

Наука — виробництву

УДК 550.832

ФІЛЬТРАЦІЙНА МОДЕЛЬ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ ЯК КРИТЕРІЙ КОНТРОЛЮ ВИЯВЛЕННЯ ПРОПУЩЕНИХ ПРОДУКТИВНИХ ІНТЕРВАЛІВ

В.А. Старостін, Р.І. Нагорняк

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727123,
e-mail: geophys@nuing.edu.ua

Визначення інтервалів пропущених пластів, виділених при проведенні переінтерпретації попередніх геофізичних матеріалів на завершальній стадії розробки нафтогазових родовищ потребує перевірки достовірності наявності цих пластів. Виділення пропущених пластів забезпечує збільшення видобування вуглеводнів, що представляє важливий інтерес для нафтогазової промисловості. Пласти-колектори, які можуть бути пропущені на етапі первинної інтерпретації, в більшості випадків характеризуються складною будовою порового простору, полімінеральним складом скелету породи, дисперсною фракцією породи та ін. Такого роду породи характеризуються невизначеністю зв'язку між геологічними і фізичними параметрами. Геологічні параметри не завжди відображаються у фізичному полі, яке реєструється геофізичними вимірювальними приладами у свердловинах. Така ситуація призводить до ускладнень при визначенні характеру насичення порід-колекторів, а як наслідок їх пропущення у розрізі свердловини. Авторами статті пропонується критерій оцінки достовірності виявлення пропущених пластів-колекторів на основі побудови фільтраційної моделі, за даними геофізичних досліджень, та визначення розбіжностей дебетів реальних і теоретично розрахованих на свердловині. Результати досліджень підтверджені фактичним матеріалом та графічними побудовами.

Ключові слова: родовище, свердловина, пласт-колектор, фільтраційна модель, проникність, пористість.

Определение интервалов пропущенных пластов выделенных при проведении переинтерпретации предыдущих геофизических материалов на завершающей стадии разработки нефтегазовых месторождений требует проверки достоверности наличия этих пластов. Выделение пропущенных пластов обеспечивает увеличение добычи углеводородов, представляет важный интерес для нефтегазовой промышленности. Пласты-коллекторы, которые могут быть пропущены на этапе первичной интерпретации, в большинстве случаев характеризуются сложным строением порового пространства, полиминеральные составом скелета породы, дисперсной фракцией породы и др. Такого рода породы характеризуются неопределенностью связи между геологическими и физическими параметрами. Геологические параметры не всегда отражаются в физическом поле, которое регистрируется геофизическими измерительными приборами в скважинах. Такая ситуация приводит к осложнениям при определении характера насыщения пород-коллекторов, а как следствие их пропуска в разрезе скважины. Авторами статьи предлагается критерий оценки достоверности обнаружения пропущенных пластов-коллекторов на основе построения фильтрационной модели, по данным геофизических исследований, и определения разногласий дебетов реальных и теоретически рассчитанных на скважине. Результаты исследований подтверждены фактическим материалом и графическими построениями.

Ключевые слова: месторождение, скважина, пласт-коллектор, фильтрационная модель, проницаемость, пористость.

The determination of intervals of missed layers that were identified during the re-interpretation of previous geophysical data at the final stage of oil and gas field development requires these layers presence check. The missed layers identification provides increase of production of hydrocarbons, which is of great interest for the oil and gas industry. The reservoirs that can be missed in the initial stage of interpretation, in most cases, are characterized by a complex structure of the pore space, polymineral structure of rock matrix, dispersed fraction of rocks etc. These rock types are characterized by relation uncertainty between geological and physical parameters. The geological parameters are not always reflected in the physical field that is recorded by the well geophysical tools. Such a situation leads to complications in determining the saturation nature of reservoir rocks and, therefore, their omission in well cross-section. The authors of the article developed an identification reliability assessing criterion of the missed reservoirs based on constructing filtration models that are built according to the geophysical

surveys and determination of the differences between real and theoretically calculated well flow rates. The study results were proved by factual material and graphical constructions.

Key words: field, well, reservoir, filtration model, permeability, porosity.

Значна кількість нафтових і газових родовищ України знаходиться на завершальній стадії розробки, для яких характерна невідповідність розрахованих значень дебетів продуктивних пластів в межах розвіданих інтервалів і реально отриманих. Однією з причин може бути наявність неврахованих або пропущених продуктивних прошарків. Розв'язку задач з виявлення причин невідповідності сприяє розробка нових методологічних засад для аналізу характеру насичення пластів. Використання нових методичних підходів дасть можливість спрямувати дослідження на виділення пропущених продуктивних пластів у свердловинах старого фонду. Виділення пропущених пластів дасть змогу збільшити видобуток вуглеводнів, що є дуже актуальною задачею у теперішній час. Наша робота полягає у розробці критерію оцінки достовірності виявлених пропущених пластів-колекторів при переінтерпретації геофізичної інформації у свердловинах на нафтовому родовищі.

За геологічною характеристикою колектори нафти і газу, які можуть бути пропущені на етапі первинної інтерпретації, в більшості випадків характеризуються складною будовою порового простору, полімінеральним складом скелету та дисперсною фракцією породи. Колектори із складною будовою характеризуються невизначеністю зв'язку між геологічними і фізичними параметрами. Геологічні параметри не завжди відображаються у фізичному полі, яке реєструється геофізичними вимірювальними приладами у свердловинах. Така ситуація призводить до ускладнень при визначенні характеру насичення порід-колекторів.

Використання існуючих технологій геофізичних досліджень і алгоритмів інтерпретації не завжди дає змогу ефективно визначати продуктивність покладів, що обумовило необхідність створення системи переоцінки результатів інтерпретації геофізичної інформації на базі комплексного аналізу петрофізичних, геофізичних даних та гідродинамічних досліджень. Для розв'язання цієї задачі насамперед поставимо питання: які фактори можуть призвести до подібних явищ?

Інтерпретація геофізичної інформації, яка забезпечує складання висновку з характеристики насичення і рекомендацій випробування продуктивної товщі, є неоднозначною, як і всі обернені задачі геофізичних досліджень. Способи та методики інтерпретації результатів ГДС тісно пов'язані з петрофізичним обґрунтуванням процедури визначення фільтраційно-емнісних характеристик продуктивних покладів. Для порід-колекторів складної геологічної будови отримання петрофізичного обґрунтування є трудомістким процесом обумовленим нестандартністю відображення геологічних параметрів у геофізичних полях. Обґрунтоване розширення методико-технологічних основ фі-

зико-геологічного моделювання, особливо для розрізів з складною будовою колекторів, може значною мірою підвищити достовірність вирішення геологічних задач з використанням геофізичної інформації.

Породи-колектори, які представляють основний інтерес при дослідженні та розробці нафтогазових родовищ, є складними дисперсними системами. Аспекти, що обумовлюють складність цих систем поділяються нами на дві групи. До першої групи відноситься різноманітність мінерального складу скелету породи і форм співіснування уламкових частинок. До другої – відноситься характеристика структури і геометрії порового простору, а також зв'язок поверхні твердої частинки породи з флюїдом, що насичує поровий простір.

Основною практичною задачею дослідження колекторів є визначення відображення його параметрів у фізичних полях: пружної деформації, електричного, іонізуючого, теплового, електромагнітного. Вирішення кола цих задач здійснюється за допомогою методів математичної фізики і можливо за умови прийняття граничних значень фізичних властивостей геологічного об'єкту. Практично усі фізичні властивості пористої породи повинні визначатися достатньо обмеженою кількістю факторів, до яких відносяться особливості взаємодії фаз у системі гірська порода – рідина, що насичує її, структура порового простору і властивості мінерального скелету. Якщо припустити, що структура порового простору – це пористість, питома поверхня і геометрія пор, то тоді основним фактором, який визначає практично фізичні властивості породи-колектора є структура порового простору. Пористість і питома поверхня мають реальну фізичну природу, і тому є можливістю визначати їх кількісні параметри. Проблема стоїть у тому, щоб знайти кількісну характеристику параметру геометрії пор. Рішення цієї задачі дало б змогу визначати усі фізичні властивості породи за даними про її пористість, питому поверхню, геометрію пор і за характеристикою мінерального складу скелету. Однак практичне визначення цих параметрів таким чином на цей час ускладнено.

Отже, на геофізичні поля, що обумовлені фізичними властивостями порід впливають дві групи параметрів: це – мінералогічні властивості твердої фази породи та структурні параметри порового простору. З цього приводу рішення задачі з визначення колекторських властивостей і характеру насичення продуктивних порід методами геофізичних досліджень свердловин відносяться до багатопараметричних задач, які характеризуються неоднозначністю отриманого геологічного рішення. Неоднозначність отриманого геологічного рішення і є загальною причиною пропускання продуктивних пластів. Тобто отримане рішення може характеризувати пласт як непродуктивний, хоча в дійсності він

продуктивний. Параметри, що описують пласт повністю, співпадають з отриманою геофізичною інформацією при рішенні прямої задачі на моделі пласта. Отримана інформація з продуктивності пласта є одним з еквівалентних рішень. Тобто зроблений хибний висновок про характер насичення пласта може бути об'єктивно обґрунтований існуючими причинами.

Питанню виділення пропущених пластів приділено багато уваги геологічними і геофізичними підрозділами нафтогазової промисловості. Наведемо причини пропуску продуктивних пластів:

1. Пропуск продуктивного пласта виникає за рахунок звичайної помилки. Існування такої причини малоімовірно, оскільки існує система контролю результатів інтерпретації з боку геофізичних підрозділів і замовника геофізичних робіт. Як відомо існує зворотній зв'язок замовника з геофізичним інтерпретаційним відділом, внаслідок чого проводиться перевірка випадкових помилок. Якщо випадковість пропуску пласта існує, то вона не систематична і не впливає на загальну достовірність виділення пластів.

2. Пропуск продуктивного пласта обумовлений недосконалістю методологічних способів обробки комплексу результатів геофізичних досліджень свердловин. Розглянуті причини неоднозначності рішення геологічної задачі вказують на те, що для підвищення достовірності рішення необхідно використати інформацію, яку можна отримати при проведенні дослідження у свердловинах додатковими методами. Прикладів, обумовлених цією причиною, можна навести багато. Дослідження ємнісних властивостей порід-колекторів, представлених породами поліміктового складу з вторинною пілітизацією, методами нейтронного каротажу ускладнюється за рахунок впливу підвищеної товщини подвійного електричного шару. Колекторські властивості в цьому випадку будуть завищені. Використання методу акустичного каротажу при дослідженні такого типу колекторів також ускладнюється. Вторинна пілітизація порушує щільність акустичного контакту між уламками твердої частини породи, що зменшує швидкість проходження пружних хвиль. За умови локальної появи вторинної пілітизації, методичними операціями виявити і врахувати цю особливість неможливо. Отримання достовірної інформації для прикладу, що розглядається, можливе з використанням методу густинного гамма-гамма каротажу. На густину породи не впливає вторинна пілітизація, тому, при дослідженні подібних інтервалів пропонуємо надавати перевагу методу ГТК-Г і рекомендуємо включити його у геофізичний комплекс досліджень свердловин. Розширення комплексу методів ГДС зменшить імовірність пропуску продуктивних пластів.

Виділення продуктивних пластів у низькоомних геологічних розрізах свердловин є дуже актуальною проблемою. Відомі випадки, коли при значеннях опору 2-3 Ом·м пласт виявлявся насиченим вуглеводнями. Зменшити імовірність випадкових похибок можливо тільки за

рахунок проведення додаткових вимірювань електропровідності. Перспективним у цьому напрямку є впровадження методів різночастотних електромагнітних досліджень електропровідності гірських порід. Існуюча апаратура ВІ-КІЗ дає змогу включити ці методи у загальний комплекс.

Дослідження низькоомних колекторів, які проводяться у лабораторних умовах, мають відповідну доцільність. Такі дослідження можуть підтвердити існуючу фізико-геологічну модель електропровідності порід або запропонувати ще один із варіантів моделі локальної геологічної ситуації. Дослідження необхідно проводити у напрямку удосконалення систем спостереження при вимірюванні електропровідності порід у свердловині. Пояснення цих обставин зумовлено неадекватністю методик вимірювань у свердловинах і лабораторних умовах [1]. Детального аналізу цієї проблеми у нашій роботі не передбачено. Необхідно зауважити, що зменшення імовірності пропуску продуктивних пластів для низькоомного розрізу можливо тільки на основі удосконалення комплексу геофізичних досліджень.

3. Пропуск продуктивних пластів пов'язаний з впливом умов буріння. Технологія проведення буріння суттєво впливає на присвердловинну частину пласта і формує параметри зони проникнення. Існує багато прикладів вторинного розкриття пластів і розкриття пластів після тривалого періоду виходу свердловини з буріння, які свідчать про їх високу продуктивність. Наприклад, на Рибальській площі проведені випробування пропущених пластів, які виявленні приблизно через десять років після буріння за інформацією методу імпульсного нейтронного каротажу. Встановлено високу продуктивність цих пластів. Дослідження процесу зміни властивостей зони проникнення проводяться багатьма науковими і виробничими підрозділами. На нашу думку вирішення задачі визначення можливих причин пропуску продуктивних пластів, на які впливають умови буріння, необхідно проводити у процесі розкриття пластів на основі проведення додаткових вимірювань у свердловинах. Попередні дослідження [2] дає змогу нам рекомендувати алгоритм використання техногенних джерел температури для контролю ефективності розкриття пласта.

4. Пропуск продуктивних пластів у розрізах свердловин, представлених складнопобудованими колекторами. Розв'язання цієї задачі пов'язано з необхідністю вирішення методико-технологічних проблем проведення досліджень і побудови фізико-геологічної моделі геологічного середовища на основі фізичних параметрів пластів, які вимірюються у свердловині. Використання фізико-геологічних моделей – є системним підходом до інтерпретації геофізичної інформації.

Системне петрофізичне моделювання є напрямком, який дає можливість створювати інтерпретаційні комплексні моделі. Комплексний підхід для побудови інтерпретаційної моделі є

також методологічним інструментом, але як зауважує М. М. Елланський [3] його використання для складних, слабоорганізованих, дифузійних систем досліджено недостатньо. Так комплексний підхід, об'єднує різномірну інформацію і дозволяє отримати детальніший опис геологічного об'єкту. Але при цьому різномірна інформація складається адитивно, тобто сумарна інформація дорівнює сумі інформації від джерел, які використанні. Загалом покращується кількісна інформація. При системному підході інформація від різних джерел складається не адитивно, а емерджентно. Це означає, що отримана внаслідок системного підходу сумарна інформація змінюється стрибкоподібно з новими якісними змінами. Іншими словами, інформація, яка утворюється при системному підході, сумарно змінюється не тільки кількісно, але і якісно.

Геологічний простір є цілісним матеріальним об'єктом, який характеризується великою кількістю геологічних і фізичних параметрів, що знаходяться у співвідношеннях і взаємозв'язках між собою, і складають цілісну систему. З цього погляду системне петрофізичне моделювання спрямовано на отримання інтерпретаційної моделі.

Для уникнення пропуску продуктивних пластів-колекторів складної будови необхідно вирішувати задачі у двох напрямках – удосконалення методик проведення вимірів у свердловинах і фізико-геологічне моделювання порід-колекторів.

Розглянуті основні чинники пропуску продуктивних пластів спрямовують наші дослідження на проведення аналізу геофізичних досліджень та побудову фільтраційної моделі родовища, яка дає змогу досліджувати просторове положення пропущених пластів і виявити зону заміщення пісковиків алевролітами. Достовірність виявлення пропущених пластів на основі переінтерпретації даних ГДС нами рекомендується перевіряти за визначеннями розбіжностей реальних і розрахованих дебетів роботи свердловини. Розрахунки величин дебетів проводяться за даними побудованої фільтраційної моделі. Такий підхід поєднує два інформаційні поля – це результати геолого-геофізичних досліджень свердловин та результати випробувань і експлуатації родовища.

Величина розбіжності розрахованих за фільтраційною моделлю і реальних дебетів свердловини приймається нами як критерій (A) оцінки достовірності виявлення пропущених пластів.

$$A = Q^P - Q^T, \quad (1)$$

де Q^P і Q^T – реальні і розраховані дебети свердловини, у якій виявлено пропущений пласт.

Q^T розраховується за інформацією побудованої фільтраційної моделі, без врахування пропущених пластів.

Значення критерію A вказує на достовірність виявлення пропущених пластів. Якщо

$A > 0$, то імовірність виділення висока, при $A \leq 0$ імовірність виділення пластів дуже мала. Наявність виділених пропущених пластів малоімовірна. Відносно менші дебети реальних можливих можна пояснити низькою ефективністю розкриття пластів або у випадку, коли виявлені пропущені пласти не входять в загальну зону фільтру (інтервалу перфорації).

Така постановка задачі вимагає ретельних досліджень методів використання геофізичної інформації для побудови фільтраційної моделі родовища. Методологічний підхід для оцінки достовірності виявлених пропущених пластів у статті розглядається на прикладі Пасічнянського нафтового родовища. Розглянемо загальну літолого-петрофізичну характеристику продуктивних порід цього родовища.

Продуктивний розріз порід Пасічнянського родовища представлений менілітовою світою олігоцену і вигодською світою еоцену. Основні запаси нафти і газу родовища зосереджені у мінілітовій світі, де виділяється три продуктивних горизонти.

Колекторами нафти і газу є пісковики і алевроліти, які мають тонкошарувату будову. Потужність пластів коливається у межах від 1,6 м до 5,6 м. Пісковики і алевроліти за своїм мінералогічним складом, цементуючим матеріалом практично не відрізняються між собою. Пісковики сірі, темно-сірі, міцні, кварцові, дрібно-, середньо- і різнозернисті, з алевропсамітовою або псамітовою структурою. Уламкова частина пісковиків складається з зерен кварцу ламаної форми, серед яких зустрічаються окремі зерна польових шпатів, філітів. Переважають пісковики дрібнозернистого типу. Тільки в першому продуктивному горизонті (середньоменілітова підсвіта) дещо збільшується кількість зерен середнього розміру. Тип цементу поровий, плівково-поровий, ущільнений, регенераційний та базальний. Цементуючий матеріал глинистий, карбонатний, кремністий або комбінований з різним співвідношенням складників. При регенераційному типі цементуючий матеріал представлений кварцом. Особливістю пісковиків є підвищення ступені окатаності із збільшенням розміру зерен. У породах-колекторах переважає глинистий цементуючий матеріал. Кількість цементуючого матеріалу невелика.

Алевроліти сірі, темно-сірі, міцні, кварцові, грубо-різнозернисті, з псамоалевролітовою і алевролітовою структурою, мікрошаруватої, рідше тонкошаруватої текстури. Цемент порово-базальний, базальний, карбонатний. Глинисто-карбонатний, інколи карбонатно-кремністий. Крім пісковиків і алевролітів серед порід, які можуть бути колекторами, інколи зустрічаються прошарки гравелітів (I і II продуктивний горизонт). Гравеліти темно-сірі, поліміктові, міцні, із карбонатним цементом. Уламки порід розподіляються нерівномірно, прошарками, мають округлену або напівкруглену форму грубого піщаного і дрібно гравійного розміру. Представлені переважно філітами серицитохлоритового і кварц-хлорито-серицитового складу. Заповнююча речовина представлена

зернами уламкового кварцу напівокруглої форми грубо-алевролітового і дрібнозернистого розміру. Цементуючий матеріал представлений карбонатами.

Вигодська світа у верхній частині складена сильно вапнистими пісковиками і алевролітами з прошарками вапняків і мергелів, в нижній – тонкоритмічним чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів.

Пісковики сірі, темно-сірі, міцні, дрібнозернисті, органогенно-алевропсамитової структури, хаотичної або мікрошаруватої текстури. Уламкова частина представлена кварцом і органічними залишками. Цемент карбонатний і глинисто-карбонатний порового, контактово-порового і базального типів.

Аргіліти продуктивних горизонтів менілітової світи темно-сірі, бурувато-чорні, чорні, у відкладах першого продуктивного горизонту карбонатні, в решті розрізу переважно низькокарбонатні. Порода складена поліморфним глинистим матеріалом, насиченим яскраво бурую органічною речовиною, в різній кількості зустрічаються зерна кварцу. Крім них зустрічаються місцями утворення халцедону з мікрокрапленнями піриту.

Вивчення колекторських властивостей порід продуктивного комплексу проводилось за інформацією з лабораторних досліджень керну. Відбір керну на Пасічнянському родовищі проводився в невеликому обсязі. Винос керну із продуктивних горизонтів коливався в межах від 0,3% до 53%, а винос піщано-алевролітових порід був ще меншим. Безпосередньо із продуктивного горизонту направлено на аналіз фізичних властивостей 31 взірець керну. За своїми властивостями це переважно щільні низькопористі, низькопроникні породи, але серед зразків зустрічались пісковики-колектори. Із першого продуктивного горизонту є декілька взірців керну з пористістю 15,2% і проникністю $27,2 \cdot 10^{-3}$ мкм². З другого продуктивного горизонту є два взірці з кондиційними значеннями ($K_n=10,0-10,9\%$, $K_{np}=0,20 \cdot 10^{-3}$ мкм²) параметрів. У третьому продуктивному горизонті відібрано шість взірців з кондиційними значеннями параметрів ($K_n=10,9-17,3\%$, $K_{np}=2,13-12,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Решта взірців керну представлено низькопористими, слабопроникними різновидами кернового матеріалу з пористістю від 2% до 6,7% і проникністю від $0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Карбонатність піщано-алевролітових порід у менілітових відкладах, як правило невисока і рідко перевищує 10%. У вигодській світі щільні пісковики і алевроліти висококарбонатні і можуть місцями переходити у вапняки з домішками уламкового матеріалу.

Як бачимо складна будова геологічного розрізу Пасічнянського родовища, значні глибини продуктивних відкладів не сприяли збільшенню відбору керну. Обмеженість інформації з дослідження кернового матеріалу призводить до необхідності використання додаткової інформації аналогічних досліджень з інших нафтогазових родовищ.

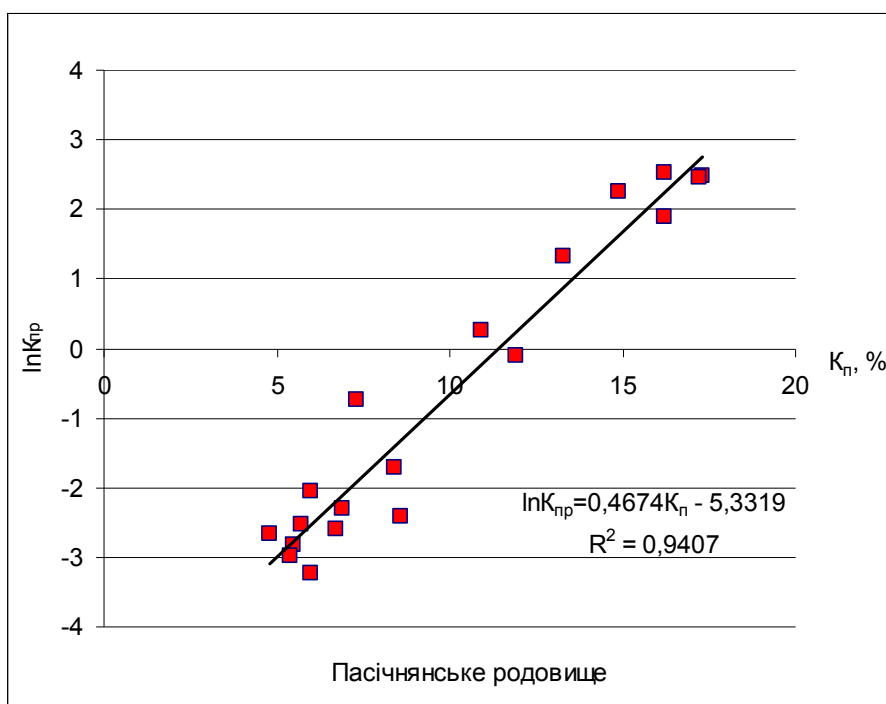
Використовуючи петрофізичну інформацію досліджень кернового матеріалу, побудована залежність $K_{np}=f(K_n)$ для порід-колекторів мінілітової світи Пасічнянського родовища, яка описується рівнянням $\ln K_{np}=0,467 \cdot K_n - 5,33$. Коефіцієнт кореляції дорівнює 0,94 (рис. 1, а), що свідчить про досить високу щільність зв'язку цих параметрів.

При побудові залежності не використовувались взірці керну для яких K_n і K_{np} знаходяться за межею кондиційних значень. Отримана залежність вказує на те, що розріз представлений породами-колекторами з низькими фільтраційними властивостями. Для порівняння і дослідження особливостей колекторських властивостей розглянемо залежність $K_{np}=f(K_n)$ для мінілітових відкладів Битківського родовища (рис. 1, б). Залежність також характеризується високою щільністю зв'язку. Характерною особливістю при порівнянні рівнянь регресії є те, що лінії регресії двох рівнянь майже паралельні. Такий взаємозв'язок вказує на те, що породи характеризуються подібними літологічним типом та геометричними параметрами порового простору. Породи Битківського родовища мають підвищені фільтраційні властивості, на що вказує рівняння зв'язку (рис. 1, б).

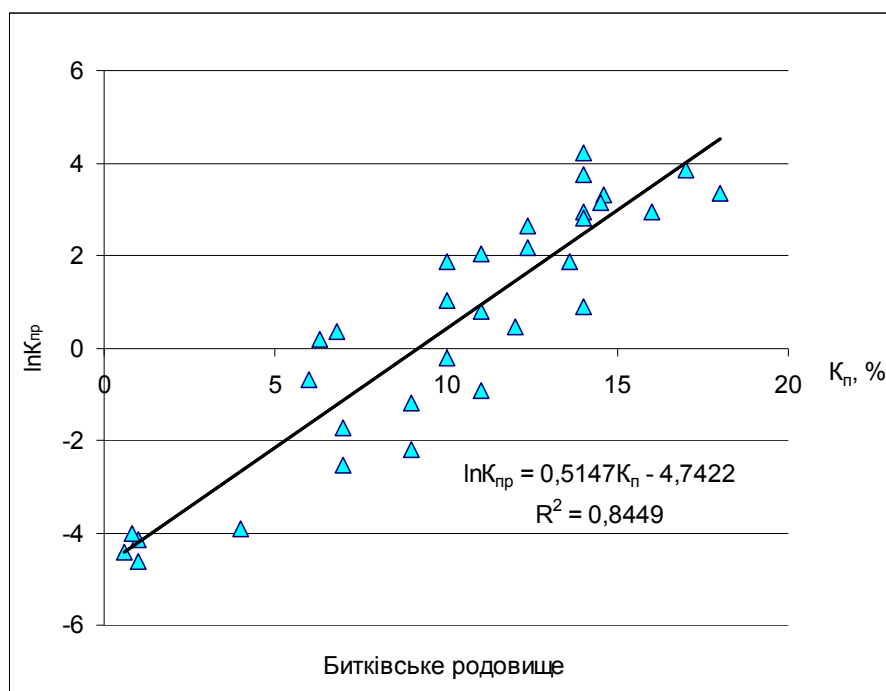
Нами проведено аналіз зв'язку коефіцієнтів проникності і пористості породи для сукупної колекції теригенних порід ДДЗ. В колекцію залучені результати досліджень керну, які відібрані з свердловин Кулічійського, Абазовського, Тимофіївського, Розпашнівського та Березовського нафтогазових родовищ. На рисунку 2 представлена залежність, яка побудована для вибраної колекції теригенних порід-колекторів. Вона характеризується широким діапазоном зміни фільтраційних властивостей. Співставлення рівнянь (рис. 2) встановлених залежностей вказує на паралельність ліній регресії, що підтверджує ідентичний характер взаємозв'язку K_n і K_{np} . Такий характер зміни положення лінії регресії у напрямку зростання пористості вказує на погіршення фільтраційних властивостей при однакових колекторських властивостях за рахунок зменшення діаметру пор і зміни геометрії порового простору.

Проведений аналіз підтверджує те, що вибірка взірців для Пасічнянського родовища є правомірною для дослідження проникності на цьому родовищі. Враховуючи локальний характер геологічних особливостей площі необхідно врахувати структуру порового простору при встановленні зв'язку геофізичних параметрів і проникності.

Дослідження Шейдегера А. Е., 1960 р., Енгельгардта В., 1964 р., Коллінза Р., 1964 р., Ханіна А. А., 1969 р., Храмова В. Г., 1971 р., Баренблатта Г. І., 1984 р вказують на те, що основним фактором, який обумовлює проникність гірських порід є пористість і структура порового простору. Характеристика структури порового простору обумовлена складним співвідношенням різних структурних факторів. До основних факторів можна віднести розмір пор та їх форму, шляхи з'єднання між порами,



а)



б)

Рисунок 1 – Залежність логарифму коефіцієнта проникності від коефіцієнта пористості породи

властивості порових стінок, кількість великих і малих пор, їх співвідношення та ін. Значна кількість структурних параметрів і складність їх визначення зумовлює необхідність вибору інтегральних параметрів для характеристики властивостей порового простору. Інтегральний параметр характеристики порового простору, який задовільняє в першому наближенні умовам механіки суцільних середовищ є відкрита та загальна пористість.

Дослідження руху неоднорідної рідини у поровому просторі вказує на те, що структура порового простору має основний вплив на розподіл фаз рідини і динаміку зв'язку між скелетом породи і рідиною, яка насичує колектор. Характеристика зв'язку структури порового простору з флюїдом є додатковою інформацією, яка також описується інтегральним параметром – ефективною пористістю. Таким чином, для характеристики структури порового простору

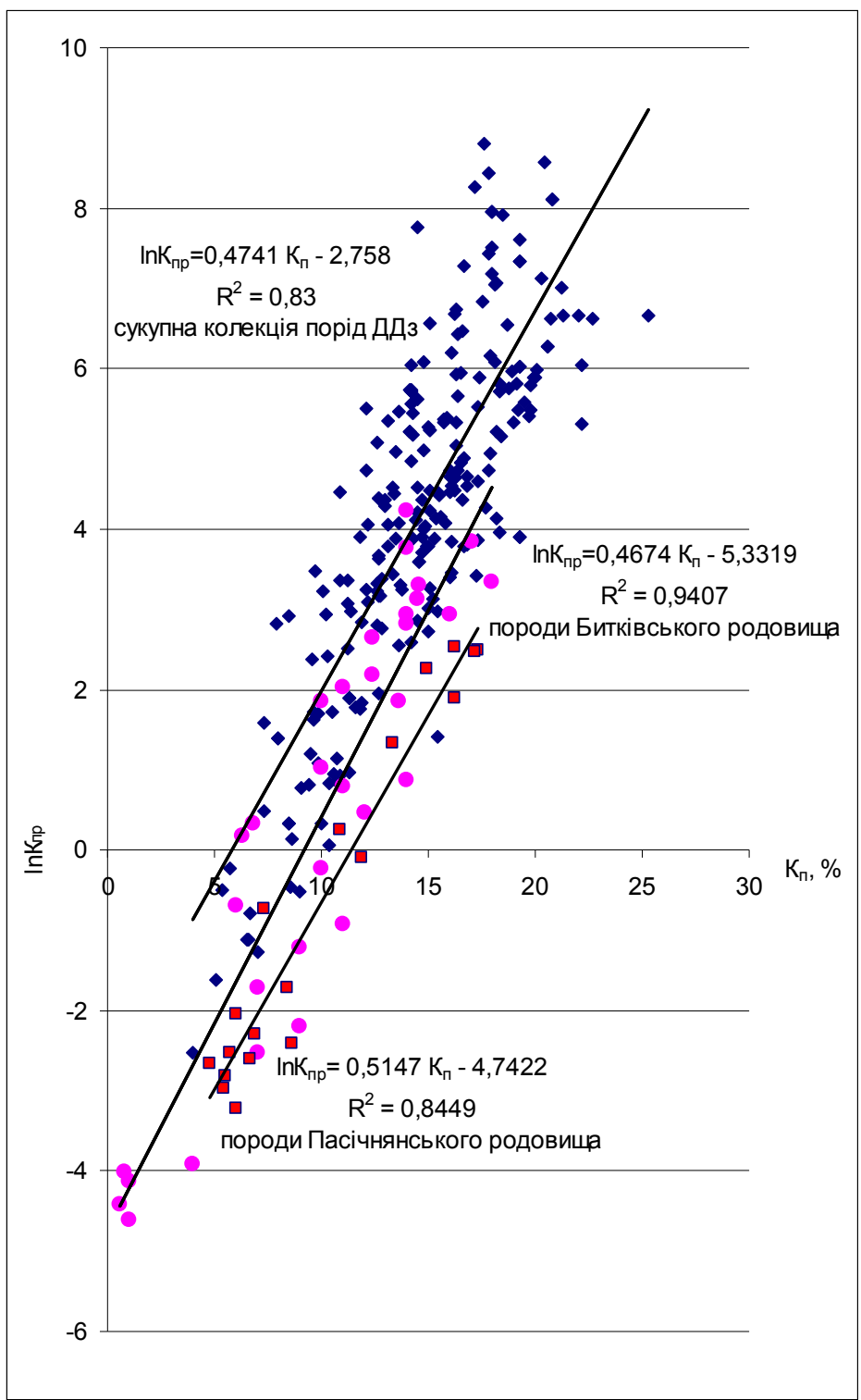


Рисунок 2 – Залежність логарифму коефіцієнта проникності від коефіцієнта пористості породи

тору широко застосовують інтегральні параметри – відкриту та ефективну пористість, які використовують їх для опису фільтраційних властивостей колектора.

Використання інтегральних характеристик структури порового простору колектора для побудови емпіричних залежностей з геофізичними параметрами дає можливість застосування встановлених зв'язків тільки для локального

геологічного об'єкта, який описується однаковиими геометричними параметрами порового простору.

Застосуванню геофізичних методів для визначення коефіцієнта проникності приділялося багато уваги. Геофізична інформація при визначенні коефіцієнта проникності дає змогу скласти диференційну модель фільтраційної характеристики продуктивних покладів. На

сьогоднішній день запропонована значна кількість методів визначення коефіцієнта проникності (Морозов Г. С., Султанов С. А., Добринін В. М., Дахнов В. Ю., Елланський М. М., Раймер Л. Л., Вендельштейн Б. Ю., Вижва С. А. та інші). Але використання загальних емпіричних залежностей для визначення коефіцієнта проникності на різних геологічних структурах призводить до значних похибок і вимагає додаткових досліджень з визначення параметрів залежностей на колекціях взірців керну або за інформацією гідродинамічних досліджень. Особливо таку процедуру необхідно проводити при вивченні геологічних структур, які характеризуються гетерогенною структурою порового простору у межах одного родовища.

Аналіз геофізичних методів для визначення коефіцієнта проникності вказує на те, що запропонована значна кількість видів емпіричних залежностей для визначення коефіцієнта проникності породи на основі використання геофізичної інформації [4]. У загальному їх можна поділити на три групи визначення K_{np} : чисті пісковики з добре укладеними зернами скелету породи; слабоглинисті колектори з складною структурою порового простору; пісковики з великим діапазоном зміни вмісту глинистого матеріалу. Пошук емпіричних залежностей геофізичних і петрофізичних параметрів колектора вказує на значні проблеми з точністю та ідентичністю використання залежностей на родовищі. Розглянемо можливі причини цього явища.

Неоднорідне пористе середовище обумовлює необхідність використання значної кількості параметрів для опису внутрішньої будови порового простору. Імовірно, що деякі параметри, які характеризують колектори, є важливішими, а інші другорядними. Для вибору головних властивостей необхідно користуватися наступними критеріями: 1) властивості повинні надати можливість вирішувати практичні задачі; 2) вони повинні представляти набір ознак, за якими можна визначати характеристику об'єкта. Тому, при формуванні робочої моделі необхідно, з одного боку, врахувати всі можливі фактори, які максимально наближують до дійсної, складної геологічної ситуації, а з іншого – скоротити їх до мінімуму, забезпечивши цим можливість практичного моделювання і використання математичного апарату. При побудові фільтраційної моделі продуктивних відкладів на Пасічянському родовищі, були враховані вказані умови.

На Пасічянському родовищі використано нашу методику визначення коефіцієнта проникності [4] за емпіричною залежністю, яка описується рівнянням:

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

де ρ_{nn} – питомий опір пласта;

C – коефіцієнт залежності, що обумовлений геометрією порового простору;

K_n, D_p, ρ_{nn} – параметри геофізичної інформації.

Для визначення коефіцієнта C використано результати гідродинамічних досліджень на родовищі, що досліджується. На наш погляд, у складних геолого-петрофізичних умовах Пасічянського родовища розглянутий шлях побудови фільтраційної моделі є найбільш достовірним.

Для зменшення похибки визначення коефіцієнта проникності основні напрямки досліджень необхідно спрямувати на розроблення моделей проникності за комплексом геофізичної інформації і розробку технологічних схем ідентифікації геологічних об'єктів за ознаками геометрії і структури порового простору на основі використання геофізичних досліджень у свердловинах. У роботі [5] відображено можливість використання геофізичної інформації для ідентифікації порід за структурою порового простору. До подібних висновків прийшов В. І. Дістрянов, який вважає, що основним фактором зв'язку порової ємності і проникності є гранулометричний склад алевроліто-піщовикових порід, який визначає морфологію порового простору.

Фільтраційну модель Пасічянського родовища побудовано за інформацією геофізичних досліджень свердловин окремо для середньоменілітового продуктивного горизонту, клівського і підроговиків горизонтів нижньоменілітової підсвіти. Модель представлено у площинному вигляді та повздовжніми і поперечними профілями (рис. 3). Виділені продуктивних прошарків проведено на основі геофізичної кореляції. Проведено інтерполяцію середньоозважених значень коефіцієнта проникності окремих продуктивних горизонтів. Значення коефіцієнта проникності визначалося за геофізичною інформацією.

Застосування геофізичних методів дає можливість скласти диференційну характеристику фільтраційних властивостей продуктивних комплексів. Використання цієї інформації дало змогу визначити теоретично розраховані значення дебітів свердловин. Визначення критерію розбіжностей розрахованих і реальних дебітів використана для контролю достовірності виділених пропущених продуктивних пластів

Переінтерпретація геофізичної інформації дає змогу виділити пропущені продуктивні пласти (приклад наведено на рисунку 4). Таким чином, фільтраційна модель родовища є базовою інформацією для виділення пропущених продуктивних пластів.

Для виділення пропущених продуктивних пластів дуже важливим питанням є визначення кондиційних значень пористості і проникності.

Проведені дослідження з обґрунтування кондиційних значень колекторів менілітових відкладів на основі геофізичної інформації з визначення коефіцієнту пористості і гідродинамічних досліджень свердловин Р.В.Засадник, Т. Ф. Пономарчуком встановили, що для піщовиків і алевролітів граничне значення пористості становить 7–8% і проникності $1 \cdot 10^{-3}$ мкм². На нашу думку ці значення дуже завищені. Достовірне визначення коефіцієнта проникності

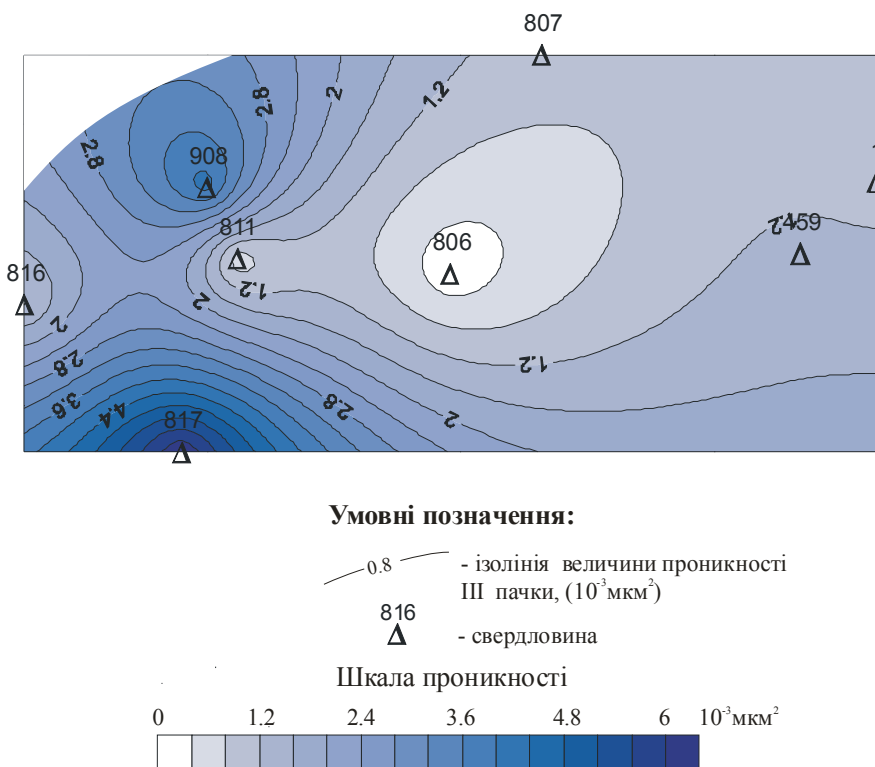


Рисунок 3 – Схема проникності III продуктивної пачки Пасічнянського нафтового родовища

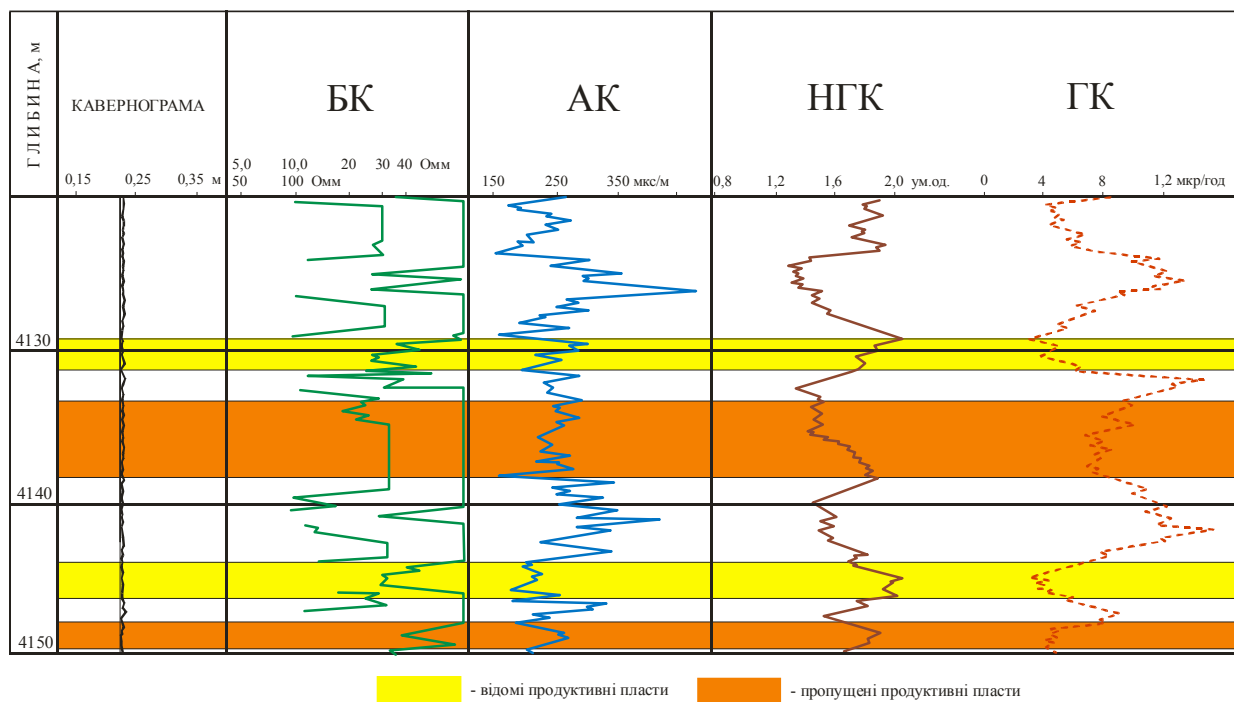


Рисунок 4 – Виділення пропущених продуктивних пластів-колекторів у св. №806

методами гідродинамічних досліджень, при врахуванні флішової будови продуктивних покладів, дуже проблематично.

Продуктивні поклади Пасічнянського родовища на основі досліджень граничних дебітів і депресій, граничних коефіцієнтів продуктивності методами статистичного аналізу, характеризуються кондиційними значеннями, які встановлені при оцінюванні запасів (проникності від $0,26 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $0,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$), значення

проникності мають певну диференціацію, але враховуючи низьку продуктивність більшості свердловин менілітових покладів за кондиційне значення проникності приймають величину $0,26 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, а пористості 7%.

Результати обробки геофізичної інформації та параметрів видобутку дали змогу виділити пропущені продуктивні пласти. На профілі (рис. 5) середньоменілітового продуктивного горизонту виділяються пропущені продуктивні

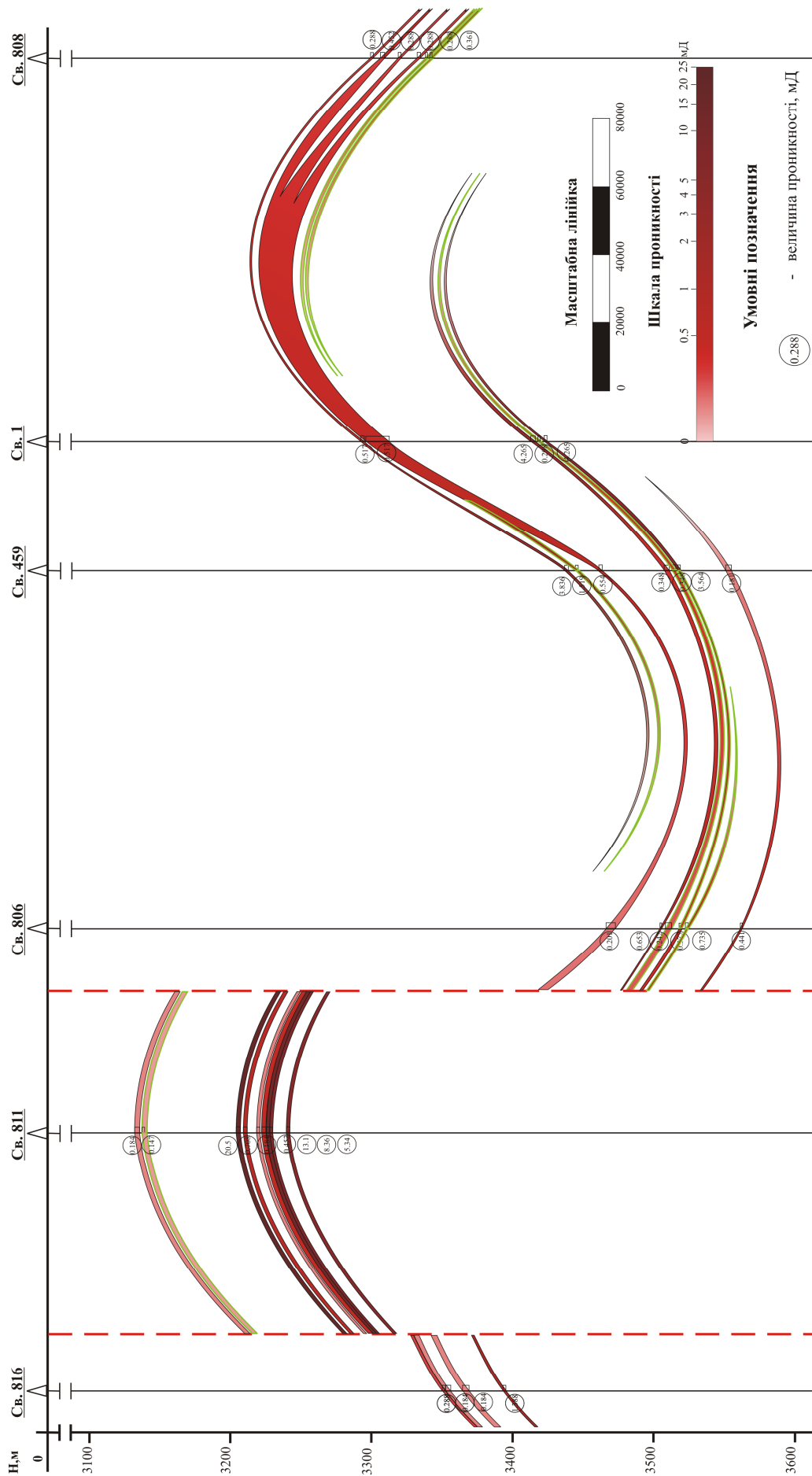


Рисунок 5 – Профіль проникності середньоменілітвого продуктивного горизонту Пасічнянського нафтового родовища по лінії свердловин №816, №811, №806, №459, №1, №808

пласти у свердловині №811, 806, 459-Б, 1, 808. Виділений пласт у свердловині №808 не спостерігається на сусідній свердловині та не може бути простеженим у північно-східному напрямку. Прошарок виділений у свердловині №811 у південно-західному напрямку не простежується, так і у свердловині №817 прошарок не спостерігається. У свердловинах №806, 459, 1, в середній частині продуктивного середньоменілітового горизонту виділено декілька пропущених пластів. Видно, що пласти мають продовження в напрямку свердловини №807, тобто у верхній частині горизонту свердловин №459 і №807 простежується прошарок з проникністю вищекондиційних значень.

Виділені прошарки середньої частини горизонту у свердловинах №806 і №459 в північному напрямку свердловини 807 не спостерігаються. Ймовірно ці прошарки виклинюються.

Побудована схема фільтраційної характеристики продуктивних горизонтів Пасічнянського родовища та використання критерію *A* дала змогу визначити достовірність виділення пропущених продуктивних пластів, які отримані при переінтерпретації геофізичної інформації. Представлену технологія контролю виділення пропущених продуктивних прошарків може бути використано при ревізії старих нафтогазових родовищ та нафтогазових родовищ України. В основу перспективи подальшої роботи буде покладено впровадження запропонованих нами індивідуальних моделей електропровідності у виробництву.

Література

1 Старостин В. А. Исследование адекватности измерений удельного электрического сопротивления горных пород скважинными приборами и лабораторной установкой / В. А. Старостин, А. Н. Карпенко, А. С. Котовский/ – Ивано-Франковск: ИФИНГ, 1991 – Рук. деп. в УкрНИИТИ, №740 Ук-91/.

2 Старостин В. А. Використання техногенних джерел температури при контролі за ефективністю розкриття пластів нафтогазових родовищ / В.А. Старостин, В.Й. Прокопів, Д.Д. Федоришин, В.В. Гладун, А.В. Старостин // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 3(8). – С.81–86.

3 Элланский М. М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промышленной геофизики / М. М. Элланский. – М.: Недра, 1978. – 215 с

4 Старостин В. А. Аналіз методик визначення фільтраційних властивостей колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин / В. А. Старостин, А. В. Старостин // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 3(4). – С.18 – 23.

5 Старостин В. А. Возможности идентификации коллекторов Семенівського родовища за параметрами порового простору / В. А. Старостин, І. О. Федак, А. В. Старостин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 4(13). – С.48 – 52.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
05.02.14*

*Рекомендована до друку
професором Федоришином Д.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Максимчуком В.Ю.*

*(Карпатське відділення Інституту геофізики
ім. С.І.Субботіна НАН України, м. Львів)*