

Міністерство освіти і науки України
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
ННІ «Інститут геології»
Кафедра геофізики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА МАГІСТРА
спеціальність 103 – Науки про Землю
освітня програма «Геофізика»

ТЕМА: «Перспективність геолого-технологічних досліджень при геофізичних дослідженнях (на прикладі Комишнянського газоконденсатного родовища)»

Виконав


студент 2-го курсу



кафедри геофізики

Лев ЄМЕЦЬ

Науковий керівник



кандидат геологічних наук, доцент

Дмитро БЕЗРОДНИЙ

Робота рекомендується до захисту (протокол № 14 засідання кафедри геофізики від 15.03.2023)

Завідувач кафедри



кандидат геологічних наук, доцент

Віктор ОНИЦУК

Київ – 2023

Реферат

магістерської кваліфікаційної роботи

Ємця Лева Олександровича

на тему: «Перспективність геолого-технологічних досліджень

при геофізичних дослідженнях

(на прикладі Комишнянського газоконденсатного родовища)»

Спеціальність **103 Науки про Землю**

Робота складається із вступу, 5 розділів, висновків і списку використаних джерел. Текстова частина роботи викладена на __ сторінках аркушів формату А4, містить __ таблиць, __ рисунки, __ додатків. При підготовці роботи використовувалися матеріали з __ джерел.

Актуальність роботи. На сьогоднішній день збільшується відсоток буріння пошукових і пошуково-розвідувальних свердловин, навіть враховуючи вивченість родовищ, що давно розробляються. Свердловини мають проектну глибину більше 6000 м. Це стало можливим завдяки новітньому обладнанню, модернізованим буровим верстатам і покращенню якості проведення досліджень. Геолого-технологічні дослідження є невід'ємною частиною геофізичних досліджень, що виконуються під час буріння свердловин. Для всіх нафто-та газовидобувних компаній геолого-технологічні та геохімічні дослідження – це основне джерело інформації в ході буріння нових свердловин. Дані ГТД є першим «живим» матеріалом отриманим при розкритті пластів. Це забезпечує вирішення повного спектру технологічних, геологічних, геохімічних, економічних, інформаційних, науково-дослідницьких задач.

Крім реєстрації технологічних параметрів, що допомагає безаварійно вести буріння, геологічні дослідження дають першу інформацію по літології,

прив'язці до стратиграфічних горизонтів і насиченості пластів тим, чи іншим флюїдом, тиску розкриття пластів. Ці дані обов'язково враховуються при виборі об'єктів перфорації, а іноді відіграють вирішальну роль і допомагають у виборі інтервалу перфорації в пластах, які на перший погляд за даними ГДС є мало перспективними, а в загальному результаті дають вуглеводневу продукцію.

Мета роботи. Аналіз геологічних, технологічних досліджень та газового каротажу (геохімічних досліджень), отриманих під час буріння свердловини, що дозволяє вирішити низку геологічних задач, на прикладі св-ни №61 Комишнянського родовища. Важливість методу і його вплив при виборі інтервалів перфорації і збільшенні видобутку вуглеводнів.

Розв'язувані в роботі задачі. Вивчено геологічну будову Карайкозівського родовища та проведений аналіз геологічного розрізу в одній із глибоких свердловин під час її буріння, освоєно програмне забезпечення станції «Розріз-2»(Сіріус), проведені технологічні, геолого-геохімічні дослідження під час буріння свердловини, виділені за геохімічним аналізом (за вмістом сумарного газу) перспективні на вуглеводні інтервали, побудовані відповідні планшети, аргументовано виділені інтервали перфорації продуктивного горизонту.

Особиста робота. Автор особисто вів разом з командою станції дослідження на свердловині. Були проведені технологічні, геолого-геохімічні дослідження і прив'язки до стратиграфії в процесі буріння, виконаний аналіз на вміст вуглеводнів по всьому геологічному розрізу, проведений аналіз проходки із літологічним розрізом, побудовані відповідні діаграми, виконаний оперативний первинний аналіз шламу і керну, отримані первинні дані фільтраційно-ємнісних характеристик розкритих горизонтів, виконувалась кореляція із сусідньою свердловиною для упередження і повідомлення про ускладнення, які можуть бути нижче по розрізу. Дані

надавались в режимі онлайн. Матеріали використовувались пізніше, після комплексу ГДС для корегування інтервалів перфорації, проектування наступних свердловин.

Наукова новизна.

Вперше, за період застосування геофізичного приладу Pulsar (імпульсно-нейтронний гама каротаж) компанії Шлюмберже після запису в обсаджений колоні, геолого-геохімічні дані були переважним аргументом в рішенні про випробування пласта, коли свердловина вважалась безперспективна.

Практичне значення. Геологічний блок даних ГТД доповнює інформацію по ГДС, в першу чергу, при виділенні колекторів, оцінці їх літотипу та характеру насичення, що є необхідним перед початком експлуатації свердловин. Використовуються для корегування інтервалів випробування свердловини, а іноді є переважаючим аргументом для вибору інтервалу перфорації. Також дають можливість в онлайн режимі виконувати кореляцію із сусідніми свердловинами і в процесі буріння, разом з основним комплексом ГДС, дають розуміння стратиграфічних прив'язок і часто є аргументом для коригування проектної глибини а бо взагалі забурки іншого стовбура свердловини.

Блок технологічних досліджень дозволяє вирішувати наступні основні задачі: раннє виявлення нафтогазопроявів і поглинань при бурінні, оптимізацію процесу поглиблення свердловини в залежності від геологічних задач, розпізнавання і визначення тривалості технологічних операцій, раннє визначення проявів і поглинань при спуско-підйомних операціях, управління доливом.

Анотація

В роботі представлено результати технологічних, геолого-геохімічних досліджень, що є одним із методом геофізичних досліджень у відкритому

стовбурі свердловини під час її буріння. Робота велась на свердловині №61 Комишнянського газоконденсатного родовища в програмному забезпеченні «Розріз-2». Підтверджено перспективність пластів-колекторів в розрізі, а також проаналізований первинний літолого-стратиграфічний розріз, проведені геохімічні і технологічні дослідження в процесі буріння, упереджені основні ускладнення в процесі поглиблення свердловини.

Ключові слова

Геохімічні дослідження (газовий картаж), технологічні дослідження, люмінісцентно-бітумінологічний аналіз, нафтогазопрояви, поглинання, проходка, шламограма, пласти-колектори, контроль буріння, Комишнянське родовище.

YEMETS LEV

PROSPECTS OF GEOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL RESEARCH DURING GEOPHYSICAL RESEARCH IN WELLS (ON THE EXAMPLE OF THE KOMYSHNYANSKE GAS CONDENSATE FIELD).

Abstract

The thesis presents the results of technological, geological and geochemical researches, which is one of the methods of geophysical research in an open well bore during its drilling. The work was carried out at well No. 61 of the Komyshnyanske gas condensate field using the Razrez-2 software. The prospects of reservoir formations in the section were confirmed, the primary lithological and stratigraphic section was analyzed, geochemical and technological researches were conducted during drilling, and the main complications in the process of deepening the well were prevented.

Key words

Geochemical research (gas logging), technological research, luminescent bituminological analysis, oil and gas discoveries, absorption, rate of penetration, cuttings, reservoir formations, drilling control, Komyshnyanske field.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	
1 ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	
1.1 Географо-економічні умови.....	
1.2 Геолого-геофізична вивченість.....	
1.3 Геологічна будова площі	
1.3.1 Стратиграфія.....	
1.3.2 Тектоніка.....	
1.3.3 Газоносність.....	
1.3.4 Фізико-літологічна характеристика розрізу.....	
1.3.5 Гідрогеологічна характеристика.....	
1.3.6 Промислово-геофізичні дослідження.....	
2 ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	
2.1 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин в межах родовища.....	
2.2 Основні гірничо-геологічні параметри розрізів свердловин згідно аналізу проходки за даними станції геолого-технологічних досліджень.....	
3 ПІДХІД І ВІДБІР КЕРНУ НА СВЕРДЛОВИНІ ПРИ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕННЯХ.....	
3.1 Вибір інтервалів відбору керну.....	
3.2 Технологія відбору і укладання керну.....	
3.3 Опис керну на прикладі св-ни №61.....	
4. АНАЛІЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ НА СВ-НІ №61.....	
4.1 Методика й особливості проведення робіт.....	
4.2 Геолого-технологічна та геохімічна характеристика розрізу свердловини.....	
4.3 Баланс часу буріння свердловини.....	
5 ПОРІВНЯННЯ ДАНИХ КОМПЛЕКСУ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ З ДАНИМИ ГТД І ВИБІР ОБ'ЄКТІВ ПЕРФОРАЦІЇ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ	
5.1 Важливість і вплив отриманих даних ГТД при виборі об'єктів перфорації гор.В-24.....	

5.2 Важливість отриманих даних ГТД при уточненні інтервалів об'єкту перфорації В-20.....	
6 ВИСНОВКИ.....	
7 СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ,
СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

D	Девонська система
C	Кам'яновугільна система
C1t	Турнейський ярус
C1v	Візейський ярус
C1s	Серпуховський ярус
C2	Середній відділ
C2b	Башкирський ярус
C2m	Московський ярус
T	Тріасова система
J	Юрська система
K	Крейдова система
P	Палеогенова система
N	Неогенова система
Q	Четвертинна система
ГДС	геофізичні дослідження свердловин
ДДЗ	Дніпровсько – Донецька западина
АК	акустичний каротаж
АКЦ	акустичний цементомір
ГК	гамма-каротаж
БК	боковий каротаж
ІК	індукційний каротаж
ПС	самочинна поляризація
ЛБА	люмінісцентно-бітумінологічний аналіз
ГТД	геолого-технологічні дослідження
ДМК	детальний механічний каротаж

ФЄВ	фільтраційно-ємнісні властивості
ТЕП	техніко-економічні показники
СПО	спуско-підйомні операції

ВСТУП

Геолого-технологічні дослідження є складовою частиною геофізичних досліджень нафтових і газових свердловин і призначені для здійснення контролю за станом свердловини на всіх етапах її будівництва і введення в експлуатацію з метою вивчення геологічного розрізу, досягнення високих техніко-економічних показників.

Такі дослідження доповнюють інформацію по ГДС, в першу чергу, при виділенні колекторів, оцінці їх літотипу та характеру насичення, що є необхідним перед початком промислової експлуатації нафтового або газового родовища. Сам процес роботи складається з технологічних, геологічних та геохімічних досліджень.

ГТД проводяться безпосередньо в процесі буріння свердловини, без простою в роботі бурової бригади і бурового обладнання та вирішують такий основний комплекс геологічних і технологічних задач, спрямованих на:

- оперативне виділення в розрізі свердловини, яка споруджується, перспективних на нафту і газ пластів-колекторів;
- вивчення їх фільтраційно-ємнісних властивостей і характеру насичення;
- оптимізацію відбору керна;
- експрес випробування і вивчення методами ГДС виділених об'єктів;
- забезпечення безаварійного проведення свердловин і оптимізацію режиму буріння.

Саме спираючись на результати ГТД, здійснюється аналіз позаштатних ситуацій, вибір параметрів промивальної рідини, грамотне проектування спорудження наступних свердловин, розвідки, освоєння і експлуатації

родовища. Результати ГТД враховуються при кількісній інтерпретації ГДС і підрахунку запасів вуглеводнів, є важливим компонентом для оцінки продуктивності в складних геологічних умовах. При відсутності ГДС (відмова або непроходження приладів, недостатній комплекс) кількісна інтерпретація проводиться тільки за даними ГТД.

Неодноразово результати ГТД дозволяли відкрити нові поклади вуглеводні в нестандартних пастках і нетрадиційних колекторах - наприклад низькоомні (1.2-1.5Омм по методам електрометрії) колектори.

Вся історія буріння свердловини посекундно фіксується в станції ГТД. Це і показники датчиків технологічних параметрів та промивки свердловини, і геологічна інформація, і статистична, і баланс часу проходки, і всі інші дані про свердловині - фактична конструкція бурильної колони на кожному етапі будівництва, типорозмір долота, параметри промивальної рідини і обсадної колони. Оперативно будується фактична літологічна колонка, виділяються колектори і оцінюється характер їх насичення, порові тиски, гідравлічні параметри, уточнюються інтервали відбору керну і випробування виділених пластів, видаються рекомендації та попередження геологічного та технологічного характеру, оптимізується процес буріння свердловини. В процесі буріння поступово формується справа свердловини.

Перевага методів, заснованих на дослідженні геологічної та технологічної інформації в процесі буріння, перед традиційними геофізичними методами полягає в тому, що мінімальний розрив між розкриттям пласта і дослідженням дозволяє звести до мінімуму вплив несприятливих факторів, таких як проникнення фільтрату в пласт, кольматація та ін. Оптимальний режим розчину повинен забезпечувати збереження природних колекторських властивостей пласта в

присвердловинній зоні, забезпечуючи максимальну продуктивність свердловини на стадії її освоєння і експлуатації. Успішне вирішення цих завдань можливе лише за наявності найбільш повної і достовірної інформації про геологічному розрізі і режимних параметрах буріння.

При проведенні ГТД на свердловинах встановлюються сучасні комп'ютеризовані станції «GeoTech 1.0/1.1/1.2/1.3», «Розріз-2», що включають в себе автоматизовану систему збору даних з відповідним ліцензованим програмним забезпеченням, подвійним комплектом датчиків, високоточні хроматографічні газоаналізатори та блоки підготовки газу, лабораторію з комплектом необхідних геологічних приладів, посуду та хімреагентів, необхідних для проведення аналізів керну, шламу, а також комплект обладнання для двохстороннього зв'язку, відеонагляду та передачі даних технологічних параметрів в on-line режимі на офіси Замовника.

Метою роботи є аналіз геологічних, технологічних досліджень та газового каротажу (геохімічних досліджень), отриманих під час буріння свердловини, що дозволяє здійснювати суцільний технологічний контроль стану свердловини на всіх етапах її будівництва, з метою вивчення геологічного розрізу, виділення пластів-колекторів та оцінки характеру їх насичення, а також досягнення високих техніко-економічних показників буріння.

Об'єкт дослідження – глибокі свердловини понад 5000 м з продуктивними горизонтами: В-16в, В-16н, В-17в, В-17н, В-18, В-19в-н, В-20в-н, В-21в-н, В-22в-н та В-24-26, а саме свердловина №61 Комишнянського родовища.

Предмет дослідження – контроль геологічного розрізу в процесі буріння свердловини, первинне виділення і аналіз продуктивних пластів,

контроль технологічних параметрів для безаварійного буріння в режимі онлайн на Комишнянському родовищі свердловина №61.

Задачі, що ставились в роботі:

- опис, пакування та етикетування шламу для передачі Замовнику;
- побудова літологічної колонки;
- стратиграфічне розчленування розрізу;
- виділення перспективних інтервалів на наявність колекторів;
- попередня оцінка характеру насиченості колекторів;
- рекомендації щодо коригування інтервалів відбору керну;
- прогнозування глибини залягання покрівлі продуктивного пласта за вмістом газу у шламi і у буровому розчинi;
- рекомендації щодо коригування інтервалів проведення ГДС;
- корегування інтервалів перфорації продуктивних пластів за даними газового вмісту у шламi, у випадках, коли за даними ГДС пласт здається безперспективним;
- визначення та контроль об'єму доливу – витіснення бурового розчину при спуско-підйомних операціях;
- візуалізація реєстрованих параметрів на виносному пульті бурильника та моніторі супервайзера із звуковою сигналізацією при виході заданих параметрів за межі значення.

1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Географо-економічні умови

Адміністративно Комишнянське родовище розташоване на території Миргородського району Полтавської області України (рис.1.1)

Найближчі крупні населені пункти – районні центри міста Миргород, Гадяч, Лохвиця розташовані на віддалі, відповідно 33 км, 65 км, 60 км і з'єднані між собою і з селами Комишня, Потівка, Черевки, Бакумівка дорогами з твердим покриттям. Обласний центр м. Полтава знаходиться на віддалі 140-150 км. Поблизу від площі проходять залізниці Кременчук – Бахмач і Київ – Харків, а також нафтопромисел (ст. Гоголеве) і нафтопровід з Глинсько-Розбишівського родовища та Кременчуцький нафтопереробний завод.

В економічному відношенні район вивчення являється сільськогосподарським, головне заняття населення – землеробство і тваринництво, незначна частина працює в бурінні і нафтогазодобувній промисловості. Територія відносно густо заселена.

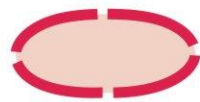
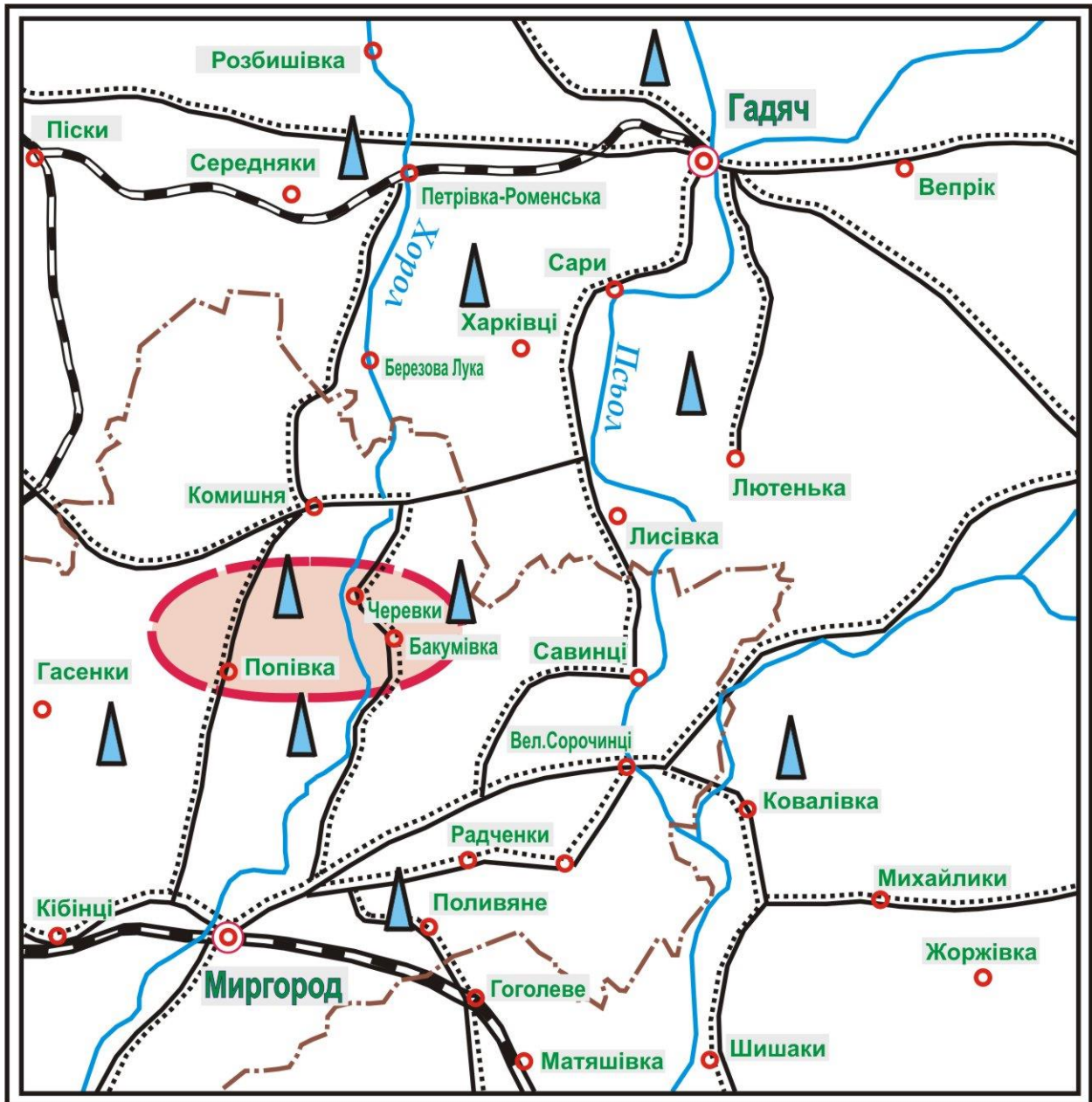
Клімат району помірно-континентальний, з середньорічною температурою + 6-7 °С і річною кількістю опадів 460-470 мм. Найбільше опадів приходить на осінньо-літній період. Промерзання ґрунту від 0,7 до 1 м. Тривалість опалювального сезону 6 місяців (жовтень – квітень).

Рельєф місцевості являє собою горбисту рівнину, розчленовану густою мережею ярів, балок і річкових долин, з загальним нахилом місцевості з північного сходу на південний захід. Максимальні абсолютні відмітки рельєфу приурочені до водороздільних ділянок і досягають 175 м, мінімальні – до заплавин річок і становлять 98-107 м. Балки і яри мають невелику

протяжність, схили їх, як правило, задерновані.

Основним поверхневим стоком дощових і талих вод служить р. Хорол (права притока р. Псьол) з прилеглою системою ярів і балок. Протікає ріка в напрямі з північного заходу на південний схід. Береги її асиметричні : правий – крутий, іноді обривистий, лівий – пологий, з розвиненими терасами. Долина ріки вповнена алювіальними піщано-глинистими відкладами четвертинного віку. Повний розріз четвертинних і неогенових відкладів зберігся на припіднятих ділянках.

Корисними копалинами району являються нафта, газ, будівельні матеріали (суглинки, піски), мінеральна вода. Забезпечення питною і технічною водою здійснюється шляхом буріння свердловин на бучацький водоносний горизонт.



- Район досліджень

Рисунок 1.1 - Оглядова схема розташування Комишнянського родовища

1.2 Геолого-геофізична вивченість

Вивчення геологічної будови Комишнянської групи родовищ ВВ тісно пов'язане з дослідженнями суміжних з нею площ (Радченківська, Малосорочинська та ін.) і розвитком поглядів на будову всієї Дніпровсько-Донецької западини, пізнанням регіональних закономірностей поширення колекторів, особливостей флюїдонасичення розрізу, виділенням генетичних типів пасток і покладів складає епоху геологорозвідувальних робіт на нафту і газ.

Відкриття Радченківського нафтогазового родовища визначило новий напрямок пошукових робіт – від вивчення структур ускладнених соляними штоками до виявлення глибокозалягаючих антиклінальних складок. Глибоким бурінням 1952-1975 рр. встановлена промислова нафтогазоносність верхньовізейських, серпухівських, тріасових відкладів на Радченківській, візейських – на Кошовійській, Харківцівській, нижньовізейських – на Малосорочинській площах.

Комишнянська структура вперше була виділена по підшві неогенових строкатих глин структурно-картувальним бурінням, проведеним Лебединською геолого-пошуковою партією в 1947-1948 рр., а починаючи з 1953 р. площа підпадає під детальні геолого-геофізичні дослідження. (Іванюта М.М. 1998).

Будова площі по мезозойських відкладах вивчалась роботами сейсмозвідувальних партій 14/52, 1-2/53 (Андрєєва Р.Й., Хохлов О.К.), в результаті яких по умовних і відбиваючих горизонтах в мезозої виявлений Комишнянський структурний виступ і Ждановський прогин, розділяючий Глинсько-Розбишівську і Гасенківсько-Лейківську структурні лінії. Пізніше сейсмопартіями 9/65, 10/65, 56/65, 17/65-66 (Троян Д.Д., Кіяшко Д.О.,

Мочалова Г.С. та інші) по відбиваючих горизонтах в мезозої, тріасі, карбоні вивчалась будова Комишнянського структурного виступу, Остапівської і Перевозівської терас.

Сейсморозвідувальними роботами МВХ і МОГТ (с.п. 27/71) по відкладах нижнього і середнього карбону Кошовійська структурна тераса, підтверджений Комишнянський структурний виступ, виділений Березоволуцький прогин, який розмежує Гасенківсько-Лейківську і Середняківсько-Харківцівську антиклінальні зони.

В результаті дешифрування даних аерогеологічних досліджень, проведених в 1975-77 рр. (Гридін В.І.) з метою вивчення неотектонічних рухів, виділені Північно-Малосорочинська, Попівська, Хомутецька, Комишнянська та інші фотоаномалії, які пов'язані з локальними структурами в осадовій товщі.

Структурно-картувальним бурінням (Козинцева Т.К. і інші, 1965-66 рр.) висвітлена будова Комишнянського структурного виступу і Ждановського прогину по маркуючих горизонтах в мезозої, а тематичними дослідженнями 1964-1966 рр. (Авер'єв В.О. та ін.) проведений структурний аналіз району Луценки – Комишня по кайнозойському, мезозойському, і верхньопалеозойському структурних поверххах.

Сейсморозвідувальними дослідженнями МОГТ (с.п. 25/78, Воєнчук М.Ф. та ін.) по відкладах нижнього карбону уточнена будова Ключниківської, частково Комишнянської і Кошовійської структур, виділені Бакумівський і Зв'язівський структурні носи.

Матеріали сейсморозвідувальних партій послужили основою обґрунтування закладення параметричної свердловини № 488. Буріння свердловини розпочате в 1979 р., і вона першою відкрила поклади газу в верхньовізейських відкладах Комишнянської площі.

Найбільша вивченість та проектування пошуково-розвідувальних робіт, буріння глибоких свердловин, документація геологічних досліджень, систематизація і обробка матеріалів буріння і випробування свердловин, складання геологічних звітів виконані Миргородською нафтогазорозвідувальною експедицією глибокого буріння (Семеняк М.М.).

Всього по Комишнянському ГКР пробурено 13 свердловин. Стан фонду свердловин наводиться в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Стан фонду свердловин Комишнянської площі

№ св.	Категорія свердловини	Глибина свердловини, м		Стратиграфічне положення вибою		Строки буріння		Строки випробування		Основні геологічні результати буріння
		проектна	фактична	проектне	фактичне	початок	кінець	початок	кінець	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
488	Параметрична	5650/6100	6100	C _{1v1}	C _{1v1}	9.12.79	20.07.83	21.07.83	28.06.85	Встановлена промислова газоносність верхньовізейських відкладів (гор. В-16, В-20, В-21, В-22н) Комишнянського підняття
424	Параметрична	6200/6400	6400	C _{1v}	C _{1v}	23.07.81	30.12.84	31.12.84	23.06.89	Одержані промислові припливи газу з гор. В-16н, В-22н в межах Бакумівської структури
2	Пошукова	6200/5810	5810	C _{1v}	C _{1v}	20.01.83	2.08.86	3.08.86	20.11.87	Одержані промислові припливи газу з гор. В-16н, В-17в Південно-Комишнянського підняття
17	Пошукова	6000/5910	5910	C _{1v}	C _{1v}	21.07.83	22.11.86	23.11.86	02.07.87	Вивчений розріз візейських відкладів в південному блоці Бакумівської ділянки. Свердловина приурочена до окремого блоку. Непромислові припливи газу одержані з горизонту В-19 – В-20
3	Пошукова	5500	5500	C _{1v}	C _{1v}	29.12.83	27.12.85	–	–	Свердловина розкрила нижньокам'яновугільні відклади на Верховинській структурі. Пластиколектори водонасичені
16	Пошукова	5500	5507	C _{1v}	C _{1v}	30.12.84	22.08.86	23.03.86	18.05.87	Вивчена геологічна будова південної частини Бакумівської структури, встановлена газонасиченість горизонту В-17н на цій ділянці площі
5	Пошукова	6000	6000	C _{1v}	C _{1v}	21.05.85	12.08.88	–	–	Вивчена геологічна будова зони зчленування Комишнянського і Бакумівського структурних елементів. Пласти колекторів розкритих

										верхньовізейських відкладів по матеріалах ГДС обводнені
12	Пошукова	6250/6002	6002	C _{1v}	C _{1v}	18.09.85	14.09.88	–	–	Уточнена геологічна будова північного крила Південно-Комишнянського склепіння. За даними ГДС горизонти В-16н, В-17в газонасичені
9	Пошукова	5600	5604	C _{1v}	C _{1v}	27.08.86	5.12.88	6.12.88	25.09.89	Вивчена геологічна будова південного крила Південно-Комишнянської структури. Свердловина приурочена до окремого припіднятого блоку, в межах якого газонасичені горизонти В-19 – В-21
20	Пошукова	5850/5788	5788	C _{1v}	C _{1v}	3.04.88	31.07.90	–	–	Вивчена геологічна будова південної частини Бакумівської структури. Свердловина приурочена до окремого блоку. Об'єктів для випробування на продуктивність не встановлено
14	Пошукова	5750	5750	C _{1v}	C _{1v}	1.02.89	14.02.91	1.07.91	24.12.91	Вивчена будова західної перикліналі Південно-Комишнянської структури по матеріалах ГДС виявлені газонасичені пласти гор. В-16н, В-19, В-20, В-21. Обводнені В-17в ₁ , В-17в ₂ , В-17в ₃ . При випробуванні непромислові припливи газу одержані з гор. В-20, В-21
1	Розвіду- вальна	5900	4538	C _{1v}	C _{1v}	3.03.93	24.04.96			До продуктивної частини розрізу свердловина не добурена

1.3 Геологічна будова площі

1.3.1 Стратиграфія

В геологічній будові площі дослідження приймає участь потужна товща осадових порід, які залягають на кристалічних породах докембрію і представлені відкладами палеозою, мезозою і кайнозою (Іванюта М.М. 1998).

Протерозойська ератема – PR

Дані про будову кристалічного фундаменту дуже обмежені. Судячи з матеріалів параметричного буріння і ГСЗ фундамент в регіоні складається з нижньої – магматичної і верхньої – осадово-метаморфічної товщ. Кристалічні породи протерозою розкриті глибокими свердловинами в межах бортових частин западини – Смілівська опорна № 1, пошуковими свердловинами №№ 1 Чупахівської і 5 Новотроїцької площ. По даних регіональних профілів глибина залягання кристалічного фундаменту в межах площі складає 8- 10 км.

Палеозойська ератема – PZ

На досліджуваній площі палеозой представлений відкладами девонської, кам'яновугільної і пермської систем.

Девонська система – D

Найбільш древніми осадами, розкритими на близько розташованих Малосорочинській, Радченківській, Глинсько-Розбишівській і інших площах, являються відклади девону. Представлені вони теригенними і галогенними утвореннями. Надсольові теригенні утворення представляють собою сильно зім'яті переміщеннями солі компоненти осадової товщі, що втратили свій початковий вигляд верстуватих порід. За віком надсольова товща девону представляє собою нерозчленований комплекс осадків пізньофранського і ранньофаменського часу (євлано-ливенський і задонсько-єлецький горизонти). Розкрита потужність девону тут складає 1200-1400 м

(надсольової товщі біля 200 м). Передбачувана потужність девонських відкладів в межах Комишнянської площі досягає 2000-2500 м.

Кам'яновугільна система – С

В межах досліджуваної площі відклади кам'яновугільної системи представлені всіма трьома її відділами.

Нижній відділ – С₁

В складі нижнього карбону на Комишнянській площі виділяються турнейський, візейський і серпухівський яруси.

Таблиця 1.2 – Стратиграфічне розчленування розрізу свердловин

Площа	Комишнянська												
	2	3	5	7	9	12	14	16	17	20	50	52	488
Свердловина	2	3	5	7	9	12	14	16	17	20	50	52	488
Альтитуда, м	172,3	169,2	110,5	111,1	163,5	174,0	171,9	110,6	114,8	124,6	176,37	177,1	179,9
P + N + Q	383	354	280	295	328	370	415	250	242	250		362	365
K	1030	1007	917	953	981	1036	1114	875	835	847		1036	1051
J	1540	1520	1422	1439	1463	1534	1680	1353	1296	1315		1530	1545
T ₂₋₃	2146	2132	1990	2143	2058	2130	2330	1919	1853	1870		2130	2144
T ₁	2345	2317	2157	2233	2226	2330	2526	2080	2012	2020		2318	2366
P ₁	2507	розмив	2372	2450	2398	2552	2770	2271	розмив	2150	2495	2450	2529
C ₃	3187	2844	3028	3105	3055	3172	3362	2903	2644	2750	3165	3182	3216
C _{2m}	3614	3268	3471	3547	3503	3609	3758	3363	3118	3238	3595	3638	3642
C _{2b}	4180	3887	4081	4146	4120	4180	4336	3990	3760	3880	4038	4218	4218
C _{1s2}	4491	4121	4417	4480	4426	4503	4617	4333	4114	4232	4470	4524	4548
C _{1s1}	4728	4368	4657	4745	4666	4751	4833	4617	4388	4506	4708	4767	4813
C _{1v2}	5800	5257	5963	5950	5604	5870	5750	5507	5634	5719	5190	5265	6054
C _{1v1} (карб.)	5802	5467	6000			6002			5910	5788		5270	6100
C _{1t}													
Вибій, м	5810	5500	6000	5950	5604	6002	5750	5507	5910	5788	5190	5270	6100

Таблиця 1.3 – Кореляція продуктивних горизонтів

Свердло вина	2	3	5	7	9	12	14	16	17	20	50	52	424
В-15				4323-4924									
В-16В ₁	4875-4899	4518-4532	4893-4920	4944-4985	4829-4863	4916-4934	4983-5001	4840-4869	4632-4662	4743-4776	4861-4884	4922-4955	4888-4924
В-16В ₂	4904-4952	4545-4592	4934-4960	4990-5016	4868-4917	4946-4983	5007-5059	4881-4917	4667-4698	4784-4819	4887-4940	4961-5003	4931-4961
В-16Н	4984-5034	4627-4672	4989-5047	5048-5101	4945-5008	5009-5061	5099-5144	4948-4997	4723-4784	4848-4907	4965-5016	5040-5090	5000-5053
В-17В ₁	5053-5079	4690-4700	5068-5090	5124-5147	5028-5042	5090-5112	5156-5169	5020-5040	4807-4832	4929-4948	5036-5049	5111-5115	5074-5097
В-17В ₂	5079-5103	4702-4742	5093-5142	5152-5170	5046-5065	5115-5137	5173-5208	5045-5065	4837-4857	4955-4975	5053-5090	5131-5156	5101-5114
В-17В ₃	5125-5164	4767-4771	5145-5172	5200-5230	5090-5130	5162-5190	5226-5250	5096-5128	4893-4923	5010-5039	5125-5144	5187-5207	5152-5185
В-17Н ₁	5169-5205	4785-4818	5185-5222	5242-4287	5136-5168	5199-5237	5259-5294	5139-5190	4938-4986	5051-5094	5152-5176	5224-5239	5196-5235
В-17Н ₂	5210-5235	4822-4849	5233-5265	5302-5327	5173-5198	5247-5274	5301-5330	5200-5237	4990-5028	5105-5140			5241-5282
В-18	5257-5306	4861-4915	5280-5354	5350-5410	5216-5267	5298-5356	5340-5392	5245-5307	5045-5101	5154-5217			5299-5360
В-19	5344-5453	4939-5029	5380-5521	5437-5568	5299-5414	5389-5500	5420-5540	5342-5430	5141-5264	5256-5359			5395-5491
В-20В	5483-5498		5548-5562	5612-5633	5438-5450	5524-5542	5560-5576						
В-20Н	5512-5524	5048-5062	5581-5598	5646-5670	5463-5479	5554-5567	5579-5592	5467-5495	5305-5332	5415-5453			5545-5575
В-21В	5533-5586	5072-5099	5612-5687	5683-5767	5489-5553	5579-5647	5595-5637		5346-5391	5465-5501			5586-5656
В-21Н	5598-5614	5106-5126	5698-5771	5800-5825	5572-5586	5666-5687	5660-5681		5414-5463	5512-5572			5669-5740
В-22В	5638-5663	5138-5157	5788-5841	5840-5946		5707-5733	5694-5717		5460-5504	5581-5627			5749-5797
В-22Н	5678-5745	5166-5206	5861-5960	5903 вибій		5747-5814			5512-5574	5637-5683			5809-5875
В-23	5763-5802	5220-5257	5970 вибій			5835-5870			5594-5637	5697-5721			5900-5924
В-24-26 (С ₁ В ₁)													5924-6308

Турнейський ярус – C_1^t .

Відклади представлені аргілітами чорними, кріпкими, алевролітами і пісковиками різнозернистими; вапняками темно-сірими до чорних, дуже міцними, кристалічно-зернистими, тріщинуватими. Залягають вони на розмитій поверхні верхнього девону. Розкрита потужність турнейських відкладів – 30-90 м.

Візейський ярус залягає на підстилаючих утвореннях стратиграфічно незгідно і ділиться на два під'яруси – нижньовізейський і верхньовізейський. Загальна потужність візейських відкладів коливається в межах 1650-1800 м.

Осади нижньовізейського під'ярусу (C_{1v1}) в нижній частині представлені пачкою темно-сірих тріщинуватих кристалічних та глинистих вапняків, в верхній – чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів. Потужність відкладів нижньовізейського під'ярусу біля 210-380 м.

Відклади верхньовізейського під'ярусу (C_{1v2}) розкриті повсюдно.

Пісковики світло-сірі, в верхній частині з буруватим відтінком, поліміктові, середньо- і дрібнозернисті, слюдяні, щільні, з карбонатно-кварцово-каолінітовим і глинистим цементом, часто з вугільним детритом.

Алевроліти сірі, темно-сірі, щільні, тонкошаруваті. Аргіліти сірі, темно-сірі до чорних, алевритисті, часто вапнякові, з вуглистом детритом.

Вапняки темно-сірі, міцні. Кількість прошарків вапняків збільшується в нижній частині розрізу.

В розрізі переважають пісковики, які становлять 50 %. Серед них виділяються регіонально перспективні горизонти В-14 – В-23.

Потужність верхньовізейських відкладів 1250-1500 м.

Відклади серпухівського ярусу (C_{1s})

Відклади розповсюджені повсюдно і залягають на розмитій поверхні

візейських утворень. В розрізі фіксується незгідність і усередині ярусу. Представлені перешаруванням алевролітів сірих, темно-сірих до чорних, з аргілітами темно-сірими з прошарками пісковиків світло-сірих, кварцових, слюдяних, тонко-дрібнозернистих. Потужність 500-700м.

Середній відділ – С₂

Розріз середнього карбону представлений відкладами башкирського і московського ярусів.

Башкирський ярус – С_{2b}

В нижній частині пачка вапняків сірих, приховано-кристалічних з прошарками аргілітів і алевролітів. В верхній частині переважають пісковики сірі із зеленуватим відтінком, дрібнозернисті, кварцові, середньої міцності з прошарками аргілітів темно-сірих, рідше вапняків. Потужність ярусу 500-640 м.

Московський ярус – С_{2t}

Представлений, в основному, піщано-глинистою товщею; складеною пісковиками, алевролітами і аргілітами. У верхній частині ярусу зустрічаються прошарки вапняків.

Пісковики сірі, зеленувато-сірі, середньозернисті, кварцові, міцні.

Алевроліти зеленувато-сірі з червонувато-бурими плямами.

Аргіліти сірі, алевритисті.

Вапняки зеленувато-сірі, сірі, доломітизовані, приховано-кристалічні, міцні.

Потужність відкладів 400-500 м.

Верхній відділ – С₃

Стратиграфічно нерозчленовані відклади верхнього карбону залягають на породах московського ярусу з невеликою стратиграфічною незгідністю.

Вони представлені чергуванням глин строкатих з пісковиками світло-сірими дрібно- і середньозернистими.

Потужність відкладів 530-740 м.

Пермська система – Р

Відклади пермської системи представлені нижнім відділом.

Нижній відділ – Р₁

Представлений картамишською, микитівською і слов'янською світами в редукованих потужностях. Літологічно розріз їх представлений теригенними і хемогенними утвореннями.

Товща теригенних утворень складена пісковиками різнозернистими зі строкатими алевролітами і глинами.

Хемогенні утворення микитівської і слов'янської світ виражені перешаруванням ангідритів, доломітів, вапняків з пісковиками.

Загальна потужність відкладів нижньої пермі 130-240 м.

Мезозойська ератема – Мz

Мезозойська ера представлена тріасовою, юрською і крейдяною системами.

Тріасова система – Т

Утворення тріасової системи залягають на розмитій поверхні нижньопермських відкладів. Вони являють собою потужну континентальну товщу піщано-глинистих утворень, яка по фаціально-літологічних ознаках розчленовується на піщано-глинисту, піщану, піщано-карбонатну і глинисту товщі. Загальна потужність тріасу близько 800 м.

Юрська система – J

Відклади юрської системи залягають на осадках тріасу з кутовою і стратиграфічною незгідністю. Представлені вони середнім і верхнім

відділами. Потужність 460-570 м.

Середній відділ – J₂

Представлений байоським і батським ярусами і складений пісковиками сірими, темно-сірими, кварцовими і глинами сірими, голубувато-сірими.

Верхній відділ – J₃

Представлений келовейським, оксфордським і кімериджським ярусами і складається глинами сірими різних відтінків з прошарками пісковиків і алевролітів і витриманих по простяганню пластів вапняків. Потужність верхньоюрських відкладів 450-500 м.

Крейдяна система – К

На розмитій поверхні юрських осадків залягають породи крейдової системи в об'ємі нижнього і верхнього відділів. Потужність 590-700 м.

Нижній відділ – K₁

Нерозчленовані нижньокрейдяні відклади представлені пісковиками сірими, кварцовими, різнозернистими з залишками вуглистої речовини, з глинами темно-сірими, вуглистими, щільними.

Верхній відділ – K₂

Верхньокрейдяні відклади виражені сеноманським, туронським, коньякським, сантонським, кампанським і маастрихтським ярусами. Розріз складений крейдою білою і мергелями, в нижній частині пісковиками і пісками зеленувато-сірими кварцовими і глауконітовими.

Кайнозойська ератема – Kz

Включає неогенову, палеогенову і четвертинну системи. Загальна потужність відкладів групи 240-415 м.

Палеогенова система – Р

Відклади палеогену в складі монтського ярусу, канівської, бучацької, київської і харківської світ залягають на розмитій поверхні крейдяних утворень. Складені вони піщано-глинистою товщею, в інтервалі київської світи – мергелями.

Неогенова система – N

Відклади неогену представлені пісками кварцово-глауконітовими, різнозернистими полтавської світи і товщею строкатих глин.

Четвертинна система – Q

Відклади складені піщано-глинистими утвореннями, лесовидними суглинками, ґрунтом.

1.3.2 Тектоніка

Досліджувана площа розташована в центральній частині Дніпровсько-Донецької западини, між Глинсько-Розбишівською і Гасенківсько-Лейківською антиклінальними зонами, і являє собою по мезокайнозойських і палеозойських відкладах крупну депресію, яка в загальному плані охоплюється Березоволуцьким прогином. (Іванюта М.М. 1998).

Територія характеризується великою потужністю і стратиграфічною повнотою розрізу осадового комплексу, який залягає на кристалічній основі, а також складним співвідношенням структурних планів перспективного карбону, девону і фундаменту.

По поверхні фундаменту геофізичними методами фіксується складна сітка розривних порушень, серед яких переважають розриви північно-західного простягання. Виступи фундаменту проявляються у вигляді горстів,

а западини – клинів або уступів.

Сейсморозвідувальними роботами доведено, що по відбиваючих горизонтах пермі і в мезозої в межах площі розвинений крупний структурний виступ, якому в відкладах карбону відповідає ряд локальних піднять. В нижньому карбоні вимальовуються Комишнянська, Бакумівська і Кошовійська складки, які відкриваються в напрямі крутонахиленого північного крила Гасенківсько-Радченківської антикліналі. По всіх горизонтах нижнього і середнього карбону воно розбите розривними порушеннями різних напрямків на блоки. Амплітуда окремих порушень досягає 500 м.

По відкладах нижнього карбону (горизонти $V_{в3}$, $V_{в2}$) виділена Комишнянська зона структур. По відбиваючому і умовному горизонту $V_{в3}$ вона являє собою складнопобудований орієнтований в північно-східному напрямі блок, складений з окремих терасоподібних ділянок, в межах яких локалізуються невеликі за розмірами і амплітудами склепіння – безпосередньо Комишнянське, Південно-Комишнянське і Верховинська структура. Комишнянське склепіння північно-західного простягання, оконтурене ізогіпсою -5800 м, має розміри 1,5 × 3 км. Південно-Комишнянське окреслене ізогіпсою -5600 м і має розміри 1,2 × 2 км. Амплітуди виділених піднять становлять 50-75 м.

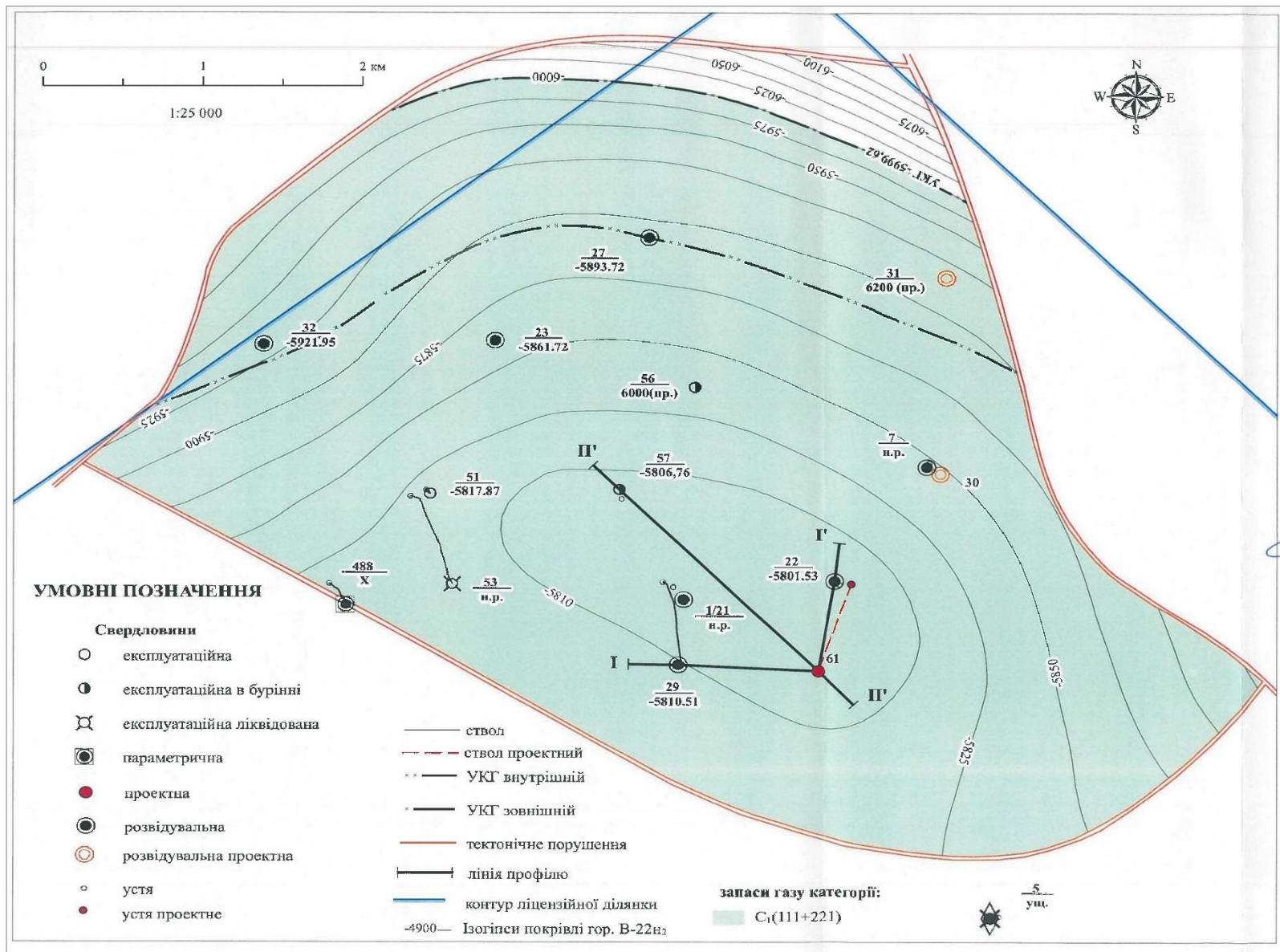


Рис.1.3.2.1 Структурна карта

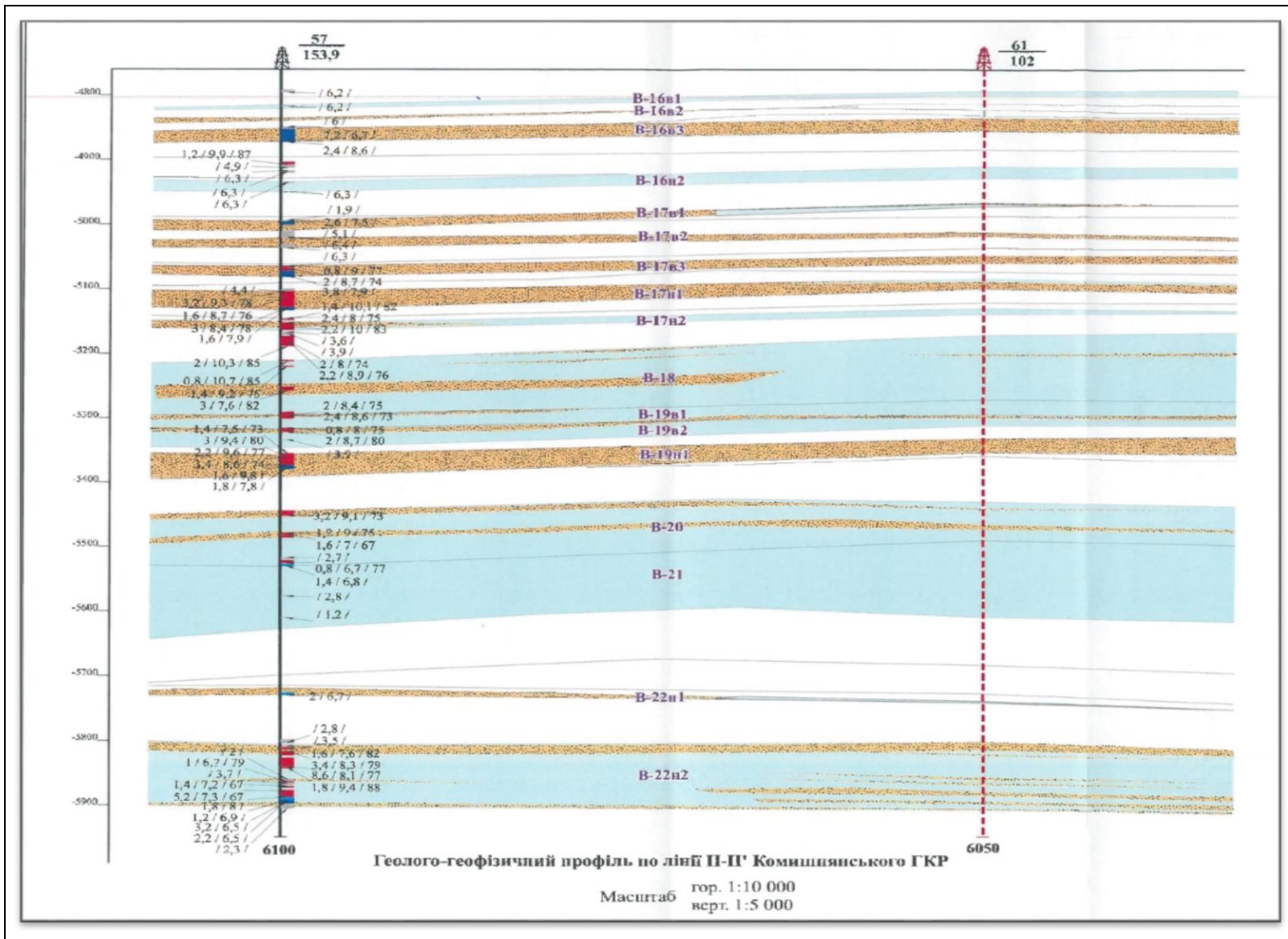


Рис.1.3.2.2 Геологічний профіль по лінії св-н 57,61.

1.3.3 Газоносність

За результатами геофізичних досліджень свердловин і їх випробування на Комишнянському родовищі встановлені продуктивні горизонти в візейському ярусі нижнього карбону. Вони залягають в інтервалі глибин 4888-6054 м. Поклади газу приурочені до окремих гідродинамічно самостійних блоків, свердловин №№ 2, 9, 16, 424, 488, являються склепінними.

Колекторами являються теригенні породи-пісковики. Продуктивними є горизонти В-16в₁, В-16в₂, В-16н, В-16н₁, В-17в₁, В-17в₂, В-17в₃, В-17н₁, В-17н₂, В-18, В-19в-н, В-20в-н, В-21в₁, В-21в₂, В-21н, В-22в і В-22н верхньовізейського та В-24-26 (карбонати) нижньовізейського під'ярусів нижнього карбону.

Горизонт В-16в₁ є газоносним за матеріалами ГДС в свердловинах №№ 488 і 424. Загальна товщина горизонту досягає 36-37 м. Ефективна товщина колектора в цих свердловинах складає відповідно 4,8 м і 3,0 м, пористість 8 %, газонасиченість 75 % і 88 %.

Горизонт В-16в₂ газоносний за матеріалами ГДС в свердловині № 50 в інтервалі 4908,0-4920,0 м. Ефективна товщина колектора в цій свердловині складає 6,6 м, пористість 7 %, газонасиченість 62,5 %. Газоносність цього горизонту випробуванням не доведена.

Горизонт В-16н продуктивний в блоках свердловин №№ 2, 488, 424. В свердловині № 2 при випробуванні інтервалу 4983-4997 м одержаний приплив газу дебітом 23,7 тис.м³/добу і конденсату 9,6 м³/добу. Загальна товщина горизонту на цій ділянці площі змінюється в межах 45-63 м, ефективна товщина колектора 3,2-7,8 м. Пористість пісковиків змінюється від 7,0 % до 10,5 %, а газонасиченість від 81,0 до 95 %.

Горизонт В-17в₁ за матеріалами ГДС газонасичений в св. № 488 в

інтервалі 5169,4-5176,8 м, де його ефективна товщина становить 6 м. Пористість колектора 7-9 %, газонасиченість до 78 %. Горизонт не випробуваний.

Горизонт В-17в₂, газонасичений в блоках свердловин №№ 2 і 488. В блоці свердловини № 2 газонасичений у свердловинах №№ 2 та 50. В свердловині № 2 газонасичений за ГДС в інтервалі 5094,0-5099,4 м, а у св. № 50 в інтервалі 5076,8-5081,0 м. Загальна товщина горизонту в цьому блоці складає 22-35 м, ефективна 3,0-4,2 м. Пористість колектора 8-10,5 %, газонасиченість до 89 %.

Горизонт В-17в₃ продуктивний в свердловині № 2, в якій отримано приплив газу дебітом 123,3 тис.м³/добу та конденсату 64,6 м³/добу. Загальна його товщина на цій ділянці змінюється від 21 м до 40 м, а ефективна товщина до 22,6 м (св. № 2). Пористість змінюється від 8,5 % до 11 %, а газонасиченість колектора в свердловині № 2 дорівнює 91 %.

Горизонт В-17н₁ газоносний за ГДС в блоках св. №№ 2 і 488.

В блоці свердловини № 2 він газонасичений за даними ГДС в свердловині № 50 в інтервалі 5155,4-5161,8 м та у свердловині № 12 в інтервалі 5209,0-5211,6 м. Ефективна товщина у свердловині № 50 дорівнює 6,4 м. Пористість колектора дорівнює 7 %, а газонасиченість 90 %. При випробуванні цього покладу в інтервалі 5155,0-5170,0 м сумісно з інтервалом 5112,0-5146,0 (горизонт В-17в₃) приплив газу становив 185 тис.м³/добу (св. № 50). В блоці свердловини № 488 він газонасичений за матеріалами ГДС в інтервалі 5298,2-5302,0 м, а нижче 5302,4-5304,4 м – обводнений.

Горизонт В-17н₂ продуктивний в свердловині № 16, в якій при випробуванні отримано приплив газу дебітом 152,3 тис.м³/доб. Ефективна

товщина колектора 4,2 м, пористість до 10 %, газонасиченість до 88 %.

Горизонт В-18 газонасичений за даними ГДС в блоці св. № 424 в інтервалі 5337,6-5354,0 м, випробуванням не доказано. Ефективна товщина складає 11,4 м пористість від 7 до 10 %, газонасиченість до 90 %.

Горизонт В-19в продуктивний в блоці свердловини № 9 і газонасичений за даними ГДС в блоці свердловини № 424.

Горизонти В-20н продуктивний в блоці свердловин №№ 9 і 488.

При спільному випробуванні горизонту В-20н в інтервалі 5652,0-5664,0 м та горизонту В-21в₁ в інтервалі 5681,0-5725,0 м одержаний приплив газу 37,7 м³/добу та конденсату 1,49 м³/добу.

Горизонт В-21в₂ газонасичений за ГДС в блоці свердловини № 9, в інтервалі 5550,0-5552,8 м. Ефективна товщина 2,8 м, пористість до 14,5 %, газонасиченість до 94 %. При випробуванні горизонту В-21в₂ разом з горизонтами В-21в₁ та В-20н з інтервалу 5464-5560 м одержали промисловий приплив газу дебітом 140,8 тис.м³/добу, конденсату 11,6 м³/добу на штуцері 7 мм.

Горизонт В-21н за результатами випробування отримано приплив газу дебітом 37,0 тис.м³/добу і ТДМ в свердловині № 488, в якій його ефективна товщина складає 3,6 м. Пористість колектора 7 %, газонасиченість до 81 %.

Горизонт В-22в продуктивний у блоці свердловин №№ 488 і 424.

При спільному випробуванні горизонтів В-22в (інт. 5827-5847 м), В-22н (інт. 5898-5916 м) та С₁в₁ карб. (інт. 6057-6062 м та 6070-6074 м) в свердловині № 488 отримано приплив газу дебітом 32,3 тис.м³/добу та конденсату 1,49 м³/добу. Виділена за даними ГДС ефективна товщина колектору – 4,2 м, пористість – 8,5-10 %, газонасиченість – 83 %.

Горизонт В-22н продуктивний у блоці свердловин №№ 488 і 424.

У блоці свердловини № 488 газонасиченими за ГДС є свердловини №№ 488 та 7. У свердловині № 488 виділені пласти-колектори в інтервалі 5900,4-5913,4 м, у свердловині № 7 – в інтервалі 5904,8-5929,8 м. Цей горизонт у свердловині № 488 випробуваний разом з горизонтами В-22в та С₁В₁ карб. (як зазначено вище).

Горизонт С₁В₁ карб. продуктивний в блоці свердловини № 488.

У карбонатній товщі нижнього візе в свердловині № 488 виділені газонасичені за ГДС колектори в інтервалі 6058,6-6073,8 м, ефективною товщиною 7,2 м, пористістю до 10 %, газонасиченістю до 87 %. Вони проперфоровані разом з горизонтами В-22в та В-22н. Отриманий приплив газу дебітом 32,3 тис.м³/добу та конденсату 1,49 м³/добу.

1.3.4 Фізико-літологічна характеристика розрізу

Колектори продуктивних горизонтів представлені переважно пісковиками, рідше піщано-алевритовими різновидами. Основним джерелом інформації колекторів є геофізичні дослідження свердловин. Кернові ж дані використовуються, в основному, для створення петрофізичної бази кількісної інтерпретації результатів геофізичних досліджень. В піднятому керні не завжди присутні лише породи продуктивних пластів, часто присутня певна кількість щільних порід, які практично не є колекторами.

Переважно це піщано-алевритові пласти.

Алевроліти темно-сірі, міцно-зцементовані, слюдисто-кварцові з перервною горизонтальною шаруватістю, з сидеритовим пелітоморфно-

згустковим цементом і аргіліти темно-сірі, щільні, гідрослюдисті, пісковики різної зернистості (від дрібно- до середньо- і різнозернистих), сірі, світло-сірі, іноді шаруваті, кварцові, глинисто-слюдисті, з запахом вуглеводнів. Зустрічаються також прошарки вапняків темно-сірого кольору, скритокристалічних, з включеннями макрофауни, сидериту темно-коричневого, тріщинуватого, залікованого білим кристалічним кальцитом.

Пісковики на 75-80 % складені з кварцу, решта – слюди, рідше плагіоклази. Цемент плівково-поровий, складений гідрослюдистим матеріалом, рідше в порах зустрічається лускатий каолінит.

Потужність порід змінюється в межах від 0,8 до 14 м. Пористість порід змінюється від 3,2 до 10,8 %, проникність від долей до $27,62 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, карбонатність 0,3-7,1 % (основна маса досліджених порід має карбонатність не більше 2,3 %).

Аргіліти представлені чорними, слабослюдистими місцями лускуватими, середньої міцності, з включеннями гнізд піриту і мікрофауни, а також в невеликих кількостях вапняками, сидеритами.

Продуктивні горизонти В-17н₁ і В-17н₂ складені пісковиками, аргілітами і алевролітами. Зустрічаються прошарки скритокристалічного вапняку. Спостерігаються різноманітні включення мікрофауни і піриту. Розділені горизонти глинистою верствою.

Породи горизонтів В-18, В-19в, В-20н В-21в, В-21н, В-22в, В-22н мало відрізняються від вище описаних. Породи-колектори тут ті ж пісковики з різним ступенем сортування від тонко-дрібнозернистих до грубозернистих. Вони переважно сірі, світло-сірі, рідше бурувато-сірі і, в залежності від цементу, можуть бути різної міцності і щільності.

Горизонт С_{1v1 карб.} У карбонатній товщі нижнього візе в свердловині № 488 виділені газонасичені за ГДС колектори. Ефективна товщина карбонатів складає 7,2 м, пористість до 10 %, газонасиченість до 87 %. Літологічно це карбонатна товща темно-сірих до чорних, тріщинуватих, прихованокристалічних, тонко- та дрібнозернистих глинистих вапняків. Зустрічаються тонкі прошарки аргілітів, чорних, міцних.

1.3.5 Гідрогеологічна характеристика

Комишнянське газоконденсатне родовище розташоване у північно-західній приосьовій частині Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. Його промислова газоносність пов'язана з відкладами візейського ярусу нижнього карбону, дорозвідка яких планується. Безпосередньо на родовищі припливи пластових вод були отримані із продуктивної частини розрізу. Для гідрогеологічної характеристики родовища необхідно залучити існуючі дані та матеріали по випробуваннях на сусідніх площах і родовищах, це Яблунівське, Західно-Солохівське й інші.

Згідно з вертикальною гідрогеологічною зональністю ДДЗ, у розрізі Комишнянського родовища виділяються перший інфільтрогенний і другий седиментогенний гідрогеологічні поверхи. Основним з положень схеми є те, що другий поверх представлений верхнім елізійним і нижнім термодегідратаційним ярусами. Основними відмінностями між гідрогеологічними ярусами другого поверху є те, що водоносні комплекси до КФУ розвинені у первинно-порових колекторах і характеризуються високою водозбагаченістю, витриманістю, та поступовим збільшенням мінералізації пластових вод з глибиною. У його межах спостерігається елізійний

гідродинамічний режим повільного латерально-висхідного руху підземних вод. При розвідувальному бурінні на площі у другому гідрогеологічному поверсі були розкриті обидва яруси.

У першому гідрогеологічному поверсі основними водоносними горизонтами є еоценовий і сеноман-нижньокрейдяний. Еоценовий горизонт представлений пісками бучацького віку з товщиною біля 20 м, що залягають на глибинах до 300 м. Вода з цього горизонту можуть використовуватися для технічного водопостачання глибоких розвідувальних свердловин. Дебіти води на родовищі склали 96-120 м³/добу при динамічних рівнях 30-40 м. Вода прісна з мінералізацією до 1 г/л.

Нижче під водотривкими крейдяно-мергельними відкладами в інтервалі глибин 700-800 м виділяється сеноман-нижньокрейдяний водоносний горизонт. Він регіонально витриманий і використовується для централізованого водопостачання. Максимальні дебіти можуть досягати декількох тисяч м³/доб.

Водоносні горизонти цієї зони підлягають ретельній охороні від можливого забруднення в процесі розбурювання й експлуатації родовища.

Перший гідрогеологічний поверх від другого відділяє регіональний флюїдоупор, який представлений глинами середньоюрського віку з окремими водоносними горизонтами мінералізованих вод.

У другому поверсі виділяються юрський, тріасовий і нижньопермсько-верхньокам'яновугільний водоносні комплекси. Водозбагаченістю характеризується тріасовий водоносний комплекс, який за даними ГДС залягає на глибинах 1900-2200 м. За хімічним складом це хлоридні натрієві води.

1.3.6 Промислово-геофізичні дослідження

При плануванні комплексу промислово-геофізичних досліджень в пошуково-розвідувальних свердловинах Комишнянського ГКР, ГДС має дати інформацію для вирішення наступних геологічних та технічних задач:

- розчленування гірських порід, що складають розрізи свердловин за літологічними ознаками, визначення їх товщин;
- виділення в розрізі свердловин колекторів та визначення характеристики насичення їх флюїдами (газом, конденсатом, водою);
- визначення коефіцієнту пористості, газонасиченості, глинистості колекторів;
- вивчення швидкісних та хвильових характеристик досліджуваного розрізу;
- контроль за направленням буріння і технічним станом стволу свердловини.

Найбільш повний комплекс промислово-геофізичних досліджень проводиться у візейських та турнейських відкладах.

Обов'язковим методом геофізичних досліджень є наявність станції геолого-технічного контролю (КНД 41-00032626-00-334-2000 «Підготовка свердловин до проведення геофізичних досліджень та робіт. Основні вимоги.» Київ, 2000р.).

Технологічні завдання геолого-технічних досліджень (ГТД) вирішують шляхом контролю за станом руйнуючого породи інструменту і циркуляцією промивної рідини (ПР) роботою елементів бурового обладнання і

дотримання передбаченої геолого-технічним нарядом (ГТН) технології буріння. Геологічна і технічна інформація взаємопов'язані. Технологічна інформація у процесі буріння ускладненого геологічного розрізу запобігає поглинанням, газопроявам, прихватам інструменту (Інструкція з організування безпечного ведення робіт під час ліквідування газонафтоводопроявлень та відкритих газових і нафтових фонтанів, затверджена наказом НАК „Нафтогаз України”, 2006 р.).

Геохімічні дослідження включають газовий каротаж по ПР у процесі буріння і після буріння свердловини, геохімічні дослідження шламу. Мета цих досліджень у комплексі ГТД – виділення перспективних інтервалів розрізу свердловини і оцінка характеру їх насичення. Результати ГТД підвищують техніко-економічні показники будови свердловини.

Технологія проведення геофізичних досліджень повинна бути оптимальною і точно відповідати технічній інструкції: газonosні комплекси треба розкривати інтервалами не більш 200 м, досліджувати у строк не пізніше 5 діб після їх розкриття. Недотримання цієї вимоги веде до зниження ефективності електричних методів ГДС, що впливає на достовірність оцінки коефіцієнту газонасиченості.

При проведенні БКЗ заміряється опір розчину резистивіметрія. У розвідувальних свердловинах повинні виконуватися два – три методи пористості: АК, НГК, ННК – з метою вивчення типу порового простору і контролю достовірності оцінки коефіцієнту пористості.

Відбивка цементного кільця (ВЦК) електротермометром та контроль якості цементування обсадних колон (АКЦ, ГГК) проводяться кожного разу після устанавлення чергової колони.

ІННК здійснюється також після обсадки свердловини через 10 днів, через 1 місяць та через 6 місяців з метою вивчення часу розформування зони проникнення (за розкриттям продуктивних пластів).

Перфорація усіх об'єктів здійснюється з прив'язкою по кривих НГК або ГК.

Для визначення газовідаючих пластів у продуктивному розрізі передбачається проведення термодобітометрії в газовому середовищі в інтервалах розкриття газоносних пластів верхнього та нижнього карбону.

Каротажні роботи у свердловинах будуть здійснюватися станціями типу ЛКС-7 та ЛЦК з використанням одножильного броньованого або трижильного кабелю.

Враховуючи поставлені завдання, геологічні умови, конструкцію свердловин, виходячи з конструктивного встановленого раціонального комплексу промислово-геофізичних досліджень свердловин, які проектується для буріння на газ в ДДЗ, проектом планується поінтервальне виконання геофізичних досліджень (з урахуванням перекриття 50 м) і при бурінні цього комплексу досліджень дотримуються. Інтервали досліджень змінюють тільки у зв'язку з ускладненнями в процесі буріння свердловини.

Таблиця 1.3.6.1 – Обсяг необхідних промислово-геофізичних досліджень у свердловинах Комишнянського ГКР

Найменування досліджень	Інтервал замірів, м	Масштаб глибин
1	2	3
Проектна глибина – 6100 м (св. №№ 21, 22, 23) Комишнянський блок		
I Під "кондуктор"		
1 Стандартний каротаж (2 з.) ПС, ГК, кавернометрія або профілометрія, інклінометрія (через 25 м)	0-340	1 : 500
II Під першу проміжну колону		
1 Стандартний каротаж (2 з.) ПС, ГК, інклінометрія (через 25 м)	340-900 850-1400 1350-1900 1850-2300	1 : 500
2 Кавернометрія або профілометрія	340-900 340-1400 340-1900 340-2300	1 : 500
3 Термометрія	0-2300	1 : 500
4 Після спуску колони: ВЦК, АКЦ	0-2300	1 : 500
III Під другу проміжну колону		

1 Стандартний каротаж (2 з.) ПС, ГК, інклінометрія (через 25 м)	2300-2800 2750-3300 3250-3800 3750-4300	1 : 500
2 Кавернометрія або профілометрія	2300-2850 2300-3300 2300-3800 2300-4300	1 : 500
3 Термометрія	0-4300	1 : 500
4 Після спуску колони: ВЦК, АКЦ	0-4300	1 : 500
IV Під експлуатаційну колону		
1 Стандартний каротаж (2 з.) ПС, ГК-НГК, БК, інклінометрія (через 25 м)	4300-4700 4650-4900 4850-5100 5050-5300 5250-5500 5450-5700 5650-5900 5850-6100	1 : 500

2 Кавернометрія або профілометрія	4300-4700 4300-4900 4300-5100 4300-5300 4300-5500 4300-5700 4300-5900 4300-6100	1 : 500
3 Термометрія	0-6100	1 : 500
4 БКЗ, БК, ГК-НГК, ІК, МБК, резистивіметрія, АК, МКЗ, кавернометрія або профілометрія, термометрія	4700-4900 4850-5100 5050-5300 5250-5500 5450-5700 5650-5900 5850-6100	1 : 200
5 Після спуску експлуатаційної колони АКЦ, ВЦК	0-6100	1 : 500
6 ГК-НГК, ІННК	4700-6100	1 : 500; 1 : 200
V Геолого-технічні дослідження в процесі буріння свердловини	4700-6100	
VI Відбір проб пластових флюїдів ОПН-7	4875-6100	
VII Випробування в процесі буріння КИИ-2М-146	4875-6100	

VIII Перфорація з прив'язкою по РК зарядами щільністю по 12-18 отв. на 1 п.м	4910-6100	
IX Термометрія, дебітометрія у газовому середовищі	4800-6100	

Як видно із таблиці 1.3.6.1 обов'язковим є проведення геолого-технічних досліджень. Це стосується кожної свердловини, чи то пошуково-розвідувальна, чи то експлуатаційна (тут можна виконувати дослідження тільки під експлуатаційну колону). А в пошукових і розвідувальних свердловинах можна з під першої проміжної колони (кондуктора) ставити станцію. Геологічний розріз та літологічна характеристика є досить мінливою. І іноді здається, що ми все знаєм про свердловину, бо в 50-ти метрах пробурена сусідня. Але в кожній свердловині є певні особливості в літологічній характеристиці розрізу, фільтраційно-ємнісним властивостям (ФЄВ), і це, в подальшому дає змогу уточнювати геологічну модель всього родовища. І, безперечно, необхідний постійний технологічний контроль процесу буріння.

2 ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2. 1 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин в межах родовища

На Комишнянському ГКР окрім фонду експлуатаційних свердловин, проводиться і передбачається пошуково-розвідувальне буріння.

Кількість свердловин: 9.

Призначення свердловин: для пошуків та дорозвідки вуглеводнів у візейських горизонтах В-16 – В-26. Глибини від 5500 до 6100 м.

Для прогнозування гірничо-геологічних умов буріння і розрахунку конструкцій проектних свердловин приймається до уваги досвід буріння попередніх свердловин, і переважно це три-чотири обсадних колони (Драганчук О.Т. 2008).

Проводка свердловин здійснювалася роторним та турбінним способами із застосуванням бурового розчину густиною 1160-1220 кг/м³ при бурінні по мезокайнозойським відкладам (під кондуктор і першу технічну колону), 1200-1260 кг/м³ – при бурінні під другу технічну колону, нижче, при бурінні у візейських відкладах – до 1220 кг/м³ та до 1600 кг/м³

З ускладнень в первинних умовах напружено-деформованого стану розрізу основними були поглинання в пластах ослаблених тріщинуватих слабозцементованих вапняків та карбонатних пісковиків середнього і частково нижнього карбону, а також газопрояви з продуктивних горизонтів. Поглинання ліквідували введенням наповнювачів, облегшенням бурового розчину, газопрояви – його обважненням.

Покрівля газоносності в проектних свердловинах очікується на глибинах: 4875 м, 4910 м, 4930 м.

Початкові пластові тиски по розрізу прогноуються гідростатичними у св. №№ 21, 23, 25 до вибою, у св. №№ 24, 28, 29 – до глибини залягання продуктивного комплексу В-20 з підвищеними пластовими тисками (ППТ) і АВПТ. Градієнти пластових тисків змінюються від 0,006-0,008 в кайнозойських до 0,0108 МПа/м в серпухівських і 0,0109-0,0147 МПа/м в продуктивних відкладах.

Аналіз проходки, фізико-механічних параметрів гірських порід, складність гірничо-геологічних умов буріння, дозволяє виділити в розрізах свердловин три інтервали, несумісні щодо умов буріння:

- водоносний верхній в мезокайнозойських відкладах (0-2300 м у св. №№ 21, 23, 24, 28, 29; 0-2500 м у св. № 25);
- водоносний у відкладах нижньої пермі, верхнього і середнього карбону, серпухівського ярусу нижнього карбону (0-4300 м у св. №№ 21, 23; 0-4210 м у св. № 25, 0-4500 м у св. №№ 24, 28, 29);
- візейський продуктивний з покладами газу, які мають початкові пластові тиски, близькі до гідростатичних у св. №№ 21, 23, 25.

2.2. Основні гірничо-геологічні параметри розрізів свердловин згідно аналізу проходки за даними станції геолого-технологічних досліджень:

Сама верхня частина геологічного розрізу (0-330 м у св. №№ 21, 23, 24, 28, 29; 0-380 м у св. № 25) складена переважно м'якими за буримістю кайнозойськими породами – ґрунтово-рослинним шаром, суглинками, мергелями, піском, глинами, пухкими пісковиками.

Нижчезалягаючі водоносні відклади верхнього інтервалу представлені породами крейдової, юрської, тріасової систем – крейдово-мергельною

товщею, пісками, пісковиками, глинами від пластичних до щільних з прошарками вапняків, алевролітами. За буримістю крейдові породи відносяться до групи м'яких, відклади юри, тріасу – до групи середньої твердості з пропластками м'яких і твердих.

Другий інтервал представлений товщею (1850-2200 м) безсольових відкладів микитівської світи нижньої пермі, верхнього і середнього карбону, верхньосерпухівського під'ярусу нижнього карбону – переважно піщано-глинистими породами з рідкими прошарками вапняків. За буримістю породи відносяться до категорії твердих з пластами порід середньої твердості і міцних.

Продуктивний третій інтервал включає піщано-глинисту з рідкими прошарками вапняків товщу нижньосерпухівських і візейських відкладів з покладами газу в горизонтах В-16-В-26.

За буримістю породи відносяться в основному до групи твердих (піщані) з прошарками міцних (карбонатні). При бурінні в продуктивних відкладах третього інтервалу можливі газопрояви, а у св. №№ 24, 28, 29 газопрояви з АВПТ, починаючи з горизонту В-20; в глинистих – осипання з утворенням каверн в тріщинуватих крихких аргілітах, що мають низький коефіцієнт Пуассона.

З метою попередження ускладнень при кріпленні свердловин спуск в свердловину обсадних колон проводиться секціями.

Обсадні колони цементуються на всю глибину від вибою до устя. (Додаток 4. Конструкція свердловини).

Наведу приклад по змінненню проходки в залежності від літологічних змін в геологічному розрізі по св-ні №61, на якій я працював.

Станція ГТД встановлена з гл. 4745 м. Стратиграфічно це візейський ярус (C_{1v}) нижнього карбону. Досліджуваний інтервал (4745-6150м)

Відклади візейського ярусу в розрізі свердловини представлені теригенно-карбонатними породами. Інтервал 4745-4910м складений алевро-пелітами з незначними, поодинокими прошарками вапняків. Інтервал 4910-5535м переважно представлений псамо-алевритовими різновидами, які залягають у вигляді доволі потужних пластів та ритмопачок. Пеліти в розрізі мають дещо обмежене розповсюдження. Карбонати представлені у вигляді окремих пачок та мають мінливе поширення в даному інтервалі. В інтервалі 5535-5945м бурінням розкриті досить потужні пласти пісковиків та аргілітів, які перешаровуються. Привалююче значення в інтервалі 5945-6040м займають середньо-, дрібнозернисті пісковики, а пеліти мають дуже обмежене розповсюдження та залягають у вигляді малопотужних прошарків. Інтервал 6040-6150м складений потужним шаром аргіліту з незначними прошарками пісковиків та карбонатів.

Шлам представлений наступними породами:

Аргіліт:

- темно-сірий до чорного, шаруватий, алевритистий, слабкої та середньої міцності;
- темно-сірий до чорного, шаруватий, з мікропрошарками вуглистого детриту крихкий, рідше алевритистий, середньої міцності.

Алевроліт:

- сірий світло-сірий, тонкозернистий, слабкої міцності на глинистому цементі;
- від темно-сірого до світло-сірого, тонкозернистий, слюдисто-кварцовий, слабкої та середньої міцності на глинистому цементі з включенням вуглефікованого рослинного детриту;
- сірий до темно-сірого, глинистий, шаруватий та рихлий з мікропрошарками вуглистого детриту, середньої міцності.

Пісковик:

- світло-сірий, дрібно-, середньозернистий, шаруватий, доломітизований на карбонатно-доломістому цементі, базального типу, середньої міцності.
- світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, на глинисто-карбонатному цементі, контактено-порового типу, середньої міцності.
- світло-сірий до сірого кварцовий, дрібно- та середньозернистий, розбурений до окремих погано окатаних зерен, цемент глинисто-карбонатний, контактено-порового типу, міцний, щільний.

Вапняк:

- світло-сірий, сірий прихованокристалічний, шаруватий, міцний, доломітистий;
- глинистий темно-сірий до чорного, прихованокристалічний, шаруватий з прошарками детриту, доломітизований, міцний.

1. **В інтервалі 4766-5258м, 4-го рейсу** (тобто інтервал бурився без заміни долота і підйому бурильного інструменту), спостерігалась

найбільша проходка, до 102 м за добу.

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 10-80%, алевроліт 20%, пісковик 20-90%.

Алевроліт сірий до темно-сірого, слюдистий на глинистому цементі, шаруватий та рихлий, середньої міцності.

Пісковик світло-сірий до сірого, карбонатний, дрібно- та середньозернистий, цемент глинистий та карбонатний, контактного типу, слабо- щільний.

Карбонатність: $C_{a_{max}}=12,3\%$;

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8¹/₂XZ 616 №JP2729, при навантаженні 6-9т, тиску 284-299атм., швидкість буріння 1,3-4,8м/год, ДМК 12,5-44,7хв/м.

Підвищення фонових газопоказів пов'язано з розкриттям вуглеводненасиченого пісковуку.

2. В інтервалі 5258-5393м, 5-го рейсу спостерігалось зменшення проходки

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 35-70%, алевроліт 10-

20%, вапняк 10-30%, пісковик 10-45%.

Алевроліт сірий до темно-сірого, на карбонатно-глинистому цементі, шаруватий та рихлий, середньої міцності.

Пісковик світло-сірий до сірого кварцовий, дрібно- та середньозернистий, розбурений до окремих зерен, які погано окатані, цемент глинисто-карбонатний, контактено-порового типу, міцний, щільний.

Вапняк сірий, темно-сірий, чорний, доломітистий, прихованокристалічний, масивний.

Карбонатність: $Ca_{max}=22\%$;

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8¹/₂XZ 616 №JP4442 при навантаженні 4-7т, тиску 288-300атм., швидкість буріння 1,2-3,9м/год, ДМК 20,4-48,1хв/м.

3. В інтервалі 5718-5753м при бурінні були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 10-85%, алевроліт 5-30%, пісковик 10-80%.

Алевроліт від темно-сірого до сірого, тонкозернистий, слюдисто-кварцовий, середньої міцності на глинистому цементі, міцний на кременистому цементі.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, на кременистому цементі, контактено-порового типу, міцний.

Карбонатність: $C_{a_{\max}}=4,4\%$;

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8¹/₂XZ716 №JM86179; PDC 8¹/₂Z813 №JM5966 при навантаженні 2-8т, тиску 279-298атм., швидкість буріння 0,8-3,1м/год, ДМК 19,3-74,2хв/м.

На рисунку, в правому стовпці кривою синього кольору вказано покази ДМК (Детальний механічний каротаж), ДМК 12,5-44,7хв/м. ДМК є зворотнім від механічної швидкості, яка в цьому інтервалі відповідає швидкості буріння 1,3-4,8 м/год. Як видно найбільша ДМК, отже найменша механічна швидкість тут спостерігалась в інтервалі 4750-4770м, на переході до товщі з переважаючим вмістом алевролітів тонкозернистих, слюдисто-кварцевих.

Рис. 2.2.2 Інтервал 2 (фрагмент) 5080-5320 м

На рисунку кривою синього кольору вказано покази ДМК (Детальний механічний каротаж), ДМК 20,4-48,1хв/м, це швидкість буріння 1,2-3,9м/год. Покази ДМК є дещо більші ніж в інтервалі 1.

При збільшеному ДМК, швидкість буріння є меншою. Це означає, що поява міцних кварцових пісковиків і вапняків спричиняє меншу проходку.



Рис. 2.2.3 Інтервал 3 (фрагмент) 5720-5750 м

На рисунку кривою синього кольору вказано покази ДМК (Детальний механічний каротаж), ДМК 19,3-74,2хв/м, швидкість буріння 0,8-3,1м/год, Вони є ще більші ніж в інтервалі 1 і 2.

Тобто швидкість буріння є ще меншою. Це означає, що поява більшої потужності міцних кварцових пісковиків і міцних аргілітів спричиняє меншу швидкість буріння.

Висновок: Швидкість буріння в першому інтервалі становила 4,8м/год, в другому інтервалі 1,2-3,9м/год. Це пов'язано із зміною літологічного розрізу, а саме появою до 30% вапняку, який по буримості гірший ніж аргіліти, алевроліти. А також в другому інтервалі присутній більш міцний пісковик, кварцовий. В першому інтервалі пісковик переважно карбонатний. В третьому інтервалі швидкість буріння становила 0,8-3,1м/год. і є ще нижчою, у зв'язку із зміною літологічних особливостей в складі аргілітів та пісковиків,

а саме кремнистого цементу, що дає міцності породі і як результат слабка буримість. Якщо літологічний розріз відрізняється від проектного, це призводить до не запланованих затрат часу на буріння.

Табл.2.2.1 Характеристика проходки виділених інтервалів
Свердловина №61 Комишнянського родовища

№	Інтервал (м)	Тривалість буріння (хв/м)	Фонові значення $\Sigma(C_1-C_5),\%$	Літологія і кількість порід по шламу, %
1	4766-4926	6,5-17	0,3	аргіліт 10-80%, алевроліт 5-30%, пісковик 5-80%.
2	4937-4957	6,7-21	0,2	аргіліт 20-50%, алевроліт 30-45%, пісковик 5-40%, вапняк 10-30%.
3	4968-5016	8,4-48,5	0,2	аргіліт 20-60%, алевроліт 10-60%, пісковик 10-70%.
4	5034-5056	7,4-36,4	0,2	аргіліт 15-75%, алевроліт 5-20%, пісковик 10-80%, вапняк 20%.
5	5058-5084	8,1-49,4	0,3	аргіліт 25-70%, алевроліт 10-40%,

				пісковик 5-30%, вапняк 20-35%.
6	5156-5176	16,8-46,5	0,3	аргіліт 40-90%, алевроліт 5%, пісковик 10-55%.
7	5184-5213	12,5-44,7	0,3	аргіліт 10-80%, алевроліт 20%, пісковик 20-90%.
8	5224-5257	21,8-52,7	0,3	аргіліт 5-70%, алевроліт 10-95%, вапняк 20%.
9	5272-5286	20,4-48,1	0,4	аргіліт 35-70%, алевроліт 10-20%, вапняк 10-30%, пісковик 10-45%.
10	5321-5393	16,6- 101,3	0,3	аргіліт 10-55%, алевроліт 15-60%, вапняк 5-30%, пісковик 10-90%.
11	5424-5435	20,5-31,5	0,3	аргіліт 10-50%, пісковик 50-90%.
12	5444-5456	13-42,2	0,3	аргіліт 5-95%, пісковик 5-95%.
13	5466-5480	19,5-45,9	0,4	аргіліт 10-25%,

				алевроліт 70%, пісковик 20-90%.
14	5492-5536	22,6-69,9	0,4	аргіліт 5-80%, алевроліт 10%, пісковик 10-95%.
15	5583-5598	17,7-51,8	0,4	аргіліт 5-60%, алевроліт 25%, пісковик 15-95%.
16	5619-5630	14,5-47,4	0,4	аргіліт 5-20%, пісковик 80-95%.
17	5643-5674	22,5-66,3	0,3	аргіліт 10-70%, пісковик 30-90%, вугілля 5-10%.
18	5720-5753	19,3-74,2	0,2	аргіліт 10-85%, алевроліт 5-30%, пісковик 10-80%.
19	5768-5790	19,3-74,2	0,1	аргіліт 20-80%, алевроліт 10-20%, пісковик 10-70%.
20	5805-5825	35-73,1	0,1	аргіліт 20-70%, алевроліт 10%, пісковик 20-80%.
21	5881-5888	33,8-69,9	0,1	аргіліт 10-90%, пісковик 10-90%.

22	5945-5968	25,7- 219,6	0,1	аргіліт 20-70%, пісковик 30-80%.
23	5971-6039	34,3- 188,3	0,1	аргіліт 10-40%, пісковик 60-100%.
24	6108-6116	67,3- 102,6	0,1	аргіліт 50-90%, пісковик 10-50%.
25	6134-6150	34,1- 113,3	0,2	аргіліт 5-20%, вапняк 80-95%.

3. ПІДХІД І ВІДБІР КЕРНУ НА СВЕРДЛОВИНІ ПРИ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕННЯХ

3.1. Вибір інтервалів відбору керну

Промислово-геофізична характеристика пройденого розрізу потребує підтвердження даних безпосереднього вивчення зразків порід в лабораторних умовах, для цього передбачається відбір керна та шламу (Э.Е.Лукьянов,В.В.Стрельченко.1997).

Вивчення керна та шламу спрямоване на вирішення наступних задач:

- уточнення літологічного складу пройдених порід і розчленування розрізів свердловин;
- вивчення ємкісних і фільтраційних властивостей порід-колекторів вуглеводнів та закономірностей змінювання їх по площі та розрізу;
- визначення характеру і кількості насичення порід флюїдами (газом, нафтою, водою).

Тому в проектних типових геологічних розрізах інтервали відбору керна намічені таким чином, щоб отримати передусім характеристику основних передбачуваних газоносних пластів.

Першопочатково інтервали відбору керну закладені проектом на буріння свердловини. Здебільшого необхідно відібрати керн в пошукових, розвідувальних свердловинах.

Відсоток виносу керна прийнятий, виходячи з досвіду буріння з відбором керна у відповідних відкладах та глибинах у районі робіт з урахуванням сучасного рівня техніки відбору керна. Звичайно це 8-16 м.

Керні відбирається на св-ні під час ГТД.

Для отримання додаткових даних про літологічний склад і фізичні

властивості порід, які підлягають розкриттю, передбачається, окрім відбору керна, відбір шламу до продуктивної товщі через 10 м, а в продуктивній товщі – через кожні 5 м проходки.

У кожній проектованій свердловині інтервали відбору керна уточнюються у процесі її проведення та за даними буріння попередніх свердловин, а також за попередньою прив'язкою по гама каротажу, за яким уточнюють інтервал відбору, порівнюючи із сусідньою свердловиною.

3.2. Технологія відбору і укладання керну

Керн відбирається у спеціальний пристрій-керновідбірний снаряд, який спускається на бурильному інструменті, з кернорвачем в нижній частині. Під час буріння порода заходить в керноприймач і потім піднімається на поверхню.

В якості керновідбірного снаряду, для прикладу, застосовується керновідбірний снаряд КСК 185/100 “Колонок”, призначений для відбору керна діаметром 100 мм в компоновці з бурильними головками.



Рис. 3.2.1 Керновідбірний снаряд.

Керн промивається від рештків бурового розчину, укладається в ящики, на якому вказується в верхній лівій частині-Верх, в нижній правій частині – Низ і вказується на ящику інтервал відбору керну. Керн щільно укладають в ящики по порядку номерів, дотримуючись його орієнтацію і відзначаючи спеціальними перегородками початок і кінець довбання. Зруйнований керновий матеріал збирають в поліетиленові мішечки, які зав'язують і укладають в послідовності вилучення разом з незруйнованим керном. Розбитий не герметизований керн при укладанні поєднується з площини розколу. Укладання виробляють в напрямку зліва направо, на ящиках обов'язково повинні бути нанесені стрілки і написані інтервали довбання. Забороняється укладання керна в два і більше ряди в одну секцію ящика.

Найбільш зручним для укладання, транспортування і зберігання керна є ящик завдовжки 1 м, шириною 0,6 м, висотою 0,1 м. У ящиках повинні бути поздовжні перегородки, відстань між якими залежить від діаметра керна.



Рис. 3.2.2 Первинне укладання керну на містки (св-на №61)

3.3. Опис керну на прикладі св-ни №61.

Літологічний опис кернавого матеріалу, що піднімається з свердловин, є однією з основних складових геологічної інформації про досліджуваний розрізі. Розрізняють термінове, макро- і мікроскопічне опису.

Польовий макроскопічний опис керна виконується на буровій безпосередньо після вилучення керна з колонкової труби представником станції геолого-технічного контролю, з метою віднесення керна до того чи іншого літотіпа, фіксації наявності або відсутності каверн (і тріщин), встановлення ступеня макронеоднородності, візуальної оцінки характеру насиченості, вимір карбонатності за допомогою карбонатоміра. Результати польового макроопису записують в геологічний журнал або в спеціальний бланк обліку керна. (Інструкція з відбору, документації, обробки, зберігання, скорочення і ліквідації керна свердловин колонкового і розвідувального буріння, 1973).



Рис. 3.3.1 Зразок укладання керна в ящик, перед описом (св-на №61).

Наведу прикладу описаного мною керна на св-ні №61.

Інтервал відбору 5965,0-5967,4 м L= 2,16 м. (90%)

Верх.

(L1) – 0,3м. Аргіліт темно-сірий до чорного, алевритистий, пластинчастий, щільний, міцний, текстура масивна. Реакція HCl з породою не помітна по всьому інтервалу. Перехід з нижчезалягаючим шаром чіткий під кутом 30⁰-35⁰.

Хлороформенна витяжка подана **ЛБА: ЛБ 3-БГ**

Результати карбонатометрії по аргіліту.

Кальцит - 04,5 %.

Доломіт – 0,8 %.

(L2) – 0,2м. Пісковик сірий до світло-сірого, кварцовий, переважно дрібнозернистий, доломітистий, щільний, міцний. Під мікроскопом: тип цементу контакто-поровий, переважно на кременистому, кремнисто-карбонатному цементі. Специфічний різкий запах ВВ відсутній.

Хлороформенна витяжка подана **ЛБА: ЛБ 4-БГ**

Кпор.=5,42%, об'ємна питома вага - 2,51 г/см³, мінералогічна питома вага - 2,62 г/см³.

Результати карбонатометрії по пісковіку.

Кальцит - 05,1 %.

Доломіт – 06,2 %.

(L3) – 1,04м. Аргіліт темно-сірий до чорного, алевритистий, пластинчастий, щільний, міцний, текстура масивна. Реакція HCl з породою не помітна по всьому інтервалу.

Хлороформенна витяжка подана **ЛБА: ЛБ 3-БГ**

Результати карбонатометрії по аргіліту.

Кальцит - 04,2 %.

Доломіт – 0,6 %.

(L4) – 0,62м. Пісковик від темно-сірий до сірого, кварцовий, переважно дрібнозернистий, доломітистий, щільний, міцний, текстура масивна. Під мікроскопом: тип цементу контакто-поровий, переважно на кременистому, кремнисто-карбонатному цементі. Специфічний різкий запах ВВ відсутній.

Хлороформенна витяжка подана **ЛБА: ЛБ 4-БГ**

Кпор.=6,25%, об'ємна питома вага - 2,50 г/см³, мінералогічна питома вага - 2,63 г/см³.

Результати карбонатометрії по пісковіку.

Кальцит - 04,5 %.

Доломіт – 02,3 %.

Відібраний kern не містив ознак вуглеводнів. За прив'язкою по виконаному ГДС він відібраний в ущільненому пісковіку з прошарками аргіліту.

Макроопис керна в подальшому виконують в керноскховищі або лабораторії. Опис повинен проводитися в порядку: назва породи, колір, структура, склад і характер цементації, фортеця цементації, наявність видимих пустот (їх розміри, обрис і розподіл в породі), текстура породи, особливості мінералогічного складу, зміст кальциту і доломіту, наявність включень і конкрецій, наявність і умови залягання залишків організмів, потужність окремих прошарків і характер чергування їх, наявність органічних

і бітумінозних речовин, наявність, орієнтування, розкриття і виконання тріщин.

Детальний мікроопис керна проводиться шляхом дослідження прозорих шліфів за допомогою поляризаційних мікроскопів. При мікроописі за результатами макроопису вибирають найбільш характерні зразки керна, що відображають основні закономірності зміни літології порід по розрізу.

4. АНАЛІЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ НА СВ-НІ №61

4.1 Методика й особливості проведення робіт.

Свердловина №61 проектною глибиною 6105м була пробурена на Комишнянському НГКР з метою розробки газоконденсатного покладу горизонту В-22н₂.






З метою забезпечення належного технологічного зумпфа при випробуванні та дослідженні 1-го об'єкту, прийнято рішення провести поглиблення свердловини до глибини 6150м згідно протоколу геолого-технічної наради по експлуатаційній свердловині № 61 Комишнянського ГКР від 07 лютого 2022року.

Станцією ГТД «Розріз-2» ГУ«Укргазпромгеофізика» велась безперервна реєстрація наступних параметрів буріння:

1. Глибина вибою.
2. Глибина положення долота.
3. Вага на гаку.
4. Положення тальблоку по відношенню до стола ротора.
5. Навантаження на долото.
6. Тиск в маніфольді.
7. Механічна швидкість буріння.
8. Детальний механічний каротаж (ДМК).
9. Об'єм в робочих ємностях, доливній ємності та загальний об'єм бурового розчину.
11. Витрати бурового розчину на вході та виході зі свердловини.
12. Швидкість СПО.
13. Температура бурового розчину на виході зі свердловини.
14. Густина БР на виході зі свердловини.
(Додаток 1. Технологічні дослідження).

Геологічні дослідження здійснювались за допомогою геологічного модуля. В їх комплекс входили наступні види робіт: мікро - та макропис шламу і керну за допомогою мікроскопа "KONUS", визначення характеру та типу бітумінозності порід за допомогою люміноскопа «ЛУЧ-2Ф», фракційний аналіз шламу за допомогою набору фракційних сит (0,25-5,0мм) та електронних ваг «AXIS»BTU 210. Реєстрація газових показів (суми горючих, важких, легких вуглеводнів) та їх покомпонентний аналіз (C₁, C₂, C₃, C₄, C₅, iC₄, iC₅) здійснювалися за допомогою хроматографа «ГХ-П001-2-2М». (Померанц Л.И. Газовый каротаж. М.: Недра, 1982).

Відбір шламу проводився через 5м, в інтервалах пластів, що можуть мати колекторські властивості 2-3м. При інтерпретації даних ГТД для побудови геологічного розрізу використовувались дані шлагограми, ДМК, газопокази, дані ЛБА.

Вид витяжки	Опис	Інтенсивність
	Люмінесціюють окремі крапки	1 бал
	Тонке переривисте кільце	2 бали
	Тонке кільце	3 бали
	Товсте кільце	4 бали
Вид витяжки	Опис	Інтенсивність
	Суцільна пляма	5 балів

Тип бітумоїда	Колір люмінесценції капілярних витяжок	Компонентний склад
ЛБ Легкий бітумоїд	БГ – білувато-голубий	Вуглеводневі флюїди, які не вміщують смол та асфальтенів.
МБ Маслянистий бітумоїд	Б – білий ГЖ – голубувато-жовтий БЖ – білувато-жовтий	Нафта та бітумоїди з низьким вмістом смол, з незначним вмістом або відсутніми асфальтенами
МСБ Маслянисто-смолистий бітумоїд	Ж – жовтий О – оранжевий ОЖ – оранжево-жовтий ЖК – жовто-коричневий	Нафта і бітумоїди з вмістом: масел більше 60% асфальтенів 1-2%
СБ Смолистий бітумоїд	ОК – оранжево-коричневий СК – світло-коричневий К – коричневий	Бітумоїди та нафта з підвищеним вмістом асфальтенів 3-20%
САБ-1 Смолисто-асфальтеновий бітумоїд	ТК – темно-коричневий ЗК – зелено-коричневий КК – червоно-коричневий	Бітумоїди з вмістом асфальтенів до 20%
САБ-2 Смолисто-асфальтеновий бітумоїд	ЧК – чорно-коричневий ЧЗ – чорно-зелений Ч – чорний	Бітумоїди з вмістом асфальтенів більше 30%

Табл.4.1.1 Умовні позначення люмінесцентно-бітумінологічного аналізу (ЛБА)(Флоровська В.М.)

Табл.4.2.1 Виконаний комплекс ГК-ГТД

Датчики	Інтервал (м)	Од. виміру
1 Мас-спектрометр (хроматограф)	4745-6150	%абс.,
2 Датчик ваги інструменту	4745-6150	%відн.
3 Глибиномір	4745-6150	т
4 Датчик тиску на маніфольді	4745-6150	м
5 Датчик температури на виході	4745-6150	атм
6 Датчик рівня в прийомній ємності № 1	4745-6150	°С
7 Датчик рівня в прийомній ємності № 2	4745-6150	м ³
8 Датчик рівня в прийомній ємності № 3	4745-6150	м ³
9 Датчик рівня в доливної ємності	4745-6150	м ³
		%
		ходів/хв

10 Індикатор потоку на виході	4745-6150	ходів/хв
11 Датчик частоти ходів насосу №1	4745-6150	ходів/хв
12 Датчик частоти ходів насосу №2		г/см ³
13 Датчик частоти ходів насосу №3		
14 Датчик густини БР на виході		
Параметри	Інтервал (м)	Од. виміру
1 Вага на гаку	4745-6150	т
2 Детальний механічний каротаж (ДМК)	4745-6150	хв/м
	4745-6150	м/година
3 Механічна швидкість проходки	4745-6150	л/сек
4 Витрата на вході (по ходам насоса)	4745-6150	т
5 Навантаження на долото	4745-6150	м
6 Положення гака	4745-6150	м
7 Глибина долота	4745-6150	м ³
8 Обсяг промивної рідини в робочих ємностях	4745-6150	м ³
9 Обсяг промивної рідини в доливної ємності	4745-6150	м ³
10 Швидкість СПО	4745-6150	м/сек
11 Тиск на вході	4745-6150	атм
12 Потік на виході	4745-6150	%
13 Густина БР на виході	4745-6150	г/см ³
Геолого-геохімічні дослідження	Інтервал (м)	
1 Відбір і вивчення шламу	4745-6150	
2 Складання літологічної колонки	4745-6150	
3 Складання шламограми	4745-6150	
4 ЛБА шламу	4745-6150	
5 Газовий каротаж	4745-6150	
6 Складання звіту	4745-6150	

У процесі буріння свердловини проводилась реєстрація технологічних параметрів буріння і їх обробка, вмісту та складу вуглеводнів в буровому розчині, аналіз шламу вибуреної породи. Загін оснащений устаткуванням для геологічного і люмінесцентно - бітумінологічного аналізу шламу. Літологічне розчленування порід проводилося в основному по ДМК, аналізу складу газу в буровому розчині і вивченню шламу (Померанц Л.И. Газовый каротаж. М.: Недра, 1982).

Реєстрований абсолютний та відносний склад вуглеводнів: C_1 - метан, C_2 - етан, C_3 - пропан, C_4 - бутан, C_5 – пентан, iC_4 - ізобутан, iC_5 – ізопентан.

За результатами проведених робіт і попереднього аналізу даних газопоказів, швидкості проходки (мех. швидкість і ДМК), вивчення шламу, ЛБА і інших параметрів, складений нижче геолого-геохімічний розріз свердловини. При цьому, характеристика виділених стратиграфічних підрозділів і вказівка їх інтервалів проводиться зверху вниз, у послідовності поглиблення свердловини.

Покомпонентний аналіз абсолютного та відносного вмісту вуглеводнів ($C_1, C_2, C_3, C_4, C_5, iC_4, iC_5$), а також їх загальний вміст (сума ВВ) приведено за показниками хроматографа «ГХ-П001-2-2М».

Табл.4.2.2 Дані по свердловині

Дані по свердловині	Проектні	Фактичні
Глибина свердловини	6105м	6150м
Проектний горизонт	C_1V_2	C_1V_2
Спосіб буріння	СВП, ГВД, СВП+ГВД	СВП, ГВД, СВП+ГВД

Конструкція свердловини:		
Тех. колона:720мм	0-30м	0-27м
Тех. колона:508мм	0-285м	0-285м
Тех. колона:340мм	0-2430м	0-2430м
Тех. колона:245мм	0-4745м	0-4745м
Тех. колона:178мм	0-5925м	0-6150м
Хвостовик: 127мм	5850-6105м	

4.2. Геолого-технологічна та геохімічна характеристика розрізу свердловини

На якісне проведення геолого-технологічних та газо-геохімічних досліджень впливали ряд суб'єктивних факторів:

1. При бурінні свердловини спостерігались періодичні затяжки та посадки БІ.
2. Періодичне додавання мастил та нафтопродуктів в циркуляційну систему негативно впливало на компонентний склад вуглеводневих газів.
3. На глибині 5282м при нарощуванні отримали прихват. З метою ліквідації ускладнення було встановлено нафтову ванну, після чого БІ було звільнено.

Кам'яновугільна система (С)

Нижньокам'яновугільний відділ (С₁)

Візейський ярус (С_{1v})

(4745-6150м)

Відклади візейського ярусу в розрізі свердловини представлені теригенно-карбонатними породами. Інтервал 4745-4910м складений алевро-пелітами з незначними, поодинокими прошарками вапняків.

Інтервал 4910-5535м переважно представлений псамо-алевритовими різновидами, які залягають у вигляді доволі потужних пластів та ритмопачок. Пеліти в розрізі мають дещо обмежене розповсюдження. Карбонати представлені у вигляді окремих пачок та мають мінливе поширення в даному інтервалі. В інтервалі 5535-5945м бурінням розкриті досить потужні пласти пісковиків та аргілітів, які перешаровуються. Привалююче значення в інтервалі 5945-6040м займають середньо-, дрібнозернисті пісковики, а пеліти мають дуже обмежене розповсюдження та залягають у вигляді малопотужних прошарків. Інтервал 6040-6150м складений потужним шаром аргіліту з незначними прошарками пісковиків та карбонатів.

Шлам представлений наступними породами:

Аргіліт:

- темно-сірий до чорного, шаруватий, алевритистий, слабкої та середньої міцності;
- темно-сірий до чорного, шаруватий, з мікропрошарками вуглисто-детриту крихкий, рідше алевритистий, середньої міцності.

Алевроліт:

- сірий світло-сірий, тонкозернистий, слабкої міцності на глинистому цементі;
- від темно-сірого до світло-сірого, тонкозернистий, слюдисто-кварцовий, слабкої та середньої міцності на глинистому цементі з включенням вуглефікованого рослинного детриту;
- сірий до темно-сірого, глинистий, шаруватий та рихлий з мікропрошарками вуглисто-детриту, середньої міцності.

Пісковик:

- світло-сірий, дрібно-, середньозернистий, шаруватий, доломітизований на карбонатно-доломістому цементі, базального типу, середньої міцності.
- світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, на глинисто-карбонатному цементі, контактено-порового типу, середньої міцності.
- світло-сірий до сірого кварцовий, дрібно- та середньозернистий, розбурений до окремих погано окатаних зерен, цемент глинисто-карбонатний, контактено-порового типу, міцний, щільний.

Вапняк:

- світло-сірий, сірий прихованокристалічний, шаруватий, міцний, доломітистий;
- глинистий темно-сірий до чорного, прихованокристалічний, шаруватий з прошарками детриту, доломітизований, міцний.

За даними геолого-технологічних та газо-геохімічних досліджень можна виділити наступні інтервали:

Інтервал №1 (4912-4926м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 10-80%, алевроліт 5-30%, пісковик 5-80%.

Алевроліт від темно-сірого до світло-сірого, тонкозернистий, слюдисто-кварцовий, слабкої та середньої міцності на глинистому цементі з

включенням вуглефікованого рослинного детриту.

Пісковик світло-сірий, дрібно-, середньозернистий, шаруватий, доломітизований на карбонатно-доломістому цементі, базального типу, середньої міцності.

Карбонатність: $C_{a_{max}}=5,9\%$;

$D_{max}=12\%$.

ЛБА: МБ 3,4ГЖ; МСБ 4 ОЖ

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах: 0,2-0,4%(абс.), що не являється підвищенням показів ВВ газів щодо фонових значень які склали Гсум (по ХГ) = 0,3% (абс.). Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по (ХГ) становила: 0,2-0,4% (абс.). Відносні газові покази склали: $C_1=94,8-98,9\%$, $C_2=0,4-3,3\%$, $C_3=0,5-2,6\%$, $C_4=0-0,2\%$, $C_5=0-0,8\%$, $iC_4=0-0,05\%$, $iC_5=0\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в інтервалі здійснювалось долотом PDC 8^{1/2}XZ 616 №JP2729, при навантаженні 3-5т., тиску 277-289атм. Швидкість буріння 3,5-9,2м/год., ДМК 6,5-17хв/м. Густина БР=1,35г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Інтервал №2 (4937-4957м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 20-50%, алевроліт 30-45%, пісковик 5-40%, вапняк 10-30%.

Алевроліт від темно-сірого до світло-сірого, тонкозернистий, слюдисто-кварцовий, слабкої та середньої міцності, на глинистому цементі з включенням вуглефікованого, рослинного детриту.

Пісковик світло-сірий, дрібно-, середньозернистий, шаруватий, доломітизований на карбонатно-доломістому цементі, базального типу, середньої міцності.

Вапняк світло-сірий. сірий, прихованокристалічний, шаруваний, міцний, доломітистий.

Карбонатність: $C_{a_{max}}=42,1\%$;

$D_{max}=11,5\%$.

ЛБА: МБ 3,4ГЖ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах: 0,1-0,25%(абс.), що не являється підвищенням показів ВВ газів щодо фонових значень які склали Гсум (по ХГ)=0,2%(абс.). Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по (ХГ) становила: 0,1-0,24%. Відносні газові покази склали: $C_1=95,3-99\%$, $C_2=0,7-3,4\%$, $C_3=0-2,2\%$, $C_4=0-1,4\%$, $C_5=0-0,6\%$, $iC_4=0-0,1\%$, $iC_5=0-0,05\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в інтервалі здійснювалось долотом PDC 8¹/₂XZ 616 №JP2729, при навантаженні 1-7т., тиску 272-289атм. Швидкість буріння 2,9-8,9м/год., ДМК 6,7-21хв/м. Густина БР=1,35г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Інтервал №3 (4968-5016м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 20-60%, алевроліт 10-60%, пісковик 10-70%.

Алевроліт сірий до світло-сірого, слюдистий, глинистий, шаруватий, на гідрослудистому цементі, контактено-порового типу, крихкий.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, тонкозернистий та дрібнозернистий, на глинисто-кварцовому цементі тип цементу базальний, міцний, щільний.

Карбонатність: $C_{a_{max}}=5,9\%$;

$D_{max}=2,3\%$.

ЛБА: МБ 4БЖ, ГЖ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{сум}=0,08-0,3\%$, що не являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які складали $\Gamma_{сум}=0,2\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: 0,08-0,3%. Відносні газові покази склали: $C_1=95,8-99,6\%$, $C_2=0,09-3,3\%$, $C_3=0-1,5\%$, $C_4=0-0,6\%$, $C_5=0-0,9\%$, $iC_4=0-0,6\%$, $iC_5=0-0,08\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8¹/₂XZ швидкість буріння 1,2-7,1м/год, ДМК 8,4-48,5хв/м. Густина БР=1,35г/см³.

Інтервал №4 (5034-5056м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 15-75%, алевроліт 5-20%, пісковик 10-80%, вапняк 20%.

Алевроліт сірий до темно-сірого, глинистий, шаруватий та рихлий, середньої міцності.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, на глинисто-кварцовому цементі, контактного типу, міцний, щільний.

Карбонатність: $Ca_{\max}=4,5\%$;

$D_{\max}=3,2\%$.

ЛБА: МБ 4БЖ; МСБ 4Ж, ОЖ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{\text{сум}}=0,07-0,24\%$, що не являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які склали $\Gamma_{\text{сум}}=0,2\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: 0,07-0,23%. Відносні газові покази склали: $C_1=93,2-98,7\%$, $C_2=0,8-4,5\%$, $C_3=0-2,3\%$, $C_4=0-0,8\%$, $C_5=0-1,1\%$, $iC_4=0-0,4\%$, $iC_5=0-0,3\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8^{1/2}XZ 616 швидкість буріння 1,6-8,2м/год, ДМК 7,4-36,4хв/м. Густина БР=1,35г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Інтервал №5 (5058-5084м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 25-70%, алевроліт 10-40%, пісковик 5-30%, вапняк 20-35%.

Алевроліт від сірий до темно-сірого, глинистий, шаруватий та рихлий, з мікропрошарками вуглисто-детриту, середньої міцності.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, на глинисто-кварцовому цементі, контактного типу, міцний, щільний.

Вапняк глинистий, темно-сірий до чорного, прихованокриталічний, шаруватий з прошарками детриту, доломітизований, міцний та середньої міцності.

Карбонатність: $Ca_{max}=30,2\%$;

$D_{max}=15,5\%$.

ЛБА: МБ 4БЖ; МСБ 4Ж, ОЖ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{сум}=0,07-7,3\%$, що являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які склали $\Gamma_{сум}=0,3\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: 0,06-6,5%. Відносні газові покази склали: $C_1=88,6-96,8\%$, $C_2=1,7-7,6\%$, $C_3=0,2-4,2\%$, $C_4=0-1,7\%$, $C_5=0-0,4\%$, $iC_4=0-0,3\%$, $iC_5=0-0,2\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8¹/₂XZ 616 №JP2729, при навантаженні 1-7т, тиску 270-291атм., швидкість буріння 1,2-7,4м/год, ДМК 8,1-49,4хв/м. Густина БР=1,35г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Підвищення фонових газопоказів пов'язано з розкриттям вуглеводненасичених пісковиків та вапняку

Інтервал №6 (5156-5176м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 40-90%, алевроліт 5%, пісковик 10-55%.

Алевроліт сірий до темно-сірого, слюдистий, на глинистому цементі, шаруватий та рихлий, з мікропрошарками вуглистого детриту, середньої міцності.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, на глинисто-кварцовому цементі, контактного типу, міцний, щільний.

Карбонатність: $S_{a_{max}}=10,3\%$;

$D_{max}=9,2\%$.

ЛБА: МБ ЗБЖ; МСБ 4Ж.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{\text{сум}}=0,13-0,5\%$, що не являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які склали $\Gamma_{\text{сум}}=0,3\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: 0,12-0,49%. Відносні газові покази склали: $C_1=84,8-92,5\%$, $C_2=2,5-7\%$, $C_3=3,4-7,7\%$, $C_4=0,2-2,2\%$, $C_5=0-0,5\%$, $iC_4=0-1,3\%$, $iC_5=0-0,2\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8¹/₂XZ швидкість буріння 1,3-3,6м/год, ДМК 16,8-46,5хв/м. Густина БР=1,37г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Інтервал №7 (5184-5213м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 10-80%, алевроліт 20%, пісковик 20-90%.

Алевроліт сірий до темно-сірого, слюдистий на глинистому цементі, шаруватий та рихлий, середньої міцності.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, розбурений до окремих зерен, які погано окатані, цемент глинисто-кварцовий та карбонатний, контактного типу, міцний, щільний.

Карбонатність: $C_{a_{max}}=12,3\%$;

$D_{max}=11,2\%$.

ЛБА: МБ ЗБЖ, ГЖ; МСБ ЗЖ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{\text{сум}}=0,2-1,5\%$, що являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які складали $\Gamma_{\text{сум}}=0,3\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: 0,2-1,3%. Відносні газові покази склали: $C_1=86,5-93,8\%$, $C_2=1,4-5,7\%$, $C_3=2,4-4,2\%$, $C_4=0,2-2,9\%$, $C_5=0,04-1,7\%$, $iC_4=0-1,9\%$, $iC_5=0-0,3\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8^{1/2}XZ 616 №JP2729, при навантаженні 6-9т, тиску 284-299атм., швидкість буріння 1,3-4,8м/год, ДМК 12,5-44,7хв/м. Густина БР=1,37г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Підвищення фонових газопоказів пов'язано з розкриттям вуглеводненасиченого пісковика.

Інтервал №8 (5224-5257м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 5-70%, алевроліт 10-95%, вапняк 20%.

Пісковик світло-сірий до сірого кварцовий, дрібно- та середньозернистий, розбурений до окремих зерен, які погано окатані, цемент глинисто-карбонатний, контактено-порового типу, міцний, щільний.

Вапняк глинистий, темно-сірий, чорний, доломітизований, прихованокристалічний, масивний.

Карбонатність: $Ca_{max}=25,6\%$;

$D_{max}=10,6\%$.

ЛБА: МБ ЗБЖ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{сум}=0,3-0,7\%$, що не являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які складали $\Gamma_{сум}=0,3\%$.

Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: 0,3-0,6%.
Відносні газові покази склали: $C_1=90-97,3\%$, $C_2=1-6,3\%$, $C_3=0,5-3,1\%$, $C_4=0,03-1,4\%$, $C_5=0-1,4\%$, $iC_4=0-0,8\%$, $iC_5=0-1,3\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8^{1/2}XZ 616 №JP2729, при навантаженні 8-9т, тиску 284-299атм., швидкість буріння 1,1-2,8м/год, ДМК 21,8-52,7хв/м. Густина БР=1,37г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Інтервал №9 (5272-5286м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 35-70%, алевроліт 10-20%, вапняк 10-30%, пісковик 10-45%.

Алевроліт сірий до темно-сірого, на карбонатно-глинистому цементі, шаруватий та рихлий, середньої міцності.

Пісковик світло-сірий до сірого кварцовий, дрібно- та середньозернистий, розбурений до окремих зерен, які погано окатані, цемент глинисто-карбонатний, контактено-порового типу, міцний, щільний.

Вапняк сірий, темно-сірий, чорний, доломітистий, прихованокристалічний, масивний.

Карбонатність: $Ca_{max}=22\%$;

$D_{max}=11,2\%$.

ЛБА: МБ ЗБЖ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{\text{сум}}=0,2-0,4\%$, що не являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які склали $\Gamma_{\text{сум}}=0,3\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: $0,1-0,3\%$. Відносні газові покази склали: $C_1=47,1-68,4\%$, $C_2=0,8-3,8\%$, $C_3=6,2-12,4\%$, $C_4=7-14,4\%$, $C_5=8,5-15,4\%$, $i_{C_4}=0,03-8,5\%$, $i_{C_5}=4,7-10,5\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8^{1/2}XZ 616 №JP4442 при навантаженні 4-7т, тиску 288-300атм., швидкість буріння 1,2-3,9м/год, ДМК 20,4-48,1хв/м. Густина БР=1,37г/см³(хлор-калієвий високоінгібований).

Зміна компонентного складу вуглеводнів пов'язана з встановленням нафтової ванни.

Інтервал №10 (5321-5393м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 10-55%, алевроліт 15-60%, вапняк 5-30%, пісковик 10-90%.

Алевроліт сірий до темно-сірого, на карбонатно-глинистому цементі, шаруватий та рихлий, середньої міцності.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, розбурений до окремих зерен, які погано окатані, цемент глинисто-карбонатний, контактено-порового типу, середньої міцності та міцний, щільний.

Вапняк сірий, темно-сірий, чорний, доломітизований, прихованокристалічний, масивний.

Карбонатність: $Ca_{max}=38,1\%$;

$D_{max}=11,4\%$.

ЛБА: МБ ЗБЖ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{сум}=0,15-0,6\%$, що не являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які склали $\Gamma_{сум}=0,3\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: $0,1-0,7\%$. Відносні газові покази склали: $C_1=76,1-98,3\%$, $C_2=0,2-3,5\%$, $C_3=0-1,2\%$, $C_4=0-8,5\%$, $C_5=0-10\%$, $iC_4=0-2,4\%$, $iC_5=0-4,3\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8^{1/2}XZ 616 №JP4442 при навантаженні 2-7т, тиску 286-300атм., швидкість буріння 0,6-3,6м/год, ДМК 16,6-101,3хв/м. Густина БР=1,37г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Інтервал №11 (5424-5435м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 10-50%, пісковик 50-90%.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, розбурений до окремих зерен, які погано окатані, тип

цементу контактнo-поровий, середньої міцності та міцний, щільний.

Карбонатність: $C_{a_{\max}}=4,5\%$;

$D_{\max}=1,3\%$.

ЛБА: МБ ЗГЖ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{\text{сум}}=0,3-0,4\%$, що не являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які склали $\Gamma_{\text{сум}}=0,3\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: $0,2-0,4\%$. Відносні газові покази склали: $C_1=88,4-93\%$, $C_2=1,4-4,2\%$, $C_3=1,4-3,5\%$, $C_4=0,008-3,2\%$, $C_5=0-1,6\%$, $iC_4=0-1,1\%$, $iC_5=0-0,3\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8^{1/2}XZ616 №JN8856 при навантаженні 4-6т, тиску 284-292атм., швидкість буріння 1,9-2,9м/год, ДМК 20,5-31,5хв/м. Густина БР=1,37г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Інтервал №12 (5444-5456м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 5-95%, пісковик 5-95%.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, на кременистому цементі, розбурений до окремих зерен, які погано окатані, тип цементу контактнo-поровий, середньої міцності

та міцний, щільний.

Карбонатність: $C_{a_{\max}}=5,2\%$;

$D_{\max}=1,9\%$.

ЛБА: МБ 3,4ГЖ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{\text{сум}}=0,3-0,5\%$, що не являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які склали $\Gamma_{\text{сум}}=0,3\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: 0,3-0,5%. Відносні газові покази склали: $C_1=93,6-97,8\%$, $C_2=1,2-3,2\%$, $C_3=0,3-1,4\%$, $C_4=0,02-2,4\%$, $C_5=0-0,5\%$, $iC_4=0-0,6\%$, $iC_5=0-0,06\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8^{1/2}XZ616 №JN8856 при навантаженні 6-7т, тиску 278-291атм., швидкість буріння 1,4-4,6м/год, ДМК 13-42,2хв/м. Густина БР=1,37г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Інтервал №13 (5466-5480м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 10-25%, алевроліт 70%, пісковик 20-90%.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, на кременистому цементі, розбурений до окремих зерен, які погано окатані, тип цементу контактено-поровий, середньої міцності

та міцний, щільний.

Алевроліт від темно-сірого до сірого, тонкозернистий, слюдисто-кварцовий, слабкої та середньої міцності на глинистому цементі.

Карбонатність: $C_{a_{\max}}=5,1\%$;

$D_{\max}=1,7\%$.

ЛБА: МБ ЗГЖ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{\text{сум}}=0,4-0,9\%$, що не являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які склали $\Gamma_{\text{сум}}=0,4\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: $0,4-0,8\%$. Відносні газові покази склали: $C_1=95,6-98,7\%$, $C_2=0,8-3,5\%$, $C_3=0,02-0,6\%$, $C_4=0,03-1,1\%$, $C_5=0-0,1\%$, $iC_4=0-1,1\%$, $iC_5=0,02\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8^{1/2}XZ616 швидкість буріння 1,3-3,1м/год, ДМК 19,5-45,9хв/м. Густина БР=1,37г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Інтервал №14 (5492-5536м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 5-80%, алевроліт 10%, пісковик 10-95%.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, на кременистому цементі, розбурений до окремих

зерен, які погано окатані, тип цементу контактно-поровий, середньої міцності та міцний, щільний.

Алевроліт від темно-сірого до сірого, тонкозернистий, слюдисто-кварцовий, слабкої та середньої міцності на глинистому цементі.

Карбонатність: $C_{a_{\max}}=5,4\%$;

$D_{\max}=1,4\%$.

ЛБА: МБ 3,4ГЖ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{\text{сум}}=0,4-1,3\%$, що являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які склали $\Gamma_{\text{сум}}=0,4\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: 0,3-0,9%. Відносні газові покази склали: $C_1=37,5-99,6\%$, $C_2=0,3-4,4\%$, $C_3=0-8,6\%$, $C_4=0-23,4\%$, $C_5=0-13,9\%$, $iC_4=0-4,1\%$, $iC_5=0-13,6\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8^{1/2}XZ616 №JN8856 при навантаженні 4-8т, тиску 279-296атм., швидкість буріння 1,2-3,4м/год, ДМК 17,7-51,8хв/м. Густина БР=1,37г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Зміна компонентного складу та загальне підвищення суми газопоказів пов'язана з встановленням нафтової ванни.

Інтервал №15 (5583-5598м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 5-60%, алевроліт 25%, пісковик 15-95%.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, на кременистому цементі, розбурений до окремих зерен, які погано окатані, тип цементу контактено-поровий, середньої міцності та міцний, щільний.

Алевроліт від темно-сірого до сірого, тонкозернистий, слюдисто-кварцовий, слабкої та середньої міцності на глинистому цементі.

Карбонатність: $C_{a_{max}}=5\%$;

$D_{max}=1,9\%$.

ЛБА: МБ ЗБЖ, ГЖ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{\text{сум}}=0,3-0,5\%$, що не являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які склали $\Gamma_{\text{сум}}=0,4\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: 0,3-0,5%. Відносні газові покази склали: $C_1=96-99,3\%$, $C_2=0,3-3,4\%$, $C_3=0-0,6\%$, $C_4=0-0,06\%$, $C_5=0-0,4\%$, $iC_4=0-1\%$, $iC_5=0-0,08\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8^{1/2}XZ616 №JN8856 при навантаженні 4-8т, тиску 279-296атм., швидкість буріння 1,2-3,4м/год, ДМК 17,7-51,8хв/м. Густина БР=1,37г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Інтервал №16 (5619-5630м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-

технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 5-20%, пісковик 80-95%.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, на кременистому цементі, розбурений до окремих зерен, які погано окатані, тип цементу контактено-поровий, середньої міцності та міцний, щільний.

Карбонатність: $C_{a_{max}}=5,7\%$;

$D_{max}=2,1\%$.

ЛБА: МБ 3,4БЖ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{\text{сум}}=0,2-0,6\%$, що не являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які складали $\Gamma_{\text{сум}}=0,4\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: 0,2-0,6%. Відносні газові покази склали: $C_1=95,1-98,4\%$, $C_2=1,2-4,1\%$, $C_3=0-0,4\%$, $C_4=0-0,9\%$, $C_5=0-0,2\%$, $iC_4=0,02-0,8\%$, $iC_5=0-0,06\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8^{1/2}XZ616 швидкість буріння 1,3-4,1м/год, ДМК 14,5-47,4хв/м. Густина БР=1,37г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Інтервал №17 (5643-5674м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 10-70%, пісковик 30-90%, вугілля 5-10%.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, на кременистому цементі, розбурений до окремих зерен, які погано окатані, тип цементу контактено-поровий, середньої міцності та міцний, щільний.

Вугілля чорне, крихке, блискуче.

Карбонатність: $C_{a_{max}}=5,4\%$;

$D_{max}=6,2\%$.

ЛБА: МБ 3,4БЖ, 3ГЖ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{сум}=0,2-0,7\%$, що не являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які склали $\Gamma_{сум}=0,3\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: 0,2-0,6%. Відносні газові покази склали: $C_1=94,4-98,2\%$, $C_2=1,1-4,5\%$, $C_3=0-1,2\%$, $C_4=0-0,3\%$, $C_5=0-0,2\%$, $iC_4=0-1,3\%$, $iC_5=0-0,08\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8^{1/2}XZ616 №JN8856 при навантаженні 5-8т, тиску 274-290атм., швидкість буріння 0,9-2,7м/год, ДМК 22,5-66,3хв/м. Густина БР=1,37г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Інтервал №18 (5720-5753м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-

технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 10-85%, алевроліт 5-30%, пісковик 10-80%.

Алевроліт від темно-сірого до сірого, тонкозернистий, слюдисто-кварцовий, середньої міцності на глинистому цементі, міцний на кременистому цементі.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, на кременистому цементі, контактено-порового типу, середньої міцності та міцний.

Карбонатність: $Ca_{max}=4,4\%$;

$D_{max}=3,9\%$.

ЛБА: МБ ЗГЖ, БЖ, 4БЖ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{сум}=0,14-0,4\%$, що не являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які склали $\Gamma_{сум}=0,2\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: 0,05-0,4%. Відносні газові покази склали: $C_1=16-99,2\%$, $C_2=0,7-3,8\%$, $C_3=0-9,8\%$, $C_4=0-16,7\%$, $C_5=0-35,8\%$, $iC_4=0-2,6\%$, $iC_5=0-22,2\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8¹/₂XZ716 швидкість буріння 0,8-3,1м/год, ДМК 19,3-74,2хв/м. Густина БР=1,38г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Зміна компонентного складу вуглеводнів з глибини 5744м пов'язана

з поступовим введенням нафти в циркуляційну систему.

Інтервал №19 (5768-5790м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 20-80%, алевроліт 10-20%, пісковик 10-70%.

Алевроліт від темно-сірого до сірого, тонкозернистий, слюдисто-кварцовий – середньої міцності та міцний на глинистому цементі.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, на карбонатному цементі, порово-базального типу, середньої міцності та міцний.

Карбонатність: $S_{a_{max}}=4\%$;

$D_{max}=2,7\%$.

ЛБА: ЛБ 2,3БГ; МБ 2,3ГЖ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{сум}=0,06-0,12\%$, що не являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які склали $\Gamma_{сум}=0,1\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: 0,05-0,1%. Відносні газові покази склали: $C_1=41,2-92,5\%$, $C_2=0,7-3,8\%$, $C_3=0-9,8\%$, $C_4=0-16,7\%$, $C_5=0-35,8\%$, $i_{C_4}=0-2,6\%$, $i_{C_5}=0-22,2\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8¹/₂Z813 швидкість буріння 0,8-3,1м/год, ДМК 19,3-74,2хв/м. Густина БР=1,38г/см³

(хлор-калієвий високоінгібований).

Низькі значення легких вуглеводнів пов'язані з присутністю нафти в циркуляційній системі, яку додавали при бурінні попереднього інтервалу.

Інтервал №20 (5805-5825м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 20-70%, алевроліт 10%, пісковик 20-80%.

Алевроліт від темно-сірого до сірого, тонкозернистий, слюдисто-кварцовий – середньої міцності, а міцний на глинистому цементі.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, на глинисто-карбонатному цементі, контактено-порового типу, середньої міцності та міцний.

Карбонатність: $C_{a_{max}}=3,8\%$;

$D_{max}=1,9\%$.

ЛБА: ЛБ ЗБГ; МБ ЗГЖ, БЖ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{сум}=0,01-0,4\%$, що являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які складали $\Gamma_{сум}=0,1\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: 0,009-0,4%. Відносні газові покази склали: $C_1=73,2-95,9\%$, $C_2=1,4-5,7\%$, $C_3=0-1,1\%$, $C_4=0-0,1\%$, $C_5=0,1-8,9\%$, $iC_4=0-0,09\%$, $iC_5=0,3-12,2\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8¹/₂Z813 №JM5966 при навантаженні 6-9т, тиску 281-299атм., швидкість буріння 0,8-1,7м/год, ДМК 35-73,1хв/м. Густина БР=1,4-1,42г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Підвищення фонових газопоказів пов'язано з розкриттям вуглеводненасиченого пісковика.

Інтервал №21 (5881-5888м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 10-90%, пісковик 10-90%.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, на глинисто-карбонатному цементі, контактено-порового типу, середньої міцності та міцний.

Карбонатність: $S_{a_{max}}=4,1\%$;

$D_{max}=3,2\%$.

ЛБА: ЛБ ЗБГ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{сум}=0,09-0,4\%$, що являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які складали $\Gamma_{сум}=0,1\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: 0,09-0,4%. Відносні газові покази склали: $C_1=98,1-99,2\%$, $C_2=0,8-1,6\%$, $C_3=0-0,2\%$, $C_4=0\%$,

$C_5=0\%$, $iC_4=0\%$, $iC_5=0-0,03\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8¹/₂Z813 швидкість буріння 0,9-1,8м/год, ДМК 33,8-69,9хв/м. Густина БР=1,42г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Підвищення фонових газопоказів пов'язано з розкриттям вуглеводненасиченого пісковика.

Інтервал №22 (5945-5968м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 20-70%, пісковик 30-80%.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, на глинисто-карбонатному цементі, контактено-порового типу, середньої міцності та міцний.

Карбонатність: $Ca_{max}=5,2\%$;

$D_{max}=2,7\%$.

ЛБА: ЛБ ЗБГ; МБ ЗБЖ, ГЖ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{сум}=0,2-5,7\%$, що являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які складали $\Gamma_{сум}=0,1\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: 0,2-5,7%. Відносні газові покази склали: $C_1=89,9-99\%$, $C_2=0,7-5,7\%$, $C_3=0,01-2,6\%$, $C_4=0,003-0,9\%$, $C_5=0-$

2,3%, $i_{C_4}=0,003-0,5\%$, $i_{C_5}=0,0008-0,6\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8 $1/2$, швидкість буріння 0,3-2,3м/год, ДМК 25,7-219,6хв/м. Густина БР=1,42-1,5г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Підвищення фонових газопоказів пов'язано з розкриттям вуглеводненасиченого пісковика.

Інтервал №23 (5971-6039м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 10-40%, пісковик 60-100%.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, на глинисто-карбонатному цементі, контактено-порового типу, середньої міцності та міцний.

Карбонатність: $S_{a_{max}}=7,1\%$;

$D_{max}=4,7\%$.

ЛБА: ЛБ ЗБГ; МБ ЗБЖ, ГЖ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{сум}=0,09-1,7\%$, що являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які складали $\Gamma_{сум}=0,1\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: 0,08-1,6%. Відносні газові покази склали: $C_1=79,4-97,9\%$, $C_2=1,6-5,8\%$, $C_3=0-1,2\%$, $C_4=0,06-$

5,6%, $C_5=0-11,5\%$, $iC_4=0-1,6\%$, $iC_5=0-1,7\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8¹/₂, швидкість буріння 0,3-1,7м/год, ДМК 34,3-188,3хв/м. Густина БР=1,48-1,5г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Підвищення фонових газопоказів пов'язано з розкриттям вуглеводненасиченого пісковика.

Інтервал №24 (6108-6116м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 50-90%, пісковик 10-50%.

Пісковик світло-сірий до сірого, кварцовий, дрібно- та середньозернистий, на глинисто-карбонатному цементі, контактено-порового типу, середньої міцності та міцний.

Карбонатність: $Sa_{max}=5,9\%$;

$D_{max}=4,1\%$.

ЛБА: ЛБ 3,4БГ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{сум}=0,2-0,9\%$, що являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які складали $\Gamma_{сум}=0,1\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: 0,2-0,9%. Відносні газові покази склали: $C_1=93,8-95,9\%$, $C_2=2-4\%$, $C_3=0,2-1,3\%$, $C_4=0-0,16\%$, $C_5=0,18-2\%$,

$i_{C_4}=0-0,9\%$, $i_{C_5}=0-0,3\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8^{1/2} MSi616UBPX №QF2480 при навантаженні 2-4т, тиску 287-296атм., швидкість буріння 0,6-0,9м/год, ДМК 67,3-102,6хв/м. Густина БР=1,49г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Підвищення фонових газопоказів пов'язано з розкриттям вуглеводненасиченого пісковика.

Інтервал №25 (6134-6150м)

При бурінні даного інтервалу були встановлені наступні геолого-технологічні та геохімічні параметри:

Геологічні дослідження інтервалу:

Склад шламу і середній відсотковий вміст: аргіліт 5-20%, вапняк 80-95%.

Вапняк темно-сірий до чорного, доломітизований, прихованокристалічний, масивний, середньої міцності та щільний.

Карбонатність: $Ca_{max}=89,8\%$;

$D_{max}=6,9\%$.

ЛБА: ЛБ ЗБГ.

Геохімічні дослідження інтервалу:

Сума вуглеводневих газів по ХГ на виході промивальної рідини зі свердловини змінювалась в межах $\Gamma_{сум}=0,1-25,9\%$, що являється підвищенням показів ВВ газів, щодо фонових значень, які складали $\Gamma_{сум}=0,2\%$. Абсолютна концентрація легких вуглеводнів по ХГ становить: 0,1-25,7%. Відносні газові покази склали: $C_1=93,1-99,5\%$, $C_2=0,4-2,8\%$, $C_3=0-0,4\%$, $C_4=0-$

0,18%, $C_5=0,02-3,7\%$, $iC_4=0-0,2\%$, $iC_5=0-0,2\%$.

Технологічні параметри при бурінні інтервалу:

Буріння в даному інтервалі здійснювалось долотом PDC 8^{1/2}, швидкість буріння 0,5-1,8м/год, ДМК 34,1-113,3хв/м. Густина БР=1,49г/см³ (хлор-калієвий високоінгібований).

Табл.4.2.1 Геолого-геохімічна характеристика виділених інтервалів свердловина №61 Комишнянського родовища

№ п/п	Інтервал (м)	Тривалість буріння (хв/м)	Аномалії по ГК, $\Sigma(C_1-C_5),\%$	Фонові значення $\Sigma(C_1-C_5),\%$	Літологія і кількість порід по шлам, %	Компонентний склад вуглеводневих газів в %						Густина БР, г/см ³	Примітки	
						C ₁ (відн.)	C ₂ (відн.)	C ₃ (відн.)	C ₄ (відн.)	C ₅ (відн.)	iC ₄ (відн.)			iC ₅ (відн.)
1	4912 - 4926	6,5-17		0,3	аргіліт 10-80%, алевроліт 5-30%, пісковик 5-80%.	94,8-98,9	0,4-3,3	0,5-2,6	0-0,2	0-0,8	0-0,05	0	1,35	
2	4937 - 4957	6,7-21		0,2	аргіліт 20-50%, алевроліт 30-45%, пісковик 5-40%, вапняк 10-30%.	95,3-99	0,7-3,4	0-2,2	0-1,4	0-0,6	0-0,1	0-0,05	1,35	
3	4968 - 5016	8,4-48,5		0,2	аргіліт 20-60%, алевроліт 10-60%, пісковик	95,8-99,6	0,09-3,3	0-1,5	0-0,6	0-0,9	0-0,6	0,08	1,35	

					10-70%.										
4	5034 - 5056	7,4-36,4		0,2	аргіліт 15-75%, алевроліт 5-20%, пісковик 10-80%, вапняк 20%.	93,2-98,7	0,8-4,5	0-2,3	0-0,8	0-1,1	0-0,4	0-0,3	1,35		
5	5058 - 5084	8,1-49,4	7,3	0,3	аргіліт 25-70%, алевроліт 10-40%, пісковик 5-30%, вапняк 20-35%.	88,6-96,8	1,7-7,6	0,2-4,2	0-1,7	0-0,4	0-0,3	0-0,2	1,35	Ознаки ВВ	
6	5156 - 5176	16,8-46,5		0,3	аргіліт 40-90%, алевроліт 5%, пісковик 10-55%.	84,8-92,5	2,5-7	3,4-7,7	0,2-2,2	0-0,5	0-1,3	0-0,2	1,37		
7	5184 - 5213	12,5-44,7	1,5	0,3	аргіліт 10-80%, алевроліт 20%, пісковик 20-90%.	86,5-93,8	1,4-5,7	2,4-4,2	0,2-2,9	0,04-1,7	0-1,9	0-0,3	1,37	Ознаки ВВ	

№ п/п	Інтервал (м)	Тривалість буріння (хв/м)	Аномалії по ГК, $\Sigma(C_1-C_5),\%$	Фонові значення $\Sigma(C_1-C_5),\%$	Літологія і кількість порід по шламу, %	Компонентний склад вуглеводневих газів в %						Густина БР, г/см ³	Примітки	
						C ₁ (відн.)	C ₂ (відн.)	C ₃ (відн.)	C ₄ (відн.)	C ₅ (відн.)	iC ₄ (відн.)			iC ₅ (відн.)
8	5224 - 5257	21,8-52,7		0,3	аргіліт 5-70%, алевроліт 10-95%, вапняк 20%.	90-97,3	1-6,3	0,5-3,1	0,03-1,4	0-1,4	0-0,8	0-1,3	1,37	
9	5272 - 5286	20,4-48,1		0,4	аргіліт 35-70%, алевроліт 10-20%, вапняк 10-30%, пісковик 10-45%.	47,1-68,4	0,8-3,8	6,2-12,4	7-14,4	8,5-15,4	0,03-8,5	4,7-10,5	1,37	
10	5321 - 5393	16,6-101,3		0,3	аргіліт 10-55%, алевроліт 15-60%, вапняк 5-30%, пісковик	76,1-98,3	0,2-3,5	0-1,2	0-8,5	0-10	0-2,4	0-4,3	1,37	

					10-90%.										
11	5424 - 5435	20,5- 31,5		0,3	аргіліт 10- 50%, пісковик 50-90%.	88,4- 93	1,4- 4,2	1,4- 3,5	0,008- 3,2	0-1,6	0-1,1	0-0,3	1,37		
12	5444 - 5456	13-42,2		0,3	аргіліт 5- 95%, пісковик 5- 95%.	93,6- 97,8	1,2- 3,2	0,3- 1,4	0,02- 2,4	0-0,5	0-0,6	0-0,06	1,37		
13	5466 - 5480	19,5- 45,9		0,4	аргіліт 10- 25%, алевроліт 70%, пісковик 20-90%.	95,6- 98,7	0,8- 3,5	0,02- 0,6	0,03- 1,1	0-0,1	0-1,1	0-0,02	1,37		
14	5492 - 5536	22,6- 69,9	1,3	0,4	аргіліт 5- 80%, алевроліт 10%, пісковик 10-95%.	37,5- 99,6	0,3- 4,4	0-8,6	0-23,4	0-13,9	0-4,1	0-13,6	1,37	Введен ня нафти	
15	5583 - 5598	17,7- 51,8		0,4	аргіліт 5- 60%, алевроліт 25%, пісковик 15-95%.	96- 99,3	0,3- 3,4	0-0,6	0-0,06	0-0,4	0-1	0-0,08	1,37		

№ п/п	Інтервал (м)	Тривалість буріння (хв/м)	Аномалії по ГК, $\Sigma(C_1-C_5),\%$	Фонові значення $\Sigma(C_1-C_5),\%$	Літологія і кількість порід по шламу, %	Компонентний склад вуглеводневих газів в %							Густина БР, г/см ³	Примітки
						C ₁ (відн.)	C ₂ (відн.)	C ₃ (відн.)	C ₄ (відн.)	C ₅ (відн.)	iC ₄ (відн.)	iC ₅ (відн.)		
16	5619 - 5630	14,5-47,4		0,4	аргіліт 5-20%, пісковик 80-95%.	95,1-98,4	1,2-4,1	0-0,4	0-0,3	0-0,2	0,02-0,8	0-0,06	1,37	
17	5643 - 5674	22,5-66,3		0,3	аргіліт 10-70%, пісковик 30-90%, вугілля 5-10%.	94,4-98,2	1,1-4,5	0-1,2	0-0,3	0-0,2	0-1,3	0-0,08	1,37	
18	5720 - 5753	19,3-74,2		0,2	аргіліт 10-85%, алевроліт 5-30%, пісковик 10-80%.	16-99,2	0,7-3,8	0-9,8	0-16,7	0-35,8	0-2,6	0-22,2	1,38	
19	5768 - 5790	19,3-74,2		0,1	аргіліт 20-80%, алевроліт 10-20%, пісковик	41,2-92,5	0,7-3,8	0-9,8	0-16,7	0-35,8	0-2,6	0-22,2	1,38	

					10-70%.									
20	5805 - 5825	35-73,1	0,4	0,1	аргіліт 20-70%, алевроліт 10%, пісковик 20-80%.	73,2-95,9	1,4-5,7	0-1,1	0-0,1	0,1-8,9	0-0,03	0,3-12,2	1,4-1,42	Ознаки ВВ
21	5881 - 5888	33,8-69,9	0,4	0,1	аргіліт 10-90%, пісковик 10-90%.	98,1-99,2	0,8-1,6	0-0,2	0	0	0	0-0,03	1,42	Ознаки ВВ
22	5945 - 5968	25,7-219,6	5,7	0,1	аргіліт 20-70%, пісковик 30-80%.	89,9-99	0,7-5,7	0,01-2,6	0,003-0,9	0-2,3	0,003-0,5	0,0008-0,6	1,42-1,5	Ознаки ВВ
23	5971 - 6039	34,3-188,3	1,7	0,1	аргіліт 10-40%, пісковик 60-100%.	79,4-97,9	1,6-5,8	0-1,2	0,06-5,6	0-11,5	0-1,6	0-1,7	1,48-1,5	Ознаки ВВ
24	6108 - 6150	67,3-102,6	0,9	0,1	аргіліт 50-90%, пісковик 10-50%.	93,8-95,9	2-4	0,2-1,3	00,16	0,18-2	0-0,9	0-0,3	1,49	Ознаки ВВ

Графік зміни V_{мех.} Родовище Комишнянське св. № 61.

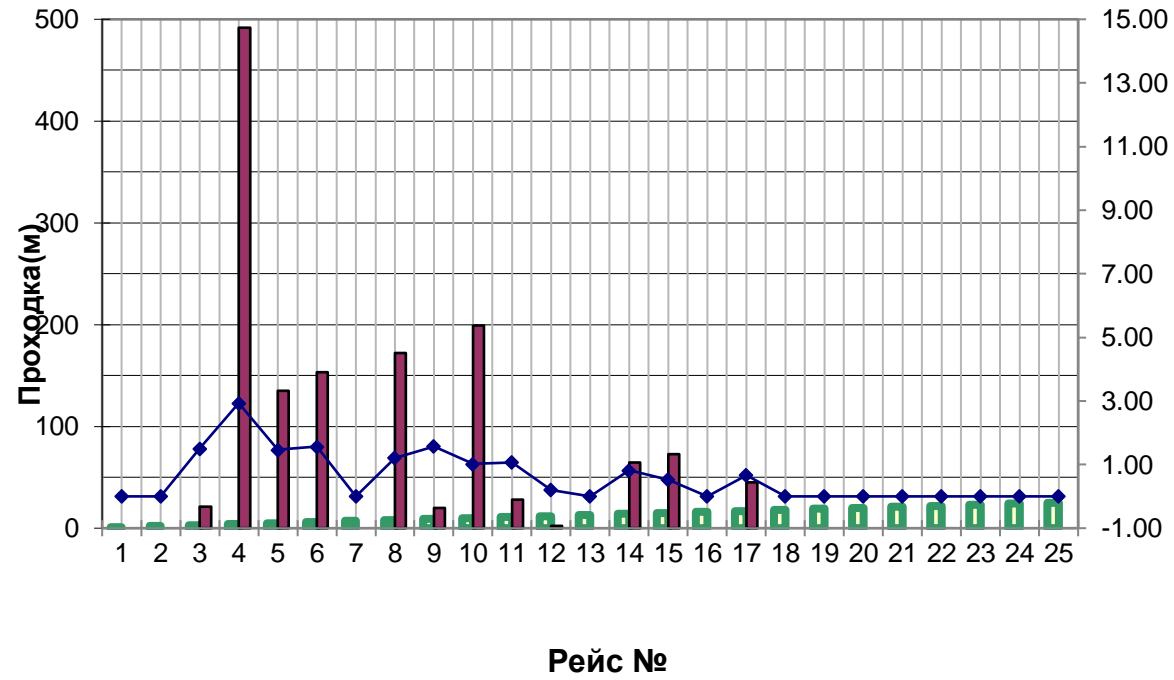


Рис. 4.2.1 Зміна механічної швидкості в часі буріння свердловини

На рисунку 4.2.1 , нижче по тексту, по горизонталі вказані номери рейсів спуску бурильного інструменту. По вертикалі вказана проходка в метрах за добу. Найбільша проходка, якщо порівнювати з літологією, спостерігалась навпроти інтервалів з слабо-середньо-ущільненими породами, з меншою карбонатністю та окварцованністю. Тобто механічна швидкість є в прямій залежності від зміни літологічного складу порід і їх категорій по буримості (Семенцов Г.Н. Івано-Франківськ, 2001).

Висновки: В геологічному розрізі за даними аналізу шламу і вмісту газу, виділяється декілька інтервалів з ознаками вуглеводнів. В цих інтервалах відмічається підвищений вміст суми вуглеводневих газів. Також згідно люмінісцентно-бітумінологічного аналізу взірці шламу містять маслянистий бітум. Дані інтервали добре корелюються із сусідньою свердловиною, де після перфорації був отриманий приток газу. На основі даних по шламу будується літологічна колонка, де вказуються літотипи порід і виноситься дані по газовому вмісту навпроти фактично продуктивних на вуглеводні інтервалів (Додаток 2. Геологічні дослідження).

4.3. Баланс часу буріння свердловини

Щодооби складається зведення витрат часу на різні операції проведені за добу.

Баланс часу включає:

- СПО (спуско-підйомні операції);
- Простої в ремонті;
- Кріплення св-ни колоною;
- Цементування;
- Проробки св-ни;
- Промивка буровим розчином;
- Час на зборку КНБК (компановка низу бурильної колони);
- Ремонти, аварії;
- Геофізичні дослідження;
- Простої св-ни

При завершенні буріння складається звіт балансу часу, що відображає реально затрачений загальний час на будівництво свердловини. (Норми часу механічне буріння для Комишнянського ГКР. Харків. 2021 р).

Дані порівнюються із закладеним проектом часом і використовуються при плануванні наступних св-н. Аналіз дає розуміння продуктивного (час буріння) і не продуктивного часу (простої, аварії, надлишковий час на зборку КНБК). Після цього проводяться спеціальні бесіди із інженерним особовим складом щодо кількості не продуктивного часу і робляться висновки: де були геологічні причини, а де технологічні.

У прикладі наведена св-на №61, де зафіксовано найбільший відсоток витрат часу на простої свердловини – 31%.

Баланс часу будівництва свердловини. Родовище Комишнянське св.№ 61
з 10.11.2021 р. по 01.06.2022 р.

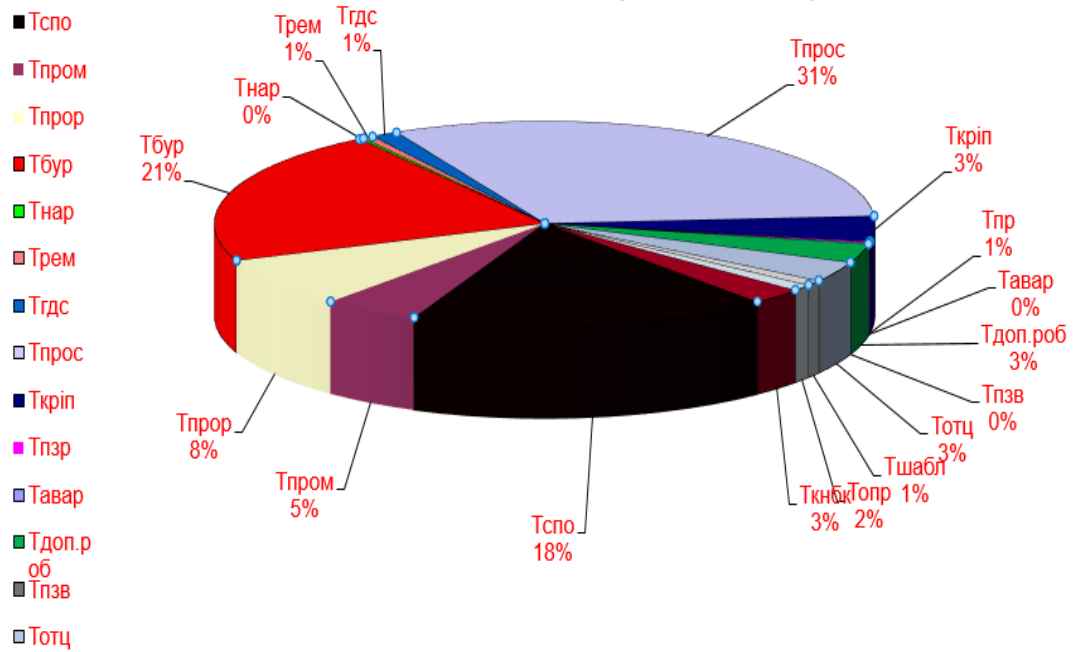


Рис.4.3 Аналіз затраченого часу на весь комплекс робіт в св-ні №61

5. ПОРІВНЯННЯ ДАНИХ КОМПЛЕКСУ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ З ДАНИМИ ГТД І ВИБІР ОБ'ЄКТІВ ПЕРФОРАЦІЇ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ

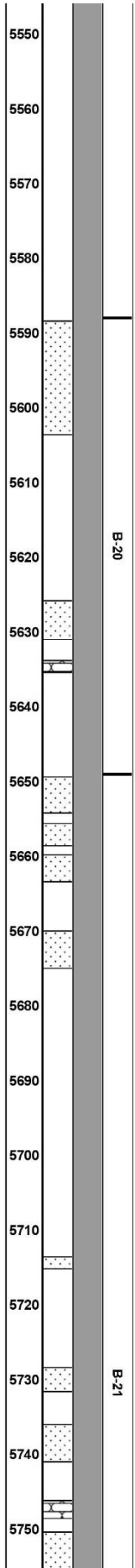
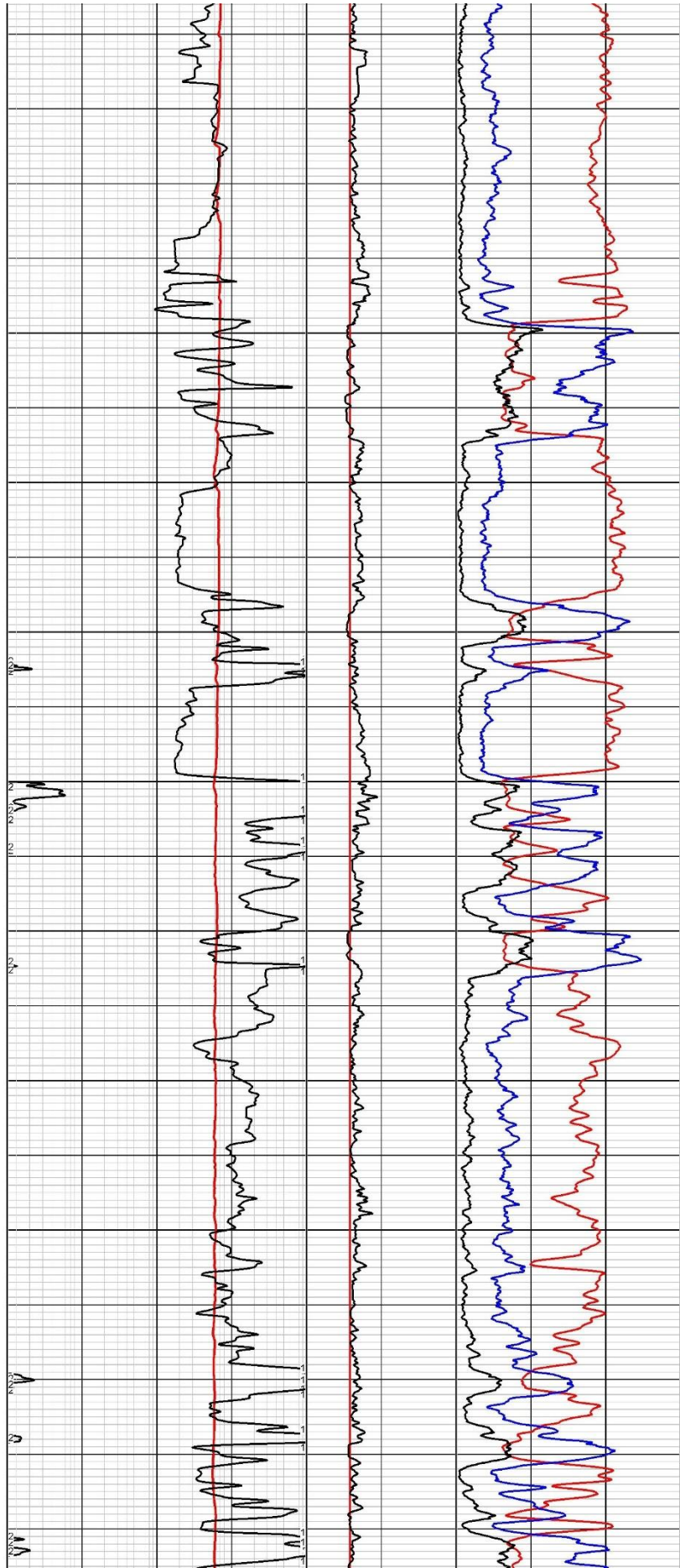
5.1 Важливість і вплив отриманих даних ГТД при виборі об'єктів перфорації гор.В-24

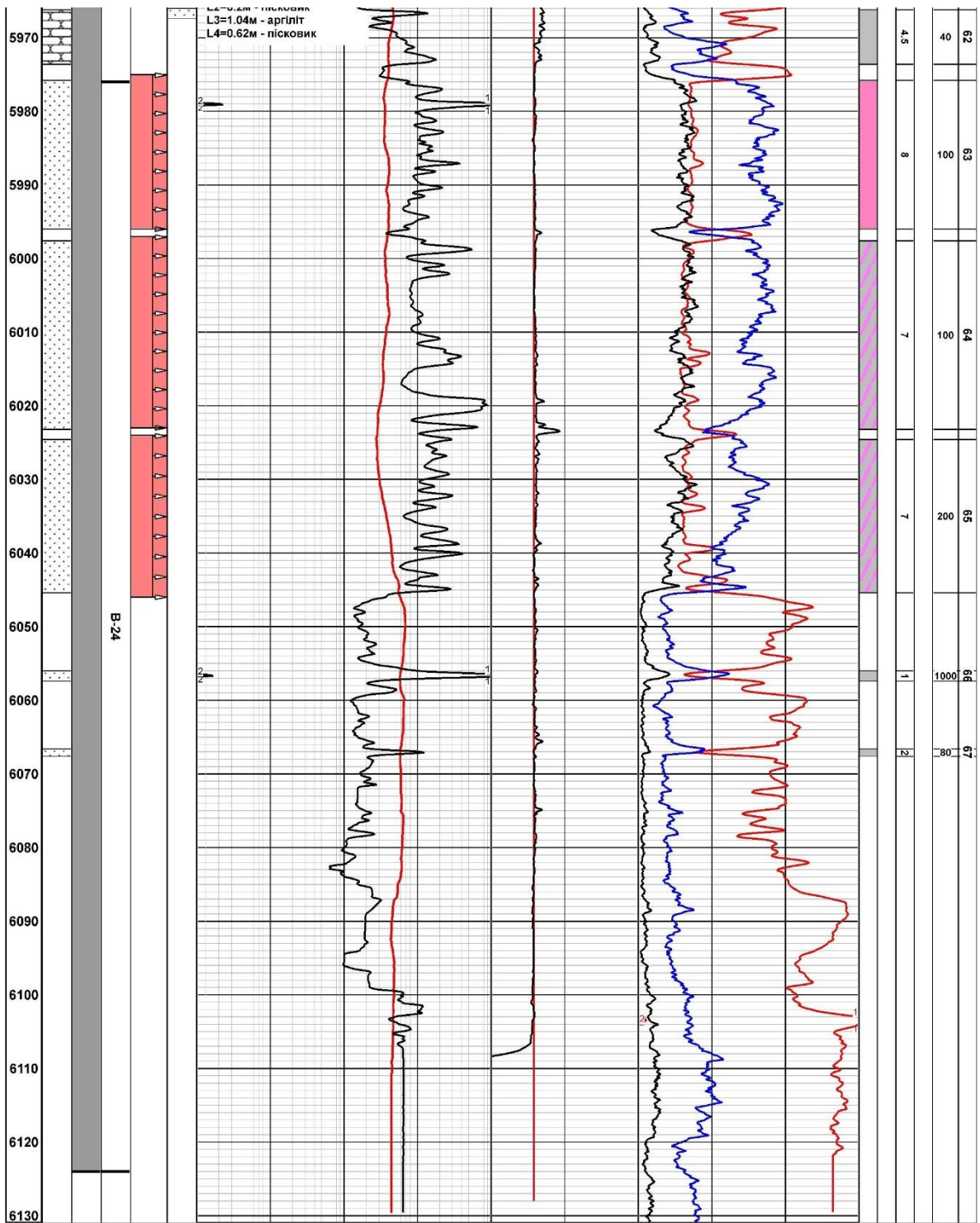
Після добурювання свердловини до проектної глибини виконується заключний комплекс геофізичних досліджень. Часто це відбувається за декілька спроб, оскільки стовбур глибоких і похило-скерованих свердловин (кути 20-40 град.) ускладнений. Це каверни, жолоба, уступи. При спуску приладів отримують жорсткі посадки з розвантаженням кабелю (різко падає вага приладів із кабелем), чи зтяжки приладів на підйомі, зарізання кабелю на уступі, що не дає змогу вільно підняти компановку приладів. Перепідготовка свердловини займає тривалий час. При цьому необхідно спустити бурильний інструмент з долотом, виконати промивку, шаблонування стовбура (підйом-спуск інструменту в інтервалах ускладнень), а це займає час і збільшує тривалість будівництва свердловини. Також ускладнені ділянки і неодноразові спроби проведення ГДС можуть привести до аварійної ситуації і до втрати стовбура свердловини. У випадку свердловини №61 виконати геофізичні дослідження наприклад не на кабелі, а на бурильному інструменті, чи через бурильний інструмент із виходом кабелю з приладами у відкритий стовбур не вдавалось можливим. Було відсутнє таке обладнання. Очікувати декілька діб не було можливості. Тому прийнято рішення запису обмеженого комплексу досліджень за один спуск приладів на кабелі, оскільки це була вже третя спроба виконання цих досліджень. Було виконано: стандартний каротаж, БК, ГК, кавернометрія, інклінометрія, і в обсадженому стовбурі ГК, ННК (гама каротаж і нейтрон-нейтронний каротаж). Безперечно, для отримання повної картини по

насиченості розрізу не вистачало акустичного, індукційного, мікробокового каротажу (АК, ІК, МБК). Тому інтерпретатори намагались отримати інформацію від того запису, що виконано.

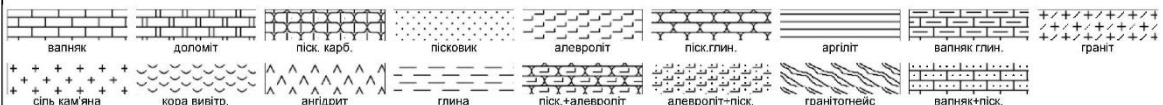
В даній ситуації були виділені перспективні горизонти, наданий їх характер насичення. Були виділені об'єкти для перфорації. При їх розгляді брались до уваги дані геолого-технологічних досліджень.

43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54
02	07	1500	1500	250	300	09	250	1500	1500	700	1500
7	3	3	1	3	3	6	5	3	3	2	3





Літологія



Характер насичення

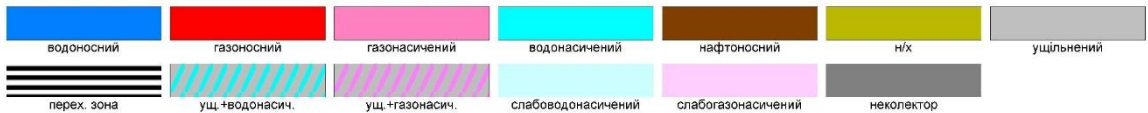


Рис.5.1.1 Фрагмент зведеної діаграми за результатами каротажних досліджень.

На рисунку в лівому полі кривими вказані опір (червоним кольором – ПС, чорним –БК). Посередині –дані каверноміру чорним кольором. В правому полі запис кривих ННК-синім кольором, ГК-червоним кольором. Умовними позначеннями по правому крайньому полю виділені ущільнено-газонасичені і газонасичені інтервали. По лівому полю по краю умовними позначеннями зі стрілочками вказаний інтервал перфорації і літологічна колонка (пісковик).

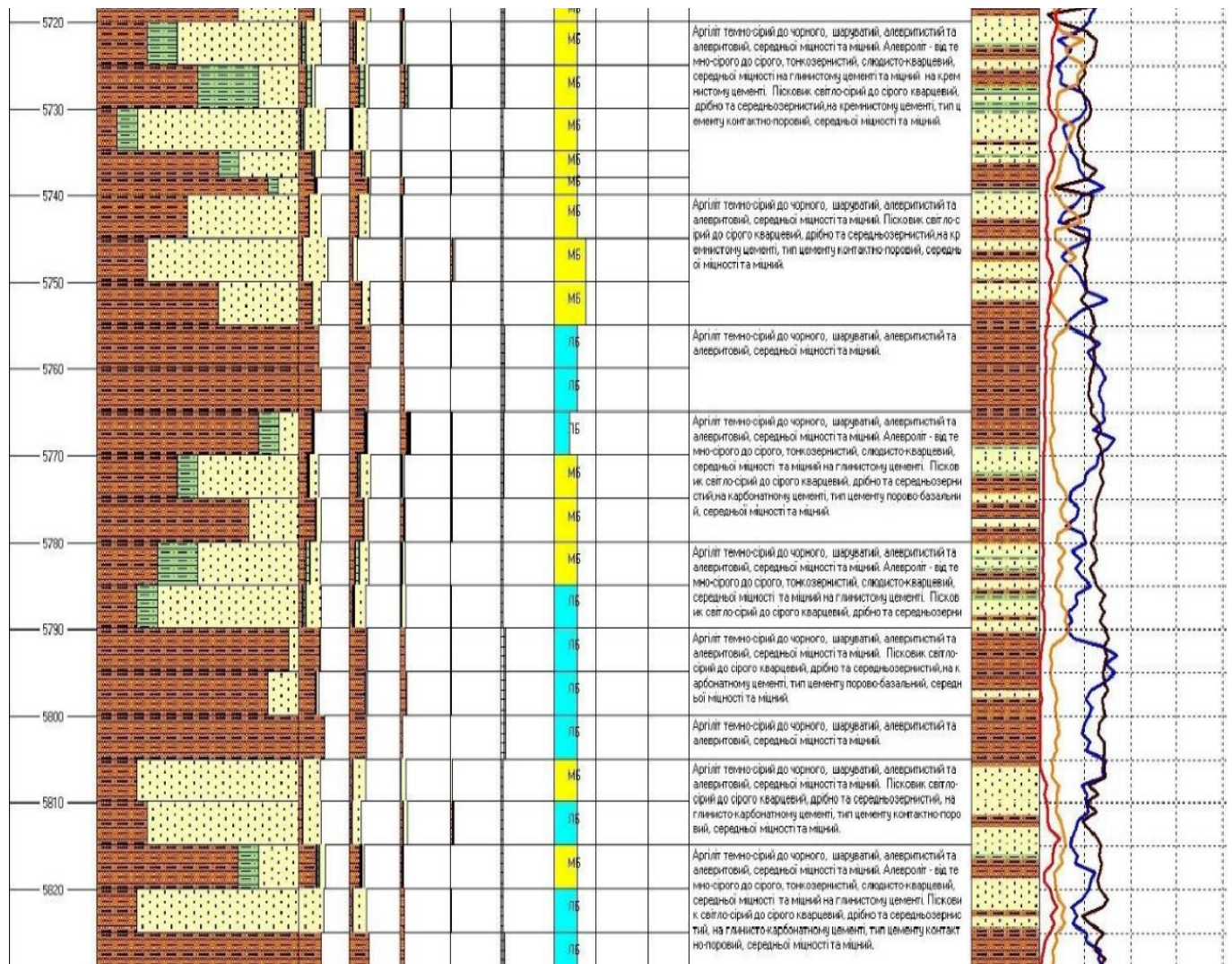


Рис.5.1.2 Фрагмент зведеної діаграми станції ГТД.

У св-ні згідно заключення ГДС було виділено основний горизонт для перфорації в інтервалі 5975-6045 м–ущільнено-газонасичений і газонасичений пісковик горизонт В-24 (візейський ярус нижнього карбону) із коефіцієнтом пористості 4-7%. Але, було прийнято до уваги дані по шламу і люмінісцентно-бітумінологічного аналізу (ЛБА) трохи вище по розрізу. 5729-5731м і 5735-5741м, які за ГДС виділені як ущільнений пісковик. За даними шламу тут виділяється маслянистий бітум і підвищення сумарних газопоказів. Тому, з метою збільшення інтервалу перфорації і видобутку газу, ті дані були прийняті до уваги і додатково проперфоровані. В подальшому в працюючій свердловині було виконано запис гідродинамічних досліджень (термометрія (температура), вологометрія (визначення притоку рідини), манометрія (визначення тиску) і навпроти інтервалу ущільнених пісковиків, що одночасно були проперфоровані з основним горизонтом, також спостерігалось поступлення газу за даними термометрії. З даного інтервалу було отримано 70 тис.м³/добу.

Це означає, що при відсутності повного комплексу каротажних досліджень, в умовах обмеженої інформативності, складності вибору інтервалу перфорації обов'язково необхідно звертати увагу на покази станції ГТД. І там, де присутні були підвищені сумарні газопокази, літологічно характер породи є потенційним колектором (чи то пісковик, чи алевроліт, чи вапняк), ЛБА показує маслянистий бітум, слід враховувати такі інтервали і за можливості додавати до чітко і впевнено виділених інтервалів перфорації. Такий підхід приносить позитивний результат і збільшує видобуток газу.

5.2 Важливість отриманих даних ГТД при уточненні інтервалів об'єкту перфорації В-20, св-на 63

Ще одним яскравим прикладом важливості роботи станції ГТД є вибір об'єкту перфорації гор.В-20 сусідньої св-ни №63. Можна сказати що добурювання до цієї глибини фактично не мало сенсу.

Після досягнення свердловиною проектної глибини був виконаний заключний комплекс ГДС. За результатами заключного комплексу ГДС проведеного у відкритому стовбурі виділених перспективних в нафтогазоносному відношенні пластів на цій глибині не було виявлено.

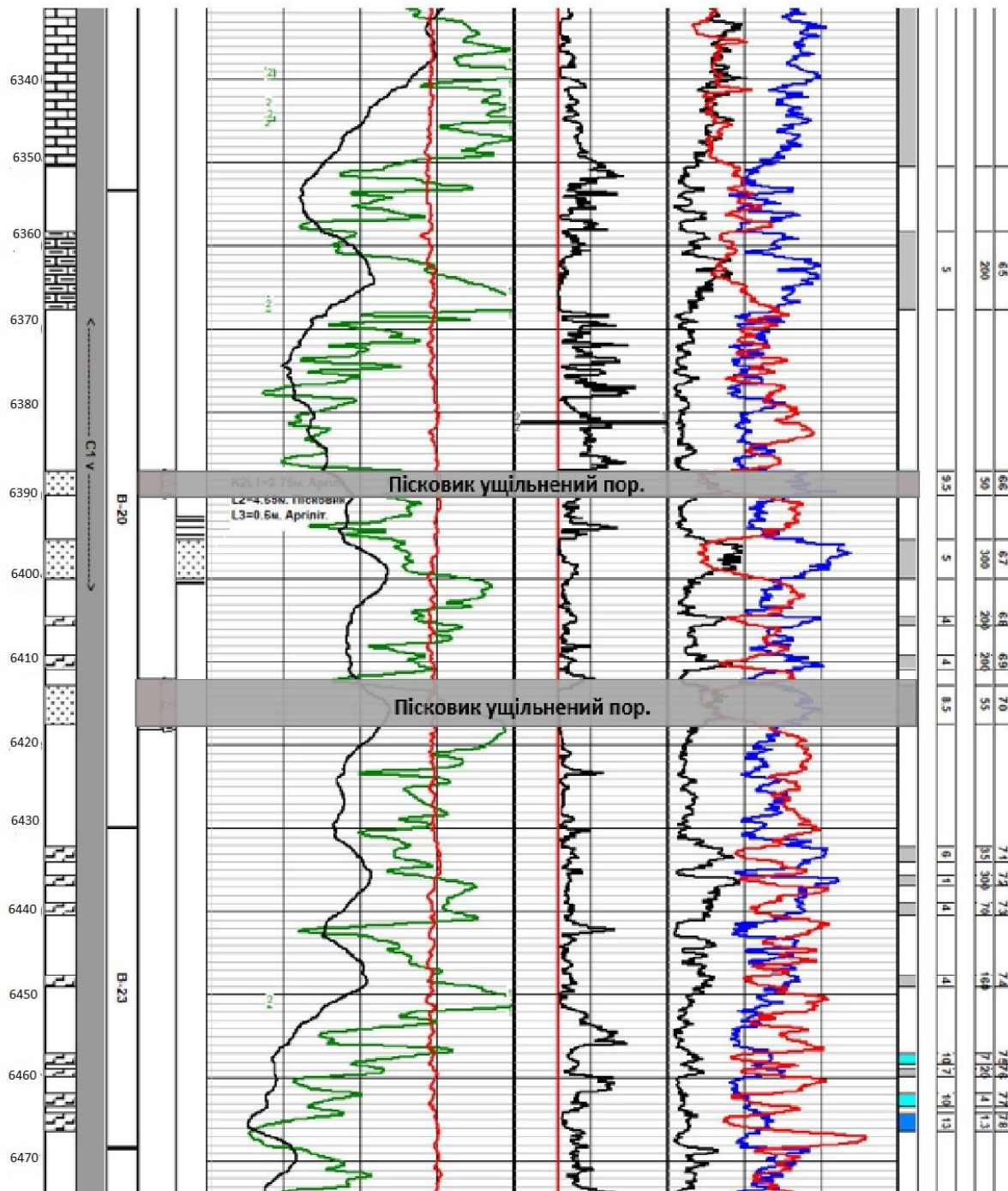


Рис.5.2.1 Фрагмент комплексу ГДС в інтервалі 6340-6470м

Так, як категорія свердловини розвідувальна і при первинному розкритті пласту пісковика гор. В-26 станцією геолого-технічного контролю

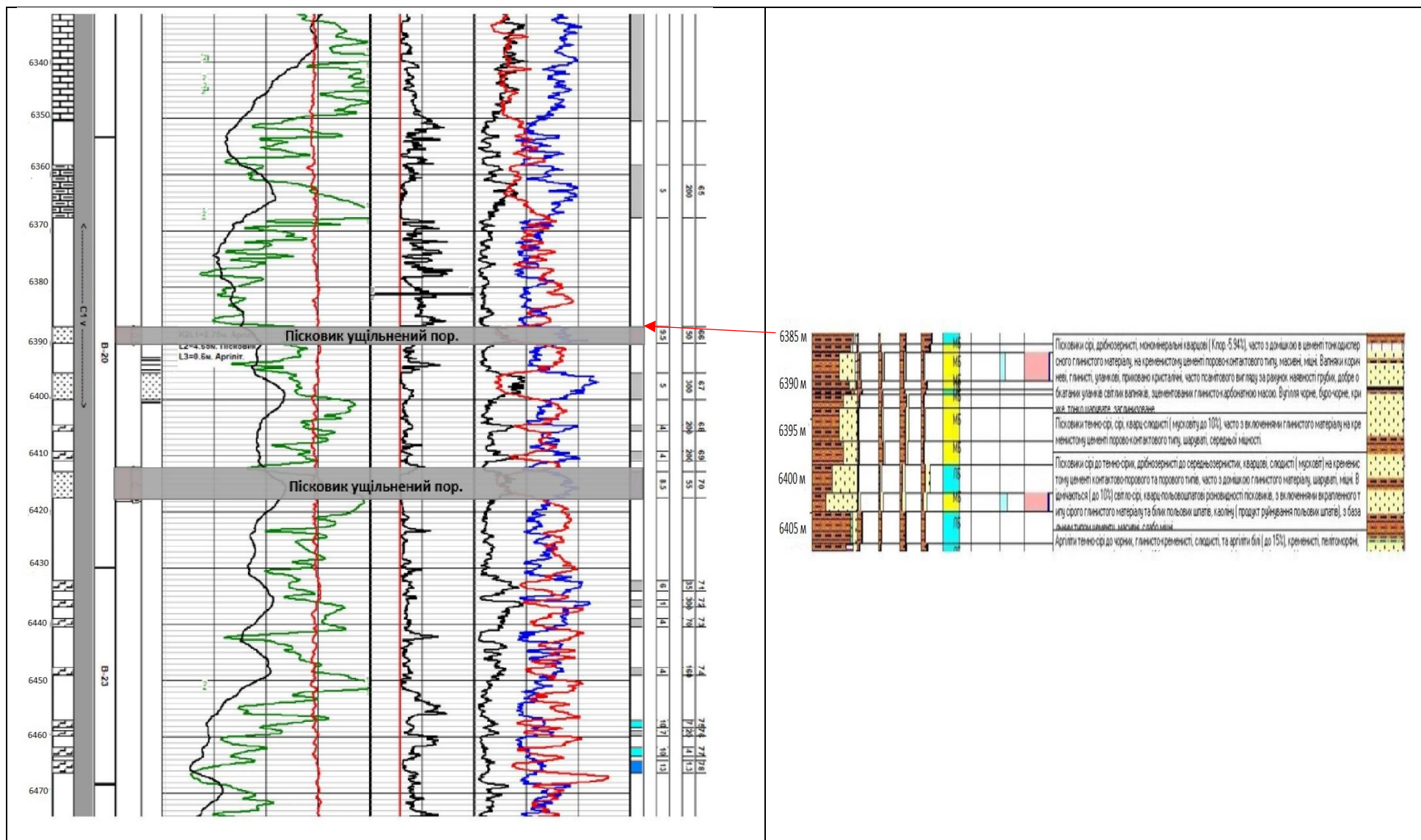


Рис.5.2.2 Кореляція шлагограми із ГДС в інтервалі 6385-6405м

В процесі освоєння свердловини отримано промисловий приплив газу 47 тис.м³/добу.

Польовим загоном УкрНДІгаз проведено комплекс газодинамічних досліджень.

Результати досліджень наведено в таблиці:

№ п/п	Ø шайби, мм	Ртр, атм	Рзтр, атм	Дебіт газу тис. м ³ /добу
1	4,0	122,5	137,0	36,9
2	5,0	106,4	123,0	47,3
3	зв. хід 4,0	128,5	139,0	39,3

Статичні тиски на усті свердловини склали: Рст.тр=252,4 атм, Рст.зтр=261,6 атм.

Це означає, що при відсутності повного комплексу каротажних досліджень, в умовах обмеженої інформативності, складності вибору інтервалу перфорації обов'язково необхідно звертати увагу на покази станції ГТД. І там, де присутні були підвищені сумарні газопокази, літологічно характер породи є потенційним колектором (чи то пісковик, чи алевроліт, чи вапняк), ЛБА показує маслянистий бітум, слід враховувати такі інтервали і за можливості додавати до чітко і впевнено виділених інтервалів перфорації. Такий підхід приносить позитивний результат і збільшує видобуток газу.

6. ВИСНОВКИ

Пошуки і розвідка нових нафтових, газоконденстаних і газових родовищ є тривалим, економічним витратним процесом. Актуальним завданням для забезпечення енергетичної безпеки країни є буріння нових глибоких і надглибоких до 7000 м свердловин та розробка глибокозалягаючих горизонтів. Це вимагає ретельного підходу у вивченні первинного геологічного розрізу і є важливим аналіз матеріалу при первинному розкритті під час буріння свердловини.

За результатами проведених робіт і аналізу даних газопоказів, швидкості проходки, вивчення шламу, керну, ЛБА і інших параметрів, складений геолого-геохімічний розріз свердловини. В режимі онлайн фіксувались дані і передавались на команду буровиків.

Геолого-технологічні дослідження проводились на станції «Розріз-2» (Сіріус) із застосуванням відповідного програмного забезпечення.

Упереджені ускладнення і завчасно попереджалась команда буровиків про наступні ускладнення при подальшому поглибленні свердловини. Проаналізований зв'язок механічної швидкості буріння із зміною літологічного розрізу.

В процесі поглиблення свердловини літологічний розріз корелювався із даними ГДС сусідньої свердловини для розуміння в яких стратиграфічних горизонтах знаходиться вибій, фіксувались реперні горизонти, виконувалось корегування інтервалу відбору керну за даними шлагограмми.

Складена кореляційна схема даних станції ГТД та проведеного комплексу ГДС, де фіксується ідентичність геологічного розрізу, що дає змогу доповнити інформацію для подальшого визначення із інтервалами перфорації продуктивних газонасичених горизонтів і отримання продукції

вуглеводнів. Завдяки даним ГТД випробувано пласт ущільненого пісковика (попередньо за даними ГДС) і отримано приплив газу 47 тис.м3/доб.

7. СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

Іванюта М.М. (1998). Атлас родовищ нафти і газу України. В шести томах. Т.2: Східний нафтогазоносний регіон. - Львів : УНГА - 923 с. Режим доступу: <http://library.nung.edu.ua/atlas-rodovishch-nafti-ii-gazu-ukrayini-v-shesti-tomakh.html>

СОУ 09.1-30019775-245:2015. Сverdловини на нафту і газ. Попередження газонафтоводопроявів і відкритих фонтанів при бурінні та капітальному ремонті свердловин. ПАТ “Укргазвидобування”.

Норми часу механічне буріння для Комишнянського ГКР. Харків. 2021 р.

Інструкція з організування безпечного ведення робіт під час ліквідування газонафтоводопроявлень та відкритих газових і нафтових фонтанів, затверджена наказом НАК „Нафтогаз України” № 220 від 31.03.2006 р.

Технологічний регламент по похило спрямованому бурінню на площах Східної України. УкрНДІгаз, 1995 р., затв. ДП “Укрбургаз”.

Э.Е.Лукиянов, В.В.Стрельченко. 1997. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. Нефть и газ, Москва-688стр.

Гаранін О.А. Поділ порід-колекторів на групи за даними комплексу петрофізичних і геофізичних вимірювань. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2014. № 4(53). – Режим доступу: <https://rrngr.nung.edu.ua/index.php/rrngr/article/view/582>

Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. М.: «Недра», 1985. 216с.

КНД 41-00032626-00-334-2000 «Підготовка свердловин до проведення геофізичних досліджень та робіт. Основні вимоги.» Київ, 2000р.

Г. А. Габріелянц. Геологія, пошуки і розвідка нафтових і газових родовищ. М., Недра, 2000.

Інструкція з відбору, документації, обробки, зберігання, скорочення і ліквідації керн свердловин колонкового і розвідувального буріння. М., ВНІГНІ, 1973.

Семенцов Г.Н. Автоматизація процесу буріння / Г.Н Семенцов. – ІваноФранківськ: Факел, 1997. – 300 с.

Семенцов Г.Н. Теоретичні основи методу контролю твердості порід при поглибленні свердловини / Г.Н.Семенцов, Т.Я.Кузь // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 2001. – №37(6). – С.93-98.

Померанц Л.И. Газовый каротаж. М.: Недра, 1982.

Драганчук О.Т. Аналіз відпрацювання доліт PDC на родовищах України і світу / О.Т.Драганчук, Т.О.Пригоровська // Нафтогазова енергетика. – 2008. - №4(9). – С.11-15.