

ДОСЛІДЖЕННЯ ЗМІНИ УМОВ СЕДИМЕНТАЦІЇ У ПРОЦЕСІ ФОРМУВАННЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ НА ОСНОВІ АНАЛІЗУ ФОРМИ ГЕОФІЗИЧНИХ КРИВИХ

І.О. Федак, В.А. Старостін, Я.М. Коваль, А.О. Сінцова

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

Достовірність геологічних моделей, покладених в основу проведення геологорозвідувальних робіт, є запорукою ефективності розроблення нафтогазових родовищ. Базою для побудови таких моделей є дослідження процесів накопичення осади. Седиментологічний аналіз має великі можливості для виявлення закономірностей розповсюдження колекторів і прогнозування їх характеристик. Але не завжди є достатня кількість інформації, яка може дати уяву про генетичну природу відкладів на рівні пластів. Це пов'язано з поганим представленням геологічних розрізів свердловин керновим матеріалом і стосується, перш за все, поліфаціальних середовищ. Дана робота продовжує розвиток напрямку дослідження умов накопичення осади на основі аналізу геофізичних кривих. Нами для седиментологічного аналізу відкладів Семенівського нафтового родовища використано криві гамма-каротажу та на його основі побудовані уточнені схеми, які відображають динаміку зміни умов накопичення осади у періоді формування продуктивних пачок.

Ключові слова: седиментація, фація, геологічна модель, гамма-каротаж, геофізична крива, продуктивна пачка.

Достоверность геологических моделей, положенных в основу проведения геологоразведочных работ, является залогом эффективности разработки нефтегазовых месторождений. Базой для построения таких моделей является исследование процессов осадконакопления. Седиментологический анализ имеет большие возможности для выявления закономерностей распространения коллекторов и прогнозирования их характеристик. Однако не всегда есть достаточное количество информации, по которой можно судить о генетической природе отложений на уровне пластов. Это связано с плохим представлением геологических разрезов скважин керновым материалом и касается прежде всего полифациальных сред. Данная работа продолжает развитие направления исследования условий осадконакопления на основе анализа геофизических кривых. Нами для седиментологического анализа отложений Семеновского нефтяного месторождения использованы кривые гамма-каротажа, и на его основе построены уточненные схемы, отображающие динамику изменения условий осадконакопления в периоды формирования продуктивных пачек.

Ключевые слова: седиментация, фация, геологическая модель, гамма-каротаж, геофизическая кривая, продуктивная пачка.

The reliability of geological models underlying the exploration works is the key to the effectiveness of oil and gas fields development. The basis for the creation of such models is to study the processes of sediment accumulation. Sedimentological analysis has great potential to identify the regularities of reservoirs distribution, and predict their characteristics. But not always there is a sufficient amount of information that can give an idea of the genetic nature of the sediments at the formation level. This is due to a poor representation of core material from geological sections of wells and relates primarily to polyfacies environments. This work continues the development of research in terms of sediments accumulation by analyzing geophysical curves. We used curves of gamma logging for sedimentological analysis of Semenivske oilfield deposits and on its basis we built revised schemes that reflect the dynamics of changing sediment accumulation conditions during the productive packets formation.

Keywords: sedimentation, facies, geological model, gamma logging, geophysical curve, productive packets.

Основна частина нафтогазових родовищ України в наш час знаходиться на межі виснаження, що супроводжується різким обводненням продуктивних горизонтів і, відповідно, зниженням ефективності видобування нафти і газу. Дієвість заходів, спрямованих на зменшення кількості води у продукції, яку видобувають, багато у чому залежить від точності інформації про геологічну будову нафтогазового родовища та фільтраційно-ємнісні характеристики продуктивних пластів-колекторів.

На останніх стадіях розроблення нафтогазових родовищ, як правило, у розпорядженні інженерів наявна максимальна кількість геолого-геофізичної інформації, що дає змогу уточнити параметри геологічних тіл – вмістилищ

нафти і газу. Роботи з деталізації геологічних моделей, якими описується будова родовища, вимагає індивідуального підходу до кожного окремого об'єкту. Першочергове значення при цьому має встановлення фаціальної природи піщаних тіл. Тому виникає необхідність в уточненні (а в деяких випадках – частковому переосмисленні) їх будови, складу, морфології, умов формування, закономірностей просторового розміщення, характеру залягання, зміни фізичних властивостей тощо. У зв'язку з цим дана робота набуває неабиякої актуальності.

Для поняття “піщаного тіла” існує декілька визначень. Петтіджон Ф., Поттер П., Сівер Р. [1] трактують його як єдине, сформоване з органічно зв'язаних частин тіло, яке мо-

жна картувати. В.С. Муромцев [2] дає визначення, згідно з яким піщане тіло це – обмежене у просторі скупчення піщаного матеріалу, яке утворилось у певних палеогеографічних умовах, і відокремлене від інших піщаних скупчень глинистими або карбонатними утвореннями. На нашу думку, перше визначення не відображає особливостей будови і формування піщаного тіла як самостійного об'єкта дослідження. Тому наші роботи велися на основі визначення, яке дав В.С. Муромцев.

Піщані тіла могли формуватись в різних умовах накопичення осадів і в залежності від цього мають ту чи іншу форму поперечного перерізу, характеризуються власною текстурою і структурою, закономірностями просторового розміщення. Ці характеристики формують початкові генетичні ознаки, які зберігаються у процесі літогенезу. Вони можуть бути використані для реконструкції умов формування піщаних тіл. Тільки детальний фаціальний аналіз дає змогу визначити генезис піщаних тіл, розробити їх класифікацію і спрогнозувати просторове розташування та фізичні властивості.

Найбільший інтерес викликають осади прибережно-морського комплексу фацій, оскільки саме в прибережній частині моря формуються численні акумулятивні піщані тіла великої товщини і протяжності, здатні акумулювати значні скупчення вуглеводнів. В прибережній частині моря відбувається інтенсивне накопичення теригенного матеріалу, який поступає в морський басейн внаслідок руйнування морських берегів хвилями, в результаті підводних розмивів піщаних осадів, що раніше відклалися на дні. Частина теригенного матеріалу, що поступає з суші в прибережну частину моря, підхоплюється течіями і розноситься уздовж берега, а частково виноситься в прилеглу частину шельфу. Саме у прибережній частині моря відбувається формування різноманітних піщаних утворень: гирлових і вздовжберегових барів, підводних валів, бар'єрних островів, кос, пляжів, а також відкладів, пов'язаних з вздовжбереговими і розривними течіями [3, 4, 5, 6 та ін.].

Більшість дослідників у поняття “фація” включають ознаки, які відображають: речовинний склад осаду та рештки фауни, належність фації до одного стратиграфічного горизонту, фізико-географічної обстановки накопичення осадів. Дані ознаки важко встановити за умови обмеженості ядерного матеріалу. Але є можливість частину з них встановити опосередковано за даними геофізичних досліджень свердловин, що підтверджено роботами [7, 8, 9, 10].

Застосування даних свердловинної геофізики для встановлення умов накопичення осадів і проведення палеогеографічних реконструкцій набуває великого значення у зв'язку з обмеженням виходом ядра, що не забезпечує проведення детальних літологічних досліджень та ускладнює вивчення розташування продуктивних піщаних тіл і зон їх виклинювання, детальної будови продуктивних горизонтів та створення індивідуальних петрофізичних і геолого-геофізичних моделей.

Метою даної роботи є використання результатів геофізичних досліджень свердловин для встановлення динаміки зміни умов формування продуктивних пачок Семенівського нафтового родовища. Досягнути поставленої мети можна, вирішивши такі **завдання**:

– проаналізувати форму геофізичних кривих на предмет відображення у них характеру зміни умов накопичення осадів та їх літологопетрофізичних характеристик;

– провести класифікацію геофізичних кривих вибраного методу за їх формою і прив'язування класів до зон з різними умовами накопичення осадів (на прикладі Семенівського нафтового родовища);

– створити схеми, які відображають динаміку зміни умов накопичення осадів у період формування продуктивних пачок Семенівського нафтового родовища.

Характеризуючи геологічний об'єкт складають опис його властивостей і виду взаємозв'язків між цими властивостями. Осадіві породи-колектори, які вміщують вуглеводні, описуються великою кількістю параметрів. Але одні властивості є важливішими, а інші – менш важливі. Зміна дисперсності порід у процесі накопичення вказує на умови накопичення осадів і дає змогу характеризувати зміну глибини басейну накопичення осадів у площинному відношенні та інтенсивність поступлення теригенного матеріалу.

Дисперсність, тобто характеристика осадів порід за розміром частинок мінерального скелету, визначає емнісні і фільтраційні властивості продуктивних порід та петрофізичні залежності, які використовуються при інтерпретації геофізичних досліджень. Характеристика продуктивних покладів за вмістом тонкодисперсної складової порід є дуже важливою інформацією для визначення змін у формуванні басейну накопичення осадів і аналізу умов вилучення вуглеводнів із продуктивних пластів. Зміна дисперсності порід у процесі формування геологічного тіла характеризує динаміку зміни умов накопичення осадів і дає змогу встановити зміну глибини басейну та інтенсивність поступлення теригенного матеріалу в різні періоди накопичення осадів [7].

Основним джерелом тонкодисперсної речовини у колекторі є глинистий матеріал, який зумовлює адсорбційні властивості породи у різних формах їх існування, і впливає на параметри водонасичення, природну питому радіоактивність, потенціали власної поляризації тощо. Наявність глинистого матеріалу визначає як колекторські властивості, так і параметри фізичного поля, які вимірюються у свердловині. Найбільш інформативними промислово-геофізичними методами для отримання літологічної інформації при дослідженні теригенних відкладів є методи самочинної поляризації (ПС) і природної гамма-активності (ГК).

Геологічний розріз Семенівського нафтового родовища, на якому проводились дані дослідження, представлений пластами-колекторами не тільки теригенного типу, але й пласта-

ми змішаного типу та карбонатними тілами, що обмежує можливості методу самочинної поляризації. У зв'язку з цим для встановлення фаціальної природи осадів і проведення палеогеографічних реконструкцій з метою локального прогнозування піщаних тіл-колекторів та зон їх виклинювання нами були використані криві гамма-каротажу (ГК). На нашу думку, метод гамма-каротажу є ефективнішим, ніж метод ПС при вирішенні задачі дослідження характеру розподілу дисперсних частинок в геологічних тілах. Інтенсивність природної радіоактивності гірських порід є стабільною у часі; покази ГК піддаються меншому впливу зовнішніх чинників, а природна радіоактивність гірських порід має тісний кореляційний зв'язок з їх дисперсністю. Це пов'язано з природою накопичення радіоактивних елементів у гірських породах.

Як відомо [11, 12, 13], основними радіоактивними елементами в гірських породах є калій, уран (радій) і торій. Сполуки урану при руйнуванні гірських порід транспортуються у вигляді уламкового матеріалу або переходять під дією поверхневих і ґрунтових вод в розчин і мігрують в басейн накопичення осадів. При міграції розчин урану збагачує глибоководні відклади, до яких відносяться глини, аргіліти, мергелі. В басейні накопичення осадів Семнівського родовища за інформацією літологічного опису кернавого матеріалу уламків вулканогенного походження, які можуть бути джерелом аномально високої радіоактивності, не виявлено [14]. Це підтверджується даними методу ГК. Такий характер розподілу урану зумовлює присутність в тонкодисперсних частинках породи комплексних солей урану за рахунок тільки адсорбційних процесів, і тому, концентрація U(Ra) в глинистих породах буде зумовлена в першу чергу їх адсорбційними властивостями.

Торій, під час транспортування у водних потоках, переходить у колоїдний розчин і в такій формі може мігрувати на великі глибини басейну накопичення осадів, тим самим збагачуючи глинисті породи. Такий шлях міграції є загальноприйнятою моделлю зв'язку торію з характеристиками гірських порід [15]. Названі властивості сполук торію уможливають розповсюдження елемента торію і у вигляді уламкових залишків, що залишаються в породі при руйнуванні, чи шляхом транспортування у водному потоці з колоїдами і механічними уламками. Також нами припускається можливість міграції торію в розчині. Частка розчинених торієвих сполук є набагато меншою за частку уламкових.

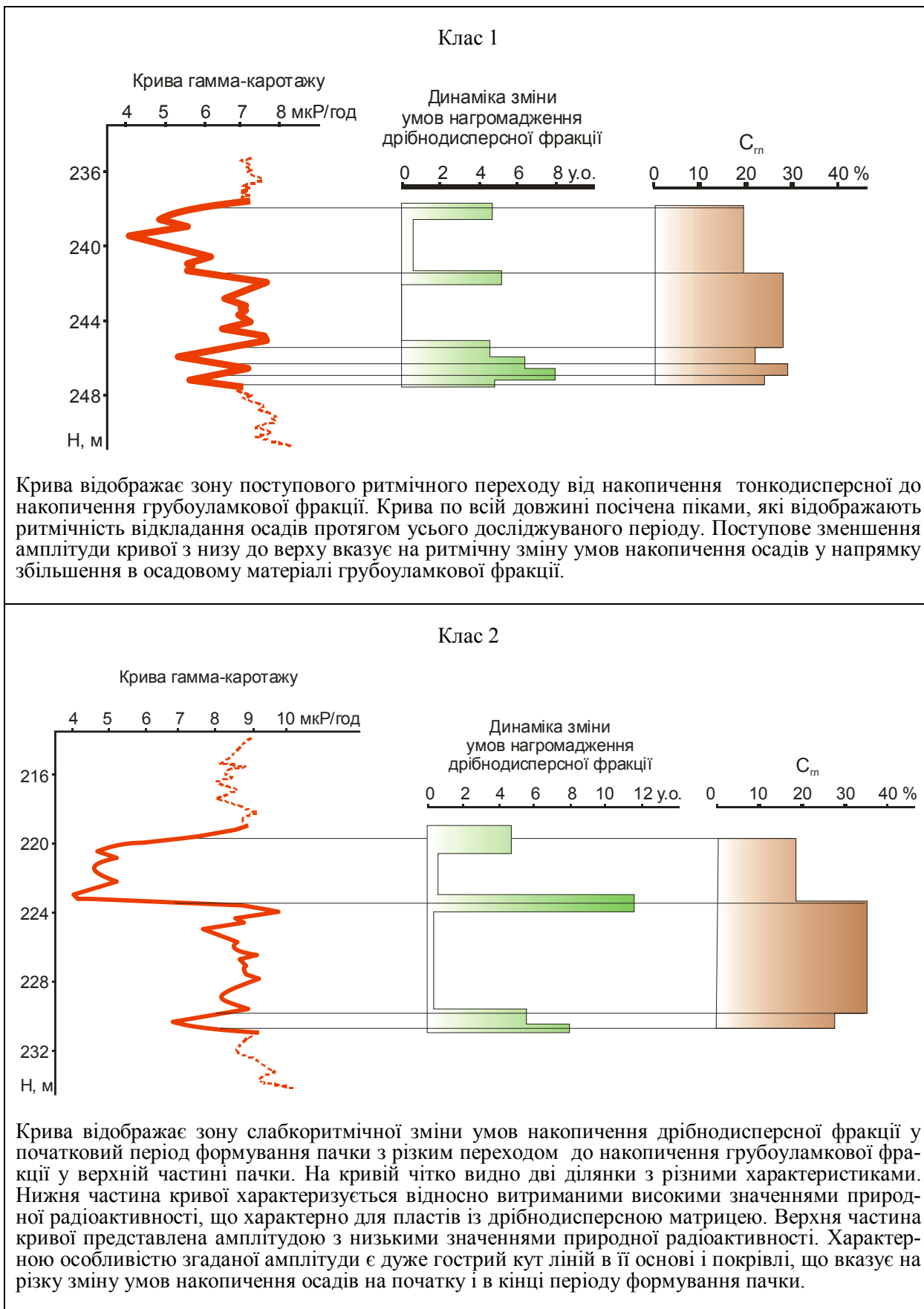
Присутність калію зумовлена, в основному, закономірностями розподілу глинистих мінералів. Калій знаходиться тут не тільки в мінеральній, але й у адсорбованій формі. Розподіл глинистих мінералів у межах одного родовища і навіть у межах одного структурного горизонту пов'язаний з дуже складними співвідношеннями мінерального складу. Глинисті мінерали істотно відрізняються за параметрами адсорбційних властивостей. Так, наприклад, величина ємності катіонного обміну каолініту у

20 разів менша за величину ємності катіонного обміну монтморилоніту. Таким чином, зміна концентрації калію в гірських породах тісно пов'язана з кількістю і мінеральним складом глинистого цементу. Певною мірою, за рахунок адсорбційних властивостей, концентрація калію може бути пов'язана з вмістом його розчинних сполук в басейні накопичення осадів.

Відомо, що збільшення в осаді піщаної фракції з зернами медіанного розміру і зменшення глинистої фракції свідчить про підвищення динаміки середовища седиментації, тобто збільшення швидкостей водяних потоків, у той час як протилежні характеристики вказують на зменшення енергетичних рівнів середовища. На ділянках, де переважали високі палеогідродинамічні рівні середовища седиментації, концентрувався найбільш грубий уламковий матеріал і формувались піщані тіла-колектори. У районах зі зниженою палеогідродинамічною активністю, відповідно накопичувалися тонкозернисті глинисті відклади. Таким чином, початкові ознаки фіксують ті чи інші умови середовища, в яких відбувалося накопичення осаду і його зміни. Початкові ознаки можуть бути об'єднані в групи так, що кожна група буде відповідати певному палеогідродинамічному рівню середовища седиментації. З іншого боку, багатьма дослідниками [2, 3, 6, 9, 16] було відмічено, що в теригенних відкладах зміна гранулометричного складу порід вказує на обставини накопичення осадів (континентальну або морську). Так, для континентальних обстановок характерне зменшення розмірності уламкових зерен вгору по розрізу, тоді як для відкладів морського генезису переважаючою є обернена послідовність розподілу уламкових зерен. Грунтуючись на цих закономірностях в зміні літологічного складу порід по розрізу, можуть бути визначені обставини накопичення осадів. Знаючи генезис відкладів і маючи в своєму розпорядженні моделі площинного розташування фації для даної обстановки накопичення осадів, можна передбачати загальне розміщення фації в межах тієї або іншої обстановки.

Одним з напрямків, який дає змогу локалізувати літологічні неоднорідності на родовищах нафти і газу та охарактеризувати їх індивідуальними геолого-геофізичними та петрофізичними моделями, є аналіз форм геофізичних кривих, зареєстрованих у свердловинах навпроти продуктивних пачок. В даному напрямку працювали ряд дослідників [2, 7, 16, 17], які для аналізу форм геофізичних кривих використовували різні критерії. В роботі [17] автор, класифікує криві за параметром, який характеризує динаміку зміни умов накопичення дрібнодисперсної фракції в період формування продуктивних пачок родовища та величиною глинистості прошарків цих пачок (табл.1), але не враховує різниці в літології, обґрунтовуючи це тим, що основним чинником впливу є структура порового простору. З цим можна погодитись, якщо врахувати те, що в процесі оцінки параметрів характеристику дають цілий пачці, а не окремим прошаркам.

Таблиця 1 – Класи кривих гамма-каротажу, зареєстрованих у IV продуктивній пачці Семенівського нафтового родовища



Закінчення табл. 1.



Для деталізації геологічних побудов нами на основі аналізу геофізичних кривих гамма-каротажу було досліджено окремі частини продуктивних пачок з урахуванням літології. Така деталізація доцільна, зважаючи на те, що не рідко одна пачка поєднує в собі і пласти пісковиків, і пласти вапняків. За таких умов різні частини пачки можуть володіти абсолютно різними фільтраційно-ємнісними характеристиками, що часто призводить до випереджуючого обводнення. Неврахування цієї обставини здійснює значний негативний вплив на ефективність розробки продуктивної пачки. Ефективність запропонованого підходу продемонструємо на прикладі IV продуктивної пачки Семенівського нафтового родовища.

Семенівське нафтове родовище розташоване у північно-західній частині Керченського півострова у приосьовій зоні індо-кубанського прогину. У процесі буріння на родовищі свердловинами розкрито відклади торгонського ярусу, який включає чокракський, караганський, конкський горизонти і відклади верхньої частини майкопської серії [14, 18].

За даними ГДС та лабораторних досліджень керн [14] на родовищі виділено зверху до низу п'ять продуктивних літологічних пачок: II, III, IV, V, VI. Пачки розділені товстими глинистими шарами, що повністю забезпечує їх ізоляцію між собою. Літологічно – це однотипні товщі глин темно-сірих, зеленувато-сірих,

коричневих, невапняковистих, жирних, шаруватих, інколи піщанистих з рідкими конкреціями і прошарками сидеритів. Місцями зустрічаються тонкі прошарки сірувато-зелених, тонкозернистих пісків.

Пачка IV сформована відкладами караганського горизонту. Проникна частина пачки має 1-4 пласти сумарною ефективною товщиною 1,4-4,2м. Вони літологічно представлені пісками і органогенними пористими вапняками. Непроникні пласти складені вапняковими глинами, мергелями, щільними вапняками.

Для визначення генезису осадів за даними каротажу необхідно знати зміну умов седиментації в часі для відкладів кожної фації. Формування будь-якої фації відбувається в умовах поступової зміни палеогідродинамічних режимів. Кожен з цих рівнів характеризується рядом первинних ознак, що відображають динамічну активність середовища седиментації. Виділяють п'ять гідродинамічних режимів: дуже високий, високий, середній, низький, дуже низький [2].

1. Дуже високий. Переважають піски, пісковики, крупно і середньозернисті неглинисті. Піски можуть бути добре відсортовані; зустрічаються скупчення зерен гравію, галька і валуни різних порід; шаруватість коса; по сегментарних швах і межах косих серій – часта дрібна галька; в основі відкладів – сліди інтенсивного розмиву.

2. Високий. Переважають піски і пісковики дрібнозернисті. Шаруватість коса; сегментарні і серійні шви слабкопомітні; у підшві сліди розмиву.

3. Середній. Спостерігаються змішані (піщано-алевроліто-глинисті) породи. Шаруватість коса дрібна, іноді горизонтальна і хвиляста; сегментарні і серійні шви простежуються слабо; сліди розмиву слабо виражені або відсутні.

4. Низький. Широко розвинені алеврити і глинисто-алевритові породи. Шаруватість горизонтальна, переривчато-горизонтальна, хвиляста. Сліди розмивів відсутні.

5. Дуже низький. Спостерігаються алеврито-глинисті породи і глини. Шаруватість горизонтальна або відсутня.

У роботі [2] на основі аналізу форми кривих електрокаротажу створено седиментологічні моделі фацій, які дають змогу ідентифікувати умови накопичення осадов. Під седиментологічною моделлю фації тут розуміється зміна в певній послідовності палеогідродинамічних рівнів, що відображають умови седиментації в період формування відкладів даної фації.

Аналізуючи зміну палеогідродинамічних рівнів в окремих фаціях IV пачки Семенівського нафтового родовища, нами було ідентифіковано фації (табл. 2), які відповідають седиментологічним моделям фацій, запропонованим у роботі [2]. Але як реальні замість електричних моделей ми запропонували і використали радіоактивні моделі.

В пачці IV Семенівського нафтового родовища було два періоди формування проникних горизонтів, розділені тривалим періодом накопичення по всій площі глинистих і щільних порід (див. табл. 1).

За даними геофізичних досліджень нижня частина пачки IV представлена здебільшого двома проникними прошарками розділеними коротким періодом занурення досліджуваного басейну накопичення осадов, протягом якого відкладалась глинисті частинки. З врахуванням літології цих прошарків виділяються дві зони, одна з яких представлена пористими вапняками і локалізується у південній та південно-східній частинах проникного пласта. Інша зона, яка займає центральну та північно-західну частини, вивопнена пісками і пісковиками (рис. 1).

Верхня частина пачки IV представляє триваліший період формування проникних гірських порід, що відображається на товщині пластів. Порівняння схем, представлених на рис. 1 і рис. 2, дає підстави стверджувати, що розташування зон, з точки зору літології пластів, змінилось мало. У південній та південній частинах зменшилась зона вапняків. Там відбулася зміна умов седиментації, що призвело до часткового розширення зони пісків і пісковиків.

Різниця у диференціації кривих гаммакаротажа, зареєстрованих у різних свердловинах, вказує на існування зон пласта де зміна гідродинамічних рівнів відбувалась неоднаково. В межах IV продуктивної пачки виділено фації пляжів, вздовжберегових барів (регресивних і трансгресивних) і прибережних валів,

промивань і головних частин розривних течій (див. табл. 2).

Фація пляжів характеризується дуже високим енергетичним рівнем. Гідродинамічна активність в період формування піщаного тіла мала перервний характер. В кінцевих стадіях накопичення осадов вона збільшувалась. Піски пляжів є добре обкатаними і відсортованими, часто збагачені важкими мінералами. Можуть містити у великій кількості як цілі, так і биті мушлі. Добра обкатаність та відсортованість пісковиків робить пласти добре проникними. Наявність решток фауни призводить до зниження питомого електричного опору таких пластів унаслідок наявності залишкової води у мікротріщинах мушель.

Фація регресивних вздовжберегових барів і прибережних валів на 80-100% складена піщаними осадами. Піски від дрібно- до середньозернистих, добре відсортовані. Органічні рештки в барових пісках зустрічаються у вигляді цілих і битих мушель, але в деяких випадках можуть бути повністю відсутні. Прибережні вали характеризуються дрібнозернистим складом піщаних порід. Для регресивних барів у ряді випадків характерною є наявність залістистих кірок вздовж напластування і тонких прошарків різного типу солей, які утворюються внаслідок інтенсивного випаровування морської води в понижених ділянках поверхні бара. Наявність таких відкладів сильно впливає на покази електрокаротажа. Зважаючи на розміри зерен піску, фації регресивних вздовжберегових барів і прибережних валів у порівнянні з фаціями пляжів, можуть мати меншу проникність, але більшу пористість.

Для фацій трансгресивних вздовжберегових барів і прибережних валів енергетичні рівні водяного середовища змінюються від дуже високих на початку до низьких на кінець формування піщаного тіла. Тому збільшення кількості глинистого матеріалу відбувається вверху по розрізу. Для таких фацій піщаний матеріал є переважаючим і складає 80-100% тіла бара. Піски дрібно- і середньозернисті, добре обкатані. Органічні рештки частіше за все зустрічаються у вигляді мушель морських організмів, але можуть бути відсутні. Характерним є присутність глауконіту, залістистих кірок та солей. Тому, з точки зору впливу на результати геофізичних досліджень, ці фації аналогічні до фацій регресивних вздовжберегових барів і прибережних валів. Характер зміни розмірів частинок вздовж розрізу вказує на зменшення проникності таких пісковиків угору по розрізу.

Енергетичні рівні середовища седиментації у фації промивань розривних течій залишаються високими впродовж усього часу формування піщаного тіла і тільки дещо зменшуються у їх верхній частині. Кількість глинистого матеріалу слабо збільшується вверху по розрізу. Відклади цієї фації на 60-80% складаються з піщаних середньо- і дрібнозернистих порід з добре обкатаними і відсортованими уламковим матеріалом.

Таблиця 2 – Електрометричні моделі піщаних тіл-колекторів прибережно морських фацій (за В. С. Муромцевим) та відповідні їм радіоактивні моделі Семенівського нафтового родовища

Обстановка нагромадження осадів	Комплекс фацій		Група фацій	Фація	Формалізовані моделі фацій	Максимальне значення $\alpha_{ПС}$	Реальна електрометрична модель групи фацій	Мінімальне знач. I_p , мкР/год	Реальна радіоактивна модель групи фацій	Характер елементів моделі фацій			
	Гирлових барів і пляжів	Вздовж берегових барів								Покрівельна лінія	Бокова лінія	Підштовпна лінія	
Морська	Прибережно-морський			Пляжів		1,0-0,8		3,5-4,5		Св.№10	Горизонтальна пряма	Відсутня	Похила зубчата або розсічена
	Вздовж берегових барів (регресивних) і прибережних валів		1,0-0,8										
				Вздовж берегових барів (трансгресивних) і прибережних валів		1,0-0,6		3,5-5,5	Св.№22	Похила зубчата	Відсутня	Горизонтальна іноді ускладнена зубчастістю	
	Розривних течій	Промивань розривних течій											0,8-0,6
				Головних частин розривних течій		0,8-0,6		3,8-5,0	св.№26	Похила пряма, зубчата або розсічена	Відсутня	Похила пряма, зубчата або розсічена	

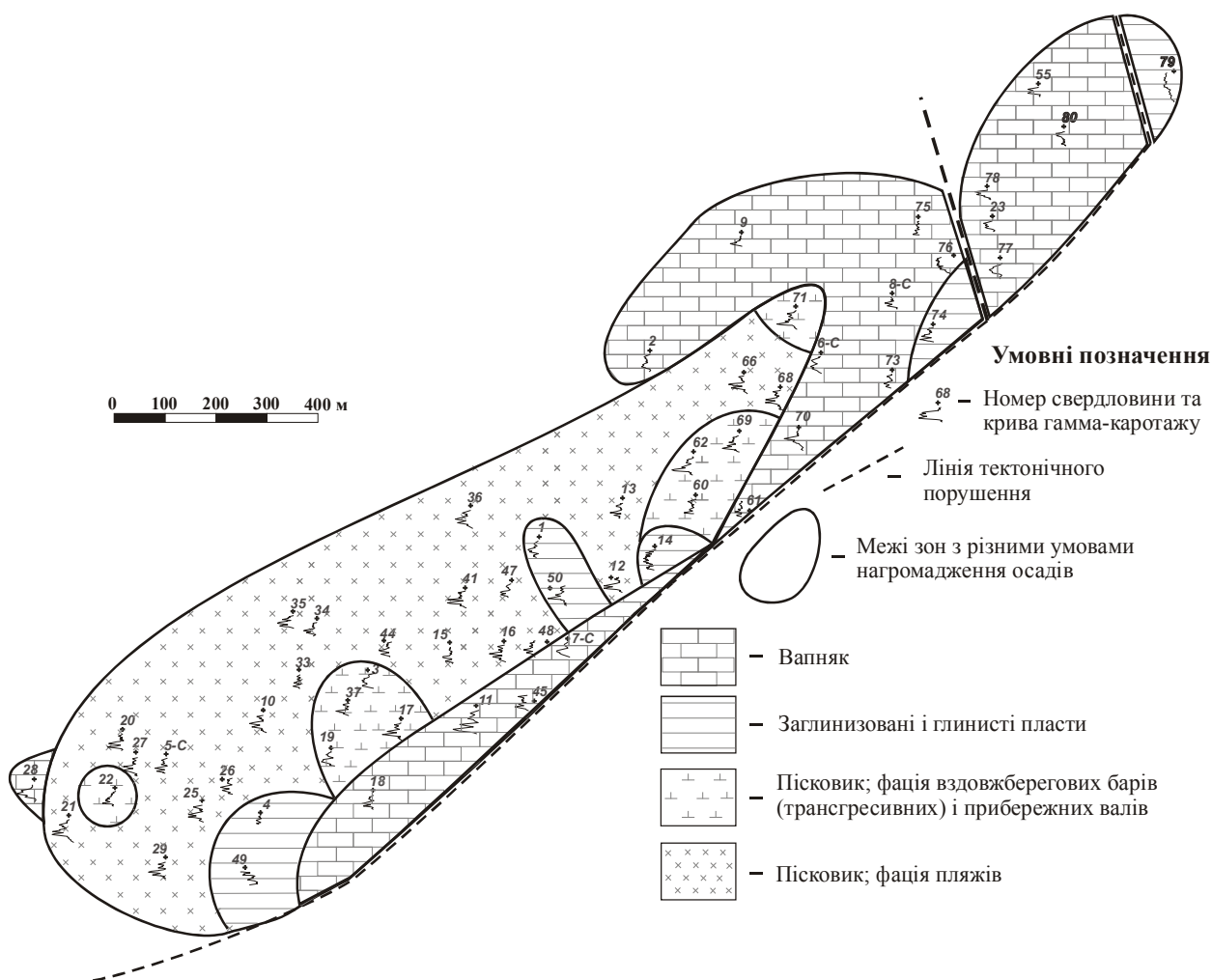


Рисунок 1 – Схема розташування зон із різними умовами накопичення осадів у нижній проникній частині IV продуктивної пачки Семенівського нафтового родовища

Загальний енергетичний рівень фації головних частин розривних течій є високим. Найбільша гідродинамічна активність пов'язана з утворенням середньої частини піщаного тіла. У цій частині є найменший вміст домішок глинистого матеріалу, кількість якого зростає вниз і вгору по розрізу піщаного тіла.

Отже, в даній роботі було обґрунтовано можливість методу гамма-каротажу та його переваги над іншими методами для аналізу зміни дисперсних властивостей піщаних тіл вздовж їх напластування і по розрізу, та, відповідно, можливості прогнозування фільтраційно-ємнісних характеристик пластів-колекторів. Проведено детальний аналіз форм кривих гамма-каротажу, зареєстрованих у продуктивних пачках Семенівського нафтового родовища, дав змогу виділити фації піщаних тіл, які формують продуктивні пласти, і побудувати уточнені схеми розташування зон з різними умовами накопичення осадів. Як приклад, в роботі наведено схему IV продуктивної пачки Семенівського родовища. Аналіз умов формування фацій різного генезису дає змогу оцінити фільтраційні властивості різних ділянок продуктивного пласта вздовж напластування та прогнозувати можливі шляхи випереджуючого обводнення. Окрім цього,

знаючи тип фації, а, відповідно, характер зміни дисперсності по її розрізу, у пачках продуктивних пластів можна виявити високопроникні прошарки, які часто стають причиною обводнення продукції, що відбувається із свердловини. Побудовані уточнені схеми розташування зон з різними умовами накопичення осадів, будуть використані на промислі для оптимізації процесу експлуатації свердловин Семенівського нафтового родовища.

Література

- 1 Пески и песчаники / Петтіджон Ф., Поттер П., Сівер Р.М. – Мир, 1976. – 534 с.
- 2 Муромцев В.С. Методика локального прогноза песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа по электрометрическим моделям фацій // В кн.: Методика прогнозирования литологических и стратиграфических залежей нефти и газа (сборник трудов) – Л.: Недра, 1981. – 19с. (ВНИГРИ)
- 3 Крашенников Г.Ф. Учение о фациях / Г.Ф. Крашенников. – М.: Высшая школа, 1971. – 367 с.
- 4 Зенкович В.П. Основы учения о развитии морских берегов / В.П. Зенкович. – М.: Изд-во АН СССР, 1962. – 710 с.

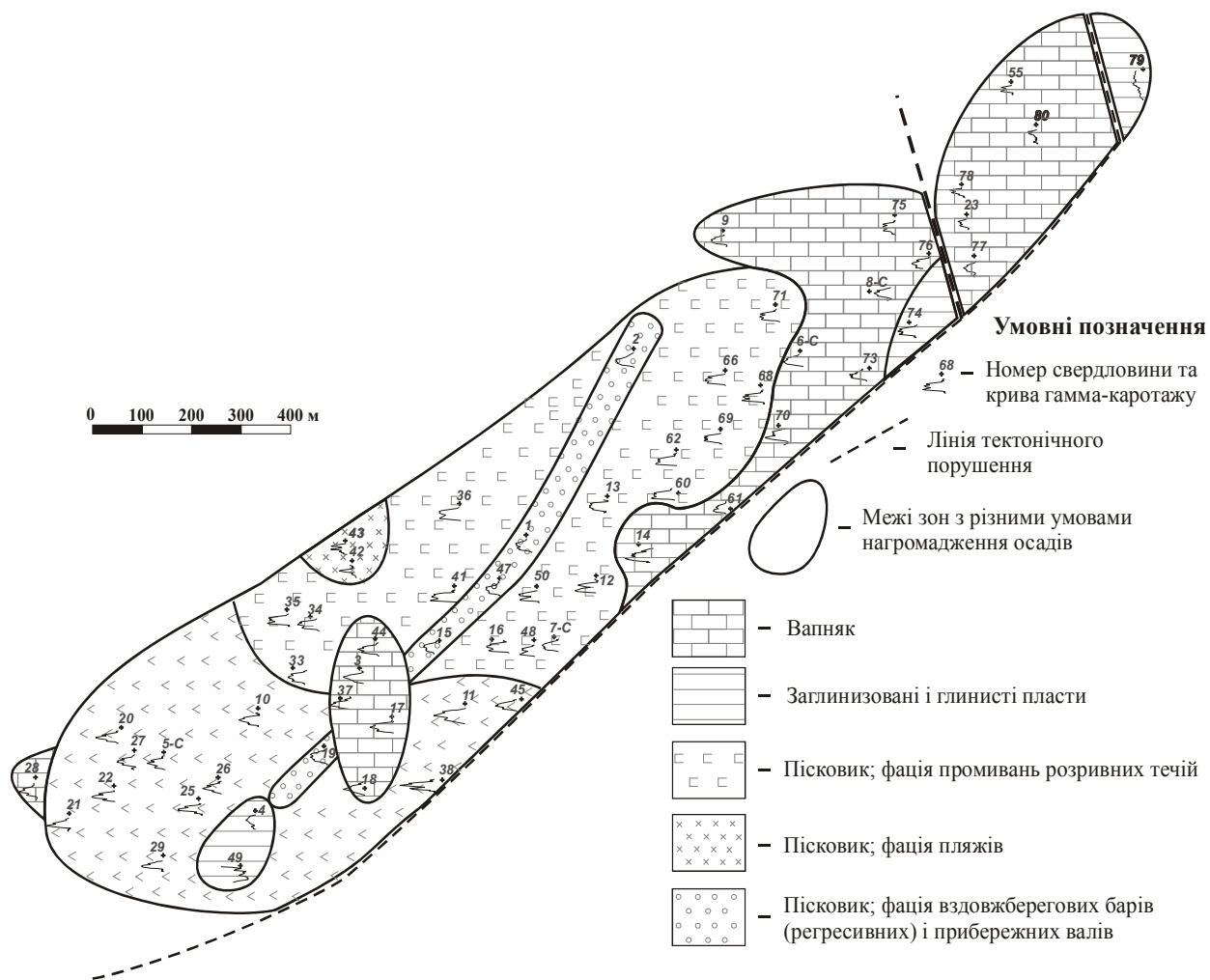


Рисунок 2 – Схема розташування зон із різними умовами накопичення осадів у верхній проникній частині IV продуктивної пачки Семенівського нафтового родовища

5 Ульст В. Г. Применение литологических методов для изучения процесса перемещения песчаного материала в прибрежной части моря / В. Г. Ульст // В кн.: Геоморфология и литология береговой зоны морей и других крупных водоемов. – М.: Наука, 1971. – 4 с.

6 Шепард Ф.П. Морская геология / Ф. П. Шепард. – М.: Недра, 1969. – 401 с.

7 Федак І.О. Оцінка літофасіальної неоднорідності продуктивних відкладів нафтогазових родовищ за результатами геофізичних досліджень свердловин / І.О. Федак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – №4(29). – С. 28-33.

8 Старостін В.А. Побудова фільтраційної моделі Семенівського нафтового родовища за геофізичною інформацією / [В.А. Старостін, Д.Д. Федоришин, І.О. Федак, А.В. Старостін] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 3 (16). – С. 25-29.

9 Старостін В.А. Можливості ідентифікації колекторів Семенівського родовища за параметрами порового простору / В.А. Старостін, І.О. Федак, А.В. Старостін // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 4(13). – С.48 – 52.

10 Федак І.О. Використання ядерно-фізичних методів досліджень свердловин для оцінки мікротріщинуватості колекторів карбонатного типу / І.О. Федак, В.А. Старостін // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. – №2(16). – С. 16-23.

11 Ларионов В.В. Естественная радиоактивность карбонатных отложений верхнего мела Восточного Предкавказья / В. В. Ларионов, М. Д. Шварцман // Геофизические методы исследования скважин (МИНХ и ГП, Труды). – 1966. – Вып. 56. – С. 67-82.

12 Алексеев Ф.А. Использование спектрометрии гамма-излучения при изучении нефтегазоносных бассейнов / Ф.А. Алексеев, Р.П. Готтих // Советская геология. – 1978. – № 3. – С. 68-81.

13 Основы гамма-спектрометрии природных сред. / [Р.М. Коган, И.М. Назаров и др.] – М.: Атомиздат, 1969. – 468 с.

14 Підрахунок запасів нафти на Семенівському нафтовому родовищі: Звіт / [Мазур О.А., Королева Н.П., Бикова Л.В. та ін.] // Тематична експедиція “Кримгеологія”. – Сімферопіль: Кримгеологія, 1981-1982. – 150 с.

15 Ханін А. А. Порода-колектори нафти і газу і їх изучение / А. А. Ханін. – М.: Недра, 1969. – 368 с.

16 Изотова Т.С. Седиментологический анализ данных промысловой геофизики / Т.С. Изотова, С.Б. Денисова, Б.Ю. Вендельштейн. – М. : Недра, 1993. – 183 с.

17 Федак І.О. Методичні та експериментальні основи оцінки процесу обводнення нафтогазових родовищ за результатами геофізичних досліджень (на прикладі Семенівського нафтового родовища) [Текст] : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол. наук : спец. 04.00.22 «Геофізика» / Федак Ігор Орестович ; Івано-Франків. нац. тех. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2007. – 20 с.

18 Атлас родовищ нафти і газу України / [за заг. ред. М.М. Іванюти та ін.]. – Львів : Українська нафтогазова академія, 1998 – Т.6: Південний нафтогазоносний регіон. – 1998. – 224 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
12.02.13*

*Рекомендована до друку
професором **Орловим О.О.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Максимчуком В.Ю.**
(Карпатське відділення Інституту геофізики
ім. С. Субботіна НАН України, м. Львів)*