

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ТАРАСА ШЕВЧЕНКА

СОЛОДКИЙ ЄВГЕНІЙ ВАЛЕРІЙОВИЧ



УДК 550.832

**ПЕТРОФІЗИЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ
МОДЕЛЕЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ ПІВНІЧНОГО БОРТУ
ДДЗ (НА ПРИКЛАДІ ОСТРОВЕРХІВСЬКОЇ, ЄВГЕНІВСЬКОЇ,
НАРІЖНЯНСЬКОЇ, ЮЛІВСЬКОЇ ПЛОЩ)**

04.00.22 – геофізика

АВТОРЕФЕРАТ

дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Київ – 2016

Дисертацією є рукопис

Робота виконана в Київському національному університеті імені Тараса Шевченка Міністерства освіти і науки України

Науковий керівник: доктор геологічних наук, професор
Карпенко Олексій Миколайович,
Київський національний університет
імені Тараса Шевченка,
завідувач кафедри геології нафти і газу

Офіційні опоненти: доктор геологічних наук
Федоришин Дмитро Дмитрович,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
завідувач кафедри нафтогазової геофізики

кандидат геолого-мінералогічних наук
Башкіров Георгій Леонідович, ДП «Науково-
дослідний інститут нафтогазової промисловості» НАК
“Нафтогаз України”, завідувач відділення геолого-
геофізичного моделювання та геолого-промислових
досліджень

Захист відбудеться «2» липня 2016 р. о 10:00 годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 26.001.42 при Київському національному університеті імені Тараса Шевченка за адресою: 03022, м. Київ, вул. Васильківська, 90.

З дисертацією можна ознайомитись у Науковій бібліотеці імені М. Максимовича Київського національного університету імені Тараса Шевченка за адресою: 01033, м. Київ, вул. Володимирська, 58, к. 12.

Автореферат розісланий “26 ” травня 2016 р.

Вчений секретар
спеціалізованої ради Д 26.001.42



Тішаєв І.В.

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми. Ефективність функціонування нафтогазовидобувної галузі в багатьох випадках визначає стан економіки країни. Дефіцит вуглеводневої сировини в Україні потребує збільшення обсягів видобутку природного газу й нафти. Це можливо реалізувати за рахунок підвищення якості проектування та ефективності реалізації проектних рішень під час геолого-розвідувальних робіт та розробки родовищ вуглеводнів шляхом застосування об'ємних геолого-геофізичних моделей. Геолого-геофізичне моделювання (ГГМ) повинно використовуватися для досягнення максимального економічного ефекту від найбільш повного вилучення запасів нафти, газу, конденсату і супутніх компонентів, що містяться у продуктивних пластах, оптимізації та управління процесом розвідки й розробки родовищ.

Сучасні програмні засоби та методики побудови тривимірних ГГМ дозволяють залучати всю наявну геологічну й геофізичну інформацію про родовище вуглеводнів. Таким чином, кількість і якість вхідної інформації значною мірою контролюють процес побудови моделей, їх кінцеву якість і достовірність. Побудова ГГМ передбачає моделювання не лише інтервалів залягання порід-колекторів, а й геологічних розрізів та осадових басейнів у цілому. Дані геофізичних досліджень свердловин (ГДС) у цьому випадку є єдиним джерелом детальної неперервної петрофізичної інформації. У зв'язку з цим вдосконалення технологій обробки та інтерпретації даних ГДС, що забезпечують максимально повне і достовірне отримання геолого-петрофізичної інформації, є актуальною задачею.

Традиційні методики обробки та інтерпретації даних ГДС, що застосовуються з метою підрахунку запасів вуглеводнів, орієнтовані лише на визначення властивостей порід-колекторів і вирішують задачу визначення об'єму та насиченості інтервалів колекторів у розрізах свердловин. Тривимірна геолого-геофізична модель, що побудована за такими даними, у багатьох випадках не відображає реальної будови всього родовища. При побудові ГГМ інтерпретація даних ГДС повинна виконуватися на основі універсальних алгоритмів, заснованих на використанні системного підходу до визначення властивостей усіх порід, що складають досліджуваний розріз, включаючи інтервали колекторів, неколекторів, а також порід-флюїдоупорів, що підстилають і перекривають резервуари й поклади. Таким чином, актуальною є задача вдосконалення методичного забезпечення інтерпретації даних ГДС, що відповідає вимогам достовірного моделювання родовищ нафти, газу й конденсату.

Зв'язок програми з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана в Київському національному університеті імені Тараса Шевченка протягом періоду навчання в аспірантурі на кафедрі геології нафти і газу в ННІ "Інститут геології". До неї увійшли результати досліджень, виконаних автором згідно з плановими та науково-дослідними роботами в рамках

наукової держбюджетної теми №11БФ049-02 «Розробка теорії та методології побудови динамічних геолого-геофізичних моделей геологічних об'єктів і процесів» та геолого-тематичної роботи за договором (№ 1-045.14-УГВ) між ТОВ «Смарт Енерджі» та ТОВ «Надра Інтегровані Рішення» «Створення постійно-діючої геолого-технологічної моделі Островерхівського газоконденсатного родовища».

Мета і задачі дослідження. *Метою роботи* є підвищення достовірності та ефективності інтерпретації геофізичних матеріалів при створенні геолого-геофізичних моделей родовищ вуглеводнів.

Реалізація поставленої мети передбачала розв'язання таких *задач*:

- аналіз сучасного стану проблеми;
- аналіз петрофізичного забезпечення для геолого-геофізичного моделювання газоконденсатних покладів і систем;
- дослідження можливості застосування даних ГДС при побудовах геолого-геофізичних моделей покладів вуглеводнів, особливо у випадках обмеженого комплексу методів промислово-геофізичних досліджень і за відсутності кернавого матеріалу;
- дослідження впливу технологічних і геолого-геофізичних чинників при оцінці пористості газонасичених колекторів за даними ГДС;
- розробка способу врахування впливу залишкового газонасичення при оцінці пористості газонасичених пластів за даними неелектричних методів ГДС;
- удосконалення методики оцінки пористості глинистих порід за даними електрокаротажу з урахуванням електричних властивостей капілярно-зв'язаної води;
- дослідження мінливості електричних та ємнісних характеристик глинистих покришок в межах можливого впливу газоносного покладу/пласта.

Об'єктом дослідження є теригенні колектори та глинисті покришки газоконденсатних покладів Північного борту ДДз.

Предметом дослідження є геофізичні, петрофізичні та літолого-петрографічні характеристики порід – колекторів та флюїдоупорів газоконденсатних покладів Північного борту ДДз.

Методи дослідження. У роботі використовуються методи статистичної обробки геологічної та промислово-геофізичної інформації (кореляційний, регресивний аналіз), математичного моделювання, кількісної інтерпретації матеріалів ГДС.

Під час виконання дисертаційної роботи та в процесі її оформлення широко застосовувалась комп'ютерна технологія інтерпретації даних ГДС “ГеоПошук” (СОУ 73.1-41-04.04.19:2006).

Наукова новизна отриманих результатів.

1. Дістало подальшого розвитку петрофізичне обґрунтування необхідного об'єму даних промислової геофізики та методики оцінки ємнісних параметрів порід при побудові лінійної геоакустичної моделі за відсутності кернавого матеріалу.

2. Уперше розроблено науково обгрунтований підхід щодо використання позірної пористості за матеріалами неелектричних методів промислової геофізики при пошуках газонасичених пластів.
3. Удосконалено теоретико-методичне підґрунтя щодо використання різноглибинних неелектричних методів ГДС з метою оцінки пористості в умовах радіальної зміни залишкового газонасичення присвердловинної зони пласта.
4. Дістало подальшого розвитку наукове обґрунтування впливу питомого електричного опору зв'язаної води при оцінці пористості глинистих порід за даними електрокаротажу.
5. Уперше для родовищ Північного борту ДДз встановлено суттєвий вплив газового покладу на вертикальні зміни електричних і акустичних характеристик глинистої покрішки з віддаленням від покрівлі пласта-колектора. Розроблено новий критерій оцінки характеру насичення пласта-колектора.

Практичне значення отриманих результатів. Вдосконалена автором технологія інтерпретації даних ГДС дозволяє суттєво підвищити детальність і достовірність визначення петрофізичних параметрів геологічного середовища родовищ вуглеводнів ДДз при побудові інтерпретаційних та геолого-геофізичних моделей газоконденсатних покладів.

Запропоновані автором способи виявлення газонасичених пластів як за результатами дослідження впливу зони проникнення на покази неелектричних методів промислової геофізики, так і при дослідженнях характеристик глинистих покрішок дозволяють підвищити достовірність оцінки характеру насичення порід-колекторів.

Власні розробки автора щодо оцінки петрофізичних характеристик гірських порід були використані при створенні цифрової геолого-геофізичної моделі Острове́рхівського газоконденсатного родовища.

Особистий внесок здобувача.

Основні теоретичні положення та методичні результати, що наведені в дисертаційній роботі, отримані здобувачем на матеріалах власних досліджень. У роботах [1-3,5] автору належить постановка задачі, виконання експериментальної частини, аналіз отриманих результатів та ідеї вдосконалення методичних прийомів і способів оцінки ємнісних характеристик газонасичених пластів. У роботі [4] автору належить безпосередня участь у зборі та аналізі матеріалів, проведенні чисельних розрахунків, обробці та аналізі результатів, підготовці висновків. Розроблені алгоритми оцінки петрофізичних властивостей компонентів газоконденсатних покладів були реалізовані при моделюванні Острове́рхівського газоконденсатного родовища.

Апробація результатів дисертації. Основні положення дисертації та результати досліджень доповідалися та обговорювалися на засіданнях кафедри геології нафти і газу Інституту геології Київського національного університету імені

Тараса Шевченка, а також були представлені на міжнародних та всеукраїнських наукових конференціях:

1. X Міжнародна наукова конференція “Моніторинг геологічних процесів та екологічного стану середовища” (м. Київ, 2012р.).

2. Науково-практична конференція "Питання пошуків, розвідки та екологічних аспектів видобування вуглеводнів з ущільнених колекторів, газосланцевих товщ та вуглевміщуючих пластів" (м. Київ, 2015р.).

Публікації. За темою дисертації опубліковано 7 наукових робіт, серед яких 4 статті в наукових журналах та збірниках наукових праць, що належать до списку затверджених МОН України фахових видань, де мають бути опубліковані матеріали дисертаційних робіт і 1 – в іноземному науковому виданні, а також 2 - матеріали конференцій та тези доповідей на наукових конференціях.

Структура й обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається з вступу, п'яти глав і висновків, викладених на 138 сторінках машинописного тексту, і супроводжується 8 таблицями, 29 рисунками та списком використаної літератури (138 найменування).

За допомогу та постійну підтримку автор щиро дякує своєму науковому керівникові, доктору геологічних наук, професору О. М. Карпенку та науковому консультанту, заступнику директора з наукової роботи ТОВ “Науково-виробничий центр "Укргеотехнології", кандидату геологічних наук Г. О. Кашубі, без участі яких завершення даної роботи не було б можливим. У період роботи над дисертацією автор також користувався консультаціями доктора геолого-мінералогічних наук, професора В. М. Курганського, якому висловлює глибоку подяку. Автор висловлює особисту подяку начальнику відділу комплексної обробки та інтерпретації геолого-геофізичної інформації ТОВ “Надра Інтегровані Рішення”, кандидату геолого-мінералогічних наук В. Г. Колісніченку, що сформував автора як спеціаліста в процесі навчання та спілкування. Автор вдячний своїм колегам і вчителям за цінні консультації та допомогу при виконанні робіт за темою дисертації.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі обґрунтовується актуальність роботи, формулюються мета та основні завдання досліджень, вказується наукова новизна отриманих результатів, їх практична цінність та особистий внесок здобувача, наведені дані апробації дисертаційної роботи, подана її загальна характеристика та структура.

Перший розділ дисертації присвячено розгляду сучасного стану петрофізичного забезпечення геолого-геофізичних моделей вуглеводнів.

Питанням петрофізичного забезпечення тривимірного моделювання займаються вже понад півстоліття. Найбільш вагомий вклад щодо вдосконалення петрофізичної основи геолого-геофізичного моделювання в різні часи зробили такі

науковці: Ross Crain, Zoltan Barlai, В. Колісніченко, К. Закревський, С. Білібін, Ю. Тяпкін, І. Хромова, Ю. Філатов, О. Зиновьева, В. Афанасьєв, М. Елланский, П. Кузьменко, О. Карпенко, Г. Продайвода, В. Маляр, О. Библів, С. Вижва, Д. Федоришин, І. Безродна, В. Курганський, О. Петровський, А. Тищенко, М. Латишова, М. Харченко та багато інших.

Сучасні програмні засоби та методики побудови тривимірних геолого-геофізичних моделей дозволяють залучати всю наявну геологічну та геофізичну інформацію про родовище вуглеводнів. Таким чином, кількість і якість вхідної інформації значною мірою контролює процес побудови моделей, їх кінцеву якість та достовірність.

Побудова геолого-геофізичних моделей передбачає моделювання не лише інтервалів залягання порід-колекторів, а й геологічних розрізів і осадових басейнів в цілому. Порооди-покришки є одним із необхідних компонентів існування покладу вуглеводнів. Однак їм приділяється недостатня увага при петрофізичному та геофізичному моделюванні.

Ємнісні властивості є одними із головних петрофізичних параметрів геолого-геофізичної моделі, які безпосередньо впливають на кінцевий результат тривимірного моделювання. Одним із найважливіших параметрів при визначенні колекторів є коефіцієнт пористості (пористість значною мірою контролює достовірність розрахунку коефіцієнта нафтогазонасичення і коефіцієнта проникності). Існує велика кількість підходів для його визначення, в першу чергу за результатами геофізичних досліджень свердловин. Одним із можливих шляхів підвищення достовірності визначення K_p за даними ГДС є врахування впливу коефіцієнту залишкового газонасичення $K_{гз}$ в зоні проникнення. Це особливо важливо при підрахунках запасів газових і газоконденсатних родовищ.

Одним із способів врахування $K_{гз}$ є використання емпіричних коефіцієнтів, на які необхідно домножити розраховану за АК, НК і ГГК-щ пористість. За літературними даними емпіричний коефіцієнт для АК змінюється від 0,65 до 0,9, для НК – від 1 до 3, для ГГК-щ – складає близько 0,7.

Інший підхід полягає у побудові статистичних залежностей. Використання залежностей типу "керна-ГДС" дозволяє деякою мірою враховувати вплив $K_{гз}$ на покази методів ГДС. Однак на практиці досить часто відбір керну проводять далеко не у всіх свердловинах (навіть там де він є, – часто кількість зразків обмежена, а сам керн не є представницьким).

У роботі О.М. Карпенка наведено оригінальний спосіб врахування впливу характеру газонасичення на покази АК шляхом побудови математичної статистичної моделі на основі даних ГДС (на прикладі газових родовищ Передкарпатського прогину). Дана модель дозволяє визначати величину збільшення показів інтервального часу в ході проведення звичайного ультразвукового акустичного каротажу за рахунок наявності залишкового защемленого газу в

присвердловинній зоні з урахуванням глибини залягання газового покладу та величини загальної глинистості пласта. Використання даного способу можливе лише в конкретних умовах проведення ГДС (тонкошаруваті теригенні відклади з високим вмістом глинистих прошарків, тип і фізико-хімічні властивості бурового розчину, особливості технології буріння), за яких було побудовано дану модель.

Більш універсальним методом врахування впливу $K_{гз}$ на визначення пористості за ГДС є застосування детерміністичних інтерпретаційних моделей. У роботі М.Г. Латишової наведено методику визначення коефіцієнту пористості газонасиченого колектора із міжзерновим типом пористості з врахуванням впливу залишкового газонасичення, але вона має ряд недоліків. Основний із них полягає в тому, що методика працює лише за умови незмінності $K_{гз}$ в інтервалі глибинності дослідження методів пористості, або за умови рівності радіусів дослідження методів. Існуючі практичні й теоретичні дослідження вказують на неоднорідність розподілу залишкового газонасичення в межах зони проникнення та різну глибинність дослідження зондів акустичного, радіоактивного та електричного каротажу.

Огляд існуючих методик визначення K_p газонасичених порід-колекторів показав, що вони або базуються на використанні даних лише одного з методів пористості, або не враховують реальний вплив газонасичення присвердловинної зони пласта на покази ГДС.

Отже, огляд численної літератури, привів до висновку про необхідність врахування присутності залишкового газонасичення під час інтерпретації даних каротажу з метою визначення пористості пласта. Існуючі методики не дозволяють повною мірою вирішити дану задачу. Важливо розробити більш універсальний підхід, що дозволить знаходити пористість газонасиченої породи з урахування радіальної мінливості $K_{гз}$.

В другому розділі проведено огляд геолого-геофізичної вивченості відкладів північної бортової зони ДДз (Острове́рхівське, На́рі́жнянське, Євге́нівське, Юлі́ївське родовища вуглеводнів).

У геологічній будові району дослідження беруть участь вулканогенно-метаморфічні утворення архей-протерозойського кристалічного фундаменту та осадові відклади палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем.

В тектонічному відношенні На́рі́жнянська, Острове́рхівська, Юлі́ївська та Євге́нівська площі розташовані на території північної бортової частини ДДз. На́рі́жнянська, Острове́рхівська та Юлі́ївська площі знаходяться в зоні її зчленування з прибортовою частиною западини; Євге́нівська структура – в районі зчленування південного схилу Воронезької антеклізи з Донецькою складчастою спорудою, в зоні палеозойських підняттяв, приурочених до Краснорецької тектонічної лінії Північного Донбасу.

В загальному структурному плані район характеризується моноклінальним

зануренням осадового комплексу порід крейди, юри, тріасу та пермі в напрямку до центральної частини западини, під якими поховані структурні форми кам'яновугільних відкладів.

Просторове розміщення покладів ВВ обумовлене особливостями будови Північного борту, розломно-блоковою тектонікою, зонами розвитку пластів-колекторів і покришок в осадовому чохла, зонами з підвищеними фільтраційно-ємнісними властивостями порід фундаменту, різноманітністю традиційних і нетрадиційних структурних форм.

На Північному борту ДДЗ виділяються два структурних поверхи нафтогазоносності: перший представлений кристалічними породами фундаменту (нижній поверх) та другий – верхній поверх, складений відкладами осадового чохла.

Нижній поверх нафтогазоносності охоплює архей-протерозойські відклади – гнейси, граніти, кристалічні сланці, амфіболіти та інші метавулканогенні, дезінтегровані породи.

Верхній поверх нафтогазоносності охоплює відклади осадового чохла, він є головним і найбільш вивченим геофізикою та бурінням. В ньому сконцентровані основні промислові запаси нафти і газу. В свою чергу він поділяється на три нафтогазоносних яруси, які включають: перший - візейські, другий - серпуховські і третій - середньокам'яновугільні відклади.

Перший ярус в регіональному плані має широке розповсюдження. Продуктивні горизонти характеризуються різноманітним літологічним складом і фільтраційними властивостями. Поклади масивно-пластові, тектонічно екрановані з єдиною гідродинамічною системою, яка охоплює візейські та докембрійські породи.

Другий ярус нафтогазоносності охоплює серпуховські відклади, які складені пісковиками із загальними товщинами понад 40 м. Пісковики неоднорідні, розчленовуються ущільненими породами на проникні прошарки від 2 до 5 м. Літологічна невитриманість пластів-колекторів, мінливість їх товщин та наявність між продуктивними горизонтами ущільнених порід від 5 до 20 м, обумовлюють тип покладів пластовий, літологічно-екранований.

Третій ярус нафтогазоносності має найбільший за товщиною стратиграфічний інтервал; пласти-колектори представлені, як правило, пісковиками та кавернозно-тріщинуватими вапняками, літологічно та технічно обмежені значеннями пористості до 20%.

Основні поклади газу досліджуваних родовищ приурочені до нижньокам'яновугільного відділу ($C_{1s}+C_{1v}$). В літологічному відношенні досліджувана продуктивна товща відкладів C_{1s} і C_{1v} представлена теригенними піщано-глинистими породами. До порід-колекторів відносяться пісковики та алевроліти різної зернистості, глинистості і карбонатизації, а також генезису – від алювіального до морського. До неколекторів – ущільнені пісковики, алевроліти та аргіліти з рідким включенням щільних карбонатів.

В третьому розділі роботи викладено теоретичні основи та практичне застосування лінійних геоакустичних моделей при геолого-геофізичному моделюванні. Геоакустична модель є джерелом неперервної петрофізичної інформації, так як розраховується не лише навпроти пластів порід-колекторів, а суцільно вздовж стовбура свердловини. Це дозволяє проводити тривимірне моделювання петрофізичних властивостей всього геологічного середовища з достатньо високою детальністю.

Необхідний набір (комплекс) методів ГДС (для побудови ЛГАМ), який складається з ГК/ПС, НК, АК, ГГК-щ будемо називати повним, а комплекс, в якому відсутній метод ГГК-щ, або АК (або і ГГК-щ і АК) – обмеженим. За наявності в свердловині повного комплексу ГДС задовільної якості, в більшості випадків отримані результати побудови ЛГАМ дозволяють найбільш повно й достовірно вирішувати задачі петрофізичного забезпечення тривимірного геолого-геофізичного моделювання та параметричного забезпечення сейсморозвідки.

Разом з тим, виникають ситуації, коли в комплексі ГДС, відсутній метод АК (або і АК і ГГК-щ). Така ситуація досить часто зустрічається в практиці. В даній роботі зроблено порівняння результатів визначення пластових швидкостей за існуючими статистичними залежностями, виведеними для конкретної території, і по обмеженому мінімальному комплексу ГДС для ЛГАМ: ГК, НК (на прикладі Острове́рхівської, Юлі́ївської і Нарі́жнянської площ). Як об'єкт випробування була взята свердловина 16 Юліївської площі ДДз (інтервал 3100 – 3650 м).

Основні результати виконаних експериментів зведені в таблицю 1, де показані рівняння, що були використані для прогнозу швидкості, парні коефіцієнти кореляції взаємозв'язку синтетичних швидкостей розповсюдження поздовжніх хвиль (V_p^c) і фактичної швидкостей (V_p^f). У другій з права колонці приводиться відносна середньоквадратична помилка прогнозу швидкості хвиль, визначена як відношення середньоквадратичної помилки прогнозу параметра до середнього значення параметра.

Зупинимося більш детально на окремих способах. За наявності методів ГК і НК, можна вирішити задачу склавши наведену в таблиці 1 (спосіб № 1) систему рівнянь, з якої очевидно, що параметрами, які визначаються, будуть: K_p , $V_{ск}$ (в нашому випадку пісчанистість) і $K_{гд}$. Для даного способу коефіцієнт кореляції між фактичними значеннями швидкості V_p^f та зпрогнозованими (синтетичними) склав 0.82. Помилка склала 6.4%.

Далі випробувалися способи із застосуванням залежностей Ю.Усенко (2-6). З отриманих результатів слід відмітити, що якість прогнозування по цих способах виявилася невисокою. Випробуванням способів (2-6) з табл. 1 було підтверджено, що статистичні зв'язки (рівняння), отримані для сусідніх районів, будуть неефективні на інших площах.

Кращі результати отримані за формулою Т.Ізотової (спосіб №7), яка істотну увагу приділила глинам. Із застосуванням методу БК, або ГЗ отримані відповідні помилки прогнозування кривих швидкостей – 12.6% і 29.5%.

Таблиця 1

Результати прогнозування швидкості розповсюдження поздовжньої хвилі.

№, п/п	Рівняння, що були використані	Коеф. кореляції	Помилка прогнозу, %
1	$\omega_{\pi} = 1 \cdot K_{\pi} + 0.28K_{\text{гл}} - 0.035V_{\text{ск}};$ $K_{\text{гл}} = f(\Delta I_{\gamma});$ $1 = K_{\pi} + K_{\text{гл}} + V_{\text{ск}}$ $V_p^c = 10^6 / (580K_{\pi} + 172V_{\text{ск}} + 280K_{\text{гл}})$	0.82	6.4
2	$V_p^c = 10^6 / (481.7 + 4.16K_{\pi}^{\Gamma 3} - 3771 \ln H)$	0.46	63
	$V_p^c = 10^6 / (481.7 + 4.16K_{\pi}^{\text{БК}} - 3771 \ln H)$	0.47	65
3	$V_p^c = 10^6 / (-215.2 + 15.9K_{\pi}^{\Gamma 3} - 54.1 \ln P_{\pi})$	0.48	64
	$V_p^c = 10^6 / (-215.2 + 15.9K_{\pi}^{\text{БК}} - 54.1 \ln P_{\pi})$	0.51	61
4	$V_p^c = 10^6 / (55 \ln H - 3.7 \Delta I_{\gamma} - 304 - 6.1K_{\pi}^{\Gamma 3})$	0.44	68
	$V_p^c = 10^6 / (55 \ln H - 3.7 \Delta I_{\gamma} - 304 - 6.1K_{\pi}^{\text{БК}})$	0.45	67
5	$V_p^c = 10^6 / 3.81K_{\pi} + 186.9$	0.44	61
6	а) Для чистих пісковиків: $V_p^c = 10^6 / 3.64K_{\pi} + 178.9$ б) Для глини: $V_p^c = 10^6 / 5.32K_{\pi} + 211.2$	0.1	>100
7	$V_p^c = (\ln P_{\pi}^{\text{БК}} - \ln 0.56) / 0.00126$	0.53	12.6
	$V_p^c = (\ln P_{\pi}^{\Gamma 3} - \ln 0.56) / 0.00126$	0.28	29.5
8	$V_p^c = 5466.9 - 6082.3W_{\pi}$	0.78	6.9

9	$V_p^c = 5150.6 - 1264.6 \Delta I_\gamma$	0.76	7.4
10	$V_p^c = 1006.4 + 415 \ln \rho_k^{BK} / \rho_v$	0.58	9.4
11	$V_p^c = -3728.6 + 1078.4 \ln \rho_k^{G3} / \rho_v$	0.52	10.2

Способи (8-11) запропоновані на основі використання регресійного аналізу. Найбільш близькі результати між V_p^ϕ і V_p^c отримані при залученні показів методу НК.

Отже, на основі проведених досліджень, за обмеженого комплексу ГДС, можливі різні варіанти вирішення задачі побудови ЛГАМ. За відсутності ГГКщ, – найкращі результати отримують при використанні комплексу ГК, АК, НК; за відсутності АК, або і АК і ГГК-щ – при використанні способу (1) (ГК, НК). Використання нормальних і статистичних залежностей з метою одержання окремих параметрів ЛГАМ (густина, швидкість розповсюдження поздовжньої хвилі) в основному не дає задовільних результатів.

В **четвертому** розділі наводяться основні отримані результати вдосконаленого підходу інтерпретації даних ГДС для газонасичених пластів-колекторів.

Вперше дисертантом вплив $K_{Г3}$ на покази методів ГДС було виявлено на Євгеніївському газоконденсатному родовищі. Для проведення оцінки впливу характеру насичення на визначення K_Π було обрано пласти-колектори серпуховського віку, різного, за результатами випробування, насичення. В межах даного родовища по свердловинах № 1,8,14 було сформовано дві вибірки (групи) пластів: водонасичені і газонасичені.

Після проведення детальної обробки та інтерпретації каротажного матеріалу, було розраховано K_Π порід з різним характером насичення (водонасичені і газонасичені) за даними методів акустичного, радіоактивного та електричного каротажу. Отримані середні значення K_Π , які розраховані за даними різних методів ГДС для порід з різним характером насичення, були порівняні між собою за критерієм Ст'юдента на подібність.

Результати аналізу показали, що за насичення порід водою, значення пористості, обчислені за різними методами ГДС, мало відрізняються між собою, для газонасичених порід – різниця дуже суттєва, що обумовлено присутністю залишкового газу в порах колектора. Таким чином, було встановлено суттєвий вплив $K_{Г3}$ на покази методів ГДС при визначенні пористості порід-колекторів Євгеніївського газоконденсатного родовища.

Вплив $K_{Г3}$ на покази методів пористості в газонасиченому пласті спостерігається не завжди. Це пов'язано як з геологічними (літологія, глибина залягання, пористість, глинистість пласта і т.д.), так і з технологічними факторами які не просто врахувати. Тож першочерговою задачею при інтерпретації даних ГДС

газонасичених товщ, є виявлення пластів, в яких вплив $K_{гз}$ на покази методів пористості присутній. На практиці ця задача вирішується співставленням пористості, розрахованої за керном ($K_{п}^{керн}$) з пористістю за АК, НК або ГГК-щ в газонасиченому пласті. При розходженні значень пористості в межах $\pm 10\%$ (відносних), - вплив газонасичення відсутній, в протилежному випадку вводять відповідні поправки. Очевидно, що область застосування такого підходу обмежується тими свердловинами та конкретними пластами, в яких проводився відбір керну. В даній роботі запропоновано "спосіб позірних пористостей", що базується на використанні комплексу методів АК-НК, або НК-ГГК-щ (за наявності останнього).

Пористість, яка розрахована за даними АК, НК, ГГК-щ (акустична, нейтронна і густинна відповідно) для водонасичених неглинистих порід, вважаємо, відповідає загальній пористості цих порід. Даний спосіб базується на тому, що у випадку відсутності впливу $K_{гз}$ і $K_{гл}$ (або при його врахуванні), криві $K_{п}^{АК}$, $K_{п}^{НК}$, $K_{п}^{ГГК-щ}$ будуть співпадати:

$$K_{п}^{АК} = \frac{\Delta T_{п} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{в} - \Delta T_{ск}} - K_{гл} \cdot \frac{\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{в} - \Delta T_{ск}} \quad (1)$$

$$K_{п}^{НК} = \omega_{п} - K_{гл} \cdot \omega_{гл} + \Delta \omega_{літ} \quad (2)$$

$$K_{п}^{ГГК-щ} = \frac{\delta_{ск} - \delta_{п}}{\delta_{ск} - \delta_{в}} - K_{гл} \cdot \frac{\delta_{ск} - \delta_{гл}}{\delta_{ск} - \delta_{в}} \quad (3)$$

В реальних гірських породах між кривими акустичної і нейтронної, чи нейтронної і густинної пористості, завжди буде присутня певна ступінь неспівпадіння (рис 1). Це може бути визвано чинниками різної природи і не пов'язане із впливом $K_{гз}$. Врахування такої розбіжності виконується шляхом розрахунку загального (середньоквадратичного) відхилення (σ_{Δ}) розрахованих кривих $K_{п}^{АК}$, $K_{п}^{НК}$, $K_{п}^{ГГК-щ}$:

$$\sigma_{\Delta} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2}, \quad (4)$$

де σ_1 і σ_2 - середньоквадратична похибка визначення $K_{п}^{АК}$ і $K_{п}^{НК}$, або $K_{п}^{ГГК-щ}$ і $K_{п}^{НК}$.

Абсолютне значення похибки ($\sigma_{\Delta}^{абс}$), згідно теорії похибок буде дорівнювати:

$$\sigma_{\Delta}^{абс} = \sigma_{\Delta} / 1.25. \quad (5)$$

Пористість газонасиченого пласта за даними ГДС розраховується так, як якби він був насичений водою (за формулами 1-3). Далі розраховується $\Delta K_{п} = K_{п}^{АК/ГГК} - K_{п}^{НК}$. У випадку, якщо $\Delta K_{п} > 2\sigma_{\Delta}^{абс}$, то вплив $K_{гз}$ на методи пористості

суттєвий (рис 2). Неврахування $K_{гз}$ в такому випадку призведе до значних похибок при визначенні $K_{п}$ за даними ГДС. Параметр $\Delta K_{п}$ є індикатором впливу $K_{гз}$, а також несе в собі інформацію про величину $K_{гз}$ присвердловинної зони пласта-колектора. Такий спосіб дозволяє попередньо виділяти пласти, які можуть бути газонасиченими.

Реалізація вищезазначеного параметра $\Delta K_{п}$ при інтерпретації даних ГДС в пошукових і розвідувальних свердловинах дозволяє виділити першочергові об'єкти під перфорацію та випробовування. Якщо спостерігається аномалія $\Delta K_{п} > 2\sigma_{\Delta}^{abc}$, то вона свідчить про наявність процесів помітного переміщення газової складової пластового флюїду в породі під впливом знакозмінних радіальних градієнтів тиску на границі «свердловина – гірська порода» під час буріння свердловини та розкриття пласта. Безумовно, наведений критерій $\Delta K_{п}$ не є обов'язковою умовою наявності газонасиченого колектора в розрізі свердловини, проте він може бути остаточним вирішальним чинником при прийнятті рішення про доцільність тестування з подальшою експлуатацією виявленого пласта-колектора.

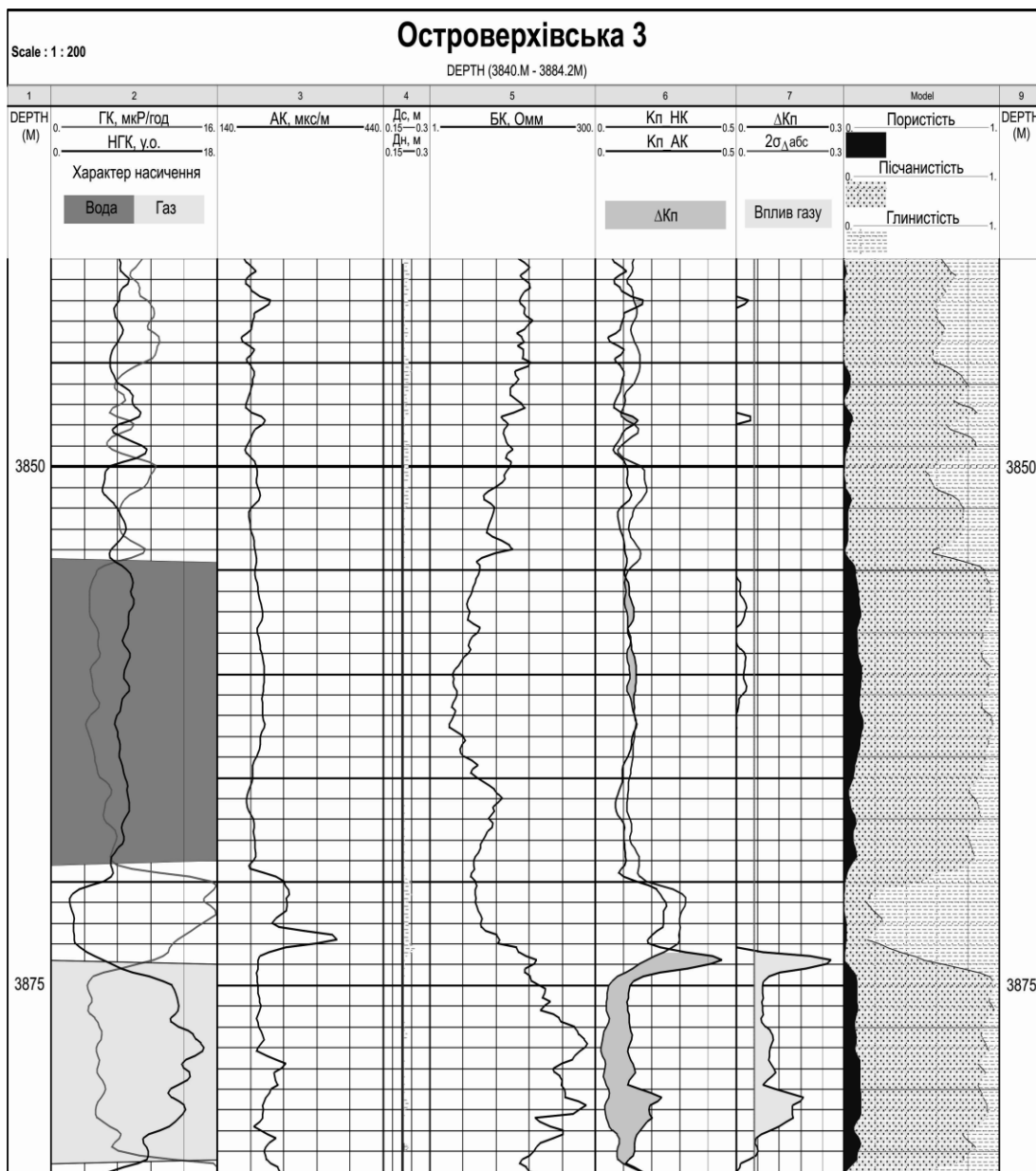


Рис. 1 Фрагмент планшету св. 3-Островерхівська із виявленою ділянкою суттєвого впливу залишкового газонасичення зони проникнення на покази "методів пористості"

Залишкове газонасичення присвердловинної частини пласта-колектора змінюється в радіальному напрямку від стінки свердловини вглиб пласта. Методи ГДС, що використовуються для визначення K_p , володіють різною глибинністю дослідження, тож вплив $K_{гз}$ на ці методи не однаковий, і це потрібно враховувати.

З метою розв'язання поставленої задачі, а саме – врахування різної глибинності методів ГДС, нами запропонована методика сумісного визначення $K_{гз}$ та K_p , що ґрунтується на використанні комплексу двох різноглибинних методів каротажу: акустичного і нейтронного. Обидва методи є загальноновживаними: НК

входить до обов'язкового стандартного комплексу каротажу в Україні; АК – основний метод пористості (для ДДз). Методика базується на розв'язанні системи рівнянь, що має наступний вигляд:

$$\begin{cases} K_{\text{п}}^{\text{АК}} = K_{\text{п}} + K_{\text{гз}}^{\text{НМ}} \cdot K \cdot K_{\text{п}} \cdot \frac{\Delta T_{\text{г}} - \Delta T_{\text{ск}}}{\Delta T_{\text{в}} - \Delta T_{\text{ск}}}, \\ K_{\text{п}}^{\text{НМ}} = K_{\text{п}} - K_{\text{гз}}^{\text{НМ}} \cdot K_{\text{п}} \cdot \omega_{\text{г}}, \end{cases} \quad (6)$$

де $K_{\text{п}}$ – реальна пористість породи; $K_{\text{п}}^{\text{АК}}$, $K_{\text{п}}^{\text{НМ}}$ – пористість, обрахована за рівняннями (1) і (2); K – коефіцієнт, який дорівнює:

$$K = \frac{K_{\text{гз}}^{\text{АК}}}{K_{\text{гз}}^{\text{НМ}}} = \frac{R_{\text{АК}}}{R_{\text{НМ}}}, \quad (7)$$

де $K_{\text{гз}}^{\text{АК}}$, $K_{\text{гз}}^{\text{НМ}}$ – коефіцієнти залишкового газонасичення в зоні дослідження зонда акустичного і нейтронного каротажу відповідно; $R_{\text{АК}}$, $R_{\text{НМ}}$ – радіуси дослідження зонда акустичного і нейтронного каротажу відповідно.

Дисертант вважає, що незважаючи на змінну глибинність методів АК і НМ, відношення $R_{\text{АК}}/R_{\text{НМ}}$ залишається постійним, а отже і $K_{\text{гз}}^{\text{АК}}/K_{\text{гз}}^{\text{НМ}}$ – константа. Таким чином, введення коефіцієнту K в систему рівнянь (6) дозволяє розв'язувати задачу знаходження $K_{\text{п}}$ газонасиченої породи, $K_{\text{гз}}^{\text{АК}}$ та $K_{\text{гз}}^{\text{НМ}}$ пласта на відстані $R_{\text{АК}}$ та $R_{\text{НМ}}$ від стінки свердловини (рис. 2):

$$\begin{cases} K_{\text{п}} = \frac{\omega_{\text{г}} \cdot K_{\text{п}}^{\text{АК}} + \frac{\Delta T_{\text{г}} - \Delta T_{\text{ск}}}{\Delta T_{\text{в}} - \Delta T_{\text{ск}}} \cdot K \cdot K_{\text{п}}^{\text{НМ}}}{\frac{\Delta T_{\text{г}} - \Delta T_{\text{ск}}}{\Delta T_{\text{в}} - \Delta T_{\text{ск}}} \cdot K + \omega_{\text{г}}} \\ K_{\text{гз}}^{\text{НМ}} = \frac{K_{\text{п}} - K_{\text{п}}^{\text{НМ}}}{K_{\text{п}} \cdot \omega_{\text{г}}} \\ K_{\text{гз}}^{\text{АК}} = K \cdot K_{\text{гз}}^{\text{НМ}} \end{cases} \quad (8)$$

Така методика дозволяє не лише розраховувати реальну пористість пласта, а й проводити попередню оцінку ступеня газонасиченості пласта (адже ступінь залишкового газонасичення напряму залежить від $K_{\text{г}}$ незмінної частини пласта).

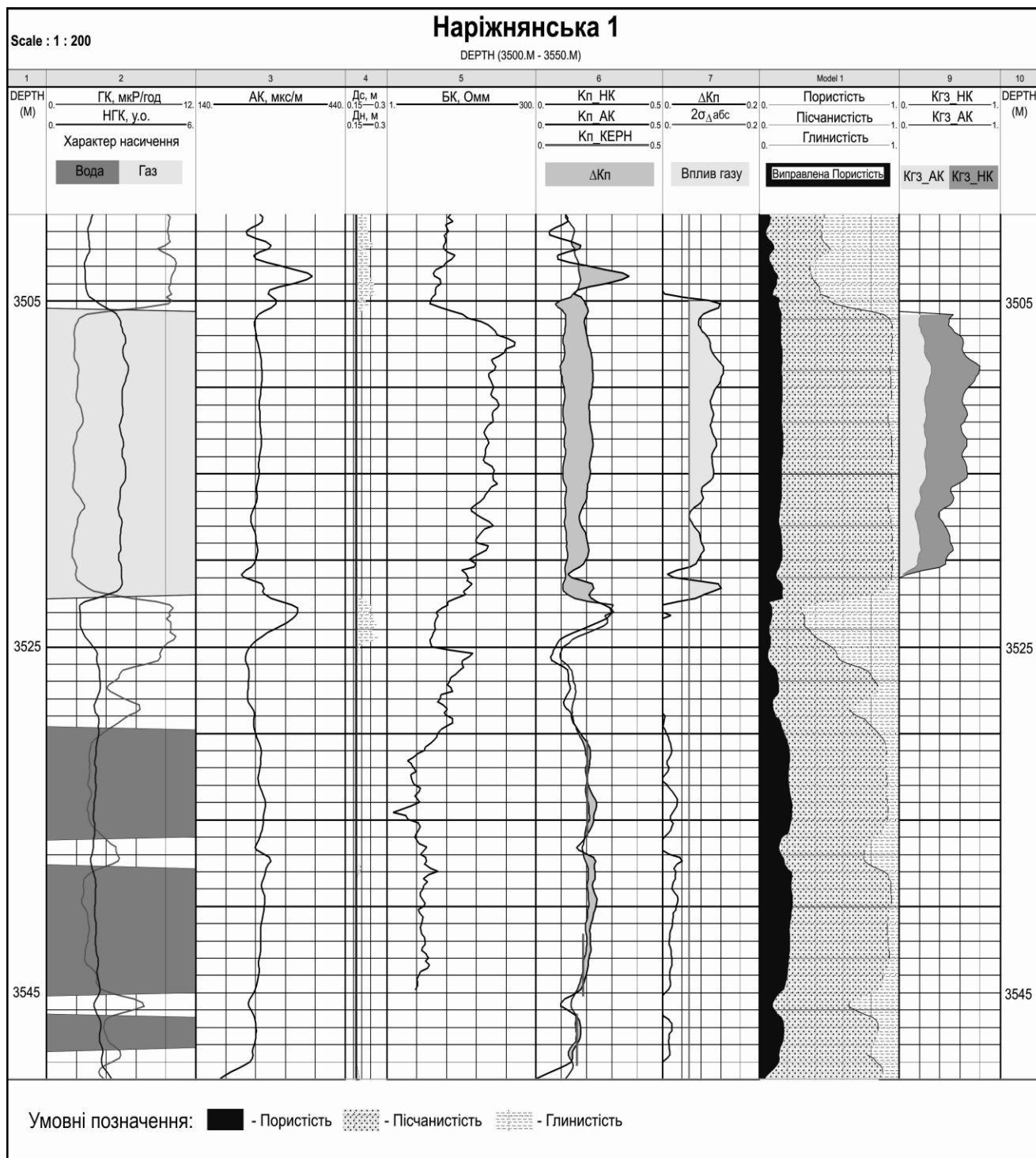


Рис. 2 Фрагмент планшету св. 1-Наріжнянська із визначеними величинами позірної пористості за даними АК, НК, дійсної пористості пласта з урахуванням радіального розподілу залишкового газонасичення в зоні проникнення

Безумовно, достовірність такої оцінки багато в чому залежить від обраного значення коефіцієнту K та петрофізичних констант компонент породи. За наявності інформації про пористість, що визначена за керном (для газонасиченого пласта), можна розв'язати систему рівнянь (6) відносно коефіцієнту K , і таким чином

уточнити його значення для конкретного типу апаратури, що використовується на даній площі (для даного регіону досліджень, по такій методиці, K змінюється від 0.4 до 0.5).

В п'ятому розділі описуються дослідження петрофізичних властивостей та геофізичних параметрів глинистих товщ. Важливим аспектом є оцінка ємнісних властивостей глинистих покриттів. В першу чергу, - пористості. Інформація про $K_{\text{п}}^{\text{гл}}$ дозволяє прогнозувати наявність зон аномально високих пластових тисків (АВПТ). Визначення $K_{\text{п}}^{\text{гл}}$ глинистих товщ (або $K_{\text{п}}^{\text{гл}}$) за даними ГДС проводиться за допомогою або під час побудови ЛГАМ. Однак існують випадки (особливо в нових свердловинах), коли необхідний для побудови ЛГАМ комплекс ГДС в свердловині відсутній.

На рис. 3 показано кореляційний зв'язок параметра пористості для глин ($P_{\text{п}}^{\text{гл}}$) від $K_{\text{п}}^{\text{гл}}$ (останнє розраховано за методикою ЛГАМ) для порід серпуховського віку Острорівського ГКР. Параметр пористості глин розраховувався:

$$P_{\text{п}}^{\text{гл}} = \rho_{\text{гл}} / \rho_{\text{в.гл}}, \quad (9)$$

де $\rho_{\text{гл}}$ – опір глин, визначений за даними індукційного каротажу (ІК); $\rho_{\text{в.гл}}$ – опір води в глинах, визначений, в першому випадку, за емпіричною формулою Тікс'є (рис. 3а):

$$\rho_{\text{в.гл}} = \rho_{\text{гл}} \cdot \frac{\Delta T_{\text{гл}} - 230}{1640}; \quad (10)$$

в другому випадку (рис. 3б) – за результатами хімічного аналізу глибинних проб, відібраних безпосередньо із свердловин при випробуванні водоносних об'єктів.

В результаті експериментальних досліджень встановлено суттєву відмінність реальної геоелектричної моделі глинистих порід від петрофізичної моделі, в якій не враховано особливості питомого електричного опору капілярно-зв'язаної води. На основі уточненої інтерпретаційної моделі запропоновано визначення коефіцієнту пористості глинистих порід у нових свердловинах на даній площі (за відсутності досліджуваного керна матеріалу), якщо необхідний для побудови комплекс ЛГАМ відсутній. Такий підхід дозволяє визначати пористість глинистих товщ, і як результат, – оцінювати наявність зон АВПТ (або АНПТ) і розраховувати за відомими стандартними способами величину коефіцієнта аномальності пластового тиску.

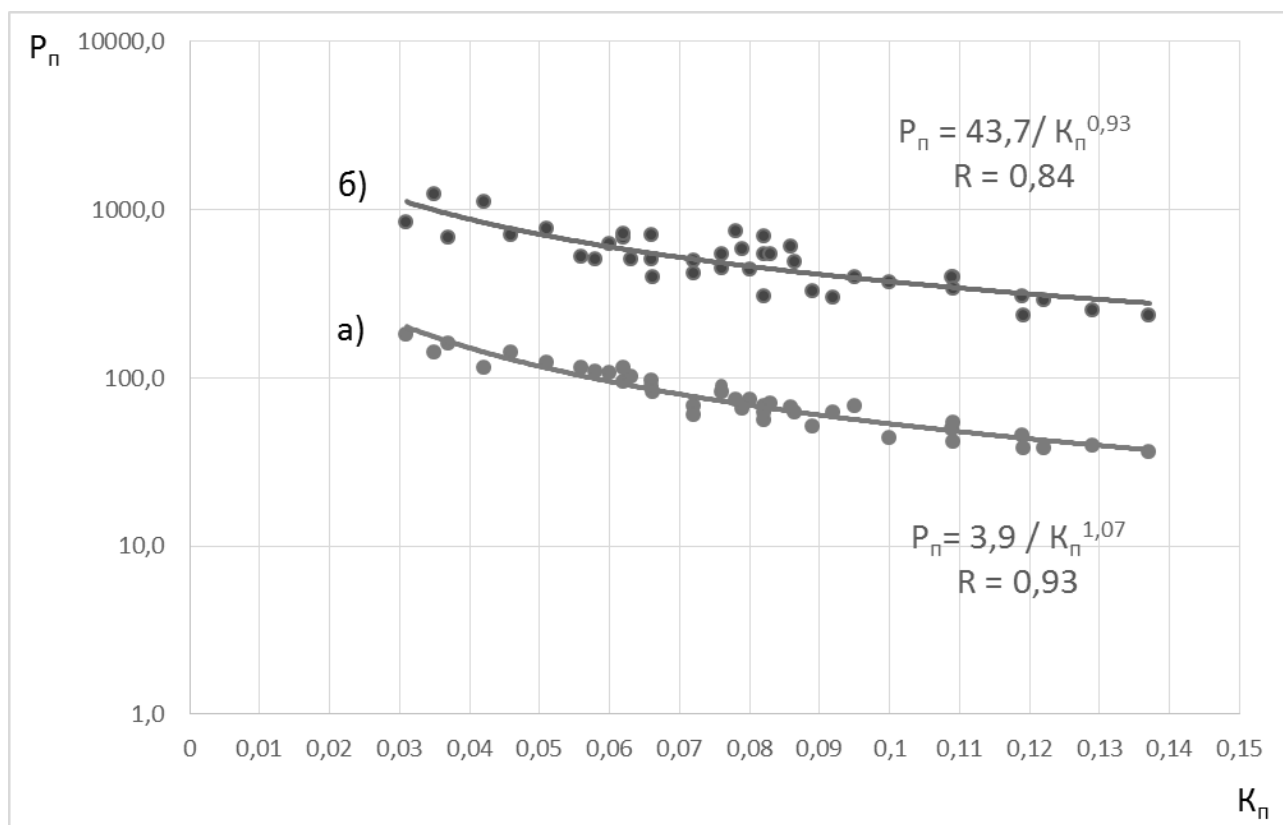


Рис. 3 Залежність P_n глин від $K_n^{гл}$ (а – опір води визначено за формулою Тікс'є; б – за результатами відбору пластових проб із колекторів)

З метою виявлення аномалій геофізичних полів в глинистих покриттях, обумовлених міграцією вуглеводнів, було досліджено флюїдоупори серпуховського і візейського ярусів Острівського ГРП над продуктивними (газонасиченими) і непродуктивними пластами за результатами випробувань і ГДС. Було проаналізовано 42 пластоперетинання (26 над продуктивними і 16 над непродуктивними покладами). В результаті аналізу було виявлено градієнтну зміну показів електричного (індукційного і бокового) й акустичного каротажів від нижньої (безпосередньо над продуктивним пластом) до верхньої частини глинистої покриття над продуктивними пластами (рис. 4). Поділ флюїдоупору на верхню й нижню частини було проведено візуально, по зміні фізичних полів ЕК і АК. Загальною закономірністю (над продуктивними пластами) є підвищені покази АК і понижені покази ЕК нижньої частини покриття в порівнянні із верхньою. Також, в більшості випадків, нижня частина відмічається більш високим $K_n^{гл}$. Для підтвердження існування суттєвої відмінності між нижньою і верхньою частинами глинистих пластів, було проведено статистичний аналіз. У табл.2 наведено результати оцінки подібності середніх розрахованих значень електричного опору і $\Delta T_{гл}$ окремо по двох вибірках порід (над продуктивними і непродуктивними пластами) шляхом порівняння розрахованих значень ($t_{роз}$) t-критерію з теоретичними

($t_{теор}$). У випадку, якщо $t_{роз} > t_{теор}$ – спостережена розбіжність значуща; якщо $t_{роз} \leq t_{теор}$ – розбіжність відсутня.

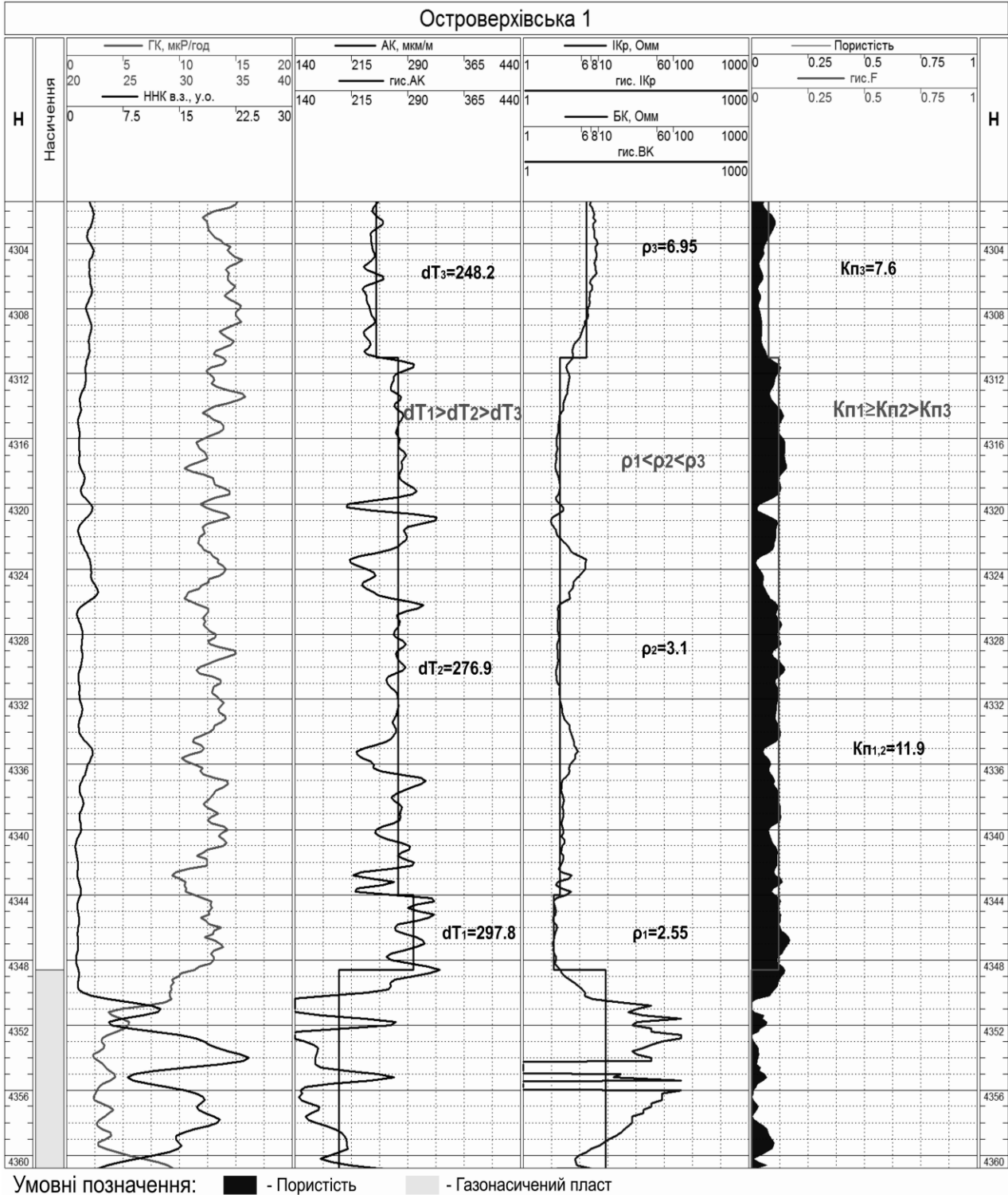


Рис. 4 Фрагмент планшету св. 7-Островерхівська

Порівняння подібності значень питомого електричного опору ПЕО та $\Delta T_{\text{гл}}$ в межах нижньої і верхньої частин глинистих товщ на основі використання t- критерію Ст'юдента

Над продуктивними пластами				Над непродуктивними пластами			
N=26, p=0.95		$t_{\text{теор}}$	$t_{\text{роз}}$	N=16, p=0.95		$t_{\text{теор}}$	$t_{\text{роз}}$
ПЕО верх	ПЕО низ	2,01	2,35	ПЕО верх	ПЕО низ	2,04	0,4
$\Delta T_{\text{гл}}$ верх	$\Delta T_{\text{гл}}$ низ	2,01	3,26	$\Delta T_{\text{гл}}$ верх	$\Delta T_{\text{гл}}$ низ	2,04	1,68

Результати аналізу показали, що над продуктивними пластами покази ЕК і АК у нижній і верхній частинах покритишки суттєво відрізняються між собою, над непродуктивними пластами – різниця не суттєва.

Характер розподілу показів АК і ЕК у глинистих покритишках над непродуктивними пластами виявився зовсім іншим. У частині проаналізованих пластів диференціація показів АК і ЕК була майже відсутня, в інших випадках – спостерігалася зворотня картина, в порівнянні із покритишками над продуктивними пластами: підвищені покази ЕК і понижені покази АК нижньої частини покритишки у порівнянні із верхньою (рис. 5).

Відмінність показів АК і ЕК між верхньою і нижньою частинами глинистих покритишок над продуктивними пластами обумовлена процесом міграції вуглеводнів, за рахунок чого відбувається часткове насичення порового простору покриваючих порід, що веде до їх розущільнення, і як наслідок призводить до виникнення аномалій фізичних полів. Також цікавим є той факт, що висота (потужність) нижньої частини покритишки (із зміненими фізичними властивостями) в проаналізованих пластоперетинаннях не однакова. Найімовірніше, це може бути пов'язано із різною екрануючою здатністю покритишок. У літературних джерелах наводиться інформація про те, що чим глибше зона змінених властивостей покритишки (нижня частина) – тим гірша її екрануюча здатність. Слід відмітити, що виявлені закономірності трендових змін геофізичних характеристик в покритишках над продуктивними покладами та відсутність помітних змін у вертикальному напрямку над непродуктивними пластами (або зворотня картина) спостерігаються як у відкладах серпуховського ярусу, так і у відкладах візею.

Отже, проведені дослідження дозволили виявити новий якісний пошуковий геофізичний критерій можливої наявності продуктивного пласта під глинистим флюїдоупором, зміст якого полягає у суттєвій відмінності питомого електричного опору та інтервального часу в різних ділянках покритишки за незмінної її глинистості.

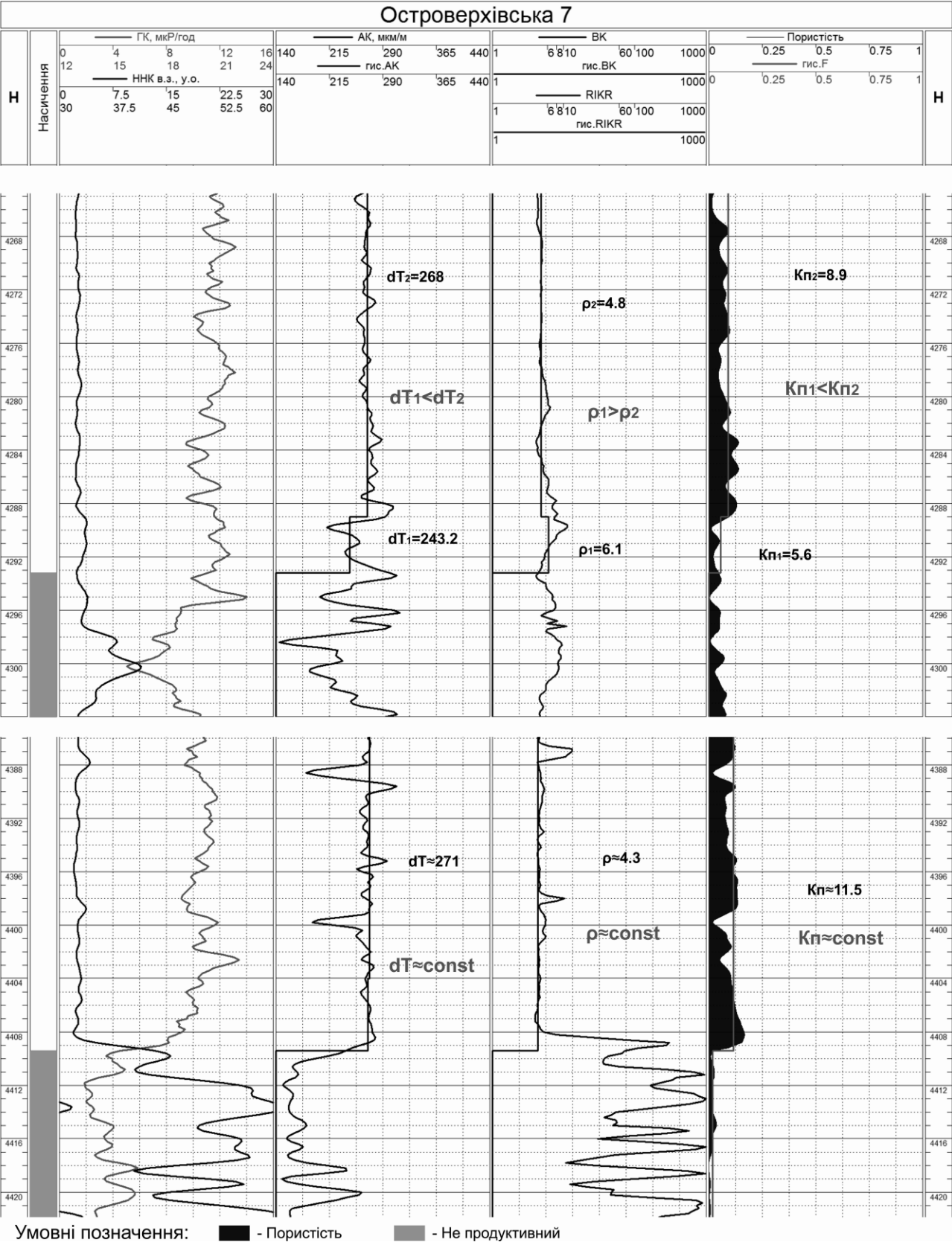


Рис. 5 Фрагмент планшету св. 7-Островерхівська

ВИСНОВКИ

У висновках підведено підсумок наукових досліджень та висвітлено найбільш важливі результати, отримані автором під час роботи над дисертацією. Головні результати за темою дисертаційної роботи можна сформулювати у вигляді наступних тверджень:

1. З метою необхідності отримання безперервної промислово-геофізичної інформації по всьому геологічному розрізу родовища для побудови геолого-геофізичної моделі обґрунтовано мінімально необхідний (ГК-НК) та оптимальний (ГК-НК-АК) об'єм даних промислової геофізики та відповідні методики інтерпретації даних ГДС, особливо за відсутності кернавого матеріалу. Запропоновано наряду з конкретними кореляційними залежностями типу "керна-керна", або "керна-ГДС" використовувати більш універсальну методику визначення петрофізичних параметрів досліджуваного середовища шляхом побудови лінійних геоакустичних моделей.

2. На основі аналізу існуючих уявлень та фізико-технологічних моделей процесів, що відбуваються ву зоні проникнення при розкритті газонасиченого пласта, запропоновано вдосконалення існуючого підходу щодо комплексної інтерпретації даних неелектричних методів каротажу, результатом якого є оцінка залишкового газонасичення в зоні дослідження кожного з методів та більш достовірне визначення пористості газонасиченої породи-колектора. Автором запропоновано застосування комплексу АК-НК та введено новий коефіцієнт K , який враховує радіальну зміну залишкового газонасичення в пласті. Це дозволить суттєво підвищити достовірність оцінки ємнісних характеристик теригенних порід-колекторів при оперативній інтерпретації даних ГДС та при підрахунку запасів вуглеводнів.

3. В результаті експериментальних досліджень встановлено суттєву відмінність реальної геоелектричної моделі глинистих порід від петрофізичної моделі, в якій не враховано особливості питомого електричного опору капілярно-зв'язаної води. На основі уточненої петрофізичної моделі запропоновано визначення коефіцієнту пористості глинистих порід на прикладі Острове́рхівського ГКР, що дозволить проводити експресну оцінку АВПТ в розрізі свердловини.

4. Проведені дослідження дозволили виявити новий якісний пошуковий геофізичний критерій можливої наявності продуктивного пласта під глинистим флюїдоупором, зміст якого полягає у суттєвій відмінності значень питомого електричного опору та інтервального часу в різних ділянках покритишки за незмінної її глинистості. Разом з визначеними ємнісними характеристиками пласта-колектора за даними ГДС використання даного критерію дозволяє збільшити достовірність виявлення продуктивного покладу або об'єкту.

Таким чином, запропоновані способи інтерпретації даних ГДС, геоелектричні моделі глинистих товщ та науково обґрунтований мінімальний та оптимальний об'єм методів комплексу ГДС орієнтовані на підвищення ефективності

петрофізичного забезпечення геолого-геофізичного моделювання газоконденсатних покладів.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Статті у наукових фахових виданнях України

1. Солодкий Є.В. Пористість газонасичених колекторів за даними ГДС/ **Є.В. Солодкий**, О.М. Карпенко // Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. – Київ, 2013. – №60. – С. 20-24.
2. Солодкий Є.В. Визначення газонасичення при свердловинній зоні пласта-колектора за геофізичними даними / **Є.В. Солодкий**, О.М. Карпенко // Науковий вісник Національного гірничого університету. – Дніпропетровськ, 2014. – №143. – С. 10-15.
3. Солодкий Є.В. Вплив залишкового газонасичення на визначення пористості порід-колекторів / **Є.В. Солодкий** // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 2014. – №53. – С. 141-146.
4. Колісніченко В.Г. Прогнозування геоакустичних характеристик розрізів нафтових і газових свердловин ДДЗ за відсутності вимірів акустичного каротажу / В.Г. Колісніченко, Г.О. Кашуба, **Є.В. Солодкий** // Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. – Київ, 2014. – №66. – С. 82-87.

Статті у іноземних виданнях

5. Карпенко А.Н. Способ определения коэффициентов кажущейся пористости для оценки степени остаточного газонасыщения пород-коллекторов /А.Н. Карпенко, **Е.В. Солодкий**, П.П. Повжик // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – Москва, 2015. – №3. – С. 16-18.

Публікації за матеріалами конференцій

6. Солодкий Є.В. Оцінка впливу насичення на визначення пористості порід-колекторів (на прикладі Євгеніївського родовища) / **Є.В. Солодкий**, О.М. Карпенко // X Міжнародна наукова конференція "Моніторинг геологічних процесів та екологічного стану середовища", 17–20 жовтня 2012 р., Київ, Україна. – ст.173-175.
7. Солодкий Є.В. Дослідження геоелектричних характеристик глинистих порід-флюїдоупорів покладів вуглеводнів / **Є.В. Солодкий** // Науково-практична конференція "Питання пошуків, розвідки та екологічних аспектів видобування вуглеводнів з ущільнених колекторів, газосланцевих товщ та вуглевміщуючих пластів", 3-4 червня 2015 р., Київ, Україна. – ст.82-84.

АНОТАЦІЯ

Солодкий Є.В. Петрофізичне забезпечення геолого-геофізичних моделей газоконденсатних покладів Північного борту ДДз (на прикладі Острове́рхівської, Євге́нійвської, На́ріжнянської, Ю́ліївської площ). – Рукопис.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук за спеціальністю 04.00.22 – геофізика. – Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ, 2016.

Дисертація присвячена вирішенню актуальної проблеми – вдосконаленню методичних основ підвищення надійності та достовірності петрофізичного забезпечення геолого-геофізичного моделювання газоконденсатних покладів Північного борту ДДз (на прикладі Острове́рхівської, Євге́нійвської, На́ріжнянської, Ю́ліївської площ).

Захищається вдосконалена технологія інтерпретації даних ГДС, що дозволяє суттєво підвищити детальність і достовірність визначення петрофізичних параметрів геологічного середовища родовищ вуглеводнів ДДз при побудові інтерпретаційних та геолого-геофізичних моделей газоконденсатних покладів. Запропоновані автором способи виявлення газонасичених пластів як за результатами дослідження впливу зони проникнення на покази неелектричних методів промислової геофізики, так і при дослідженнях характеристик глинистих покришок дозволяють підвищити достовірність оцінки характеру насичення порід-колекторів.

Ключові слова: інтерпретація даних ГДС, коефіцієнт залишкового газонасичення, глинисті покришки, геолого-геофізична модель.

АННОТАЦИЯ

Солодкий Е.В. Петрофизическое обеспечение геолого-геофизических моделей газоконденсатных залежей Северного борта ДДв (на примере Острове́рховской, Евге́ниеvвской, На́рижнянской, Ю́лиевской площадей). – Рукопись.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата геологических наук по специальности 04.00.22 - геофизика. – Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко, Киев, 2016.

Эффективность функционирования нефтегазодобывающей отрасли во многих случаях определяет состояние экономики страны. Дефицит углеводородного сырья в Украине требует увеличения объемов добычи природного газа и нефти. В Украине одним из самых перспективных нефтегазовых регионов является Северная бортовая зона ДДв. Прирост запасов углеводородов возможно реализовать за счет повышения качества проектирования и эффективности реализации проектных решений, при геологоразведочных работах и разработке месторождений углеводородов, путем применения объемных геолого-геофизических моделей. Построение трехмерных

моделей предполагает моделирование не только в интервалах залегания пород-коллекторов, но и геологических разрезов и осадочных бассейнов в целом. Данные геофизических исследований скважин в этом случае являются единственным источником детальной непрерывной петрофизической информации. В связи с этим, совершенствование технологий обработки и интерпретации данных ГИС, обеспечивающих максимально полное и достоверное получение геолого-петрофизической информации, является актуальной задачей.

Диссертация посвящена решению актуальной проблемы – совершенствованию методических основ повышения надежности и достоверности петрофизического обеспечения геолого-геофизического моделирования газоконденсатных залежей Северного борта ДДв (на примере Островежской, Евгениевской, Нарижнянской, Юлиевской площадей).

Анализ существующих методик и подходов получения петрофизической информации о газоконденсатных залежах показал чрезвычайную сложность и неоднозначность толкования результатов.

Защищается усовершенствованная технология интерпретации данных ГИС и ее научное/теоретическое обоснование, которые позволяют существенно повысить детальность и достоверность определения петрофизических параметров геологической среды месторождений углеводородов ДДв при построении интерпретационных и геолого-геофизических моделей газоконденсатных залежей. Предложенные автором способы выявления газонасыщенных пластов как по результатам исследования влияния зоны проникновения на показания неэлектрических методов промысловой геофизики, так и при исследованиях характеристик глинистых покрышек, позволяют повысить достоверность оценки характера насыщения пород-коллекторов.

Апробация полученных результатов на реальных данных свидетельствует о возможности их применения в производственных целях.

Ключевые слова: интерпретация данных ГИС, коэффициент остаточного газонасыщения, глинистые покрышки, геолого-геофизическая модель.

ANNOTATION

Solodkyi I.V. Petrophysical support of geological - geophysical models of gas-condensate deposits of the Northern edge of the Dnieper Donetsk Basin (for example Ostroverhivska, Yevgeniivska, Narizhnianska, Yuliivska areas). – Manuscript.

The thesis for a Candidate Degree in Geology. Speciality 04.00.22 – Geophysics. – Taras Shevchenko National University of Kyiv, Ukraine, Kyiv, 2016.

The thesis is devoted to the decision of the topical issue – improvement of the methodical bases to increase the reliability and authenticity of petrophysical support of gas-condensate deposits modeling of The North edge of the Dnieper Donets basin (for example Ostroverkhova, Yevdenivska, Narizhnianska, Yuliivska areas).

Advanced technology of data interpretation of well logging is defended that will significantly increase the detail and reliability of determination of petrophysical parameters of geological environment of Dnieper Donetsk Basin deposits when constructing the interpretation, geological - geophysical models of gas-condensate deposits.

The author suggests ways to identify gas-saturated reservoirs through the study of the influence of transition zone on the testimony of non-electric well logging approaches and studies of the characteristics of clay seals will help to increase the reliability of the assessment of the nature of the reservoir rocks saturation.

Keywords: well logging data interpretation, the coefficient of the residual gas saturation, clay seals, a geological-geophysical model.