

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

Природничих наук та технологій
(факультет)
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
(бакалавра, магістра)

студента Тимошенко Богдан Миколайович
(ПІБ)

академічної групи 185-19зск-1 ГРФ
(шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
(код і назва спеціальності)

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»
(офіційна назва)

на тему Проект буріння свердловини у межах Жуківської нафто-газоконденсатної площі (Полтавська область)
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Пащенко О.А.			
розділів:				
Технологічний	Пащенко О.А.			
Охорона праці				
Рецензент				
Нормоконтролер	Расцветаев В.О.			

Дніпро
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коров'яка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 2022 року

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

ступеню бакалавра

(бакалавра, магістра)

студенту Тимошенку Богдану Миколайовичу академічної групи 185-18-2 ГРФ
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»

на тему Проект буріння свердловини у межах Жуківської нафто-газоконденсатної площі (Полтавська область)

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15.04.2022 р. №203-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Опис та геологічна характеристика району робіт.. Проектування конструкції свердловини, розрахунок параметрів буріння, вибір бурового устаткування й інструменту.	01.04.2022
Охорона праці та навколишнього середовища	Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище,	24.05.2022

Завдання видано

_____ (підпис керівника)

Пащенко О.А.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 01.02.2022 р.

Дата подання до екзаменаційної комісії 30.05.2022 р.

Прийнято до виконання

_____ (підпис студента)

Тимошенко Б.М.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 82 сторінки, 12 таблиць, 11 рисунків, 16 джерел.

ЖУКІВСЬКА НАФТО-ГАЗОКОНДЕНСАТНА ПЛОЩА, БУРІННЯ, ПАРАМЕТРИ, ДОЛОТО, БУРОВА УСТАНОВКА

Актуальність роботи полягає в необхідності проведення оцінки запасів корисних копалин у межах Жуківської нафто-газоконденсатної площі (Полтавська область).

Мета роботи: розробити проект буріння свердловини у межах Жуківської нафто-газоконденсатної площі.

Задачі роботи: запроектувати параметри буріння свердловини у межах Жуківської нафто-газоконденсатної площі.

Предметом дослідження є запаси корисних копалин у межах Жуківської нафто-газоконденсатної площі, **об'єктом дослідження** – методологія розрахунку параметрів буріння свердловини та технічні засоби які дозволяють її використовувати.

Новизна одержаних результатів полягає в розрахунку параметрів буріння свердловин на корисні копалини у межах Жуківської нафто-газоконденсатної площі.

Практичні результати - розроблено технологію буріння експлуатаційної свердловини для умов у межах Жуківської нафто-газоконденсатної площі: виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини; здійснено обґрунтування бурового устаткування; обґрунтовано породоруйнуючий інструмент, технологія кріплення свердловини. Розроблено питання охорони надр і довкілля.

Практичне значення полягає в застосуванні запропонованих параметрах при бурінні у межах Жуківської нафто-газоконденсатної площі.

У процесі проектування проводилися: літературні дослідження; аналіз шкідливих і небезпечних факторів і заходів для їхнього попередження.

ABSTRACT

Explanatory note: 82 pages, 12 tables, 11 figures, 16 sources.

ZHUKIVSKY OIL AND GAS CONDENSATE AREA, DRILLING, PARAMETERS, CHILL, DRILLING RIG

The actuality of the work is the need to assess the reserves of minerals within the within the Zhukivsky oil and gas condensate field.

Purpose: to develop a project for drilling a well at the Zhukivsky oil and gas condensate field.

Objectives: to design the parameters of drilling a well at the within the Zhukivsky oil and gas condensate field.

The subject of the study is the reserves of minerals within the Zhukivsky oil and gas field, the object of the study is the methodology for calculating the parameters of drilling wells and technical means that allow its use. Innovation is in the calculated parameters of drilling wells for minerals within the Zhukivsky oil and gas condensate field.

Innovation is in the calculated parameters of drilling wells for minerals within the Zhukivsky oil and gas condensate field.

The practical significance the technology of drilling an production well for the conditions of the Zhukivsky oil and gas condensate field was developed: the analysis of the geological structure and characteristics of productive horizons was performed; the construction of the well is substantiated; real substantiation of drilling equipment; rock-destroying tool, well fastening technology are substantiated. The issues of subsoil and environmental protection have been developed.

The practical parameter is the use of the proposed when drilling the Zhukivsky oil and gas condensate field.

In the design process were conducted: literature research; analysis of harmful and dangerous factors and measures to prevent them.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧНА ЧАСТИНА.....	14
1.1 Загальні відомості про район робіт	14
1.2 Коротка геологічна характеристика району робіт	14
1.3.2 Тектоніка.....	21
1.3.3 Нафтогазоносність.....	21
1.3.4 Обґрунтування першочергових геологічних задач	23
Висновки по першому розділу.....	25
РОЗДІЛ 2 ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	26
2.1 Вибір і обґрунтування способу буріння	26
2.2 Обґрунтування способу входження в продуктивний поклад.....	26
2.3 Вибір конструкції свердловини	28
2.4 Вибір промивального реагенту буріння свердловини і розкриття пласта	29
2.5 Техніка буріння.....	32
2.5.1 Визначення максимальної маси бурильної колони	32
2.5.2 Бурове устаткування	33
2.6 Вибір противикідного облданння	40
2.7 Технологія буріння	42
2.7.1 Розрахунок технологічного режиму буріння	42
2.7.2 Розрахунок осьового навантаження на долото	42
2.7.3 Розрахунок частоти обертання долота	43
2.7.4 Розрахунок кількості промивальної рідини	44
2.7.5 Технологія буріння свердловини.....	44
2.8 Цементування свердловини	45
2.8.1 Розрахунок об'єму цементного розчину.....	46
2.8.2 Розрахунок кількості сухого цементу	47
2.8.3 Розрахунок кількості води	49
2.8.4 Розрахунок кількості продавочної рідини	49
2.8.5 Розрахунок тиску при закачуванні	50
2.8.6 Розрахунок кількості цементованих агрегатів.....	51
2.8.7 Розрахунок продуктивності цементування.....	52
2.8.8 Розрахунок кількості цементозмішуючих машин	53
2.8.9 Цементуюче устаткування	55

2.9 Попередження газопроявлення.....	57
2.10 Випробування колон на герметичність	59
2.11 Освоєння свердловини	60
Висновки по другому розділу	62
РОЗДІЛ 3 ОХОРОНА ПРАЦІ	63
3.1 Аналіз потенціальних шкідливих та небезпечних факторів запроектованих робіт.....	63
3.2 Виробнича санітарія та гігієна труда.....	64
3.3 Техніка безпеки при виконанні робіт	66
3.4 Протипожежна профілактика	68
3.5 Безпека в надзвичайних ситуаціях.....	70
Висновки за третім розділом	72
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	73
4.1 Охорона атмосферного повітря	73
4.2 Охорона водного середовища	74
4.3 Охорона земель, лісів, флори та фауни	74
4.4 Рекультивація землі на площадці бурової.....	75
4.5 Охорона надр	76
4.6 Утилізація промстоків в процесі розробки родовища	78
Висновки по четвертому розділу.....	78
ВИСНОВКИ.....	79
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	80
ДОДАТОК А.....	82
Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи	82

ВСТУП

Україна сьогодні як ніколи потребує ефективних кроків щодо нарощування ресурсного потенціалу вуглеводнів (ВВ) і видобутку нафти та газу для забезпечення власних потреб і зміцнення енергонезалежності держави.

Позитивні зміни законодавчої бази надрокористування та інвестиційного клімату останніх років привели до зупинки падіння і до поступового нарощування видобутку природного газу. Найбільш інтенсивного поширення набули заходи «швидкого успіху» - робота з діючим фондом свердловин: гідророзриви пластів (ГРП) та інтенсифікація; капітальні ремонтні і відновлювальні роботи у свердловинах. Однак ефект цих заходів спостерігається здебільшого тільки в короткотерміновій перспективі.

Більш повільними темпами просуваються роботи з буріння нових свердловин, приросту запасів та нарощування видобутку ВВ на нових перспективних площах. Незважаючи на те, що результати геологорозвідувальних робіт (ГРР) і пошукового буріння на нових перспективних об'єктах дали би змогу суттєво наростити запаси ВВ та обсяги видобутку газу, вони потребують часу (у середньому 5-7 років) та значних інвестицій в умовах високого ризику капіталу. Останньому сьогодні не сприяє ні недосконале регуляторне законодавство, ні наявний інвестиційний клімат.

Нові, «трендові» напрями, зокрема Shale gas, не дістали широкого розвитку в Україні. Якщо не торкатися екологічних проблем, то головними перешкодами для їх реалізації гравцями міжнародного рівня стали нестабільне політичне становище та пов'язані з ним ризики капіталу. Для українських компаній, серед іншого, - ще і значні обсяги необхідних інвестицій, відсутність технологій і досвіду робіт. Суттєве нарощування видобутку, ймовірно, може бути здійснено з об'єктів типу Tight gas, оскільки такого роду об'єкти є на більшості діючих родовищ і з ними пов'язані значні нерозроблені запаси газу. Водночас така робота потребує часу, коштів та відповідних технологій, а також уміння їх використовувати в конкретних геологічних умовах. Таким чином, якщо продовжувати рухатися екстенсивним шляхом розвитку, ми приречені постійно наздоганяти наші державні завдання в

намаганні стати енергетично незалежними та покривати потреби у нафті та газі власним видобутком. Реальність у загальнодержавному вимірі така, що, незважаючи на всі потуги вітчизняних видобувних і сервісних компаній перейти до інтенсивного типу розвитку, нафтогазовий бізнес продовжує рухатися переважно екстенсивним шляхом. Такий поступ, на жаль, не відповідає вимогам часу і не забезпечує швидкого зростання темпів видобутку ВВ загалом для країни. Інтенсивний шлях розвитку насамперед передбачає широке використання більш ефективних і якісно досконалих факторів виробництва за рахунок застосування більш сучасної техніки, передових технологій, досягнень науки, організації виробництва і підвищення професійного рівня фахівців.

«ДТЕК Нафтогаз» розробляє два родовища в Полтавській області. Мачухське газоконденсатне родовище - унікальне за своєю складністю родовище в Україні. Воно характеризується великими глибинами, надвисокими пластовими тисками і температурами. Це тріщинні колектори. Пошуково-розвідувальне буріння на цьому родовищі почалося у 80-х рр. минулого сторіччя, але тоді жодну свердловину з п'яти пробурених так і не вдалося ввести в експлуатацію. Семиренківське родовище - це традиційний теригенний колектор. Однак під час проведення бурових робіт стало очевидно, що родовище набагато складніше, ніж раніше припускали геологи. Під час буріння нових свердловин водоносні ділянки були виявлені в центрі родовища, пластові поклади перетворювалися в лінзовидні об'єкти. «ДТЕК Нафтогаз» розробив комплексний підхід до освоєння ресурсного потенціалу цих родовищ із залученням нових технологій в геології, бурінні, розробці родовищ, оптимізації роботи свердловинного фонду й інтенсифікації видобутку, в інфраструктурних проектах і впровадженні ІТ-технологій в усі сфери виробничої діяльності (рис. 1.1).

Для подальшого освоєння запасів і ресурсного потенціалу ВВ діючих родовищ потрібні були нові підходи до моделювання їх геологічної будови та процесів розробки. А саме, створення постійно діючих геолого-технологічних моделей (ПДГТМ) родовищ з інтерактивними базами даних, які формуються в режимі реального часу за алгоритмом «пласт - свердловина - родовище - об'єкти наземної інфраструктури - трубопровід». Застосування цього підходу дало змогу

оптимізувати процеси дренування запасів покладів ВВ, роботу свердловинного фонду і наростити обсяги видобутку газу без буріння додаткових свердловин. Моделі родовищ стали інструментом прийняття управлінських рішень щодо буріння, оптимізації видобутку, інфраструктурних об'єктів.

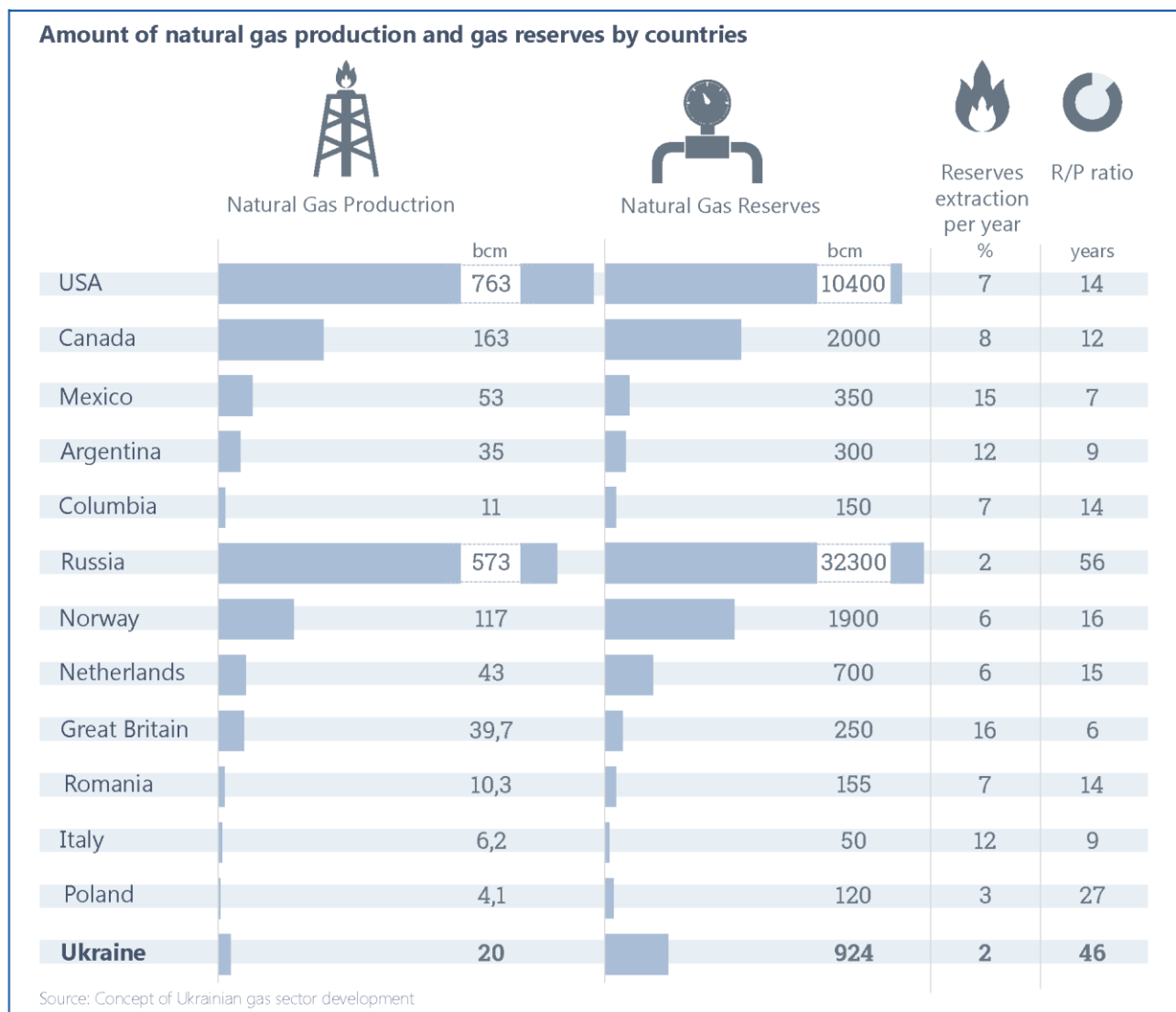
Таблиця 1.1 - Стан ресурсної бази нафтогазовидобувних регіонів України

Регіон	Початкові потенційні ресурси вільного газу, млрд м ³	Ступінь реалізації початкових потенційних ресурсів вільного газу, %	Потенціал для нарощування видобутку і приросту запасів	
			Запаси, ресурси	Всього, млрд м ³
Східний	4236,4	41	Запаси кат. C1+C2	727
			Ресурси кат. C3+Д1+Д2	1766
Західний	817,5	38	Запаси кат. C2	111
			Ресурси кат. C3+Д1+Д2	397
Південний	1993,8	2	Запаси кат. C2	68
			Ресурси кат. C3+Д1+Д2	1888,0

Особливо важливим для українських газовидобувних компаній сьогодні є нарощування ресурсного потенціалу. Приріст запасів - це основа майбутнього розвитку, без якої важко утримувати досягнуті темпи видобутку і збільшувати їх. В Україні зараз обмежена кількість ліцензійних ділянок, збільшується частка важковидобувних запасів. Тому важливо шукати нові перспективні об'єкти. Нові технології геологорозвідки, використані на Мачухському родовищі «ДТЕК Нафтогаз», дали змогу виокремити низку нетрадиційних об'єктів пошуку: русла річок, прибережні й авандельтові піщані тіла (рис. 1.4). Частина з них підтверджена

розвідувальними свердловинами, якими розкриті їх окраїнні частини. Це досить значні ресурси для невеликої ліцензійної ділянки площею 18 км². Дорозвідка Семиренківського родовища показала, що навколо нього є перспективні зони, пов'язані з глибокозалягаючими горизонтами карбону і девону, а також низка нових об'єктів.

Таблиця 1.2 - Частка видобувних запасів у світі



Більше двох років тому «ДТЕК Нафтогаз» пробури́в і ввів в експлуатацію одну з найглибших продуктивних свердловин у Європі - св. 17 Семиренківського родовища, в якій із глибини 6750 м отримано промисловий приплив газу. Раніше багато фахівців стверджували, що на такій глибині не може бути колектора. Однак зараз, на думку вчених, на таких глибинах зосереджена половина ресурсного

потенціалу основного видобувного регіону нашої країни (рис. 5). У результаті комплексних геолого-геофізичних досліджень, які включали широкою-зимутальну тривимірну сейсморозвідку, відбір і дослідження керну, високотехнологічні промислово-геофізичні роботи та аналіз даних глибокого буріння, тільки цієї свердловиною було наращено понад 2 млрд м³ запасів газу категорії С1 і понад 4 млрд м³ газу категорії С2. Виходячи з отриманих результатів і аналізу інших аналогічних об'єктів, може йтися про відкриття під діючими родовищами в приосьовій частині Дніпровсько-Донецької западини нових покладів ВВ з економічно рентабельними для освоєння запасами газу, співрозмірними за обсягами з основними об'єктами експлуатації, як це має місце в інших нафтогазових регіонах світу. Таким чином, буріння глибоких свердловин також дає змогу наростити ресурсний потенціал родовищ.

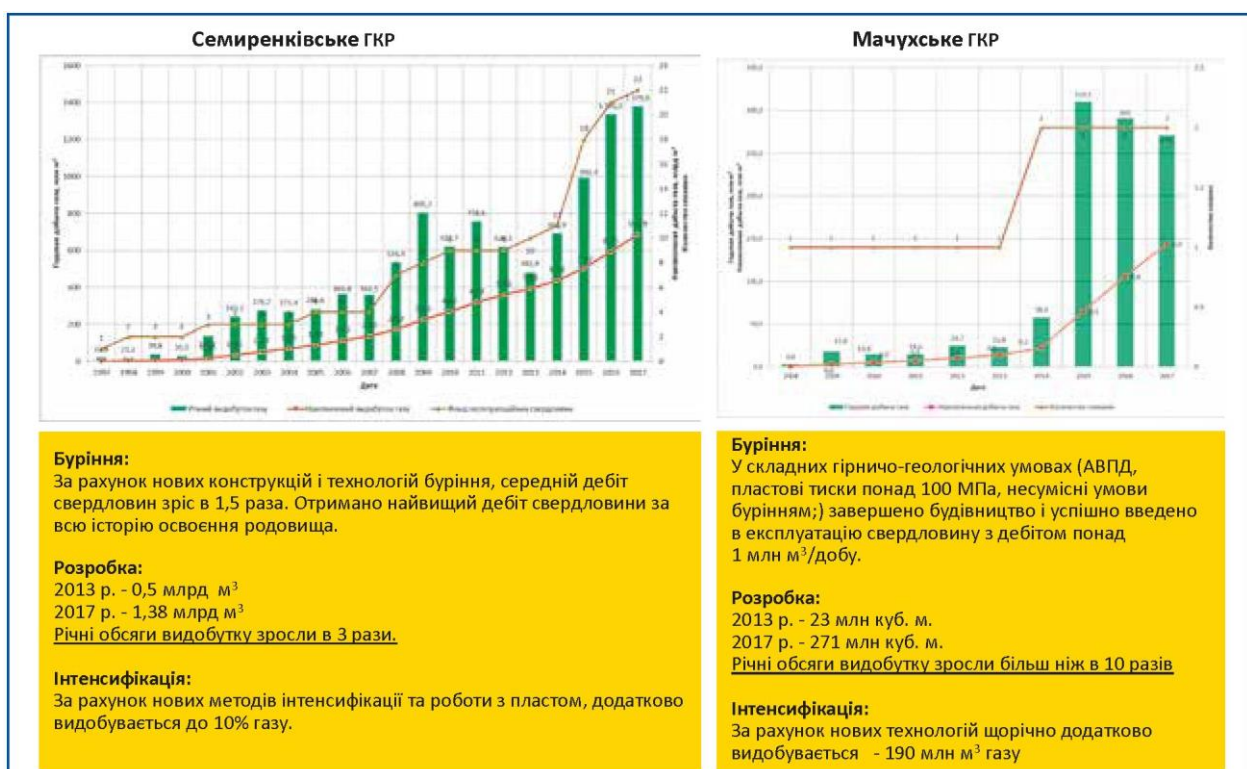


Рисунок 1.1 – Динаміка розробки нафтогазових активів

До досліджень і розроблення виробничих програм були залучені як українські, так і зарубіжні наукові організації, приватні експерти, установи світового рівня, які мають досвід роботи з такого роду об'єктами. Наприклад, з огляду на великі глибини

(5,5-6,5 км) і вторинну природу колекторів важливим стає завдання вивчення пустотного простору і зон розущільнення порід як резервуарів скупчень природного газу. У вітчизняних лабораторіях та зарубіжних дослідницьких центрах проводяться комплексні дослідження пустотного простору тріщинно-порових колекторів на кернах (комп'ютерна томографія, дослідження фільтраційних властивостей і шляхів руху пластових флюїдів в умовах, наближених до пластових, з моделюванням гірничих тисків). Для прогнозу систем тріщин і їх азимутального розвитку використані, поряд із традиційними, сучасні технології аналізу анізотропії породних масивів К8-360,

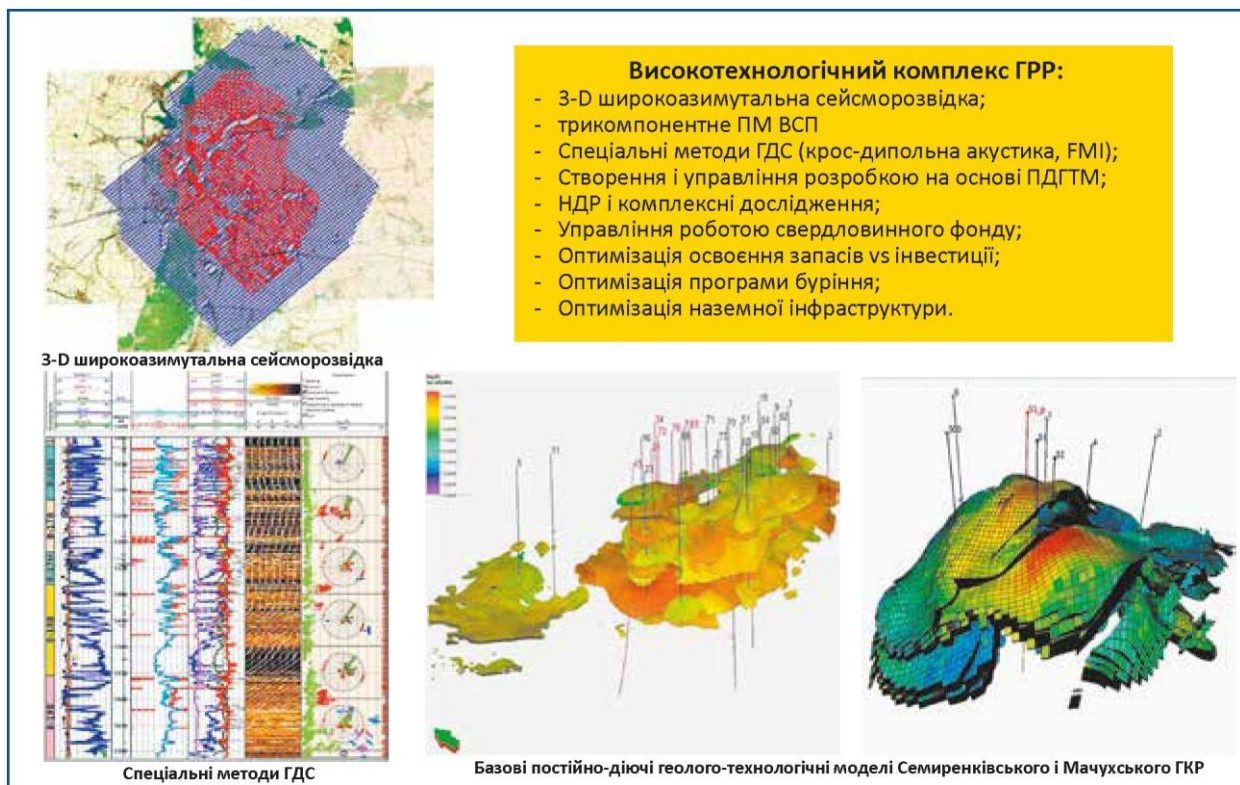
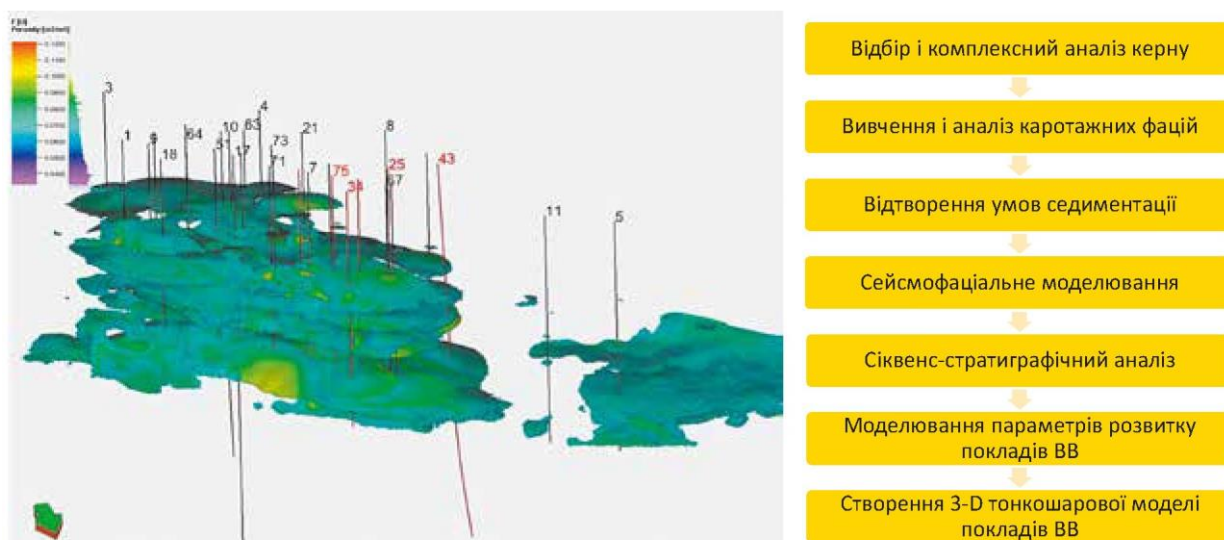


Рисунок 1.2 - Ключові фактори виявлення, оцінки й ефективного освоєння ресурсного потенціалу нафтогазових активів

Реалізація програм геологорозвідувальних робіт і пошукового буріння вимагає значних інвестиційних затрат. Оптимізація бурових програм і процесів освоєння родовищ дає змогу скоротити обсяги інвестицій, а частину вивільнених коштів спрямувати на впровадження нових технологій і геологорозвідку. Так, застосування такого комплексного підходу дало змогу оптимізувати програму освоєння

Мачухського родовища, скоротивши обсяги буріння з 8 до 4 свердловин глибиною понад 6000 м, зберігши при цьому темпи та обсяги видобутку газу. Це дало змогу зменшити обсяги інвестицій у розробку родовища, знизивши їх до 80 млн дол. США. Оптимізація програм буріння та будівництва і роботи наземних інфраструктурних об'єктів також дали змогу на третину скоротити інвестиції в розробку родовища. За результатами оптимізації для ефективного й економічно рентабельного вилучення запасів родовища досить 25 свердловин замість 41, як проектувалося раніше. При цьому використання технологій прогнозу параметрів пласта в комплексі з новими підходами до технологій буріння, облаштування вибоїв свердловин та їх освоєння дало змогу суттєво (на 30-40%) підвищити їх середній дебіт.



Результати

- 21 об'єкт експлуатації у чотирьох горизонтах. Було 8 об'єктів експлуатації.
- Багато ГВК і зон літологічного виклинювання покладів в межах одного об'єкту експлуатації, включаючи центральну частину родовища, котра вважалася однорідною за параметрами і газонасиченням пласта.
- Зміни по запасах. Збільшення доказаних запасів на 15-20% за рахунок уточнення геометрії і параметрів покладів та прогнозу розвитку кумулятивних піщаних тіл.
- Оптимізація програми буріння з врахуванням результатів моделювання динаміки розробки та особливостей дренавання запасів.
- Зниження ризиків буріння низькодебітних і «сухих» свердловин за даними багатоваріантних прогнозів параметрів пласта.

Рисунок 1.3 - Комплексний науково-виробничий підхід до оптимізації освоєння запасів

Досягнуті темпи розробки основних об'єктів експлуатації становлять 10-16% від їх поточних запасів та будуть збільшені після завершення програми буріння в 2018-2019 рр. дев'яти нових свердловин глибинами від 5500 до 6200 м до рівня 16-19%.

РОЗДІЛ 1 ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Загальні відомості про район робіт

В адміністративному відношенні Жуківська площа розташована в межах Полтавського району Полтавської області. Обласний центр – м. Полтава знаходиться за 9 км на південь від площі. Вид корисної копалини: нафта, газ природний, конденсат. Вид користування надрами та строк, на який надається дозвіл: геологічне вивчення нафтогазоносних надр, у тому числі дослідно-промислова розробка родовищ, з подальшим видобуванням нафти, газу (промислова розробка родовищ), 20 років.

1.2 Коротка геологічна характеристика району робіт

У геологічній будові площі беруть участь породи кристалічного фундаменту, на яких з кутовим і стратиграфічним неузгодженням залягають відклади осадового чохла в складі палеозойського, мезозойського і кайнозойського віків.

Породи фундаменту розкриті майже усіма свердловинами Східно-Харківської і Юліївської площі на глибинах від 3700 м (свр.62, Юліївська пл.) до 4407 м (свр.9, Східно-Харківська пл.). Покрівельна частина кристалічної основи перетворена гіпергенними процесами в кору вивітрювання, товщина якої по площі змінюється від 16 м (свр.12) до 50-85 м (свр.1, 13). В корі вивітрювання виділені: зона каолінізації, зона гідролітизації та зона дезінтеграції. В петрографічному відношенні свердловинами розкриті біотитові плагіограніти, плагіомігатити, амфіболіти. За рахунок процесів гранітизації і мігматизації (східна частина площі) амфіболіти перетворені в діорити і амфібол-біотитові плагіогнейси. Відмічається інтенсивна хлоритизація, карбонатизація, сосюритизація, серитизація, сульфатизація, окварцювання порід, багаточисленні тріщини останніх виповнені піритом, кварцем, кальцитом.

Кам'яновугільні відклади палеозою трансресивно залягають на породах

фундаменту. Девонські і турнейські відклади в умовах борту відсутні. За даними мікрофацій у керні Юліївських і Східно-Харківських свердловин виділена малопотужна пачка порід нижньовізейського під'ярусу, товщина якої змінюється від 20м (свр.103, Юліївська пл.) до 60м (свр.1, 3, 13, 18, Східно-Харківська пл.). Представлені нижньовізейські відклади пісковиками, аргілітами, алевролітами і вапняками. Алевроліти часто вапнисті, глинисті, вапняки глинисті, інколи з конкреціями сидериту. До цієї товщі приурочений нафтогазоносний горизонт В-25-26, продуктивний у свр.13 (Наріжнянська пл.).

У верхньовізейському під'ярусі, за даними мікрофауни, виділені XII і XIIa та XI мікрофауністичні горизонти. У літологічному відношенні це перешарування вапняків, аргілітів, алевролітів, глин і пісковиків. Товщина комплексу по площі змінюється від 200м (свр.62, Юліївська пл.) до 260-264м (свр.1, 2, 16, Східно-Харківська пл.) сягаючи 370м на Шляховій площі (свр.1). До цієї частини візейського розрізу приурочені газонасні горизонти В-20-21, В-19, В-16-18 (свр.13, Наріжнянська пл.).

Серпухівський ярус в обсязі двох під'ярусів розповсюджений на усій території. Нижній під'ярус - теригенна товща складена, в основному, глинами з прошарками алевролітів і пісковиків. Потужність під'ярусу 175м (свр.6, 8, Юліївська пл.) - 236м (свр.1, Східно-Харківська пл.).

Верхньосерпухівський під'ярус складений, в основному, пісковиками з прошарками глин і вапняків. Його товщина по площі змінюється від 260м (свр.2, Східно-Харківська пл.) до 323 м (свр.1, Шляхова пл.), досягаючи 448м в свр.607 Болгарської пл. Газові поклади в цьому комплексі виявлені у піщаних горизонтах С-5, С-7 (свр.1, Східно-Харківська пл.).

Середньокам'яновугільні відклади незгідно перекривають підстилаючі утворення і складені відкладами двох ярусів: башкирського і московського.

Відклади башкирського ярусу складають теригенно-карбонатну товщу, яка представлена алевролітами і аргілітами з прошарками пісковиків і вапняків. Останні в більшості переважають в нижній частині башкирських відкладів. Товщина останніх на площі досліджень змінюється від 490м (свр.8, 105 Юліївська пл.) до 567м

(свр.9, Східно-Харківська пл.) збільшуючись до 625м у свр. 607 Болгарської площі. До нижньої частини башкирських утворень приурочений газоносний горизонт Б-12 (свр.1, Східно-Харківська пл.).

Московські відклади складені пісковиками та глинами з рідкими прошарками вапняків. Товщина цих відкладів 326-390 м (свердловини, відповідно, 6 Юліївська та 4 Східно-Харківська).

Верхньокам'яновугільні відклади літологічно представлені чергуванням алеврито-піщаних пачок з прошарками вапняків. Товщина цих відкладів в межах площі досліджень змінюється від 420м (свр.12 Юліївська пл.) до 590м (свр.16, Східно-Харківська пл.).

Пермську товщу складають відклади картамиської і микитівської світ нижнього відділу. Літологічно вони представлені теригенними і хемогенними породами. В північно-східному напрямку нижньопермські відклади поступово виклинюються і в свердловинах Юліївської площі вони відсутні (за виключенням свр.5 і 6). Товщина комплексу зменшується від 108м (свр.1, Шляхова пл.) до 35м (свр.17, Східно-Харківська пл.).

Мезокайнозойський комплекс порід розповсюджений повсюди і представлений, в основному, теригенною товщею (глини, пісковики з прошарками вапняків, мергелів і пачки крейди). Товщина цих відкладів на площі складає 1740м (свр.17, Східно-Харківська пл.) - 2118 м (свр.607, Болгарська пл.).

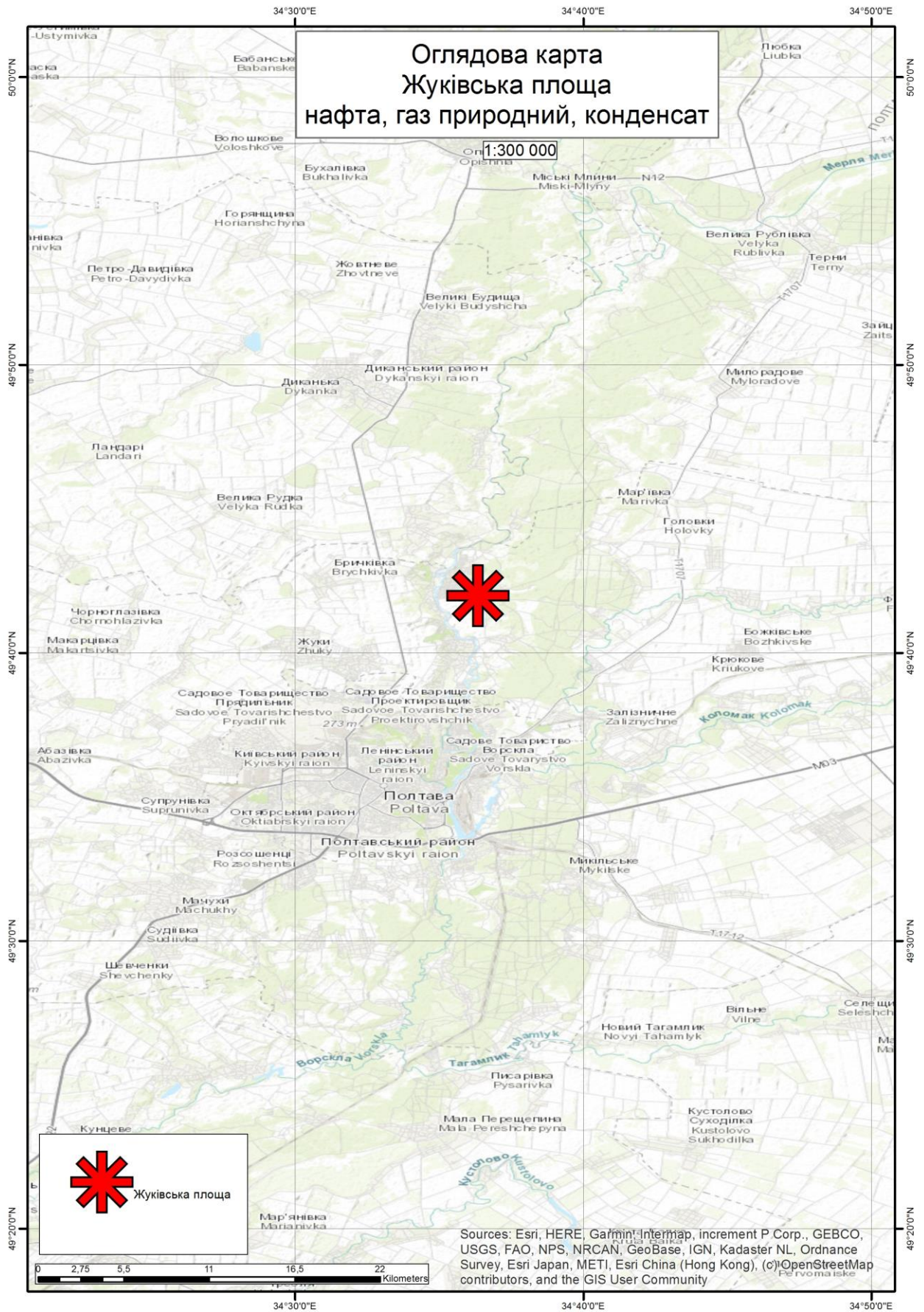


Рисунок 1.4 – Оглядова карта Жуківська площа нафта, газ природний, конденсат -

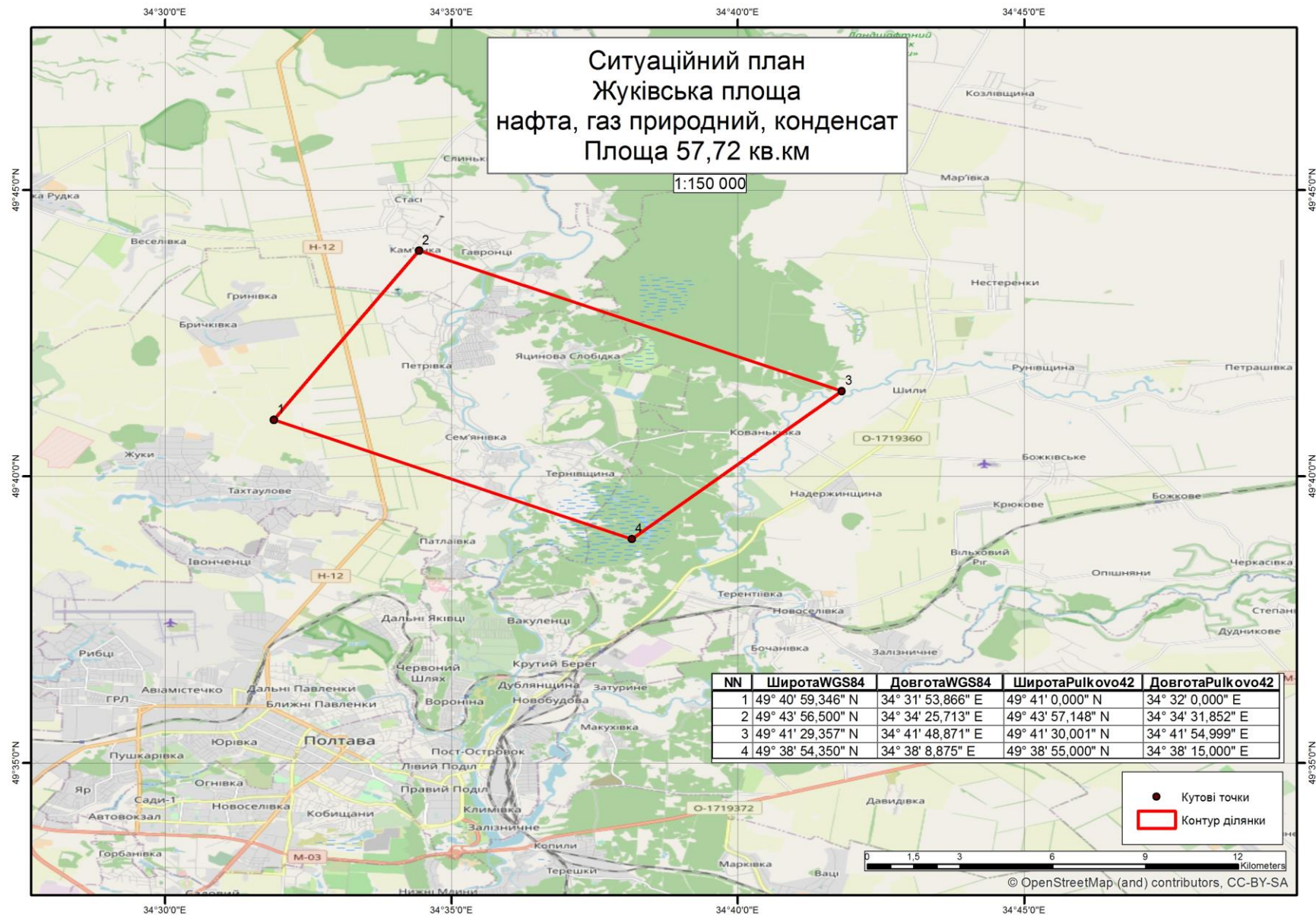


Рисунок 1.5 – Ситуаційний план Жуківська площа нафта, газ природний, конденсат

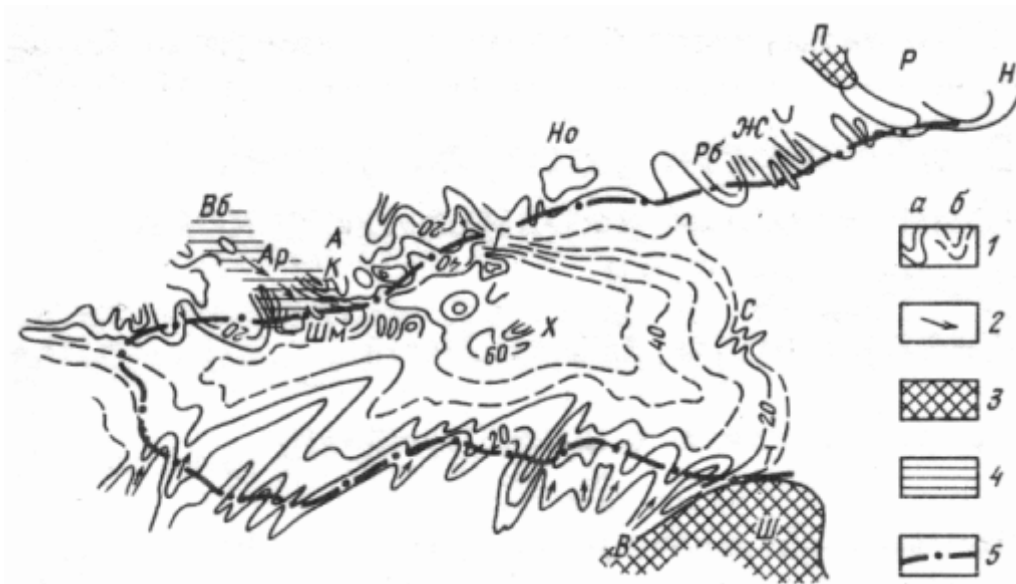


Рисунок 1.6 - Карта ізопакіт піщано-алевритової літофації продуктивного горизонту В-18:

1 - ізопакіти піщано-алевритової літофації (а - встановлені , б - передбачувані), м; 2 - напрям знесення уламкового матеріалу; 3 - відсутність горизонту В- 18 ; 4 - зона злиття горизонтів В- 18 і В- 19 ; 5 - умовна берегова лінія. Площі : П - Прокопенковская , В - Великобогачанського , Ш - Шкурупіївська , Р - Радянская , Т - Тіщенковская , Ж - Журавненський , Н - Наріжнянському , Але - Новотроїцька , Рб - Рибальська , Г - Гадяцька , Х - Харьковцевская , С - Солохівського , А - Анастасєвская , К - Коржевская , ШМ - Шумська , Ар - Артюховський , Вб - Великобубновская

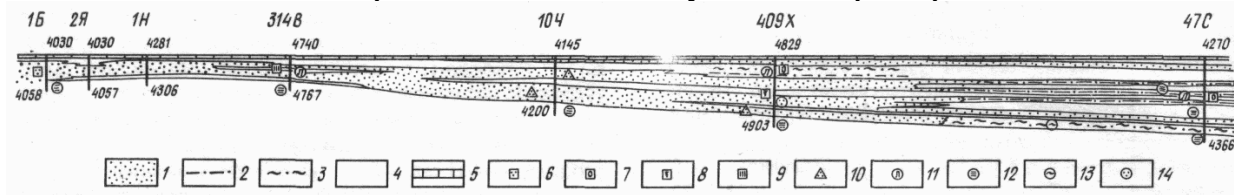


Рисунок 1.7 - Продольний палеогеологічний профіль продуктивного горизонту В-18:

1 - пісковики, 2 - алевроліти, 3 - алевро, 4 - глини, 5 - вапняки; фації: б - алювіальні, 7 - озерні, 8 - болотні, 9 - заболоченій прибережно-морської рівнини, 10 - піщаної проксимальної авандельти, 11 - лагунні, 12 - глинистих опадів шельфу, 13 - алевро шельфу, 14 - прибережно-морські пісковики; свердловини: 1Б - Бережковській, 2Я - Ярошевська, 1Н - Никонівський, 314В - Волошковская, 10Ч - Чижевська, 409Х - Харьковцевская, 47С - Солохівського

Таблиця 1.3 - Глибини залягання підшов стратиграфічних горизонтів , розкритих пробуреними свердловинами

№ свр.	Альтит. ротора	Q+N+P	K	I	T	P ₁	C ₃	C _{2m}	C _{2в}	C _{1s2}	C _{1s1}	C _{1v2}	C _{1v1}	D _{3fr}	P _с
Східно-Харківська площа															
1	182,4	265	1057	1557	1878	1960	2538	2913	3390	3675	3911	4175	4235	4290*	
2	191,6	265	1075	1585	1890	1973	2542	2920	3430	3690	3918	4182	4234	4265*	
3	199,1	270	1055	1560	1858	1915	2495	2870	3415	3725	3930	4145	4204	4240*	
4	191,3	260	1055	1562	1890	1896	2495	2885	3432	3701	3933	4160	4217	4250*	
5	204,6	270	1042	1560	1797	1830	2440	2820	3363	3680	3890	4085	4102*		
6	184,7	265	1065	1590	1965	2050	2555	2935	3510	3745	4020	4300	4337	4748	4801*
9	190,2	273	1085	1590	1950	2040	2593	2933	3500	3820	4050	4313	4407	4430*	
12	212,1	280	1038	1543	1770	1832	2400	2772	3280	3574	3790	4000	4045	4400*	
13	210,5	270	1032	1513	1770	1830	2387	2758	3281	3590	3798	3958	4017	4300*	
14	209,4	285	1038	1560	1780	1885	2412	2795	3331	3645	3845	4080	4130	4300*	
16	200,2	н/к	1013	1553	1820	1885	2475	2855	3399	3727	3940	4200	4236	4276*	
17	200,4	280	1020	1495	1740	1775	2337	2705	3228	3540	3745	3960	4012	4030*	
18	209,7	270	1065	1570	1885	1955	2535	2902	3437	3725	3937	4205	4265	4365*	
Юлівська площа															
6	152,9	215	975	1470	1715	1806	2315	2641	3070	3285	3460	3683	3726	3750*	
8	181,0	220	1010	1475	1750	-	2277	2523	3013	3280	3455	3673	3707	4200*	
12	189,6	240	990	1500	1783	-	2245	2600	3095	3370	3557	3785	3835	4000*	
23	186,9	225	990	1494	1780	-	2250	2618	3023	3307	3484	3703	3745	3807*	
27	194,8	1000	1508	1795	-	2338	2730	3084	3380	3560	3770	3828	3850*		
62	193,5	2253	2593	3082	3305	3460	3660	3700	3760*						
103	183,0	1000	1482	1752	-	2272	2528	3015	3280	3460	3684	3704	3750*		
105	169,2	977	1464	1745	-	2165	2510	3000	3272	3448	3669	3702	3750*		
110	185,9	2303	2640	3077	3364	3546	3752*								
111	191,2	1000	1504	1791	-	2285	2686	3057	3350	3528	3744	3783	3850*		
112	199,5	1798	-	2290	2690	3070	3360	3538	3759	3786	3800*				
Болгарська площа															
607	196,8	287	1147	1674	2118	2222	2801	3197	3822	4270	4662	5002*			

Примітки: 1. 4286* - вибій свердловини;

2. Стратиграфічне розчленування розрізів свердловин приведено за даними ДГП "Полтаванафтогазгеологія".

1.3.2 Тектоніка

В тектонічному відношенні площа робіт розташована в межах північного борту ДДЗ на південний захід від Юліївського нафтогазоконденсатного родовища. В гравітаційному полі площі фіксуються частини двох великих регіональних аномалій - Огульцівського максимуму та протяжної Сковородниківської зони мінімумів. Ці регіональні гравітаційні аномалії відповідають двом великим структурним елементам докембрійського фундаменту: Огульцівській синформі та зоні Сковородниківського глибинного розлому. Глибина залягання фундаменту в межах площі змінюється від 3700 м до 4407 м та 4540м.

На фундаменті моноклінально залягає осадова товща, яка, в міру заглиблення в сторону грабену, поступово збільшує свою товщину за рахунок появи у розрізі окремих стратиграфічних горизонтів і цілих комплексів.

Важливу роль у формуванні тектонічних особливостей борту відіграють поздовжні незгідні порушення, з якими генетично пов'язані антиклінальні зони підняття.

Структурна зона простежується в межах площі робіт і по відкладах нижнього карбону (відбив.гориз. $V_{вз-п}$) і за даними попередніх робіт являє собою ланцюжок малоамплітудних напівзамкнених складок (Наріжнянська, Рогівська, Шилівська, Бурівська та Огульцівська), приурочених до горстоподібного блоку фундаменту і обмежених з півночі незгідним субширотним скидом, амплітуда якого змінюється від 25 до 100м.

Північно-східні крила складок відсутні, зрізані скидом, а південно-західні протяжні, плавно переходять в монокліналь. Південно-західні крила структур ускладнені субширотним розломом, амплітудою 100м. У свою чергу, вся зона розбита поперечними скидами різних амплітуд на окремі блоки, в межах яких локалізуються склепіння складок.

1.3.3 Нафтогазоносність

ГКР відкрито в 1984 році, коли при випробуванні свердловини 1 з відкладів серпухівського ярусу (прод.гориз. С-7, інт. 3573-3582 м) було одержано приплив газу 59,3 тис.м³/добу через діафрагму діаметром 6 мм. Крім серпухівських відкладів, в свердловині 1 було отримано промислові припливи газу із башкирських утворень (прод.гориз. Б-12-10, інт. 3359-3378м). Дебіт газу склав $Q=165$ тис.м³/добу. Всього на родовищі пробурено чотири пошукових і розвідувальних свердловини. Промислово газonosними є теригенні відклади башкирського (гориз. Б-12) і серпухівського (С-5, С-7) ярусів. Поклади вуглеводнів пластові склепінні тектонічно екрановані.

В апікальній частині Огульцівського склепіння пробурено свердловину 13, при випробуванні якої з кори вивітрювання фундаменту (інт.4020-4041м) отримано приплив газу дебітом 110,8 тис.м³/добу через штуцер, діаметром 6 мм. Крім того, даною свердловиною виявлені поклади газу у візейських горизонтах В-16-В-18, В-19, В-20. У 1989 році Огульцівське ГКР включено до Державного балансу. Поклади вуглеводнів пов'язані з пластовими тектонічно екранованими та літологічно обмеженими пастками. Колекторами є пісковики з невисокими ємкісними властивостями.

Таблиця 1.4 - Характеристика розвіданих родовищ і проявлень нафти та газу

№ свр.	Продуктивні горизонти	Інтервал глибин	Корисні копалини або результати досліджень
1	Б-10-12	3359 - 3378	Q165 тис.м ³ /д.
	С-5	3505 - 3528	Q273 тис.м ³ /д.
	С-6-7	3573 - 3582	Q250 тис.м ³ /д.
5	В -10	3697 - 3699	Q26 тис.м ³ /д.
13	В - 18 -19	3876 - 3900	Q128,1 тис.м ³ /д. ; Q17 м ³ /д.
	В - 20 - 21	3912 - 3921	Q64,7 тис.м ³ /д.; Q55,5 м ³ /д.
	В - 20 - 22	3932 - 4012	Q _г = 76,6 тис.м ³ /д., ВПТ
	РЄ	4020 - 4041	Q110,8 тис.м ³ /д.

В 1985-1986 рр. в межах Бурівської складки пробурена свердловина 5, при випробуванні якої із горизонту В-18-19 (інт.4050-4071м) отримано непромисловий приплив газу, дебітом $Q=12,9$ тис.м³/добу, а із горизонту С-20 (В-10) (інт.3694-3699 м) стався газовий викид з високим початковим дебітом, який через кілька діб різко знизився. Після того, як свердловина була задавлена, а інтервал достріляний, дебіт став $Q = 26$ тис.м³/добу. При випробуванні пісковиків горизонту С-9 (інт.3676-3679м) разом з горизонтом С-20 отримано слабкий приплив газу дебітом $Q_{г} = 608$ м³/добу. Після інтенсифікації - $Q_{г} = 18,5$ м³/добу. Поклад горизонту С-20 літологічно обмежений.

В 1990-1991рр. північно-східніше від свердловини 5 в зануреному блоці пробурена пошукова свердловина 14. При випробуванні свердловини за допомогою ВПТ із інтервалу 4158-4274 м (РЄ) - отримано слабкий приплив води; із інтервалу 4270-4300м (РЄ) - пластова вода з розчиненим газом; із інтервалу 4039-4038 м (В-18-19) - отримано непромисловий приплив газу, дебітом $Q_{г} = 11,6$ м³/добу.

1.3.4 Обґрунтування першочергових геологічних задач

Східно-Харківська площа в тектонічному відношенні знаходиться в межах північного борту ДДЗ. Тут на фоні регіонального занурення шарів осадового чохла на південний захід виділяється Наріжнянсько-Огульцівська антиклінальна зона структур, яка простежується з північного заходу на південний схід.

Наріжнянська структура була виявлена у відкладах карбону (відбивальні горизонти $V_{в2}$ і $V_{б2}$) в 1979 році тематичними дослідженнями. В 1981р була вивчена її геологічна будова по верхньовізейських (відбивальний горизонт $V_{в2}$) та башкирських відкладах (відбивальний горизонт $V_{б2}$). В результаті цих досліджень Наріжнянська структура була підготовлена до пошукового буріння.

По мірі розбурювання структурної зони виконувались тематичні перегляди сейсмічного матеріалу в 1984-1995рр. , в результаті яких була уточнена геологічна будова підняття, виділені нові порушення.

Останніми сейсморозвідувальними роботами МСГТ, які проводились на площі, були дослідження с.п.31-34-40/92, які уточнили її геологічну будову. В межах південно-західних крил, Рогівської структур виділено субширотне згідне порушення амплітудою близько 100 м.

Зона антиклінальних структур по відкладах нижнього карбону (відбивальний горизонт $V_{вз-п}$) представляє собою ланцюжок малоамплітудних напівзамкнених складок приурочених до горстоподібного блоку фундаменту і обмежених з півночі незгідним скидом, амплітуда якого змінюється від 25 до 100м .

Північно-східні крила складок відсутні, зрізані незгідним скидом, а південно-західні протяжні, плавно переходять в монокліналь. Південно-західні крила Наріжнянської та Рогівської структур ускладнені субширотним розломом, амплітудою 100м. У свою чергу, вся зона розбита поперечними порушеннями різних амплітуд на окремі блоки.

Пошуково-розвідувальне буріння на площі було розпочате в 1982р. Свердловина 1 пробурена в склепінній частині складки. В результаті її випробування отримано промислові припливи газу з теригенних відкладів башкирського (продуктивний горизонт Б-12) і серпухівського (продуктивні горизонти С-5, С-7) ярусів. Поклади вуглеводнів пластові, склепінні, тектонічно екрановані.

Буріння наступних свердловин (свр. 2, 4) не дало позитивних результатів. У свердловині 2, пробуреній в межах західної перикліналі Наріжнянського підняття, основні продуктивні горизонти Б-12, С-5, С-6-7 виявилися обводненими.

При випробуванні горизонту В-10 (С1s1) стався газовий викид, після його ліквідації дебіт газу значно зменшився і становив 26 тис.м³/д на 10мм

штуцері. Очевидно, поклади горизонту В-10 літологічно обмежені.

В результаті буріння свердловини 13 в присклепінній частині Огульцівського підняття встановлена відсутність продуктивних горизонтів в башкирських і серпухівських відкладах і отримані промислові припливи газу та конденсату із верхньовізейських відкладів (продуктивні горизонти В-16 та В-20-22).

Результати пошукового буріння свідчать про складну геологічну будову зони структур, про різку зміну колекторських властивостей продуктивних горизонтів по площі.

Не виключено, що більшість свердловин пробурені в неоптимальних умовах. Тому важливим завданням даних робіт буде уточнення геологічної будови даної зони, особливо траси незгідного скиду, який екранує поклади в межах структурної зони та визначення характеру зчленування структур.

Висновки по першому розділу

У розділі було розглянуто загальні відомості про район робіт, геологічна будова ділянки, геологічна характеристика (ступінь геологічного вивчення та освоєння об'єкта надрокористування тощо), гірничо-геологічні умови родовища та приведено очікувані результати проведення робіт.

РОЗДІЛ 2 ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Вибір і обґрунтування способу буріння

Вибір найбільш ефективного способу буріння обумовлений завданнями, які мають бути вирішені при розробці або вдосконаленні технології буріння в конкретних геолого-технічних умовах.

При бурінні нафтових і газових свердловин отримали поширення способи буріння : роторний, гідравлічними забійними двигунами і буріння електробурами. Буріння проектної свердловини робитиметься роторним способом.

Ділянку набору кривизни і стабілізації кута викривлення передбачено бурити із застосуванням гвинтових забійних двигунів.

2.2 Обґрунтування способу входження в продуктивний поклад

Під способом входження в пласт розуміється послідовність операцій розбурювання і кріплення безпосередньо продуктивного покладу.

Продуктивний пласт розкривають по усій товщині, перекривають експлуатаційною колоною з подальшим цементуванням і перфорацією.

Приведена конструкція забою свердловини забезпечує надійніше кріплення забою і збереження діаметру свердловини. У цьому варіанті обсадна колона із заздалегідь приготованими отворами в нижній частині встановлюється в нижній частині продуктивного пласта. Після цього експлуатаційна колона повністю цементується. Цементується так само інтервал продуктивного пласта. Після твердіння цементного розчину роблять перфорацію в продуктивному інтервалі.

Переваги цієї конструкції :

- найбільш проста технологія закінчення свердловин;
- надійніша ізоляція продуктивного горизонту, чим при конструкції з відкритим забоєм;

- можливість до викриття продуктивних інтервалів;
- збереження стійкості забою свердловини і прохідного перерізу при тривалій експлуатації.

Проте при такій конструкції забою експлуатаційних свердловин призабійна зона продуктивних пластів піддається максимальній дії чинників, що призводять до кольматації і закупорки флюїдонасичених порід і зниження потенційної продуктивності свердловин. Найбільший збиток фільтраційним властивостям порід в призабійній зоні наноситься при первинному розкритті пласта і цементуванні обсадної колони.

Свердловина є довготривалою капітальною спорудою. Конструкція її має бути міцною, забезпечувати герметичність відокремлення усіх проникних пластів, розкриття при бурінні. В той же час, конструкція має бути економною, включати мінімальну кількість обсадних колон.

У зв'язку з тим, що продуктивний пласт складений із слабозцементованого піщанику, відбувається винесення піску з пласта у свердловину. При цьому відбувається руйнування призабійної зони, а також освіта в інтервалі перфорації піщаних пробок, що призводить до зменшення дебіту.

Для запобігання винесенню піску з пласта на забій спускають піщані фільтри різної конструкції. Перевага віддається гравійним фільтрам, які встановлюються усередині перфораційної колони і в інтервалі відкритого продуктивного пласта.

Вони забезпечують технічну політику і задовольняють вимогам безпеки.

Останнім часом, в нових свердловинах, бурові бригади відразу після кріплення свердловини експлуатаційною колоною і перфорації встановлюють фільтр, а в старих свердловинах фільтри встановлюються бригадами капітального ремонту свердловин.

2.3 Вибір конструкції свердловини

Визначаємо конструкцію свердловини виходячи зі значень тиску пласта і тиску гідророзриву порід.

Визначимо щільність промивальної рідини.

Вибираємо промивальну рідину з умови:

$$K_{пл} \cdot K_з \leq \rho_{б.р.отн} \leq K_{зр}/K_з, \quad (2.1)$$

де $\rho_{б.р.отн}$ - відносна щільність бурового розчину (по воді);

$K_з$ – коефіцієнт запасу;

$K_{пл}$ – коефіцієнт тиску пласта;

$K_{зр}$ – коефіцієнт гідророзриву порід, набуваємо мінімального значення.

$$1 \cdot 1.05 \leq \rho_{б.р.отн} \leq 1.64/1.05$$

$$1.05 \leq \rho_{б.р.отн} \leq 1.56$$

Приймаємо щільність бурового розчину рівною 1280 кг/м³.

З вищезгаданого виходить, що кріплення свердловини можна провести тільки однією колоною. Проте застосовується наступна конструкція свердловини:

- Кондуктор D 324 мм спускається на глибину 270 м з метою перекриття верхніх нестійких і поглинаючих порід. Цементується до устя.

- Проміжна колона D 245 мм спускається на глибину 2500 м з метою перекриття надсолевої частини розрізу свердловини та соленосних відкладів нижньої пермі, в якій можливі обвали та осипи порід, звуження ствола, поглинання бурового і тампонажного розчинів; та створення безпечних умов для розкриття високонапірних газоносних горизонтів. Цементується колона до устя.

- Експлуатаційна колона D 140x168 мм спускається на проектну глибину 4300 м для перекриття і випробування газоносних горизонтів. Колона цементується до устя.

Визначимо розміри обсадних колон і доліт

1. Експлуатаційна колона.

Діаметр експлуатаційної колони дає замовник.

У нашому випадку діаметр експлуатаційної колони дорівнює 168.3 мм.

$$D_{\partial} = D_{нк} + 2\Delta = 168.3 + 2 \cdot 20 = 208.3 \text{ мм}$$

де $D_{нк}$ - зовнішній діаметр експлуатаційної колони;

Δ - проміжок між стінкою свердловини і колоною; $\Delta = 10 \div 20 \text{ мм}$.

Вибираємо долото діаметром $D_{д} = 215.9 \text{ мм}$

2. Проміжна колона.

$$D_{вн} \geq D_{\partial} + 2\Delta = 215.9 + 2 \cdot 4 = 223.9 \text{ мм},$$

де $D_{вн}$ - внутрішній діаметр обсадної колони;

Δ - проміжок між долотом і обсадною колоною; $\Delta = 3 \div 5 \text{ мм}$.

Приймаємо колону $D_{нк} = 244.5 \text{ мм}$, $D_{вн} = 224.5 \text{ мм}$, $\delta = 10 \text{ мм}$.

$$D_{\partial} \geq 244.5 + 2 \cdot 20 = 284.5 \text{ мм}; D_{\partial} = 295.3 \text{ мм}.$$

3. Кондуктор.

$$D_{вн} \geq 295.3 + 2 \cdot 4 = 303.3 \text{ мм}.$$

Приймаємо $D_{нк} = 323.9 \text{ мм}$, $D_{вн} = 304.9 \text{ мм}$, $\delta = 9.5 \text{ мм}$.

$$D_{\partial} \geq 323.9 + 2 \cdot 20 = 363.9 \text{ мм}; D_{\partial} = 393.7 \text{ мм}.$$

Результати розрахунків заносимо в табл.2.1.

Таблиця 2.1 - Розміри обсадних колон і доліт

Обсадна колона	$D_{нк}, \text{мм}$	$D_{вн}, \text{мм}$	$\delta, \text{мм}$	$D_{\partial}, \text{мм}$
Кондуктор	323.9	304.9	9.5	393.7
Проміжна	244.5	224.5	10	295.3
Експлуатаційна	168.3			215.9

2.4 Вибір промивального реагенту буріння свердловини і розкриття пласта

Бурові розчини виконують функції, які визначають не лише успішність

і швидкість буріння, але і введення свердловини в експлуатацію з максимальною продуктивністю.

Різновидність літологічного складу порід, їх різні фізико-хімічні властивості вимагають, відповідно, ретельного регулювання структурно-механічних і фільтраційних властивостей промивальної рідини з приміненням ряду хімічних реагентів, глинопорошка, змашуючих добавок.

Для буріння свердловини під 324 мм кондуктор використовується глинистий розчин, оброблений графітом, ВЛР. Перед початком буріння заготовляється глинистий розчин із бентонітового порошку і оброблюється ВЛР для придання йому необхідних параметрів. Заготовлений розчин служить початком поступового нагромадження його як за рахунок приготування і самозамісу (при бурінні глинистих відкладів), так і вводу рідких хім.реагентів. Перехід вибуреної породи до складу твердої фази супроводжується інтенсивним ростом питомої ваги бурового розчину. Для запобігання можливості поглинання, пов'язанного з перевищенням гідростатичного тиску стовпа бурового розчину над пластовим - не допускати збільшення питомої ваги розчину більше $1,12 \text{ г/см}^3$. Зниження питомої ваги проводиться безперервними добавками водного розчину ВЛР при постійному відборі шламу очистними механізмами, при цьому водовіддача не повинна перевищувати $4 - 6 \text{ см}^3/30\text{хв}$.

Буріння під 245 мм проміжну колону проводиться з використанням гуматно-акрилово-калієвого бурового розчину, обробленого глиною бентонітовою (структуро і кіркоутворювач), графітом, лабриколом (мастильні домішки), ГКР (понижувач водовіддачі), КМЦ (стабілізатор), бікарбонат натрію (нейтралізатор цементу і понижувач рН. В зв'язку з наявністю у розрізі потужних глинистих пачок, при бурінні яких утворюється природній розчин, глинопорошок використовується як покращуюча якість добавка.

Таблиця 2.2 - Види можливих ускладнень при бурінні свердловини

Інтервал буріння	Види ускладнень	Рекомендовані параметри бурового розчину						
		У	Т	В	СНС	К	рН	Тв. фаза
0-270	Можливі обвали стінок свердловини, часткове поглинання бурового розчину, звуження ствола.	1,12	60-90	4-6	20/30 25/40	1	8- 9	10- -11
270-2500	Можливі осипання стінок, часткове поглинання бур.р-ну, звуження ствола свердловини, набрякання крейди, сальнікоутворення, утворення виступів і жолобів, каверн та уступів, прихоплення бурильного інструмента.	1,14	40-80	4-6	5/10 10/30	1	8- 9	8- -10
2500-4300	Можливе осипання стінок свердловини, утворення каверн, жолобів, виступів, прихоплення бурильного інструмента, часткове поглинання бурового розчину, газопроявлення з глибини 3400 м	1,16	40- -80	4-6	5/10 10/30	1	8- 9,5	10

При бурінні свердловини під 140x168 мм експлуатаційну колону передбачається використання гуматно-акрилово-калієвого бурового розчину, обробленого глиною бентонітовою (структуро і кіркоутворювач), полібуром, поліпак R, поліпак UL (понижувачі водовіддачі), графітом, лабриколом (мастильні домішки), калієвою сіллю (джерело іонів калію), наповнювачем (проти поглинання), солтексом (інгібітор), бікарбонатом натрію, дефоум або пентакс (піногасник), крейдою (обважнював), нафтою (понижувая липкості кірки. При обробці бурового розчину необхідно дотримуватись рецептури ЛПР.

З метою запобігання можливого забруднення окремих ділянок території бурової, рідкі хім.реагенти потрібно зберігати в спеціальних спорудах і ємностях. Для зберігання сипучих хім.реагентів передбачається спеціально обладнана бетонна площадка й сарай з покриттям.

2.5 Техніка буріння

2.5.1 Визначення максимальної маси бурильної колони

Діаметр бурильних труб повинен складати 60 - 65%, а діаметр ОБТ - 75 - 85% від діаметру долота. Тому при бурінні проектованої свердловини використовуватимуться бурильні труби діаметром 127 мм, а ОБТ - діаметром 229 мм.

Визначимо вагу снаряда по формулі:

$$Q_{кр} = k \cdot \alpha \cdot q \cdot L \cdot (1 - \gamma_{жс}/\gamma_{ст}), \quad (2.2)$$

де k - коефіцієнт, що враховує сили тертя колони бурильних труб стінки свердловини, а також можливі прихвати її породою (при підйомі снаряда $k = 1,25 - 1,5$; при підйомі обсадних труб $k = 1,5 - 2,0$);

α - коефіцієнт, що враховує збільшення ваги труб за рахунок елементів (для муфтово-замкового $\alpha = 1,1$), що сполучають їх;

q - вага 1 м труб, кг;

L - довжина колони труб, м;

$\gamma_{жс}$ - питома вага промивальної рідини, г/см³;

$\gamma_{ст}$ - питома вага матеріалу бурильних труб (для сталі 7,85 г/см³).

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{кр} = 1,25 \cdot 1,1 \cdot 31,9 \cdot 270 \cdot (1 - 1,12/7,85) = 10183,36 \text{ кг} = 10,18 \text{ т.}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{кр} = 1,25 \cdot 1,1 \cdot 31,9 \cdot 2500 \cdot (1 - 1,14/7,85) = 94290,41 \text{ кг} = 94,29 \text{ т.}$$

Для колони діаметром 168 мм:

$$Q_{кр} = 1,25 \cdot 1,1 \cdot 31,9 \cdot 4500 \cdot (1 - 1,16/7,85) = 169722,73 \text{ кг} = 169,72 \text{ т.}$$

Бурильні труби вибираються з врахуванням сортаменту труб, які є в наявності в Хрестищенському ВБР, згідно розрахунку.

Таблиця 2.3 – Компонування бурильної колони

Інтервал буріння	Типорозмір труб	Довж. секції	Вага 1п.м.	Вага секції	Нарост. вага	К-т запасу
0 - 270	ОБТ 203мм	70	0.214	15.0	15.0	-
	ТВПК 127x9.19E	200	0.0321	6,4	21,4	8,7
270 - 2500	ОБТ 203мм	140	0.214	30.0	30.0	-
	ТВПК 127x9.19E	2360	0.0321	76,0	106,0	1,8
2500 - 4300	ОБТ -165мм	250	0.1392	38.0	38.0	-
	ТВПК 127x9.19E	2750	0.0321	88.0	127.0	1.6
	ТВПК 127x9,19	1300	0.0313	41.0	167.0	1.7
	G-105					

2.5.2 Бурове устаткування

Вибір бурової установки

Бурові установки - це комплексні системи, що включають усі основні і допоміжні агрегати і механізми, які потрібні для будівництва свердловини. Експлуатаційні характеристики бурового устаткування і їх конструкція закладаються так, щоб забезпечити оптимальні умови при бурінні свердловин певної глибини установками відповідного класу.

Бурову установку вибирають по її максимальній вантажопідйомності, що обумовлює вагу в повітрі найбільш важкої колони бурильних труб. По номінальній

вантажопідйомності обмежується і допустима вага в повітрі обсадної колони, що спускається в один прийом.

Тип приводу бурової установки вибирається залежно від регіональних умов. Враховуючи досвід робіт в цьому районі, буріння проектованої свердловини здійснюватиметься з використанням приводу від ДВС.

Бурова установка з електричним приводом «Уралмаш 4Э-76» відповідає проектній глибині свердловини 4500 м і максимальному навантаженню на крюку 169,72 т.

Вона призначена для буріння експлуатаційних і розвідувальних свердловин на нафту і газ умовною глибиною 5000 м в умовах помірного клімату, кліматичне виконання «У», категорія І.

Призначення - призначена для буріння експлуатаційних і розвідувальних нафтових і розвідувальних свердловин глибиною до 5000 м.

Технічні характеристики:

Тип	«Уралмаш 4Э-76»
Спосіб буріння	Роторний і турбінний
Умовна глибина буріння при масі 1 м. бурильної колони 30 кг, м.	5000
Оснащення	5x6
Навантаження, що допускається, на крюку в процесі проводки і кріплення свердловини, кН	2250
Діаметр талевого канату, мм	32
Швидкість підйому крюка при ходінні обсадних колон і ліквідації аварій, м/с	0,19
Швидкість руху, що встановився, при підйомі не завантаженого елеватора, м/с	1,58
Потужність на приводному (вхідному) валу підйомного агрегату, кВт	710
Прохідний діаметр столу ротора, мм	560
Потужність на приводному валу ротора, кВт	215

Статичне завантаження, що допускається, на стіл ротора, кН	4000
Момент ротора, кНм	50
Число основних бурових насосів, шт	2
Потужність приводу бурового насоса, кВт	600/530
Найбільший тиск на виході насоса (у маніфольді), МПа	25
Номинальна довжина свічки, м	34
Висота основи (відмітка підлоги бурової), м	6
Частота обертання столу ротора, з (про/мін) :	
мінімальна	0,33(20)
максимальна	3,87(232)
Тиск повітря в пневмосистемі, МПа (кг/см)	0,6(6) - 0,8(8)
Потужність дизель-генераторних установок (не обмежена), кВт	3 x 632
Маса комплекту, т, не більше	170
Навантаження на крюку від маси бурильної колони	
не повинна перевищувати при оснащенні 5 x 6	1450 кН

Склад: На силовій для вишки основі розташована бурова вишка з елементами талевої системи, ротор з пневмоклиннями, буровий ключ АКБ-3М2, лебідка з гідродинамічним гальмом. Привід ротора здійснюється дворядним втулково-роликівим ланцюгом 2ПР-50,8 від бурової лебідки.

У силовому блоці встановлені: коробка зміни передач з карданними валами, силовий електродвигун приводу лебідки СДБО-6000-710 кВт. і два електричні компресори 4ВУ1-5/9, що забезпечують постачання бурової установки стислим повітрям (робочий тиск пневмосистеми 8 кг/см²).

У привишкській споруді на основі встановлені два бурових насоса, кожен з них має індивідуальний електропривод, який здійснюється клиноремінній передачею від електродвигуна СМБО-6000-600/630 кВт.

На окремому фундаменті розміщені дизель-генераторні установки AKSA ACQ 1130 - 3 комплекти, потужністю 824 кВт - кожна, дизельні двигуни Cummins (США), потужністю 956 кВт кожен, генератори Stamford (Великобританія), призначені для живлення електроенергією електродвигунів :(привід ротора і

лебідки, приводи бурових насосів УНБ-600, компресорів і іншого електроустаткування, а також освітлення.

Спосіб монтажу і транспортування: агрегатний, блоковий, універсальним транспортом.

Циркуляційна система ЦС 3Д-76М

Технічна характеристика:

- | | |
|--|-----|
| 1. Корисний об'єм бурового розчину, м ³ | 160 |
| 2. Встановлена потужність електроустаткування, кВт | 60 |
| 3. Кліматичне виконання - У, категорія виробу 1 (при температурі навколишнього повітря від мінус 45° до плюс 45°) по ГОСТ 15150. | |

Склад виробу: блок проміжний - 2шт., блок приймальний - 1шт., блок кінцевий - 1шт., блок БХР з основою, блок розподілпристроїв з шафою управління, кабельною продукцією і електроустаткуванням, світильниками, кнопками управління, блок приготування розчину і хімреагентів БПР-2, комплект майданчиків для обслуговування з перилловими обгороджуваннями.

Спосіб монтажу і транспортування.

Конструкція бурової установки передбачає:

- великоблочне транспортування лебідкового для вишки і навісного блоків на тяжеловозах ТВП-70 і Т-60;
- транспортування середніми блоками на трайлерах і платформах ПП40Бр вантажопідйомністю 40 т;
- агрегатний спосіб перевезення транспортом загального призначення[4].

Вибір насосної установки

Бурові насоси і циркуляційна система виконують наступні функції:

- Нагнітання бурового розчину у бурильну колону для забезпеченні циркуляції у свердловині в процесі буріння і ефективного очищення забою і долота від вибуреної породи, промивання, ліквідації аварій, створення швидкості підйому розчину в затрубному просторі, достатньої для винесення породи на поверхню;

- Підведення долота гідравлічної потужності, що забезпечує високу швидкість витікання (до 180 м/с) розчину з його насадок для часткового руйнування породи і очищення забою від вибурених частинок;

- Підведення енергії до гідравлічного забійного двигуна.

Буровий насос для промивання свердловини в конкретних геологічних умовах вибирається по технологічно необхідній кількості промивальної рідини і тиску, що розвивається при цьому, для подолання втрат натиску в елементах циркуляційної системи бурової.

Необхідну кількість (витрата) промивальної рідини для забезпечення своєчасного і безперебійного винесення шламу із забою по затрубному простору і очищення ствола свердловини з урахуванням втрат тиску, забезпечить нам насос НБТ - 600 - II.

Конструкція трьохпоршневого насоса НБТ - 600 - II.

Трьохциліндрові швидкохідні односторонньої дії бурові насоси призначені для нагнітання промивної рідини під високим тиском при геологічному та експлуатаційному бурінні свердловини.

Вибір бурової вишки і розрахунок талевої системи

Вишка використовується для проведення спускопідймальних операцій і утримання бурового снаряда під час буріння. Її вибір здійснюється по висоті H , м, і по вантажопідйомності Q .

Визначимо висоту вишки (H , м) по формулі:

$$H = k \cdot L_{св.}, \quad (2.15)$$

де k - коефіцієнт, застережливий затягування бурового снаряда в кронблок при його перепідйомі (зазвичай $k=1,2 - 1,5$);

$L_{св.}$ - довжина свічки, що залежить від глибини свердловини, м.

Приймаємо $k = 1,2$; $L_{св.}=34$ м.

$$H = 1,2 \cdot 34 = 40,8\text{м}$$

Таким чином, вишка ВМА-45·200-1, що входить в комплект вибраної бурової установки, цілком підходить для виконання проєктованих робіт.

Таблиця 2.4 - Параметри бурового насоса НБТ-600-2

Потужність, кВт	600
Корисна потужність, кВт	475
Найбільша ідеальна подачі, л. с.	45
Граничний тиск, МПа	25
Число ходів поршнів в хвилину	70-145
Довжина ходу поршня, мм	250
Передавальне відношення редуктора ($i =$)	3,15
Тип пневмокомпенсаторів на вході і виході	Сферичний, діафрагмовий
Тип запобіжного клапана	цвяхової
Тип пускового пристрою	ДЕУ-250
Тип клинопасової передачі по ГОСТ 1284.	1-80 Е (Д)
Диметр шківа, мм	1120
Число ременів	16
Габарити, мм: довжина / ширина / висота	4560/2180/1768
Маса, кг	13701

Підйомна система установки є поліспастним механізмом, що складається з кронблока, талевого (рухливого) блоку, сталевго канату, що є гнучким зв'язком між буровою лебідкою і механізмом кріплення нерухомого кінця канату.

У міру збільшення глибини свердловин вага бурильних колон, які доводиться спускати і піднімати, збільшується, а максимальна швидкість намотування провідної струни талевого канату на барабан лебідки залишається практично незмінною для бурових установок різних класів. Тому для кожної установки

застосовують талеву систему зі своєю кратністю поліспасти від 4 до 14. Це досягається застосуванням різних оснащень.

Зробимо розрахунок оснащення і вибір талевого канату.

Вичислимо кількість робочих гілок по формулі:

$$m = Q_{кр}/P_{л} \cdot \eta_m, \quad (2.3)$$

де $Q_{кр}$ - вага бурового снаряда, Н;

$P_{л}$ - вантажопідйомність лебідки верстата, Н;

η_m - ККД талевої системи, рівний 0,8 - 0,9.

Оскільки найбільшу вагу (169,72 т) буровий снаряд матиме при бурінні під експлуатаційну колону, то робити розрахунок будемо тільки для цієї колони:

$$m = 1697200 / (200000 \cdot 0,9) = 8,1 \text{ (приймаємо 9 гілок).}$$

Загальна кількість гілок канату при симетричній системі рівна:

$$m_0 = m + 2;$$

$$m_0 = 9 + 2 = 11.$$

Отже, застосовуватиметься оснащення 5 х 6.

Довжина талевого канату в оснащенні $L_{о.с.}$ залежить від числа струн m в ній і корисної висоти вишки $h_{п.}$

$$L_{о.с.} = (m + 2) \cdot h_{п.} + l_3, \text{ де } l_3 = 30 \text{ м - довжина канату, що намотується на барабан.}$$

$$L_{о.с.} = (6 + 2) \cdot 42 + 30 = 366.$$

Тоді вага каната $G_k = L_{о.с.} \cdot q_k$, де q_k - вага 1 м канату.

$$G_k = 366 \cdot 33,8 = 12371 \text{ Н} = 12,37 \text{ кН.}$$

Визначимо найбільше статистичне навантаження на рухливі струни канату талевої системи :

$$P_{тс} = L \cdot q + l_{убт} \cdot q_{убт} + G_{тс} \quad (2.4)$$

де L - довжина бурильних труб, м;

q - вага 1 м бурильних труб, Н

$l_{убт}$ - довжина ОБТ, м;

$q_{убт}$ - вага 1 м ОБТ, Н;

$G_{тс}$ - вага талевого блоку, канату і крюка, Н.

Розрахуємо $G_{тс}$:

$$G_{\text{тс}} = G_{\text{тб}} + G_{\text{каната}} + G_{\text{крюка}} \quad (2.5)$$

$$G_{\text{тс}} = 67000 + 15210 + 12370 = 94580 \text{ Н} = 94,58 \text{ кН.}$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$l_{\text{убт}} = 28 \text{ м, } q_{\text{убт}} = 1,56 \text{ кН.}$$

$$P_{\text{тс}} = 28 \cdot 270 + 117210 = 124770 = 124,77 \text{ кН.}$$

Статичне навантаження на 1 струну: $P = P_{\text{тс}}$

де m - число струн талевої системи.

$$P = 124,77/9 = 13,86 \text{ кН.}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$L = 2500 \text{ м, } q = 319 \text{ Н, } l_{\text{убт}} = 84 \text{ м, } q_{\text{убт}} = 1,56 \text{ кН.}$$

$$P_{\text{тс}} = 31,9 \cdot 2500 + 110210 = 195,37 \text{ кН}$$

Статичне навантаження на 1 струну: $P = 195,37 / 9 = 21,71 \text{ кН.}$

Для колони діаметром 146 мм:

$$L = 4300 \text{ м, } q = 319 \text{ Н, } l_{\text{убт}} = 84 \text{ м, } q_{\text{убт}} = 1,56 \text{ кН.}$$

$$P_{\text{тс}} = 4300 \cdot 319 + 84 \cdot 1560 + 117210 = 224186250 \text{ Н} = 224186,25 \text{ кН,}$$

Статичне навантаження на 1 струну: $P = 224186,25 / 9 = 224,19 \text{ кН.}$

Враховуючи вичислені статичні навантаження, вибираємо сталевий талевий канат правого хрестового звивання типу ЛК-РО конструкції 6х31+1 м. з діаметром 32 мм (по ГОСТ 16853-88) [7].

2.6 Вибір противикідного обднання

Для вибору противикідного устаткування визначаємо гирловий тиск після повного заповнення свердловини газом :

$$P_y = P_1 \cdot \exp\left[\frac{0,034}{ZT}(H-H_1)\bar{\rho}\right], \quad (2.6)$$

де P_1 – тиск пласта, Па;

Z - коефіцієнт стисливості газу, $Z = 1.05$;

T - температура газу по стволу свердловини, К;

H_1 - глибина залягання продуктивного пласта.

$\bar{\rho}$ - відносна щільність газу (по повітрю).

$$P_y = 45,8 \cdot 10^6 \cdot \exp\left[\frac{0,034}{1,05 \cdot 331,5^{(0-4300) \cdot 0,806}}\right] = 28,7 \text{ МПа}$$

Для герметизації гирла використовуємо колонну голівку типу ОКК2-35x168x245x324.

Для герметизації гирла потрібно ППО з робочим тиском більше 25,2 МПа і діаметром прохідних отворів в превенторах 216 мм і більше.

Комплектність противикідного устаткування: ОП2-230x35.

Тип універсального превентора: ПУ1-230x35.

Тип плащечного превентора: ППГ-230x35.

Тип маніфольда: МПБ2-80x35.

Маса комплекту: 16 000 кг

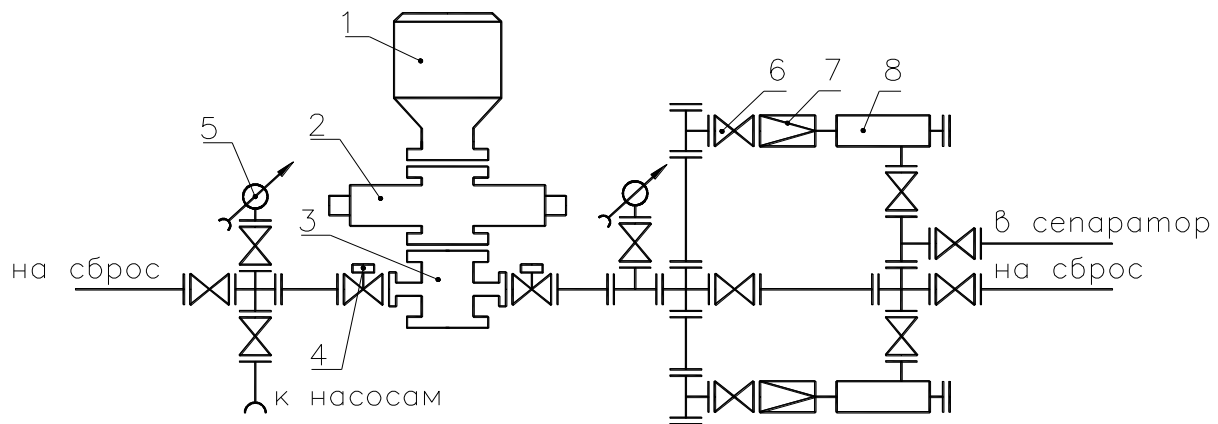


Рисунок 2.1 - Схема монтажу ПВО

1,2 - універсальний і плашковий превентори;

3 - гирлова хрестовина;

4,6 - засувки з ручним і гідравлічним управлінням;

5 - манометр із замковим і розрядним пристроями;

7 - регульований дросель з гідравлічним управлінням;

8 - відбійна камера з розрядним пристроєм.

2.7 Технологія буріння

2.7.1 Розрахунок технологічного режиму буріння

Під режимом буріння розуміється певне поєднання регульованих параметрів, що впливають на показники буріння. Таких параметрів належать: осьове навантаження (тиск) на долото (P), частота обертання долота (N), кількість промивальної рідини (Q).

2.7.2 Розрахунок осьового навантаження на долото

Величина осьового навантаження на долото $P_{\text{дол}}$, яка повинна забезпечувати об'ємне руйнування породи на забої, з урахуванням показників механічних властивостей гірських порід і конструктивних даних про площу контакту зубів долота із забоем визначається по формулі:

$$P_{\text{дол}} = \alpha \cdot P_{\text{ш}} \cdot F_k, \quad (2.7)$$

де α - емпіричний коефіцієнт, що враховує зміну забійних умов на зміну твердості ($\alpha = 0,3 - 1,59$); $P_{\text{ш}}$ - твердість гірських порід за методикою Л.А.Шрейнеру (по штампу); кг/мм². F_k - площа контакту зубів долота із забоем мм², визначається по формулі В. С. Федорова:

$$F_k = (D_{\text{дол}} \cdot \eta \cdot \delta) / 2, \text{ мм.} \quad (2.8)$$

де η - коефіцієнт перекриття зубів;

δ - коефіцієнт притуплювання зубів.

Таким чином

$$P_{\text{дол}} = \alpha \cdot P_{\text{ш}} \cdot D_{\text{дол}} \cdot \eta \cdot \delta / 2. \quad (2.9)$$

Для долота діаметром 490 мм:

$$P_{\text{дол}} = 1 \cdot 150 \cdot 490 \cdot 1,21 \cdot 1/2 = 44112,5 \text{ Н} = 5 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 393,7 мм:

$$P_{\text{дол}} = 1 \cdot (150-250) \cdot 393,7 \cdot 1,21 \cdot 1/2 = 35728-47637 \text{ Н} = 3-5 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$P_{\text{дол}} = 1,2 \cdot (250-300) \cdot 295,3 \cdot 1,14 \cdot 2/2 = 100992-121191 \text{ Н} = 10-12 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$P_{\text{дол.}} = 1,59 \cdot (300-350) \cdot 215,9 \cdot 1,4 \cdot 2/2 = 144178-168207 \text{ Н} = 14-17 \text{ т.}$$

Порівняємо отримані значення з фактичними значеннями навантаження на долото, які обчислюються за формулою :

$$P_{\text{дол.ф.}} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6, \quad (2.10)$$

де P_1 - вага долота, P_2 - вага перехідника, P_3 - вага ОБТ, P_4 - вага бурильних труб, P_5 - вага провідної труби, P_6 - вага вертлюга.

Для долота діаметром 393,7мм :

$$P_{\text{дол.ф.}} = 150 + 15 + 2368 + 1864 + 1300 = 6527 \text{ кг} = 4,5 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$P_{\text{дол.ф.}} = 150 + 15 + 2180 + 5484 + 1864 + 1300 = 37650 \text{ кг} = 10,99 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$P_{\text{дол.ф.}} = 150 + 15 + 2964 + 9889 + 1864 + 1300 = 16182 \text{ кг} = 16,18 \text{ т.}$$

Оскільки фактичні навантаження на долото перевищують розрахункові значення, те буріння робитиметься на розрахунковому значенні з компенсацією навантаження через лебідку бурового верстата.

2.7.3 Розрахунок частоти обертання долота

Вона визначається по наступній формулі:

$$N = 60 \cdot v / \pi \cdot D_{\text{дол.}}, \text{ (об/хв)} \quad (2.11)$$

де v - середня окружна швидкість обертання долота ($V = 0,8 - 2,0$).

$N = 60 \cdot 2/3,14 \cdot 0,490 = 18,7$ про/мін, тобто буріння здійснюватиметься на 1 швидкості ротора.

Для долота діаметром 393,7 мм:

$N = 60 \cdot 2/3,14 \cdot 0,3937 = 67,07$ об/хв, тобто буріння здійснюватиметься на 1 швидкості ротора.

Для долота діаметром 295,3 мм:

$N = 60 \cdot 2/3,14 \cdot 0,2953 = 99,42$ об/хв, тобто буріння здійснюватиметься на 3 швидкості ротора.

Для долота діаметром 215,9 мм:

$N = 60 \cdot 1,5/3,14 \cdot 0,2159 = 70$ об/хв, тобто буріння здійснюватиметься на 2

швидкості ротора.

2.7.4 Розрахунок кількості промивальної рідини

Технологічно необхідна кількість промивальної рідини для забезпечення своєчасного і безперебійного винесення шламу із забою по затрубному простору і очищення ствола свердловини знаходиться із співвідношення:

$$Q = 0,785 \cdot (d_{\text{дол.}}^2 - d_{\text{нар.б.тр.}}^2) \cdot V_{\text{восх.}}, \quad (2.12)$$

де $V_{\text{восх}}$ - мінімально допустима швидкість висхідного потоку з умови якісного очищення і ствола свердловини (чим менше діаметр, тим вона вища).

Для долота діаметром 393,7 мм:

$$Q = 0,785 \cdot (3,937^2 - 1,4^2) \cdot 4 = 42,52 \text{ л/с.}$$

Робота насоса УНБ-600 здійснюватиметься на 200 мм втулках з продуктивністю 40,0 л/с.

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$Q = 0,785 \cdot (2,953^2 - 1,4^2) \cdot 6 = 34,84 \text{ л/с.}$$

Робота насоса УНБ-600 здійснюватиметься на 170 мм втулках з продуктивністю 35,0 л/с.

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$Q = 0,785 \cdot (2,159^2 - 1,27^2) \cdot 15 = 30,11 \text{ л/с.}$$

Робота насоса УНБ-600 здійснюватиметься на 160 мм втулках з продуктивністю 30,0 л/с.

2.7.5 Технологія буріння свердловини

При бурінні свердловини необхідно керуватись: "Єдиними технічними правилами ведення бурових робіт", СОУ « Попередження ГНВП і відкритих фонтанів при бурінні», СОУ «Попередження та ліквідація аварій при бурінні», а також «Режимно-технологічною картою на буріння».

Буріння свердловини проектується проводити роторним способом. Фактичні КНБК із вказаними геометричними характеристиками, віддалями калібраторів від робочого торця долота повинні фіксуватися на ескізах буровими майстрами і

записуватися в буровому журналі. Перед кожним спуском інструменту і після підйому із свердловини заміряти діаметри долота, калібраторів і опорно-центруючих елементів ; результати записувати:

- по долотам - в буровому журналі і рапорті,
- по калібраторах і опорно-центруючих елементах - у відомість обліку роботи по формі:

Таблиця 2.5 - Відомість обліку роботи калібраторів

Найменування	Дата роботи	Інтервал роботи	ч а с		Примітка (вказати причину зміни і др.)
			мех. буріння	проробка	
1	2	3	4	5	5

Спрацювання калібраторів і першого (від долота) центратора не повинне перевищувати 2мм по діаметру, спрацювання другого центратора допускається до 4 мм.

Таблиця 2.6 - Параметри режимів буріння

Інтервал	Шифр долота	Привод	Осьове навант.	n об/хв.	D втул. насосів	Q л/сек.	P кг/см ²
0 - 270	393,7 МЦГВ	Ротор	3 - 5	70-90	1x200	40	20-60
270 -2500	295,3 С-ГВ МСЦ-ГАУ, СГАУ SKG 135G,	Ротор	10 - 12	70-90	1x170	35	70-90
2500-4300	215,9 С-ГВ, МСГАУ, МСЦГАУ МЗГАУ, МСЗГАУ 212,7/80 ТКЗ	Ротор	14 - 17 5 - 6	50-70	1x160	30	80- -100

2.8 Цементування свердловини

Початкові дані

При розрахунку цементування свердловин визначають:

- 1) кількість сухого цементу;
- 2) кількість води для зачинення цементного розчину;

- 3) кількість продавочної рідини;
- 4) можливий максимальний тиск до кінця цементування;
- 5) допустимий час цементування;
- 6) число цементуючих агрегатів і цементозмішуючих машин.

Зробимо розрахунок одноступінчатого цементування кожної з обсадних колон.

2.8.1 Розрахунок об'єму цементного розчину

Об'єм цементного розчину, підмета закачуванню у свердловину, визначають по формулі:

$$V_{\text{ц}} = (\pi/4) \cdot [K_1 \cdot (D_2^2 - d_1^2) \cdot H_{\text{ц}} + d_2^2 \cdot h], \text{ м}^3 \quad (2.13)$$

де K_1 - коефіцієнт, що враховує збільшення об'єму цементного розчину, що витрачається на заповнення каверн, тріщин, і збільшення діаметру свердловини проти розрахункового (номінального).

Значення коефіцієнта K_1 визначається по кавернограме для кожної конкретної свердловини. Зазвичай K_1 змінюється від 1,1 до 2,5. У нашому випадку приймаємо $K_1 = 1,15$.

Цементування напряму і кондуктора здійснюватиметься з використанням чистого портландцементу.

Для кращої прокачуваності тампонажної суміші і для того, щоб підняти цементний розчин на проектну висоту (до гирла), а також з метою економії портландцементу, експлуатаційна колона в інтервалі 0 - 2200 м цементуватиметься гель-цементним розчином щільністю $1,42 \text{ г/см}^3$ з використанням глини, як пластифікатору. Відношення глини до цементу 2:3; відношення водогельцементу $m = 1,1$. Інтервал 2200 - 4300 м цементуватиме розчином чистого портландцементу щільністю $1,85 \text{ г/см}^3$; водоцементне відношення $m = 0,5$.

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 \cdot [1,15 \cdot (0,39372 - 0,3242) \cdot 270 + 0,30592 \cdot 5] = 9,03 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 \cdot [1,15 \cdot (0,29532 - 0,2452) \cdot 2500 + 0,23052 \cdot 20] = 49,96 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 168 мм:

Інтервал 0 - 2200 м:

$$V_{г.ц.} = 0,785 \cdot [1,15 \cdot (0,21592 - 0,1682) \cdot 2200 + 0,1462 \cdot 20] = 35,60 \text{ м}^3.$$

Інтервал 2200 - 4300:

$$V_{ц} = 0,785 \cdot [1,15 \cdot (0,21592 - 0,1682) \cdot 4300 + 0,1462 \cdot 20] = 27,19 \text{ м}^3.$$

Загальний об'єм цементного розчину для колони: $35,60 + 27,19 = 62,79 \text{ м}^3$.

Таблиця 2.7 - Початкові дані для цементування

	Кондуктор	Проміжна	Експлуатаційна колона
Глибина спуску (Н, м)	270	2500	4300
Діаметр долота (D, мм)	393,7	295,3	215,9
Зовнішній діаметр обсадних труб (d ₁ , мм)	324	245	168
Внутрішній діаметр обсадних труб (d ₂ , мм)	305,9	230,5	140
Висота підйому цементного розчину (H _ц , м)	270	2500	4300
Щільність глинистого розчину (ρ _р , кг/м ³)	1120	1140	1160
Щільність цементного розчину (ρ _ц , кг/м ³)	1860	1860	1860
Висота установки кільця «стоп» від забою (h, м)	5	20	20

2.8.2 Розрахунок кількості сухого цементу

Кількість сухого цементу для приготування цементного розчину визначають з вираження:

$$Q_{ц} = \rho_{ц} \cdot V_{ц} \cdot 1 / (1 + m), \quad (2.14)$$

де m - водоцементне відношення;

$\rho_{ц}$ - щільність цементного розчину, $\text{кг}/\text{м}^3$, її можна розрахувати по формулі:

$$\rho_{ц} = [(1+m) \cdot \rho_{с.ц.} \cdot \rho_{в}] / [\rho_{в} + m \cdot \rho_{с.ц.}]. \quad (2.15)$$

де $\rho_{с.ц.}$ - щільність сухого цементу, $\text{г}/\text{см}^3$;

$\rho_{у}$ - щільність води, $\text{г}/\text{см}^3$.

$$\rho_{ц} = [(1+0,5) \cdot 3,15 \cdot 1] / [1 + 0,5 \cdot 3,15] = 1,85 \text{ г}/\text{см}^3.$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{ц} = 200 \cdot 2,02 \cdot 1 / (1+0,5) = 269,33 \text{ кг} = 0,27 \text{ т},$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{ц} = 2050 \cdot 13,63 \cdot 1 / (1+0,5) = 18627,67 \text{ кг} = 18,63 \text{ т},$$

Для колони діаметром 146 мм:

Інтервал 0 - 2200 м:

Кількість гелі-цементного порошку складе:

$$Q_{г.ц.} = 1420 \cdot 35,60 \cdot 1 / (1+1,1) = 59872,73 \text{ кг} = 59,9 \text{ т. (Цементного порошку: 34,9}$$

т, глинопороху: 25,0 т).

Інтервал 2200 - 4300 м:

$$Q_{ц} = 1850 \cdot 27,19 \cdot 1 / (1+0,5) = 33534,33 \text{ кг} = 33,53 \text{ т},$$

Загальний об'єм цементу для колони: $Q_{ц} = 59,9 + 33,5 = 93,4 \text{ т}$.

Кількість сухого цементу, яку необхідно заготовити з урахуванням втрат при зачиненні цементного розчину, вичислимо по формулі:

$$Q_{ц}^1 = K_2 \cdot Q_{ц}, \quad (2.16)$$

де K_2 - коефіцієнт, що враховує наземні втрати при зачиненні цементного розчину. Якщо зачинення робиться без машин цементних змішувачів, $K_2 = 1,054-5-1,15$, при використанні машин цементних змішувачів $K_2 = 1,01$. У нашому випадку $K_2 = 1,01$.

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 \cdot 0,27 = 0,27 \text{ т},$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 \cdot 18,63 = 18,82 \text{ т},$$

Для колони діаметром 146 мм:

Інтервал 0 - 2200 м:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 \cdot 59,9 = 60,5 \text{ т,}$$

Інтервал 2200 - 4300 м:

$$Q_{ц}^1 = 1,01 \cdot 33,53 = 33,87 \text{ т,}$$

Загальна кількість сухого цементу з урахуванням втрат для колони:

$$Q_{ц}^1 = 60,5 + 33,87 = 94,37 \text{ т.}$$

2.8.3 Розрахунок кількості води

Необхідна кількість води для приготування цементного розчину 50% -ної консистенції знаходиться з вираження:

$$V_{в} = 0,5 \cdot Q_{ц}, \quad (2.17)$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{в} = 0,5 \cdot 0,27 = 0,135 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{в} = 0,5 \cdot 18,63 = 9,32 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 168 мм:

$$V_{в} = 1,1 \cdot 59,9 + 0,5 \cdot 33,53 = 82,66 \text{ м}^3.$$

2.8.4 Розрахунок кількості продавочної рідини

Потрібна кількість продавочної рідини (в якості якої часто використовують буровий глинистий розчин) визначається по формулі:

$$V_{пр} = \Delta \cdot \pi \cdot d_2^2 \cdot (H - h) / 4, \quad (2.18)$$

де Δ - коефіцієнт, що враховує стискування глинистого розчину ($\Delta = 1,03 - 1,05$).

Підставивши значення, отримаємо:

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{пр} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot 0,3059^2 \cdot (270 - 5) / 4 = 3,86 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{пр} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot 0,2305^2 \cdot (2500 - 20) / 4 = 31,32 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 168 мм:

$$V_{пр} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot 0,146^2 \cdot (4300 - 20) / 4 = 41,42 \text{ м}^3.$$

Дуже часто на практиці для швидкого визначення $V_{пр}$ користуються наступною емпіричною формулою:

$$V_{пр} = D_n^2 \cdot H_1 / 2, \quad (2.19)$$

де D_n - номінальний зовнішній діаметр колони труб, спущених у свердловину, в дюймах;

$D_n^2/2$ - кількість продавочної рідини, необхідної для заповнення 1 м труб, л

H_1 - глибина установки кільця «стоп», тобто глибина продавки цементного розчину.

Для експлуатаційної колони:

$$V_{пр} = 5 \cdot 4300 / 2 = 10750 \text{ л} = 10,75 \text{ м}^3.$$

2.8.5 Розрахунок тиску при закачуванні

Максимальний тиск перед посадкою верхньої пробки на наполегливе кільце визначається з рівняння:

$$P_{max} = P_1 + P_2, \quad (2.20)$$

де P_1 - тиск, необхідний для подолання опору, що визивається різницею щільності рідини в трубах і затрубному просторі; P_2 - тиск, необхідний для подолання гідравлічних опорів.

$$P_1 = (1/105) \cdot [(H_c - h) \cdot (\rho_c - \rho_p)], \text{ МПа} \quad (2.21)$$

Величину P_2 зазвичай знаходять по емпіричних формулах. Найбільш поширеною є формула Шищенко-Бакланова; для свердловин глибиною більше 1500 м :

$$P_2 = 0,001 \cdot H + 1,6 \text{ МПа}. \quad (2.22)$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$P_1 = (1/105) \cdot [(270 - 5) \cdot (1850 - 1100)] = 0,03 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,001 \cdot 30 + 1,6 = 1,63 \text{ МПа}.$$

$$P_{max} = 0,03 + 1,62 = 1,7 \text{ МПа}.$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$P_1 = (1/105) \cdot [(2500 - 20) \cdot (1420 - 1100)] = 3,74 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,001 \cdot 2040 + 1,6 = 2,45 \text{ МПа}.$$

$$P_{\max} = 2,66 + 2,45 = 5,11 \text{ МПа.}$$

Для колони діаметром 168 мм:

$$P_1 = (1/10^5) \cdot [(2200 - 20) \cdot (1400 - 1100) + 2100 \cdot (1850 - 1160)] = 18,4 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,001 \cdot 4300 + 1,6 = 4,85 \text{ МПа.}$$

$$P_{\max} = 18,4 + 5,11 = 23,51 \text{ МПа.}$$

2.8.6 Розрахунок кількості цементованих агрегатів

Число цементуючих агрегатів визначаю, виходячи з умови отримання швидкості підйому цементного розчину в кільцевому просторі у черевика колони у момент початку продавки (не менше 15 м/с для кондуктора і проміжних колон і не менше 1,8 - 2,0 м/с для експлуатаційних колон); ця умова витікає з припущення, що збільшення швидкості руху цементного розчину в затрубному просторі сприяє повнішому витісненню глинистого розчину і заміщенню його цементним.

Часто ствол свердловини викривлений, має локальні розширення, а колона не строго зцементована в нім. У подібних випадках доцільно цементний розчин витіснити з колони, підтримуючи невелику швидкість підйому цементного розчину в затрубному просторі ($\omega = 0,1-0,4$ м/с). Так само слід поступати і у тому випадку, якщо колона добре центрована, але створити турбулентний режим течії цементного розчину в затрубному просторі неможливо. Оскільки продавка майже завжди починається на вищій швидкості (як правило, на IV), та кількість агрегатів з умови забезпечення швидкості (м. в/с) підйому цементного розчину в затрубному просторі визначає по формулі:

$$N_{\text{ц.а}} = [0,785 \cdot K_1 \cdot (D^2 - d_1^2) \cdot \omega / Q^{\text{IV}}] + 1, \quad (2.23)$$

де Q^{IV} - продуктивність цементуючого агрегату на IV швидкості, м³/с.

Вибираємо цементуючий агрегат типу ЦА-320М зі встановленими в його насосі 9Т циліндровими 127-мм втулками (з цими втулками можна працювати при p_{\max} у кінці цементування). Максимальна продуктивність при цьому 0,9 м³/хв при тиску 6,1 МПа.

Для колони діаметром 324 мм:

$$n_{\text{ц.а}} = [0,785 \cdot 1,2 \cdot (0,39372 - 0,3242) \cdot 1,5/60] + 1 = 2 \text{ агрегати.}$$

Враховуючи практику бурових робіт, що встановилася, в цьому районі, приймаємо $n_{ц.а.} = 1$ агрегат.

Для колони діаметром 245 мм:

$$n_{ц.а.} = [0,785 \cdot 1,2 \cdot (0,2953^2 - 0,245^2) \cdot 1,5 / 60] + 1 = 3 \text{ агрегати.}$$

Враховуючи досвід робіт в цьому районі, приймаємо 2 агрегати.

Для колони діаметром 168 мм:

$$n_{ц.а.} = [0,785 \cdot 1,2 \cdot (0,2159^2 - 0,168^2) \cdot 2 / (0,9 / 60)] + 1 = 5 \text{ агрегатів.}$$

Враховуючи практику бурових робіт, що встановилася, в цьому районі, приймаємо $n_{ц.а.} = 5$ агрегатів ЦА-320М.

2.8.7 Розрахунок продуктивності цементування

Продуктивність цементування (тривалість процесу цементування в мін) можна визначити по формулі:

$$t_{ц} = [(V^1 / Q_{ца}) + ((V_{ц} + V_{пр} - V^1) / Q_{м})] + t_{всп.} \quad (2.24)$$

де $V_1 = V_{пр} - \Delta V$, ΔV приймаємо рівним 1 - 2 м³;

$Q_{ца}$ - сумарна продуктивність цементуючих агрегатів, м³/мін;

$Q_{м}$ - продуктивність цементуючих агрегатів, при якій досягається якнайповніше витіснення бурового розчину цементним, м³/хв.

$$Q_{м} = 0,785 \cdot (D_2 - d_{12}) \cdot K_1 \cdot \omega \quad (2.25)$$

$t_{всп.}$ - час, що витрачається при цементуванні на допоміжні операції, мм ($t_{всп.} + 10 - 15$ хв.)

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{м} = 0,785 \cdot (0,3937^2 - 0,324^2) \cdot 1,2 \cdot 1,5 = 0,07 \text{ м}^3/\text{с} = 4,2 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

$$t_{ц} = [(0,76 / 0,9 \cdot 1) + ((2,02 + 2,26 - 0,76) / 4,2)] + 15 = 16,68 \text{ мин.}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{м} = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,245^2) \cdot 1,2 \cdot 1,5 = 0,04 \text{ м}^3/\text{с} = 2,4 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

$$t_{ц} = [(19,12 / 0,9 \cdot 2) + ((13,63 + 20,62 - 19,12) / 2,4)] + 15 = 31,92 \text{ мин.}$$

Для колони діаметром 168 мм:

$$Q_{м} = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,168^2) \cdot 1,2 \cdot 1,5 = 0,048 \text{ м}^3/\text{с} = 2,88 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

$$t_{ц} = [(45,27 / 0,9 \cdot 10) + ((78,96 + 46,77 - 45,27) / 2,88)] + 15 = 57,43 \text{ мин.}$$

Тривалість цементування не повинна перевищувати 75% часу початку схоплювання цементного розчину. Тоді допустимий час цементування :

$$t_{\text{доп}} = 0,75 \cdot t_{\text{н.схв.}} = 0,75 \cdot 120 = 90 \text{ мин.}$$

Таким чином, вибране число цементуючих агрегатів і зроблені розрахунки задовольняють умовам цементування обсадних колон [6].

2.8.8 Розрахунок кількості цементозмішуючих машин

Виходячи з умови забезпечення цементним розчином усіх працюючих агрегатів ЦА-320 М

$$n_{\text{цсм}} = n_{\text{ца}} \cdot Q_{\text{ца}} / Q_{\text{цсм}} \quad (2.26)$$

де $Q_{\text{ца}}$ - середня продуктивність одного працюючого агрегату при закачуванні цементного розчину в колону, $\text{м}^3/\text{хв}$;

$Q_{\text{цсм}}$ - середня продуктивність однієї цементозмішуючої машини 2СМН-20, $\text{м}^3/\text{хв}$.

Виходячи з умови розміщення цементного порошку, підвезеного до бурової у бункерах машин змішувачів :

$$n_{\text{цсм}} = Q_{\text{ц}}^1 / q_{\text{цб}}, \quad (2.27)$$

де $Q_{\text{ц}}^1$ - вагова кількість сухого цементу, підвезеного до бурової з урахуванням передбачуваних втрат, т;

$q_{\text{цб}}$ - вагова кількість цементу, що вміщується у бункер однієї цементозмішуючої машини.

Для колони діаметром 324 мм:

$$n_{\text{цсм}} = 1 \cdot 0,9 / 1 = 0,9 = 1 \text{ машина.}$$

$$n_{\text{цсм}} = 1,93 / 20 = 0,1 = 1 \text{ машина 2СМН-20.}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$n_{\text{цсм}} = 2 \cdot 0,9 / 1 = 1,8 = 2 \text{ машини.}$$

$$n_{\text{цсм}} = 13,03 / 20 = 0,65 = 1 \text{ машина 2СМН-20.}$$

Приймаємо 1 цементозмішуючу машину 2СМН-20.

Для колони діаметром 168 мм:

$$n_{\text{цсм}} = 10 \cdot 0,9 / 1 = 9 \text{ машин.}$$

$$n_{\text{цсм}} = 77,62/20 = 4 \text{ машини } 2\text{СМН-20}.$$

- для проведення різного роду промивань свердловин через спущені колони труб;
- для обробки привибійної зони свердловин, закачування розчинів ізотопів, проведення гідропіскоструминної перфорації і інших технологічних операцій у свердловинах;
- для перекачування різних рідин або розчинів з місткостей колодязів і водойм;
- для гідравлічного опресовування обсадних труб і колон, а також різного устаткування.

Найбільш широке поширення в промисловій практиці нафтогазових районів країни отримали цементуючі агрегати ЦА-320М і ЗЦА-400А.

При цементуванні проектної свердловини використовуватимуться цементуючі агрегати ЦА-320М.

Приймаємо 4 цементуючі машини 2СМН-20

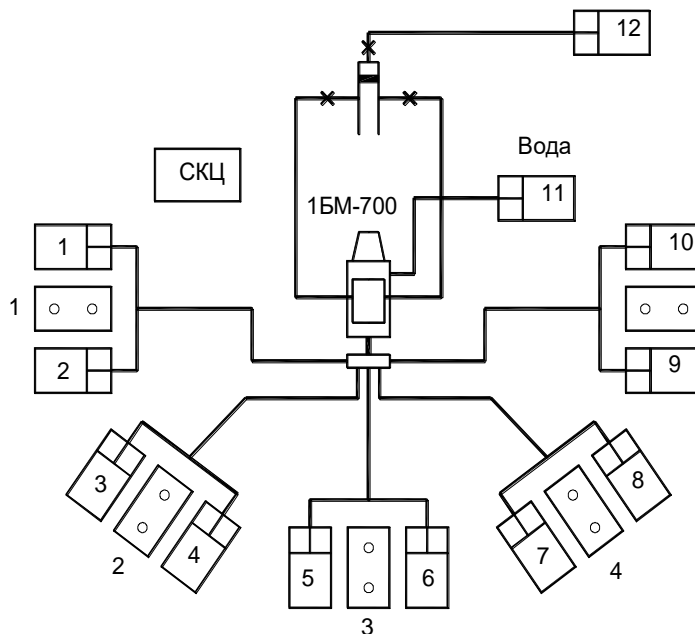


Рисунок 2.2 - Схема розставлення тампонажної техніки

Рисунок 2.3 - Участь ЦА-320 в процесі цементування

2.8.9 Цементуюче устаткування

Цементуючі агрегати

Цементуючі агрегати призначені:

- для приготування, закачування і продавки тампонуєчих (чи інших) розчинів у свердловини;

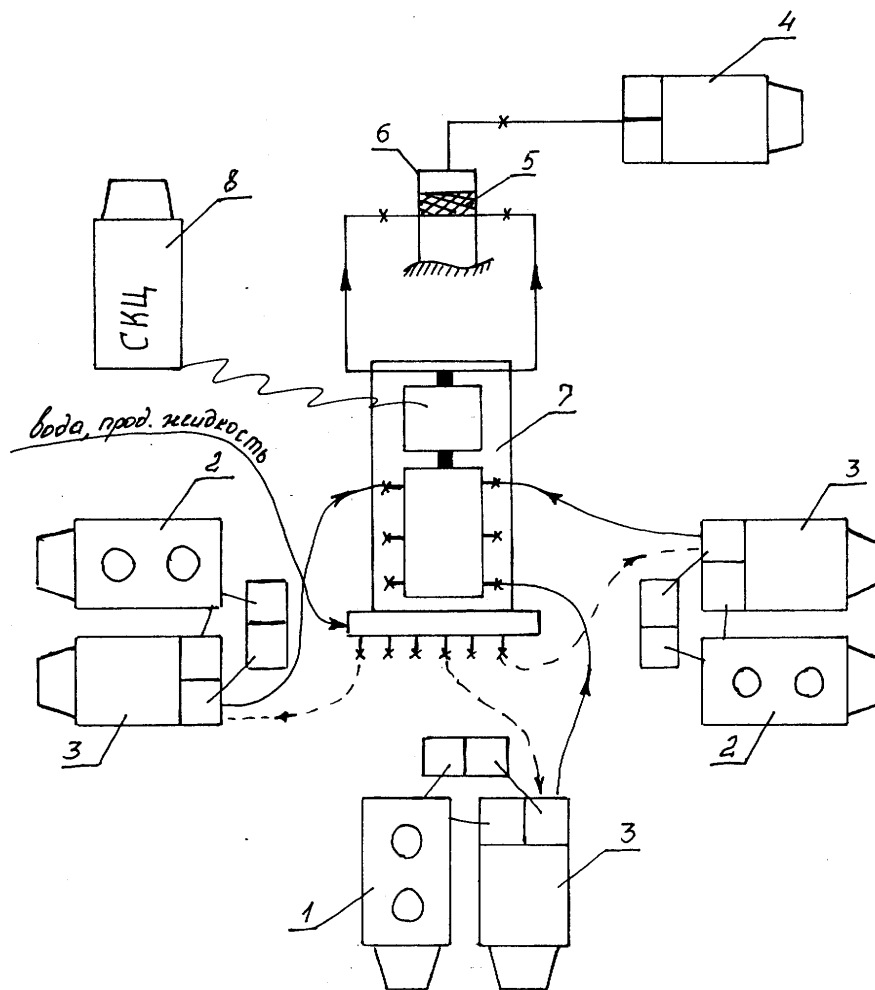


Рисунок 2.4 - Схема обв'язування.

1, 2 – Машини змішувачів з цементним і полегшеним цементним розчинами;

3 – ЦА для приготування цементного і полегшеного цементного розчину;

4 – ЦА починаючий продавку;

- 5 – Цементуюча пробка;
- 6 – Цементуюча голівка;
- 7 – Блок маніфольду;
- 8 – Станція контролю за цементуванням.

Технологічна характеристика цементуючого агрегату ЦА-320М :

Монтажна база.....шасі автомобіля КрАЗ-257

Цементуючий насос:

тип.....9Т

гідравлічна потужність, л.з.....125

хід поршня, мм.....250

максимальний тиск, кгс/см²

максимальне подання, л/з.....23

привід.....від двигуна автомобіля КрАЗ-257

водоподаючий насос:

тип.....1В

діаметр плунжера, мм.....125

хід плунжера, мм.....170

подавання, л/з.....13

тиск, кгс/см²

привід.....від двигуна ГАЗ-51А

місткість мірного бака, м.....6,4

місткість цементного бачка, м.....0,25

діаметр приймальних трубопроводів, мм.....100

діаметр нагнітальних трубопроводів, мм.....50

загальна довжина розбірного трубопроводу, м.....22

Загальна маса агрегату, т.....17,5

Цементозмішувачі машини

Цементозмішувачі машини і агрегати призначені для транспортування сухих

тампонажних матеріалів (глинопорошків) і механізованого приготування тампонажних (глинистих) розчинів.

У промисловій практиці застосовуються цементозмішуючі машини 2СМН-20, СМП-20, СМ-10, СМ-4М і агрегати 1АС-20, 2АС-20, 3АС-30.

В даному випадку застосовуватимуться цементозмішуючі машини 2СМН-20.

Технічна характеристика машини 2СМН-20:

Монтажна база.....	шасі автомобіля КрАЗ-257
Транспортна вантажопідйомність, т.....	8 - 10
Об'єм бункера, м.....	14,5
Місткість бункера (по цементу), т.....	20
Спосіб отримання розчину.....	механіко-гідравличний
Продуктивність в м/мін при приготуванні:	
Цементного розчину.....	0,6 - 1,2
Глинистого розчину.....	1,0 - 2,0
Тиск рідини зачинення, кгс/см ²	
Загальна маса не завантаженої машини, т.....	13,8
Спосіб вантаження у бункер.....	шнековим погрузчиком

Щільність тампонажного розчину регулюються зміною кількості води, що подається в змішувач, за допомогою пристрою з набором насадок і крану на обвідній лінії, а також кількості сухого цементу, що подається, за допомогою зміни швидкості обертання валу двигуна і двох паралельних завантажувальних шнеків, розташованих в днищі бункера 2СМН-20 [2].

2.9 Попередження газопроявлення

З метою попередження газопроявлення при бурінні свердловини необхідно виконувати вимоги "Єдиних технічних правил", "Інструкції по попередженню відкритого фонтанування", "Вимог по монтажу і експлуатації противикидного обладнання" і "Заходів по безаварійній проводці свердловин".

Для обладнання устя свердловини використовуються слідуєчі комплекти превенторних установок:

- кондуктор D 324 мм - ОП2 - 350 x 35
- проміжна колона D 245 мм - ОП2 - 230 x 35
- експлуатаційна колона D 140x168 мм - ОП2 - 230 x 70

Перед монтажем проводиться опресування превенторів на робочий тиск, який вказується в паспорті, а після встановлення на усті - опресовуються разом із обсадною колоною на розрахунковий тиск. Справність превенторної установки перевіряється при підвищеній бурильній колоні на талях способом закриття і відкриття плашок превентора не менше одного разу на добу і огляду превенторної установки і обв'язки. Не рідше одного разу на тиждень буровому майстру робити перевірку стану ПВО, роботи засувок, надійність кріплення болтових з'єднань. Через кожні 50 довбань проводити випробовування устя свердловини з допомогою пакера. Після монтажу ПВО і опресування колони отримати дозвіл від представника ХЗ на експлуатацію ПВО і подальше буріння свердловини. Розкриття газоносних горизонтів проводиться згідно затвердженого плану робіт на розкриття газоносних горизонтів, узгодженого із ХЗ.

Перед розкриттям газоносних горизонтів необхідно:

- перевірити стан бурового, енергетичного обладнання і ПВО;
- мати запас бурового розчину з параметрами, які відповідають ГТН, в об'ємі свердловини, який знаходиться в прийомних або запасних ємкостях ;
- перевірити знання всіх членів вахт бурової бригади в практичних діях по ліквідації газопроявлень шляхом проведення учбових тривоги;
- при необхідності провести навчання бригади по плану дії бурової вахти на випадок газопроявлень;
- при необхідності провести опресування бурильного інструменту.
- за допомогою ЕОМ та програми, виконаної EXEL, зробити розрахунок робочої карти по управлінню свердловиною при ГНВП перед розкриттям кожного продуктивного горизонту.

Вихідні дані для проведення розрахунку.

1. Величина тиску гідророзриву пласта (згідно вимог технічного проекту):

- На глибині встановлення башмака 245 мм колони 2500 м $P_{\text{гідр.}} = 512 \text{ атм}$

2. Відносна густина газу за повітрям. $0,64 \text{ г/см}^3$;

Скласти акт готовності свердловини до розкриття газоносних горизонтів і отримати дозвіл на їх розкриття від районного інженера ХЗ. Розкриття газоносного горизонту і буріння перших 100 м проводити в присутності на буровій майстра або ІТП згідно затвердженого зам.нач. ЦТС графіка. Під квадратом встановити кран КШ. Начальнику бурової забезпечити постійний контроль за свердловиною і параметрами бурового розчину. Буровому майстру передавати, а начальнику зміни ЦТС приймати через кожні 4 години зведення про параметри бурового розчину із записом в журналі. В процесі буріння свердловини не рідше одного разу на тиждень проводити перебивку запасного розчину в запасних ємкостях із записом в журналі. З метою попередження газопроявлення проводити проміжні промивки перед газовим горизонтом при спуску інструменту, для вимиву вибієної порції розчину на устя. У випадку вимушених зупинок бур.колону потрібно спустити на можливо більшу глибину і промити свердловину. При відсутності промивки устя свердловини герметизувати. При появі ознак газопроявлення, роботи на буровій проводити в строгій відповідальності із "Планом дії вахт на випадок газопроявлення", тобто обладнати бур.колону зворотним клапаном, герметизувати устя свердловини, визначити надлишковий тиск на усті. З метою попередження газопроявлення в процесі проведення геофізичних робіт періодично через добу проводити спуск інструменту для промивки свердловини. Роботи по розкриттю фільтра експлуатаційної колони і освоєнню свердловини проводити після отримання дозволу від представника ХЗ.

2.10 Випробування колон на герметичність

Випробування колон на герметичність проводиться згідно "Інструкції по випробуванню свердловин на герметичність", Самара.1991р. Кондуктор D 324 мм та проміжна колона D 245 мм опресовуються при заповненій колоні буровим розчином і наявності води на усті до глибини 20-25 м на тиск на 10% вище максимально-можливого при ліквідації проявлення. Після розбурювання цементного стакана і розкриття башмака колони на 1-2 м, для перевірки

герметичності цементного кільця біля башмака, колона опресовується на розрахунковий тиск, менший тиску гідророзриву породи.

При випробовуванні на герметичність експлуатаційної колони водою і повітрям тиск на усті повинен бути на 10% вище очікуваного після освоєння свердловини найбільшого устьового тиску. Роботи по опресуванню колон проводити згідно планів робіт. Опресовку проміжної колони проводити в присутності представника ХЗ, а опресовку експлуатаційної колони проводити в присутності представника ХЗ і Замовника.

2.11 Освоєння свердловини

Після випробування експлуатаційної колони на герметичність розбурити цементний стакан, технологіну оснастку обсадної колони і прорайбувати колону 168 мм райбером D 140 мм ; колону 140 мм - райбером D 112 мм до штучного вибою.

Провести геофізичні дослідження /АКЦ/, підготувати свердловину до перфорації.

Розкриття продуктивних горизонтів виконати перфорацію експлуатаційної колони перфоратором ПКО-89 (18 отв./л.м) в інтервалі: I об. 4270 – 4250 (виб. 10м), зарядами Dinamit Nobel RDX 3^{3/8}” (18 отв./л.м) II об. 4235 – 4220 (виб. 10м), III об. 4190 – 4170 (виб. 10м), IV об. 4160 – 4140 (виб. 10м), V об. 3630 – 3620 , VI об. 3570 – 3560 , VII об. 3410 – 3400. Інтервали рефорації уточнити за даними ГДС. Після двох діб перфорації необхідно зробити спуск інструменту і промити свердловину.

Після перфорації спустити НКТ на глибину, погоджену з геологічною службою. Компоновку НКТ зібрати відповідно з розрахунком і фактичною наявністю труб. Обладнати свердловину ФА і факельними лініями відповідно затвердженої схеми і випробувати їх на тиск випробування експлуатаційної колони.

газодинамічні дослідження, встановити на замір статичного тиску.

У випадку отримання промислового притоку флюїду - заглушити свердловину і підготувати бурову до демонтажу обладнання і передачі свердловини Замовнику.

Висновки по другому розділу

У розділі запроектовано конструкцію свердловини, розраховано основні параметри буріння, проведено вибір типу промивної рідини визначається геолого-технічними умовами буріння, складом і властивостями прохідних порід, способом буріння, досвідом бурових робіт.

РОЗДІЛ 3 ОХОРОНА ПРАЦІ

3.1 Аналіз потенціальних шкідливих та небезпечних факторів

запроектованих робіт

При неправильній організації виробництва і недотриманні заходів щодо безаварійної провідці свердловин можливі наступні небезпеки:

- Механічні травми;
- Ураження електричним струмом;
- Термічні та електричні опіки;
- Пожежі;
- Вибухи.

На ділянці бурових робіт присутні наступні шкідливі виробничі фактори:

- Шум;
- Вібрація;
- Запиленість і загазованість;
- Незадовільні кліматичні умови.

Устаткування для проведення ГРП повинне задовольняти вимогам стандартів і технічних умов на їх виготовлення, монтуватися відповідно до проектів і діючих норм технологічного проектування і забезпечувати повне збереження продукції.

Устаткування і трубопроводи повинні оснащуватися приладами контролю (з виходом свідчень на пульт управління), регулюючою і запобіжною апаратурою і автоматичним управлінням.

Справність запобіжної, регулюючої і замкової арматури, встановленої на апаратах і трубопроводах підлягає періодичній перевірці відповідно до затвердженого графіку. Результати перевірок заносяться у вахтовий журнал.

Апарати, працюючі під тиском, оснащуються манометрами, покажчиками рівня.

Датчики систем контролю і управління технологічним процесом мають бути у вибухозахищеному виконанні і розраховуватися на застосування в умовах вібрації, відкладень парафіну, солей і інших речовин, або встановлюватися в умовах, що

виключають прямий контакт з середовищем, що транспортується.

Технологічні трубопроводи і арматура забарвлюються розпізнавальною фарбою і забезпечуються застережливими знаками і написами. На трубопроводи наносяться стрілки, що вказують напрям руху середовища, що транспортується.

Резервні насоси повинні знаходитися в постійній готовності до пуску.

Спеціальний одяг має не згорати. Згідно з правилами безпеки в нафтогазовій промисловості, тканина типу «NOMEX IIIA» терmostійкий антистатичний.

3.2 Виробнича санітарія та гігієна труда

Виробнича санітарія спрямована на усунення факторів, що несприятливо впливають на здоров'я трудящих, та створення нормальних умов на виробництві.

Відповідно до СанПіН 2.2.1/2-1.1.1200-03 проєктований об'єкт відноситься до першого санітарного класу із санітарно-захисною зоною 1000 метрів. Розмір майданчика під бурову установку з огляду на СН 459-74 "Норми відведення земель для нафтових та газових свердловин" має становити 2,5 га, у тому числі під відведення ППО – 0,04 га.

При приготуванні бурового розчину необхідно використовувати респіратори, окуляри та рукавиці. Робота зі шкідливими речовинами повинна виконуватись відповідно до ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Шкідливі речовини, класифікація та загальні вимоги безпеки". Склад хімреагентів необхідно розташовувати за троянди вітрів.

Хімічні речовини, що потрапляють в організм, і пил призводять до порушення здоров'я лише в тому випадку, якщо їх кількість у повітрі перевищує певну для кожної речовини величину (ГДК).

Санітарні норми мікроклімату 2.2.4.548-96 "Гігієнічні вимоги до мікроклімату виробничих приміщень" регламентують норми виробничого мікроклімату. Вони зазначена температура повітря, його відносна вологість, швидкість руху повітря, оптимальні і допустимі величини інтенсивності теплового опромінення для робочої зони з урахуванням сезону року та тяжкості трудової діяльності.

Метеоумови

Мікроклімат визначає діючі на організм людини поєднання температури, вологості, швидкості руху повітря і інших умов робочої зони.

Засоби індивідуального захисту.

Застосовуються такі засоби захисту:

- спецодяг, який має високі теплозахисні властивості, повітронепроникності, малу вологоємність і нафтонепроникність;
- спецодяг, призначений для використання на вибухопожежонебезпечних об'єктах або вибухопожежонебезпечних ділянках виробництва, має бути виготовлений з термостійких і антистатичних матеріалів (типу NOMEX. III A);
- спецвзуття, що оберігає ноги від механічних ушкоджень і вологи;
- головні убори - каски (взимку з утепленими підшоломниками) і підшоломники для захисту голови від механічних ушкоджень;
- гумові рукавички для захисту від поразки електричним струмом;
- протигази для захисту органів дихання;
- запобіжні пояси при роботах, пов'язаних з небезпекою падіння з висоти.

Віброакустична дія

Віброакустичні умови на робочих місцях визначаються вібраційними і шумовими характеристиками машин і устаткування, режимами і умовами їх роботи, розміщення (на території або в приміщенні) і рядом інших чинників. До числа найбільш типових джерел шуму і вібрацій на об'єктах слід віднести електродвигуни, двигуни внутрішнього згорання і турбореактивні двигуни, насоси, компресори і вентилятори, різноманітні машини і механізми (редуктори, лебідки, верстати і інші), системи транспорту і перепускання газу і повітря (газопроводи і воздуховоди) і багато інших.

Дія на працюючих, підвищених рівнів шуму і вібрації здійснюється при реалізації цілого ряду технологічних процесів. З цієї точки зору найбільш несприятливі умови праці створюються на деяких робочих місцях при будівництві,

поточному капітальному ремонті нафтових і газових свердловин, гідравлічному розриві пласта і так далі. Так в машинних залах компресорних і насосних станцій рівні шуму залежно від типу вживаних насосів і нагнітачів можуть досягати 90 - 110 дБ, при цьому перевищуючи на 5-25 дБ допустимі норми. При гідравлічному розриві пласта рівень шуму складає 110-115 дБ.

Численними дослідженнями доведено, що шум знижує працездатність на 30 %. Так в 1992 році виявлені 146 чоловік з невритом слухового нерва (на 1992 рік ця цифра складала 1,35 % від загального числа працюючих НГДУ).

Основними джерелами шум і вібрації в цеху - 2 являються технологічні майданчики дожимальної насосної станції і кушової насосної станції. Максимальному рівню дії цих шкідливих чинників піддаються оператори ДНС, КНС, слюсарі-ремонтники устаткування, що знаходяться велику частину часу на території насосних блоків. Результати вимірів загального рівня шуму перевищує гранично допустимі значення рівня. Для зменшення шкідливої дії цього чинника на організм людини, пропонується використати спеціальні навушники, але широкого застосування в силу різних причин вони не знайшли (результати вимірів загального рівня шуму і характеристика вібрації на робочих місцях цеху - 2, приведені в таблиці 3.1.

Із сказаного вище ясно, що основними видами вібрації на робочих місцях в цеху - 2 являється транспортна і технологічна.

Можна зробити наступний висновок: в НГДУ зокрема в цеху по видобутку нафти і газу обслуговуючий персонал часто піддається шкідливій дії вібрації і шуму.

3.3 Техніка безпеки при виконанні робіт

Техніка безпеки при виробництві ГРП повинна відповідати наступним вимогам:

- до робіт по ГРП допускаються особи, що пройшли навчання і перевірку знань по техніці безпеки по роботі, що проводилася. Перед початком робіт учасникам операції робиться інструктаж на робочому місці;

- загальне керівництво процесом ГРП здійснює відповідальний керівник - представник підрядника, відповідно до плану і регламенту приймає рішення про проведення робіт, не передбачених цим планом і несе відповідальність за їх виконання;

- керівник повинен спланувати розміщення устаткування так, щоб звести до мінімуму можливу дію шкідливих виробничих чинників від силових установок, агрегатів, хімреагентів, нафти на робочий персонал, а так само вибуху і пожежі;

- труби, що мають у наявності, шланги і інструмент мають бути укладені в штабель із стійками протигуркотів на робочих мостках. Робочий майданчик має бути звільнений від сторонніх предметів;

- керівник і його помічники обладналися портативними засобами зв'язку;

- небезпечна зона з трубопроводами і лініями високого тиску позначаються спеціальними сигнальними знаками з написами;

- роботи по ГРП, включаючи підготовчі роботи, повинні проводитися робітниками в спеціальному одязі і касках;

- у темний час доби ГРП дозволяється проводити тільки у випадку якщо забезпечується освітленість гирла свердловини і зони високого тиску не менше 26 лк і шкал контрольно-вимірювальних приладів - 50 лк.

- усі транспортні засоби не задіяні в проведенні ГРП мають бути видалені на безпечну відстань - не менше 50 метрів від зони ліній високого тиску;

- усе устаткування повинне відповідати технічним і технологічним вимогам норм і правил, знаходитися в справному, робочому стані і використовуватися тільки за призначенням;

- при проведенні ГРП робочий персонал має бути видалений за межі небезпечної зони;

при роботі з хімреагентами персонал має бути екіпірований в спецодяг і зобов'язаний користуватися засобами індивідуального захисту : гумові рукавиці, кирзові або гумові чоботи, окуляри для хімічного захисту слизової оболонки очей, респіратор або багат шарова марлева пов'язка.

3.4 Протипожежна профілактика

Відповідно до загальносоюзних норм технологічного проектування (НПБ 105-95) по вибухопожежної небезпеці до категорії А.

У вибухо- і пожежонебезпечних зон на відкритих установках вказуються класи по ПЭУ: вибухонебезпечні В-1г і категорії ПА-Т3, ПВ-Т3, ПС-Т1.

Небезпечна величина струму для людини 0,05А, а смертельна 0,1А. Безпечної напруги немає.

На промислових підприємствах широко використовують і отримують у великих кількостях речовини і матеріали, що мають здатність до електронізації, тобто до виникнення зарядів статичної електрики. Електричні заряди часто є причиною пожеж і вибухів. Окрім цього статична електрика - причина порушення технологічного процесу. Зниження точності показань приладів і автоматики. Для відведення зарядів статичної електрики, використовують облаштування електропровідних підлог або заземлених зон. Мостів і робочих майданчиків, заземлення ручок дверей, поручнів, сходів, руків'я приладів, блискавок і апаратів.

Таблиця 3.1 - Аналіз віброакустичної дії

Ділянка робочої зони	Характер шуму	ПДУ загального рівня звуку, дБ	Загальний рівень звуку, дБ	Характеристика вібрації
ДНС-3 НБ (насосний блок)	постійний	80	96	загальна
Операторна	Постійний	65	60	загальна
КНС-3 НБ	постійний	80	100	загальна
Операторна	Постійний	65	57	загальна
КНС-4 НБ	постійний	80	97	загальна
Операторна	Постійний	65	56	загальна

ВШВ - 003 (віброшум);

Вібрація: ГОСТ 12.1.043-84, ПДУ - СН № 3044 - 84;

Шум: ГОСТ 12.1.050-86, ПДУ - СН № 3223-85.

Захист об'єктів від прямих ударів блискавки по класу В- 1г. Очікувана кількість поразок в рік, $N > 1$ не обмежується. Категорія облаштування блискавко - захисту II. Тут зони захисту А і Б.

Усе більш широке застосування електричного струму при здобичі, підготовці, транспортуванні і переробці нафти і газу при бурінні і ремонті свердловин, і інших робіт, значно збільшує потенційну небезпеку цих складних технологічних процесів.

Вогнебезпечні і газонебезпечні роботи проводяться тільки по наряду - допуску.

Більше 70% електротравм на об'єктах нафтової промисловості відбуваються при обслуговуванні розподільних пристроїв, повітряних, кабельних ліній, електропроводки, установки електрозварювання.

Підвищеній небезпеці в піддаються машиністи пересувних агрегатів, електрослюсарі, механіки, зварювальники.

Безпека праці при поводженні з електричним струмом припускає високу якість робіт по облаштуванню електроустановок, періодичний контроль їх станів, а також високий контроль і рівень виробничої дисципліни, суворе дотримання діючих правил облаштування електроустановок, правил технічної експлуатації електроустановок.

До роботи з ними допускаються тільки висококваліфікований персонал, ознайомлений з правилами техніки безпеки при обслуговуванні електроустановок. Для захисту людей від поразки електричним струмом усі електроустановки обладналися елементами захисту, плавкими запобіжниками, реле - вимикачами, заземленням. Для запобігання дотику людини до струмоведучих частин застосовують: ізоляцію, обгороджування, дистанційне керування.

Продовжує залишатися актуальною проблема захисту об'єктів від статичної електрики. Для запобігання накопиченню зарядів використовується антистатичне покриття, антистатичні прокладення (з хрому). Добавки таких присадок знімають здатність горючих речовин до електроізоляції. Кожен виробничий об'єкт має комплекс захисних пристроїв від грозових зарядів. Усі ці пристрої призначені для

безпеки людей, збереження будівель і споруд, запобігань можливим вибухам, загорянням і руйнуванням, що виникають при дії блискавки.

Як правило, такими пристроями служать громовідводи. На промислах використовуються два типи громовідводів : стержневі і тросові.

Застосовуються такі засоби пожежогасінні : вогнегасники типу ОП - 5 - ГОСТ (82-60). Також існують протипожежні щити, на яких знаходяться багри, відра.

При пожежі викликаються пожежні машини з міста.

3.5 Безпека в надзвичайних ситуаціях

Багато кущових майданчиків розташовані в складних природно-кліматичних умовах. У нашому районі видобутку нафти заболоченість і заводненість території складає близько 70%.

Надзвичайна ситуація - стан, при якому в результаті виникнення джерела надзвичайної ситуації на об'єкті або певній території порушуються нормальні умови життя і діяльності людей, виникає загроза їх життя і здоров'ю, наноситься збиток майну населення, народному господарству і природному довкіллю. ЧС класифікуються залежно від кількості людей, постраждалих в цих ситуаціях, або людей, у яких виявилися порушені умови життєдіяльності, розміру матеріального збитку, а також межі зон поширення вражаючих чинників надзвичайних ситуацій. Надзвичайні ситуації підрозділяються на локальні, місцеві, територіальні, регіональні, федеральні і трансграничні.

У природно-кліматичних умовах при ремонті свердловин можуть виникнути наступні надзвичайні ситуації:

Природного характеру

паводкові повені;

лісові і торф'яні пожежі;

урагани;

люті морози (нижче - 400

заметілі і снігові замети.

Техногенного характеру

відкриті фонтани;
 пожежі;
 вибухи;
 відключення електроенергії.

Персонал, який обслуговує бурову, проходить навчання на спеціальних курсах за програмами, узгодженими з Держгіртехнаглядом.

Під час проведення занять відпрацьовують навички використання засобів індивідуального захисту та технічних засобів локалізації аварій у різних ситуаціях.

Перелік ситуацій, що відпрацьовуються:

1. Відмова запірною пристрою ППО;
2. Порушення функціонування чи відмова системи дистанційного управління;
3. Розгерметизація технологічних трубопроводів: без пожежі з пожежею.

Крім цього інженерно-технічні працівники бурової бригади не рідше одного разу на три роки складають іспит з перевірки знань “Правил устрою та безпечної експлуатації судин, що працюють під тиском”, “Правил безпеки у нафтовій та газовій промисловості” атестованої комісії бурового підрядника, до складу якої у міру потреби залучається представник Держгіртехнагляду.

Для відпрацювання навичок щодо організації та проведення аварійних робіт, не рідше одного разу на квартал на буровій проводять протиаварійні та протипожежні тренування. Тематика їх розробляється керівниками підрозділів, начальниками служб, дільниць та затверджується головним інженером управління.

Оповіщення об'єкту

На буровій необхідно підтримувати готовність систем оповіщення у разі надзвичайних ситуацій.

Для оповіщення про аварію служб та персоналу територіальних органів у справах ГО та НС, вищих організацій, відомчих, правоохоронних, природоохоронних та інших служб, а також адміністрацій прилеглих населених пунктів передбачені види оперативного зв'язку з такими можливостями:

- гучний зв'язок між буровим та вагоном-будиночком майстра та технолога за допомогою мобільних, стаціонарних та носимих радіостанцій;

- телефонний зв'язок внутрішніх абонентів відповідних АТС на РІТС та ЦІТС бурового підрядника.

Необхідність та послідовність оповіщення перелічених служб та відомств визначає голова комісії з надзвичайних ситуацій бурового підрядника або відповідальний за ліквідацію аварії. За необхідності провадиться екстрена евакуація особового складу підприємства, за винятком сил, що беруть участь у ліквідації аварії у заздалегідь передбачені райони, згідно з планом з урахуванням напрямку руху повітря.

Висновки за третім розділом

1. В розділі здійснено аналіз потенційних небезпек та шкідливих факторів виробничого середовища.
2. Розглянуті заходи щодо забезпечення нормальних умов праці та безпеки технологічних процесів.

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

В процесі буріння, дослідження та експлуатації свердловин на родовищі слід проводити заходи за охороною надр та запобіганню або істотній ліквідації забруднення навколишнього середовища.

4.1 Охорона атмосферного повітря

Основною продукцією при розробці газоконденсатних покладів є природний газ, газовий конденсат та попутна промислова вода (ППВ).

Забруднення атмосферного повітря при бурінні свердловин і розробці родовища може відбуватися при:

- роботі двигунів внутрішнього згорання (в їх викидах присутні такі шкідливі речовини як окис азоту – NO, двоокис азоту – NO₂, окис сірки – SO₄, окис вуглеця – CO, сажа) і котельних;
- випробуваннях і дослідженнях свердловин;
- продувках свердловин і газопроводів (шлейфів) в атмосферу;
- витоку газу через нещільності технологічного обладнання на УКПГ і свердловинах;
- аварійних викидах газу в атмосферу.

Випробування та дослідження свердловин в процесі їх експлуатації повинні здійснюватися тільки в промисловий колектор з повною утилізацією вуглеводнів (без випуску газу в атмосферу).

З метою запобігання можливих викидів видобувної продукції через негерметичне обладнання і наземні комунікації, а також в процесі буріння, необхідно здійснювати систематичний візуальний контроль. Буріння свердловин здійснювати на електроенергії. В свердловинах з міжколонними або заколонними газопроявами необхідно передбачити проведення дебітометрії та термометрії у комплексі з радіоактивним каротажем з метою виявлення місцезнаходження негерметичності обсадних колон.

4.2 Охорона водного середовища

Охорону горизонтів з прісними водами від забруднення при їх розкритті передбачено забезпечити за рахунок застосування екологічно нешкідливих бурових розчинів. Після розкриття горизонти з прісними водами перекриваються обсадною колоною 426 мм до глибини 150 м з наступним цементуванням до устя.

Грунтові води приурочені до прошарків пісків та суглинків антропогенових відкладів і залягають на глибинах 3-5÷10-15 м, а на схилах балок та ярів виходять на поверхню і утворюють джерела. Взагалі ґрунтові води не великі і використовуються місцевим населенням для пиття та господарсько-побутових потреб.

В межах території ГКР є ціла система балок і ярів. Поблизу розміщення пункту збору та очищення газу і конденсату відкриті водоймища відсутні.

Для здійснення контролю за станом водного середовища в межах родовища і для оцінки впливу на поверхневі та ґрунтові води виробничої діяльності, пов'язаної з бурінням розвідувальних та експлуатаційних свердловин і розробкою газоконденсатних покладів, на території родовища і поблизу за його межами повинні бути створені пункти спостереження. Ці пункти потрібно розташовувати з урахуванням місцевої гідрографічної сітки, як на площі родовища, так і за його межами.

Дані спостереження на цій сітці повинні служити матеріалами для оцінки забруднення вод і ґрунтів в зоні діяльності газовидобувного підприємства.

Відповідальність за охорону водного середовища від забруднення промисловими та побутовими відходами, за додержання зон санітарної охорони водозаборів несе газовидобувне підприємство.

4.3 Охорона земель, лісів, флори та фауни

Збереження родючого шару ґрунту від забруднення в процесі буріння

свердловин повинно бути забезпечено шляхом зняття і складування його в кагати в межах площі бурової.

За узгодженням з місцевими органами Держкомприроди і враховуючи досвід проведення бурових робіт родючий шар повинен зніматись на всій площадці бурової на глибину 0,5-0,7 м.

Для запобігання руйнування родючого ґрунту від атмосферного впливу необхідно передбачити посів трави на всій території кагатів.

За наявною на родовищі герметизованою схемою збору та сепарації продукції головне забруднення земель може відбуватись при витіканні та аварійних розливах.

В зв'язку з цим, необхідно дотримуватись регламенту технічної експлуатації системи збору:

- експлуатація свердловин повинна проводитись при облаштуванні їх устя арматурою, яка запобігає можливості безконтрольного викиду і відкритого фонтанування;
- в групових замірних установках повинна бути передбачена автоматична блокування свердловин у випадку аварійного стану колекторів.

З метою збереження лісу буріння свердловин в лісних масивах і поблизу них, а також другі роботи, які можуть привести до їх знищення, не рекомендуються.

4.4 Рекультивация землі на площадці бурової

Рекультивация землі на площадці бурової є заключним етапом будівництва свердловини і включає два етапи: технічний і біологічний.

В об'ємі технічної рекультивации необхідно передбачити наступні заходи:

- очистку території від бетону, сміття, сторонніх предметів і забрудненого ґрунту;
- нейтралізацію останнього об'єму відпрацьованого бурового розчину, води, ПММ і нафти;
- затвердження і поховання відпрацьованого бурового розчину;

- засипання земляних амбарів ґрунтом;
- планування площадці бурової (передбачити розпушування ґрунту в місцях, де він міцно ущільнений);
- укладення і планування родючого шару ґрунту;
- розпушування ґрунту на глибину 0,5 м;
- рекультивацію на площадках, які займані тимчасовими дорогами.
- Біологічний етап рекультивації виконується в об'ємі, який передбачений землекористувачем і включає наступні основні види робіт:
 - оранку і дискування землі;
 - застосування органічних і мінеральних добрив;
 - посів трав, прикачування посівів важкими котками;
 - культивацію.

4.5 Охорона надр

Охорона надр газових, газоконденсатних родовищ – головна умова раціональної розвідки та розробки і заключається в запобіганні втрати газу, конденсату та пластової енергії, а також попутних корисних копалин.

Вона повинна передбачати систему заходів, спрямованих на повне видобування і раціональне використання корисних копалин, запобігання забруднення надр, а також здійснення контролю за їх охороною.

Охорона надр в процесі буріння свердловин

В процесі буріння розвідувальних і експлуатаційних свердловин необхідно забезпечити:

- надійну ізоляцію між собою всіх розкритих водоносних, продуктивних і непродуктивних горизонтів. Це досягається шляхом спуску і цементування обсадних колон;

- надійну герметичність обсадних колон і цементного каменя як за колоною, так і в башмаку експлуатаційної колони, випробуванням обсадних колон на герметичність шляхом опресування або пониження рівня і проведенням комплексу досліджень за якістю цементування;
- запобігання можливого відкритого фонтанування, грифоутворення, поглинання промивної рідини і обвалів в процесі проводки свердловини. При цьому технологія розкриття продуктивних горизонтів повинна бути такою, при якій досягалося б збереження природних колекторських властивостей.

Попередження обвалів порід в стовбурі свердловини досягається шляхом застосування високоякісних промивних бурових розчинів з мінімальною водовіддачею і забезпеченням достатніх швидкостей промивки свердловин для виносу розбурених порід, які обвалюються і осипаються.

Охорона надр в процесі розробки родовища

Охорона надр в процесі розробки газових, газоконденсатних покладів передбачає систему мір, спрямованих на повне видобування корисних копалин, запобігання забруднення і здійснення контролю за охороною надр.

Досвід розробки газоконденсатних покладів свідчить, що головними ускладненнями в процесі експлуатації родовища є:

- обводнення продуктивних горизонтів і накопичення рідини в ПЗС;
- утворення пісково-глинистих та глинисто-соляних пробок;
- міжпластові перетікання і міжколонні газопрояви, які можуть привести до значних втрат газу та аварійних ситуацій.
- Заходи по профілактиці та боротьбі з ускладненнями, які можуть виникнути в процесі розробки родовища, повинні передбачати:
- комплекс робіт по контролю за обводненням продуктивних горизонтів;
- застосування поверхнево-активних речовин для видалення рідини з привибійної зони свердловини;

- проведення ізоляційних робіт по обмеженню або ліквідуванню припливу води;
- застосування механічних методів виносу рідини.

4.6 Утилізація промстоків в процесі розробки родовища

Аналіз попутних промислових вод у процесі розробки газових та газоконденсатних родовищ дозволяє зробити висновки, що формування промислових стоків виникає за рахунок конденсаційних та пластових вод, які видобуваються в процесі експлуатації свердловин, зливових стоків і інших водяних відходів промислового виробництва.

В цій групі промислових стоків тільки пластові води мають високу мінералізацію, яка досягає 300 г/л і зміст солей в промислових стоках залежить від питомого об'єму пластової води в загальному об'ємі промстоків.

На цей час попутно-промислові води (ППВ), що відокремлюються в сепараторах I, II ступені, продуваються на дегазатор (Д-2), а далі автоматично продуваються на ємність (Е-1), після чого самовпливом надходять в ємність промислових зливів (ЄПЗ). В подальшому ППВ з ЄПЗ автоцистернами вивозяться на утилізацію у спеціально відведені свердловини для нагнітання в пласт:

Висновки по четвертому розділу

1. Розглянуті питання охорона атмосферного повітря, водного середовища, земель, лісів, флори та фауни.
2. Описані заходи щодо рекультивація землі на буровій площадці.
3. Описана охорона надр в процесі буріння свердловин і розробки родовища.
4. Наведені заходи щодо утилізація промстоків в процесі розробки родовища.

ВИСНОВКИ

В ході роботи було розроблено проект буріння свердловини у межах Жуківської нафто-газоконденсатної площі (Полтавська область). Приведено методологію розрахунку параметрів буріння свердловини та технічні засоби які дозволяють її використовувати.

У загальній частині наведено: географічне положення, огляд раніше проведених геолого-геофізичних досліджень і геологічна характеристика району робіт. Описано: стратиграфія, тектоніка та фізико-хімічні властивості пластових вод даного району.

При виконанні дипломного проекту були обрані параметри свердловини, розроблена її конструкція, технологія буріння. Обране обладнання та інструмент, технічні засоби. За проектом заплановано буріння свердловини глибиною 3660 м. Обґрунтовано заходи щодо безпечного проведення робіт при бурінні запроектованої свердловини.

Таким чином, при виконанні дипломного проекту досягнуті всі поставлені цілі і вирішені всі завдання, що стояли перед проектом.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Єгурнова М.Г. Нафтогазоносність та особливості літогеофізичної будови відкладів нижнього карбону і девону Дніпровсько-Донецької западини / М.Є. Єгурнова, М.Я. Зайковський. - К.: Наукова думка, 2005. - 196 с.
2. Маєвський Б.Й. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль. - К.: Наукова думка, 2004. - 446 с.
3. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. - К.: «КНУ», 2009. - 376 с.
4. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. - Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. - 212 с.
5. Історія та перспективи нафтогазовидобування / Білецький В.С., Гайко Г.І., Орловський В.М. - Львів: Видавництво «Новий Світ - 2000», 2019. - 302 с.
6. Нафтогазова механіка / О.В. Потетенко, Н.Г. Шевченко, К.А. Миронов та ін. - Харків: НТУ ХП, 2013.-160 с.
7. Костюченко М.М. Гідрогеологія та інженерна геологія / М.М. Костюченко, В.С. Шабатин. - К.: Київ, університет, 2005. - 159 с.
8. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. - Коломия: Вік, 1999. - 504 с.
9. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. - К.: Реал- Принт, 2004. - 695 с.
10. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. - К.: Центр Європи, 2012. - 708 с.
11. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин У 5 т. К.: Інтерпрес ЛТД, 2002-2004.
12. Суярко В.Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів. Харків: Фоліо. 2015. 413 с.
13. Войтенко В.С., Вітрик В.Г., Яремійчук Р.С., Яремійчук Я.С. Технологія і техніка буріння. Узагальнююча довідкова книга. - Л.: Центр Європи, 2012. - 708 с.

14. Мала гірнича енциклопедія : у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. - Д. : Донбас, 2004. - Т. 1 : А - К. - 640 с. - ISBN 966-7804-14-3.
15. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин У 5 т. К.: Інтерпрес ЛТД, 2002-2004.
16. Геологорозвідувальна справа і техніка безпеки: навч. Посібник / П.П. Вирвїнський, Ю.Л. Кузін, В.Л. Хоменко. – Д.: Національний гірничий університет, 2010. - 368 с.

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.ОПП.22.36.ПЗ	Пояснювальна записка	82	
5					
6			Демонстраційний матеріал	17	
7					
8			Графічний матеріал		