів, які пов'язані з коефіцієнтом пористості. Розглянемо зв'язок фізичного параметра – густини породи з карбонатністю. Для фізичного параметра – густина – є одна головна особливість: густина не залежить від геометрії порового простору, а визначається тільки коефіцієнтом пористості і густиною твердої фази породи. Карбонатність породи має складнішу функцію зв'язку з колекторськими властивостями і зумовлює структуру порового простору. Дослідження зв'язку дозволить згрупувати зразки гірських порід. На рис. 4 бачимо дуже велику розбіжність параметрів такої сукупності. У зоні низьких значень (до 20%) спостерігається значне скупчення точок. Ця зона характеризує піщано-глинисті породи.

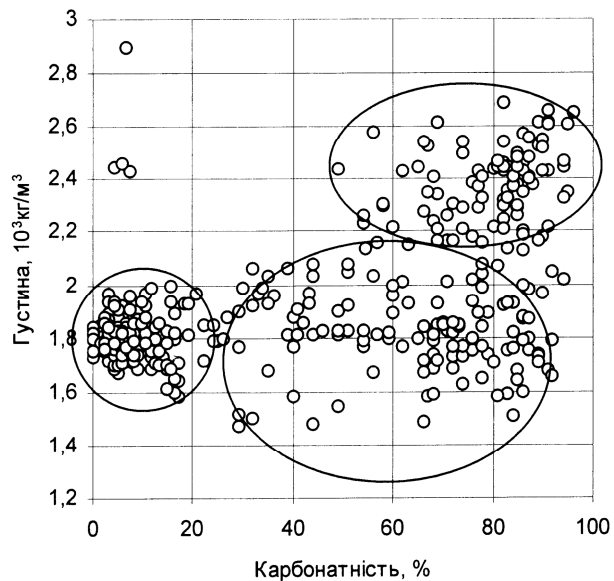


Рисунок 4 – Характеристика зв'язку карбонатності і густини порід продуктивного комплексу

Центральна зона вздовж осі карбонатності характеризує складний зв'язок порід малої густини з карбонатністю. Такий характер зв'язку вказує на присутність мікропорового простору в карбонатному скелеті, що притаманний вапнякам органогенним, детритовим, грубоуламкової структури. Для порід цієї групи буде спостерігатися значна розбіжність коефіцієнта залишкової води. У зоні високих значень густини $2,4 \cdot 10^3 \div 2,6 \cdot 10^3$ кг/м³ також спостерігається зна-

Таблиця 1 – Петрофізична характеристика щільних порід

№ св.	Інтервал, м	Густина, г/см ³	K _{п,від} , %	K _{пр} , 10 ⁻³ мкм ²	Порода
7	237-239	2,09	26,06	2,13	Мергель
7	220-222	2,58	5,14	0,13	Мергель
2	276	1,81	31,29	33,4	Мергель-глин.
3	230-232 (низ)	2,31	16,10	0,42	Мергель-глин.

Таблиця 2 – Петрофізична характеристика порід вапнякового комплексу

№ св.	Інтервал, м	Густина, г/см ³	K _{п,від} , %	K _{пр} , 10 ⁻³ мкм ²	K _{вз} , %	Порода
6	258-268(сер)	1,93	24,92	536	12,2	Вапняк
6	268-273	1,64	37,61	417	54,9	Вапняк органог.
6	273-276	1,79	32,01	68,3	51,2	Вапняк глин.
6	273-276	1,83	31,36	12,3	60,0	Вапняк глин.

чна розбіжність, яка вказує на домінуючий вплив структури порового простору на формування колекторських властивостей, а не карбонатності. У верхній частині, в зоні високих значень пористості і карбонатності, спостерігається збільшення щільності зв'язку. Породи цієї підгрупи характеризуються малоглинистими, щільними вапняками.

Складний взаємозв'язок розглянутих параметрів відображається в геофізичній інформації методу радіоактивного каротажу. На діаграмах відмічалися інтервали порід у свердловинах, де за низьких значень глинистості ($\Gamma = 3,2 \div 3,7$ н.у.о.) у вапняковому розрізі існують занижені значення нейтронної характеристики ($\Gamma_{\text{н}} = 1,18 \div 1,22$ у.о.), але за високих дебітів нафти. Цей факт нами пов'язується зі збільшенням мікротріщинуватості скелета, що призводить до збільшення розсіювання нейтронів внаслідок зростання вмісту залишкової води у скелеті породи за високих фільтраційних властивостей колекторів.

Породи теригенного складу – перша зона, характеризується відносно високою щільністю точок спостереження, що чітко вказує на те, що для кварцево-глинистих порід скелет породи немає мікротріщин і зміна густини виникає за рахунок вмісту глинистої фракції та діаметра уламків скелета. Ця модель була нами перевірена розрахунками за формулою Терцагі [4]

$$K_{np} = \varepsilon \frac{K_n^2 \cdot d^2}{(1 - K_n)^{2/3}}, \quad (6)$$

де d – діаметр сферичних частинок скелета.

Дослідження зв'язку параметра густини породи і карбонатності є ефективним засобом для загальної характеристики порового простору.

Вказана характеристика зв'язку $K_{np} = f(K_n)$ для комплексу продуктивних порід є невизначеним (рис.1), але на загальному фоні зростання K_n виділяються окремі літотипи порід, для яких щільність зв'язку значно збільшується і коефіцієнт кореляції становить $0,76 \div 0,88$. Це,

як правило, породи з подібною структурою порового простору – наприклад мергель (табл. 1).

Розподіл коефіцієнта залишкового водонасичення (рис. 3) вказує на існування багатоконпонентного, за структурою порового простору, геологічного середовища. Зв'язок коефіцієнта залишкового водонасичення і коефіцієнта пористості має дуже високі варіації для порід вапнякового комплексу (табл. 2)

У таблиці бачимо, що варіація за об'ємом порового простору невисока, а варіація за проникністю і залишкової водонасиченності – значно збільшена. За різних значень $K_{вз}$ зразки мають однакову проникність і навпаки, за однакової характеристики залишкового водонасичення різко змінюється проникність. Цей приклад підтверджує різне співвідношення гранулярної і мікротріщинуватої структури порового простору.

Характеристика дисперсності породи визначається глинистістю. У лабораторних умовах використовувався метод гранулометрії. Діаметр частинок глинистої породи менший, ніж діаметр сита 0,01 мм. Аналіз зв'язку дисперсності породи ($C_{2л}$) з параметрами, що характеризують колекторські властивості ($K_{неід}$, $K_{неф}$, $K_{вз}$) вказує на те, що у продуктивному розрізі виділяються інтервали, для яких за низьких значень $C_{2л}$ відносно високе залишкове водонасичення і висока проникність. Така характеристика підтверджує наявність мікротріщинуватості карбонатного цементу. Вапняки оолітового типу за рахунок щільності окремих частинок мають стандартну характеристику зв'язку $K_{вз}$ і $C_{2л}$, тобто пропорційне зростання залишкової води від вмісту дисперсної фракції, а відкрита пористість пов'язана з міжгранулярним простором.

У роботі, на прикладі Семенівського родовища, показана можливість ідентифікації порід теригенно-карбонатного складу за параметрами порового простору на основі аналізу геофізичної та петрофізичної інформації. Вибір одних фізичних властивостей і відповідність до них геологічних чинників, які зумовлюють структурні властивості колектора дозволяє, з певною імовірністю,

стверджувати, що сукупність характеризується однаковими коефіцієнтами рівнянь визначення коефіцієнту проникності.

Вибраний шлях не є єдиним для ідентифікації порід. Підходи можуть змінюватися і розширюватися за наявності додаткової інформації, але запропонований напрямок аналізу для ідентифікації буде впроваджуватись у побудові фільтраційно-ємнісних моделей нафтогазових родовищ України.

Література

1. Иванов В.А., Храмова В.Г., Дияров Д.О. Структура порового пространства коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1974. – С. 97.

ної рідини розриву пласта за американською методикою АНІ [1], та аналізи результатів моде-

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

3. Старостин В.А. Разделение сложных статистических совокупностей и поиск параметров слагающих компонент // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений – Львов, 1979. – №16. – С. 17-20.

4. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. – Л.: Недра. 1985. – С. 240.

УДК 553.981

ВИЗНАЧЕННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ВТРАТ РІДИНИ ГІДРОРОЗРИВУ

С.В.Верле, Ф.М.Бурмич

ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта”, 76019 м. Івано-Франківськ, пл. Північний бульвар ім. Пушкіна, 2, тел./факс: (03422) 776140, тел. (03422) 776149, e-mail: grp@cndl.ukrnapta.ukrtel.net

Разработана методика определения фильтрационных потерь жидкости гидроразрыва собственного и зарубежного производства на установке УИПК. Приведены результаты полученных по предложенной методике значений коэффициентов фильтрационных потерь и проведено их сравнение с коэффициентами, полученными по методике АНИ по Baroid.

The technique of filtration losses determination of fracturing liquid of domestic and foreign production with plant UIPK is developed. The results of obtained significations coefficients of filtration losses by offered technique are given and made their comparison with obtained coefficients by technique of American Scientific Institute (ASI) by Baroid.

Проблема контролю за процесом потужного гідророзриву пласта (ПГРП) та інтерпретації перебігу процесу при цьому є однією з ключових для забезпечення його високої ефективності, що є неможливим без визначення величини фільтраційних втрат технологічної рідини розриву в самому пласті.

Основні вимоги до рідин для гідророзриву в піщано-алевролітових породах полягають у забезпеченні розкриття і розвитку тріщини до ширини, достатньої для введення заданої кількості закріплювача тріщин (піску чи пропанту), забезпеченні транспортування закріплювача по тріщині і максимально можливого збереження проникності порід у пласті. На величину розкриття тріщини істотно впливають реологічні властивості рідин та фільтраційні втрати рідини в породу через стінки тріщини.

Для оцінки величини фільтраційних втрат рідини застосовується два параметри – коефіцієнт фільтраційних часових втрат (C_w) та коефіцієнт фільтраційних миттєвих втрат (S_p) рідини.

Опрацьовані основні методичні підходи визначення величин фільтраційних втрат технологічної рідини: визначення коефіцієнта фільтраційних часових втрат (C_w) та коефіцієнта фільтраційних миттєвих втрат (S_p) технологіч-

лювання технологічних процесів ПГРП за американською програмою MFrac-II, і аналізи результатів з уже проведених робіт з використанням цих рідин.

Фірмою „Кліарвотер”, в якій закуплено реагенти для приготування водного гелю, надані обмежені дані про величини названих коефіцієнтів для колекторів родовищ США, тому необхідно додатково дослідити їх також для колекторів родовищ України.

Внаслідок високої вартості проведення гідророзриву на родовищах України з використанням водного гелю фірми „Кліарвотер” поставлено завдання здешевити його проведення шляхом розробки технологічних рідин власного виробництва. Для нових рідин також потрібно визначити коефіцієнти фільтраційних втрат, для чого необхідно провести власні їх дослідження.

Для реалізації цього завдання застосовується власна методика розрахунку коефіцієнтів фільтраційних втрат рідини в пласті за відомими реологічними показниками та параметрами зразків продуктивних пластів, що досліджуються. Вона базується на методиці, яка розроблена АНІ.