

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Міністерство освіти і науки України

Факультет природничих наук
Кафедра нафтогазової геофізики

Яремчук Ігор Богданович
(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.835

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Обґрунтування інтервалів пластів-колекторів для випробовування
(назва роботи)
з метою встановлення характеру їх насичення та фільтраційних властивостей
(на прикладі свердловини №1-Дубаневицька)

Нафтогазова геофізика
(назва освітньої програми)

103 «Науки про Землю»
(шифр і назва спеціальності)

Робота містить результати власних досліджень, використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Здобувач освітнього ступеня І. Б. Яремчук
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник Коваль Ярослав Миколайович, к.геол.н., доцент
(підпис, прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання керівника)

Допущено до захисту
Завідувач кафедри

доцент В. В. Федорів
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

м. Івано-Франківськ – 2026 рік

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Факультет	природничих наук
Кафедра	нафтогазової геофізики
Освітній рівень	перший (бакалаврський)
Спеціальність	103 «Науки про Землю»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри НГГ

доц. Федорів В.В.

“___” _____ 2026 р.

ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Яремчуку Ігорю Богдановичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Обґрунтування інтервалів пластів-колекторів для випробовування з метою встановлення характеру їх насичення та фільтраційних властивостей
(на прикладі свердловини №1-Дубаневицька)

Керівник роботи Коваль Ярослав Миколайович

Затверджені наказом закладу вищої освіти від “07” квітня 2026 р. № 33/8 .

2. Строк подання студентом роботи 16 червня 2026 року

3. Вихідні дані до роботи Завдання на бакалаврську роботу. Геолого-геофізичні дані з вивчення Дубаневицької площі. Спеціалізована література.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1) Характеристика гірської породи, як колектора

2) Технологія випробування пластів випробувачами на трубах

3) Обґрунтування вибору інтервалів випробування свердловини №1-Дубаневицька

4) Економічна та техніко-технологічна оцінка ефективності вибору інтервалів

5) Перелік умовних позначень і скорочень. Вступ. Перелік посилань на джерела. Висновки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

Презентація бакалаврської роботи в обсязі 12 слайдів

6.Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 07 квітня 2026 р.**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ п/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Характеристика гірської породи, як колектора	07.04.2026-15.04.2026	виконано
2.	Технологія випробування пластів	16.04.2026-27.04.2026	виконано
	випробовувачами на трубах		
3.	Обґрунтування вибору інтервалів випробування	28.04.2026-11.05.2026	виконано
	свердловини №1-Дубаневицька		
4.	Економічна та техніко-технологічна оцінка	12.05.2026-12.06.2026	виконано
	ефективності вибору інтервалів		
5.	Перелік умовних позначень і скорочень.	13.06.2026-15.06.2026	виконано
	Вступ.		
	Перелік посилань на джерела.		
	Висновки.		

Студент

(підпис)

Керівник роботи

(підпис)

Яворський І.Б.

(прізвище та ініціали)

Коваль Я.М.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота на тему «Обґрунтування інтервалів пластів-колекторів для випробовування з метою встановлення характеру їх насичення та фільтраційних властивостей (на прикладі свердловини №1-Дубаневицька)» містить 53 сторінки, 4 таблиці, 4 рисунки та 7 джерел використаної літератури.

У бакалаврській роботі розглянуто питання обґрунтування вибору інтервалів пластів-колекторів для випробовування випробовувачами пластів на трубах з метою встановлення характеру їх насичення та фільтраційних властивостей на прикладі свердловини №1-Дубаневицька.

У роботі проаналізовано теоретичні основи формування фільтраційно-ємнісних властивостей гірських порід, охарактеризовано типи насичення пластів, розглянуто принцип дії та технологію застосування випробовувачів пластів на трубах. Наведено результати комплексної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин

На основі аналізу каротажних матеріалів встановлено інтервали, що характеризуються сприятливими показниками пористості та зниженого коефіцієнта водонасичення. Проведено техніко-технологічну та економічну оцінку ефективності прийнятих рішень.

Аналіз поданого у роботі матеріалу показав доцільність комплексного підходу до вибору інтервалів випробування, що дозволяє знизити ризик отримання водонасичених притоків та підвищити геологічну ефективність робіт.

Ключові слова: Пласт-колектор, випробовувач пластів на трубах, геофізичні дослідження свердловин, пористість, проникність, водонасиченість, газонасиченість, фільтраційно-ємнісні властивості, інтерпретація каротажних даних, гідродинамічні дослідження, інтервал випробування.

ABSTRACTS

The bachelor's thesis titled "Justification of reservoir intervals for testing in order to determine the nature of their saturation and filtration properties (a case study of Well No. 1-Dubanevytska)" consists of 53 pages, including 4 tables, 4 figures, and 7 references.

The thesis addresses the issue of substantiating the selection of reservoir intervals for testing using drill stem testers in order to determine the nature of their saturation and filtration properties, based on the example of Well No. 1-Dubanevytska.

The work analyzes the theoretical foundations of the formation of reservoir properties of rocks, characterizes the types of reservoir saturation, and examines the operating principles and application technology of drill stem testers. The results of an integrated interpretation of well logging data are also presented.

Based on the analysis of well logging materials, intervals characterized by favorable porosity indicators and reduced water saturation coefficients were identified. A technical, technological, and economic evaluation of the effectiveness of the adopted solutions was carried out.

The analysis of the material presented in the thesis demonstrated the feasibility of a comprehensive approach to selecting testing intervals, which helps reduce the risk of obtaining water-saturated inflows and improves the geological efficiency of operations.

Keywords: reservoir, drill stem tester, well logging, porosity, permeability, water saturation, gas saturation, reservoir properties, log data interpretation, well testing, testing interval.

ЗМІСТ

	Ст.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ.....	6
ВСТУП.....	7
1. ХАРАКТЕРИСТИКА ГІРСЬКОЇ ПОРОДИ, ЯК КОЛЕКТОРА.....	9
1.1. Поняття про пласт-колектор та його основні параметри.....	9
1.2. Характер насичення пластів (нафто-, газо-, водонасиченість).....	13
1.3. Фільтраційно-ємнісні властивості гірських порід.....	14
1.4. Постановка геологічного завдання.....	18
2. ТЕХНОЛОГІЯ ВИПРОБОВУВАННЯ ПЛАСТІВ	
ВИПРОБОВУВАЧАМИ НА ТРУБАХ.....	20
2.1. Мета випробувань нафтогазових свердловин.....	20
2.2. Будова та принцип дії випробувача пластів на трубах.....	21
3. ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ІНТЕРВАЛІВ ВИПРОБОВУВАННЯ	
СВЕРДЛОВИНИ №1-ДУБАНЕВИЦЬКА.....	29
3.1. Геологічна будова Дубаневицької площі.....	29
3.2. Геофізичні дослідження геологічного розрізу свердловини №1- Дубаневицька.....	34
3.3. Критерії вибору перспективних інтервалів для випробування.....	38
3.4. Визначення інтервалів випробування в свердловині №1- Дубаневицька.....	41
4. ЕКОНОМІЧНА ТА ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНА ОЦІНКА	
ЕФЕКТИВНОСТІ ВИБОРУ ІНТЕРВАЛІВ.....	48
4.1. Вплив правильного вибору інтервалу на ефективність робіт.....	48
4.2. Зниження ризиків отримання припливів пластової води.....	49
4.3. Оцінка економічної доцільності.....	50
ВИСНОВКИ.....	52
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА.....	53

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ

АК	акустичний каротаж
АКЦ	акустична цементометрія
БК	боковий каротаж
БКЗ	бокове каротажне зондування
ВД	верхньодашавська світа
ВПТ	випробовувач пластів на трубах
ГДС	геофізичні дослідження свердловин
ГК	гамма-каротаж
ІК	індукційний каротаж
ЕК	електричний каротаж
ЗПК	запірно-поворотний клапана
КВТ	крива відновлювального тиску
МБК	боковий мікрокаротаж
МДС	мікрокавернометрія
МК	мікрокаротаж
НД	нижньодашавська світа
НГК	нейтронний-гамма каротаж
ННК	Нейтрон-нейтронний каротаж
ПМ	пофілеметрія
СК	стандартний каротаж
$K_{\text{п}}$	коефіцієнт пористості, %
$K_{\text{пр}}$	коефіцієнт проникності, мкм ²
$K_{\text{в}}$	коефіцієнт водонасичення, %
$K_{\text{г}}$	коефіцієнта газонасичення, %

ВСТУП

Актуальність теми. Актуальність теми зумовлена необхідністю підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт та мінімізації ризиків під час освоєння нафтогазових свердловин. В умовах складної геологічної будови та літологічної неоднорідності розрізу неправильний вибір інтервалів випробування може призвести до отримання водонасичених притоків або недооцінки перспективних пластів.

Комплексне обґрунтування інтервалів випробування із використанням сучасних методів геофізичних досліджень свердловин та аналізу фільтраційно-ємнісних властивостей дозволяє підвищити достовірність визначення характеру насичення пластів і прогноз їх продуктивності. Це має важливе практичне значення для оптимізації витрат на буріння та освоєння свердловин.

Мета і завдання дослідження. Метою бакалаврської роботи є обґрунтування вибору інтервалів пластів-колекторів для випробування випробовувачами пластів на трубах з метою встановлення характеру їх насичення та оцінки фільтраційно-ємнісних властивостей.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі задачі:

- проаналізувати теоретичні основи формування колекторських властивостей гірських порід;
- охарактеризувати технологію випробування пластів випробовувачами на трубах;
- виконати аналіз геологічної будови Дубаневицької площі;
- визначити критерії вибору перспективних інтервалів для випробування;
- обґрунтувати конкретні інтервали випробування у свердловині.

Методи дослідження. У роботі використано такі методи дослідження:

- аналіз геологічних даних;

- аналіз результатів інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин;
- порівняльний та економічний аналіз ефективності вибору інтервалів.

Структура та обсяг роботи. Бакалаврська робота складається із вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел із 7 найменувань. Повний обсяг бакалаврської роботи становить 53 сторінки друкованого тексту комп'ютерного набору, ілюстрованого 4 таблицями та 4 рисунками.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГІРСЬКОЇ ПОРОДИ, ЯК КОЛЕКТОРА

1.1 Поняття про пласт-колектор та його основні параметри

Пласт-колектор – це гірська порода, яка завдяки наявності порового простору та проникності здатна акумулювати і пропускати флюїди (нафту, газ, воду). Саме наявність ємнісних і фільтраційних властивостей визначає промислову цінність пласта як об'єкта розробки.

Колектори формуються переважно серед теригенних (пісковики, алевроліти) та карбонатних (вапняки, доломіти) порід. Їхні властивості залежать від умов осадонакопичення, постседиментаційних процесів (цементация, перекристалізація, доломітизація), а також тектонічних впливів.

Основними параметрами пласта-колектора є:

1. Пористість (K_p). Пористість гірських порід – це наявність у їх об'ємі пустот (пор). У більш вузькому значенні під пористістю розуміють об'єм порового простору, який кількісно визначають як відношення об'єму пор до загального об'єму зразка породи. Ця величина, виражається у відсотках або частках одиниці, називається коефіцієнтом пористості (K_p). Для прикладу, середня загальна пористість чистого скла становить 0 %, граніту – 1-3 %, пісковиків – 10-20 % і зазвичай не перевищує 33 %. Завдяки наявності пор гірські породи здатні акумулювати рідини та гази. До показника пористості інколи також відносять об'єм каверн і тріщин, що загалом характеризує пустотність породи [1].

Пористість визначає наявність і об'єм внутрішніх пор та капілярів у масиві породи й кількісно оцінюється коефіцієнтом пористості.

Залежно від особливостей будови порового простору виділяють такі різновиди пористості.

Загальна (фізична, або абсолютна) – відображає сумарний об'єм усіх пор зразка, як відкритих, так і закритих. Вона враховує навіть найдрібніші пори (менше 0,001 мм), тому загальна пористість сухих глин зазвичай

перевищує пористість пісковиків.

Відкрита – характеризує об’єм сполучених між собою пор, якими може переміщуватися флюїд. Її величина менша за загальну на об’єм ізольованих пор. Для визначення відкритої пористості застосовують, зокрема, метод І. А. Преображенського, який передбачає насичення відкритих пор очищеним гасом із подальшим зважуванням попередньо екстрагованого та висушеного зразка в повітрі та гасі. Аналогічно показник може визначатися з використанням води. На результати суттєво впливають способи усунення поверхневої плівки, оскільки залежно від розвитку пор, каверн і тріщин під час обробки зразка може втрачатися різна кількість рідини. За наявності великих каверн можливий гравітаційний витік, через що під час зважування фіксується менший об’єм, ніж фактичний об’єм рідини, що заповнила породу при вакуумному насиченні. У пористих пісках відкрита пористість практично дорівнює загальній; у пісковиках вона менша на 10-30 %, у глинах – на 50 % і більше; у чистій кам’яній солі відкрита пористість відсутня [1].

Закрита – відображає об’єм ізольованих пор, які можуть бути частково або повністю не сполученими між собою. Вона охоплює пори різних розмірів, форми та ступеня взаємозв’язку.

Ефективна – характеризує ту частину порового об’єму, що зайнята рухомим флюїдом (нафтою або газом) за умов повного насичення. Її значення менше за відкриту пористість на величину об’єму зв’язаних (залишкових) флюїдів. Поняття ефективної пористості було введено академіком Л. С. Лейбензон у 1947 році. Цей показник відображає корисну ємність породи щодо нафти й газу та тісно пов’язаний із нафтогазонасиченістю.

Також розрізняють динамічну пористість, яка характеризує об’єм пор, що реально беруть участь у процесі фільтрації за певних гідродинамічних умов.

За генетичними ознаками пористість поділяють на:

а) Первинну – ту, що сформувалася під час утворення породи;

б) Вторинну – таку, що виникла внаслідок подальших процесів, зокрема розчинення або перекристалізації мінералів.

За морфологією порового простору виділяють такі типи пористості [1]:

а) Гранулярна (міжзернова) – характерна для теригенних порід. Вона залежить від ступеня окатаності й сортування зерен, їх форми, способу укладання, а також типу та складу цементу. У добре відсортованих і слабо зцементованих породах коефіцієнт пористості може досягати 40 %, хоча зазвичай становить близько 20 %. Найбільш рівномірна пористість властива добре окатаним і відсортованим піщаним породам.

б) Кавернозна – притаманна переважно карбонатним породам. В органічних вапняках часто спостерігається значна, але нерівномірно розподілена кавернова пористість.

в) Тріщинна – властива породам різного генезису та зумовлена розвитком системи тріщин, які можуть істотно підвищувати фільтраційні властивості навіть за невеликої загальної пористості.

2. Проникність ($K_{пр}$). Проникність гірських порід – це здатність гірських порід пропускати через себе рідини і гази при гідростатичному тиску; міра фільтраційної провідності тріщинувато-пористих середовищ. Пропускна здатність пористих середовищ залежить від фізико-хімічних властивостей рідин і газів і геометрії пустотного (порожнинного) простору: розмірів, звивистості та сполученості пор і тріщин. Проникність пористого середовища для багатofазних систем нижча, ніж для однофазних. Проникність визначає витрату рідини чи газу через пористе тіло, або тріщинувате тіло. Процес руху рідин або газів у тріщинувато-пористих середовищах може підлягати лінійному закону фільтрації – закону Дарсі [1].

За проникністю гірські породи поділяють на 6 класів [1]:

- I – дуже добре проникні породи ($K_{пр} > 1,0 \text{ мкм}^2$);
- II – добре проникні (від 1,0 до 0,1 мкм^2);
- III – середньопроникні (від 0,1 до 0,01 мкм^2);
- IV – слабопроникні (від 0,01 до 0,001 мкм^2);

- V – дуже слабопроникні (від 1 до $0,1 \text{ нм}^2$);
- VI – практично непроникні ($K_{\text{пр}} < 0,1 \text{ нм}^2$).

В загальному розрізняють абсолютну, ефективну та відносну проникність [1]:

а) Абсолютна (фізична) П. – при фільтрації однорідної рідини або газу (коефіцієнт абсолютної проникності $K_{\text{пр.абс}}$) визначається геометрією порового простору і характеризує фізичні властивості породи.

б) Ефективна ($K_{\text{пр.еф}}$) – здатність порід пропускати флюїд при наявності інших залишкових порових флюїдів (води, нафти, газу), залежить від складності структури порового простору, поверхневих властивостей, наявності глинистих частинок. Для заданої рідини (або газу) залежить також від ступеня насичення порового простору породи цією рідиною (або газом). Див. проникність ефективна.

в) Відносна $K_{\text{пр.еф}}/K_{\text{пр.абс}}$ зростає зі збільшенням насиченості породи флюїдом і сягає максимального значення при повному насиченні; для нафти, газу, води вона коливається від нуля при низькій насиченості до одиниці при 100 %-ному насиченні. Поверхневі властивості порід визначають відносну проникність для різних фаз.

3. Насиченість. Насиченість гірських порід (особливо водонасиченість) – це певна міра заповнення пустот, тріщин та пір у породі рідинами (вода, нафта) або газами. Вона характеризує ступінь зволоження, впливає на фізико-механічні властивості (знижує тривкість) та визначає ефективну пористість і проникність колекторів для видобутку корисних копалин.

Основні аспекти насиченості гірських порід [2]:

- типи насичення. Породи можуть бути насичені водою (водонасиченість), нафтою або газом, або їх сумішами.
- коефіцієнт насиченості. Це відношення об'єму, зайнятого флюїдом, до загального об'єму пор.
- вплив на властивості. Збільшення водонасиченості знижує тривкість та міцність порід.

– залишкова вода. Навіть у нафтогазових колекторах частина пор завжди заповнена водою (залишкова водонасиченість), що залежить від капілярних сил.

Насиченість, разом із пористістю та тріщинуватістю, визначає ємнісні та фільтраційні властивості порід.

4. Літологічна неоднорідність. Літологічна неоднорідність – це мінливість мінералогічного складу, структури, текстури та фізичних властивостей порід у межах продуктивного пласта. Вона зумовлює нерівномірний розподіл фільтраційно-ємнісних властивостей, впливаючи на розробку родовищ нафти, газу та підземних вод. Основні види: шарувата, зональна та об'ємна [1, 2].

Основні види літологічної неоднорідності:

– шарувата неоднорідність. Зміна властивостей залежно від товщини пласта, що проявляється у чергуванні порід з різними літологічними характеристиками (наприклад, пісковиків та глин).

– зональна неоднорідність. Зміна властивостей за площею покладу, зумовлена фаціальними заміщеннями (наприклад, перехід від прибережних пісків до глибоководних глин).

– об'ємна неоднорідність. Комплексна зміна параметрів породи у всьому об'ємі пласта, що включає як шаруваті, так і зональні зміни.

1.2 Характер насичення пластів (нафто-, газо-, водонасиченість)

Характер насичення пластів відображає співвідношення вуглеводнів (нафти, газу) та води в поровому просторі гірських порід. Саме розподіл цих флюїдів визначає їх рухливість у пласті та можливість ефективного вилучення. Розрізняють нафто-, газо- та водонасичені пласти, які встановлюються за результатами лабораторних досліджень, результатами випробування або за даними геофізичних методів і використовуються при оцінці запасів. Важливе значення мають також початкова, поточна та

залишкова насиченості (за водою або газом), оскільки вони є базою для раціонального керування процесом розробки родовища.

Основними параметрами насичення пластів є [1, 2]:

— нафтонасиченість (K_n) — це частка порового об'єму, зайнята нафтою. Для нафтонасичених пластів характерна невисока незнижувана водонасиченість (зазвичай менше 15 %), тоді як у водонасичених породах вона може перевищувати 20-40 %.

— газонасиченість (K_g) — відображає частку пор, заповнених газом. За умов високого пластового тиску газ здатний формувати самостійні поклади.

— водонасиченість (K_v) — характеризує вміст води у поровому просторі та залежить від гідрогеологічних умов. У повністю водонасичених породах практично весь поровий об'єм заповнений пластовою водою.

— залишкова насиченість — це об'єм нафти або газу, що залишається в пласті після завершення розробки та не може бути вилучений традиційними методами.

Характер насичення порід-колекторів визначається за допомогою:

— лабораторних методів, що передбачають дослідження керн з визначенням пористості, проникності та фактичного вмісту флюїдів.

— проб пластових флюїдів, відібраних випробовувачами пластів на трубах (випробовувачами на каротажному кабелю);

— геофізичних методів дослідження свердловин (ГДС) застосовуються для оцінки насичення безпосередньо в свердловині. Зокрема, використовуються електричні та ядерно-фізичні методи, серед яких ефективним є імпульсний нейтронний каротаж, що дозволяє уточнювати розподіл флюїдів у пласті.

1.3 Фільтраційно-ємнісні властивості гірських порід

Фільтраційно-ємнісні властивості гірських порід є визначальними при оцінці продуктивності пластів-колекторів та обґрунтуванні вибору інтервалів

для випробування. У практиці геофізичних досліджень свердловин та аналізу кернавого матеріалу ці параметри використовуються для прогнозування дебіту, визначення характеру насичення та мінімізації ризику отримання припливу води.

Фільтраційно-ємнісні властивості гірських порід є одними з найважливіших параметрів, що визначають їх здатність акумулювати та пропускати флюїди (нафту, газ, воду). Саме ці характеристики визначають колекторські властивості порід і впливають на ефективність розробки родовищ вуглеводнів.

До основних фільтраційно-ємнісних параметрів належать пористість, проникність, коефіцієнт насичення та капілярні властивості.

У виробничих умовах пористість визначається комплексом методів:

1. Лабораторні дослідження керну – забезпечують найбільш точне визначення загальної та ефективної пористості.

2. Геофізичні методи дослідження свердловин (ГДС):

- нейтронний каротаж (НК);
- гамма-гамма густинний каротаж (ГГК-Г);
- акустичний каротаж (АК);
- комплексна інтерпретація каротажних діаграм.

На практиці найбільш надійні результати отримують шляхом комплексування даних. Наприклад, розбіжності між нейтронним та гамма-гамма густинним каротажем можуть свідчити про наявність газу у поровому просторі.

Важливим є врахування таких геологічних, геофізичних та технологічних параметрів як:

- глинистості гірських порід;
- впливу фільтрату бурового розчину;
- ступеня тріщинуватості.

Для карбонатних порід характерна значна роль вторинної пористості (кавернозної, тріщинної), яка суттєво впливає на продуктивність, але може

бути складною для кількісної оцінки лише за даними стандартних методів ГДС.

На відміну від пористості, проникність гірських порід безпосередньо за промислово-геофізичних даних не визначається, а оцінюється опосередковано:

- за емпіричними залежностями типу «пористість- проникність»;
- за результатами гідродинамічних досліджень свердловин;
- за даними випробування пластів.

Закон Дарсі описує фільтрацію флюїду через пористе середовище [3]:

$$Q = \frac{F \cdot K_{пр} \cdot \Delta P}{\mu \cdot L}, \quad (1.1)$$

де Q – дебіт свердловини, $\text{м}^3/\text{доб}$;

$K_{пр}$ – проникність, мкм^2 ;

F – площа фільтрації, м^2 ;

ΔP – перепад тиску;

μ – в'язкість флюїду, $\text{м}^2/\text{с}$;

L – довжина фільтраційного шляху, м .

У практиці інтерпретації нафтогазових свердловин особливу увагу приділяють інтервалам з поєднанням:

- ефективної пористості понад 8-10 % (для щільних колекторів – нижчі значення можуть бути промисловими),
- прогнозної проникності не нижче 1-5 мД (залежно від типу покладу).

Низькопористі, але тріщинуваті карбонати можуть демонструвати високі дебіти, що підкреслює необхідність урахування структурно-текстурних особливостей.

Коефіцієнт водонасичення (K_v) визначається за результатами електричного каротажу із застосуванням рівняння Арчі для чистих пісковиків або модифікованих моделей для глинистих колекторів.

Практичне значення мають такі показники:

- зниження питомого електричного опору порід вказує на підвищене водонасичення;
- високі значення питомого електричного опору у поєднанні із достатньою пористістю можуть свідчити про газо- або нафтонасичення.

При інтерпретації необхідно враховувати наступні чинники:

- мінералізацію пластових вод;
- пластову температуру;
- наявність глинистого матеріалу в породі;
- зону проникнення фільтрату бурового розчину в пласт.

Капілярні процеси у геології відіграють ключову роль у переміщенні вологи, розчинів та вуглеводнів у пористих породах, впливаючи на формування ґрунтів, вивітрювання та видобуток корисних копалин. Вони забезпечують підняття ґрунтових вод, формування капілярної облямівки та витіснення нафти, що критично важливо для гідрогеології та нафтогазової справи. Капілярні властивості гірських порід визначають:

- величину залишкового водонасичення;
- положення водонафтового та газоводяного контактів;
- характер розподілу фаз у тонкошарових порових колекторах.

У щільних породах високий капілярний тиск може обмежувати рухливість вуглеводнів навіть при достатній пористості.

У практиці буріння та освоєння свердловин рішення про випробування приймається на основі комплексного аналізу:

- значень ефективної пористості;
- прогнозної проникності;
- коефіцієнта водонасичення;
- характеру кривих ГДС;
- наявності аномалій газу за даними геолого-технологічних досліджень;
- результатів попередніх випробувань у суміжних свердловинах.

Перспективними вважаються інтервали, де спостерігається поєднання:

- знижених значень глинистості,
- підвищеної пористості,
- високого питомого електричного опору гірських порід,
- газопроявів під час буріння.

Недооцінка хоча б одного із параметрів може призвести до вибору водонасиченого або малопроникного інтервалу, що знижує економічну ефективність робіт.

З практичної точки зору фільтраційно-ємнісні властивості є основою для прогнозування продуктивності пластів-колекторів. Їх достовірна оцінка можлива лише за умови комплексування даних геофізичних досліджень свердловин, лабораторного аналізу керну та результатів гідродинамічних випробувань. Саме інтегрований підхід дозволяє мінімізувати ризики та підвищити ефективність освоєння родовищ.

1.4 Постановка геологічного завдання

У процесі розвідки та дорозвідки нафтогазоносних площ одним із ключових етапів є встановлення характеру насичення пластів-колекторів та оцінка їх фільтраційно-ємнісних властивостей. В умовах складної геологічної будови, літологічної мінливості розрізу та неоднорідності порового простору особливої актуальності набуває обґрунтований вибір інтервалів для випробування пластів.

Геологічна задача полягає у виділенні перспективних інтервалів у розрізі свердловини, які потенційно можуть бути продуктивними, та обґрунтуванні доцільності їх випробування випробувачами на трубах з метою отримання достовірної інформації про:

- характер насичення пластів (газо-, нафто- або водонасичення);
- ефективну пористість і проникність;
- пластовий тиск і продуктивні характеристики;

– наявність гідродинамічного зв'язку з покладом.

Вирішення поставленої задачі передбачає комплексний аналіз геолого-геофізичних матеріалів, зокрема:

- даних геофізичних досліджень свердловин (електричних, нейтронних, густинних, акустичних методів);
- матеріалів геолого-технологічних досліджень у процесі буріння;
- результатів аналізу керну (за наявності);
- даних попередніх випробувань у межах родовища або суміжних структур.

Геологічна задача полягає також у мінімізації ризику вибору нерентабельних інтервалів для випробування, що може призвести до отримання припливу пластової або відсутності промислового дебіту. Тому необхідно встановити чіткі критерії перспективності пластів, які базуються на сукупності показників: ефективної пористості, прогнозної проникності, коефіцієнта водонасичення, характеру каротажних аномалій та геолого-технологічних ознак вуглеводневодонасичення.

2 ТЕХНОЛОГІЯ ВИПРОБОВУВАННЯ ПЛАСТІВ ВИПРОБОВУВАЧАМИ НА ТРУБАХ

2.1 Мета випробувань нафтогазових свердловин

Основною метою випробування свердловин в процесі буріння являється оперативне, своєчасне виявлення та вивчення перспективних нафтових і газових горизонтів у відкритому стовбурі свердловини одразу після їх розкриття долотом, визначення їх нафтогазонасиченості та гідродинамічних характеристик пластів і оцінка очікуваних продуктивних показників свердловини при пуску її в роботу. Для визначення характеру насичення пласту необхідно забезпечити виклик короткочасного притоку рідини в свердловину і відбір представницького об'єму пластової проби. Це досягається за допомогою ізоляції продуктивного горизонту пакеруючими елементами, що спущені в свердловину на бурильних трубах, та за допомогою створення депресії на пласт [4].

Представницький об'єм пластової проби – це такий мінімальний об'єм пластової рідини, при відборі якого з бурильних труб можна надійно і однозначно визначити тип насичення пласта: нафтою, газом, газоконденсатом, водою, або сумішшю цих продуктів (величина цього об'єму в середньому складає 1,0-1,5 м³).

Якщо при випробуванні не вдається відібрати вказані обсяги пластового флюїду, тобто неможна оцінити «прямо» тип насичення, то якісна оцінка насиченості пласта може бути зроблена за побічними показниками (наприклад, за наявністю вуглеводнів у відібраній пробі та його компонентному складу; наявністю хлоридів та їх масовому змісту, що вказує на присутність пластових вод і т. д.).

Гідродинамічні параметри пласта визначаються за даними реєстрації глибинними манометрами вибійного тиску при поступленні рідини з пласта – кривих притоку та після зупинки свердловини – кривих відновлення тиску.

В результаті інтерпретації кривих тиску визначають величину пластового тиску, проникні властивості пласта, ступінь забруднення пласта в привибійній зоні свердловини, на основі яких вирішується питання про очікуванні продуктивні характеристики виявлених перспективних пластів після спуску експлуатаційної колони. За даними інтерпретації кривих відновлення тиску іноді можна встановити наявність проникного пласта-колектора в розрізі свердловини, не дивлячись на слабоінтенсивний приплив (або повна відсутність припливу) у відкритому періоді випробування.

2.2 Будова та принцип дії випробувача пластів на трубах

Принцип випробування інтервалу необсадженої свердловини випробовувачем пластів на трубах (ВПТ) полягає в ізолюванні досліджуваного інтервалу від інших частин розрізу за допомогою пакерних пристроїв, які спускаються на бурильних трубах, з подальшим створенням депресії – різниці між пластовим і вибійним тиском – для забезпечення припливу флюїду з пласта.

ВПТ опускаються в свердловину на бурильних трубах, які заповнені рідиною так, щоб її гідростатичний тиск забезпечив плановану депресію на об'єкт випробування. Після досягнення заданої глибини гумові елементи пакерів по команді з поверхні розтискаються і перекривають простір між ВПТ та стінкою свердловини, ізолюючи при цьому інтервал випробування від решти свердловини. Застосовуються два варіанти випробування необсаджених свердловин: шляхом ізоляції всього привибійного інтервалу за допомогою установки пакеруючих пристроїв в покрівлі інтервалу або при ізоляції конкретного інтервалу в його покрівлі та підшві. Цикл випробування складається з періоду припливу – часу становлення (сполучення) пласта з порожниною бурових труб і періоду відновлення тиску – часу відновлення тиску в підпакерному просторі після закриття запірного клапана. Для проведення випробування після відкриття запірно-поворотного

(ЗПК) клапана ізольована ділянка свердловини сполучається з порожниною бурильних труб. Оскільки вибійний тиск в системі бурильних труб – підпакерний (міжпакерний) простір, стає нижчим за пластовий, тоді пластовий флюїд поступає через фільтр в порожнину бурильних труб. Закриттям запірно-поворотного клапана приплив флюїду в труби припиняють. У підпакерному (міжпакерному) просторі в цей період відновлюється пластовий тиск. Тоді, закривши ЗПК і відкривши циркуляційний клапан, вирівнюється тиск над пакером і під ним, а тоді зривають пакер і проводять підйом ВПТ на поверхню [4, 5].

Зміна тиску в часі, починаючи з моменту спуску випробувача в свердловину і закінчуючи підйомом його на поверхню, реєструється манометрами. Зазвичай встановлюють не менше трьох манометрів: над ЗПК, у фільтрі ВПТ і під фільтром. Для випробувань у відкритому стовбурі розроблений і випускається нормальний ряд трубних випробувачів (діаметром 65, 80, 95, 127, 146 мм), що забезпечують роботу в свердловинах діаметром від 78 до 295 мм. Обладнання яке використовують для випробування пластів розрізняється за наступними ознаками: характером керування клапанами (обертанням колони бурильних труб або осьовим переміщенням бурильних труб з використанням компенсатора), способом ізоляції випробовуваного інтервалу (тільки зверху, зверху і знизу), методикою закріплення пакеруючих елементів в свердловині, тобто з опорою колони бурильних труб безпосередньо на вибій або з опорою їх за допомогою спеціальних якірних пристроїв на стінки свердловини.

Основними вузлами ВПТ являються: пакер, фільтр, випробувач пластів, запірний поворотний клапан та глибинні реєструючі манометри.

Типова конструкція ВПТ представлена на рисунку 2.1.

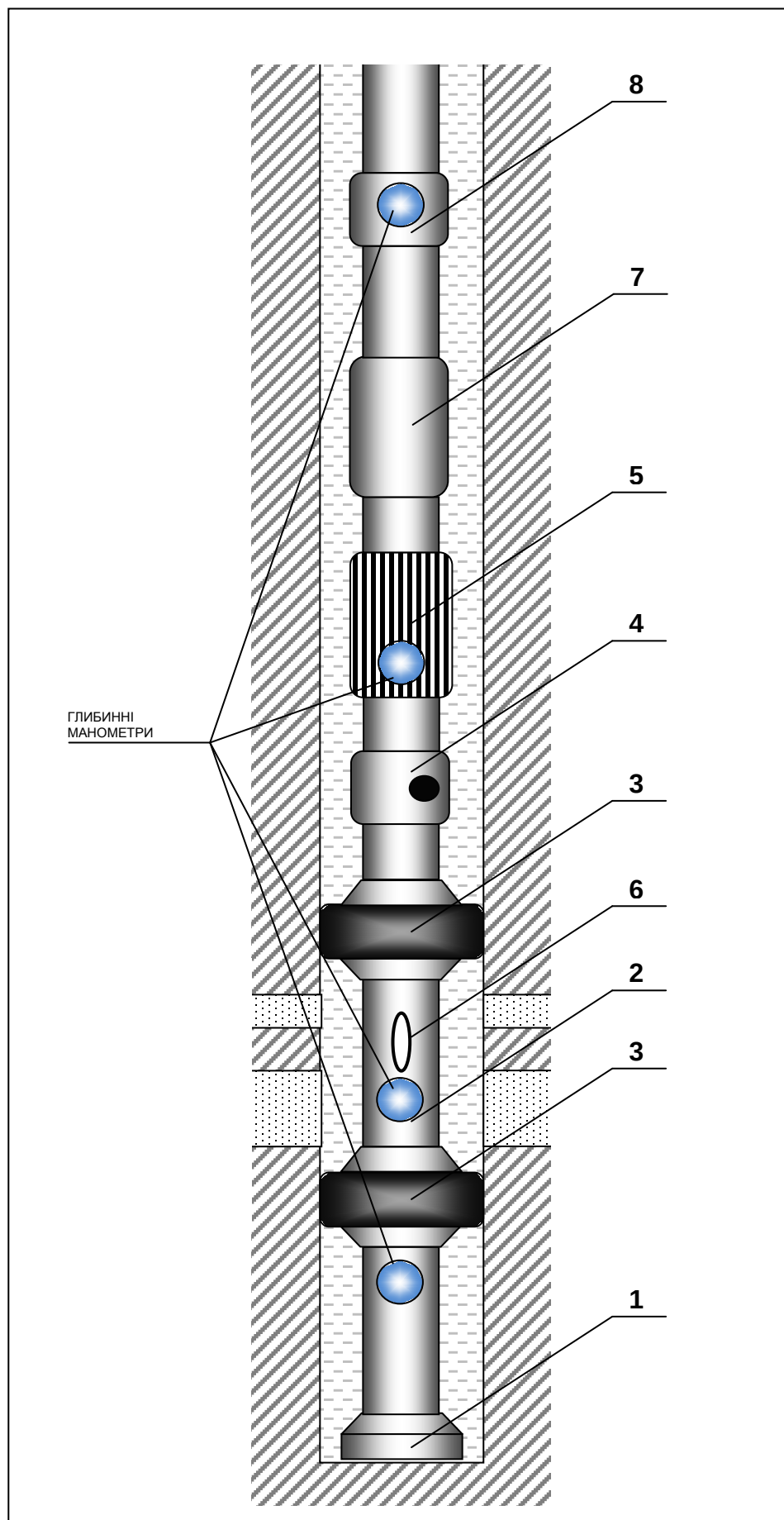


Рисунок 2.1 – Типова конструкція випробовувача пластів на трубах

Хвостовик 1 – колона труб від підшви пласта до вибою, призначена для механічної опори. Фільтр 2 призначений для поступлення пластової продукції у внутрішню порожнину ВПТ. Пакер 3 служить для роз'єднання заклонного простору; встановлюється над покрівлю інтервалу випробування. Однопакерна конструкція використовується тільки при випробуванні пластів, що розташовані близько до вибою (декілька десятків метрів). Якщо інтервал, що підлягає випробуванню, віддалений від вибою, в конструкції ВПТ використовується додатковий пакер, який встановлюється безпосередньо під підшвою пласта. Місце встановлення пакера визначається довжиною хвостовика і фільтра та обирається в інтервалі залягання міцних, нетріщинуватих, некавернозних порід. Багатоциклове випробування дозволяє вивчати пласт на великій радіальній відстані, досліджувати динаміку зміни його фільтраційних властивостей в присвердловинній зоні і пояснювати причину нестабільності пластового тиску, якщо це має місце. Так, якщо розраховані значення пластового тиску зменшуються від першого циклу до подальшого, то, відповідно, випробуванню піддавався локальний поклад, що, можливо не представляє промислового інтересу [4].

Яс 4 призначений для створення імпульсного навантаження при зриванні пакера.

Випробувач пластів 5 – це колона труб, які незаповнені або заповнені легкою рідиною, служить для створення депресії на пласт.

Пробовідбірник 6 спрацьовує від механічної чи гідравлічної дії.

Запірно-поворотний клапан 7 призначений для перекриття внутрішньої порожнини випробувача (колони труб) шляхом її обертання. За його допомогою розділяються період припливу і період відновлення тиску.

Циркуляційний клапан 8 призначений для вирівнювання гідростатичного тиску у над – і підпакерній зонах шляхом їх сполучення.

На гирлі свердловини монтується фонтанна арматура, яка забезпечує роз'єднання і можливість перекриття внутрішньої порожнини труби і

затрубного простору.

Перед спуском випробувача свердловина промивається двома – трьома об'ємами промивальної рідини. Обирається глибина встановлення пакера (над пластом і в інтервалі залягання міцних порід) і відповідно встановлюється довжина хвостовика.

Зібраний ВПТ спускають в свердловину, здійснюють розвантаження колони труб, при цьому відбувається розкриття пакерів.

Відкриттям запірно-поворотного клапану сполучають внутрішню порожнину випробувача з інтервалом випробування – розпочинається період припливу (тривалістю – 1 год), здійснюється відбір проби пластової продукції.

Закриттям запірно-поворотного клапану ізолюють підпакену зону, проводиться реєстрація тисків. Протяжність періоду відновлення тиску від 1 до 4 годин. При багатоциклового випробуванні дві останні операції повторюють декілька разів. Дебіти, що визначають при багатоциклового випробуванні, використовуються для побудови індикаторних діаграм припливу. Відкриттям запірно-поворотного клапану створюють умови для зрівноваження тисків в підпакерній зоні і у внутрішній порожнині труб. У випадку, якщо тиски у над- і підпакерній зонах не зрівноважуються за рахунок припливу пластової продукції, для полегшення процесу зняття пакера відкривають циркуляційний клапан, що сполучає надпакерні зовнішній і внутрішній простори. Після зриву пакерів і підйому ВПТ на поверхню відібрані проби пластової продукції передаються в лабораторію для аналізу, здійснюється інтерпретація діаграм, зареєстрованих глибинними манометрами [4].

Достовірність оцінки насичення і гідродинамічних властивостей порід (за інших однакових умов) залежить від величини інтервалу випробування, його однорідності по гідропровідності та характеру насичення. При випробуванні потужних об'єктів достатньо складно, а в більшості випадків і неможливо, конкретно встановити (відповідно і охарактеризувати кількісно)

інтервали, які віддають флюїд. В'язкість води і нафти різні, тому при сумісному випробуванні водо- і нафтонасичених інтервалів розрізу відсоток нафти в загальному об'ємі отриманої рідини суттєво знижується. Останнє призводить до помилкових висновків про продуктивність об'єкту випробування. Так, при співвідношенні в'язкості нафти до води більше трьох і співвідношенні потужностей водо- h_v і нафтовіддаючого h_n інтервалів $h_v/h_n > 4$ вміст нафти у відібраній пробі рідини не перевищує 10 % [4].

Практика показує, що при однорідності насичення проникних порід достовірність випробувань може бути забезпечена, якщо товщина досліджуваного інтервалу не перевищує 25 м. При цьому об'єм припливу в труби повинен перевищувати 1,5-2,0 об'єму підпакерного простору.

При однопакерній схемі випробування об'єктів, які розташовані вище від вибою свердловини більш ніж на 50 м, не рекомендується. Окрім заниження геологічної ефективності таких випробувань (через залучення до них нижче залягаючих горизонтів), видовження хвостовиків ВПТ з опорою на вибій може призвести до ускладнення або аварії. При віддаленні об'єкту від вибою на відстань 50 м слід застосовувати компоновку ВПТ з пакерами, що дозволяють проводити випробування з опорою інструменту на стінки свердловини. Якщо не можна забезпечити опору ВПТ на стінки свердловини, то нижче інтервалу випробування встановлюють цементний міст. При наявності нижче досліджуваного об'єкту нафтогазопроявляючих горизонтів, випробування також необхідно проводити із ізоляцією об'єкту знизу і зверху (двопакерним ВПТ) [4].

Найбільш достовірними є результати робіт з ВПТ, які виконані не пізніше 3-5 діб після розкриття пласта; проте і в цьому випадку пласт може виявитися забрудненим. Тривалість дії промивної рідини на пласт перед випробуваннями 5 діб допустима для міжгранулярних колекторів з хорошими колекторськими властивостями. Для пластів з поганими колекторськими властивостями вірогідність отримання при випробуваннях ВПТ припливу по закінченню 5 діб після їх розкриття бурінням значно

зменшується. Результативність випробування у відкритому стовбурі визначається також величиною депресії і тривалістю роботи ВПТ в свердловині. Проте підхід до вибору величини депресії різний для колекторів різного типу пористості. Сумарна тривалість часу припливу і відновлення тиску пов'язана з активністю прояву пласта, що оцінюється за об'ємом припливу в ВПТ за 30 хв випробувань. При цьому якість останніх залежить також і від співвідношення часів припливу і відновлення тиску. Тривалість першого відкритого періоду – до 15-30 хв, першого закритого періоду – до 30-90 хв. Крива відновлення тиску, зафіксована в першому циклі, повинна відповідати величині первинного пластового тиску. Другий цикл повинен забезпечити триваліший виклик припливу для відбору достатньої кількості флюїду а, отже, і тривалий час для відновлення тиску. Третій цикл, якщо не дозволяють умови безпечного випробування, може виконуватися не повністю (записується тільки крива припливу). Ефективність оцінки характеру насичення колекторів за даними ВПТ може бути підвищена шляхом відбору герметизованих проб рідини з їх подальшим аналізом. Застосовуються пробовідбірники накопичування і автономні пробовідбірники (проби з них досліджуються тільки в лабораторних умовах). Автономні пробовідбірники, що мають малі габарити і масу, дозволяють відбирати дубльовані проби пластового флюїду (вони забезпечені автономним приводом герметизуючих вузлів) і доставляють їх на поверхню із збереженням складу в точці відбору. Об'єм відібраного флюїду може бути в межах 0,5-1,5 л і більше, що достатньо як для часткового, так і повного аналізу [4].

Висновок

У розділі розглянуто технологію випробування пластів випробовувачами на трубах у відкритому стовбурі свердловини, визначено їх призначення, конструкцію та принцип дії.

Встановлено, що основною метою випробування є оперативне

виявлення нафтогазонасичених горизонтів, визначення характеру насичення та оцінка фільтраційно-ємнісних і гідродинамічних параметрів пластів. Отримання представницьких проб і реєстрація кривих припливу та відновлення тиску дають змогу визначити пластовий тиск, проникність, стан привибійної зони та прогнозувати продуктивність свердловини.

Показано, що достовірність результатів залежить від правильного вибору інтервалу випробування, величини депресії, тривалості циклів припливу і відновлення тиску, а також від умов ізоляції досліджуваного пласта. Багатоциклове випробування підвищує точність оцінки параметрів.

Таким чином, випробування пластів ВПТ є ефективним методом отримання об'єктивної інформації про продуктивність і перспективність нафтогазонасичених об'єктів та важливою складовою прийняття рішень щодо подальшого освоєння свердловини.

3 ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ІНТЕРВАЛІВ ВИПРОБОВУВАННЯ СВЕРДЛОВИНИ №1-ДУБАНЕВИЦЬКА

3.1 Геологічна будова Дубаневицької площі

3.1.1 Стратиграфія та літолого-фізична характеристика розрізу. Прогноз літолого-стратиграфічного розрізу Дубаневицької площі базується на результатах буріння свердловин Орховицького, Макунівського, Новосілівського та Рудківського родовищ і матеріалах сейсморозвідки. Геологічний розріз представлений відкладами палеозою, мезозою та кайнозою, однак проектними свердловинами передбачається розкриття лише верхньоюрських і кайнозойських утворень (рис. 3.1).

Мезозойська група (Mz)

Юрська система, верхній відділ (J₃)

Верхньоюрські відклади представлені переважно масивними світло-сірими вапняками, місцями тріщинуватими й кавернозними. У покрівельній частині вони часто інтенсивно розущільнені, що сприяє формуванню колекторських властивостей. Тріщини і каверни інколи заповнені кварц-глауконітовими пісковиками карпатію. Спостерігаються також вапнякові брекчії та поодинокі прошарки темних аргілітів.

За сейсмічними даними вздовж Краковецького розлому прогнозуються рифогенні утворення, складені органогенними й органогенно-уламковими перекристалізованими вапняками.

На електрокаротажних діаграмах верхньоюрські карбонати характеризуються високими значеннями питомого електричного опору (150-250 Омм). У покрівельній частині при пористості 4-7 % (рідко до 10 %) відмічається підвищена проникність. Разом із пісковиками карпатію вони формують єдиний резервуар нафтогазонакопичення. Потужність відкладів змінюється від 300 до 600 м; кути падіння до 5°. Перспективною є покрівельна товща (до 100-150 м).

Кайнозойська група (Kz)

Палеоген (P)

Відклади палеогену локально заповнюють ерозійні палеодолини. Представлені пористими пісковиками, продуктивність яких доведена на суміжних структурах.

Неоген (N)

Неогенові утворення поширені широко та представлені карпатським, баденським і сарматським ярусами.

Карпатський ярус (N_1k).

Залягає неузгоджено на верхньоярських відкладах. Представлений кварц-глауконітовими пісковиками та алевролітами потужністю 20-30 м. Пористість пісковиків становить 12-17 %, інколи перевищує 30 %. Є одним із основних продуктивних горизонтів прогину.

Баденський ярус (N_1bd).

В загальному баденський ярус складений глинисто-карбонатними відкладами баранівського горизонту, гіпсо-ангідритовими товщами тираської світи та глинистими утвореннями косівської світи. Остання місцями містить лінзоподібні пісковикові пачки потужністю до 40-60 м, з якими пов'язані газові поклади на суміжних родовищах.

Сарматський ярус (N_1sm).

Представлений піщано-глинистою моласою дашавської світи, що поділяється на нижньо- та верхньодашавську підсвіти.

Нижньодашавська підсвіта (НД-1–НД-15). Характеризується чергуванням пісковиків, алевролітів і глин. Горизонти НД-1–НД-9 містять витримані піщані пласти потужністю до 10 м і є основними газоносними об'єктами на сусідніх родовищах. Горизонти НД-10–НД-15 більш глинисті та неоднорідні, але локально можуть формувати літологічні пастки. Опори за електрокаротажом – 1-10 Ом. Загальна потужність ярусу становить 700-1200 м.

Верхньодашавська підсвіта (ВД-4–ВД-14). Менш піскувата, з

підвищеною заглинизованістю та наявністю туфів. Питомий електричний опір становить 1-4(6) Ом, потужність 550-950 м. Перспективність обмежена зонами поблизу Краковецького розлому.

Антропоген (Q)

Антропогенові відклади представлені суглинками, пісками, глинами та галечниками, локально торфами. Їх потужність змінюється від 10-15 м на вододілах до 50 м у долинах.

3.1.2 Тектоніка. Дубаневицька площа розташована в північно-західній частині Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, в межах Бунівського блоку Косівсько-Угерської підзони. З південного заходу блок обмежений Краковецьким регіональним розломом (амплітуда 1000-1500 м), з північного сходу – Судово-Вишнянським розломом (амплітуда 150-300 м), який має екрануючий характер і впливає на фазовий розподіл покладів. Поперечні скиди (амплітудою близько 50 м) розчленовують територію на окремі блоки: Орховицький, Дубаневицький, Новосілівський, Рудківський і Добрянський.

У післяпалеозойському розрізі виділяються два структурні поверхи:

- мезозойський (юрський) – сформований карбонатними відкладами, покрівля яких зазнала значної ерозії;
- неогеновий – представлений відкладами бадену та сармату.

Будова покрівлі верхньоярських карбонатів визначається ерозійним палеорельєфом і системою поздовжніх та поперечних розломів. Закартовано низку ерозійних піднять, перекритих гіпсо-ангідритами тіраської світи та глинами косівської світи, що створює сприятливі умови для формування пасток.

У межах Дубаневицького блоку виділено Дубаневицьке та Колбаєвицьке підняття (амплітуди 70–200 м). В Орховицькому блоці – Північно-Дубаневицьке, Яремківське та Південно-Орховицьке підняття. У Рудківському блоці закартовано валоподібний структурний виступ, перспективний для дорозвідки підгіпсових покладів.

Неогеновий структурний поверх характеризується поступовим згладжуванням форм юрського палеорельєфу догори по розрізу. Нижньодашавські та верхньодашавські горизонти залягають майже моноклінально з підняттям у північно-східному напрямку. У межах сарматських відкладів виділено кілька літологічно обмежених об'єктів (Дубаневицький, Північно-Новосілківський, Рудківський), перспективних щодо газоносності.

3.1.3 Нафтогазоносність. Дубаневицька площа розташована в межах Більче-Волицького нафтогазоносного району Передкарпатської області, в оточенні Орховицького, Макунівського, Новосілківського та Рудківського родовищ.

У межах зони виділяються два поверхи нафтогазоносності:

- підгіпсовий (мезозой-міоцен) – нафтові, газові та газоконденсатні поклади;
- надгіпсовий (верхній баден-нижній сармат) – переважно газові та газоконденсатні поклади.

Підгіпсовий комплекс. Нафтові поклади приурочені до тріщинуватих і кавернозних верхньоюрських карбонатів у поєднанні з пісковиками карпатію, які формують єдиний резервуар. Покришками слугують гіпсо-ангідрити тіраської світи та глини косівської світи.

Закартовані на Дубаневицькій площі підняття (Дубаневицьке, Колбаєвицьке, Північно-Дубаневицьке, Яремківське, Південно-Орховицьке) мають амплітуди 70-200 м, достатні для формування промислових покладів. За аналогією з Орховицьким родовищем у межах Бунівського блоку прогнозуються поклади нафти.

Негативні результати окремих свердловин пов'язані з випробуванням надто великих інтервалів, що могло призвести до прориву пластових вод. Рекомендується вибір інтервалів випробування вище рівня ВНК.

У Рудківському блоці прогнозується збереження залишкових підгіпсових газових покладів, що підтверджується результатами

експлуатаційного буріння.

Надгіпсовий комплекс. Газові поклади пов'язані з пісковиками косівської та дашавської світ. Колектори представлені прошарково-лінзоподібними піщано-алевролітовими пластами з пористістю 12-18 %, ізольованими глинистими перемичками.

У межах площі закартовано кілька літологічно обмежених газоперспективних об'єктів (Дубаневицький, Північно-Новосілівський, Рудківський). Аналогічні поклади успішно розробляються на сусідніх родовищах.

3.2 Геофізичні дослідження геологічного розрізу свердловини №1-Дубаневицька

Свердловина №1 проектною глибиною 1850 м пробурена на площі Дубаневицька, яка знаходиться поряд із площами Добрянська, Орховицька, та Нікловичі. Дана свердловина відноситься категорії пошукових (юрські відклади). Закаротований вибій свердловини №1-Дубаневицька знаходиться на глибині –1850 м (верхньоюрські відклади). В цілому свердловина №1-Дубаневицька пробурена без ускладнень технічного порядку, впливаючи на якість геофізичних досліджень. Конструкція свердловини №1-Дубаневицька є типовою для газових свердловин Більче-Волицької зони Карпатського нафтогазоносного регіону (табл. 3.1) [6].

Таблиця 3.1 – Конструкція свердловини №1-Дубаневицька

Діаметр долота (d_c), мм	До глибини, м	Діаметр колони (d_k), мм	До глибини, м
295,3	804	324	71
215,9	1730	245	795
139,7	1850	168	1724

За результатами міжсвердловинної кореляції запропоновано наступне

літолого-стратиграфічне розчленування досліджуваного геологічного розрізу:

- 10-686 м горизонти ВД-5÷ВД-14 – сарматський ярус, верньодашавська світа;
- 686-1698 м горизонти НД-1÷НД-15 – сарматський ярус, нижньодашавська світа;
- 1698-1708 м косівська світа;
- 1708-1717 м тираська світа (гіпсоангідритовий горизонт);
- 1717-1728 м баранівські верстви;
- 1728-1744 м гельветські відклади;
- 1744 – вибій (юрські відклади).

Відповідно до геолого-технологічного наряду в свердловині №1-Дубаневицька виконані методи електричного каротажу (ЕК), індукційного каротажу (ІК), акустичного каротажу (АК), радіоактивного каротажу (РК), інклінометрії в відкритому стовбурі, а також цементометрія (табл. 3.2). Детальні дослідження виконані в інтервалі 797-1850 м.

Перспективними у відношенні газонасиченості являються відклади нижньо-дашавських горизонтів (НД-10÷14) (рис. 3.1) [6].

Горизонт НД-10 представлений пісковиками алевролітистими. Виділені пласти в інтервалі 1347-1375,5 м із питомим електричним опором 2,8-3,0 Омм(по БКЗ), 3,4-4,2 Омм (по БК), 3,5-4,4 Омм (по ІК), $K_{\pi}^{AK} = 13,0-14,0\%$, $K_r = 52-54\%$ – оцінюються, як газонасичені.

Горизонт НД-11 представлений алевролітово-глинистою пачкою. Верхня частина горизонту в інтервалі 1376,2-1410,3 м представлена заглинизованим алевролітом. Пласти (інтервал 1376,2-1380,4 м та 1381,1-1410,3 м) із питомим електричним опором 2,3-2,6 Омм (по БКЗ), 3,5-3,8 Омм (по БК), 4,0 Омм (по ІК), $K_{\pi}^{AK} = 12,0 \%$, $K_{нт} = 50 \%$ – оцінюються, як можливо газонасичені. Нижня частина розрізу в інтервалі 1411-1449 м, літологічно представлена пачкою алевролітів, що характеризується питомим електричним опором 2,3 Омм (по БКЗ), 3,5 Омм (по БК), 3,5-3,6 Омм (по ІК).

Таблиця 3.2 – Об'єм та кількість методів геофізичних досліджень свердловини №1-Дубаневицька

Геофізичні методи дослідження свердловин	Фактичний інтервал	Масштаб досліджень
Дослідження у відкритому стовбурі		
Стандартний каротаж (СК)	0-1863	1:500
Бокове каротажне зондування (БКЗ)	793-1856	1:200
Боковий каротаж (БК)	793-1856	1:200
Індукційний каротаж (ІК)	793-1856	1:200
Профілеметрія (ПМ)	60-1858	1:500
Мікробоковий каротаж (МБК)	793-1855	1:200
Мікрокавернометрія (МДС)	793-1855	1:200
Мікрокаротаж (МК)	793-1855	1:200
Гамма-каротаж (ГК)	0-1863	1:200
Нейтронний гамма-каротаж (НГК)	0-1863	1:200
Нейтрон-нейтронний каротаж (ННК)	758-1865	1:200
Акустичний каротаж (АК)	793-1858	1:200
Термометрія	20-1855	1:500
Інклінометрія	0-1850	1:500

Розріз горизонту НД-12 представлений алевролітами. Верхня частина горизонту в інтервалі глибин 1450-1508 м представлена заглинизованими пісковиками. Пласти в інтервалі глибин 1450,0-1463,9 м, 1489,0-1494,0 м, 1495,0-1508,1 м виповнені алевролітами пісковиками з питомим електричним опором 2,4-2,5 Омм (по БКЗ), 3,4-3,5 Омм (по БК), 3,6-3,9 (по ІК), $K_{\Pi}^{AK} = 12,0-12,7\%$, $K_r = 50-51\%$ – оцінюються, як можливо газонасичені. Пласти в інтервалі глибин 1466,6-1468,7 м та 1470,4-1488,0 м виповнені пісковистими алевролітами з підвищеними значеннями питомого електричного опору 2,8-3,2 Омм (по БКЗ), 3,5 Омм (по БК), 4,0 Омм (по ІК), $K_{\Pi}^{AK} = 14,0-14,2\%$, $K_r = 54\%$ – оцінюються, як газонасичені. Нижня частина розрізу в інтервалі 1510-1559,6м літологічно представлена алевролітами.

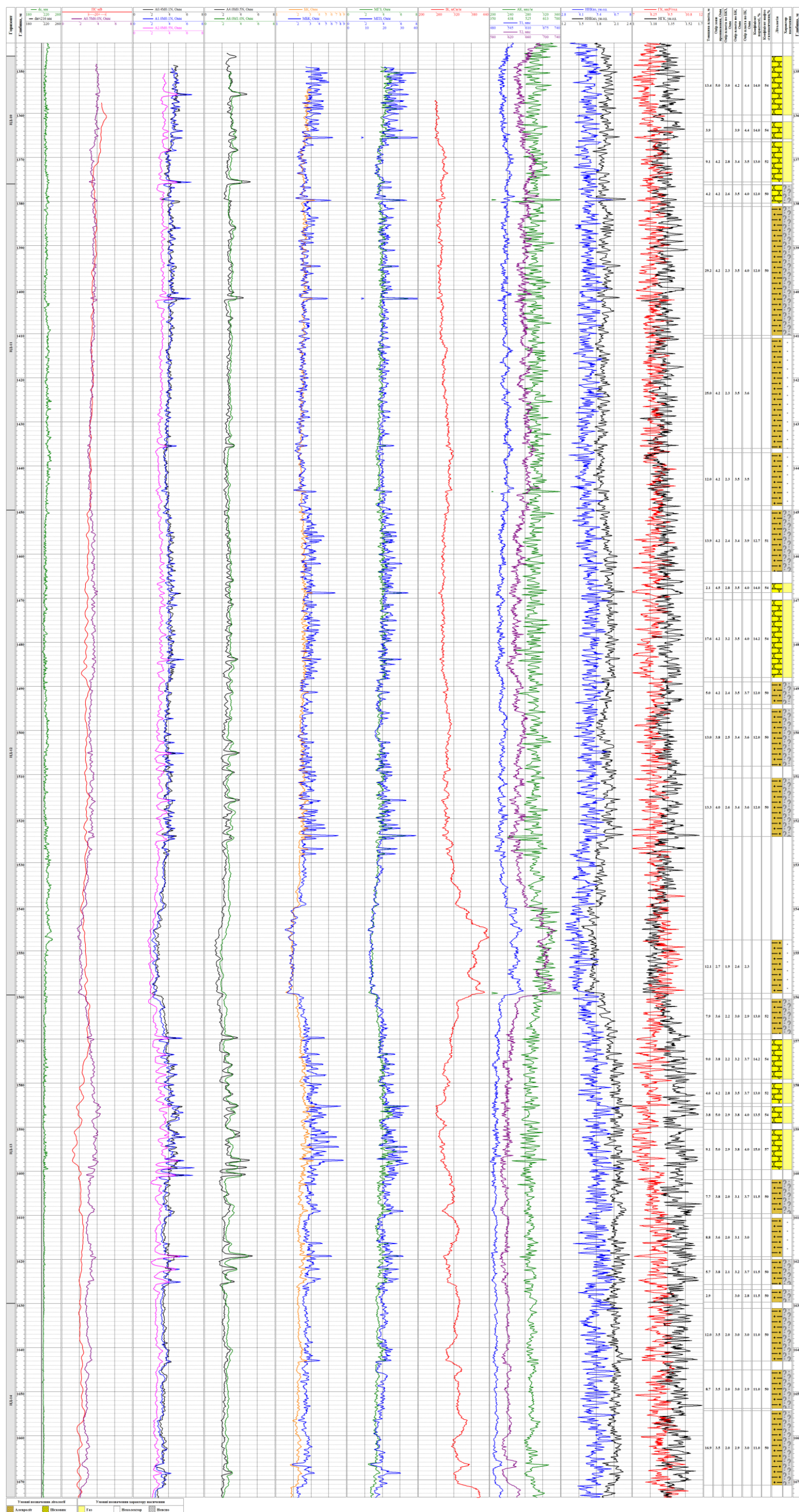


Рисунок 3.1 – Планшет комплексу методів ГДС та результати їх інтерпретації (св.№1-Дубаневицька, інт. 1344-1684 м)

Горизонт НД-13 характеризується підвищенням пісковистості. Пласти в інтервалі глибин 1560,9-1568,8 м, 1601,9-1609,6 м, 1620,0-1625,7 м виповнені алевролітами із питомим електричним опором 2,1-2,2 Омм (по БКЗ), 3,0-3,2 Омм, 2,9-3,7 Омм (по ІК), $K_{\pi}^{AK}=11,5-14,2\%$, $K_r=50-54\%$ – оцінюються, як можливо газонасичені. Пласти №№ 49, 50, 51, 52 1570,1-1579,1 м, 1580,0-1584,6 м, 1585,3-1589,1 м, 1590,5-1599,9 м виповнені алевролітами пісковистими з питомим електричним опором 2,8-2,9 Омм (по БКЗ), 3,5-3,8 Омм (по БК), 3,7-4,0 Омм (по ІК), $K_{\pi}^{AK} = 13,0-13,5\%$, $K_r = 52-54\%$ – оцінюються, як газонасичені. Аналоги пластів-колекторів випробувані в свердловині №6-Орховичі і отримано приплив газу, де $Q_r = 11$ тис.м³/д. Інтервал 1626,8-1629,7м літологічно представлений алевролітами, характеризується питомим електричним опором 3,0 Омм (по БК), 2,8 Омм (по ІК), $K_{\pi}^{AK} = 11,5$ – оцінюється, як невизначений.

Розріз горизонту НД-14 в інтервалі 1631,1-1671,2м (пласти 1631,1-1643,1 м, 1645,1-1653,8 м, 1654,3-1671,2 м) представлений алевролітистими породами і характеризується пониженням питомого електричного опору 2,0 Омм (по БКЗ), 2,9-3,0 Омм (по БК), 2,9-3,0 Омм (по ІК), $K_{\pi}^{AK} = 11,0\%$ – оцінюються, як невизначені. Аналоги пластів-колекторів випробувані в свердловині №6-Орховичі з яких отримано слабкий приплив газу.

3.3 Критерії вибору перспективних інтервалів для випробування

Вибір перспективних інтервалів для випробування є одним із ключових етапів геолого-геофізичної інтерпретації розрізу свердловини. Основною метою є визначення таких пластів, які характеризуються наявністю колекторських властивостей, сприятливим характером насичення та достатнім фільтраційним потенціалом для отримання припливу флюїду.

Обґрунтування вибору здійснюється на основі комплексного аналізу даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС), результатів лабораторного вивчення керна (за наявності), геологічної моделі родовища та технічного

стану свердловини.

Основними геолого-геофізичними критеріями такого вибору є:

1. Літологічні критерії. До випробування рекомендуються інтервали, представлені породами з потенційними колекторськими властивостями – пісковиками, алевролітами, карбонатами з тріщинною або кавернозною пористістю.

Ознаками перспективності є:

- знижені значення гамма-каротажу (для теригенних колекторів);
- відсутність значної глинистої домішки;
- витриманість пласта по товщині.

Глинисті прошарки та щільно зцементовані інтервали, як правило, виключаються з переліку перспективних.

2. Ємнісні властивості. Одним із головних критеріїв є наявність достатньої ефективної пористості.

Граничні значення пористості залежать від літотипу породи, проте орієнтовно:

- для теригенних порід – не менше 8-10 %;
- для карбонатних – визначається з урахуванням тріщинності та кавернозності.

Пористість встановлюється за комплексом нейтронного, акустичного та гамма-гамма густинного каротажу, а також уточнюється за даними кернових досліджень. В окремих випадках коефіцієнт пористості також визначається за результатами мікробокового каротажу, методу потенціалів самочинної поляризації та гамма-каротажу.

3. Характер насичення. Перспективними вважаються інтервали із ознаками нафтогазонасичення, що визначаються за:

- підвищеним питомим електричним опором;
- розходженням показників нейтронного та густинного каротажу;
- зниженими значеннями водонасиченості за розрахунками.

Для оцінки водонасиченості застосовуються інтерпретаційні

залежності (закон Арчі для чистих пісковиків або модифіковані формули для глинистих порід). Інтервали з високою водонасиченістю зазвичай не рекомендуються до випробування, якщо немає додаткових геологічних підстав.

4. Фільтраційні властивості. Наявність пористості не гарантує промислового припливу, тому важливо враховувати прогнозну проникність.

Перевага надається інтервалам:

- з добре сполученим поровим простором;
- з мінімальною цементацією;
- з розвиненою тріщинуватістю (для карбонатів).

За наявності даних випробування суміжних свердловин враховується аналогія із уже продуктивними пластами.

5. Товщина та ізоляція пласта. Товщина перспективного інтервалу повинна бути достатньою для отримання достовірного результату випробування. Тонкі прошарки можуть давати нестабільний або малий приплив.

Важливим є також наявність надійних флюїдоупорів (покришок), які запобігають притоку пластових вод із суміжних горизонтів.

6. Технічні умови. При виборі інтервалу враховуються:

- технічний стан свердловини;
- якість цементації обсадної колони;
- відсутність каверн або обвалів;
- можливість герметичної ізоляції інтервалу.

Технічні обмеження можуть суттєво впливати на остаточне рішення щодо випробування.

Найбільш обґрунтованим є підхід, за якого інтервал рекомендується до випробування лише за наявності сукупності позитивних критеріїв:

1. Наявність колекторських властивостей.
2. Достатня ефективна пористість.
3. Ознаки нафтогазонасичення.

4. Прогнозована проникність.
5. Достатня товщина пласта.
6. Сприятливі технічні умови.

Таким чином, вибір перспективних інтервалів є результатом комплексної геолого-геофізичної інтерпретації, спрямованої на мінімізацію ризику отримання водоприпливу та підвищення ефективності випробувальних робіт.

3.4 Визначення інтервалів випробування в свердловині №1-Дубаневицька

Інтервал випробування – це ділянка стовбуру свердловини, що знаходиться між пакером та вибоєм свердловини при проведенні операцій з опорою на вибій або між двома пакерами при селективному випробуванні. При виборі інтервалу випробування слід прагнути до того, щоб вся ефективна потужність проникної частини пласта, що визначена за результатами геолого-геофізичних досліджень, знаходилася у межах цього інтервалу. Оптимальним інтервалом випробування являється інтервал, рівний ефективній потужності пласта-колектора. При цьому при випробуванні з опорою на вибій пакер встановлюють безпосередньо на кривлі продуктивного пласта, а при селективному випробуванні – на кривлі та підшві пласта. Якщо за геолого-технічними причинами неможливо встановити пакер безпосередньо на кривлі пласта, наприклад, із-за недостатньої міцності порід в цій частині стовбура свердловини, пакер слід розташовувати вище кривлі продуктивного пласта. Для цього за кавернограмою обирається така прилегла до кривлі пласта неушкоджена ділянка, в межах якої каверни відсутні [4].

Однак збільшення інтервалу випробування у випадку дослідження слабопроникних пластів або проникних пластів, що піддатні глибокому забрудненню, коли не очікується припливів високої інтенсивності, призводить до зниження вірогідності поступлення представницької проби в

бурильні труби. Крім того, із збільшенням інтервалу випробування (ростом об'єму підпакереного простору), збільшується вплив післяприпливного ефекту, що викривляє криву відновлення тиску. В результаті виникають труднощі при інтерпретації параметрів пласта за даними запису тиску після закриття свердловини. Оптимальними, з точки зору несучої здатності хвостовиків, можливості отримання представницьких проб пластового флюїду та якісних діаграм тиску, являються інтервали випробувань в межах 10 – 30 м (не більше 50 м). В тих випадках, коли умови випробування потребують встановлення пакера на відстань більше 50 м від вибою свердловини, необхідно передбачити можливість збільшення тривалості періодів припливу та відновлення тисків для отримання більшого об'єму припливу з пласта та кривих відновлення тиску, що придатні для обробки. Крім того, необхідно перевірити стійкість довгого хвостовика, що зібраний з бурильних труб, на статичну та динамічну міцності та у випадку необхідності змінити їх більш міцними обваженими бурильними трубами [4].

Орієнтуючись на обраний інтервал випробування, можна визначити глибину встановлення пакера H_{π} .

Необхідно враховувати, що розташувати пакер точно у відповідності із знайденою величиною H_{π} за даними ГДС не завжди вдається із-за похибки вимірів глибини свердловини каротажним кабелем та бурильними трубами. Цю величину похибки ε вимірів можна вирахувати за формулою [4]:

$$\varepsilon = \frac{h - h_{mp}}{h_{\kappa}}, \quad (4.1)$$

де h_{κ} , h_{tr} – глибина свердловини відповідно за каротажним заміром та заміру бурильних труб.

Тому при визначенні місця встановлення пакера H_{ϕ} необхідно орієнтуватися не на точну глибину H_{π} , а на деякий інтервал у межах обраної глибини пакеровки, тобто [4]:

$$H_{\phi} = H_n \pm \varepsilon \cdot H_n, \quad (4.2)$$

В зв'язку з цим за кавернограмою обирають таку "рівну" ділянку, що знаходиться вище продуктивного пласта, довжина якого перевищує довжину можливого розташування пакера в стовбурі внаслідок неточності вимірів довжини кабеля та бурильних труб. Мінімальна довжина "рівної" ділянки I визначається за формулою [4]:

$$l = \varepsilon \cdot H_n + 2, \quad (4.3)$$

Чим точніше буде виміряна довжина колони бурильних труб, тим менш буде величина відносної похибки виміру глибини встановлення пакера каротажним кабелем та бурильними трубами.

Забезпечення надійного пакерування – одне з найбільш важливих питань випробування у відкритому стовбурі. Можливі наступні варіанти установки пакерів: у непроникній покрівлі об'єкту випробування – найбільш раціональний варіант, в стійкій частині стовбура свердловини над кавернозною покрівлею об'єкту випробування (можливий тільки за умови, якщо в кавернозній частині розрізу під пакером немає, окрім випробовуваного, проникних інтервалів), у верхній проникній частині інтервалу випробування. Останню схему установки пакерів здійснюють в тих випадках, коли вище об'єкту випробування стовбур свердловини на великому інтервалі кавернозний, або коли над ним розташований інший проникний горизонт і прошарок між ними кавернозний або малий за товщиною. При цьому випробування може бути успішним, якщо потужність непроникної частини інтервалу перевищує мінімально допустиму довжину майданчика для установки пакерів не менше ніж в 2 рази. Вибір місця установки нижнього пакера при ізоляції об'єкту знизу і зверху проводиться з тих же міркувань. Початковими даними для вибору типу і компоновки устаткування та технологічної схеми випробування є діаметр свердловини в

інтервалі випробування, наявність звуження або розширення стовбура вище інтервалу випробування, глибина свердловини, віддалення покрівлі інтервалу від вибою свердловини, тиск і температура в інтервалі випробування, наявність нафтогазопроявляючих горизонтів нижче об'єкта випробування, стан стовбура свердловини. Разом з вибором технічних засобів і технологічної схеми випробування важливо правильно вибрати режимні параметри: величину депресії на пласт, тривалість періоду припливу (відкритого) і періоду відновлення тиску (закритого), співвідношення часів цих періодів усередині одного циклу випробування, тривалість кожного циклу при багатоцикловій технології випробування та ін. Вказані параметри взаємопов'язані і повинні встановлюватися в кожному конкретному випадку залежно від геолого-технічних чинників: характеру розкритого свердловиною розрізу, його стійкості і технічного стану свердловини на час випробування, колекторських властивостей (типу і величини пористості, проникності) порід в інтервалі випробування, стійкості порід колектора до руйнування, фізичних характеристик флюїдів, що насичують колектор, величини репресії на породи в інтервалі випробування і часу дії промивної рідини на колектор, об'єму підпакерного простору [4].

За результатами геофізичних досліджень пошукової свердловини №1-Дубаневицька виділено та проінтерпретовано 80 пластів, з яких: 34 – водонасичених, 9 – газонасичених (табл. 3.3), 13 – невизначених (табл. 3.3) [6].

На основі вищевикладених геологічно-геофізичних та технічних умов та за даними оперативної інтерпретації визначено інтервали для випробувань (табл. 3.4).

В свердловині №1-Дубаневицька проведено ВПТ в інтервалах 1717-1756 м (рис. 3.2). За результатами випробування отримано приплив пластової води дебітом $2 \text{ м}^3/\text{доб.}$ при $P_{\text{пл}} = 12,1 \text{ МПа}$ на глибині 1719 м.

Таблиця 3.3 – Підрахункові параметри потенційно газонасичених пластів-колекторів у розрізі свердловини №1-Дубаневицька

Горизонт	Інтервал, м		h _{пл} , м	K _п ,%	K _{нг} ,%
Газонасичені пласти					
НД-10	1347	1360,4	13,4	14	54
НД-10	1361,9	1365,8	3,9	14	54
НД-10	1366,4	1375,5	9,1	14	54
НД-12	1466,6	1468,7	2,1	14	54
НД-12	1470,4	1488	17,6	14,2	54
НД-13	1570,1	1579,1	9	14,2	54
НД-13	1580	1584,6	4,6	13	52
НД-13	1585,3	1589,1	3,8	13,5	54
НД-13	1590,5	1599,9	9,4	15	57
Невизначений характер насичення пластів-колекторів					
НД-11	1376,2	1380,4	4,2	12	50
НД-11	1381,1	1410,3	29,2	12	50
НД-12	1450	1463,9	13,9	12,7	51
НД-12	1489	1494	5	12	50
НД-12	1495	1508,1	13,1	12	50
НД-12	1510,8	1524,1	13,3	12	50
НД-13	1560,9	1568,8	7,9	13	52
НД-13	1601,9	1609,6	7,7	11,5	50
НД-13	1620	1625,7	5,7	11,5	50
НД-13	1626,8	1629,7	2,9	11,5	50
НД-14	1631,1	1643,1	12	11	50
НД-14	1645,1	1653,8	8,7	11	50
НД-14	1654,3	1671,2	16,9	11	50

Таблиця 3.4 – Перелік об'єктів рекомендованих для випробовування

№ п/п	Інтервал, м	Мета випробування
I	1671-1620	Оцінка характеру насичення
II	1600-1560	Отримання припливу газу
III	1524-1489	Оцінка характеру насичення
IV	1488-1450	Отримання припливу газу
V	1410-1376	Оцінка характеру насичення
VI	1375-1347	Отримання припливу газу

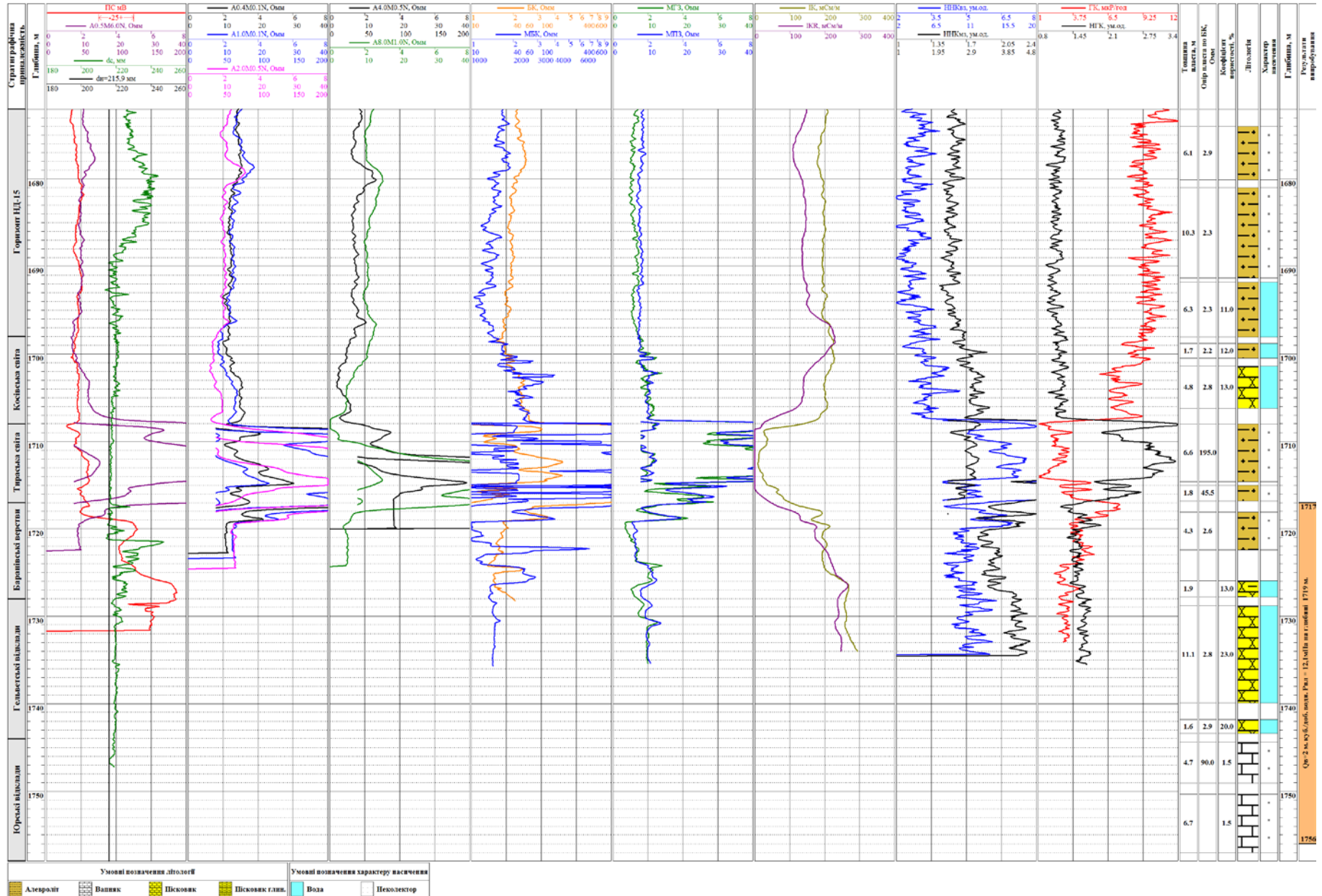


Рисунок 3.2 – Планшет комплексу методів ГДС та результати їх інтерпретації (св.№1-Дубаневиська, інт. 1672-1758 м)

Висновок

Розріз Дубаневицької площі характеризується поєднанням карбонатних верхньоярських колекторів і піщано-глинистих неогенових товщ із розвитком як пластових, так і літологічно обмежених пасток. Найбільш перспективними є покрівельна частина верхньоярських карбонатів, пісковики карпатію та окремі горизонти нижньодашавської підсвіти.

За результатами комплексної інтерпретації геофізичних досліджень у свердловині №1-Дубаневицька виконано літолого-стратиграфічне розчленування розрізу та оцінено колекторські властивості відкладів. Встановлено, що найбільш перспективними у відношенні газоносності є горизонти НД-10–НД-13 нижньодашавської світи, у межах яких виділено пласти з підвищеним питомим електричним опором і пористістю 11-14 %, що інтерпретуються як газонасичені або можливо газонасичені.

Частина інтервалів віднесена до невизначених через понижені значення опору та граничні параметри пористості. Загалом у розрізі виділено 80 пластів різного характеру насичення, що стало основою для обґрунтування інтервалів випробування.

Таким чином, результати геофізичних досліджень дозволили оцінити перспективність окремих горизонтів, уточнити характер насичення та сформувати підґрунтя для прийняття рішень щодо подальших випробувальних робіт.

4 ЕКОНОМІЧНА ТА ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНА ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ВИБОРУ ІНТЕРВАЛІВ

4.1 Вплив правильного вибору інтервалу на ефективність робіт

Вибір інтервалу випробування є одним із ключових факторів, що визначає результативність геолого-розвідувальних робіт та подальшу ефективність освоєння свердловини. Неправильний вибір інтервалу може призвести до отримання непродуктивних результатів, водоприпливів або необхідності повторних операцій, що суттєво підвищує витрати.

Правильно обраний інтервал випробування забезпечує:

- отримання достовірної інформації про продуктивність пласта;
- мінімізацію повторних спуско-підйомних операцій;
- зниження ризику аварійних ситуацій;
- скорочення тривалості випробування;
- оптимізацію режиму депресії, тощо.

Ефективність випробування можна оцінити через умовний коефіцієнт результативності ($K_{рез}$):

$$K_{рез} = \frac{N_{усп}}{N_{заг}}, \quad (4.1)$$

де $N_{усп}$ – кількість успішних випробувань;

$N_{заг}$ – загальна кількість проведених випробувань.

Чим вищий коефіцієнт результативності, тим краща якість геолого-геофізичного обґрунтування.

Скорочення часу простою та повторних випробувань дозволяє зменшити загальну тривалість освоєння свердловини. Загальний час робіт можна описати наступним чином:

$$T_{\text{заг}} = T_{\text{спуск}} + T_{\text{випр}} + T_{\text{підйом}} + T_{\text{дод}}, \quad (4.2)$$

де $T_{\text{дод}}$ – додаткові операції, пов’язані з помилковим вибором інтервалу.

За умови правильного вибору ($T_{\text{дод}}$), що підвищує технологічну ефективність.

4.2 Зниження ризиків отримання припливів пластової води

Одним із найбільших ризиків при випробуванні є отримання припливу пластової води замість очікуваного вуглеводневого флюїду. Основні причини такого явища є:

- неправильна інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин;
- розташування водоносного інтервалу поблизу водонафтового або газоводяного контакту;
- перфорація водоносних пластів;
- висока неоднорідність пласта.

В міру виключення випадків отримання пластової води при випробуванні пластів-колекторів вибір інтервалу випробування повинен базуватись на:

- визначенні водонасиченості (K_v);
- аналізі структури покладу;
- врахуванні ефективної товщини;
- оцінці положення міжфлюїдних контактів.

Неправильний вибір інтервалу для випробування призводить до:

- додаткових витрат на водоізоляційні роботи;
- зниження дебіту свердловини;
- збільшення енергетичних витрат;
- скорочення терміну експлуатації обладнання тощо.

Витрати на ліквідацію припливу пластової води можуть становити 10-

30 % вартості первинного випробування.

Таким чином, якісний геолого-геофізичний аналіз дозволяє суттєво знизити ризик неефективних випробувань.

4.3 Оцінка економічної доцільності

Економічна ефективність вибору інтервалів випробування визначається співвідношенням витрат на дослідження та отриманого економічного ефекту.

1. Витрати на випробування. Загальні витрати можна описати наступним виразом:

$$C_{\text{заг}} = C_{\text{обл}} + C_{\text{роб}} + C_{\text{час}} + C_{\text{мат}}, \quad (4.3)$$

де $C_{\text{обл}}$ – вартість обладнання;

$C_{\text{роб}}$ – оплата роботи праці;

$C_{\text{час}}$ – витрати, пов'язані з тривалістю робіт;

$C_{\text{мат}}$ – витрати на матеріали.

2. Очікуваний економічний ефект. Економічний ефект визначається додатковим видобутком вуглеводнів:

$$E = Q_{\text{дод}} \cdot P - C_{\text{заг}}, \quad (4.4)$$

де $Q_{\text{дод}}$ – додатковий обсяг видобутку;

P – ціна реалізації продукції.

3. Коефіцієнт економічної ефективності:

$$K_{\text{ек}} = \frac{E}{C_{\text{заг}}}, \quad (4.5)$$

Якщо $K_{\text{ек}} > 1$), вибір інтервалу є економічно доцільним.

4. Окупність витрат. Термін окупності випробування можна оцінити наступним чином:

$$T_{ок} = \frac{C_{заг}}{ЧП}, \quad (4.6)$$

де ЧП – чистий прибуток за рік.

При правильному виборі продуктивного інтервалу термін окупності суттєво скорочується, що позитивно впливає на інвестиційну привабливість проєкту.

Висновок

Правильний вибір інтервалів випробування має вирішальне значення як з техніко-технологічної, так і з економічної точки зору. Комплексний аналіз геофізичних даних дозволяє:

- підвищити результативність випробувань;
- зменшити ризик водоприпливів;
- скоротити тривалість робіт;
- забезпечити економічну доцільність проведених операцій.

Таким чином, обґрунтований підхід до вибору інтервалів є важливим чинником підвищення ефективності геолого-розвідувальних робіт та раціонального освоєння родовищ.

ВИСНОВОК

У процесі дослідження проаналізовано геологічну будову Дубаневицької площі, що розташована в межах Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, та встановлено основні стратиграфічні й тектонічні особливості, які впливають на формування пасток вуглеводнів і характер розподілу колекторів у розрізі. Визначено, що перспективність об'єктів пов'язана з піщано-алевролітовими пластами нижньодашавської світи та карбонатними відкладами верхньої юри.

На основі комплексної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин (електричного, індукційного, нейтронного, акустичного каротажу та інших методів) виділено інтервали з підвищеними значеннями ефективної пористості, прогностичної проникності та газонасиченості. Встановлено, що найбільш перспективними для випробування є пласти, які характеризуються поєднанням відносно високого питомого електричного опору, зниженого коефіцієнта водонасичення, сприятливих акустичних параметрів і наявності геолого-технологічних ознак газопроявів.

Доведено, що правильний вибір інтервалу випробування має вирішальне значення для отримання достовірної інформації про продуктивність пласта. Недостатньо обґрунтоване випробування потужних або літологічно неоднорідних інтервалів може призвести до змішування флюїдів, заниження вмісту вуглеводнів у пробі та помилкової оцінки перспективності об'єкта.

Отримані результати мають прикладне значення для планування випробувань у межах Дубаневицької площі та можуть бути використані при дослідженні аналогічних об'єктів Передкарпатського нафтогазоносного регіону.

Таким чином, поставлені у роботі задачі виконані в повному обсязі, а сформульовані висновки є обґрунтованими та підтверджуються аналізом фактичного матеріалу.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Степанюк В. П. Фізичні властивості гірських порід: навчальний посібник. Івано-Франківськ: Факел, 2002. 217 с.
2. Вивчення фізичних властивостей гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом: Методичні вказівки. Київ-Львів, ДКЗ України, Львів УКРДГІ, 2010. 46 с.
3. Орлов О. О., Євдошук М. І., Омельченко В. Г. Нафтогазопромислова геологія [Текст] : підручник. К. : Наук. думка, 2005. 432 с.
4. Сенюшкович М. В., Чудик І. І., Білецький Я. С. Розкриття та випробування продуктивних пластів [Текст] : навч. посіб. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. 390 с.
5. Яремійчук Р. С., Возний В. Р. Освоєння та дослідження свердловин [Текст] : навч. посіб. Львів : Оріяна-Нова, 1994. 440 с.
6. Висновок за результатами геофізичних досліджень виконаних в пошуковій свердловині N1 площа Дубаневицька пробурений Стрийським ВБР. Івано-Франківськ. 2005. 8 с.
7. Федак І. О., Коваль Я. М. Бакалаврська робота: методичні вказівки. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2025. 48 с.

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема бакалаврської роботи: «Обґрунтування інтервалів пластів-колекторів для випробовування випробовувачами пластів на трубах з метою встановлення характеру їх насичення та фільтраційних властивостей (на прикладі свердловини №1-Дубаневицька)»

Пояснювальна записка до бакалаврської роботи містить 53 сторінки.

Графічний матеріал:

1. Презентація магістерської роботи в обсязі 12 слайдів.

_____ Ігор ЯРЕМЧУК