

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, бакалавра)

студента Чернуського Віктора Васильовича
(ПІБ)

академічної групи 185-18ск-2 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 Розробка технології інтенсифікації видобутку газу в умовах
Розумівського газоконденсатного родовища
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Давиденко О.М.			
розділів:				
Технологічний	Давиденко О.М.			
Охорона праці	Муха О.А.			

Рецензент				
-----------	--	--	--	--

Нормоконтролер	Расцветаєв В.О.			
----------------	-----------------	--	--	--

Дніпро
2021

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри
нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

Коров'яка Є.А.
(прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

« _____ » _____ 2021 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню _____ бакалавра
(бакалавра, бакалавра)

студенту Чернуському Віктору Васильовичу академічної групи 185-18ск-2 ГРФ
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»
на тему Розробка технології інтенсифікації видобутку газу в умовах
Розумівського газоконденсатного родовища
затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 19.05.2021р.
№273-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Загальна характеристика Розумівського газоконденсатного родовища. Аналіз експлуатації свердловин покладу. Аналіз системи збору та промислової підготовки свердловинної продукції.	01.06.2021
Охорона праці	Аналіз основних виробничих факторів, що мають негативний вплив на навколишнє середовище.	11.06.2021

Завдання видано _____

(підпис керівника)

Давиденко О.М.
(прізвище, ініціали)

Дата видачі 03.05.2021р.

Дата подання до екзаменаційної комісії 22.06.2021р.

Прийнято до виконання _____

Чернуський В.В.,

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить: 54 с., 8 рис., 14 табл., 1 додаток, 31 використане джерело.

ГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ, СВЕРДЛОВИНА, ГІДРАВЛІЧНИЙ РОЗРИВ ПЛАСТА, ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНА РІДИНА, ОХОРОНА ПРАЦІ

Сфера застосування – експлуатаційні газові свердловини.

Об'єкт розроблення – привибійна зона пласта в умовах Розумівського газоконденсатного родовища.

Мета роботи полягає у підвищенні ефективності роботи експлуатаційних свердловин за рахунок впровадження методів дії на привибійну зону пласта.

Для досягнення поставленої мети у кваліфікаційній роботі розглянуто:

- 1 Загальна характеристика Розумівського газоконденсатного родовища.
- 2 Аналіз експлуатації свердловин покладу.
- 3 Аналіз системи збору та промислової підготовки свердловинної продукції.
- 4 Проектування заходів по боротьбі з ускладненнями при експлуатації газових свердловин.
- 5 Виконати техніко-економічне обґрунтування запропонованих технічних рішень та питання охорони праці.

В роботі розглянута система збору та підготовки газу, наведено перевірочний розрахунок сепаратору I ступені сепарації.

Щодо методів інтенсифікації видобутку газу, то в роботі запропоновано проведення гідравлічного розриву пласта (ГРП).

В розділі “Охорона праці, надр та довкілля” приведено аналіз основних виробничих факторів, що мають негативний вплив на навколишнє середовище.

В останньому розділі виконано техніко-економічну ефективність запроєктованих технологічних рішень.

Практична значимість кваліфікаційної роботи полягає у підвищенні ефективності роботи експлуатаційних свердловин Розумівського газоконденсатного родовища за рахунок впровадження гідравлічного розриву пласта.

ЗМІСТ

Вступ.....	6
1. Характеристика Розумівського газоконденсатного родовища	
1.1. Характеристика району розташування родовища.....	7
1.2. Геологічна будова родовища.....	7
2. Аналіз експлуатації свердловин покладу	
2.1. Характеристики фонду свердловин і поточного стану їх експлуатації....	10
2.2. Конструкція свердловин. Характеристика глибинного та поверхневого обладнання.....	11
2.3. Технологічні режими експлуатації свердловин та основні ускладнення в їх роботі.....	13
2.4. Характеристика методів дослідження свердловин покладу, технологія, техніка та періодичність їх проведення.....	14
2.5. Характеристика і аналіз ефективності методів дії на привибійнузону пласта.....	17
2.6. Характеристика і аналіз ефективності поточного і капітального ремонту свердловин.....	18
3. Аналіз системи збору та промислової підготовки свердловинної продукції	
3.1. Характеристика системи збору і облаштування покладу.....	20
3.2. Гідравлічний і температурний режими роботи викидних ліній свердловин.....	20
3.3. Характеристика технології та основного обладнання установок комплексної підготовки свердловинної продукції (УКПГ).....	24
4. Проектування заходів по боротьбі з ускладненнями при експлуатації газових свердловин	
4.1. Обґрунтування необхідності застосування методів боротьби з ускладненнями в процесі їх експлуатації.....	28
4.2. Характеристика сучасних методів боротьби з ускладненнями в роботі газових свердловин.....	30
4.3. Технологічні і технічні розрахунки параметрів запроєктованого способу.....	32
4.4. Технологія і техніка запроєктованого способу боротьби з ускладненнями в роботі газових свердловин.....	34
5. Охорона праці, надр та довкілля при зберіганні газу	
5.1. Аналіз заходів по охороні надр при зберіганні газу.....	35
5.2. Аналіз заходів по охороні довкілля при експлуатації газосховища.....	35
5.3. Розрахунок викиду в атмосферу ДЕГа.....	38
5.4. Аналіз потенційних небезпек та шкідливих факторів виробничого середовища.....	39
5.5. Організаційні технічні заходи з техніки безпеки передбачені роботою.....	41

6. Техніко-економічна ефективність запроєктованих технологічних рішень

6.1. Коротка характеристика запроєктованого рішення.....	46
6.2. Вихідні дані для розрахунку економічної ефективності від його реалізації.....	48
6.3. Розрахунок витрат на здійснення запроєктованого рішення.....	49
6.4. Розрахунок економічного ефекту від впровадження запроєктованого рішення.....	50
Висновки.....	51
Перелік посилань.....	52
Додаток.....	54



ВСТУП

Нафта і газ є основою паливного балансу нашої країни і незмінне джерело сировини для хімічної промисловості. Із найбільших народногосподарських проблем паливно-енергетична є найбільш важливою. Особливо швидко почала розвиватися в ХХ столітті світова нафтова промисловість з тих пір, як нафту і її продукти стали використовувати в якості сировини для хімічної промисловості.

Природний газ – добре і дешеве паливо і крім того, також використовується як сировина для хімічної промисловості.

Таким чином, нафта і газ, продукти їх переробки мають великий вплив на розвиток економіки країни, на підвищення матеріального стану суспільства в цілому.

Зараз перед буровими організаціями стоїть завдання не лише зростання об'єму буріння свердловин, але і збільшення якості розкриття продуктивних горизонтів з метою забезпечення максимально можливих першопочаткових дебітів свердловини, а також вдосконалення технологій і організаційного рівня цих робіт.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА РОЗУМІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

1.1. Характеристика району розташування родовища

Розумівське газоконденсатне родовище - належить до Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району Східного нафтогазоносного регіону України.

Розташоване в Полтавській та Харківській областях на відстані 17 км від смт Карлівка.

Знаходиться в центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини. Структурний ніс північно-західного простягання виявлено в 1967 р. Він розділений скидами на дві частини, які розбиті серією поперечних та поздовжніх порушень на блоки. Розміри півн. продуктивної частини структурного носа по ізогіпсі -3700 м 5,0x2,1 м. Перший промисл. приплив газу та конденсату отримано з відкладів башкирського ярусу з інт. 3820-3850 м у 1984 р.

Поклади пластові, тектонічно екрановані та літологічно обмежені. Режим покладів газовий. Запаси початкові видобувні категорій А+В+С1: газу — 3883 млн. м³, конденсату — 193 тис. т.

1.2. Геологічна будова родовища

Стратиграфія.

В геологічній будові газоконденсатного родовища приймають участь породи докембрію, девонські, кам'яновугільні, верхньопермські, тріасові, юрські, палеогенові, неогенові та четвертинні відклади.

Докембрійські породи (рЄ) представлені гранодіоритами і гранітами.

Девонська система (D) представлена середнім і верхнім відділами і складена сильно метаморфізованими теригенними відкладами.

Кам'яновугільна система (C) представлена трьома відділами: нижнім, середнім і верхнім. Нижній відділ (C₁) представлений турнейським, візейським і серпуховським ярусами, які складені вапняками, аргілітами та пісковиками. Їх загальна товщина в межах структури сягає до 1340 м. Середній відділ (C₂) представлений теригенними породами башкирського та московського ярусів. Башкирський ярус (C_{2в}) включає верхній та нижній під'яруси, які складені піщано-глинистими породами. До пластів пісковиків тут приурочені газові поклади гор. Б-5, Б-8, Б-9, Б-10, Б-12.

В складі московського ярусу (C_{2м}) виділяються верхні та нижні світи пісковиків. В нижній частині ярусу простежується найбільш витриманий пласт пісковиків (М-7), до якого приурочений однойменний газовий поклад. Загальна товщина московського ярусу в межах структури сягає 475-545 м.

Відклади верхнього карбону виділяються умовно і представлені вони глинами з пісковиками і алевролітами. На розмитій поверхні карбону залягають

піщано-глинисті відклади, що умовно відносяться до верхньої пермі (P_2), їх загальна товщина в межах структури сягає 150-163 м.

Вище по розрізу залягають відклади нижнього тріасу (T_1) (піщана товща) загальною товщиною в межах структури 145-282 м.

Відклади тріасу перекриваються юрськими відкладами (J_{2+3}) (середній та верхній відділи). Середній відділ представлено байоським та батським ярусами, які складені глинами, алевролітами і пісковиками. Верхній відділ представлений келовейським та нижньою частиною оксфордського ярусів і складений глинами, пісковиками та вапняками. Їх загальна товщина в межах структури сягає до 65 м.

Вище по розрізу з кутовим неузгодженням залягають породи бучацького (пісковики), київського (мергелі і глини) та харківського ярусів палеогену (Pg), полтавський ярус неогену (N) і четвертинні відклади (Q) загальною товщиною в межах структури до 140 м.

Тектоніка.

В тектонічному плані Пролетарське підняття входить до складу Голубівсько-Колайдинського валу і знаходиться в південно-західній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини. Воно представляє собою брахіантиклінальну складку субширотного простягання з розмірами $5,6 \times 2,4$ км і висотою біля 60 м у московському ярусі середнього карбону. Північно-східне її крило пологіє з кутами падіння порід $6-8^\circ$, південно-західне крило – коротке і більш круте, із кутами падіння порід до 15° . Північно-західна перикліналь вузька та витягнута до заходу, кути падіння тут $5-6^\circ$, південно-східна – більш широка та пологіє з кутами падіння біля $2-3^\circ$. Склепіння підняття широке та пологіє, зміщене до південного сходу. Асиметричність будови підняття обумовлена, переважно, регіональним крайовим порушенням, яке простягається з південного сходу на північний захід уздовж південного крила. Розривних тектонічних порушень у межах Пролетарської структури не встановлено.

Гідрогеологія.

В гідрогеологічному відношенні Пролетарське підняття приурочене до південної прибортової зони Дніпровського артезіанського басейну і характеризується тим, що віддалене від зони опріснення великою кількістю водоупорів та великою товщиною зони розчинів хлоридного типу. За характером розвитку основних типів вод і їх мінералізації в розрізі виділяються верхня і нижня гідрогеологічні зони з різними умовами режиму підземних вод.

До верхньої зони відносяться водоносні комплекси четвертинних, неогенових, палеогенових відкладів та верхів мезозою (крейда). Всі ці комплекси залягають в зоні активного водообміну і по класифікації Суліна вони віднесені до гідрокарбонатно-натрієвих і сульфатно-натрієвих типів.

Води цієї зони містять кисень, вуглекислоту, метан та сірководень.

До нижньої зони віднесені комплекси нижньомезозойських та палеозойських відкладів, де знаходиться об'єкт досліджень гор. Б-12.

Водовміщаючими породами являються пласти пісковиків, пісків і проникних алевролітів.

Води контрольного горизонту (московський ярус) вивчались в св.90 в інтервалі 1277-1266 м. Статичний рівень в ній встановлено на глибині 94,5 м. Мінералізація води $102,2 \text{ кг/м}^3$, питома вага $1070-1074 \text{ кг/м}^3$. У воді присутні йод ($0,84-4,23 \text{ мг/л}$) і бром ($171,5-176 \text{ мг/л}$). Пластова температура 33°C , тиск $-123,6 \text{ кгс/см}^2$. Газонасиченість води - $787-840 \text{ см}^3/\text{л}$. Вміст метану в ній $\sim 77,6 \%$.

Води горизонту Б-12 вивчались в св.85 в інтервалі 1478-1498 м, при динамічних рівнях 495 та 412 м. Мінералізація води $114,6-116,6 \text{ кг/м}^3$, при питомій вазі - 1083 кг/м^3 . Із мікрокомпонентів в ній присутні йод ($0,84 \text{ мг/л}$) і бром ($187,6-192,9 \text{ мг/л}$). Ступінь метаморфізму води досить висока - $0,74-0,76$. Вода хлоркальцієвого типу з переважним вмістом іонів хлору і натрію.

2. АНАЛІЗ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН ПОКЛАДУ

2.1. Характеристика фонду свердловин і поточного стану їх експлуатації

На Розумовському газоконденсатному родовищі (ГКР) спочатку були пробурені дві параметричні свердловини № 414 і 422.

Свердловина №414 пробурена на Дорошівській площі, що примикає з південного-сходу до Східно-Розумівського виступу. У результаті її випробування отримані непромислові припливи газу з візейських (горизонт В-20 - $Q_{г}=1.7$ тис.м³/доб) і серпуховських відкладів (горизонт С-9- $Q_{г}=10.47$ тис.м³/доб). Свердловина ліквідована.

Першовідкривачем родовища є свердловина №422, котра пробурена у центральній частині Східно-Розумівської площі. Промисловий приплив газу отримано з горизонту Б-12. Свердловина переведена в розряд експлуатаційних.

Згідно з проектом пошукового буріння на родовищі було пробурено ще 5 пошукових свердловин (№ 2,5,7,8 і 6-Дорошівська) і по доповненню до проекту свердловина №11 - розвідувальна. Свердловина №6 пробурена у південній частині площі. Свердловина розкрила горизонт Б-12 вище ніж у свердловині №422 і підтвердила його промислову газоносність. У серпуховських відкладах продуктивні горизонти виявлені не були. Свердловина переведена в розряд експлуатаційних.

Свердловина №5 закладена у південно-західному блоці структури. З горизонту Б-12 при випробуванні у процесі буріння припливу не отримано. Промислова газоносність виявлена у горизонті С-4 нижньосерпухівського ярусу. Свердловина переведена в розряд експлуатаційних.

Свердловина №8 пробурена у південній частині площі. Продуктивним є горизонт М-6, горизонти Б-12 і С-4-5 виявились непродуктивними (ущільнені або водонасичені). Свердловина переведена в розряд експлуатаційних.

У свердловинах № 2,7,11 перспективні у нафтогазоносному відношенні пласти не виявлені і свердловини ліквідовані по геологічних причинах.

Основні відомості про поточний стан експлуатації свердловин Розумовського ГКР наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1. - Характеристика поточного стану експлуатації свердловин Розумовського ГКР

Рік розробки	Кількість свердловин			
	Всього пробурених	Експлуатаційних	Ліквідованих по геологічних причинах	Заплановано пробурити
2007	7	4	3	4
2008	7	4	3	4
2009	7	4	3	4
2010	7	5	2	4
2011	8	6	2	3
2012	9	7	2	2
2020	9	7	2	2

Таким чином станом на 01.01.2021 року діючий фонд свердловин Розумовського ГКР представлений 7 свердловинами, замість 9 по проекту.

2.2. Конструкція свердловин. Характеристика глибинного та поверхневого обладнання

Обладнанням газової свердловини називають ті частини її конструкції, які забезпечують можливість її експлуатації, дослідження і випробування. Конструкція свердловин -- взаємне розташування колон обсадних труб, що спущені в свердловину, їх число, зовнішній діаметр і довжина, інтервали цементування, зовнішній діаметр цементного кільця. Підземне обладнання включає в себе обладнання вибою і стовбура свердловини. До надземного обладнання відноситься арматура, яка встановлена на гирлі свердловини. Обладнання стовбура свердловини складається з ряду обсадних колон, включаючи кондуктор, проміжну і експлуатаційну колони; фонтанних (насосно-компресорних) труб, які спускаються для подачі газу від вибою до устя, пакерів, вибійних і приустьових штуцерів, клапанів для подачі інгібіторів для боротьби з корозією і гідратами, клапанів-відсікачів. Конструкцію газової свердловини для кожного родовища вибирають, виходячи з особливостей геологічної будови родовища, кліматичних умов, фізико-хімічної характеристики газу і рідини, розподілу температури від гирла до вибою, умов експлуатації і буріння.

Опишемо тепер деякі особливості конструкції свердловин. На гирлі свердловини встановлюється арматура, яка призначена для подачі газу із стовбура свердловини у газозбірні сітки, підвіски фонтанних труб, герметизації обсадних колон і їх обв'язки, а також контролю і регулювання режиму роботи свердловини. Для обв'язки обсадних колон і герметизації міжколонного простору призначені колонні головки. На колонну головку встановлюють трубну головку і ялинку. Трубна головка (двофланцева катушка) призначена для підвіски НКТ і герметизації кільцевого простору між НКТ і експлуатаційною колоною.

Інколи для приєднання до експлуатаційної колони замість установки нижнього фланця в трубній головці нарізається внутрішня різьба. Фонтанна ялинка, яка монтується вище верхнього фланця трубної головки, призначена для освоєння свердловини, контролю і регулювання її режиму і закриття свердловини. Обладнується вона штуцерами, термометрами, зворотнім клапаном, установкою для введення метанолу. Одним із основних елементів арматури являються засувки, від безперебійної роботи яких залежить надійність усього гирлового обладнання. Необхідно, щоб у процесі експлуатації засувки на ялинці були відкриті, за винятком засувок на запасній викидній лінії.

Кондуктор діаметром 324 мм спускається на глибину 150 м у глинисту підощву палеогену-- покрівлю крейди для охорони пластів з питною водою від забруднення, попередження поглинання і осипів нещільних водовміщуючих порід.

Проміжна колона діаметром 245 мм спускається на глибину 3100 м у аргіліти башкірського ярусу для безпечного розкриття газових покладів, підвищення

надійності ізоляції питних вод і перекриття нестійких верхніх водоносних відкладів.

У експлуатаційній колоні перехід для з'єднання труб діаметром 168 і 140 мм передбачений на глибині 3700 м.

У зв'язку із високим вмістом CO_2 у газі обсадні колони компонуються з труб з високогерметичними різьбовими з'єднаннями, підйом цементу за усіма колонами передбачений до гирла.

Башмаки обсадних колон встановлюються у міцних глинистих породах.

З метою запобігання ускладнень при кріпленні свердловин спуск проміжної колони передбачений двома секціями.

До поверхневого обладнання відносяться:

- фонтанна арматура,
- колонна головка,
- обв'язочні трубопроводи.

На родовищі застосовують фонтанну арматуру типу АФК-6М-50 × 700,, обв'язочні трубопроводи діаметром $d\ 89 \times 10, 114 \times 13$.

Типова конструкція і обв'язка свердловин приведена на рис. 2.1, де:

Таблиця 2.1

№ п/п	Найменування	Од.	К-сть	Матеріал	ГОСТ №ТУ кресл.
1	Фонтанна арматура	шт.	1	Збірн.	АФКЗ-65х21
2	Колонна головка	шт.	1	Сталь	ОКК1-21
3	Манометрична збірка	шт.	4	Сталь	Вентиль ВИ-15/160
4	Бистросхват	шт.	3	Сталь	12821-80
5	Манометр технічний	шт.	1	Збірн.	$P=16 \div 40 \text{ кгс/см}^2$
6	Кутовий вентиль	шт.	1	Сталь	АФКЗ-65х21
	Засувка ЗМ-65х21	шт.	1	Сталь	АФКЗ-65х21
7	Інгібіторопровід	шт.	1	Сталь	$\varnothing 32 \times 3,5$
8	Шлейф	шт.	1	Сталь	$\varnothing 89 \times 9 \text{ мм}$

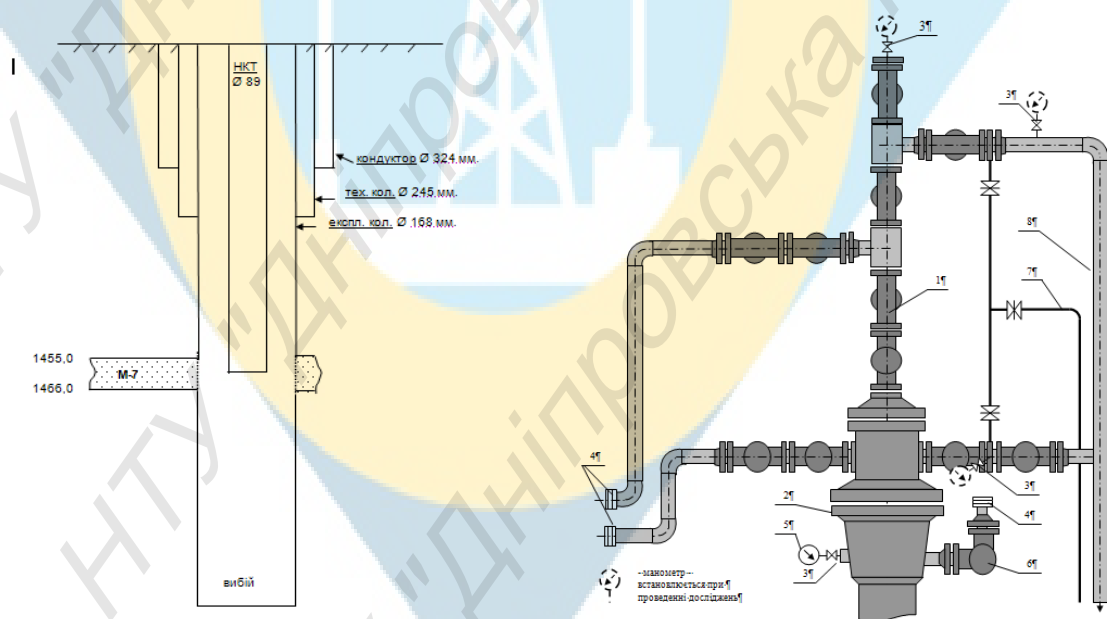


Рис. 2.1. - Типова конструкція (а) та обв'язка (б) свердловин родовища

2.3. Технологічні режими експлуатації свердловин та основні ускладнення в їх роботі

До основних ускладнень в роботі експлуатаційних і розвідувальних свердловин відносяться:

1) На протязі нетривалої експлуатації інгібіторні клапани часто виходять з ладу в результаті їх закупорки;

З метою попередження закупорки слід періодично очищати інгібіторний розчин з допомогою фільтрів конструкції УкрНДІГазу;

2) У зв'язку з утворенням гідратів як в свердловині, так і в шлейфах на родовищі передбачено метанольне господарство. Метанол безпосередньо закачують через свічки у шлейф, також використовують двоступінчасту систему сепарації газу.

Основним технологічним режимом роботи свердловин є режим постійної депресії на пласт, що дає змогу у повній мірі використати властивості пласта. На пізній стадії розробки рекомендується застосовувати режими:

- з підтриманням постійного тиску на гирлі свердловин, що дасть змогу подавати газ споживачам при заданому тиску

- режим постійної швидкості руху газу на вході ліфтових труб, що дасть змогу забезпечити стабільну експлуатацію свердловин в умовах обводнення.

Основні технологічні режими роботи свердловин Розумовського ГКР представлені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2. - Основні технологічні режими роботи свердловин

№ свердловини	Гори зонт	Штучний вибій, м	Діаметр експлуатаційної колони, мм	НКТ		Інтервал перфорації, м	Поточний тиск	
				Діаметр, мм	Глибина-на спуску, м		$P_{ст}$, МПа	$P_{пл}$, МПа
5	С-4	4039	146	73	3990	4002-4026	83	116
8	М-1	2300	146	73	2225	2237-2252	119.5	144.9
25	М-1	2275	146	60.3	2226	2226-2235	124.8	151
6	Б-12	3790	146	73	3730	3744-3768	90	224.5
22	Б-12	3863	140	73	3762	3783-3801	97.5	133
23	Б-12	3863	140	73	3760	3770-3800	90.5	130
422	Б-12	3886	146	73	3803	3820-3850	189	254.4

№ свердловин	Дебіт по газу, тис.м ³ /доб	Дебіт св. по конденсату, т./доб	Депресія на пласт, МПа	Тиск на вході в УКПГ, МПа	Температура на усті, °С	Температура на вході в УКПГ °С	Температура сепарації, °С	Довжина і діаметр шлейфу	Тиск на виході з УКПГ, Мпа	К-сть ступеней сепарації
5	0.2	0.5	0.4	3,4	31	6	-17	89x12-2370	3,1	2
8	220	6.3	2.03	8	31	17	-17	114x14-3060	3,1	2
25	1	0.2	0.6	8	32	17	-15	114x14-3060	3,1	2
6	70	3	3.6	3,4	32	17	-15	89x12-1100	3,1	2
22	17	0.4	4.06	3,4	31	12	-15	89x12-3380	3,1	2
23	87	3.2	3.77	3,4	30	16	-15	89x12-900	3,1	2
422	2	0.05	0.58	3.4	31	8	-15	89x12-1945	3,1	2

Основним ускладненням в роботі свердловин, що обмежує відбір газу, є протитиск на вході у ДКС. До інших ускладнень відносяться:

- утворення гідратів у викидних лініях свердловин;
- великий вміст CO₂.

2.4. Характеристика методів дослідження свердловин покладу, технологія, техніка та періодичність їх проведення

Дослідження газових свердловин проводиться з метою одержання необхідної інформації про пласт і привибійну зону, для регулювання розробки родовища. Всі методи одержання інформації про пласт діляться на прямі і побічні. Прямі методи дослідження пласта мають справу з пористим середовищем і флюїдами, які його насичують:

- а) аналіз керну;
- б) аналіз шламу;
- в) аналіз проб нафти, газу і води;
- г) кавернометрія стовбура свердловини;
- д) матеріали відробки бурових доліт.

Побічні методи дозволяють отримати дані про пласт на основі зв'язку між параметрами, які безпосередньо заміряні і параметрами пласта. До побічних методів дослідження свердловин відносяться такі методи:

1. Геофізичні дослідження свердловин - за даними вимірювання опору гірських порід визначають їх пористість і водогазонасиченість. Ці ж методи

дозволяють виділити в розрізі свердловин різні типи гірських порід і розділити породи на нафтогазоносні і водонасичені.

2. Термометричні дослідження свердловин - дозволяють визначити інтервали поступлення рідини чи газу у свердловину.

3. Дебітометричні дослідження - дозволяють встановити, з яких пластів і в якій кількості поступила рідина чи газ.

4. Акустичні дослідження (шумометрія) - дозволяють по інтенсивості шуму, який створюється потоком газу, визначити з яких інтервалів і в якій кількості поступив газ.

5. Гідродинамічні дослідження свердловин - дозволяють визначити параметри привибійної зони пласта, віддаленої зони пласта, будову пласта і встановити оптимальний режим експлуатації свердловин. По методу дослідження і характеру задач, які при цьому вирішують, гідродинамічні дослідження поділяються на дослідження при стаціонарних і нестаціонарних режимах фільтрації газу.

На родовищі проводились газогідродинамічні дослідження свердловин при стаціонарних режимах фільтрації газу. Дослідження проводяться у такій послідовності:

1. Продувають свердловину на факел для очистки вибою і привибійної зони від механічних домішок.

2. Закривають свердловину до моменту стабілізації тиску на гирлі свердловини до статичного тиску. Статичний тиск - це тиск на гирлі зупиненої свердловини, при якому тиск на вибої дорівнює пластовому тиску.

3. Встановлюють в трувер шайбу з найменшим діаметром прохідного отвору - 2 мм.

4. Після стабілізації всіх величин записують в таблицю дані $P_{затр}$, $P_{буф}$, $t_{прув}$, $d_{діафр}$.

5. Зупиняють свердловину для відновлення тиску до статичного на гирлі. Ставлять в трувер шайбу з більшим діаметром прохідного отвору і знову пускають свердловину в роботу. Такі дослідження проводять на 5-7 режимах.

На Пролетарській площі продуктивна характеристика залягання вивчена при бурінні, випробуванні і дослідженні в 4-х свердловинах: в свердл. №8 (гор. М-1), в свердл. № 422, 22, 23 і 6 (гор. Б-12) середнього карбона, в свердл. №5 (гор. С-4, С-5) нижнього карбона. Дослідження проводились методом усталених відборів газоконденсатної суміші із трубного простору свердловин на діафрагмах. Результати дослідів приводяться в табл. 2.3. Горизонт М-1 досліджений в свердл. № 8, де з інтервалу 2237-2252 м отриманий приплив газоконденсатної суміші з дебітом на 6 мм штуцері 123 тис. куб. м/ добу.

Пластовий тиск заміряно глибинним манометром і становив 23,37 МПа на глибині 2244,5 м. Статичний тиск установився за 2 години $P_{тр}=19,63$ МПа, $P_{зтр}=19,66$ МПа. Крива відновлення тиску не знімалась, в зв'язку з швидкою стабілізацією.

Коефіцієнти фільтраційних опорів по результатам досліджень $a=0,052 \frac{\text{МПа}^2 \times \text{доб.}}{\text{тис.м}^3}$; $v=0,531 * 10^{-3} \left(\frac{\text{МПа} \times \text{доб.}}{\text{тис.м}^3} \right)^2$.

Горизонт Б-12 досліджений в свердл.№6. Інтервал перфорації 3744-3768м. Отримано приплив газоконденсатної суміші з дебітом 87,6 тис. куб.м /добу на 8 мм штуцері, $P_{\text{пл}}=26.96$ МПа на глибині 3751,6 м $P_{\text{ст}}=19.7$ МПа

Коефіцієнти фільтраційних опорів

$$a=7,2 \frac{\text{МПа}^2 \times \text{доб.}}{\text{тис.м}^3} ;$$

$$v=31,3 * 10^{-3} \left(\frac{\text{МПа} \times \text{доб.}}{\text{тис.м}^3} \right)^2,$$

$Q=233,5$ тис.куб. м/добу.

В свердловині №422 (параметрична) горизонт Б-12 досліджена продуктивність інтервалів 3820-3850м, де отримано газ з $Q_{\text{ac}}=49,1$ тис.куб.м /доб.,

$$a=6,9 \frac{\text{МПа}^2 \times \text{доб.}}{\text{тис.м}^3} ;$$

$$v=13,3 * 10^{-3} \left(\frac{\text{МПа} \times \text{доб.}}{\text{тис.м}^3} \right)^2.$$

З метою покращення продуктивної характеристики в свердл.№422 проведена соляно-кислотна обробка (СКО), в результаті якої на 6мм діафрагмі дебіт газу незначно збільшився.

Результати дослідження наведені в табл. 2.3.

В свердловині №5 перфорація була проведена в 2-х горизонтах С-5-1 об'єкт - 4059-4111м, отримано не значні виділення газу, на 4,1 мм штуцері $Q_{\text{г}} = 15$ тис.куб.м/доб.; $Q_{\text{к}} = 0,35$ куб.м/доб., $Q_{\text{в}} = 1,65$ куб.м/доб.;

ІІ об'єкт -- 4002-4026 м гор. С-4 досліджено методом устлених відборів. Отримано приплив газу з $Q_{\text{ac}}=47,1$ тис.куб.м/доб.; $P_{\text{пл}} = 41,22$ МПа на глибині 4014м.

Коефіцієнти фільтраційних опорів

$$a=3,0 \frac{\text{МПа}^2 \times \text{доб.}}{\text{тис.м}^3} ;$$

$$v=3,2 * 10^{-3} \left(\frac{\text{МПа} \times \text{доб.}}{\text{тис.м}^3} \right)^2$$

На кожний із горизонтів проведено тільки по одному дослідженню, результати яких і прийняті в розрахунку показників розробки.

Таблиця 2.3. - Результати дослідження свердл.№422 (гор.Б-12) після СКО 12.07.1995р.

№ п/п	Діаметр штуцера, діафрагм, мм	Тиск, МПа		Q _{гкс} , тис.м ³ /д об	Q _{кон} м ³ /доб	Кф Сирог см ³ /м ³	Кф Стабіл см ³ /м ³	Час стабіліз. режиму
		P _г	P _{дос}					
1	4/6,01	10,5	13,59	18,5	1,58	85,4	71,3	24
2	5/6,01	6,51	9,26	23,3	1,97	84,5	71,2	24
3	6/8,02	4,97	10,51	23,1	1,87	80,9	68,0	24
Контрольний замір 31.07.1995 р.								
1	5/6.01	6,79	9,76	24,8	1,68	80,7	67,7	20

2.5. Характеристика і аналіз ефективності методів дії на привибійну зону пласта (ПЗП)

Відсутність перш за все вискоефективних методів дії на пласт у початковій стадії розробки і особливо при закінченні буріння свердловин і також після їх капітального ремонту призводить до низьких дебітів газу.

Пластовий тиск в даний час значно нижчий від гідростатичного. В таких умовах можна було б рекомендувати гідророзрив пласта. Інтенсифікація видобутку газу може бути ефективною тільки при застосуванні спеціальних заходів в цьому напрямку, озброєних високо-ефективною сучасною технікою, очолюваних спеціально підготовленим персоналом. При ситуації, яка склалася з врахуванням всіх факторів для Розумівського газового родовища рекомендується піноспиртокислотну обробку у наступній технології:

1. В пакерних свердловинах.
 - 1.1. Заповнюють шлейф газом високого тиску.
 - 1.2. Продувають свердловину на факел і зараз же закачують 1-1.5 м³ розчину ПАР.
 - 1.3. Продавлюють розчин ПАР до вибою свердловини газом із шлейфу. Витримують на протязі 10-12 годин.
 - 1.4. Продувають свердловину на факел.
 - 1.5. Закачують у НКТ газований 60%- розчин метилового спирту з додатком 0.1 %-ого ПАР. Об'єм спирту 0.1-0.5 м³ на 1 м розкритої товщини пласта.
 - 1.6. Закачують 0.5 м³ інгібітора корозії марки ГП-3.
 - 1.7. Закачують 12-14 %-ий солянокислотний розчин у суміші з технічним метанолом (2:1), інгібований 0.5%-им АНП-2, кількість розчину становить 0.1-0.5 м³ на 1 метр ефективної розкритої товщини пласта. Для стабілізації кислотного розчину обробляють його сірчисто-кислотним натрієм (0.8 кг на 1 м³ розчину). Закачку розчину здійснюють порціями по 3-5 м³, чергуючи їх із закачкою 10%-ого розчину АНП-2 або ГП-3.
 - 1.8. Продавку кислотного розчину здійснюють 3%-им газованим розчином хлористого амонію з додатком 0.1%-ого ПАР.
 - 1.9. Освоєння свердловин проводять після 3-4 годинного реагування кислотного розчину з породами пласта.

2. В безпакерних свердловинах.

2.1. Промивають свердловину газованим водним розчином ПАР 0.1%-ої концентрації.

2.2. При закритому затрубному просторі закачують в НКТ - 50% розчин метанолу з розрахунку $0.1-0.5 \text{ м}^3$ на 1 м розкритої ефективної товщини пласта, але не менше 10 м^3 . Газування розчину здійснюють природним газом за допомогою ежектора. Оскільки Розумівське родовище знаходиться на ранній стадії розробки, то методи дії на ПЗП практично не застосовувалися. Лише по свердловині №422 (горизонт Б-12) проводилась СКО пласта.

2.6. Характеристика і аналіз ефективності поточного і капітального ремонту свердловин

Підземний ремонт у залежності від складності підрозділяють на поточний і капітальний ремонт. В промисловій практиці під терміном "підземний ремонт свердловин" розуміють тільки поточний ремонт. Поточним ремонтом свердловин називається направлений на підтримку її дієздатності комплекс робіт по виправленню або заміні свердловинного і гирлового обладнання, по зміні режиму її експлуатації, по очистці підйомної колони від піщаних пробок, солей, по ліквідації негерметичності НКТ. До них також відносять ремонт з допомогою канатного методу і роботи по консервації свердловин. Поточний ремонт свердловин деколи буває планово-запобіжним (заміна і профілактичний огляд насосів, клапанів і іншого обладнання, ліквідація перетоків в міжколонному просторі).

Капітальний ремонт свердловин - це комплекс більш складних і довших робіт:

- дія на привибійну зону пласта з метою збільшення і відновлення продуктивності свердловин;
- ремонтно-ізоляційні роботи;
- ремонтно-виправні роботи;
- кріплення слабозцементованих порід у привибійній зоні;
- ліквідація аварій;
- перехід на інші горизонти;
- зарізка другого стовбура свердловини;
- ремонт свердловин, обладнаних для одночасно-роздільної експлуатації.

Ці роботи виконують відповідно бригади поточного і капітального ремонту свердловин. На виконання ремонтних робіт на свердловині бригада отримує технічний наряд з вказанням переліку робіт і строків їх виконання.

На свердловинах родовища поточний і капітальний ремонт свердловин не проводився, оскільки родовище розробляється досить короткий час і ніяких ускладнень у роботі свердловин не відмічалось.

Висновки

Стан розробки свердловин є непоганим. Це пов'язане з відсутністю особливих ускладнень в роботі свердловин. Єдиним значним недоліком свердловин є невисокі дебіти, особливо на свердловині №422, на якій дебіт станом на 01.01.2021 року становив 2 тис.м³/доб. Це свідчить про суттєве забруднення привибійної зони свердловин, тому необхідно застосовувати методи дії на ПЗП для покращення продуктивної характеристики свердловини.



3. АНАЛІЗ СИСТЕМ ЗБОРУ ТА ПРОМИСЛОВОЇ ПІДГОТОВКИ СВЕРДЛОВИННОЇ ПРОДУКЦІЇ

3.1. Характеристика систем збору і облаштування покладу

Оскільки річні темпи відбору газу і конденсату на Розумівському газоконденсатному родовищі досить високі, а найближча установка комплексної підготовки газу (УКПГ) знаходиться на Машівському газоконденсатному родовищі на відстані 30 км, то було прийнято рішення про спорудження УКПГ безпосередньо на родовищі.

Пролетарське ПСГ представлене трьома продуктивними горизонтами, тиск у яких відрізняється на досить значну величину. Тому при побудові УКПГ слід було розглянути можливість одночасної підготовки газу з трьох горизонтів. Було прийняте рішення про будівництво УКПГ з дво-ступінчатою сепарацією газу. Крім того, потрібно було передбачити виділення конденсату із газу.

3.2. Гідравлічний і температурний режими роботи викидних ліній свердловин

Гідравлічний і тепловий розрахунок шлейфів

Вибір діаметрів шлейфів трубопроводів здійснюється, виходячи з робочих дебітів свердловин, з урахуванням темпу падіння робочого тиску.

Розрахунок приведений для труб $d 89 \times 10$ мм і $d 114 \times 13$ мм. Температура газу в кінці шлейфів визначалась для зимового періоду, виходячи з прийнятого діаметра шлейфа, дебіту свердловин, та глибини залягання труб (1,2 м до верха труби).

Гідравлічний розрахунок проведений по формулі:

$$P_k = \sqrt{P_n^2 - \frac{g^2 \times \rho_g \times T_{cp} \times Z_{cp} \times L_{екв}}{E^2 \times \Delta^2 \times \gamma^2 \times 2,69 \times 10^{-12} \times d^{5,2}}}$$

де: P_k, P_n - початковий (устьовий) і кінцевий (на вході в УКПГ) тиск, $\times 10^{-1}$ МПа;

g - пропускна здатність шлейфа, млн.м³/доб.;

ρ_g - відносна густина газу по повітрю;

T_{cp} - середня по довжині шлейфа температура газу, К;

$L_{екв}$ - довжина шлейфа, км;

E - коефіцієнт, що враховує наявність рідини у газі;

Δ - коефіцієнт, що враховує відхилення режиму течії газу від квадратичного.

При квадратичному режимі $\Delta = 1$;

γ - коефіцієнт, що враховує наявність в газопроводі підкладних колець. При відсутності підкладних колець $\gamma = 1$;

d - внутрішній номінальний діаметр шлейфа, мм;

$$E = 1 - 0.1 \times \frac{\eta^{1/4}}{W_{cp}}$$

де: η - конденсатогазове відношення, л/1000 м³;

W_{cp} - швидкість руху суміші газ-рідина м/с.

Тепловий розрахунок шлейфів виконаний по формулі:

$$t_K = t_{zp} + \frac{t_n - t_{zp}}{\frac{62.6 \times K_m \times d_H \times L}{e \times C_p \times \rho_g \times 10^{-6}}}$$

де t_K - температура газу в кінці шлейфа, °С;

t_n - температура газу на усті свердловини, °С;

t_{zp} - температура ґрунта на глибині залягання трубопроводу (рівна 0 °С в зимовий період);

K_m - коефіцієнт тепловіддачі від газу до ґрунту, рівний $1,5 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^3} \times \text{год} \times \text{°С}$;

d_n - зовнішній номінальний діаметр шлейфа, мм;

L - довжина шлейфа, км;

g - дебіт свердловини, млн.м³/добу;

C_p - теплоємність газу, ккал/кг × °С;

ρ_g - відносна густина газу по повітрю;

e - основа натуральних логарифмів ($e = 2,72$).

Вихідні дані для гідравлічного і температурного розрахунків наведені в табл.

3.1.

Табл. 3.1 - Вихідні дані для гідравлічного і температурного розрахунків

№ свердловин	Дебіт по газу g , тис.м ³ /доб	Дебіт по конденсату g_k , т./доб	Тиск на усті P_y , МПа	Температура на усті t_y , °С	Відносна густина газу ρ_r	Довжина і діаметр шлейфу, мм-м
5	0.2	0.5	3,4	31	0.617	89x12-2370
8	220	6.3	8	31	0.640	114x14-3060
25	1	0.2	8	32	0.632	114x14-3050
6	70	3	2,45	32	0.636	89x12-1100
22	17	0.4	3,4	31	0.635	89x12-3380
23	87	3.2	3,4	30	0.636	89x12-900
422	2	0.05	3.4	31	0,636	89x12-1945

Гідравлічний і температурний розрахунок шлейфа св.№6.

1. Приймаємо в першому наближенні кінцевий тиск

$$P_K = 2,44 \text{ МПа}$$

2. Розрахунок коефіцієнтів стисливості газу $Z(P_y, T_y)$, $Z(P_{ct}, T_{ct})$

$$P_{cp.kp} = 4,892 - 0,4048 \times \rho_r$$

$$P_{cp.kp} = 4,892 - 0,4049 \times 0,636 = 4,635 \text{ МПа}$$

$$T_{cp,kr} = 94,717 + 170,8 \times \rho r \quad T_{cp,kr} = 94,717 + 170,8 \times 0,636 = 203,346 \text{ K}$$

$$P_{np,y} = \frac{P_y}{P_{cp,kr}}, \quad P_{np,cm} = \frac{P_{cm}}{P_{cp,kr}}$$

$$P_{np,y} = \frac{2,45}{4,635} = 0,5286, \quad P_{np,cm} = \frac{0,1013}{4,635} = 0,0218$$

$$T_{np,y} = \frac{T_y}{T_{cp,kr}} = \frac{305}{203,346} = 1,4999$$

$$T_{np,cm} = \frac{T_{cm}}{T_{cp,kr}} = \frac{293}{203,346} = 1,4433$$

$$Z(P_y, T_y) = (0,4 \lg 1,4999 + 0,73)^{0,5286} + 0,1 \times 0,5286 = 0,9429$$

$$Z(P_{cm}, T_{cm}) = (0,4 \lg 1,4433 + 0,73)^{0,0218} + 0,1 \times 0,0218 = 1,0218$$

3. Знаходимо значення середнього тиску в шлейфі

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_y + \frac{P_K^2}{P_y + P_K} \right) = \frac{2}{3} \left(2,45 + \frac{2,44^2}{2,45 + 2,44} \right) = 2,445 \text{ МПа}$$

4. Знаходимо значення середньої температури в шлейфі T_{cp} . Для цього визначаємо такі величини :

а) ізобарна теплоємність газу C_p :

$$M_{cp} = 28,97 \times \rho r = 28,97 \times 0,636 = 18,42 \text{ кг/к моль}$$

Мольна теплоємність газу :

$$C_{p,m} = 3,15 + 0,02203 \times T_{гр} - 0,149 \times T_{гр}^2 + \frac{0,238 \times M_{cp} \times P_{cp}^{1,124}}{\left(\frac{T_{cp}}{100} \right)^{5,08}} =$$

$$= 3,15 + 0,02203 \times 273 - 0,149 \times 273^2 + \frac{0,238 \times 18,421 \times 24,46^{1,124}}{\left(\frac{273}{100} \right)^{5,08}} = 9,077 \text{ кДж / кмоль} \times \text{K}$$

Масова теплоємність газу :

$$C_p = C_{p,m} / M_{cp} = 9,077 / 18,421 = 0,493 \text{ кДж / кг} \times \text{K}$$

б) Коефіцієнт, який враховує зміну температури по довжині шлейфу:

$$a = 62,6 \times \frac{1,16 \times k_m \times d_3}{g_z \times \rho_z \times c_p \times 10^3} = 62,6 \times \frac{1,16 \cdot 1,5 \times 0,089}{70 \times 0,636 \times 0,493 \times 10^3} = 4,42 \times 10^{-4} \text{ K/км}$$

в) Коефіцієнт Джоуля-Томсона:

$$D_i = \frac{T_{cp,kr} \times f(D_i)}{P_{cp,kr} \times 10 \times C_{pm}} = \frac{203,346 \times 1,304}{4,635 \times 10 \times 9,077} = 0,630$$

$$f(D_i) = 2,343 \times \left(\frac{T_o}{T_{kr}} \right)^{-2,04} - 0,071 \times \left(\frac{P_{cp}}{P_{kr}} - 0,8 \right) =$$

де

$$= 2,343 \times \left(\frac{273}{203,346} \right)^{-2,04} - 0,071 \times \left(\frac{2,445}{4,635} - 0,8 \right) = 1,304$$

г) Зведена температура навколишнього середовища:

$$T_0 = T_{cp} - D_i \frac{P_y^2 - P_K^2}{2 \times a \times L \times 10^{-3} \times P_{cp}} = 273 - 0,630 \frac{2,45^2 - 2,44^2}{2 \times 4,42 \times 1100 \times 10^{-3} \times 2,445} = 263,35 \text{ K}$$

Знайдемо середню температуру в шлейфі.

$$T_{cp} = T_0 + (T_y - T_0) \times \frac{1 - e^{-axL \times 10^{-3}}}{a \times L \times 10^{-3}} = 263,35 + (305 - 263,35) \times \frac{1 - e^{-4,42 \times 10^{-4} \times 1100 \times 10^{-3}}}{4,42 \times 10^{-4} \times 1100 \times 10^{-3}} = 304,93 \text{ К}$$

5. Визначаємо коефіцієнт стисливості газу $Z(P_{cp}, T_{cp})$.

$$\begin{aligned} Z(P_{cp}, T_{cp}) &= (0,4 \times \lg T_{cp, np} + 0,73)^{P_{cp, np}} + 0,1 \times P_{cp, np} = \\ &= (0,4 \times \lg 1,484 + 0,73)^{0,528} + 0,1 \times 0,528 = 0,9408 \end{aligned}$$

$$\text{де } T_{cp, np} = \frac{T_{cp}}{T_{кр}} = \frac{304,93}{203,346} = 1,499$$

$$P_{cp, np} = \frac{P_{cp}}{P_{кр}} = \frac{2,445}{4,635} = 0,528$$

6. Знаходимо коефіцієнт гідравлічного опору:

$$\lambda = 0,067 \times \left(\frac{158}{\text{Re}} + \frac{2 \times l_{\kappa}}{d_{\text{вн}}} \right)^{0,2} = 0,067 \times \left(\frac{158}{4,868 \times 10^5} + \frac{2 \times 0,03}{65} \right)^{0,2} = 0,017$$

де l_{κ} – еквівалентна шорсткість труб, для сталевих труб приймається рівною 30 мкм.

Re – число Рейнольдса, яке знаходимо за формулою:

$$\text{Re} = 1777 \frac{q_z \times \rho_z}{d_{\text{вн}} \times \mu} = 1777 \frac{70 \times 0,636}{6,5 \times 0,025} = 4,868 \times 10^5$$

7. Визначаємо середню швидкість руху газу в шлейфі:

$$\begin{aligned} W_{cp} &= \frac{4 \times q_s \times P_{cm} \times T_y \times Z(P_y, T_y)}{\pi \times d_{\text{вн}}^2 \times P_y \times T_{cm} \times Z(P_{cm}, T_{cm}) \times 86400} = \\ &= \frac{4 \times 70 \times 10^3 \times 0,1013 \times 305 \times 0,9426}{3,14 \times 0,069^2 \times 2,45 \times 293 \times 1,0218 \times 86400} = 8,61 \text{ м/с} \end{aligned}$$

8. Визначаємо кінцевий тиск:

$$\begin{aligned} P_{\kappa} &= \sqrt{P_n^2 - \frac{g^2 \times \rho_z \times T_{cp} \times Z_{cp} \times L_{\text{екв}}}{E^2 \times \Delta^2 \times \gamma^2 \times 2,69 \times 10^{-12} \times d^{5,2}}} = \\ &= \sqrt{(2,4 \times 10)^2 - \frac{(70 \times 10^{-3})^2 \times 0,636 \times 304,93 \times 0,9408 \times 1,1}{0,773^2 \times 1^2 \times 1^2 \times 2,69 \times 10^{-12} \times 69^{5,2}}} = 20,2 \times 10^{-1} \text{ МПа} \end{aligned}$$

$$\text{де } E = 1 - 0,1 \times \frac{\eta^{1/4}}{W_{cp}} = 1 - 0,1 \times \frac{149,5^{1/4}}{8,65} = 0,960$$

$$\eta = \frac{q_{\kappa}}{q_z} = \frac{\left(\frac{15,7}{0,75}\right) \times 10^6}{140 \times 10^3} = 149,5 \text{ см}^3 / \text{м}^3$$

Знаходимо температуру газу в кінці шлейфу:

$$t_{\kappa} = t_{cp} + (t_n - t_{cp})^{-al} = 0 + (32 - 0)^{-4,42 \times 10^{-4} \times 1100} = 5,4^0 \text{ C}$$

Аналогічно проводимо гідравлічні і теплові розрахунки шлейфів решти свердловин № 422, 5, 8.

Гідравлічні розрахунки виконувалися, з врахуванням двох умов:

- втрати тиску в шлейфах у кінці періода ОПЕ не повинні перевищувати 5%;

- швидкість руху пластової суміші в шлейфах не повинна бути нижчою 1,5 м/сек для забезпечення винесення рідини з понижених місць.

Оптимальною швидкістю руху пластової суміші в шлейфах вважають швидкість 3-7 м/с.

Аналіз виконаних гідравлічних розрахунків показує, що при довжинах більш ніж 2 км і дебітах, прийнятих з проекта, найбільш розумно для таких свердловин виконувати шлейфи з труб діаметром 114 × 14 мм, а шлейфи до свердловин довжиною менш ніж 2 км краще виготовляти з труб діаметром 89 × 10 мм. Виходячи з цього для всіх шлейфів застосовуються труби 89 × 10 мм, крім шлейфу від свердловини №8, для якої потрібні труби 114 × 14 мм.

3.3. Характеристика технології та основного бладнання установки комплексної підготовки свердловинної продукції (УКПГ)

Процес підготовки газу проходить по наступній технологічній схемі.

Газ із свердловин по індивідуальних шлейфах 114 × 14 мм та 89 × 10 мм поступає на вхід УКПГ, збирається у гребінку, де вирівнюється до тиску високонапірних свердловин, 12.7 МПа, на який розраховані сепаратори I ступені. При тиску на вході понад 20 МПа необхідно проводити дроселювання газу.

На першій ступені сепарації проходить основне відділення води та вуглеводневого конденсату, що випадають із газу у результаті його охолодження. Перед другою ступінню сепарації газ дроселюється до тиску 5.3 МПа, у результаті чого його температура без додаткового охолодження у теплообміннику знижується до 248--261 К.

У відповідності з пунктом 1.5 СНіП 2.04.08-87 "Газопостачання" температура газу повинна бути не нижче мінус 10 °С при подачі у підземні газопроводи. Для виконання цієї умови у схемі підготовки газу необхідно включити теплообмінник, котрий встановлюється після першої ступені сепарації.

Підготовлений газ заміряється і по газопроводу діаметром 168 × 12 мм довжиною близько 30 км подається у газопровід ЕДК--1020 мм сумісно із газом Пролетарського ПСГ

При зниженні тиску на вході в УКПГ до 8 МПа не вдається отримати необхідну (згідно ГОСТ 51.40-83) температуру точки роси по волозі за рахунок природнього дросель-ефекту. Тому на останній стадії розробки покладу для кінцевої підготовки газу до вимог ГОСТ необхідно подавати газ на Пролетарську УКПГ, де є холодильне і компресорне обладнання. При тиску сепарації Пролетарської УКПГ P=1,8 МПа охолодження газу буде проходити за рахунок дроселювання з подальшим компренуванням на виході УКПГ до 3 МПа по умовам транспортування газу. Якщо підтримувати тиск сепарації 3 МПа, то потрібне штучне охолодження газу з допомогою холодильної машини.

Оскільки робочий тиск по свердловині горизонту М-1 значно нижчий, ніж по свердловинах інших горизонтів, то це не дозволяє подавати газ на першу ступінь сепарації. Тому для даної свердловини рекомендується наступна схема підготовки газу. На вході в УКПГ газ збирається у дві гребінки: від високонапірних і

низьконапірних свердловин. Газ високонапірних свердловин (горизонти Б-12, С-4) підготовлюється по наведеній вище технології, а від низьконапірних свердловин подається безпосередньо на другу ступінь сепарації.

Конденсат, що виділився при сепарації газу, поступає у розділювальні ємності по ступенях сепарації.

У випадку застосування на родовищі закритої системи збору і транспорту конденсат буде подаватися на ТЦСК Селещина по конденсатопроводу діаметром 114 x 10 мм довжиною близько 30 км при тиску сепарації (але не нижче 1.8 МПа), що забезпечує на вході ТЦСК тиск 1.56 МПа. Для аварійного збору конденсату на УКПГ встановлюється резервуар ємністю 50 м³ з розрахунку об'єму півторадобового видобування конденсату, а для перекачки конденсату необхідно встановити насоси.

Виходячи з максимального добового видобутку газу для облаштування УКПГ необхідна одна робоча технологічна лінія продуктивністю 1 млн.м³/доб, а для дослідження свердловин - замірний сепаратор.

При заданих параметрах роботи УКПГ створюються умови для утворення гідратів у стовбурі і шлейфах. При тиску 5-20 МПа температура початку гідратоутворення 294--295 К, що практично рівно температурі газу на усті.

На вході в УКПГ при тиску 12.7 МПа гідрати утворюються при температурі 293 К, що набагато вище температури газу.

Для запобігання утворенню гідратів і їх ліквідації у стовбурі свердловини, у шлейфах і на УКПГ необхідно передбачити подачу інгібітора метанолу у затрубний простір свердловин і перед дроселюючими пристроями на УКПГ. подача метанолу здійснюється дозаторними насосами із ємностей для зберігання метанолу. Норма витрати метанолу визначається по методиці. Для свердловин горизонтів Б-12 і С-4 питома витрата метанолу на 1000 м³ газу складе 2 кг або 2.46 л, для свердловин горизонту М-1- 0.88 кг або 1.09 л. Через нерівномірність подачі інгібітору витрата може бути збільшена на 10-15%. В загальному по УКПГ витрата метанолу із врахуванням збільшення на 10-15 % складе 3.3 кг/1000 м³ або 4.1 л/1000 м³.

Технологія підготовки газу до транспорту нерозривно пов'язана з вирішенням проблеми ефективного використання його пластової енергії. Чим вищий рівень використання потенційної енергії пласта, тим економніша технологічна схема підготовки газу до транспорту, довший період безкомпресорної експлуатації родовища. Якщо розглядати технологічний ланцюг по ділянках, на яких проходять втрати пластової енергії, то можна виділити дві основні ланки, у відповідності з технологічною схемою підготовки газу на Розумовському ГКР:

1. Ділянка від гирла свердловин до установки підготовки газу, тобто шлейф свердловин;
2. Установка підготовки газу.

Найбільші втрати тиску газу походять у шлейфах свердловин. Причиною зниження ефективності їх роботи є забруднення механічними домішками і водою, яка виноситься газом з вибоїв свердловин. Існує і ряд інших факторів, таких як

мінеральні солі, продукти корозії, тощо. При відкладанні механічних домішок і солей значно підвищується гідравлічний опір шлейфів, а також відбувається вплив на температурний режим технологічного процесу. Зниження гідравлічної ефективності роботи шлейфів призводить до додаткових втрат потенційної енергії пласта, погіршення роботи УКПГ, необхідності введення джерел штучного охолодження на більш ранній стадії експлуатації родовища. Для покращення гідравлічного стану шлейфів необхідно проводити їх очистку. Методи і засоби, які застосовуються на даний час для очистки газопроводів - це продувка через відкритий переріз труби, очисні поршні, скребки, є дуже складними і не завжди економічно виправдані для застосування з метою очистки шлейфів.

Широке практичне застосування на об'єктах газової промисловості набули поверхнево-активні речовини, які використовуються для очистки великих ємностей, привибійної зони свердловин, що дозволяє використовувати їх для очистки шлейфів на промислах. ПАР, що застосовуються, відрізняються фізико-хімічними властивостями, у зв'язку з чим не всі види ПАР можуть використовуватися для очистки шлейфів. ПАР підбирають таким чином, щоб піна яка отримується з них, мала високу кратність і була стійка при контакті з мінералізованою водою. Найбільш якісними для очистки шлейфів і газопроводів слід вважати висократні піни, утворені розчинами ПАР типу ОП-7, ОП-3, ДНС-А, Піна-76. Запуск піни у порожнину шлейфу здійснюється на усті свердловини. Піна утворюється централізовано на автоагрегаті "Азінмаш", на який встановлюється ємність з розчином ПАР, піноежектор, який дозволяє отримувати високократну піну, насос високого тиску, з'єднювальні шланги, прилади централізованого приготування піни. Даний агрегат дозволяє здійснювати очистку шлейфів без індивідуального їх обмеження. Після запуску піни у внутрішню порожнину шлейфів, вона підхоплюється потоком газу, змочує внутрішню поверхню труби і зменшує сили поверхневого натягу на поверхні їх контакту. За рахунок капілярного ефекту утвореної структурної піни забезпечується процес змиття забруднень і емульгування рідкої фази в дрібнодисперсну емульсію. Піна здійснює руйнування і винесення забруднень із шлейфів в загальний колектор, де збирається газ, що транспортується із свердловини по шлейфах. В колектори для гасіння піни вводяться піногенні речовини, які гасять її і перетворюють у рідку фазу. Продукт очистки сумісно із згащеною піною поступає в сепаратор грубої очистки, де проходить поступове відділення механічних залишків і рідких забруднень. Із сепаратора грубої очистки вони поступають на 1-шу ступінь сепарації, де проходить основне відділення продуктів очистки вуглеводнів і води. Далі газ подається у трубний простір теплообмінників, де охолоджується зустрічним потоком газу з низькотемпературного сепаратора. Охолоджений у теплообміннику газ із залишками продуктів очистки направляється на дросель, де за рахунок дросель-ефекту додатково знижується температура потоку газу і руйнується піна, яка у ньому залишилася. Після дроселю газ із низькою температурою поступає у сепаратор 2-ої ступені сепарації, в якому відділяються продукти очистки, що залишилися після 1-ої ступені сепарації: рідка фаза ПАР, інгібітори, вода.

Очищений сухий газ проходить через затрубний простір теплообмінника і подається у газопровід. Продукти очистки: вода, механічні домішки, рідка фаза ПАР із сепаратора грубої очистки і I-ої ступені сепарації поступають у розділювальну ємність, де проходить розділення фаз. Продукти очистки: розчин ПАР, вода, інгібітор після сепаратора II-ої ступені направляються у розділювач II-ої ступені. Гази дегазації повертають у потік газу перед низькотемпературним сепаратором. Для попередження гідратоутворення у сепараційному і теплообмінному обладнанні вводиться інгібітор гідратоутворення. Розробка технології очистки шлейфів пінами ПАР органічно вписується в технологічну схему підготовки газу Пролетарського ПСГ і не потребує додаткових змін і капітальних затрат.



4. ПРОЕКТУВАННЯ ЗАХОДІВ ПО БОРОТЬБИ З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

4.1. Обґрунтування необхідності застосування методів боротьби з ускладненнями в процесі їх експлуатації

В промисловій практиці, як критерій стійкої роботи обводнених газових свердловин найчастіше використовують мінімально необхідний дебіт газу. Для оцінки його значення стосовно умов роботи свердловин Розумівського газоконденсатного родовища використана залежність:

$$q_{м.н} = 8480 \times d_{вн}^{2.5} \times \sqrt{\frac{P_{виб} \times \rho_p}{\bar{\rho}_r \times Z_{виб} \times T_{виб}}}$$

де $d_{вн}$ - внутрішній діаметр ліфтових труб, м;

$P_{виб}$ - тиск на виході в башмак ліфтових труб (вибійний тиск), МПа;

ρ_p - густина рідини, $\frac{кг}{м^3}$; $\bar{\rho}_r$ - відносна густина газу;

$T_{виб}$ - температура на виході в башмак ліфтових труб (вибійна температура),

К;

$Z_{виб}$ - коефіцієнт стисливості газу при $P_{виб}$ і $T_{виб}$.

Для свердловини №6

$$q_{м.н} = 8480 \times 0,073^{2.5} \times \sqrt{\frac{8,85 \times 856}{0,7 \times 0,942 \times 335}} = 154,95 \frac{тис.м^3}{доб}$$

Для свердловини №422

$$q_{м.н} = 8480 \times 0,073^{2.5} \times \sqrt{\frac{11,6 \times 860}{0,7 \times 0,945 \times 338}} = 301,868 \frac{тис.м^3}{доб}$$

Для характеристики умов роботи свердловин використовують також швидкість руху газу на вході в башмак ліфтових труб та інші параметри, зокрема параметр Фруда та його модифікації.

Параметр Фруда для газу і рідини:

$$F_{rr} = \frac{W_r^2}{g \times d_{вн}} \quad F_{rp} = \frac{W_p^2}{g \times d_{вн}}$$

Модифіковані параметри Фруда для газового і рідинного потоків:

$$F_{r.r}^* = \frac{W_r^2}{g \times d_{вн}} \times \frac{\rho_r}{\rho_p - \rho_r} \quad F_{rp}^* = \frac{W_p^2}{g \times d_{вн}} \times \frac{\rho_p}{\rho_p - \rho_r},$$

$$\text{де } W_r = 5,1 \times 10^{-6} \frac{q_r \times Z_{виб} \times T_{виб}}{P_{виб} \times d_{вн}^2} \quad W_p = 1,47 \times 10^{-5} \frac{q_p}{d_{вн}}$$

$$\rho_r = 3485,34 \times \bar{\rho}_r \frac{P_{виб}}{Z_{виб} \times T_{виб}} \quad P_{cp} = \frac{2}{3} (P_{виб} + \frac{P_y^2}{P_{виб} + P_y})$$

$$T_{cp} = \frac{T_{виб} - T_y}{e_n \frac{T_{виб}}{T_y}}$$

Для свердловини №422:

$$\rho_r = 3485,34 \times 0,7 \frac{11,6}{0,942 \times 335} = 89,86$$

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(11,6 + \frac{9,82^2}{11,86 + 9,82} \right) = 10,698 \text{ МПа}$$

$$T_{cp} = \frac{335 - 308}{e_n \frac{335}{308}}$$

$$W_r = 5,1 \times 10^{-6} \frac{140 \times 0,842 \times 335}{11,6 \times 0,073^2} = 3,257 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

$$W_p = 1,47 \times 10^{-5} \frac{0,4}{0,073^2} = 0,00209 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

$$F_{nr} = \frac{3,257^2}{9,81 \times 0,073} = 14,81$$

$$F_{np} = \frac{0,00209^2}{9,81 \times 0,073} = 0,0613$$

$$F_{nr}^* = \frac{3,257^2}{9,81 \times 0,073} \times \frac{238,12}{856 - 238,12} = 5,7$$

$$F_{np}^* = \frac{0,00209^2}{9,81 \times 0,073} \times \frac{856}{856 - 238,12} = 0,2929$$

Аналогічні розрахунки для свердловини №6.

Результати розрахунків зводимо в табл.4.1.

Таблиця 4.1. - Фактичні і розрахункові параметри роботи свердловин горизонту Б-12 Пролетарського ПСГ

№ свердловини	L, м	Ø _{вн.} , м	P _{виб.} , МПа	T _y , С	P _y , МПа	q _r , тис.м ³ /доб	q _p , м ³ /доб
422	3790	0.073	11,6	32	9,82	2	0,1
6	4437	0.073	8,85	35	7,65	70	0,4

продовження табл.4.1.

№ свердловини	W _r , м/с	W _p , м/с	Fr _r	Fr _p	Fr _r *	Fr _p *	q.м.н, тис.м ³ /доб
422	3,257	0,0029	5,7	0,02929	0,37	0,0385	301,868
6	1,2736	0,00209	22,6	0,0613	1,57	0,2929	154,95

Розрахункові дані дозволяють визначити граничні значення критичних параметрів, які характеризують область стійкого винесення рідини із свердловин Розумівського газоконденсатного родовища. Згідно з приведеними розрахунками, в залежності від дебіту рідини для стабільної роботи свердловин швидкість руху газу на вході в башмак ліфтових труб повинна складати не менше 0,8-1,2 м/с, параметр Фруда 5-22,4.

Оскільки дебіт свердловини №422 менший за мінімально необхідний дебіт необхідно застосовувати методи інтенсифікації винесення рідини з вибою свердловини.

4.2. Характеристика сучасних методів боротьби з ускладненнями в роботі газових свердловин

Всі методи боротьби з обводненням свердловин можна розподілити на три групи. Методи першої групи ґрунтуються на попередженні надходження води на вибій свердловини і включають:

- селективне розкриття газоносних пластів;
- ізоляційні роботи по від'єднанню обводнених пропластків, ліквідації заколонних перетоків води;
- експлуатації свердловин зі зниженими дебітами газу, при яких вода не надходить до вибою.

До другої групи належать методи звільнення стовбура свердловини від рідини без підйому її на поверхню.

- періодичні зупинки свердловини для поглинання рідини, що накопичилась на вибої;
- проведення внутрішньосвердловинної сепарації води від газу, з наступними її перепуском в розміщенні нище водопоглинаючі пласти.

До третьої групи належать методи звільнення від рідини стовбура свердловини шляхом підйому її на поверхню.

В зв'язку з обмеженістю області застосування перших двох груп методів боротьби з обводненням свердловин в даний час найбільше поширення одержали методи винесення рідини із свердловини на поверхню. Відомі методи експлуатації обводнених газових свердловин поділяються на газогідродинамічні, фізико-хімічні, механізовані.

Газогідродинамічні методи основані на використанні природньої енергії пластового газу для винесення рідини із свердловин шляхом підтримання необхідного дебіту і необхідних швидкостей руху газу на вході в ліфтові труби (за рахунок зменшення тиску на гирлі або діаметру ліфтових труб чи збільшення витрати газу). До них належать:

- вибір раціональної конструкції колони ліфтових труб (діаметру і глибини спуску);
- застосування комбінованої (ступінчастої) колони ліфтових труб різного діаметру;
- пониження тиску на гирлі свердловини за рахунок введення в експлуатацію КС або застосування ежекторних пристроїв;
- періодичні продувки свердловин у викидну лінію за допомогою автоматичних комплексів типу "Вибій-1";
- періодичні продувки свердловин в газопровід низького тиску чи в атмосферу по факельній лінії;

- обладнання свердловин, які працюють з дебітами газу, більшими від мінімально необхідного, автоматичними системами типу “Ластівка” для безперервного виносу рідини по ліфтових трубах і відбору решти газу по затрубному просторі;

- застосування сифонних трубок умовним діаметром 25, 32 або 42 мм, які спускають в колону ліфтових труб для періодичного чи безперервного виносу рідини;

- обладнання колони фонтанних труб вибійними і ліфтовими диспергаторами для створення однорідного високодисперсійного газорідинного потоку шляхом механічного і акустичного диспергування рідини.

Фізико-хімічні методи основані на штучному продовженні періоду природнього фонтанування свердловини за рахунок дії на газорідинний потік в ліфтових трубах фізичними полями, температурою впливу з подачею з поверхні спінюючих ПАР і різних хімреагентів, які взаємодіють між собою з пластовою водою. До даної групи належать такі способи виносу рідини з вибою свердловин.

- періодичне чи безперервне введення твердих або рідких спінюючих ПАР в затрубний простір або в ліфтові труби;

- подача на вибій свердловини сухого льоду (твердого CO_2) і наступний видобуток газованої діоксидом вуглецю рідини;

- винесення рідини із свердловини за допомогою трифазних пін;

- випаровування рідини, яка скупчується на вибої і в привибійній зоні пласта за допомогою циркулюючої в свердловині перегрітої пари чи вибійних електронагрівачів.

- температурне диспергування шляхом нагрівання її до температури, при якій за рахунок зменшення в'язкості та поверхневого натягу на межі з газом відбувається інтенсивне дроблення крапель рідини;

- диспергування рідини шляхом дії на газорідинний потік фізичними (магнітними) полями.

Механізовані методи експлуатації обводнених газових свердловин основані на використанні для виносу рідини додаткової енергії, яка вводиться з поверхні (енергія стисненого газу при газліфтному способі, потенціальні і кінетичні енергії при насосних способах) або обладнанні колони ліфтових труб спеціальними пристроями, які приводяться в дію тільки за рахунок енергії пластового газу (пневмоагрегатами, плунжери).

Дана група включає такі способи експлуатації обводнених свердловин:

- періодичним і безперервним газліфтом;

- плунжерним ліфтом;

- зануреними свердловинними насосами (штанговими, електровідцентровими, гідропоршневими, гідроімпульсними, водоструминними, газоструминними);

- пневмопоршневими агрегатами з використанням енергії пластового газу.

З усіх розглянутих вище методів інтенсифікації виносу рідини з вибою свердловини №422 Пролетарського, в роботі запропоновано введення рідких спінюючих ПАР в затрубний простір.

Перевіримо, за допомогою розрахунків, чи введення ПАР є раціональним для умов роботи конкретної свердловини. Для цього необхідно визначити комплексний коефіцієнт:

$$B = \sqrt{\frac{Z_{\text{вв}} \times T_{\text{вб}}}{P_{\text{вб}}}}$$

$$B = \sqrt{\frac{0,945 \times 118}{33,6}} = 1,82$$

За даних умов необхідно застосовувати методи неперервної дії, наприклад подачу вспінюючих ПАР. Отже, на свердловині №422 можна застосовувати введення рідких вспінюючих ПАР для забезпечення винесення рідини з вибою свердловини.

4.3. Технологічні і технічні розрахунки параметрів запроєктованого способу

Для введення на вибій свердловини №422 вибираємо вспінюючий складник, який підібраний для вспінення водоконденсатних сумішей з великим вмістом конденсату і при високих температурах. Складник – є суміш неонула типу АФУ – 12 А і препарату ОС – 20 з масовим співвідношенням 4:1

Для спінення масова концентрація у водоконденсатній суміші становить:

- для неонула – 1%
- для ОС – 20 – 0,25%

Розчин АФУ – 12 А готують на водній основі, а ОС – 20 в конденсаті.

1. Обчислюємо об'ємну витрату робочого розчину для свердловини №422

$$q_{p.p} = \frac{(Q_v \cdot \rho_v + Q_k \cdot \rho_k) \cdot C_2}{\rho_{p.p} \cdot (C_1 - C_2)}$$

де C_1 – масова концентрація ПАР в робочому розчині, %

Приймаємо $C_1 = 40\%$

C_2 – масова концентрація ПАР у виносимій зі свердловини рідини, %.

Приймаємо $C_2 = 0,5\%$

ρ_v – густина пластової води, $\text{кг}/\text{м}^3$.

ρ_k – густина конденсату, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Згідно прмислових даних $\rho_k = 860 \text{ кг}/\text{м}^3$

Q_v – дебіт води, $\text{м}^3/\text{добу}$.

Q_k – дебіт конденсату, $\text{м}^3/\text{добу}$. $Q_k = 0,1 \text{ м}^3/\text{добу}$

$\rho_{p.p}$ – густина робочого розчину, $\text{кг}/\text{м}^3$

Густину робочого розчину знаходимо за формулою:

$$\rho_{p.p} = \frac{\rho_{\text{роз}} \cdot V_{\text{роз}} + \rho_{\text{пар}} \cdot V_{\text{пар}}}{V_{\text{роз}} + V_{\text{пар}}}$$

де $\rho_{\text{роз}}$ – густина рідини розчинника, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Приймаємо $\rho_{роз} = 1020 \text{ кг/м}^3$.

$V_{роз}$ – об'єм розчинника в якому приготують робочий розчин ПАР, м^3 .
Для попередніх розрахунків приймаємо $V_{роз} = 5 \text{ м}^3$.

$\rho_{пар}$ – густина ПАР, кг/м^3 . Приймаємо $\rho_{пар} = 1190 \text{ кг/м}^3$.

$V_{пар}$ – об'єм розчину ПАР, м^3 .

$$V_{пар} = V_{роз} \times 0,2 = 5 \times 0,2 = 1 \text{ м}^3$$

$$\rho_{р.р} = \frac{1020 \cdot 5 + 1190 \cdot 1}{1 + 5} = 1048,333 \text{ кг/м}^3$$

Тепер знайдемо об'ємну витрату робочого розчину.

$$Q_{р.р} = \frac{(0,1 \cdot 860) \cdot 0,5}{1048,333 \cdot (40 - 0,5)} = 0,019 \text{ м}^3/\text{добу}.$$

2. Визначимо масу поверхнево-активних речовин, яку необхідно подавати на свердловину №422 за добу.

$$m_{пар} = \frac{q_{рр} \cdot \rho_{рр} \cdot C_1 \cdot 10^{-3}}{100}$$

$$m_{пар} = \frac{0,019 \cdot 1048,333 \cdot 40 \cdot 10^{-3}}{100} = 0,0065 \text{ т/добу}$$

3. Уточнюємо об'єм ПАР для приготування робочого розчину на одну добу.

$$V_{пар} = \frac{m_{пар} \cdot 10^3}{\rho_{пар}} \quad V_{пар} = \frac{0,0065 \cdot 10^3}{1190} = 0,0055 \text{ м}^3/\text{добу}$$

4. Знаючи об'єм ПАР знаходимо об'єм розчинника для приготування робочого розчину на одну добу.

$$V_p = \frac{V_{пар}}{0,2} \quad V_p = \frac{0,0055}{0,2} = 0,0276 \text{ м}^3/\text{добу}$$

5. Уточнюємо кількість ПАР для приготування робочого концентрованого розчину.

$$m_{пар1} = \frac{C_1 \cdot V_p \cdot \rho_{роз} \cdot 10^{-3}}{100 - C_1}$$

$$m_{пар1} = \frac{40 \cdot 0,027663 \cdot 1020 \cdot 10^{-3}}{100 - 40} = 0,00503 \text{ т/добу}$$

Для реалізації технології централізованої подачі вспінювача в свердловину №422 встановлено ємності для приготування робочого розчину неолола і ємності для розчину ОС – 20. Із ємностей насосами дозаторами розчин подається на свердловину по інгібіторопроводах, які прокладено паралельно шлейфам до гирла свердловин.

Як показує промисловий досвід розробки газоконденсатних родовищ, після впровадження технології винесення рідини з вибою свердловини за допомогою спінюючих ПАР, свердловина починає працювати стабільно. При цьому

забезпечується повне винесення води і вуглеводневого конденсату зі стовбура свердловини, а віддача свердловини збільшується на 15 – 20%.

Розрахуємо приріст дебіту газу.

Прийmemo, що дебіт газу збільшився на 18%.

існуючий дебіт газу $q_0=2$ тис.м³/добу – 100%

$\Delta q=x$ тис.м³/добу – 18%

$$\Delta q = \frac{q_0 \times 18\%}{100\%} = \frac{2 \times 18\%}{100\%} = 0.36 \text{ тис.м}^3/\text{добу}$$

Розрахуємо додатковий видобуток газу за один рік експлуатації.

$$\Delta Q = \Delta q \times 365 = 0,36 \times 365 = 131,4 \text{ тис.м}^3$$

Отже в результаті впровадження технології винесення рідини з вибою свердловини за допомогою спінюючих ПАР на свердловині №422 збільшилася віддача газу на 131,46 тис.м³.

4.4. Технологія і техніка запроєктованого способу боротьби з ускладненням в роботі газових свердловин.

Технологія видалення рідини за допомогою рідких вспінюючих ПАР передбачає:

1. Проведення промислових досліджень по встановленню параметрів стійкої роботи газоконденсатних свердловин з метою обґрунтування способу видалення рідини з вибою і стовбуру за допомогою водного розчину спінювача.

2. Уточнення концентрації вспінювача у рідині, що виноситься на основі проведення лабораторних досліджень по вспіненню водоконденсатних сумішей, відібраних зі свердловин конкретних родовищ.

3. Розрахунок кількості робочого концентрованого розчину піноутворювача, який подається на вибій свердловини залежно від вибраної концентрації піноутворювача, дебітів води і конденсату.

4. Розробку технологічної системи подачі робочих розчинів у свердловину.

5. Проведення підготовчих робіт, необхідних для впровадження технологічної схеми подачі піноутворювача на вибій свердловини.

6. Гідравлічні розрахунки шлейфів при транспортуванні вспінених розчинів.

7. Тепловий розрахунок шлейфів для визначення можливості утворення кристалогідратів.

8. Вибір типу насосів-дозаторів, які б забезпечували необхідну витрату і тиск при централізованій подачі розчину піноутворювача.

9. Проведення промислових випробувань і технології з метою уточнення об'ємної витрати і оптимальної концентрації розчинів ПАР.

10. Вибір способу боротьби з піноутворенням на сепараційній установці та проведення технологічних розрахунків.

11. Проведення періодичних контрольних вимірів газу, води і конденсату для визначення ефективності запроєктованої технології.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ, НАДР ТА ДОВКІЛЛЯ ПРИ ЗБЕРІГАННІ ГАЗУ

5.1. Аналіз заходів по охороні надр при зберіганні газу

Охорона надр забезпечується на етапах буріння і експлуатації свердловин. При бурінні свердловин можливе забруднення горизонтів з прісною водою, яку використовують для пиття.

Для цих випадків розкриття горизонтів з прісними водами повинно проводитися з використанням екологічно нешкідливого бурового та тампонажного розчинів з наступним перекриттям і цементуванням обсадної колони до глибини 150 м.

В проекті на будівництво свердловин повинні бути передбачені технічні рішення, які забезпечують надійність цих споруд у відношенні запобігання заколонних і міжколонних перетоків вуглеводнів, які можуть привести до витікання газу в атмосферу і загазування водоносних горизонтів, що мають вихід на поверхню землі, а також стати причиною зминання колон, просідання устя і іншого.

Особливістю розробки Пролетарсько родовища є великі депресії у видобувних свердловинах, що з часом може привести до порушення герметичності і можливого зминання колон. Тому в процесі експлуатації родовища необхідний контроль за перетоками газу в заколонний простір і утворенням вторинних газонакопичень.

При виявленні скупчень газу вторинного характеру у верхніх пластах у процесі розробки родовища необхідно виявити джерела таких скупчень і прийняти заходи для локалізації і попередження зростання запасів в них. Для ліквідації вторинних скупчень газу передбачається закладання контрольно-дренажних, дегазаційних свердловин з випуском газу до повного виснаження цих накопичень.

Випущений при цьому газ повинен утилізуватись таким методом, щоб не завдавати шкоди навколишньому середовищу.

5.2. Аналіз заходів по охороні довкілля при експлуатації газосховища

Джерелом забруднення атмосферного повітря можуть бути:

1. в процесі буріння свердловини:
 - двигуни внутрішнього згорання, розташовані на території бурової;
 - котельні;
 - свердловини, які знаходяться на випробуваннях, або на дослідженнях.
2. в процесі розробки родовищ:
 - свердловини і газопроводи (шлейфи) при їх продувці в атмосферу;
 - аварійні викиди газу; резервуарні парки для зберігання конденсату, які мають дихальні клапани;
 - пропуски газу через нещільності технологічного обладнання (на УКПГ і свердловинах) і т.п.

З метою зменшення і запобігання викидів шкідливих речовин в атмосферу при бурінні і експлуатації Пролетарського ПСГ в робочому проекті необхідні такі заходи:

- комплекс досліджень і замірів по контролю за станом атмосферного повітря з метою визначення концентрації шкідливих речовин;
- складання графіків профілактичного огляду запірною і герметизуючого обладнання, його заміну, ремонт, графіків продувок свердловин і технологічного обладнання з мінімальним випуском вуглеводнів в атмосферу;
- буріння свердловин виконувати з використанням електроенергії;
- випробування свердловин проводити після перевірки обладнання на герметичність;
- у випадку використання в процесі дослідження установки для розділення фаз вуглеводнів (сепараторів), рідкі вуглеводні (конденсат) повинні збиратися в ємності з наступним їх вивозом;
- дослідження свердловин, в процесі їх експлуатацій, робити в промисловий колектор з повною утилізацією вуглеводнів (без випуску газу в атмосферу);
- не проводити дослідження свердловин з випуском газу в атмосферу при метеумовах які можуть привести до забруднення в разі крайньої необхідності виконання таких робіт повинні бути складені заходи по зниженню викидів.

Заходи по охороні водного середовища передбачають охорону горизонтів з прісними водами у верхній частині геологічного розрізу родовища, ґрунтових і поверхневих вод.

Горизонти з прісними водами, приурочені до пісків і піщаників полтавської свити, харківського і бучакського ярусів являється джерелом питтєвого водозабезпечення. Тому охорона горизонтів з прісними водами від забруднення повинна забезпечуватися при бурінні свердловин і експлуатації родовища.

Ґрунтові води приурочені до піщаних пропластків, що залягають на глибині 6-8 м. Ці горизонти незначні і використовуються місцевим населення для питних, побутових і господарських потреб

В межах Пролетарського ПСГ є два ставки, створені для водопою тварин. Забруднення цих вод можливо при будівництві свердловин і експлуатації родовища.

Потенційними джерелами забруднення є:

- бурові стічні води і шлам;
- продукти випробування свердловин (конденсат, мінералізована вода);
- хімічні реагенти, що використовують для обробки бурового розчину ;
- забруднені ливневі стічні води і ін.

Для запобігання забруднення ґрунтових і поверхневих вод необхідно виключити можливість виходу за межі бурового майданчика і УКПГ цих джерел. Тому необхідно передбачити :

- спорудження земляних шламових амбарів в глинистому ґрунті з гідроізоляцією їх стінок і дна для відпрацьованого бурового розчину і стічних вод;
- зберігання хімреагентів у спеціальних ємностях.

Виходячи із проектного положення свердловин необхідно визначити глибину днища земляних шламових амбарів з врахуванням рівня підземних вод.

Запобігання попадання бурового розчину, хімреагентів, ПММ стічних вод і ін. за межі бурового майданчика повинно вирішуватись за рахунок обваловки із ґрунту по всьому периметру майданчика. Крім того, обвалуванню підлягають ділянки землі, де змонтовані блоки по приготуванню і очищенню бурових розчинів, зберіганню хімреагентів і ПММ.

Охорона земель складається із комплексу заходів, забезпечують збереження родючого шару ґрунту і запобігання забруднення наступного за родючим шаром ґрунту.

В районі проектних робіт ґрунт представляє собою середньогумовий (структурний) глибокий чорнозем. Загальна глибина чорнозему 0,8-1,1 м. Водяне забезпечення здійснюється за рахунок атмосферних опадів. Зрошення і осушення земель не проводиться. Особливо охоронні зони відсутні.

Збереження родючого шару ґрунту від забруднення повинно бути забезпечено шляхом зняття і складування його в кагати в межах бурового майданчика. По узгодженню з місцевими органами Держкомприроди родючий шар повинен бути знятий по всьому майданчику бурової на глибину 0,5-0,7 м. Для запобігання руйнування кагатів необхідно зробити посів трави їх поверхні.

Забруднення наступного за родючим шаром ґрунту може статися на майданчику бурової хімреагентами, ПММ, нафтою, відпрацьованим буровим розчином та ін. Для запобігання забруднення необхідний комплекс заходів, які дадуть змогу локалізувати перераховані вище компоненти на бетонних майданчиках з наступним збиранням їх в ємності.

В районі проектних робіт ліс, лісові насадження і садки відсутні.

Основним джерелом небезпеки для флори і фауни є аварійні газові викиди. Тому проектом передбачаються заходи по запобіганню відкритих газових фонтанів в процесі буріння свердловин і експлуатації родовища.

З метою захисту флори і фауни необхідна нейтралізація і захоронення хімреагентів на території майданчика бурової, виключення аварійних викидів вуглеводнів.

Нейтралізація хімреагентів може проводитись такими методами :

- термічним ;
- затвердінням;
- хімічною нейтралізацією з наступним затвердінням.

Вибір місця захоронення і методу нейтралізації відходів процесу буріння повинні бути погоджені в місцевих органах Держкомприроди.

На випадок аварійної ситуації, з метою зниження шкоди від забруднення навколишнього середовища, на кожній буровій і газовому промислі складається план ліквідації аварій, який містить вказівки по переліку організацій, які повинні брати участь в ліквідації аварій, перелік технічних засобів, способів збору і видалення забруднюючих речовин і обеззараження території.

Заключним етапом будівництва свердловини являється рекультивация землі на майданчику бурової. Вона включає два етапи : технічний і біологічний. Крім

рекультивації майданчика бурової необхідно звернути увагу і на рекультивацію ділянки прокладення шлейфів від свердловин до УКПГ. Ці етапи висвітлені в проекті на будівництво свердловини.

В процесі розробки родовища основним потенційним джерелом забруднення навколишнього середовища є експлуатаційні свердловини, трубопроводи і установка комплексної підготовки газу (УКПГ). Проектом на облаштування і експлуатацію родовища передбачається конкретні заходи щодо охорони навколишнього середовища в процесі експлуатації цих споруд. Так всі майданчики на території УКПГ під обладнання забетоновано і запроектовано дренажні лінії в ізольовані ємності, що дає змогу локалізувати різні проливи. Передбачається, що в процесі видобутку газу, в зв'язку з газовим режимом роботи поклада, не буде спостерігатись поступлення пластової води на поверхню землі. У випадку появи пластових вод в продукції необхідно буде проводити подачу її разом з конденсатом на площадку головних споруд стабілізації конденсату в Селесині, в межах якої проводиться закачка пластової води з установки стабілізації конденсату в надра.

5.3. Розрахунок викиду в атмосферу ДЕГа

Визначимо викид газу із сепаратора.

Робочий тиск становить 1,6 МПа. Підберемо для цього тиску клапан СППК-16 з діаметром $d_H = 16$ см. Визначимо площу перерізу за формулою:

$$F = \pi d_H^2 / 4 \quad F = 3,1415 \times 16^2 = 201 (\text{мм}^2)$$

Тоді пропускна здатність клапана:

$$G_m = 3,16 \times \alpha \times V \times F \sqrt{(P_1 + 0,1) \rho_g} \quad (\text{кг/год})$$

де $P_1 = 1.25 \times P_{\text{роб}} = 1.25 \times 1.6 = 2$ МПа - тиск при якому спрацьовує клапан.

ρ_g - густина газу, кг/м^3 $\rho_g = 0,8$ кг/м^3

α - коефіцієнт витрати клапана (0,4...0,6)

V - коефіцієнт, що враховує фізико-хімічні властивості газу при робочих параметрах $\beta = f$ (коефіцієнт адаптації);

$$\beta = P_{\text{атм}} / P_1 = 0,1 / 2 = 0,5$$

По таблицях вибираємо V , відповідно $V = 0,56$

Тоді

$$G_m = 3,16 \times 0,5 \times 0,56 \times 201 \sqrt{(2 + 0,1) 0,8} = 230 \quad (\text{кг/год})$$

Викиди в атмосферу проходять 1 раз в місяць на протязі 2-х хвилин, визначимо кількість викидів за рік:

$$G_{m.\text{рік}} = 230 \times 2 \times 12 / 60 = 92 \quad \text{кг/рік}$$

$$G_m = 92 \times 10^{-3} / 0,8 = 0,115$$

Витрата ДЕГу на 1 тис.м³ дорівнює 0,2...2 кг

$$G_{oez} = 1 \times 0,115 = 1,115 \text{ кг}$$

Для визначення економічної шкоди Y_A в результаті викиду в атмосферу повітря обчислюємо за формулою:

$$Y_A = \gamma^A \times \delta^A \times f \times \Delta M_i^A \text{ (грв/рік)}$$

де γ^A - коефіцієнт, чисельне значення якого 2,4 ум.грв/за умовну тону

δ^A - безрозмірний коефіцієнт, значення якого знаходяться в межах 0,4..8 береться з табл. і буде становити $\delta^A = 5$.

f - безрозмірний коефіцієнт, вибираємо його рівним $f = 0,9$

ΔM_i — зведена маса викиду шкідливих речовин в атмосферу повітря.

$\Delta M_i = m_s \times A_i$, де m_i — фактична маса викидів в рік і-ої речовини;

A_i — коефіцієнт відносної небезпечної і-ої речовини, $A_i = 3.16$;

$$\Delta M_i = 1 \times 3,16 \times 92 \times 10^{-3} = 0,29 \text{ (ум.тон / рік)}$$

Тоді: $A = 0,29 \times 2,4 \times 0,95 = 0.66 \text{ (грн.рік)}$

Збитки від даного викиду ДЕГу склали 66 тис.грн./рік.

Допустимі викиди ДЕГу в атмосферу становлять 12 тон/рік. Наші викиди не перевищили цього значення. Охорона навколишнього середовища потребує розробки технологій, які б не дозволяли робити викиди шкідливих речовин в атмосферу.

5.4 Аналіз потенційних небезпек та шкідливих факторів виробничого середовища

Небезпечність газовидобувної промисловості обумовлена її особливостями, а саме:

- фізичними і хімічними властивостями газу і газового конденсату, їх вибухонебезпечністю при певних умовах, а також токсичністю;
- використання отруйних, їдких речовин (ртуть, кислоти, цемент і інше), вибухових речовин;
- виконання більшості робіт на відкритому повітрі, пов'язані з використанням важкого і громіздкого обладнання та інструментів, технологічних процесів, які супроводжуються виникненням високих тисків, обладнання, що знаходиться під великим навантаженням;
- спуско-підймальні механізми, талевий блок, елеватори, що використовують при підземному і капітальному ремонтах свердловин і інше, в процесі роботи можуть знаходитися під навантаженнями, що значно

перевищують допустимі, внаслідок чого можуть виникати важкі аварії, руйнування спуско-підіймальних споруд, а також нещасні випадки з людьми. Всі ці особливості при невиконанні певних заходів безпеки можуть бути причинами нещасних випадків.

Гідравлічний розрив пласта – складний технологічний процес, що відноситься до методів інтенсифікації дії на продуктивні пласти з використанням спеціального потужного та громіздкого обладнання (насосні агрегати 4АН – 700, УНБ1 – 400×400; піскозмішувальні агрегати і установки 4ПА, УСП – 50; блок маніфольдів 1БМ – 700; арматура устя 2АУ – 700 з елементами її обв'язки, автоцистерни АЦ – 10 та ін.). Цьому процесу притаманні несприятливі умови виробничого середовища, можливість раптового порушення технологічного процесу через небажаність та несвоєчасність флюїдопроявів, недостатня автоматизація і механізація трудомістких робіт, наявність отруйних, шкідливих і вибухонебезпечних речовин. Гідравлічний розрив пласта внаслідок високих тисків являє собою підвищену небезпеку для обслуговуючого персоналу, за допомогою якого здійснюється даний процес.

При обслуговуванні насосних і піскозмішувальних агрегатів виникає небезпека отримання травм, викликаних падінням в робочу частину бункера при відсутності захисних пристроїв (сіток і перил), а також падіння з висоти при несправності складальних огорожень на робочих площадках. Більшою небезпекою є відсутність огорожень приводної і гідравлічної частини триплунжерного насоса 4Р – 700. При роботі насосних і силових агрегатів, приводами яких є дизельні силові двигуни внутрішнього згорання виникає виробничий шум і вібрація, які значно перевищують гранично допустимі норми, а це в свою чергу значно ускладнює керівництво процесом ГРП.

При транспортуванні кислот, приготуванні емульсійних кислотних розчинів, а також закачуванні технологічних буферних рідин в свердловину виникає небезпека опіків кислотами, лужними розчинами.

При підігріванні напірних, всмоктувальних ліній обв'язки устя в зимовий період можливі несанкціоновані вибухи і пожежі. Надмірне підігрівання може призвести до розгерметизації обв'язки устя, а витікання технологічних рідин і підсмоктування повітря в процесі експлуатації приймальних і нагнітальних трубопроводів приводить до виходу з ладу насосних агрегатів 4АН – 700, через що може відбутися зрив подачі рідини.

Однією з найбільших небезпек, пов'язаних з розгерметизацією обв'язки арматури устя є газонафтоводопроявлення, що можуть призвести до несанкціонованих відкритих палаючих газових і нафтових фонтанів і супроводжуватися значними матеріальними втратами і навіть людськими жертвами.

Аналіз потенційних небезпек шкідливих виробничих факторів при проведенні гідравлічного розриву пласта, джерела небезпек:

1 - насосний агрегат 4АН–700–гідравлічна, приводна частина двигуни внутрішнього згорання В2 800ТК – С3, ЯА3– робочі місця операторів агрегатів – можливе захоплення частин робочого одягу, високий виробничий шум

(ГДР – 90 дБА), лопання перепонок, високий рівень вібрації (ГДР – 90 дБ) [46], попадання частин тіла в приводну частину. Травма: каліцтво. Виробничий шум (ГДР – 90 дБА), вплив на центральну нервову систему, глухість. Падіння з висоти.

2 - Піскозмішувальні агрегати УСП – 50 :- місце оператора – можливе падіння з висоти. Тілесні ушкодження.

3 - Арматура устя 2АУ – 700 і її обв'язка – місце під'єднання і з'єднання трубопро-водів високого тиску (до 50 МПа) – місце під'єднання трубопроводів високого тиску на арматурі (до 60 Мпа) – можливе розгерметизація обв'язки устя свердловини: травми при відриванні частин труб, опіки кислотами при використанні спеціальних хімічних реагентів, тяжкі тілесні ушкодження при можливому вибуху, гостре отруєння попутними газами, при можливому вибуху – тяжкі опіки, параліч центральної нервової системи, дихальних шляхів.

4 - Монтаж, випробування, ремонт обладнання – можливе падіння, тілесні ушкодження, черепно-мозкові травми, шум, вібрація, нервово – психічні травми, мінімальна віддаль від устя для обслуговуючого персоналу 50метрів.

5.5 Організаційні технічні заходи з техніки безпеки передбачені проектом

Основні вимоги до створення нормальних умов праці при ГРП

При проведенні технологічних процесів, пов'язаних із інтенсифікацією видобутку пластових флюїдів необхідно дотримуватися вимог ряду нормативних документів по техніці безпеки: "Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості", "Галузеві інструкції по безпечному і безаварійному проведенні робіт", "Правила будови і безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском" і ін. Правильний вибір території для раціонального розміщення технологічного обладнання і обв'язки його з устям свердловини проводить спеціалізована бригада під керівництвом інженерно – технічного працівника відповідно до спеціально розробленого плану, який затверджений головним інженером підприємства – замовника. Територія звільняється від всіх сторонніх предметів, що перешкоджають прокладанню трубопровідних комунікацій. Після чого знімається верхній родючий шар землі.

Для створення нормальних санітарно – гігієнічних умов праці при розміщенні, монтажі, випробуванні технологічного обладнання використовується природна вентиляція і природне освітлення. Сюди також відноситься вітровий напір. Отже повітрообмін здійснюється внаслідок різниці температури повітря навколишнього середовища і від дії надлишкового вітрового тиску. При проведенні ГРП використовується природне освітлення, оскільки цей процес не є довготривалим (6 – 8 годин). А при монтажі обладнання в нічну пору доби для забезпечення впевненості пересування обслуговуючого персоналу, скорочення витрат часу на монтаж-демонтаж, проведення попереднього опресування напірних і з'єднувальних ліній використовують комбіноване освітлення згідно нормативного документу СНіП-П-4-79 "Природна і штучна освітленість".

Таблиця 5.1. – Характеристика роботи освітленості.

Вид робіт	Освітленість, лк	Тип світильника
	Загальна	
Монтаж – демонтаж технологічного обладнання	50 – 60	Прожектор ПЗС – 45 з лампою Г220 - 1000

Засоби індивідуального захисту (ЗІЗ), в тому числі спеціальний одяг і взуття призначені для захисту людей від найрізноманітніших шкідливих виробничих факторів: виробничого шуму, вібрації, дії агресивних рідин, незгорілих іскор, електричного струму, а також від небезпечних шкідливих факторів зовнішнього середовища – вологи, пари, температури, вітру.

Таблиця 5.2. – Засоби індивідуального захисту працюючих (ЗІЗ).

Шкідливий виробничий фактор	Призначення ЗІЗ	Назва ЗІЗ	Професія працівника
Падіння з висоти	Захист від попередження травм	Запобіжний пояс ГОСТ 12.4.103-80	Монтажники
Падіння предметів	Захист голови від черепно – мозкових травм	Каска захисна ГОСТ 12.4.103-80 або ТУ 6-05-1660-80	Монтажники, оператори – технологи
Ушкодження рук. Вплив понижених температур	Захист рук	Рукавиці ТУ 38-106-346-79	Монтажники, технологи
Механічні ушкодження, дія агресивних рідин, попадання ПММ на тіло	Захист тіла працівників	Костюм захисний ТУ 17-6415-84, або спеціальний одяг ГОСТ 17.446-74 Спеціальне взуття ГОСТ 12.4.103-80	Робочий персонал технологічних бригад
Шум з перевищенням ГДК до 10 – 15 дБ	Захист органів слуху	Промислові вкладиші ТУ10-2402-80 Протишумові навушники ТУ480-28-126-80	Робочий персонал, оператори
Метереологічні умови	Захист тіла	Костюм брезентовий або ХБ ТУ17-08-124-80	Вся бригада

Дуже шкідливими є вихлопні гази, в яких міститься велика кількість токсично отруйних речовин, які треба виводити із зони впливу на працівників, щоб вони розносилися за рахунок природної вентиляції.

Аналіз запобіжних пристосувань передбачених в обладнанні яке використовується для проведення гідравлічного розриву пласта

Для забезпечення нормальних умов експлуатації та запобігання аварій і вибухів посудини, апарати та трубопроводи, що працюють під тиском повинні бути оснащені запірною або запірно-регулювальною апаратурою, запобіжними пристроями, приладами для вимірювання тиску, температури, показчиками рівня рідини і т. п. Кількість, тип і місце встановлення контрольно-вимірювальних приладів, запобіжних пристроїв, арматури обирається організацією-розробником проекту, виходячи з конкретних умов експлуатації.

Посудини, що споряджені швидкознімними затворами повинні мати запобіжні пристрої, які виключають можливість вмикання посудини під тиск при неповному закритті кришки і відкриття її при наявності у посудині тиску. Для запобігання підвищення тиску вище допустимого в посудинах, апаратах та трубопроводах встановлюють пружинні запобіжні клапани (рис. 5.1). Вони автоматично відкриваються при підвищенні тиску вище значення, що задається (регулюється) гвинтом стиснення пружини або вантажем, який встановлюється на важіль клапана. Для того, щоб запобігти дії газу чи пари на обслуговуючий персонал при спрацюванні запобіжного клапана до нього під'єднують пристрої, що відводять пар чи газ у безпечне місце. Встановлювати запірну арматуру (крани, засувки) між посудиною та запобіжним клапаном не допускається.

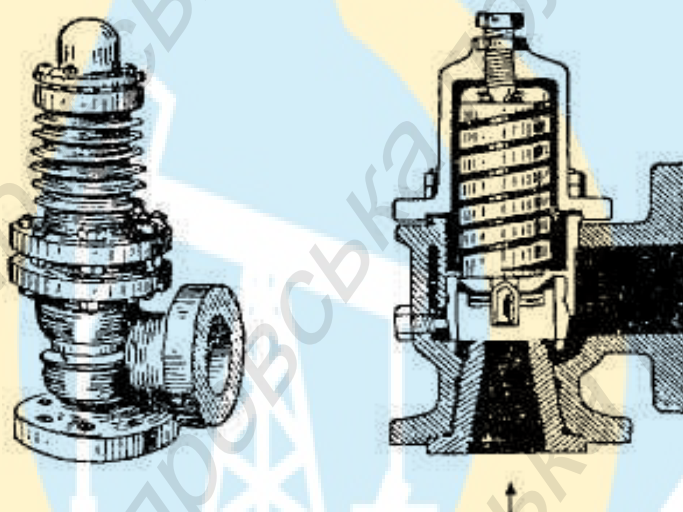


Рис. 5.1. – Пружинний запобіжний клапан

Посудини для вибухо та пожежонебезпечних речовин, речовин 1 і 2-го класів небезпеки за ГОСТ 12.1.007-76, а також випарники з вогневим чи газовим обігрівом повинні мати на підвідній лінії від насоса або компресора зворотний клапан, який автоматично закривається тиском з посудини і запобігає виходу з неї речовин при падінні тиску в підвідній лінії. За принципами роботи клапани поділяються на підйомні (пружинні) та поворотні (рис. 5.2). Якщо посудина під'єднана до джерела живлення, в якому тиск більший з робочий тиск в посудині, то на підвідній лінії встановлюють редуційний клапан (рис. 5.3), який автоматично підтримує задане значення робочого тиску. Регулюючи маховичком 4 зусилля

пружини 3 можна одержати на лінії за золотником 2 пару чи газ необхідного тиску.

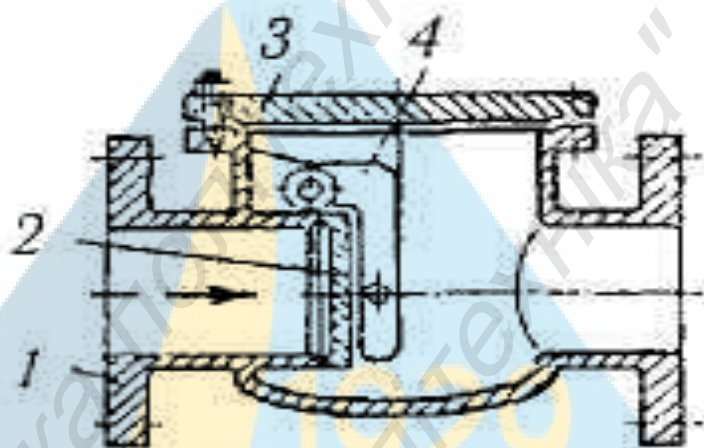


Рис. 5.2. – Поворотний зворотній клапан:
1-корпус; 2-засув; 3-кришка; 4-серга

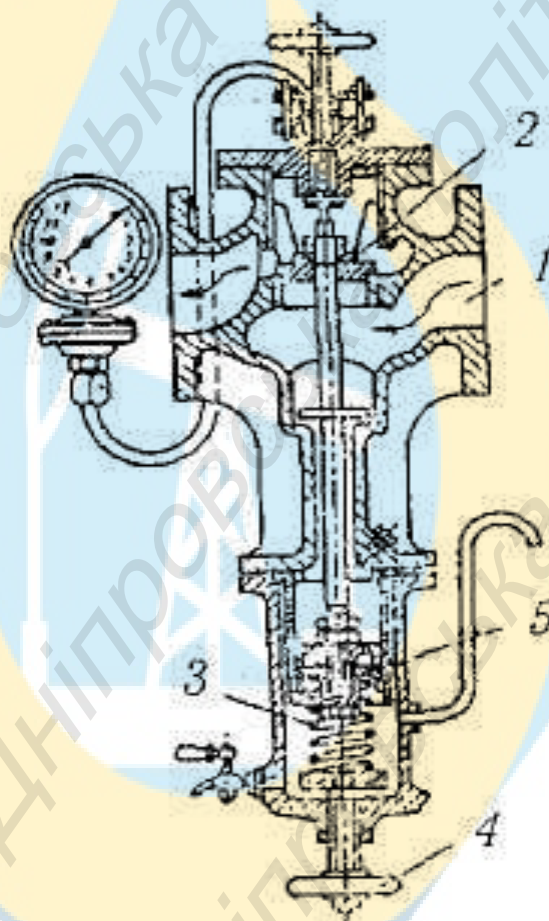


Рис. 5.3. – Редукційний клапан:

1-канал; 2-золотник; 3-пружина; 4-маховичок; 5-поршень

Кожну посудину і самостійну порожнину з різним тиском необхідно споряджувати манометрами — приладами для вимірювання тиску. Манометри повинні мати клас точності не нижче: 2,5 — при робочому тиску посудини до 2,5

МПа; 1,5 — при робочому тиску посудини понад 2,5 МПа. Треба вибрати манометри з такою шкалою, щоб межа вимірювання робочого тиску знаходилась у другій третині шкали. На шкалі манометра наноситься червона риска, яка б вказувала на робочий тиск у посудині. Манометр встановлюється так, щоб його покази було чітко видно обслуговуючому персоналу.

Запобіжний циркуляційний клапан гвіздкового типу встановлюється на нагнітальній лінії триплунжерного насоса 4Р – 700 і призначений для запобігання небезпеки виходу з ладу гідравлічної коробки насосної установки при виникненні ускладнень, пов'язаних із різким зростанням пластового тиску при проведенні гідравлічного розриву пласта, яке може виникнути в результаті ГНВП. Основною його частиною є гвіздковий механізм 6, гвіздочок якого при перевищенні номінального робочого тиску більш ніж на 15% зрізується, тим самим відкривається прохід у клапані і тиск робочої рідини стравлюється.

6. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАПРОЕКТОВАНИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІШЕНЬ

6.1. Коротка характеристика запроєктованого рішення

Для покращення роботи видобувних свердловин Розумівського газоконденсатного родовища запроєктовано впровадження гідравлічного розриву пласта (ГРП), зокрема по свердловині №422 горизонту Б-12.

Гідравлічний розрив продуктивного пласта в ПЗ свердловини використовується в пластах, представлених твердими, щільними породами з низькою проникністю (пісковики, вапняки, доломіти).

Сутність гідравлічного розриву пласта полягає в утворенні і розширенні в пласті тріщин при створенні високих тисків на вибої свердловини рідиною, що закачується у свердловину з поверхні. В утворені тріщини закачують відсортований крупнозернистий пісок, роль якого полягає в тому, щоб не дати тріщині зімкнутися після зняття тиску. В більшості випадків тиск розриву на вибої перевищує в 1,5-2 рази гідростатичний тиск. Розрізняють 3 основних вида ГРП:

- а) одноразовий;
- б) багаторазовий;
- в) направлений (по інтервальний).

ГРП рекомендується проводити в таких свердловинах

- 1) низькодебітних;
- 2) з високим пластовим тиском, але з низькою проникністю колектора;
- 3) у свердловинах, які мають занижений дебіт проти оточуючих.

При проектуванні ГРП необхідно:

- оцінити глибину свердловини,
- оцінити товщину пласта, проникність, температуру і тиск в пласті;
- оцінити допустимі швидкості закачки рідини по фонтанних трубах, з врахуванням втрат на тертя, допустимий гирловий тиск;
- установити вязкість рідини розриву;
- вибрати розмір фракції піску ;
- розрахувати можливі розміри тріщини;
- вибрати заключний режим закачки рідини для продавлювання піску.

У свердловину опускають НКТ на 1-2 м нижче перфорованих отворів. Для розмежування фільтрової зони стволу від його верхньої частини застосовують пакери. З метою розвантаження НКТ від дії стискуючих зусиль, застосовують гідравлічні якорі, які встановлюють над пакером.

Закачка у свердловину робочих рідин гідророзриву здійснюється насосними агрегатами (типу 2АН-500 або 4АН-700). Для подачі піску в рідину-пісконосій застосовують піскозмішувальний агрегат типу ПА.

Процес ГРП розділяється на три етапи :

- утворення нових тріщин або розширення існуючих ;
- подача піску або іншого розклинюючого матеріалу в НКТ;

- закріплення утворених тріщин.

Для здійснення цих операцій використовують рідину розриву, рідину – пісконосій і продавочну рідину.

Звично в якості рідини розриву і рідини-пісконосія застосовують одну і ту рідину. Для спрощення термінології ці рідини називають рідинами розриву. Схема гідравлічного розриву пласта показана на листі 4 графічної частини проекту.

Порядок робіт при ГРП слідуючий:

1) В підготовленій і обладнаній свердловині проводять гідропіскоструйну перфорацію (якщо це передбачено планом робіт); вивільнюють пакер, вимивають шариковий клапан гідропіскоструйної насадки, проводять повторну посадку пакера.

2) В труби закачують нафту(при обробці нафтової свердловини) або воду і створюють максимально можливий тиск. При відсутності переливу рідини через затрубний простір роблять висновок про герметичність пакера.

3) При масимальному числі підключених насосних агрегатів в свердловину закачують рідину розриву і розривають пласт. Про розрив пласта судять по різкому збільшенні приймальності свердловини. Відсутність різкого спаду тиску в насосах вказує на високу проникність пласта, або на наявність в пласті природних тріщин, ширина яких поступово збільшується по мірі збільшення тиску.

Різкий спад тиску при розриві пласта, який супроводжується одночасним збільшенням приймальності свердловини, відбувається при обробці пластів з малою проникністю при відсутності в пласті природної тріщинуватості.

4) Закачують в пласт пісок з рідиною. Остання порція піску в кількості 100-150 кг повинна вміщувати радіоактивні речовини, щоб в подальшому можна було при допомозі гамма-каротажу перевірити зони поглинання піску.

5) Закачують у свердловину продавочну рідину при максимальних тисках, забезпечуючи розкриття тріщин і введення в них піску. Для цього до свердловини повинно бути підключена найбільша кількість насосних агрегатів, щоб створити максимальні швидкості закачування.

Кількість продавочної рідини повинна бути рівною ємкості колони НКТ. При прокачці зайвої кількості продавочної рідини вона може відтіснити пісок в глибину пласта і приведе до того, що після зняття тиску тріщина в безпосередній близькості до свердловини знову зімкнеться і ефект від ГРП буде зведений до нуля.

6) Знімають тиск в свердловині і вимивають залишок піску з вибою шляхом звичайної промивки свердловини.

На цьому операції по ГРП закінчуються.

На практиці гідророзриву для заповнення тріщин використовують кварцеві піски з величиною зерен від 0,4 до 1,2 мм. Кількість піску, що закачується в одну тріщину, становить 4-6 т. Масова доля його в рідині-пісконосії залежить від його утримуючої здатності і технічної можливості насосного обладнання, і може змінюватися від 100 до 200 г на 1 л рідини.

При одноразовому ГРП допускається створення однієї тріщини в продуктивному розрізі свердловини, при багаторазовому забезпечується утворення кількох тріщин по всій продуктивній товщині пласта, при направленому – місце утворення тріщин регулюється по продуктивному розрізу свердловини.

Гідравлічна ефективність визначається зміною коефіцієнтів фільтраційного опору А і В в двочленній формулі припливу газу до свердловини.

6.2. Вихідні дані для розрахунку економічної ефективності від його реалізації

Економічна ефективність визначається затратами на проведення ГРП і кількістю газу, додатково добутого за рахунок розриву пласта. По цих двох показниках визначається третій - собівартість додатково добутого газу.

Розрахунок економічного ефекту проводимо від процесу гідравлічного розриву пласта (ГРП).

Внаслідок проведення ГРП дебіт газу зріс з 2 тис. м³ /добу до 29 тис. м³ /добу, змінні витрати встановлюються із розшифровки статей калькуляції в розрахунку на додатковий видобуток газу.

До змінних витрат відносяться затрати на геолого-промислові роботи, затрати на перекачку газу, затрати на електроенергію, на соціальне страхування та інше.

Нижче приводиться табл. 6.1. в якій наведена калькуляція видобутку газу за 2020 рік.

Таблиця 6.1. - Калькуляція видобутку газу

№ п/п	Статті калькуляції	Вартість, тис.грн.
1	геолого-промислові витрати	613,2
2	матеріали	13,8
3	електроенергія	21,0
4	фонд оплати праці	15,9
5	відраховано у фонди:	
	-соц. страхування	5,0
	-фонд зайнятості	0,3
	-фонд Чорнобиля	2,0
6	амортизація	632,7
7	відраховання у позабюджетні фонди	129,4
8	інноваційний фонд	71,67
9	фонд оплати праці і т/б	63,14
10	загальнопромислові витрати	9,18
11	собівартість 1000 м ³ газу	19,63(грн)
12	інші	372
	разом	1974,92

6.3. Розрахунок витрат на здійснення запроєктованого рішення

Ефективність запроєктованого методу дії на привибійну зону пласта досягається за рахунок покращення роботи свердловини, зокрема, підвищення дебіту газу.

Проведено техніко-економічний розрахунок на прикладі гідравлічного розриву пласта.

Дебіт свердловини до проведення гідравлічного розриву становив 2 тис. м³ /добу.

Визначення додаткового видобутку газу

Додатковий видобуток газу наприкінці першого року після проведення робіт на свердловині визначимо за формулою:

$$\Delta Q_r = \Delta q \times 365; \quad [\text{тис. м}^3 / \text{рік}];$$

де Δq — добовий додатковий видобуток газу за рахунок проведення ГРП.

$$\Delta q = q_{\text{ГРП}} - q_0; \quad [\text{тис. м}^3 / \text{добу}];$$

де $q_{\text{ГРП}}, q_0$ — відповідно дебіт свердловин після проведення і до проведення ГРП.

$$\Delta q = 29 - 2 = 27 \text{ тис. м}^3 / \text{добу};$$

$$\Delta Q_r = 27 \times 365 = 9855 \text{ тис. м}^3 / \text{рік}$$

Визначення витрат на проведення гідравлічного розриву пласта

итрати на проведення гідравлічного розриву пласта $B_{\text{ГР}}$, визначаються як сума витрат на заробітну плату робітників:

$$B_{\text{ГР}} = B_T + B_3;$$

В табл. 6.2 приводяться витрати на експлуатацію техніки, яка використовується при проведенні ГРП.

Таблиця 6.2. - Техніка і витрати на її експлуатацію.

Техніка	Кількість	Віддаль до свердловини	Транспортні витрати	Час роботи, год	Вартість 1 год. роботи	Всього, грн
4АН-700	2	2×15	4грн/км	4,8	145	8160
4ПА	1	15	4грн/км	4,8	130	6840
1БМ-700	1	12	4грн/км	4,8	130	6720
АЦ-10	2	18×2	6грн/км	4,8	130	8400
Всього	6		22 грн/км			30120

Витрати на експлуатацію техніки становить:

$$B_T = 30120 \text{ грн.}$$

Витрати на на оплату робочого і технічного персоналу для проведення однієї операції:

$$B_3 = 14000 \text{ грн.}$$

Витрати на проведення робіт на свердловині:

$$B_{ГР} = B_T + B_3;$$

$$B_{ГР} = 30120 + 14000 = 44120 \text{ грн}$$

Витрати на підготовку додаткового видобутого газу.

Зведені витрати на видобуток 1 тис. м³ газу становлять:

$$П_{П} = 40,2 \text{ грн./ тис. м}^3$$

Зведені витрати на підготовку 1 тис. м³ газу:

$$П_{підг} = 320 \text{ грн./ тис. м}^3$$

$$B_{П} = \Delta Q_r (П_n + П_{підг}) = 9855 * (40,2 + 320) = 396491 \text{ грн.}$$

6.4 Розрахунок економічного ефекту від впровадження запроєктованого рішення

Річний економічний ефект з врахуванням проведення ГРП, визначаємо за формулою:

$$E = \Delta Q_r \times Ц_2 - (B_{ГР} + B_{П})$$

де $Ц_2$ – відпускна ціна на газ;

$$Ц_2 = 1550 \text{ грн. за } 1000 \text{ м}^3$$

$$E = 9855 * 1550 - (44120 + 396491) = 14834639 \text{ грн.}$$

З проведених вище розрахунків можна зробити висновок, що проведення гідравлічного розриву пласта є доцільним, так як досягається річний економічний ефект.

ВИСНОВОК

В даній кваліфікаційній роботі розглянуто поточний стан та перспективи видобутку газу на Розумівському газоконденсатному родовищі.

Підготовка газу на родовищі проходить на власному УКПГ, котре являє собою класичну схему з двох ступінчатою сепарацією газу.

Тиск газу на вході в УКПГ на даний час є достатнім для забезпечення якості видобутої вуглеводневої продукції, проте в майбутньому при падінні пластового тиску застосування дросель ефекту не дозволить досягти необхідної температури точки роси. Тому при подальшій розробці родовища пропонується застосування турбодетандера для забезпечення охолодження газу, та відповідно вилучення конденсату на II ступені сепарації.

За результатами промислової практики відомо, що застосування дроселя (для пониження температури газу) дає пониження температури приблизно $0.3-0.5^{\circ}\text{C}$ на 1 атм пониження тиску.

Застосування турбодетандерів дозволяє при пониженні тиску на 1 атм понизити температуру газу на $0.7-4.25^{\circ}\text{C}$.

Застосуванні турбодетандера замість дроселя дозволить забезпечувати якість підготовки вуглеводневої продукції при падінні тиску на вході в УКПГ.

Щодо методів інтенсифікації видобутку газу, то в проекті запропоновано проведення гідравлічного розриву пласта (ГРП). Віддача деяких свердловин станом на 01.01.2021 року становить 2 тис.м³/доб. Це свідчить про погані колекторські властивості привибійної зони свердловини. Після проведення ГРП віддача свердловини збільшиться на 29 тис.м³/добу, що свідчить про правильність вибору методу дії на привибійну зону пласта (ПЗП).

В розділі “Охорона праці, надр та довкілля” приведено аналіз основних виробничих факторів, що мають негативний вплив на навколишнє середовище.

Техніко-економічні розрахунки показали, що після проведення ГРП на свердловині річний економічний ефект становитиме близько 15 млн. грн. Тобто проведення запропонованого способу дії на ПЗП рентабельне.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Довідник з нафтогазової справи / Заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – Київ: Львів, 1996. – 620 с.
2. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
3. Басаргин Ю.М. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для вузов / Ю.М. Басаргин, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. – 1007 с.
4. Дудля Н.А. Буровые машины и механизмы / Н.А. Дудля. – Киев-Донецк: Вища школа, 1985. – 176 с.
5. Касперович В.К. Трубопроводный транспорт газа: підручник / В.К. Касперович. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 1999. – 198 с.
6. Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підручник / В.С. Білецький, В.М. Орловський, В.Г. Вітрик; НТУ «ХП» ХНУМГ ім. О.М.Бекетова. – ДПолтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
7. Довідник працівника газотранспортного підприємства / В.В. Розгонюк, А.А. Руднік, В.М. Коломєєв та ін. – Київ: Росток, 2001. – 1092 с.
8. Бабаян Э.В., Черненко А.В. Инженерные расчеты при бурении. Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. – 440 с.
9. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
10. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика. В 2-х книгах. М.: ООО "Недра-бизнесцентр", 2006. 1 книга - 379 с. 2 книга - 532 с.
11. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов - М: ООО «Недра – Бизнесцентр» 2003 - 1007 с.
12. Буровые комплексы / под общей ред. К.П.Порожского. Екатеринбург, издательство УГГУ, 2013 – 768 с.
13. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник для начального проф. образования. – 6-е изд., испр. – М.: Академия, 2011. – 352 с.
14. Вадецкий Ю.В. Справочник бурильщика. Учебное пособие для нач. проф. образования. – М.: Академия, 2008. – 416 с.
15. Войтенко В.С., Смычкин А.Д., Тухто А.А., Шемет С.Ф. Технология и техника бурения. В 2-х томах. М.: Инфра-М; Минск: Новое знание, 2013.
16. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник. – М: Изд.ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 848 с.
17. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин У 5 т. К.: Інтерпрес ЛТД, 2002-2004.
18. Овчинников В.П. (Ред.) Технология бурения нефтяных и газовых скважин. В 5 томах. Учебник для студентов вузов. – 2-е изд., перераб. и дополн. – Тюмень: ТИУ, 2017.

19. Кожевников А.А., Судаков А.К., Диденко Ю.Г. Конструкции и изготовление гравийных фильтров, эксплуатация и ремонт буровых скважин – Д.: ТОВ «ЛізуновПрес», 2012. - 346 с.

20. Дудля М.А., Садовенко І.О. Техніка та технологія буріння гідрогеологічних свердловин: Підручник. - Д.: Державний ВНЗ «Національний гірничий університет». 2007. - 399 с

21. Геологорозвідувальна справа і техніка безпеки: навч. Посібник / П.П.Вирвїнський, Ю.Л.Кузін, В.Л.Хоменко. – Д.: Національний гірничий університет, 2010. - 368 с.

22. Прямая и обратная схемы очищения при бурении свердловин: Монография / Давиденко О.М, Ігнатів А.О. // Держ. вищ. навч. закл. «Нац. гірн. ун-т». – Д. : ДВНЗ «НГУ», 2012. - 101с.

23. Абразивно-механическое ударное бурение скважин: Монография / Давиденко О.М, Ігнатів А.О. // - Держ. вищ. навч. закл. «Нац. гірн. ун-т». – Д. : ДВНЗ «НГУ», 2013. - 110с.

24. Кожевников А.А. Судаков А.К. Криогенно-гравийные фильтры буровых скважин. – Д.: Литограф, 2014. – 305 с.

25. Транспортировка продуктов разрушения при бурении скважин: Монография / Давиденко О.М., Ігнатів А.О., Полищук П.П. // Держ. вищ. навч. закл. «Нац. гірн. ун-т». – Д. : ДВНЗ «НГУ», 2016. - 116 с. – ISBN 978-966-350-592-3.

26. Транспортування нафти, нафтопродуктів і газу : навч. посіб. / Л.Н. Ширін, О.В. Денищенко, С.Є. Барташевський, Є.А. Коровяка, В.О. Расцветаев ; М-во освіти і науки України; Нац. техн. ун-т. «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ «ДП», 2018. – 208 с.

27. Зберігання нафти, нафтопродуктів і газу: навч. посіб. / Л.Н. Ширін, О.В. Денищенко, С.Є. Барташевський, Є.А. Коровяка, В.О. Расцветаев ; М-во освіти і науки України; Нац. техн. ун-т. «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ «ДП», 2019. – 306 с.

28. Судаков А.К. Освоение, эксплуатация и ремонт буровых скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. Монография. / А.К. Судаков, Б.Т. Ратов, В.Л. Хоменко, С.К. Муратова, Д.А. Судакова, Э.Ж. Омирзакова - Министерства образования и науки Республики Казахстан, Каспийский общественный университет. - С.: КОУ, 2019. 454с.

29. Кожевников А.А., Кузін Ю.Л., Лексиков А.А. Бурильные трубы для геологоразведочного бурения / А.А.Кожевников, Ю.Л.Кузін, А.А.Лексиков – Днепр, издательство «Litograf» - 2018г. – 148с.

30. Ізоляція поглинаючих горизонтів бурових свердловин термопластичними матеріалами / А.К.Судаков, А.Р.Дзюбик, Ю.Л.Кузін, І.Б.Назар, Д.А.Судакова. – Дрогобич: Просвіта, 2019. -182 с.

31. Влияние гидростатического давления на ударное абразивно-механическое бурение скважин: Монография / Давиденко А.Н., Ратов Б.Т., Пащенко А.А., Ігнатів А.А. // Алматы: Каспийский общественный университет, 2018. – 171 с.

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.ОПП.21.19.ПЗ	Пояснювальна записка	54	
5					
6			Графічні матеріали		
7					
8		НГІБ.ДП.21.19.ГЧ	Презентація Microsoft PowerPoint	8	
9					