

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО
ГОСПОДАРСТВА імені О.М. БЕКЕТОВА

Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної
інфраструктури

Кафедра нафтогазової інженерії і технологій

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи бакалавра

на тему “**Проектування заходів інтенсифікації видобутку нафти з
малодебітного слабопроникного колектора**”

Виконала: студентка 4 курсу групи
НІТ2022-1 спеціальності 185 –
Нафтогазова інженерія та технології,
освітньої програми «Нафтогазова
інженерія та технології»
Крек В.С.

Керівник: ст. викл. Худяков І. О.

Рецензент: доц. Орловський В.М.

Харків – 2026

Міністерство освіти і науки України
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

Інститут Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної інфраструктури

Кафедра Нафтогазової інженерії і технологій

Освітньо-кваліфікаційний рівень бакалавр

Спеціальність 185 – Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ:

В.о. завідувача кафедри
нафтогазової
інженерії і технологій

 Р. Б. Ткаченко
«22» травня 2026 р.





Завдання
на кваліфікаційну роботу бакалавра
студентки

Крек Віолетти Сергіївни

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Проектування заходів інтенсифікації видобутку нафти з малодебітного слабопроникного колектора» затверджена наказом по університету від «22» травня 2026 р. № 440-03.
2. Термін подання студентом закінченої роботи 18 червня 2026р.
3. Вихідні дані до роботи: геолого-промислова характеристика родовища, спеціальні літературні джерела, методики розрахунків, режимні параметри свердловини.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що підлягають розробці): Геологічна характеристика Малодівицького нафтового родовища, Проектування заходів інтенсифікації видобутку нафти з малодебітного слабопроникного колектора, Охорона навколишнього середовища Малодівицького нафтового родовища, Вимоги до техніки безпеки та охорони праці.
5. Презентація, яка складається з 17 слайдів

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Технологічна частина	ст. викл. Худяков І.О.		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	доц. Абракітов В.Е.		

7. Дата видачі завдання «22» травня 2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Найменування етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на кваліфікаційну роботу	22.05.2026 р.	виконано
2	Розробка геологічної частини	22-30.05.2026 р.	виконано
3	Розробка технологічної частини	01-10.06.2026 р.	виконано
4	Розробка заходів з охорони навколишнього середовища та вимог до техніки безпеки та охорони праці	10-15.06.2026 р.	виконано
5	Розробка презентаційного матеріалу	15.06.2026 р.	виконано
6	Попередній захист дипломної роботи	16.06.2026 р.	виконано
7	Рецензування дипломної роботи	17.06.2026 р.	виконано
8	Здача закінченої дипломної роботи в ДЕК	18.06.2026 р.	


Керівник


підпис

(Худяков І.О.)

п.б

Студент-дипломник


підпис

(Крек В. С.)

п.б

РЕФЕРАТ

Дипломна робота: складається з пояснювальної записки та презентації.
Кількість сторінок у ПЗ – 82; Кількість рисунків – 10, Кількість таблиць – 4,
Кількість використаних наукових джерел – 21.

Об'єкт дослідження: Малодівицьке нафтове родовище.

Мета дипломної роботи: Проєктування заходів інтенсифікації видобутку нафти з малодобітного слабопроникного колектора. На прикладі Малодівицького нафтового родовища розглянуто особливості вибору технологічних заходів і характеристики технічних засобів щодо інтенсифікації видобутку нафти з малодобітного слабопроникного колектора. Проаналізовано геолого-промислові умови, надано рекомендації стосовно вибору ефективних технологічних рішень щодо процесу підвищення нафтовилучення.

У дипломній роботі розглянуто наступні розділи: Геологічна характеристика Малодівицького нафтового родовища, Проєктування заходів інтенсифікації видобутку нафти з малодобітного слабопроникного колектора, Охорона навколишнього середовища Малодівицького нафтового родовища, Вимоги до техніки безпеки та охорони праці..

Ключові слова: НАФТОВА СВЕРДЛОВИНА, МАЛОДЕБІТНИЙ СЛАБОПРОНИКНИЙ КОЛЕКТОР, МЕТОДИ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУТКУ НАФТИ, ГІДРАВЛІЧНИЙ РОЗРИВ ПЛАСТА.

ЗМІСТ

Вступ.....	6
Розділ 1. ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА МАЛОДІВИЦЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА.....	8
1.1. Загальні відомості про родовище.....	8
1.2. Орогідрографія.....	10
1.3. Стратиграфія.....	11
1.4. Тектоніка.....	13
1.5. Нафтогазоводоносність.....	13
1.6. Колекторські властивості продуктивних горизонтів.....	14
Висновки за розділом 1.....	14
Розділ 2. ПРОЄКТУВАННЯ ЗАХОДІВ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУТКУ НАФТИ З МАЛОДЕБІТНОГО СЛАБОПРОНИКНОГО КОЛЕКТОРА.....	16
2.1. Особливості розробки нафтових покладів в слабопроникних колекторах.....	16
2.2. Критерії застосування гідравлічного розриву пласта для інтенсифікації видобутку нафти.....	18
2.3. Технологія проведення ГРП	24
2.4. Техніка та обладнання для проведення ГРП.....	32
2.5. Методика визначення параметрів гідравлічного розриву пласта.....	39
2.6. Розрахунок параметрів процесу гідравлічного розриву пласта серпухівського ярусу горизонту С 8-9.....	42
Висновки за розділом 2.....	45
Розділ 3. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА МАЛОДІВИЦЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА	47

3.1. Аналіз потенційної небезпеки та шкідливого впливу виробничого середовища.....	47
3.2. Екологічні заходи по зниженню негативного впливу на довкілля при застосуванні методів впливу на пласт.....	51
Висновки за розділом 3.....	57
Розділ 4. ВИМОГИ ДО ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ ТА ОХОРОНИ ПРАЦІ.....	59
4.1. Загальні вимоги та аналіз небезпечних факторів.....	59
4.2. Основні задачі охорони праці та безпеки при здійсненні гідравлічного розриву пласта.....	65
4.3. Розрахунок запобіжного клапана на нагнітальній лінії насоса.....	68
Висновки за розділом 4.....	70
ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК.....	71
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....	74

ВСТУП

У нашій країні перспективним є залучення до розробки малих нафтових родовищ. До малих родовищ в Україні віднесені такі родовища, які мають відносно невеликі запаси нафти, що є причиною малих дебітів свердловин та незначного його видобутку. Основними проблемами, які заважають традиційному використанню малих нафтових родовищ, є: малі дебіти, непромислові запаси, недостатня розвідка, відсутність відповідного устаткування, складності з розконсервацією свердловин, далекі відстані для транспортування тощо. Крім цього значна частина таких родовищ має поклади нафти, які зосереджені у слабопроникних колекторах.

Видобування нафти із слабопроникних колекторів є технічно складним та економічно затратним процесом. Основні труднощі: низька швидкість фільтрації, висока обводненість, низький коефіцієнт вилучення та необхідність застосування дорогих методів інтенсифікації. Низька проникність порід обмежує рух нафти до свердловини та призводить до малих дебітів навіть при високому пластовому тиску. Також виникають проблеми з підтриманням пластового тиску, адже закачування води чи газу часто неефективне через низьку проникність. Виникає нерівномірне витіснення нафти, що залишає значні запаси у пласті. Внаслідок цього зменшується коефіцієнт вилучення нафти, в слабопроникних пластах він часто не перевищує 25-30%, тоді як у добре проникних може досягати 50-55%. Зростає собівартість видобутку та енергетичні витрати на потужні насосні установки для підтримання тиску.

Для України це особливо актуально, адже більшість родовищ перебуває у пізній стадії розробки, і підвищення ефективності можливе лише завдяки сучасним технологіям та методам інтенсифікації видобутку нафти з малодобітного слабопроникного колектора. Одним із таких методів є гідравлічний розрив пласта. Гідророзрив пласта є ключовим методом інтенсифікації видобутку нафти із слабопроникних колекторів, адже він

штучно створює тріщини в породі та збільшує її проникність. Це дозволяє суттєво підвищити дебіт свердловин, але метод має високу вартість і екологічні ризики.

Після ГРП продуктивність свердловини може зрости у кілька разів. Його застосування особливо ефективно у щільних пісковиках та сланцях, а також для нетрадиційних колекторів, де природна проникність <10 мД. Але його застосування потребує ретельного планування, геофізичного супроводу та врахування екологічних ризиків. Перспективним напрямом є пінний гідророзрив, який зменшує витрати рідини та знижує негативний вплив на довкілля.

Таким чином, для малодебітних слабопроникних колекторів застосовують цілий комплекс заходів інтенсифікації, які спрямовані на підвищення проникності пласта, зменшення в'язкості нафти та покращення припливу до свердловини. Інтенсифікація видобутку у слабопроникних колекторах базується на комбінації механічних, хімічних, теплових та газових методів. Вибір конкретної технології залежить від геологічних умов, складу нафти та економічної доцільності. Найбільш поширеним і ефективним залишається гідророзрив пласта, але для важких нафт часто застосовують теплові та хімічні методи у комплексі.

РОЗДІЛ 1 ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА МАЛОДІВИЦЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА

1.1. Загальні відомості про родовище

Малодівицьке нафтове родовище розташоване в Прилуцькому районі Чернігівської області на відстані 20 км від м. Прилуки. Воно відноситься до Монастирищенсько-Софіївського нафтоносного району і знаходиться в межах західної частини південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини (рис. 1.1).

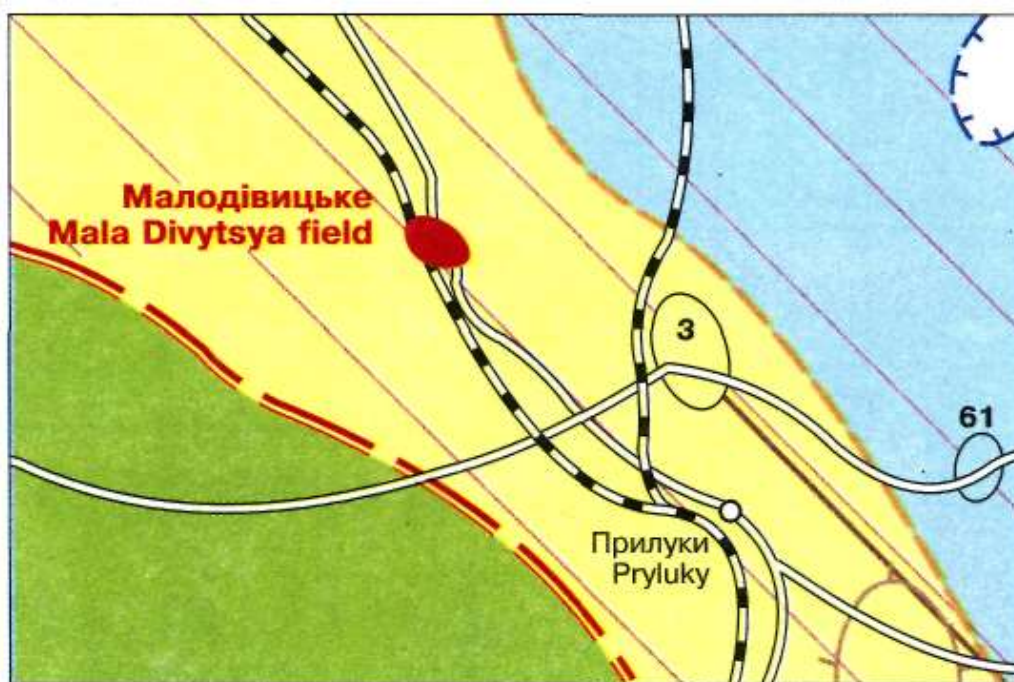


Рисунок 1.1 – Карта місцезнаходження Малодівицького нафтового родовища

Згідно Атласу родовищ нафти і газу України [1] «Підняття виявлене структурно-картувальним бурінням в 1958-1961 рр. у відкладах палеогену. Наявність його в кайнозойських утвореннях встановлена структурно-пошуковим бурінням, а в мезозойських і палеозойських – геофізичними роботами за результатами інтерпретації регіонального профілю Яготин-Батурин 1961 р. і деталізаційних сейсмічних робіт 1962 р. На основі цих даних

за період з 1963 по 1965 рр. пробурено чотири пошукові свердловини з метою оцінки нафтогазоносності верхньої частини палеозойського розрізу, але промислових скупчень вуглеводнів не виявлено. З врахуванням результатів переінтерпретації геолого-геофізичних матеріалів у 1970 р. пробурена пошукова свердловина 5, при випробуванні якої в 1971 р. отримано фонтан нафти з відкладів візейського ярусу (продуктивний горизонт В-15, інт. 2792-2807, 2810-2816 м) дебітом 270 т/добу через штуцер діаметром 10 мм. В цьому ж році родовище включене до Державного балансу. Всього пробурено 10 пошукових і розвідувальних свердловин, якими розкрито розріз карбонатно-теригенних порід від четвертинних до девонських. У відкладах візейського ярусу (горизонт В-15) підняття є брахіантикліналлю північно-західного простягання, її північно-східне крило порушене скидом амплітудою 150 м. В межах ізогіпси - 2740 м, замкненої на це порушення, структура має розміри 4,1 x 2,3 км, амплітуду 95 м».

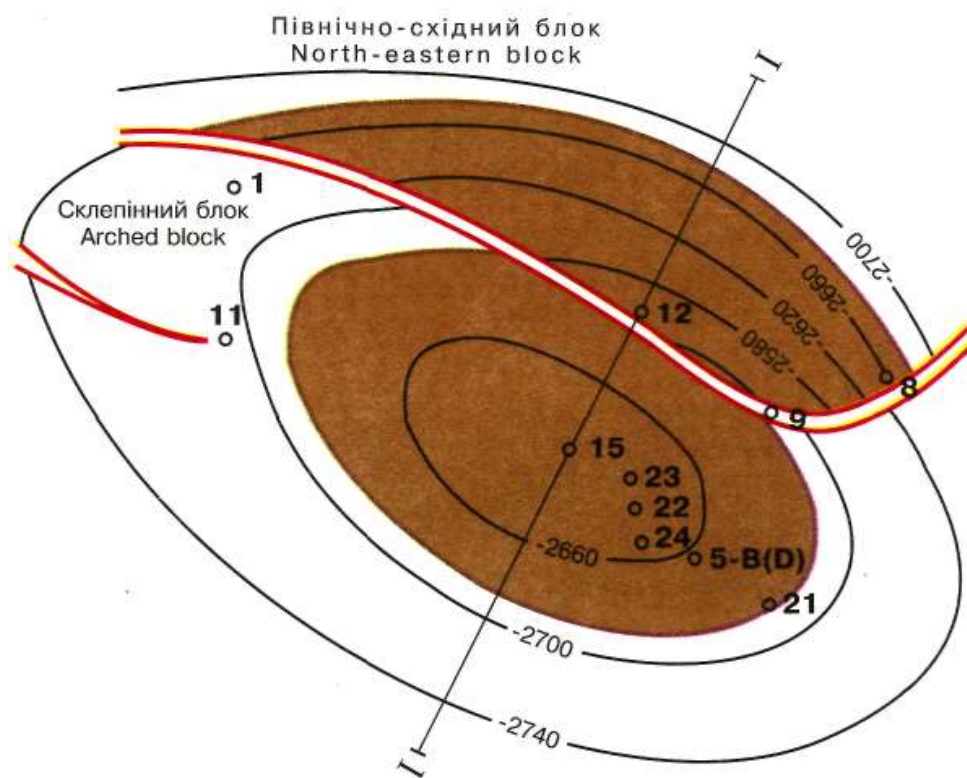


Рисунок 1.2 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту В-15 за
Е.І. Коркодас

Малодівицьке нафтове родовище експлуатується НГВУ «Чернігівнафтогаз» ПАТ «Укрнафта». Його розробка забезпечила значний видобуток нафти й газу, а сучасна експлуатація супроводжується екологічним моніторингом. Це родовище є важливим елементом паливно-енергетичного комплексу Чернігівщини та України загалом.

1.2. Орогідрографія

Родовище розташоване в Прилуцькому районі Чернігівської області, що має рівнинний рельєф із незначними висотними коливаннями та густу гідрографічну мережу, головними водотоками якої є річка Удай та її притока Іченька. Ці річки відіграють ключову роль у водопостачанні, сільському господарстві та екологічному балансі регіону. Рельєф місцевості переважно рівнинний, із невеликими хвилястими підвищеннями. Висоти коливаються в межах 150-200 м над рівнем моря. Геологічною основою є лісостепова зона з лесовими ґрунтами, що сприяють розвитку землеробства. Особливістю є відсутність значних гірських чи скелястих утворень; характерна рівнинність з невеликими долинами річок [2].

Орогідрографія Прилуцького району визначається розташуванням у межах Полтавської рівнини та густою мережею басейну річки Дніпро. Це переважно полого-хвиляста рівнина. Район характеризується спокійним рельєфом, який є частиною вищого ярусу Придніпровської низовини. Абсолютні висоти коливаються в межах 120-150 м над рівнем моря.

Поверхня розчленована долинами річок, балками та ярами. У південній частині району зустрічаються ділянки з більш вираженим ерозійним рельєфом. Водні ресурси та гідрографічна мережа району дуже розвинені, належать до басейну річки Дніпро та представлені розвиненою мережею річок, ставків і боліт. Вони мають стратегічне значення для водопостачання, сільського господарства та екології, але потребують постійного моніторингу й природоохоронних заходів для збереження їхнього стану. Основні річки даного району: Удай – найбільша річка району (належить до середніх річок). Її долина

широка, заболочена, з численними старицями; Смош – права притока Удаю; Вільшанка – ще одна важлива притока Смоша. У долинах річок, особливо вздовж Удаю, сформовані широкі заплави, які часто заболочені. Район має значну кількість невеликих природних озер (переважно заплавних) та штучних ставків, які використовуються для рекреації, рибальства та господарських потреб [3].

1.3. Стратиграфія

У геологічній будові структури беруть участь надсольові теригенно-карбонатні утворення нижнього (візейський, серпуховський яруси), середнього (башкирський, московський яруси) і верхнього карбону, пермі, нижнього та верхнього тріасу, юри, крейди, палеогену і неогену (рис. 1.3).

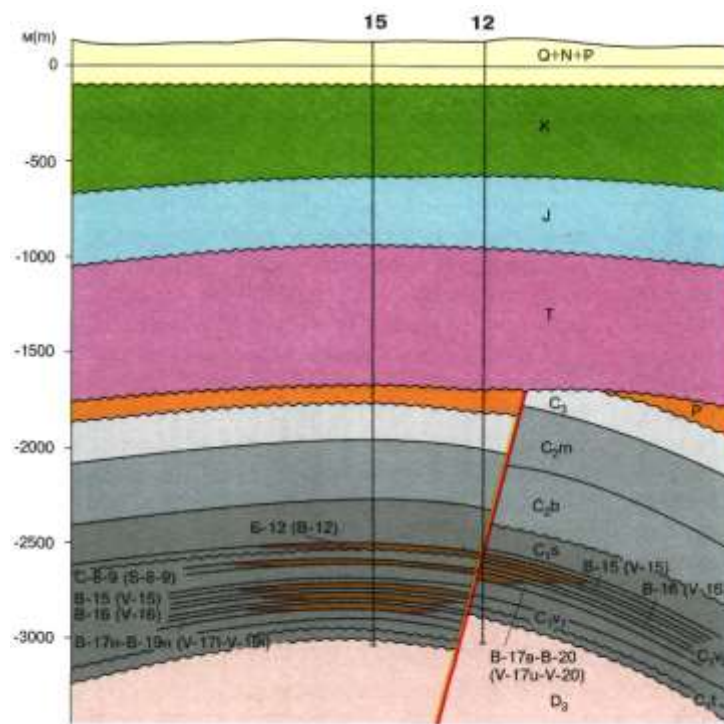


Рисунок 1.3 – Геологічний розріз по лінії 1-І за Е.І. Коркодас

Згідно [1] «Літологічна характеристика стратиграфічного комплексу представлена наступним чином:

Кам'яновугільна система (С)

Нижній відділ (C₁)

Візейський ярус. Представлений вапняками з численними рештками характерних гоніатитів (різновид амоноїдей), форамініфер і конодонтів. Представлений верхньовізейським під'ярусом. Позначається індексом C_{1v}.

Серпуховський ярус. Об'єднує відклади, сформовані впродовж 328,3-318,1 млн рр. тому. Представлений карбонатно-теригенними породами із залишками форамініфер, брахіопод, конодонтів. Позначається індексом C_{1s}.

Середній відділ (C₂)

Башкирський ярус. В стратотиповому розрізі виділяють декілька горизонтів вапняків, мергелів, вапнистих пісковиків з численними амоноїдеями та брахіоподами, коралами і форамініферами. Позначається індексом C_{2b}.

Московський ярус. Представлений вапняками з брахіоподами, амоноїдеями, форамініферами та конодонтами. Позначається індексом C_{2m}.

Верхній відділ (C₃)

Представлений чергуванням пісковиків і аргілітів, рідко з проверстками карбонатів. На відміну від середньокам'яновугільної товщі пласти вугілля в формуваннях верхнього карбону відсутні, але суттєво зростає роль строкатих відкладів.

Пермська система (P)

Відклади, утворені впродовж пермського періоду (298,9-251,9 млн рр. тому). Представлена теригенно-карбонатними породами з вугільними і нафтогазоносними горизонтами, товщами солей. Велике значення мають характерні для Пермської системи товщі трапів, з якими пов'язані поклади олов'яних, мідно-платинових, золотоносних, уранових руд.

Тріасова система (T)

Тріасова система представлена строкатими і сірими піщано-глинистими товщами порід. Відклади Тріасової системи використовуються як будівельні матеріали, вогнетриви.

Юрська система (J)

Відклади, що утворилися впродовж Юрського періоду історії Землі. Відділ представлений морськими, переважно піщано-глинистими породами, верхньоюрський – карбонатними та карбонатно-теригенними.

Крейдова система (K)

Присутні потужні товщі писальної крейди.

Палеогенова система (P)

Палеогенові відклади представлені перешаруванням аргілітів, алевролітів, пісковиків, гравелітів та бітумінозних аргілітів.

Неогенова система (N)

Система складена континентальними утвореннями – пісками з прошарками глин та бурого вугілля, пісковиками та строкатими і червонобурими глинами.

Четвертинна система (Q)

Комплекс відкладів, які утворилися впродовж Четвертинного періоду. Характеризуються переважанням континентальних фацій, широким поширенням, тісним зв'язком з рельєфом, різноманіттям складу, невтриманістю за площею і в розрізі, відносно невеликою потужністю, переважно спокійним (недислокованим) заляганням, невеликою щільністю та доброю збереженістю.»

1.4. Тектоніка

У тектонічному відношенні родовище знаходиться в межах західної частини південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Структура є брахіантикліналлю північно-західного простягання, її північно-східне крило порушене скидом амплітудою 150 м.

Поклади є пластовими та масивно-пластовими склепінними тектонічно екранованими та літологічно обмеженими пастками. В основній частині структури поклади пластові склепінні, а в межах північно-східного її блока - масивно-пластові тектонічно екрановані.

1.5. Нафтогазоводоносність

В результаті пошуково-розвідувальних робіт виявлено і оцінено скупчення нафти горизонтів Б-12 башкирського, С-8-9.серпуховського, В-15, В-17Н, В-18, В-19В, В-19Н, В-20 візейського ярусів (рис. 1.3). Поверх нафтоносності 310 м.

Дослідно-промислова експлуатація розпочата в 1971 р. Основним об'єктом є поклад горизонту В-15. Режим його розробки активний водонапірний. Для інших скупчень він водонапірний і розчиненого газу, тому експлуатація свердловин здійснюється механізованим способом. Максимальний фонд видобувних свердловин був у 1990 р. - 28 одиниць, на 1.01 1994 р. він Налічував 24 свердловини. Накопичений видобуток нафти, отриманий з горизонту В-15 в склепінній частині підняття, складає 1497 тис. т (89,8% початкових видобувних запасів), попутного газу - 516 млн. м³. Поточний коефіцієнт нафтовіддачі 0,48. З північно-східного блока видобуто 2727 тис. т нафти (93,2% початкових видобувних запасів) і 746 млн. м³.газу. Всього на 1.01. 1994 р. вилучено нафти 5582,8 тис. т (84%) і газу 1357,9 млн. м³ (80%). Поточний коефіцієнт нафтовіддачі в середньому 0,46. Родовище перебуває в розробці, поклад горизонту В-15 – на завершальній її стадії.В-16.

1.6. Колекторські властивості продуктивних горизонтів

Колекторами є пісковики з високими (горизонти В-15, В-17в, В-17н), та середніми ємкісно-фільтраційними властивостями.

Найвищу відкриту пористість мають пісковики карбону – до 20%, але їх проникність не перевищує 0,1 мкм². З глибиною фільтраційно-ємкісні властивості колекторів поступово покращуються. Порооди-колектори верхнього карбону, московського та візейського ярусів добре витримані по площі, а пермі, башкирського та турнейського ярусів літологічно заміщуються непроникними відкладами.

Основні слабопроникні горизонти з нафтовими покладами – серпуховські горизонти (С-8-9). Нафта легка і середньої щільності, але дебіти

свердловин невеликі через низьку проникність. Колектори щільні, з низькою фільтраційною здатністю.

Висновки за розділом 1

Малодівицьке нафтове родовище розташоване в Прилуцькому районі Чернігівської області. У тектонічному відношенні родовище знаходиться в межах західної частини південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. Структура є брахіантикліналлю північно-західного простягання, її північно-східне крило порушене скидом амплітудою 150 м.

Малодівицьке нафтове родовище належить до Монастирищенсько-Софіївського нафтоносного району Східного нафтогазоносного регіону України, відкрито у 1958–1961 рр., а промисловий видобуток розпочався у 1971 році. Його запаси оцінюються у понад 6,6 млн тон нафти та близько 1,68 млрд м³ розчиненого газу.

Типи покладів: пластові, склепінчасті, частково масивно-пластові тектонічно екрановані. Колектори – пісковики. Основний режим покладу – активний водонапірний, а для інших покладів – режим розчиненого газу.

Горизонт С-8-9 серпуховського ярусу характеризується щільним колектором з низькими ємкісно-фільтраційними властивостями через складну літологічну будову, переважання щільних алевролітів і глинистих прошарків, а також слабку тріщинуватість, що обмежує ефективну пористість і проникність. Іншими словами, пори є, але вони ізольовані або заповнені вторинними мінералами, тому флюїди рухаються дуже погано. Основна маса порід має низьку первинну пористість. Навіть при наявності пустотного простору він часто ізольований, що знижує фільтраційні властивості. Тріщини можуть з'єднувати різні літологічні різновиди в єдину гідродинамічну систему, але їхня кількість і розвиненість у горизонті С-8-9 недостатні для формування високої проникності. Це пояснює його низькі ємкісно-фільтраційні властивості, що ускладнює промислове використання без додаткових технологій та інтенсифікації фонду свердловин.

РОЗДІЛ 2 ПРОЄКТУВАННЯ ЗАХОДІВ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУТКУ НАФТИ З МАЛОДЕБІТНОГО СЛАБОПРОНИКНОГО КОЛЕКТОРА

2.1. Особливості розробки нафтових покладів в слабопроникних колекторах

Поклади нафти, які пов'язані із слабопроникними колекторами, майже завжди належать до певних стратиграфічних підрозділів. Прикладами таких стратиграфічних підрозділів, які є слабопроникними світами, можуть бути: менілітова світа Внутрішньої зони Передкарпатського прогину (олігоцен); серпуховські та башкирські горизонти карбону, а також частина девонських і пермських відкладів у межах ДДЗ. Найбільш проблемними є неглибокозалеглі горизонти С-8 і С-9 Прилуцького підняття, а також щільні пісковики та алевроліти центрального грабена. та ін. [4].

До слабопроникних світ переважно належать малодобітні продуктивні горизонти. До останніх умовно прийнято відносити пласти, в яких дебіт нафти не перевищує 5 т/добу.

Мала проникність пластів може бути пов'язана з дією різних геологічних факторів, а саме з ущільненням колекторів у результаті дії геостатичного тиску, відкладання мінеральної речовини в тріщинах колекторів, збільшення густини нафти внаслідок епігенетичних процесів і метаморфізму, а також з генезисом самих колекторів у процесі седиментогенезу і діагенезу [5].

Під час розробки малодобітних слабопроникних світ постає питання способу розробки: розчленуванням продуктивної світи на окремі горизонти і окремі експлуатаційні об'єкти або об'єднанням під єдиний фільтр усієї світи як один експлуатаційний об'єкт.

Метод поділу слабопроникної світи на окремі експлуатаційні об'єкти є доцільним, оскільки він збільшує загальну величину нафтовіддачі кожного пласта окремо, за умови, що воду або газ при вторинних методах розробки

закачують окремо в кожний пласт. Це дає змогу максимально витіснити нафту із пласта. Втім, не завжди таке можливо, оскільки частина світи дуже часто характеризується меншими енергетичними властивостями пластів порівняно з іншими. Крім того, проводити розробку кожного пласта не завжди є економічно вигідним, особливо в початковий період розробки світи, тому що пласти не забезпечують очікуваних дебітів нафти на одну експлуатаційну свердловину, загальна вартість 1 т нафти наприкінці розробки світи в цілому може бути вище за допустиму. Інколи економічніше закупити і транспортувати нафту з іншого нафтогазоносного регіону або і з інших країн.

Проте іноді проводять розробку нафтових світ з розділенням на окремі продуктивні горизонти [6].

Найчастіше мала проникність пластів за їх невеликих товщин, навіть за значних перепадів тиску, не забезпечує рентабельних припливів нафти за добу, що зумовлює необхідність їх об'єднання в єдиний експлуатаційний об'єкт. Цьому сприяє те, що переважно слабопроникні світи містять продуктивні пласти з нафтою, близькою за складом, їх контури нафтоносності часто майже збігаються, а води переважно пасивні (водонапірний режим відсутній або маловиражений).

Досвід розробки слабопроникних малодобітних пластів у Кубанській западині Передкавказзя, Внутрішньої зони Передкарпатського прогину та Скибової зони Карпат показує, що колектори в слабопроникних світах мають на першій стадії розробки пружні режими, які з часом переходять у режими розчиненого газу в комбінації з пружними режимами.

Отже, ефективність поділу слабопроникної світи на окремі продуктивні горизонти і об'єкти розробки залежить від співвідношення значень таких параметрів: проникності пластів; в'язкості нафти; перепаду тиску на вибої експлуатаційних свердловин; дебітності продуктивних пластів. За значної неоднорідності цих параметрів поділ світи на окремі об'єкти розробки є недоцільним, а за їх однорідності – доцільним і рекомендованим.

Малодівичьке родовище характеризується покладами нафти в

слабопроникних щільних колекторах з низькими ємкісно-фільтраційними властивостями та малодебітними свердловинами.

2.2. Критерії застосування гідравлічного розриву пласта для інтенсифікації видобутку нафти

Сутність процесу гідравлічного розриву пласта полягає в нагнітанні в проникний пласт рідини при тиску, під дією якого пласт розщеплюється площинами напластування або вздовж природних тріщин. Для попередження змикання тріщин при знятті тиску в них разом з рідиною закачується крупнозернистий пісок, який зберігає проникність цих тріщин, що в багато разів перевищує проникність непорушеного пласта [7].

Гідравлічний розрив проводиться при тисках, що доходять до 100 МПа, з великою витратою рідини та при використанні складної та різноманітної техніки. На пористий пласт у вертикальному напрямку діє сила, що дорівнює вазі вищих порід. Середня щільність гірських осадових порід зазвичай приймається рівною 2300 кг/м³ [7, 10].

Тоді тиск гірських порід буде рівним:

$$p_r = \rho_{\text{п}} \cdot g \cdot H. \quad (2.1)$$

Оскільки густина води 1000 кг/м³, то тиск гірських порід p_r приблизно в 2,3 рази більше за гідростатичний на тій же глибині H залягання пласта.

Можна припустити, що за багато мільйонів років існування осадових порід внутрішнє напруження породи по всіх напрямках стало однаковим і рівним гірському. Виходячи з цього, слід, що для розшарування пласта, тобто для утворення в пласті горизонтальної тріщини, необхідно всередині пористого простору створити тиск p_p , що перевищує гірський на величину тимчасового опору гірських порід на розрив, тому що треба подолати сили зчеплення частинок породи, тобто

$$p_p = p_r + \sigma_z. \quad (2.2)$$

Однак фактичні тиску розриву часто виявляються меншими за гірський, тобто в ПЗС створюються області розвантаження, в яких внутрішнє напруження менше за гірський p_r , що визначається співвідношенням (2.1). Це може бути обумовлено причинами суто геологічного характеру, наприклад, у процесі гороутворення могло статися як стиснення порід, а й їх розтягнення. Але існує й інше пояснення локального зменшення p_r – сама проводка стовбура свердловини порушує розподіл напружень в сусідніх породах, і ці порушення (зменшення) тим більше, чим ближче порода до стінки свердловини. Локальне зменшення внутрішнього напруження особливо сильне, якщо в розрізі є шари глини, що володіють властивостями пластичності, які в процесі буріння набухають і часто витріщуються в стовбур свердловини, змушуючи буровиків перебурювати її.

В результаті розщеплення пласта, тобто утворення тріщин, відбувається при меншому тиску, ніж повний гірський тиск. Тиск на вибої свердловини, у якому відбувається гідравлічний розрив пласта, називається тиском розриву p_p . Він не піддається надійному теоретичному визначенню, бо пов'язаний з необхідністю знання деяких параметрів пласта, вимір яких недоступний. Існує також ряд інших причин, що ускладнюють аналітичне визначення p_p .

Здійснення ГРП рекомендується у наступних свердловинах [8]:

1. Що дали при випробуванні слабкий приплив.
2. З високим пластовим тиском, але з низькою проникністю колектора.
3. Із забрудненою привибійною зоною.
4. Із заниженою продуктивністю.
5. З високим газовим фактором (у порівнянні з сусідніми).
6. Нагнітальні з низькою приймальністю.
7. Нагнітальні для розширення інтервалу поглинання.

Не рекомендується проводити ГРП у свердловинах, технічно несправних та розташованих поблизу контуру водоносності або від газової шапки.

Вочевидь, що ефективність ГРП залежить від розмірів тріщини. Формула для оцінки радіусу тріщини має вигляд:

$$r_c = C \cdot \left[Q \cdot \sqrt{\frac{\mu \cdot t}{k}} \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (2.3)$$

де для коефіцієнта C рекомендовані такі значення: для свердловин глибиною $H = 600$ м – $C = 0,025$; для свердловин із глибиною $H = 3000$ м – $C = 0,0173$.

Використовуючи лінійну інтерполяцію, можна отримати для коефіцієнта C наступне вираз:

$$C = 0,0269 - 3,21 \cdot 10^{-6} \cdot H, \quad (2.4)$$

Тоді рівняння (2.3) прийме вигляд:

$$r_c = (0,0269 - 3,21 \cdot 10^{-6} \cdot H) \cdot \left[Q \cdot \sqrt{\frac{\mu \cdot t}{k}} \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (2.5)$$

де Q – подача насосних агрегатів при ГРП, л/хв; μ – динамічна в'язкість рідини розриву, мПа·с; t – тривалість закачування рідини, хв; k – проникність пласта; H – глибина залягання пласта, м.

Формула (2.5), переведена в розмірності СІ, має вигляд:

$$r_c = (0,0134 - 1,6 \cdot 10^{-6} \cdot H) \cdot \left[Q \cdot \sqrt{\frac{\mu \cdot t}{k}} \right], \quad (2.6)$$

де Q – л/с; μ – Па·с; t – с; k – м²; H – м.

Визначення ширини тріщини має певні складнощі, хоч і є формули для її обчислення. У стінки свердловини ширина тріщини максимальна, а до кінця зменшується до нуля. При закачуванні в пласт малов'язкої рідини, що легко

проникає в проникний горизонтальний прошарок, виникає, як правило, горизонтальна тріщина, в якій тиск перевищує локальний гірський. В результаті відбувається пружне розщеплення пласта по найслабших площинах. При закачуванні рідини, що не фільтрується, утворюються вертикальні тріщини, так як внаслідок відсутності фільтрації в пласт явище розриву стає подібним до розриву довгої труби з нескінченно товстими стінками. За наявності в пласті природних тріщин розрив відбуватиметься за їх площинами незалежно від рідини, що фільтрується.

Передбачити ці явища важко. У спеціальній літературі наводиться формула для визначення ширини та об'єму вертикальної тріщини:

$$w = \frac{8 \cdot (1 - \nu)^2}{E} \Delta p \cdot L, \quad (2.7)$$

де w – ширина вертикальної тріщини біля стінки свердловини; ν – коефіцієнт Пуассона (приблизно 0,1 - 0,2); Δp – перевищення тиску на вибої свердловини над локальним гірським; E – модуль Юнга для гірської породи [приблизно дорівнює $(1 - 2) \cdot 10^2$ МПа]; L – довжина тріщини.

Вважаючи, що вертикальна тріщина має форму клина з основою w заввишки L і довжиною h , що дорівнює товщині пласта, отримаємо її об'єм:

$$V_{\text{т}} = \frac{w \cdot h \cdot L}{2} \cdot \frac{4 \cdot (1 - \nu)^2}{E} \Delta p \cdot h \cdot L^2. \quad (2.8)$$

В таблиці 2.1 наведена оцінка розміру горизонтальних тріщин.

Таблиця 2.1 – Оцінка розміру горизонтальних тріщин

Площа тріщини, м ²	Еквівалентний радіус, м	Об'єм тріщини (м ³) шириною			
		2 см	1 см	0,5 см	0,25 см
1	2	3	4	5	6

Завершення таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6
20	2,523	0,4	0,2	0,1	0,05
40	3,570	0,8	0,4	0,2	0,1
80	5,046	1,6	0,8	0,4	0,2
160	7,136	3,2	1,6	0,8	0,4
320	10,092	6,4	3,2	1,6	0,8
640	14,273	12,8	6,4	3,2	1,6

За різними оцінками ширина тріщин може досягати кількох сантиметрів. Є факти закачування в тріщини при ГРП куль діаметром більше 1 см, які заклинювалися в тріщинах і не витягувалися при подальшій експлуатації свердловини. Кількість піску, що закачується, при звичайному одноразовому розриві становить 2-6 т. Відомі успішні операції ГРП, при яких кількість закачаного піску досягала декількох десятків тонн. Все це підтверджує, що розкриття тріщин та їх довжина виходять досить великими. Об'єм тріщини V_T можна визначити як добуток її площі на середню товщину. Прирівнюючи площу тріщини f рівновеликому колу, знайдемо приблизно її об'єм:

$$V_T = f \cdot w = \pi \cdot r_T^2 \cdot w. \quad (2.9)$$

Оцінка розмірів горизонтальної тріщини та її об'єму (2.9) показує наступні результати (табл. 2.1). Швидкість руху рідини-пісконосія із збільшенням радіусу тріщини також зменшується.

Слід пам'ятати, що вся рідина, закачувана агрегатами, рухається тріщиною. Частина відфільтровується через стінки тріщини в пласт, що знижує швидкість руху рідини по тріщині, утрудняючи або припиняє перенесення піску по тріщині. Тому важливо для досягнення позитивних результатів ГРП застосовувати пісконосну рідину з низькою фільтрацією і закачувати її з великою швидкістю.

Для оцінки гідродинамічної ефективності ГРП необхідно знати рівняння радіального припливу рідини до свердловини, що має у привибійній зоні тріщину. Це завдання у суворій постановці складне. Досить точні результати свого часу були отримані методом електролітичного моделювання для різних випадків розташування горизонтальних та вертикальних тріщин, їх розміру та їхньої проникності.

Обробка результатів електромоделювання дозволила отримати наступну формулу для оцінки гідродинамічної ефективності ГРП у свердловині з відкритим вибоєм:

$$\varphi = \frac{Q_T}{Q_0} = 1 + N_B \cdot \left(\frac{r_T}{r_c}\right)^{n(b)}, \quad (2.10)$$

де φ – кратність збільшення дебіту після ГРП; Q_T – дебіт свердловини після ГРП; Q_0 – дебіт до ГРП за інших рівних умов; N_B – коефіцієнт, що залежить від величини $b = h/2r_c$; h – товщина пласта; r_T – радіус тріщини; r_c – радіус свердловини; $n(b)$ – коефіцієнт, що також залежить від b (табл. 2.2).

Таблиця 2.2 – Значення коефіцієнтів $N(b)$ та $n(b)$

b	$N(b)$	$n(b)$
17,11	0,44	0,15
22,72	0,55	0,106
28,41	0,61	0,064
38,65	0,71	0,041
89,81	0,93	0,0108

Для проміжних значень відповідні величини n і N знаходяться інтерполяцією. Є наближені формули для оцінки гідродинамічної ефективності ГРП. Наприклад, можна припустити, що вся рідина, що припливає до свердловини, на відстані $r = r_T$ потрапляє в тріщину і далі без

опору рухається по ній до стінки свердловини. Це відповідає радіальному припливу рідини до свердловини з радіусом, що дорівнює радіусу тріщини r_T . У такому разі можна записати:

$$Q_T = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \ln \frac{R_K}{r_T}}, \quad (2.11)$$

Розділивши (2.11) на дебіт Q_0 недосконалої свердловини, що має приведений радіус $r_{пр}$, отримаємо:

$$\varphi = \frac{Q_T}{Q_0} = \frac{\ln \frac{R_K}{r_{пр}}}{\ln \frac{R_K}{r_T}}. \quad (2.12)$$

Багаторазовий розрив – це здійснення кількох розривів у пласті за одну операцію. У цьому випадку після реєстрації розриву якогось прошарку і введення в нього потрібної кількості наповнювача в потік рідини, що нагнітається, вводяться пружні пластмасові кульки, щільність яких приблизно дорівнює щільності рідини. Поток рідини кульки захоплюються і закривають ті перфораційні отвори, в яких витрата рідини найбільша. Діаметр цих кульок приблизно 12 - 18 мм, так що одна кулька може перекривати один перфораційний отвір. Цим досягається зменшення або навіть припинення потоку рідини в тріщину, що утворилася. Тиск на вибої зростає і це викликає утворення нової тріщини в іншому прошарку, що реєструється на поверхні зміною коефіцієнтів поглинальної здатності свердловини. Після цього в потік знову вводяться кульки без зниження тиску через спеціальний лубрикаторний пристрій, що встановлюється на гирлі свердловини для закупорки другої тріщини, що утворилася. Розроблено й інші технологічні прийоми багаторазового ГРП з використанням куль, що закупорюють, а також за допомогою дрібнодисперсних речовин, що тимчасово закупорюють (нафталін), які розчиняються в нафті при подальшій експлуатації свердловини.

При подальшому дренуванні свердловини закачані кульки вимиваються на поверхню і відкривають усі тріщини, що утворилися.

Поінтервальний розрив – це ГРП у кожному прошарку, при якому намічений для ГРП інтервал ізолюється зверху та знизу двома пакерами і, таким чином, обробляється лише намічений інтервал. Після закінчення операції ГРП пакери звільняються та встановлюються в межах другого інтервалу, що обробляється як самостійний. Поінтервальний розрив можливий у випадках, коли загальним фільтром розробляються кілька пластів або пропластків, ізольованих один від одного шарами непроникних порід, що мають товщину кілька десятків метрів, з гарним перекриттям цементним каменем заколоного простору. Це необхідно для розміщення пакерів і якорів вище і нижче запланованого для ГРП інтервалу, а також для запобігання відходу рідини в пласти, не призначені для обробки під час цієї операції. Для визначення місця тріщини, що утворилася, використовують активовані радіоактивними ізотопами пісок, який в невеликому обсязі вводять в останні порції наповнювача, що закачується. Порівнюючи результати гамма-каротажу, знятого до та після ГРП, визначають глибину з підвищеною порівняно з природним інтенсивністю гамма-випромінювання. Для тієї ж мети використовують спеціальні кульки із синтетичного матеріалу діаметром 3 - 5 мм, активовані також радіоактивними ізотопами. Перед завершенням накачування наповнювача в нього вводять через лубрикатор 7 - 10 шт таких кульок, розташування яких визначають також за допомогою гамма-каротажу. Другий метод позиціонування тріщини полягає в порівнянні результатів свердловинних вимірювань дебітомірами у видобувній свердловині або інтенсивності поглинання вздовж перфорованого інтервалу в нагнітальній свердловині, знятих до і після ГРП.

2.3. Технологія проведення ГРП

Перед реалізацією гідророзриву пласта здійснюється значний комплекс підготовчих заходів, що включає аналіз геолого-промислової інформації,

дослідження параметрів свердловини та оцінку її технічного стану, а також організацію інженерно-технологічного забезпечення процесу [9].

У свердловині, призначеній для проведення гідророзриву пласта, здійснюється комплексний аналіз геолого-промислових даних, у ході якого визначаються глибина залягання та потужність пласта, інтенсивність винесення породи, ступінь обводненості та джерела надходження води, газовий коефіцієнт і чинники його зростання, а також технологічні особливості та результати попередніх обробок, виконаних у свердловині. На основі отриманих висновків щодо геолого-промислових матеріалів формуються обсяги додаткових геолого-промислових і гідродинамічних досліджень, необхідних для здобуття достовірних відомостей про параметри свердловини та пласта, що є критично важливими при плануванні операцій гідророзриву.

Підготовка свердловини перед здійсненням ГРП охоплює такі технологічні операції [8]:

- облаштування майданчика біля свердловини для розміщення основних та допоміжних агрегатів, резервуарів для робочих і додаткових рідин;
- оснащення підйомного обладнання або монтаж пересувної підйомної установки типу А-50У для виконання спуско-підймальних робіт;
- вилучення з свердловини фонтанного чи компресорного ліфта або насосної установки, визначення глибини залягання вибою, а за наявності пробки – її промивання;
- шаблонування експлуатаційної колони при проведенні гідравлічного розриву по НКТ або опресування її при гідророзриві по експлуатаційній колоні;
- вимірювання рівня гама-активності під час ГРП з контролем просторового положення та ширини розкриття тріщин методом стоків;
- спуск у свердловину підземного обладнання: НКТ з пакером і якорем при гідророзриві по трубах або НКТ при гідророзриві по експлуатаційній колоні;

– монтаж обладнання на гирлі свердловини.

Паралельно з підготовкою свердловини здійснюється підготовка необхідного обладнання, робочих рідин для проведення гідророзриву та піску.

Гідророзрив пласта здійснюється в такий спосіб. Оскільки при ГРП у більшості випадків (за винятком дрібних свердловин) виникають тиски, що перевищують допустимі для обсадних колон, попередньо в свердловину спускають НКТ, здатні витримати цей тиск. Вище покрівлі пласта або пропластка, в якому намічається зробити розрив, встановлюють пакер, що ізолює кільцеве простір і колону від тиску, і пристрій, що запобігає його зміщення і якорем. По спущеним НКТ спочатку нагнітається рідина розриву в таких обсягах, щоб отримати на вибої тиск, достатній для розриву пласта. Момент розриву на поверхні відзначається як різке збільшення витрати рідини (поглинальної здатності свердловини) при тому ж тиску на гирлі свердловини або різке зменшення тиску на гирлі при тому ж витраті. Більш об'єктивним показником, що характеризує момент ГРП, є коефіцієнт поглинальної здатності:

$$k_{\Pi} = \frac{Q}{p_c - p_{\Pi\Pi}}, \quad (2.13)$$

де Q – витрата рідини, що нагнітається; $p_{\Pi\Pi}$ – пластовий тиск у районі даної свердловини; p_c – тиск на вибої свердловини у процесі ГРП.

При ГРП відбувається різке збільшення k_{Π} . Однак внаслідок труднощів, пов'язаних з безперервним контролем за величиною p_c , а також внаслідок того, що розподіл тисків у пласті – процес, що істотно не встановився, про момент ГРП судять за умовним коефіцієнтом k .

$$k_{\Pi} = \frac{Q}{p_r}, \quad (2.13)$$

де p_r – тиск на гирлі свердловини.

Різке збільшення k в процесі накачування також інтерпретується як момент ГРП. Є прилади для зняття цієї величини.

Після розриву пласта в свердловину закачують рідину-пісконосій при тисках, що утримують тріщини, що утворилися в пласті, в розкритому стані. Це більш в'язка рідина змішана (180 - 350 кг піску на 1 м³ рідини) з піском або іншим наповнювачем. У розкриті тріщини вводиться пісок на велику глибину для запобігання змиканню тріщин при подальшому знятті тиску і введенні свердловини в експлуатацію. Рідини-пісконосії проштовхують в НКТ і пласт продавочною рідиною, в якості якої використовується будь-яка малов'язка недефіцитна рідина.

Для проектування процесу ГРП дуже важливо визначити тиск розриву p_p , який необхідно створити на вибої свердловини. Накопичено великий статистичний матеріал за величиною тиску розриву пласта p_p за різними родовищами світу та за різних глибин свердловин, який говорить про відсутність чіткого зв'язку між глибиною залягання пласта та тиском розриву. Однак усі фактичні значення p_p лежать у межах між величинами повного гірського та гідростатичного тисків. Причому за малих глибин (менше 1000 м) p_p ближче до гірського тиску і за великих глибин – до гідростатичного. На підставі цих даних можна рекомендувати такі наближені значення тиску розриву:

– для неглибоких свердловин (до 1000 м)

$$p_p = (1,74 \div 2,57) \cdot p_{ст}$$

– для глибоких свердловин (більше 1000 м)

$$p_p = (1,32 \div 1,97) \cdot p_{ст}$$

де $p_{ст}$ – гідростатичний тиск стовпа рідини, висота якого дорівнює глибині залягання пласта.

Опір гірських порід на розрив зазвичай невисокий і лежить у межах $\sigma_p = 1,5 - 3$ МПа, тому він не впливає суттєво на p_p . Тиск розриву на вибої p_p і тиск на гирлі свердловини p_r пов'язані очевидним співвідношенням:

$$p_p = p_r + p_{ст} - p_{тр}, \quad (2.14)$$

де $p_{тр}$ – втрати тиску на тертя у НКТ. З рівняння (2.14) випливає:

$$p_r = p_p + p_{тр} - p_{ст}, \quad (2.15)$$

де $p_{ст}$ – статичний тиск, що визначається з урахуванням кривизни свердловини за формулою:

$$p_{ст} = \rho_{ж} \cdot g \cdot H \cdot \cos\beta, \quad (2.16)$$

де H – глибина свердловини; β – кут кривизни (усереднений); $\rho_{ж}$ – густина рідини в свердловині, причому якщо рідина містить наповнювач (пісок, скляні кульки, порошок з полімерів та ін), то густина підраховується як середньозважена:

$$\rho = \rho_{ж} \cdot \left(1 - \frac{n}{\rho_n}\right) + n, \quad (2.17)$$

де n – число кілограмів наповнювача в 1 м³ рідини; ρ_n – щільність наповнювача (для піску $\rho_n = 2500$ кг/м³). Втрати на тертя визначити важче, тому що застосовувані рідини іноді мають неньютонівські властивості. Присутність рідини наповнювача (піску) збільшує втрати на тертя. В американській практиці використовуються різні графіки залежності втрат тиску на тертя на кожні 100 фут НКТ різного діаметра при прокачуванні різних рідин із заданою об'ємною витратою.

При великих темпах закачування, що відповідають турбулентному руху, структурні властивості рідин, що використовуються (з різними загусниками і хімічними реагентами) зазвичай зникають, і досить наближено втрати на тертя для цих рідин можна визначити за звичайними формулами трубної гідравліки:

$$p_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{H}{d} \cdot \frac{w^2}{2g} \cdot \rho \cdot g \cdot \alpha, \quad (2.18)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного тертя, що визначається за відповідними формулами в залежності від числа Рейнольдса; w – лінійна швидкість потоку в НКТ; d – внутрішній діаметр НКТ; ρ – густина рідини, см (2.17); H – довжина НКТ; α – поправочний коефіцієнт, що враховує наявність рідини наповнювача (для чистої рідини $\alpha = 1$) і залежить від його концентрації (рис. 2.1).

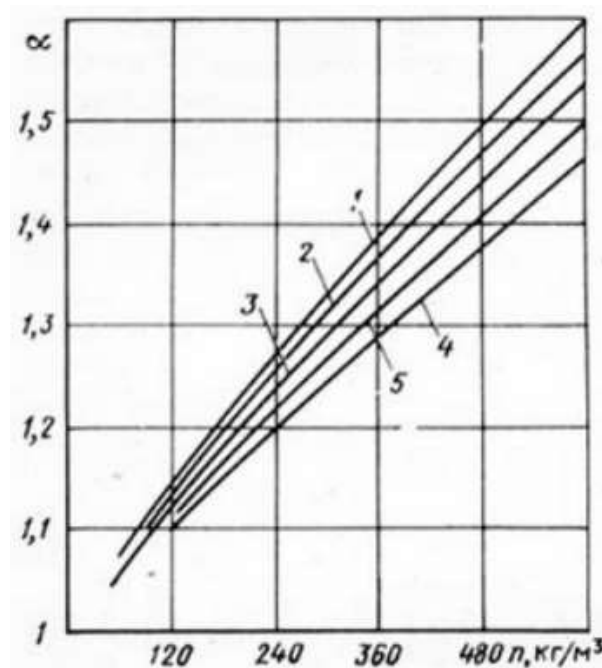


Рисунок 2.1. Графік залежності поправочного коефіцієнта визначення втрат тиску тертя від концентрації піску для рідин різної щільності:

1 – $Q_p = 800 \text{ кг/м}^3$; 2 – 850 кг/м^3 ; 3 – 900 кг/м^3 ; 4 – 950 кг/м^3 ; 5 – 1000 кг/м^3 .

Рідини, що застосовуються для ГРП, готуються або на нафтовій, або на водній основі. Спочатку використовувалися в'язкі рідини на нафтовій основі для зменшення поглинання рідини пластом та поліпшення пісконесучих властивостей цих рідин. З розвитком та удосконаленням технічних засобів для ГРП, збільшенням подачі насосних агрегатів вдається забезпечити необхідні витрати та пісконесучу здатність при малов'язких рідинах на водній основі. Перехід на рідини на водній основі призвів до того, що гідростатичні тиски за

рахунок збільшення густини цих рідин зросли, а втрати на тертя в НКТ зменшилися. Це, у свою чергу, зменшило необхідні для ГРП тиски на гирлі. За призначенням рідини поділяються на три категорії: рідина розриву, рідина-пісконосій і продавочна рідина.

Рідина розриву повинна добре проникати в пласт або в природну тріщину, але в той же час мати високу в'язкість, так як в іншому випадку вона буде розсіюватися в об'ємі пласта, не викликаючи необхідної дії, що розклинює, в утвореній тріщині. Як рідини розриву використовують сирі дегазовані нафти з в'язкістю до 0,3 Па·с; нафти, загущені мазутними рештками; нафтокислотні емульсії (гідрофобні); водонафтові емульсії (гідрофільні) та кислотно-гасові емульсії.

Емульсії готуються шляхом механічного перемішування компонентів відцентровими або шестерними насосами з введенням необхідних хімічних реагентів. Як правило, рідини на вуглеводневій основі застосовують при ГРП у видобувних свердловинах.

У нагнітальних свердловинах як рідину розриву використовують чисту або загущену воду. До загусників відносяться компоненти, що мають крохмальну основу, поліакриламід, сульфат-спиртова барда (ССБ), КМЦ (карбоксилметилцелюлоза).

При використанні рідини на водній основі необхідно враховувати її взаємодію з породою пласта, оскільки деякі глинисті компоненти пластів чутливі до води та схильні до набухання. У таких випадках рідини на водній основі вводять хімічні реагенти, що стабілізують глини при змочуванні. Зазвичай рецептура рідин складається та досліджується у промислових лабораторіях.

Рідини-пісконосій також готують на нафтовій та водній основах. Для них важлива піскоутримуюча здатність і низька фільтрованість. Це досягається як збільшенням в'язкості, так і наданням рідини структурних властивостей. Як рідини-пісконосій використовуються ті ж рідини, що і для розриву пласта. Для оцінки фільтрації використовується стандартний прилад ВМ-6 для визначення

водовіддачі глинистих розчинів.

При високій фільтрації перенесення піску в тріщині рідиною погіршується, так як досить швидко швидкість течії її по тріщині стає рівною нулю, і розвиток ГРП згасає в безпосередній близькості до стінок свердловини. Хорошу пісконесучу здатність мають емульсії, особливо кислотно-гасові, що мають високу стійкість, не руйнуються в спеку і витримують тривале транспортування з наповнювачем. Відомі труднощі виникають при закачуванні пісконосною рідини, так як через велику в'язкість, наявність в ній наповнювача – піску і необхідність вести закачування на великій швидкості виникають великі гирлові тиски. Крім того, насосні агрегати, хоч і робляться у зносостійкому виконанні, при роботі на високих тисках швидко зношуються. Для зниження втрат тиску на тертя на 12-15% розроблені хімічні домішки до розчинів на мильній основі, які хоч дещо збільшують в'язкість, але зменшують тертя під час руху рідини по НКТ. Іншим типом таких домішок є важкі високомолекулярні вуглеводневі полімери. Зауважимо, що недостатня пісконесуча здатність рідини може бути завжди компенсована збільшенням її витрати. Як рідина-пісконосій як у нагнітальних, так іноді і у видобувних свердловинах використовується чиста вода. Дешевизна води, повсюдна її наявність, властиві їй властивості хорошого розчинника при введенні різних домішок, що облагороджують, призвели до того, що в даний час близько 90% операцій ГРП здійснюються з використанням рідин на водній основі.

Продавочні рідини закачують у свердловину лише для того, щоб довести рідину-пісконосій до вибою свердловини. Таким чином, об'єм продавочної рідини дорівнює об'єму НКТ, через які ведеться закачування рідини-пісконосія. До розрахункового об'єму НКТ додається об'єм затрубного простору між НКТ, башмаком і верхніми отворами фільтра. Як продавочна рідина використовується практично будь-яка недорога рідина, що є в достатній кількості, і найчастіше звичайна вода.

Наповнювач служить для заповнення тріщин, що утворилися, і попередження їх змикання при знятті тиску. Відомі факти ефективного ГРП

без застосування наповнювача. Однак у цих випадках ефект менш тривалий. Наповнювач під час заповнення тріщини сприймає навантаження від гірського тиску після зниження тиску рідини. Внаслідок цього він частково руйнується, а частково вдавлюється в породу стінок тріщин. Тому він повинен мати високу міцність на зминання. В ідеалі наповнювач повинен мати щільність, рівну щільності рідини-пісконосія. В цьому випадку перенесення його по тріщині та її заповнення були б найбільш успішними. Розміри зерен наповнювача повинні забезпечити його проникнення у найвіддаленіші частини тріщини та високу їх проникність при подальшій експлуатації свердловин. Для ГРП застосовують пісок розміром від 0,5 до 12 мм. Зазвичай у перші порції рідини-пісконосія замішується дрібніша фракція (0,5-0,8 мм), а в наступну частину розрахункового об'єму – більші фракції.

Як наповнювач найчастіше використовується чистий кварцовий пісок. Однак пісок має дуже велику густину (2500 кг/м^3), яка сильно відрізняється від густини рідини, що сприяє його осіданню з потоку рідини і ускладнює заповнення тріщин. Крім того, його щільність на зминання у ряді випадків буває недостатньою. У зв'язку з цим у світовій практиці останнім часом знаходять застосування як наповнювачі скляні кульки, а також зерна агломерованого бокситу відповідного розміру та мелена шкаралупа волоського горіха. Щільність скляних кульок приблизно дорівнює густині кварцу, тобто 2650 кг/м^3 , але вони міцніші і менше вдавлюються в породу. Щільність порошку агломерованого бокситу – 1400 кг/м^3 . Виробляються промислові випробування наповнювача з міцних штучних синтетичних полімерних речовин, що мають щільність, близьку до щільності рідини (1100 кг/м^3) пісконосія.

В даний час сучасна техніка і рідини, що застосовуються, дозволяють здійснювати успішне закачування при середній концентрації піску близько 200 кг/м^3 рідини. Однак застосовуються як більші, так і менші концентрації. Кількість піску, що закачується, витрачається на одну операцію ГРП до теперішнього часу, доведено в середньому до 22,5 т, а кількість закачаної

рідини в середньому (рідина розриву + рідина-пісконосій) до 151,4 м³.

2.4. Техніка та обладнання для проведення ГРП

Гідророзрив пласта завжди переважно робиться через обсадну колону, якщо її стан, герметичність і міцність дозволяють створити на вибої свердловини необхідний тиск p_p . Втрати тиску на тертя при закачуванні рідин через обсадну колону малі порівняно з втратами при закачуванні через НКТ, тому при даному тиску на гирлі свердловини можна отримати вищий тиск на вибої [9].

Для захисту обсадних колон від високого тиску свердловину опускають НКТ з пакером і якорем на нижньому кінці, які встановлюються вище покрівлі пласта, наміченого для ГРП (рис. 2.2).

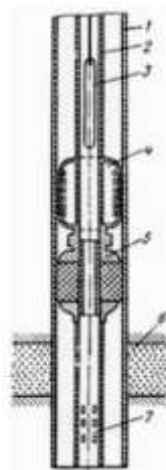


Рисунок 2.2. Схема обладнання вибою свердловини для ГРП:

1 – обсадна колона; 2 – насосно-компресорні труби; 3 – свердловинні манометри; 4 – якор; 5 – пакер; 6 – продуктивний пласт; 7 – хвостовик для опори на вибій

Щоб пакер загерметизував кільцевий простір, його еластичний елемент (зазвичай спеціальна гума) треба стиснути за допомогою ваги труб. Для стиснення пакера необхідно створити опору. Такою опорою можуть бути ті ж НКТ, башмак яких ставиться на вибій, або особливий рухливий елемент самого

пакера з плашками, які, звільняючись при повороті НКТ, ковзають за спеціальним конусом пакера, розсуваються і вдавлюються у внутрішню поверхню колони обсадної. У зв'язку з цим усі пакери поділяються на пакери з опорою на вибій (пакери ПМ6"; ГШ8"; ОПМ6"; ОПМ8") і пакери без опори на вибій (плашкові пакери ПШ6", ПШ8", ПШ5"-500, ПШ6"-500, ПС0", ПГ5"-500, ПГБ"-500). Пакери допускають перепад тиску (при правильній посадці) 30-50 МПа над ним та під ним і мають прохідний переріз від 47 до 68 мм залежно від типу та розміру обсадної колони [10].

При створенні під пакером тиску p_p на нього діє дуже велика сила:

$$P = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \cdot (p_p - p_{ст}), \quad (2.19)$$

де D – внутрішній діаметр колони, d – діаметр прохідного перерізу пакера; p_p – очікуваний тиск під пакером; $p_{ст}$ – гідростатичний тиск стовпа рідини над пакером у кільцевому просторі.

Це зусилля може змістити пакер і викликати поздовжній вигин НКТ. Вага частини НКТ нижче пакера буде частково врівноважувати силу P , що страгує. Для розвантаження НКТ від поздовжніх стискаючих зусиль і утримання пакера на місці вище пакера встановлюють гідравлічні якорі. Якір (рис. 2.3) має у тілі корпусу 8-16 плашок з насічками, які можуть переміщатися у горизонтальному напрямку. Плашки утримуються від випадання пластинчастими пружинками. При створенні в якорі надлишкового (стосовно зовнішнього) тиску плашки розсуваються гумовим циліндром, що є в корпусі якоря, і вдавлюються в колону обсадну. Чим більший внутрішній (у НКТ) тиск, тим сильніше плашки притискаються до обсадної колони, запобігаючи зміщенню пакера. Якоря розраховані на ті самі умови роботи, як і пакери, тобто на перепади тисків 30-50 МПа.

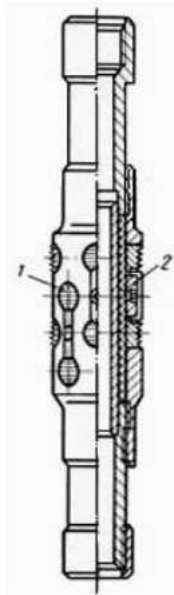


Рисунок 2.3. Якір плашковий гідравлічний для ГРП:

1 – плашки з насічками; 2 – гумовий циліндр

Максимальні зусилля, що сприймаються якорем (залежно від типорозміру) досягають 1250 кН. Довжина якорів близько 2 м, маса 80-140 кг, прохідний діаметр 36-72 мм.

Для здійснення ГРП застосовуються спеціальні насосні агрегати (рис. 2.4) у зносостійкому виконанні, змонтовані на шасі тривісних важких вантажних машин КрАЗ-257 вантажопідйомністю 10-12 т. Як привод до силового насоса використовується дизельний двигун потужністю 588 кВт.

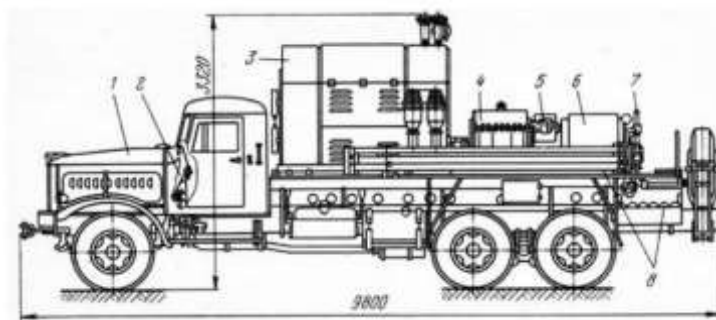


Рисунок 2.4. Насосний агрегат для ГРП 4АН-700:

1 – автомобіль КрАЗ-257; 2 – кабіна управління; 3 – силовий агрегат; 4 – коробка швидкостей; 5 – муфта зчеплення; 6 – насосний агрегат; 7 – викидний маінфольд; 8 – з'єднувальні труби високого тиску

Двигун встановлений на платформі та через коробку швидкостей пов'язаний із приводним валом силового насоса (див. табл. 2.3). Для приготування рідини-пісконосія служать піскозмішувальні агрегати, іноді зі складними автоматичними дозуючими рідина та пісок пристроями. Звичайний піскозмішувальний агрегат ЗПА (рис. 2.5) є змонтованим на шасі важкої вантажівки КрАЗ-257 бункер 5 з конічним дном. Бункер перегороджений поздовжньою перегородкою для перевезення дрібного та великого піску. Під дном бункера є два горизонтальні шнекові вали, що приводяться в обертання тяговим двигуном через коробку відбору потужності. Швидкість обертання шнека можна змінювати шляхом перемикання швидкостей коробки передач, так і зміною числа оборотів двигуна автомобіля.

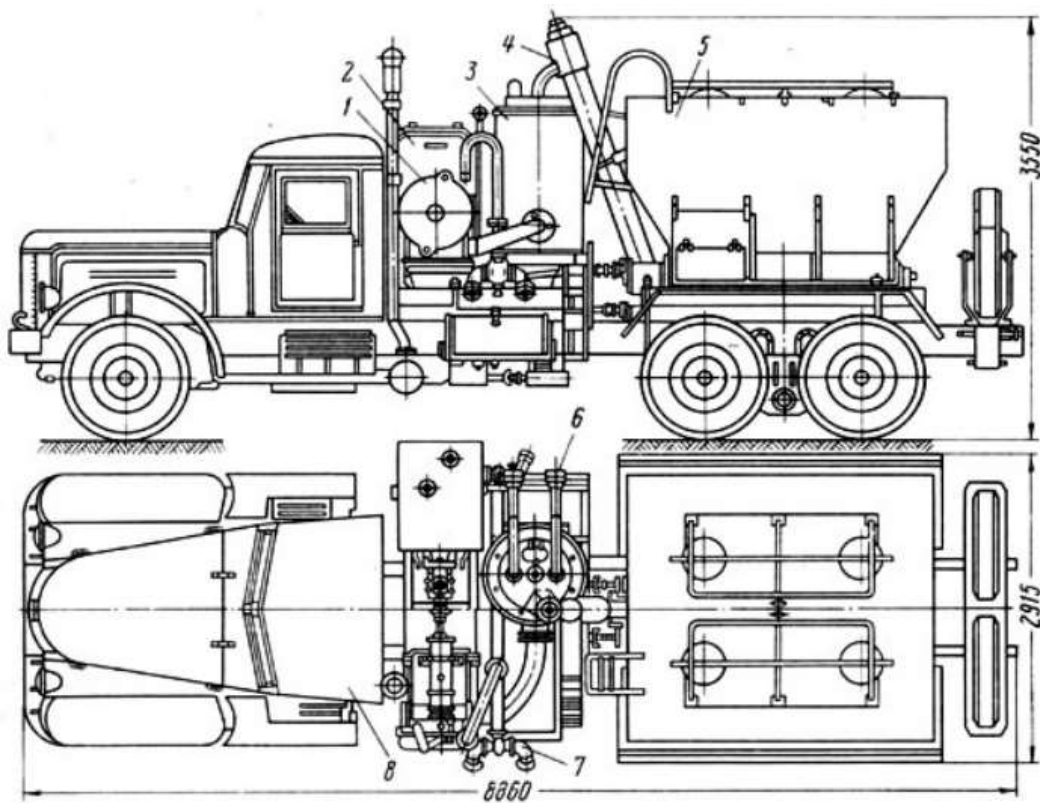


Рисунок 2.5. Піскозмішувальний агрегат ЗПА:

1 – відцентровий насос 4ПС; 2 – силовий блок двигуна ГАЗ-51; 3 – змішувальний пристрій; 4 – похилий шнек; 5 – бункер для піску; 6 – приймальний трубопровід; 7 – роздавальний трубопровід; 8 – автомобіль КрАЗ-257

Таблиця 2.3. – Технічна характеристика піскозмішувального агрегату ЗПА

Продуктивність агрегату (за піском), т/год	2-40
Об'єм бункера, м ³	5
Пісковий насос	4ПС-9
Подача, м ³ /год	60, 130 та 200
Напір, м	30, 27,5 та 22
Частота обертання валу, хв ⁻¹	1460
Споживана потужність, кВт	28
Діаметр напірного та приймального патрубків, мм	100
Привод насоса	двигун ГАЗ-51
Розміри агрегату ЗПА, м:	
довжина	8,9
ширина	2,9
висота	3,55
Маса заправленого агрегату, т	24

Загальна ємність бункера – 10 т піску. Горизонтальні шнеки подають пісок з одного або іншого відсіку до похилого шнека 4 для подачі піску в камеру змішувача 3, розташовану позаду кабіни автомашини. Одночасно трубопроводами в змішувальну камеру подається рідина-пісконосій з автоцистерн. Змішувальна камера ємністю 0,5 м³ має три чотирилопатеві мішалки з приводом від бензинового двигуна 2 (ГАЗ-51 потужністю 50 кВт), встановленого також за кабіною.

Приготовлена піщано-рідинна суміш відцентровим пісковим насосом 4ПС9 з приводом від бензинового двигуна (ГАЗ-51) 2 подається на прийом головного насосного агрегату високого тиску. Пісковий насос 4ПС9 розвиває напір до 30 м при 1460 об/хв і має подачу при цьому 16,6 л/с (60 м³/год).

Пісковий насос та двигун ГАЗ-51 розташовані між кабіною водія та

бункером. Крім піскозмішувального агрегату ЗПА є й інші агрегати. У зарубіжній практиці набули поширення потужні агрегати, що служать тільки для перевезення наповнювача і подачі його за допомогою шнекових гвинтів до другого спеціального агрегату – змішувача, забезпеченого шнековими гвинтами, насосом, що подає рідину-пісконосій в змішувальну камеру, і різними додатковими механізмами, встановленої норми (концентрації) та темпів закачування пісконосія в свердловину. Бункерний агрегат та змішувальна машина монтуються на шасі важких вантажівок.

Для перевезення рідин для ГРП застосовують автоцистерни різних конструкцій. Автоцистерну ЦР-20 змонтовано на автопричепі 4МЗАП-552, що транспортується сідельним тягачем КрАЗ-258.

На шасі причепа, крім автоцистерни, змонтовано допоміжний двигун ГАЗ-51, відцентровий насос 8К-18 та триплунжерний насос 1В. Насоси приводяться в дію через коробку швидкостей і редуктори від двигуна ГАЗ-51. Цистерна має ємність 17 м³ поплавковий показчик рівня і змійовик для підігріву рідини від пересувної парової установки при роботі в зимовий час. Триплунжерний насос 1В, має повітряний компенсатор 1, 1,5 МПа при 140 ходах за хвилину. Обв'язка насоса дозволяє перемикає його на заповнення цистерни, відбір рідини з цистерни та перекачування рідини споживачеві будь-якої іншої ємності. Час заповнення цистерни – 22 хв. Відцентровий насос 8К-18 має подачу 60-100 л/с (по воді), напір до 20 м і призначений для подачі рідини на піскозмішувальний агрегат. Промисловістю випускаються інші автоцистерни. Для ГРП використовуються інші допоміжні агрегати на автомобільному ході. Наприклад, агрегат для транспортування блоку маніфольду ІВМ-700 високого тиску (70 МПа) з підйомною стрілою для навантаження та розвантаження важких деталей маніфольду. Маніфольдний блок призначений для обв'язування вихідних ліній кількох насосних агрегатів високого тиску та приєднання їх до арматури гирла свердловини. Маніфольдний блок транспортується на спеціально пристосованій платформі автомобіля ЗІЛ-131 плі 311Л-157К. У комплект входять [10]:

1. Напірний колектор із кованої сталеві коробки із шістьма відводами для приєднання шести насосних агрегатів, розрахований на тиск 70 МПа. Колектор має центральну трубу з датчиками тиску, густиномір та витратомір з дистанційною реєстрацією показань на станції контролю та управління процесом ГРП. На колекторі також передбачено шість коркових кранів та шість запобіжних клапанів. Напірний колектор приєднується до гирла свердловини за допомогою двох ліній високого тиску.

2. Розподільний колектор, розрахований на тиск 2,5 МПа, служить для розподілу робочих рідин між насосними агрегатами. Він має великий прохідний переріз (100 мм), передбачає можливість підключення десяти приєднувальних ліній та забезпечений запобіжним клапаном на 2,5 МПа.

3. Комплект допоміжних трубопроводів, що складається з 23 труб високого тиску з умовним діаметром 50 мм та комплект швидкознімних шарнірних з'єднань, також розрахованих на високий тиск.

4. Кранова арматура, гумові шланги високого тиску, допоміжне обладнання та інструмент для збирання, кріплення, опресування та розбирання з'єднувальних маніфольдів.

5. Арматура гирла свердловини (1АУ-700 або 2АУ-700), що герметизує затрубний простір та НКТ. Арматура 2АУ-700 (рис. 2.6) відрізняється від арматури 1АУ-700 можливістю підключення її до НКТ діаметром 73 та 89 мм, а також наявністю гнучких з'єднань двох бічних відводів. Верхня трубна головка, крім двох відводів, має у верхній частині манометр з масляним роздільником. Нижня гирла головка, розрахована на тиск 32,0 МПа, має дві приєднувальні лінії з кранами, трійниками та швидкознімними з'єднаннями для сполучення з кільцевим простором свердловини. Загальна маса гирлової арматури 2АУ-700 – 500 кг.

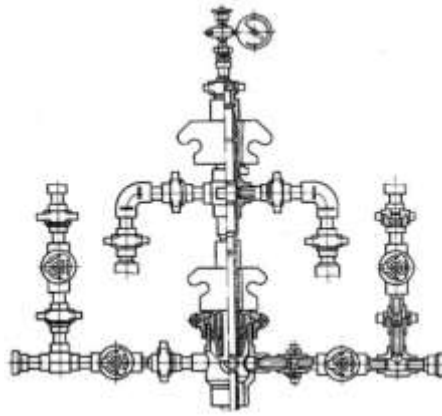


Рисунок 2.6. Арматура гирла свердловини 2АУ-700 для гідравлічного розриву пласта

Для дистанційного контролю за процесом служить спеціальна станція контролю та керування на автомобілі, укомплектована необхідною контрольно-вимірною та реєструючою дистанційною апаратурою, а також підсилювачами та гучномовцями для звукового та телефонного зв'язку з окремими агрегатами та виконавцями. Для дотримання техніки безпеки всі агрегати розташовуються радіаторами від свердловини (рис. 2.7), щоб можна було безперешкодно від'їхати від неї за аварійної або пожежної небезпеки. Це особливо важливо при використанні рідини на нафтовій основі.

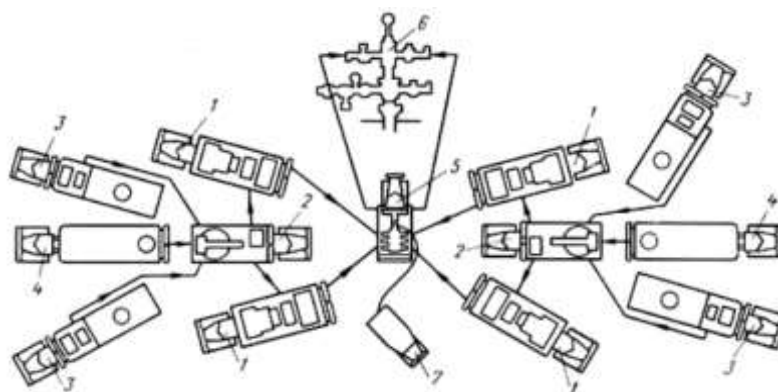


Рисунок 2.7. Схема розташування обладнання при ГРП:

1 – насосні агрегати 4АН-700; 2 – піскозмішувальні агрегати ЗПА; 3 – автоцистерни ЦР-20 з технологічними рідинами; 4 – пісковози; 5 – блок маніфольдів високого тиску; 6 – арматура гирла 2АУ-700; 7 – станція контролю та управління процесом (витратоміри, манометри, радіозв'язок)

2.5. Методика визначення параметрів процесу гідравлічного розриву пласта

Проектування процесу гідравлічного розриву пласта складається з двох частин: розрахунок основних характеристик процесу та вибір необхідної техніки для його здійснення; визначення виду тріщини та розрахунок її розмірів [8].

Для визначення вибійного тиску розриву пласта p_p можна скористатися формулою (при закачуванні 1 м³ рідини розриву):

$$\frac{p_p}{p_{гг}} \left(\frac{p_p}{p_{гг}} - 1 \right)^3 = 5,25 \frac{1}{(1 - \nu^2)^2} \left(\frac{E}{p_{гг}} \right)^2 \frac{Q \mu_{pp}}{p_{гг}}, \quad (2.20)$$

де $p_{гг}$ – горизонтальна складова гірського тиску, МПа:

$$p_{гг} = p_{гв} \frac{\nu}{(1 - \nu)}, \quad (2.21)$$

тут ν – коефіцієнт Пуассона гірських порід ($\nu = 0,2 - 0,3$); $p_{гв}$ – вертикальна складова гірського тиску, МПа:

$$p_{гв} = \rho_{гп} g L_c 10^{-6}, \quad (2.22)$$

де $\rho_{гп}$ – густина гірських порід над продуктивним горизонтом, кг/м³ ($\rho_{гп} = 2600$ кг/м³); E – модуль пружності породи ($E = (1 - 2) \cdot 10^4$ МПа); Q – темп закачування рідини розриву, м³/с (відповідно характеристики насосного агрегата); μ_{pp} – в'язкість рідини розриву, Па·с.

Для приблизної оцінки вибійного тиску розриву пласта при використанні фільтруючої рідини можна скористатися формулою:

$$p_p = K L_c 10^{-2}, \quad (2.23)$$

де K – коефіцієнт, який приймаємо рівним $1,5 - 1,8$ МПа/м.

При закачуванні рідини-пісконосія тиск на гирлі свердловини визначаємо за формулою:

$$p_{\Gamma} = p_p - \rho_{\text{рп}} g L_c + p_{\text{тр}}, \quad (2.24)$$

де $\rho_{\text{рп}}$ – густина рідини-пісконосія, кг/м^3 :

$$\rho_{\text{рп}} = \rho'_{\text{рп}} (1 - \beta_{\text{п}}) + \rho_{\text{п}} \beta_{\text{п}}, \quad (2.25)$$

де $\rho'_{\text{рп}}$ – густина рідини, яку використовуємо в якості пісконосія, кг/м^3 ; де $\rho_{\text{п}}$ – густина піску, кг/м^3 ($\rho_{\text{п}} = 2500 \text{ кг/м}^3$); $\beta_{\text{п}}$ – об'ємна концентрація піску в суміші:

$$\beta_{\text{п}} = \frac{C_{\text{п}}/\rho_{\text{п}}}{C_{\text{п}}/\rho_{\text{п}} + 1}, \quad (2.26)$$

де $C_{\text{п}}$ – концентрація піску в 1 м^3 рідини, кг/м^3 ($C_{\text{п}} = 250 - 300 \text{ кг/м}^3$).

Втрати тиску на тертя рідини-пісконосія:

$$p'_{\text{тр}} = \frac{8\lambda Q^2 L_c \rho_{\text{рп}}}{\pi^2 d_{\text{вн}}^5}, \quad (2.27)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}, \quad (2.28)$$

$$\text{Re} = \frac{4Q\rho_{\text{рп}}}{\pi d_{\text{вн}}\mu_{\text{рп}}}, \quad (2.29)$$

де Q – темп закачування рідини, $\text{м}^3/\text{с}$; $\mu_{\text{рп}}$ – в'язкість рідини з піском, $\text{Па}\cdot\text{с}$.

$$\mu_{\text{pp}} = \mu'_{\text{pp}} \exp(3,18\beta_{\text{п}}), \quad (2.30)$$

де μ'_{pp} – в'язкість рідини, яку використовуємо в якості пісконосія, Па·с.

Якщо $Re > 200$, то втрати тиску на тертя по формулі 2.27 збільшуємо в 1,52 рази:

$$p_{\text{тр}} = 1,52 p'_{\text{тр}}. \quad (2.31)$$

Необхідна кількість насосних агрегатів:

$$N = \frac{p_{\text{г}} Q}{p_{\text{н}} Q_{\text{н}} K_{\text{тс}}} + 1, \quad (2.32)$$

де $p_{\text{н}}$ – робочий тиск агрегата; $Q_{\text{н}}$ – подача агрегата при даному тиску $p_{\text{н}}$; $K_{\text{тс}}$ – коефіцієнт технічного стану агрегата ($K_{\text{тс}} = 0,5 - 0,8$).

Необхідний об'єм продавочної рідини (при закачуванні через НКТ):

$$V_{\text{п}} = 0,785 d_{\text{вн}}^2 L_{\text{с}}. \quad (2.33)$$

Мінімальний темп закачування рідини розриву визначаємо за формулами:

– для горизонтальної тріщини

$$Q_{\text{min.г}} \geq 10^{-3} \frac{\pi R_{\text{г}} \omega_0}{\mu_{\text{pp}}}; \quad (2.34)$$

– для вертикальної тріщини

$$Q_{\min.в} \geq 10^{-3} \frac{h\omega_0}{\mu_{pp}}, \quad (2.35)$$

де R_T – радіус горизонтальної тріщини, м; ω_0 – ширина (розкритість) тріщини на стінці свердловини, м; μ_{pp} – в'язкість рідини розриву, Па·с; h – товщина пласта, м.

У випадку проведення розриву пласта рідиною, що не фільтрується, можна прийняти фактичний темп закачування рідини Q рівним Q_{\min} . При проведенні розриву рідиною, що фільтрується, фактичний темп закачування $Q > Q_{\min}$.

Кількість піску $Q_{п}$ на один гідравлічний розрив пласта приймаємо рівним 8 – 10 т. При концентрації піску в 1 м³ рідини $C_{п}$ об'єм рідини:

$$V_p = \frac{Q_{п}}{C_{п}}. \quad (2.36)$$

У випадку виникнення горизонтальної тріщини її радіус R_T можна визначити за емпіричною формулою:

$$R_T = (0,0134 - 1,6 \cdot 10^{-6} L_c) \left(10^3 Q \sqrt{\frac{\mu_{pp} t}{k}} \right)^{0,5}, \quad (2.37)$$

де Q – темп закачування рідини розриву, м³/с; μ_{pp} – в'язкість рідини розриву, Па·с; t – тривалість закачування рідини розриву, с; k – проникність привибійної зони пласта, м².

Ширина (розкритість) тріщини на стінці свердловини ω_0 у випадку розриву рідиною, що не фільтрується, визначається за формулою:

$$\omega_0 = \frac{8(1 - \nu^2)(p_p - p_{гв})R_T}{\pi E}. \quad (2.38)$$

2.6. Розрахунок параметрів процесу гідравлічного розриву пласта серпуховського ярусу горизонту С-8-9

Розрахунок параметрів процесу гідравлічного розриву пласта проводимо для умов малодобітної свердловини, що розкрила горизонт С-8-9 серпуховського ярусу, який характеризується щільним колектором з низькими ємкісно-фільтраційними властивостями. Вихідні дані до розрахунку ГРП приймаємо наступні:

- глибина свердловини $L_c = 2670$ м;
- поточний дебіт свердловини $Q_c = 3$ т/добу;
- товщина продуктивного пласта $h = 2$ м;
- густина гірських порід над продуктивним горизонтом $\rho_{гп} = 2595$ кг/м³;
- проникність привибійної зони пласта $k = 0,96 \cdot 10^{-6}$ м²;
- коефіцієнт пористості $m = 0,17$;
- внутрішній діаметр НКТ $d_{вн} = 0,0759$ м;
- рідина розриву – нафта густиною $\rho_{рр} = 823$ кг/м³ в'язкістю $\mu_{рр} = 0,279$ Па·с;
- кількість піску $Q_{п} = 5$ т з діаметром зерен 1 мм;
- темп закачування $Q = 0,01$ м³/с.

Розрахунок параметрів процесу

За формулою (2.22) визначаємо вертикальну складову гірського тиску:

$$p_{гв} = \rho_{гп} g L_c 10^{-6} = 2595 \cdot 9,81 \cdot 2670 \cdot 10^{-6} = 57,8 \text{ МПа.}$$

Горизонтальна складова гірського тиску дорівнює (2.21):

$$p_{гг} = p_{гв} \frac{\nu}{(1-\nu)} = 57,8 \frac{0,3}{(1-0,3)} = 24,7 \text{ МПа,}$$

тут коефіцієнт Пуассона гірських порід приймаємо $\nu = 0,3$.

Величину вибійного тиску розриву пласта визначаємо з рівняння (2.20):

$$\frac{p_p}{p_{гг}} \left(\frac{p_p}{p_{гг}} - 1 \right)^3 = 5,25 \frac{1}{(1-\nu^2)^2} \left(\frac{E}{p_{гг}} \right)^2 \frac{Q\mu_{pp}}{p_{гг}},$$

тут: модуль пружності гірських порід приймаємо $E = 1,5 \cdot 10^4$ МПа; темп закачування рідини розриву відповідно характеристики насосного агрегата дорівнює $Q = 0,01$ м³/с; в'язкість нафти для рідини розриву $\mu_{pp} = 0,279$ Па·с.

Після підстановки відомих параметрів отримаємо:

$$\frac{p_p}{24,7} \left(\frac{p_p}{24,7} - 1 \right)^3 = 5,25 \frac{1}{(1-0,3^2)^2} \left(\frac{1,5 \cdot 10^{10}}{24,7 \cdot 10^6} \right)^2 \frac{0,01 \cdot 0,279}{24,7 \cdot 10^6}.$$

Розв'язуємо кубічне рівняння. Оскільки права частина дуже мала, розрахунок проводимо з наближенням. Тоді значення вибійного тиску розриву пласта дорівнює:

$$p_p \approx 26,3 \text{ МПа.}$$

За формулою (2.26) визначаємо об'ємну концентрацію піску в суміші:

$$\beta_{п} = \frac{C_{п}/\rho_{п}}{C_{п}/\rho_{п} + 1} = \frac{280/2500}{280/2500 + 1} = 0,1,$$

де концентрацію піску в 1 м³ рідини приймаємо $C_{п} = 280$ кг/м³; густина піску $\rho_{п} = 2500$ кг/м³.

Густина рідини-пісконосія визначаємо з рівняння (2.25):

$$\rho_{рп} = \rho'_{рп} (1 - \beta_{п}) + \rho_{п} \beta_{п} = 823(1 - 0,1) + 2500 \cdot 0,1 = 991 \text{ кг/м}^3,$$

де густина рідини, яку використовуємо в якості пісконосія, приймаємо нафту густиною $\rho'_{рп} = 823$ кг/м³.

Розраховуємо в'язкість рідини з піском (2.30):

$$\mu_{\text{рп}} = \mu'_{\text{рп}} \exp(3,18\beta_{\text{п}}) = 0,279 \cdot \exp(3,18 \cdot 0,1) = 0,383 \text{ Па}\cdot\text{с},$$

де в'язкість рідини, яку використовуємо в якості пісконосія, приймаємо нафту в'язкістю $\mu'_{\text{рп}} = 0,279 \text{ Па}\cdot\text{с}$.

Число Рейнольдса (2.29):

$$\text{Re} = \frac{4Q_{\text{рп}}}{\pi d_{\text{вн}} \mu_{\text{рп}}} = \frac{4 \cdot 0,01 \cdot 991}{3,14 \cdot 0,0759 \cdot 0,383} = 434,$$

тоді коефіцієнт гідравлічного опору визначаємо з рівняння (2.28):

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} = \frac{64}{434} = 0,147.$$

Втрати тиску на тертя визначаємо за формулою (2.27):

$$p'_{\text{тр}} = \frac{8\lambda Q^2 L_c \rho_{\text{рп}}}{\pi^2 d_{\text{вн}}^5} = \frac{8 \cdot 0,147 \cdot 0,01^2 \cdot 2670 \cdot 991}{3,14^2 \cdot 0,0759^5} = 12\,529\,221 \text{ Па} = 12,5 \text{ МПа}.$$

Враховуючи, що $\text{Re} = 434 > 200$, то втрати тиску на тертя збільшуємо в 1,52 рази (2.31):

$$p_{\text{тр}} = 1,52 p'_{\text{тр}} = 1,52 \cdot 12,5 = 19 \text{ МПа}.$$

За формулою (2.24) визначаємо тиск на гирлі свердловини при закачуванні рідини-пісконосія:

$$p_{\text{г}} = p_{\text{р}} - \rho_{\text{рп}} g L_c + p_{\text{тр}} = 26,3 - 991 \cdot 9,81 \cdot 2670 \cdot 10^{-6} + 19 = 19,3 \text{ МПа},$$

При роботі насосного агрегата 4АН-700 на IV швидкості $p_p = 29$ МПа, а $Q_H = 0,0146$ м³/с.

При цьому необхідна кількість насосних агрегатів складає (2.32):

$$N = \frac{p_r Q}{p_H Q_H K_{TC}} + 1 = \frac{19,3 \cdot 0,01}{29 \cdot 0,0146 \cdot 0,5} + 1 = 2,$$

де коефіцієнт технічного стану агрегата приймаємо $K_{TC} = 0,5$.

Необхідний об'єм продавочної рідини при закачуванні через НКТ визначаємо за формулою (2.33):

$$V_{II} = 0,785 d_{BH}^2 L_c = 0,785 \cdot 0,0759^2 \cdot 2670 = 12,1 \text{ м}^3.$$

При концентрації піску в 1 м³ рідини $C_{II} = 280$ кг/м³ об'єм рідини визначається за формулою (2.36):

$$V_p = \frac{Q_{II}}{C_{II}} = \frac{5000}{280} = 17,9 \text{ м}^3,$$

де кількість піску на один ГРП приймаємо рівним $Q_{II} = 5 \text{ т} = 5000$ кг.

Сумарна тривалість роботи одного агрегата 4АН-700 на IV швидкості:

$$t = \frac{V_p + V_{II}}{Q_H} = \frac{17,9 + 12,1}{0,0146} = 2054 \text{ с} \approx 35 \text{ хв.}$$

Радіус горизонтальної тріщини можна визначити за емпіричною формулою (2.37):

$$R_T = (0,0134 - 1,6 \cdot 10^{-6} L_c) \left(10^3 Q \sqrt{\frac{\mu_{pp} t}{k}} \right)^{0,5} =$$

$$(0,0134 - 1,6 \cdot 10^{-6} \cdot 2670) \left(10^3 \cdot 0,0146 \sqrt{\frac{0,279 \cdot 2054}{0,96 \cdot 10^{-6}}} \right)^{0,5} = 5,45 \text{ м.}$$

Ширина (розкритість) тріщини на стінці свердловини у випадку розриву нефільтруючою рідиною (нафта) визначається за формулою (2.38):

$$\omega_0 = \frac{8(1 - \nu^2)(p_{ГВ} - p_p)R_T}{\pi E} = \frac{8(1 - 0,3^2)(57,8 - 26,3)5,45}{3,14 \cdot 1,5 \cdot 10^{10}} = 0,0027 \text{ м} = 2,7 \text{ мм.}$$

Для утворення горизонтальної тріщини мінімальний темп закачування рідини розриву визначаємо за формулою (2.34):

$$Q_{\min.г} = 10^{-3} \frac{\pi R_T \omega_0}{\mu_{pp}} = 10^{-3} \frac{3,14 \cdot 5,45 \cdot 0,0027}{0,279} = 0,000165 \text{ м}^3/\text{с.}$$

У випадку проведення розриву пласта нефільтруючою рідиною можна прийняти фактичний темп закачування рідини Q рівним Q_{\min} .

Висновки за розділом 2

До слабопроникних світ переважно належать малодобітні продуктивні горизонти. Найчастіше мала проникність пластів за їх невеликих товщин, навіть за значних перепадів тиску, не забезпечує рентабельних припливів нафти за добу.

Малодівицьке родовище характеризується покладами нафти в слабопроникних щільних колекторах з низькими ємкісно-фільтраційними властивостями та малодобітними свердловинами. Для інтенсифікації свердловини запропоновано проведення гідравлічного розриву пласта.

Сутність процесу гідравлічного розриву пласта полягає в нагнітанні в проникний пласт рідини при тиску, під дією якого пласт розщеплюється

площинами напластування або вздовж природних тріщин. Для попередження змикання тріщин при знятті тиску в них разом з рідиною закачується крупнозернистий пісок, який зберігає проникність цих тріщин, що в багато разів перевищує проникність непорушеного пласта.

В даному розділі було визначено критерії застосування гідравлічного розриву пласта для інтенсифікації видобутку нафти, запроектовано технологію проведення ГРП та вибрано необхідну техніку і обладнання для його здійснення. Крім того, проведено розрахунок параметрів процесу гідравлічного розриву пласта для умов малодебітної свердловини, що розкрила горизонт С-8-9 серпуховського ярусу.

Розраховані параметри:

- вибійний тиску розриву пласта дорівнює: $p_p \approx 26,3$ МПа;
- тиск на гирлі свердловини при закачуванні рідини $p_r = 19,3$ МПа;
- необхідний об'єм продавочної рідини $V_{\Pi} = 12,1$ м³;
- об'єм рідини $V_p = 17,9$ м³;
- тривалість роботи одного агрегата 4АН-700 на IV швидкості $t \approx 35$ хв;
- радіус горизонтальної тріщини $R_T = 5,45$ м;
- ширина тріщини на стінці свердловини $\omega_0 = 2,7$ мм.

РОЗДІЛ 3 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА МАЛОДІВИЦЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА

3.1. Аналіз потенційної небезпеки та шкідливого впливу виробничого середовища

Дослідно-промислова експлуатація Малодівицького нафтового родовища передбачає здійснення видобутку вуглеводневої сировини, проведення комплексу науково-технічних досліджень з контролю процесів розробки, реалізацію заходів щодо інтенсифікації припливів нафти та виконання капітальних ремонтів експлуатаційних свердловин [3].

У процесі освоєння покладів вуглеводневої сировини передбачається, що основними джерелами техногенного навантаження можуть виступати: нафта та нафтовий газ разом із продуктами їхнього згоряння; супутні пластові та виробничі води; хімічні реагенти, застосовувані під час експлуатації та відновлювальних робіт свердловин.

Основними антропогенними джерелами забруднення довкілля виступають двигуни внутрішнього згоряння, експлуатаційні свердловини, шлейфові комунікації, трубопровідні системи тощо. З метою недопущення потенційного негативного впливу на навколишнє середовище у виробничому процесі необхідно здійснювати систематичний моніторинг стану довкілля, що включає проведення гідрохімічних, газохімічних та газооб'ємних досліджень, аналіз складу атмосферного повітря у виробничих зонах та інші контрольні заходи.

Крім того, ймовірне погіршення екологічної ситуації в зоні розташування нафтового родовища може мати місце у випадку виникнення аварійних обставин. Експлуатаційна служба родовища враховує зазначений ризик, тому на підприємстві сформовано аварійно-рятувальну бригаду, оснащену спеціалізованою технікою. Для координації дій у разі виникнення подібних інцидентів на підприємстві розроблено план ліквідації можливих

аварійних наслідків, беручи до уваги, що викиди нафти відбуваються з високими швидкісними параметрами та значним тиском. Відтак можна зробити висновок, що аварійні емісії не спричиняють негативного впливу на населення прилеглих населених пунктів. Практичний досвід експлуатації родовища свідчить про відсутність аварійних ситуацій, пов'язаних із масштабними викидами в атмосферне середовище. У таблиці 3.1 наведено максимально допустимі концентрації токсичних компонентів в атмосфері населених пунктів [3].

Таблиця 3.1 – Максимально допустимі концентрації токсичних компонентів в атмосфері населених пунктів

Найменування речовини	Максимальна разова допустима концентрація, мг/м ³		Клас небезпеки
	Гранично допустима концентрація шкідливих речовин в повітрі населених пунктів	Гранично допустима концентрація шкідливих речовин в повітрі робочих зон	
1	2	3	4
Окис вуглецю CO	5	20	3
Сірчистий ангідрид SO_2	0,5	3	3
Діоксид азоту NO_2	0,085	5	3
Оксид азоту NO	0,4	5	3
Насичені вуглеводні C_{12} – C_{19}	1	100	4
Метан, етан	50	300	4
Гексан C_6H_{14}	50	300	4

Завершення таблиці 3.1

1	2	3	4
Пропан C_3H_8	100	300	4
Бутан C_4H_{10}	200	300	4

Сумарні валові викиди забруднюючих речовин групової замірної сепараційної установки та установки підтримання пластового тиску за результатами інвентаризації становлять 819 т/рік.

Усі свердловини на родовищі характеризуються багатоколонною конструкцією з підняттям цементного кільця до устя, що забезпечує герметизацію міжколонного та позаколонного простору й унеможлиблює проникнення рідин продуктивних пластів у підземні та поверхневі води, ґрунтовий покрив і геологічне середовище.

Забезпечення процесів видобування, підготовки та транспортування вуглеводневої сировини й готової продукції передбачається здійснювати із застосуванням наявного на даний час технологічного обладнання. Модифікація параметрів технологічних операцій, що використовуються під час добування, підготовки та транспортування сировини і продукції, не планується.

У разі продовження експлуатації Малодівицького родовища та видобуванні корисних копалин (нафти, природного газу, розчиненого у нафті, а також супутніх компонентів – етану, пропану, бутану) можливе виникнення наступних потенційних впливів на навколишнє середовище:

1. *Вплив на повітряне середовище атмосфери* (джерела впливу: вентиляційні труби, дихальні клапани, свіча та неорганізовані викиди). Промисловий майданчик Малодівицького нафтового родовища віднесено до третього класу небезпеки, для якого встановлено нормативну величину санітарно-захисної зони у 300 м. Найближча житлова забудова смт Мала Дівиця розташована на відстані 550 м від об'єкта. За результатами проведених розрахунків щодо розсіювання полутантів від стаціонарних джерел емісій в

атмосферному повітрі визначено, що за будь-яких напрямків та швидкісних режимів вітру максимальні приземні концентрації забруднюючих речовин на межі санітарно-захисної зони не перевищують гранично допустимих рівнів.

2. *Вплив на водне середовище.* На території Малодівицького родовища водні ресурси використовуються для виробничих та господарсько-побутових потреб. Водопостачання здійснюється зі свердловини, розташованої поза межами смт Мала Дівиця. Забір води зі свердловини підприємство провадить на підставі Дозволу на спеціальне водокористування. Відведення зворотних (стічних) вод здійснюється у вигрібні споруди. У ході реалізації запланованої діяльності скид політантів у водні об'єкти відсутній.

3. *Шумовий вплив.* На промислових майданчиках та у складі технологічного комплексу системи підтримання пластового тиску застосовується виробниче технологічне обладнання, яке забезпечує дотримання нормативних параметрів допустимих рівнів звукового тиску в октавних смугах частот, а також еквівалентних рівнів шуму на постійних робочих місцях. Це, у свою чергу, гарантує відповідність встановленим нормативним значенням акустичного навантаження на межі санітарно-захисної зони, визначеної нормативними вимогами.

4. *Вплив на надра.* Вплив на геологічне середовище проявляється у формі відхилення від нормативного стану геологічного розрізу, що включає стратиграфічні комплекси та підземні горизонти з різними за величиною пластовими характеристиками. До таких параметрів належать: градієнти гідророзриву гірських порід, градієнти пластових тисків, температурні режими пластів, горизонти з прісними та мінералізованими водами, газонасичені та водопоглинаючі горизонти тощо. Очікується вплив на стан ґрунтового покриву внаслідок реалізації запланованих заходів під час ремонтних робіт трубопроводів, а також використання автотранспорту й спеціалізованої техніки при проведенні капітального ремонту свердловин.

5. *Вібраційний та тепловий вплив.* Результати моніторингу джерел впливу (технологічного устаткування та трубопровідних систем) засвідчують,

що окремі конструктивні елементи й вузли обладнання характеризуються підвищеними показниками потужності еквівалентної дози. Радіоактивне забруднення промислових агрегатів на родовищі зумовлене специфічними геологічними чинниками та особливостями технологічних процесів їх освоєння. Радіаційна обстановка на робочих місцях обслуговуючого персоналу перебуває в межах допустимих безпечних значень. Експлуатація видобувних свердловин відповідно до встановлених технологічних режимів, а також здійснення виробничих операцій на промисловому майданчику згідно з чинними технологічними регламентами не спричиняють істотного вібраційного, світлового чи теплового навантаження на навколишнє середовище.

6. *Вплив на біорізноманіття.* У процесі реалізації запланованої діяльності можливий опосередкований вплив на стан фауністичних ресурсів, що зумовлений різноманітними трансформаціями абіотичних та біотичних складових середовища існування тварин, які, своєю чергою, визначають просторовий розподіл, чисельність популяцій та умови їхнього відтворення. Ключовими чинниками такого опосередкованого впливу виступають вилучення та модифікація місць перебування тварин, акустичне навантаження від функціонування технічних засобів, порушення сформованих маршрутів щоденної та сезонної міграції, а також безпосередня присутність людини. На території ліцензійної площі родовища відсутні об'єкти природно-заповідного фонду та пам'ятки культурної спадщини. Найближчими елементами природоохоронної мережі є Ічнянський національний природний парк, а серед об'єктів культурної спадщини – поселення та некрополі черняхівської археологічної культури, а також поселення доби Київської Русі. Не передбачається необхідності залучення нових земельних ділянок для виконання підготовчих чи будівельних робіт, а також для здійснення демонтажу наявного технологічного устаткування в ході реалізації запланованої діяльності.

3.2. Екологічні заходи по зниженню негативного впливу на довкілля при застосуванні методів впливу на пласт

При проведенні робіт з інтенсифікації свердловин на Малодівицькому нафтовому родовищі потрібно виконувати та дотримуватися вимог по техніці безпеки, згідно державних нормативних документів [11-15]. До галузевих нормативних документів також відносяться: «Галузеві інструкції по безпечному і безаварійному проведенню робіт», «Правила будови і безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском», «Правила безпеки в нафтогазовій промисловості».

Практичний досвід освоєння нафтових родовищ та результати аналізу супутніх промислових вод, що вилучаються у процесі експлуатації, дають підстави стверджувати, що формування виробничих стоків під час розробки родовища відбувається за рахунок конденсаційних та пластових вод, які видобуваються разом із вуглеводневою продукцією, а також зливових стоків та інших водних відходів техногенного походження. Серед зазначеної групи промислових стоків лише пластові води характеризуються високим рівнем мінералізації.

Враховуючи перспективи подальшої експлуатації родовища, інтенсивність його впливу на навколишнє середовище у найближчій перспективі дещо зростатиме, проте надалі поступово зменшуватиметься у зв'язку зі скороченням обсягів видобутку природного газу та газового конденсату, а також із виснаженням запасів. Потенційні ускладнення можуть виникати виключно у випадках аварійних ситуацій, коли необхідно діяти відповідно до спеціалізованих нормативно-правових актів. Практика розробки та експлуатації родовища підтвердила достатній рівень надійності чинної системи видобутку вуглеводнів, а за умови дотримання технологічних регламентів, правил охорони надр, атмосферного повітря, підземних і поверхневих вод, ґрунтового покриву та вимог безпеки праці забезпечується оптимальна організація безаварійного процесу розробки родовища.

З метою попередження та мінімізації забруднення атмосферного повітря

викидами передбачені регламентовані технічні заходи, дотримання яких забезпечує зниження негативного впливу на повітряне середовище. До таких рішень належать: використання трубопровідних систем із підвищеною корозійною стійкістю; впровадження герметизованої інфраструктури транспортування вуглеводневої продукції.

Рекультивация земельних площ передбачає комплекс заходів, спрямованих на відновлення родючості та продуктивності ґрунтового покриву, а також на покращення екологічного стану території. Процес рекультивации включає два послідовні етапи: технічний та біологічний. Підготовчі роботи розпочинаються з винесення за межі ділянки всіх тимчасових споруд, очищення території від металобрухту та будівельних відходів. Для вирівнювання рельєфу здійснюється вертикальне планування, що передбачає зрізання утворених підвищень та засипання заглиблень.

Технічна рекультивация земельних площ передбачає нанесення на очищену та вирівняну територію заздалегідь вилученого й переміщеного у тимчасовий відвал ґрунтового-рослинного горизонту. Вилучення родючого шару ґрунту з подальшим транспортуванням у відвал здійснюється бульдозерною технікою на глибину 0,25-0,35 м.

Технічна рекультивация земельних площ охоплює виконання таких заходів:

- засипання, пошарове ущільнення та вирівнювання вибоїн, що утворюються в процесі проведення робіт;
- нанесення на очищену та вирівняну територію попередньо вилученого й переміщеного у тимчасовий відвал ґрунтового-рослинного горизонту;
- очищення території від будівельних і побутових відходів;
- усунення техногенно трансформованих форм рельєфу;
- планування будівельного майданчика після завершення робіт.

Біологічна стадія рекультивации здійснюється безпосередньо після завершення технічного етапу, за винятком періоду виконання робіт у зимовий

сезон, та передбачає реалізацію комплексу меліоративних і агротехнологічних заходів, спрямованих на відновлення ґрунтової родючості й підвищення продуктивності порушених територій.

Біологічна стадія реалізується з метою фіксації поверхневого горизонту ґрунту кореневими системами рослин, що забезпечує попередження проявів еолової та гідрогенної ерозії. Зазначений етап впроваджується після завершення технічної стадії.

З метою недопущення порушення гідрологічного режиму водних систем та поверхневого стоку, що можуть виникати внаслідок трансформації морфології рельєфу під час спорудження виробничих об'єктів, передбачено такі заходи:

- орієнтація будівельних майданчиків виконується з урахуванням картографічних матеріалів, що відображають схему стікання поверхневих вод;
- при перетині заплавл потоків або водоохоронних зон трасування здійснюється за найкоротшою відстанню;
- на переходах через водні бар'єри встановлюється електроприводна запірна арматура з автоматизованим керуванням, яка забезпечує оперативне відключення ділянки газопроводу у випадку аварійної ситуації.

З метою охорони водного середовища у проєкті передбачено:

- заборона розташування будівельної автотехніки, її заправлення, миття та ремонту, а також розміщення приміщень для паливно-мастильних матеріалів у місцях, що не мають спеціального призначення для таких цілей;
- застосування водопровідних і каналізаційних систем з очисними спорудами для забезпечення необхідного обсягу якісної води та відведення господарсько-побутових стоків під час виконання будівельно-монтажних робіт.

У процесі виробничої діяльності має бути організований контроль за обсягами та раціональним використанням водних ресурсів, а також недопущення їхнього застосування не за цільовим призначенням. Здійснюється моніторинг якісних характеристик води, що подається для

господарсько-питних і санітарно-гігієнічних потреб робочих колективів, відповідно до чинних нормативних вимог.

Основні заходи щодо охорони водного середовища включають:

- моніторинг кількісних та якісних параметрів використаних водних ресурсів і відведених стоків;
- нейтралізацію господарсько-побутових та зливових стічних вод із промислового майданчика на діючих біологічних і механічних очисних установках;
- заборону застосування технологічних процесів і матеріалів, що справляють негативний вплив на стабільний стан водного середовища.

За умови дотримання вимог нормативно-технічної документації, реалізації технічних рішень та запроєктованих заходів, незворотних наслідків негативного впливу на водне середовище під час проведення ремонтних робіт і експлуатації агрегатів не прогнозується.

Для забезпечення повної локалізації та усунення наслідків можливих аварій підприємство, що здійснює експлуатацію родовища, зобов'язане:

- планувати й реалізовувати заходи щодо ліквідації наслідків потенційних аварій на виробничому об'єкті;
- укладати передбачені законодавством договори з аварійно-рятувальними службами, а також формувати власні аварійно-рятувальні підрозділи та позаштатні групи з числа працівників;
- організувати систему моніторингу та сповіщення, а також забезпечувати відповідні комунікації у випадку надзвичайної ситуації;
- мати резерви матеріальних ресурсів і фінансових коштів для локалізації та усунення наслідків аварій відповідно до чинного законодавства;
- проводити навчання персоналу діям у разі виникнення надзвичайної ситуації чи аварії на виробничому об'єкті.

У випадку надходження сигналу про займання або вибух аварійний підрозділ зобов'язаний прибути до місця інциденту протягом п'яти хвилин. Аварійна команда повинна бути забезпечена спеціалізованим транспортним

засобом, обладнаним системами зв'язку, світловими маячками, сигналізацією, комплектом спеціального інструментарію та матеріалів, апаратурою контролю й пристосуваннями для виконання робіт із локалізації наслідків аварії.

Під час ліквідації аварійних ситуацій на відкритих нафтопроводах підрозділ має використовувати маршрутні схеми та відповідну технічну документацію. Експлуатація аварійних автомобілів у цілях, що не відповідають їхньому функціональному призначенню, категорично забороняється. Відповідальність за своєчасне прибуття бригади на місце події та подальші дії щодо локалізації аварії покладається на її керівника.

Для тимчасової ліквідації витoku на пошкодженому газопроводі допускається застосування хомута або бандажа за умови постійного моніторингу відповідної ділянки. Засипання газопроводів із встановленими на дефектних відрізках бандажами категорично забороняється.

На газопровідних системах пошкоджені зварні з'єднання підлягають відновленню шляхом приварювання котушок або монтажу пелюсткових муфт. Після реалізації заходів, що унеможливають виникнення вибуху, займання чи токсичного ураження, подальші роботи з ліквідації аварії можуть передаватися до компетентних експлуатаційних служб.

Системи моніторингу промислових емісій повинні забезпечувати виконання таких функцій:

- нагляд за реалізацією заходів щодо охорони атмосферного повітря;
- контроль дотримання чинних вимог екологічного законодавства та нормативних показників викидів;
- розроблення програм спостереження за параметрами нафтових емісій в атмосферу;
- здійснення контролю ефективності роботи очисних установок для відведення вуглеводневої сировини;
- надання достовірної інформації про кількісні та якісні характеристики забруднюючих речовин.

За рівнем значущості інформація може класифікуватися на три категорії:

екстрену, оперативну та режимну. Екстрена інформація повинна містити відомості про швидкі зміни концентрації газових домішок у атмосферному повітрі та негайно передаватися до контролюючих органів. Оперативна інформація формується на основі узагальнених результатів моніторингу протягом одного місяця, тоді як режимна – протягом календарного року. Дані за останніми двома категоріями передаються відповідним контролюючим і зацікавленим установам у міру їх накопичення.

Уся відповідальність за організацію та реалізацію нормативних процедур контролю покладається на адміністрацію нафтотранспортного підприємства.

Моніторинг переміщення на значні відстані небезпечних і забруднюючих речовин із місць їх емісії здійснюється за допомогою системи наземних та аеростатичних станцій.

Таким чином, екологічні заходи при впливі на пласт нафтових родовищ спрямовані на зменшення негативного впливу на атмосферу, ґрунти та водні ресурси, а також на раціональне використання ресурсів і утилізацію відходів. Це дозволяє поєднати ефективність видобутку з вимогами екологічної безпеки. Недотримання технологічних норм може призвести до аварійних витоків. Високі витрати на екологічні технології часто стримують їх впровадження, проте необхідність постійного моніторингу та незалежного контролю з боку державних органів може покращити екологічні заходи при застосуванні методів впливу на пласт та мінімізувати забруднення ґрунтів і вод, викиди в атмосферу. Ключовим є використання технологій повторного використання або утилізації відходів, дотримання вимог екологічного законодавства та проведення оцінки впливу на довкілля перед впровадженням технологій.

Висновок за розділом 3

В ході виконання розділу «Охорона навколишнього середовища Малодівицького нафтового родовища» розглянуто аналіз потенційної небезпеки і шкідливого впливу виробничого середовища та розроблено

екологічні заходи щодо зниження негативного впливу на довкілля при застосуванні методів впливу на пласт.

Встановлено, що в результаті здійснення промислового майданчику технологічних процесів в атмосферу поступають шкідливі речовини, основними з яких є нафта і газ та продукти його згорання, супутні пластові та виробничі води; хімічні реагенти, застосовувані під час експлуатації та відновлювальних робіт свердловин, двигуни внутрішнього згорання, експлуатаційні свердловини, шлейфові комунікації, трубопровідні системи. Також в даному розділі визначено в яких випадках виникають організовані та неорганізовані викиди в атмосферу відповідно до робочих технологічних процесів при здійсненні процесу гідравлічного розриву пласта.

Розроблено технічні рішення для запобігання та зменшення забруднення повітря викидами, дотримання яких зводить до мінімуму негативний вплив на атмосферне повітря. До таких рішень належать: використання трубопровідних систем із підвищеною корозійною стійкістю; впровадження герметизованої інфраструктури транспортування вуглеводневої продукції. Крім того запроектовано комплекс робіт по рекультивації земельних ділянок, що сприяють відновленню родючості і продуктивності ґрунтів, а також поліпшенню стану довкілля.

Встановлено, що при виконанні зазначених вимог нормативно-технічної документації, технічних рішень і запроектованих заходів, безповоротних наслідків негативного впливу на навколишнє середовище при ремонтних роботах та експлуатації агрегатів не очікується.

Наведено порядок виконання робіт для забезпечення повної локалізації та ліквідації результатів можливої аварії на промисловому майданчику та прилеглих ділянках нафтопроводу. Практичний досвід експлуатації родовища свідчить про відсутність аварійних ситуацій, пов'язаних із масштабними викидами в навколишнє середовище.

РОЗДІЛ 4 ВИМОГИ ДО ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ ТА ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1. Загальні вимоги та аналіз небезпечних факторів

Виробнича діяльність у сфері видобутку нафти й природного газу характеризується високим рівнем ризику для персоналу, тому в нафтогазовидобувній галузі особливо важливим є суворе дотримання комплексу регламентованих вимог та норм безпеки [16-19].

Зазначені нормативні положення поширюються на суб'єкти господарювання незалежно від форми власності та організаційно-правового статусу, діяльність яких охоплює проектування, будівництво, експлуатацію, технічне обслуговування та модернізацію об'єктів нафтогазовидобувної галузі. Норми безпеки у нафтогазовидобувній галузі охоплюють широкий спектр питань, що стосуються процесів видобутку та перероблення нафти й природного газу. Їх основне призначення полягає у забезпеченні захисту персоналу, навколишнього середовища та матеріальних ресурсів на всіх стадіях виробничої діяльності.

Нормативні положення визначають комплекс вимог щодо безпечного проектування нафтогазових свердловин, систем збору, підготовки та транспортування нафти й природного газу, а також технологічного устаткування. Встановлюються критерії безпеки під час буріння свердловин, запобігання аварійним ситуаціям та неконтрольованим викидам вуглеводнів. Регламентується дотримання норм охорони праці та технічної безпеки при спорудженні об'єктів нафтогазової інфраструктури, їх експлуатації та технічному обслуговуванні. Окремо визначаються вимоги до проведення ремонтних робіт на нафтогазових об'єктах, а також до безпечного виконання дослідницьких заходів, пов'язаних із процесами видобутку нафти й газу.

Встановлено низку організаційно-технічних вимог до працівників та роботодавців, спрямованих на забезпечення безпечних умов діяльності на виробничих об'єктах. Зокрема, до виконання робіт у нафтогазовидобувній

галузі допускаються лише особи, які пройшли попередній медичний огляд. Під час здійснення робіт у шкідливих та небезпечних умовах праці, що супроводжуються забрудненням або проводяться за несприятливих метеорологічних умов, працівникам необхідно видавати спеціальний одяг, захисне взуття та інші індивідуальні засоби захисту. Особи, що виконують роботи на висоті, повинні бути забезпечені відповідними пристроями для запобігання падінню [20].

Роботодавець зобов'язаний організувати систематичне навчання працівників правилам користування індивідуальними засобами захисту та забезпечити демонстрацію їх належного застосування. У свою чергу працівники повинні обов'язково застосовувати наданий спеціальний одяг, захисне взуття та інші індивідуальні засоби захисту. Крім того, роботодавець зобов'язаний організувати проведення навчання персоналу та здійснювати перевірку рівня їхніх знань з питань охорони праці.

До керівництва та виконання робіт із буріння, освоєння, технічного обслуговування свердловин, проведення геофізичних досліджень, видобутку й підготовки нафти та природного газу, а також спорудження об'єктів нафтогазових родовищ допускаються виключно особи, які мають відповідну професійну освіту, пройшли спеціалізоване навчання та перевірку знань з питань охорони праці й пожежної безпеки. Для виконання робіт підвищеної небезпеки обов'язковою умовою є проходження професійного навчання за відповідною спеціальністю.

Усі будівельні машини, механізми та спеціалізована техніка повинні бути зареєстровані та допускатися до експлуатації виключно у справному технічному стані. Необхідним є здійснення щоденного контролю працездатності обладнання та приладів.

Дотримання зазначених нормативних вимог забезпечує збереження життя й здоров'я працівників, сприяє безпечній експлуатації технічних засобів, мінімізує негативний вплив на довкілля, а також гарантує правомірність і прозорість виконання виробничих процесів.

Процес видобування природного газу є складною технологічною операцією, що супроводжується низкою небезпечних чинників. Вказані чинники можуть становити суттєву загрозу для життя та здоров'я працівників, а також для стану навколишнього середовища. Важливим завданням є ідентифікація та усвідомлення всіх потенційно небезпечних факторів, які можуть виникати під час газовидобувних робіт, з метою своєчасного застосування відповідних профілактичних заходів щодо їх нейтралізації.

До небезпечних виробничих чинників належать [21]:

1. Фізичні шкідливі та небезпечні фактори:

- рухомі елементи виробничого устаткування (стріла екскаватора, поворотна платформа автокрана);
- рухомі машини й механізми (автокран, самоскид, бульдозер, коток);
- пересувні вироби та матеріали – трубні заготовки, ізоляційні матеріали;
- підвищена запиленість та загазованість робочої зони (транспортування й розвантаження матеріалів, робота землерийних машин, варіння бітумної мастики, використання техніки на горючому паливі);
- конструкції, що можуть руйнуватися – укріплення стінок траншеї;
- підвищений рівень шуму на робочому місці (експлуатація електричних та механічних приводів різних механізмів);
- підвищена температура повітря робочої зони (електрозварювання трубопроводів, ізоляційні роботи із застосуванням гарячого бітуму);
- підвищена вологість повітря (атмосферні опади);
- гострі кромки та шорсткість поверхонь заготовок, зокрема на кінцях труб після їх різання.
- підвищений рівень вібрації (робота з пневматичним інструментом, застосування електро- чи пневмотрамбувальних механізмів під час засипання траншеї).

2. Хімічно небезпечні та шкідливі виробничі чинники. Дана категорія чинників класифікується на дві підгрупи:

– за характером впливу на організм людини (токсичні речовини – застосування бензину при виготовленні бітумної суміші; подразнювальні агенти – скипидар, гашене вапно; канцерогенні сполуки, що спричиняють онкологічні патології – азбест, нафтові бітуми);

– за шляхами проникнення в організм людини (інгаляційний шлях через органи дихання – бензин, органічні розчинники; трансдермальний шлях через шкірні покриви – скипидар, вапно).

Можливими є вибухи спричинені накопиченням газів, парів чи пилу, а також при застосуванні вибухових матеріалів. Для запобігання таким явищам необхідно суворо дотримуватися норм протипожежної безпеки, допускати роботу з вибухонебезпечними речовинами виключно кваліфікованим персоналом та здійснювати систематичний контроль технічного стану обладнання й інструментів.

Акустичний шум чинить негативний вплив на слуховий апарат працівників, тоді як вібрація справляє шкідливу дію на функціонування всього організму. Для зменшення цього несприятливого впливу персонал повинен застосовувати засоби індивідуального захисту, зокрема шумозахисні навушники та антивібраційні рукавиці, а робочі місця мають бути обладнані системами звукоізоляції.

Тривалість перебування працівників у зонах із підвищеним рівнем шуму та інтенсивною вібрацією необхідно обмежувати, а також здійснювати регулярний медичний контроль стану здоров'я персоналу.

Значні фізичні навантаження також справляють негативний вплив на працівників. Важка ручна діяльність, що передбачає піднімання та транспортування масивних предметів, може спричинити травмування опорно-рухового апарату, появу міалгій (м'язових болів) та загальну втоми. Вимушені пози тіла, зокрема тривала робота у сидячому положенні, можуть стати причиною деформацій постави, розвитку сколіозу та остеохондрозу.

Процес гідравлічного розриву пластів є швидкоплинним, а його результативність перебуває у прямій залежності від темпу виконання

технологічних операцій, інтенсивності закачування робочої рідини та заповнення утворених тріщин піском. У зв'язку з цим комплекс обладнання характеризується високою продуктивністю подачі та значними тисками нагнітання.

Необхідність у створенні надвисоких тисків (понад 100 МПа) та забезпеченні великих витрат рідини зумовила застосування високонапірних насосних агрегатів і паралельну роботу кількох установок, оснащених потужними приводами та складними системами комунікацій. Вартісне обладнання повинно бути мобільним, придатним до швидкого монтажу, тому його конструкція виконується у блоковому форматі та встановлюється на автомобільних шасі. Це забезпечує можливість виконання значної кількості операцій гідророзриву одним комплектом обладнання.

До складу застосовуваного обладнання належать насосні агрегати типу 4АН-700, їхні модернізовані модифікації – 5АН-700, а також рамні установки – АНР-700. Максимальний тиск, який створюють зазначені агрегати, досягає 70 МПа при продуктивності подачі 6 л/с.

Рамний насосний агрегат АНР-700 має параметри, ідентичні характеристикам установки 5АН-700, та складається з уніфікованих конструктивних вузлів: силової установки, трансмісійної коробки, насоса, маніфольду й кабіни з пультом керування.

Для приготування суміші робочої рідини з піском застосовуються піскозмішувальні комплекси типу ЗПА або 4ПА, які монтуються на автомобілях із підвищеною прохідністю. Піскозмішувальний агрегат 4ПА, оснащений завантажувальним шнеком, характеризується вантажопідйомністю 9 т та продуктивністю 50 т/год. За допомогою таких установок здійснюється приготування суміші піску з робочою рідиною будь-якої заданої концентрації.

Цистерни для транспортування рідин розриву обладнані насосними системами для перекачування рідини у піскозмішувальні установки, а також додатковим технологічним устаткуванням.

Оскільки в процесі гідравлічного розриву пластів зазвичай застосовують

кілька насосних агрегатів, для спрощення їхньої взаємної обв'язки та підключення до устя свердловини при нагнітанні робочої рідини використовують самохідний маніфольдний блок. Цей блок складається з напірного та приймально-розподільного колектора, комплекту труб із шарнірними з'єднаннями та піднімальної стріли. Усе обладнання змонтоване на автомобільному шасі. Насосні агрегати за допомогою швидкокороз'ємних гнучких трубопровідних з'єднань підключаються до маніфольдного блоку, який, у свою чергу, з'єднується з арматурою устя свердловини.

Гідравлічний розрив пластів, унаслідок дії надвисоких тисків, становить певну небезпеку для персоналу, який здійснює технологічний процес. Під час роботи насосних агрегатів виникає акустичний шум, що перевищує допустимі нормативи, що істотно ускладнює керування технологічними операціями та може спричинити небажані наслідки. Задіяні при гідравлічному розриві агрегати розраховані на створення тиску, який перевищує максимальні робочі параметри, що потребує особливих заходів безпеки та контролю.

Під час експлуатації піскозмішувальних та насосних установок за відсутності захисних бар'єрів і сітчастих огорожень виникає ризик отримання виробничих травм унаслідок падіння в робочу зону бункера, а також падіння з технологічних майданчиків при відсутності монтажних огорожувальних конструкцій. Додатково формується небезпека під час функціонування насоса типу 5АН-700 у районі його гідравлічного та приводного вузлів, якщо не передбачені спеціалізовані огороження та захисні екрани.

Дизельні двигуни, що виконують функцію приводів силових та насосних установок, у процесі експлуатації генерують інтенсивний акустичний шум та вібраційні коливання, рівень яких істотно перевищує регламентовані нормативні показники. Це чинить несприятливий вплив на фізіологічний стан працівника та призводить до зниження його працездатності.

Роботи, пов'язані з використанням кислот та їх підготовкою, становлять значну небезпеку для персоналу. У процесі закачування буферних рідин у

свердловину існує ймовірність виникнення хімічних опіків від дії лужних розчинів та кислот. Надмірне термічне навантаження на обв'язку устя може спричинити порушення герметичності, що призводить до підсмоктування повітря та витоків технологічної рідини. Такі фактори зумовлюють погіршення функціонування насосного обладнання і можуть викликати його вихід з експлуатації, що, у свою чергу, спричиняє зрив процесу подачі рідини.

4.2. Основні задачі охорони праці та безпеки при здійсненні гідравлічного розриву пласта

Специфічною характеристикою гідророзриву пласта є застосування технологічного обладнання, що функціонує під дією високого тиску. Для нагнітання робочої рідини у свердловину використовуються насосні агрегати типів 4АН-700, 5АН-700 та АЗИНМАШ-30А.

Важливою передумовою забезпечення безпеки при експлуатації насосних агрегатів є оснащення насосів заводськими каліброваними запобіжними пристроями та манометричними приладами. Відвід робочого середовища із запобіжного механізму насоса має бути закритий захисним кожухом та спрямований під агрегат. На нагнітальних трубопроводах необхідно встановлювати зворотні клапани.

Під час технічного обслуговування піскозмішувальних агрегатів існує ризик падіння в бункер за відсутності захисних сітчастих конструкцій, а також небезпека падіння з висоти у випадку несправності робочих майданчиків та драбин із перильними огороженнями, призначеними для підйому до бункера.

Гирло свердловини при проведенні гідророзриву пласта обладнується спеціалізованою арматурою, у корпусі якої розташовані гумові ущільнювальні елементи та металеві натискні кільця, що забезпечують герметизацію міжтрубного простору.

Для вимірювання та реєстрації тиску під час проведення гідророзриву пласта до арматури необхідно під'єднувати індикаторні та вимірювальні манометри, винесені за допомогою імпульсних трубопроводів на безпечну

відстань. Арматура з'єднується з агрегатом спеціалізованими трубами або штангами, розрахованими на дію високого тиску.

Під час експлуатаційного обслуговування автоцистерн, призначених для транспортування рідини, що застосовується при гідророзриві пласта та подається в насосні агрегати під тиском, особливу увагу необхідно приділяти справності дихального клапана, редукційного клапана на насосному обладнанні, а також технічному стану драбин із перильними огороженнями.

Підготовчі заходи мають вирішальне значення для забезпечення безпеки під час проведення гідророзриву пласта. Територія навколо свердловини повинна бути очищена від сторонніх предметів та, за можливості, вирівняна. Усі об'єкти, що перешкоджають розміщенню технологічного обладнання та прокладанню трубопроводів, необхідно видалити, а під'їзні шляхи до свердловини – належним чином підготувати.

Перед здійсненням операцій з гідравлічного розриву пластів необхідно провести перевірку працездатності технологічного устаткування, захисних механізмів, контрольно-діагностичних приладів та всіх систем, що забезпечують дотримання вимог охорони праці. Після монтажу обладнання та нагнітальних комунікацій на свердловині здійснюється їх гідравлічне випробування на тиск, що у півтора раза перевищує максимальне робоче навантаження під час проведення ГРП.

Під час виконання операцій гідравлічного розриву пластів зона, що прилягає до агрегатів, трубопровідних систем та фонтанної арматури, які функціонують під дією підвищеного тиску, становить потенційну небезпеку. У зв'язку з цим перед початком технологічних процедур усі працівники повинні бути відведені від гирла свердловини та елементів обв'язки за межі небезпечної території.

З метою дотримання безпечних умов виконання операцій установки для гідравлічного розриву пластів повинні розташовуватися на відстані не менш ніж 10 м від гирла свердловини таким чином, щоб кабіни агрегатів не були орієнтовані у напрямку до гирла. Просторовий інтервал між установками має

становити щонайменше 1 м.

Після завершення операцій гідравлічного розриву пластів перед від'єднанням трубопровідних систем від фонтанної головки необхідно, перекривши запірну арматуру, знизити тиск у комунікаціях до рівня атмосферного. Усе технологічне устаткування підлягає очищенню від залишків робочих розчинів, що застосовувалися під час проведення ГРП. Відведення залишкових рідин допускається виключно у промислову каналізацію, нафтозбірник або спеціалізовану ємність. Вода, що нагнітається у продуктивний пласт, повинна піддаватися обробці бактеріцидами та антисептичними реагентами з метою пригнічення активності сульфатвідновлювальних мікроорганізмів, які спричиняють сірководневе забруднення нафти та пластових вод.

У випадку технологічних пауз або зупинок у зимовий період, з метою підтвердження відсутності льодових утворень у трубопровідних системах, запуск насосного обладнання допускається лише після попереднього пробного прокачування робочої рідини через комунікації.

Для мінімізації ризику вибухонебезпечних ситуацій та займання нагнітальні лінії й технологічні пристрої повинні підігріватися паром або гарячою водою.

Збільшення кількості робочих механізмів у машинному обладнанні та оснащення систем пожежогасіння автоматизованими пристроями, що забезпечують заміну ручної праці машинними процесами, сприяють оптимізації виробничої діяльності. Застосування таких технологічних рішень дозволяє знизити рівень фізичних навантажень на обслуговуючий персонал.

У зв'язку з тим, що під час гідравлічного розриву пластів застосовуються високопотужні агрегати та механізми, змонтовані на базі машин ЯАЗ-210 та ЯАЗ-219, у процесі їх функціонування виникає інтенсивний акустичний шум, який перевищує допустимі санітарні нормативи на 15-17 дБ. Розроблено звукопоглинальні мати, що забезпечують зниження рівня шумового навантаження в кабіні оператора на 18-20 дБ. Координація дій між керівником

робіт та виконавцями здійснюється за допомогою телефонного зв'язку, радіокомунікацій або, найчастіше, ручних сигналів.

4.3. Розрахунок запобіжного клапана на нагнітальній лінії насоса

Запобіжний клапан діафрагмового типу монтується на нагнітальній магістралі насоса та призначений для недопущення виникнення аварійних чи травмонебезпечних ситуацій у випадку перевищення тиском гранично допустимих значень. Він встановлюється додатково до перепускного клапана й забезпечує підвищений рівень експлуатаційної безпеки насосного обладнання. Діафрагми виготовляються з латуні марки Л62 [8].

Під час виконання розрахунків слід враховувати, що запобіжний клапан має відповідати умові стабільного перепуску робочої рідини зі швидкістю, що перевищує 0,001 м³/с.

Необхідно визначити діаметри прохідних отворів запобіжного кільця при максимальному значенні тиску:

$$D_{\text{к}} = \frac{4 \cdot h \cdot \sigma_{\text{зр}}}{p_{\text{р}}}, \quad (4.1)$$

де h – товщина діафрагми, $h = 0,6$ мм; $\sigma_{\text{зр}}$ – межа міцності латуні Л62 на зріз, $\sigma_{\text{зр}} = 226,5$ МПа; $p_{\text{р}}$ – розрахований тиск, при якому повинен здійснюватись розрив діафрагми, перевищує робочий тиск на 12,5 %, при даному діаметрі втулки:

$$p_{\text{р}} = 1,125 p_{\text{роб}}, \quad (4.2)$$

Визначаємо його значення:

$$p_{\text{р}} = 1,125 \cdot 10 = 11,25 \text{ МПа.}$$

Діаметр прохідного отвору запобіжного кільця при максимальному значенні тиску становить (4.1):

$$D_{\text{к}} = \frac{4 \cdot 0,6 \cdot 226,5}{11,25} = 48,3 \text{ мм.}$$

Пропускна здатність запобіжного клапану можна визначити за формулою:

$$G = 0,00503 F (p_{\text{р}} - p_{\text{н}}) \rho_{\text{р}}, \quad (4.3)$$

де $p_{\text{р}}$ – максимальний надлишковий тиск за запобіжним клапаном $p_{\text{р}} = 1$ МПа; $\rho_{\text{р}}$ – густина води; F – площа поперечного перерізу, в проточній частині запобіжного клапану, м^2 .

$$G = 0,00503 \cdot 0,0015 (11,25 - 1) \cdot 1000 = 0,077,$$

де площа поперечного перерізу дорівнює:

$$F = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,044^2}{4} = 0,0015 \text{ м.}$$

Діаметр підвідного крану можна визначити за формулою:

$$d_{\text{к}} = \sqrt{\frac{4Q}{\pi \cdot v}}, \quad (4.4)$$

де Q – витрата рідини через клапан; v – швидкість руху рідини, $v = 10$ м/с.

$$d_{\text{к}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,03}{3,14 \cdot 10}} = 0,0038 \text{ м} = 3,8 \text{ мм.}$$

Середній діаметр сідла становить:

$$d_c = d_k + (0,3 \div 0,5) = 3,8 + 0,4 = 4,2 \text{ мм.}$$

Діаметр кульки становить:

$$d_k = 1,5 d_c + 1,5 \cdot 3,8 = 5,7 \text{ мм.}$$

Зусилля пружини визначаємо за формулою:

$$P_{\text{пр}} = p \frac{\pi d_c^2}{4}. \quad (4.5)$$

$$P_{\text{пр}} = 150 \frac{3,14 \cdot 4,2^2}{4} = 2077 \text{ Г} = 2,1 \text{ кг.}$$

Висоту підйому кульки визначаємо із умови, щоб площа каналу для перепуску масла була не меншою за площу підвідного каналу:

$$h = \frac{d_k^2}{4d_c \sin \alpha}, \quad (4.6)$$

де α – кут підйому сідла. При $\alpha = 45^\circ$ приймаємо $h = (0,25 \div 0,5)d_k$

$$h = \frac{3,8^2}{4 \cdot 4,2 \cdot \sin 45} = 1,43;$$

$$h = (0,25 \div 0,5) \cdot 3,8 = 0,95 \div 1,9.$$

За умови, що запобіжні клапани регулюють тиск, який не перебільшує 10-20 % від тиску в гідросистемі робимо висновок, що шаровий клапан підібраний і розрахований правильно, оскільки $P = 15 \text{ кг/см}^2$.

Висновок за розділом 4

В ході виконання розділу «Вимоги до техніки безпеки та охорони праці» розглянуто загальні вимоги та аналіз небезпечних факторів, основні задачі охорони праці та безпеки при здійсненні гідравлічного розриву пласта, виконано розрахунок запобіжного клапана на нагнітальній лінії насоса.

Специфічною характеристикою гідророзриву пласта є застосування технологічного обладнання, що функціонує під дією високого тиску. Важливою передумовою забезпечення безпеки при експлуатації насосних агрегатів є оснащення насосів заводськими каліброваними запобіжними пристроями та манометричними приладами. Відвід робочого середовища із запобіжного механізму насоса має бути закритий захисним кожухом та спрямований під агрегат. На нагнітальних трубопроводах необхідно встановлювати зворотні та запобіжні клапани.

Під час виконання операцій гідравлічного розриву пластів зона, що прилягає до агрегатів, трубопровідних систем та фонтанної арматури, які функціонують під дією підвищеного тиску, становить потенційну небезпеку. У зв'язку з цим перед початком технологічних процедур усі працівники повинні бути відведені від гирла свердловини та елементів обв'язки за межі небезпечної території.

Після завершення операцій гідравлічного розриву пластів перед від'єднанням трубопровідних систем від фонтанної головки необхідно, перекривши запірну арматуру, знизити тиск у комунікаціях до рівня атмосферного. Усе технологічне устаткування підлягає очищенню від залишків робочих розчинів, що застосовувалися під час проведення ГРП.

ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК

На прикладі Малодівицького нафтового родовища розглянуто особливості вибору технологічних заходів і характеристики технічних засобів щодо інтенсифікації видобутку нафти з малодобітного слабопроникного колектора. Проаналізовано геолого-промислові умови, надано рекомендації стосовно вибору ефективних технологічних рішень щодо процесу підвищення нафтовилучення.

Малодівицьке родовище характеризується покладами нафти в слабопроникних щільних колекторах з низькими ємкісно-фільтраційними властивостями та малодобітними свердловинами. Для інтенсифікації свердловини запропоновано проведення гідравлічного розриву пласта. Гідророзрив пласта є ключовим методом інтенсифікації видобутку нафти із слабопроникних колекторів, адже він штучно створює тріщини в породі та збільшує її проникність. Це дозволяє суттєво підвищити дебіт свердловин, але метод має високу вартість і екологічні ризики. Після ГРП продуктивність свердловини може зрости у кілька разів.

Сутність процесу гідравлічного розриву пласта полягає в нагнітанні в проникний пласт рідини при тиску, під дією якого пласт розщеплюється площинами напластування або вздовж природних тріщин. Для попередження змикання тріщин при знятті тиску в них разом з рідиною закачується крупнозернистий пісок, який зберігає проникність цих тріщин, що в багато разів перевищує проникність непорушеного пласта.

Визначено критерії застосування гідравлічного розриву пласта для інтенсифікації видобутку нафти, запроектовано технологію проведення ГРП та вибрана необхідна техніка і обладнання для його здійснення, проведено розрахунок параметрів процесу гідравлічного розриву пласта для умов малодобітної свердловини, що розкрила горизонт С-8-9 серпуховського ярусу.

Розглянуто аналіз потенційної небезпеки і шкідливого впливу

виробничого середовища та розроблено екологічні заходи по зниженню негативного впливу на довкілля при застосуванні методів впливу на пласт.

Встановлено, що в результаті здійснення промислового майданчику технологічних процесів в атмосферу поступають шкідливі речовини, основними з яких є нафта і газ та продукти його згорання, супутні пластові та виробничі води; хімічні реагенти, застосовувані під час експлуатації та відновлювальних робіт свердловин, двигуни внутрішнього згорання, експлуатаційні свердловини, шлейфові комунікації, трубопровідні системи.

Розроблено технічні рішення для запобігання та зменшення забруднення повітря викидами, дотримання яких зводить до мінімуму негативний вплив на атмосферне повітря. До таких рішень належать: використання трубопровідних систем із підвищеною корозійною стійкістю; впровадження герметизованої інфраструктури транспортування вуглеводневої продукції.

Встановлено, що при виконанні зазначених вимог нормативно-технічної документації, технічних рішень і запроектованих заходів, безповоротних наслідків негативного впливу на навколишнє середовище при ремонтних роботах та експлуатації агрегатів не очікується.

Наведено порядок виконання робіт для забезпечення повної локалізації та ліквідації результатів можливих аварії на промисловому майданчику та прилеглих ділянках нафтопроводу.

Розглянуто загальні вимоги та аналіз небезпечних факторів, основні задачі охорони праці та безпеки при здійсненні гідравлічного розриву пласта, виконано розрахунок запобіжного клапана на нагнітальній лінії насоса.

Специфічною характеристикою гідророзриву пласта є застосування технологічного обладнання, що функціонує під дією високого тиску. Важливою передумовою забезпечення безпеки при експлуатації насосних агрегатів є оснащення насосів заводськими каліброваними запобіжними пристроями та манометричними приладами. Відвід робочого середовища із запобіжного механізму насоса має бути закритий захисним кожухом та спрямований під агрегат. На нагнітальних трубопроводах необхідно

встановлювати зворотні та запобіжні клапани.

Під час виконання операцій гідравлічного розриву пластів зона, що прилягає до агрегатів, трубопроводних систем та фонтанної арматури, які функціонують під дією підвищеного тиску, становить потенційну небезпеку. У зв'язку з цим перед початком технологічних процедур усі працівники повинні бути відведені від гирла свердловини та елементів обв'язки за межі небезпечної території.

Після завершення операцій гідравлічного розриву пластів перед від'єднанням трубопроводних систем від фонтанної головки необхідно, перекривши запірну арматуру, знизити тиск у комунікаціях до рівня атмосферного. Усе технологічне устаткування підлягає очищенню від залишків робочих розчинів, що застосовувалися під час проведення ГРП.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ЛІТЕРАТУРИ

1. Атлас родовищ нафти і газу України: у 6-ти томах / За заг. ред. М.М. Іванюти, В.О. Федина, Б.І. Денегі, Ю.О. Арсірія, Я.Г. Лазарука. Львів : Центр Європи, 1998. Т. 1.
2. Прилуччина: Енциклопедичний довідник / Ред. Шкоропад Д.О., Савон О.А., Гайдай Г.Ф. Ніжин: Аспект-Поліграф, 2007. 278 с.
3. Звіт про надання науково-технічних послуг «Моніторинг навколишнього природного середовища в районі Малодівицького нафтового родовища НГВУ Чернігівнафтогаз», 2022. 39 с.
4. Бойко В.С. Технологія видобування нафти: підручник. Івано-Франківськ : Нова Зоря, 2011. 827 с
5. Технологія видобування нафти. / В.М. Орловський та ін. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «ХПІ», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2022. 308 с.
6. Бойко В.С. Проектування експлуатації нафтових свердловин: підручник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2002. Частина 1. 231 с.
7. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. Книга перша / Ю.Д. Качмар та ін. Львів: Центр Європи, 2004. 352 с.
8. Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин: підручник для студентів ВНЗ з грифом Міністерства освіти і науки України; у 4-х частинах. Частина II. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. 586 с.
9. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу : навч. посібник / О.І. Акульшин та ін. Івано-Франківськ : Факел, 2003. 434 с.
10. Орловський В. М., Білецький В. С., Сіренко В. І. Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «Харківський політехнічний інститут», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2023. 312 с.

11. Про охорону навколишнього природного середовища : Закон України від 25.06.1991 р. № 1264-XII : станом на 08 сер. 2025 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1264-12#Text> (дата звернення: 25.05.2026).

12. Про оцінку впливу на довкілля : Закон України від 23.05.2017 № 2059-VIII : станом на 15 лист. 2024 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2059-19#Text> (дата звернення: 26.05.2026).

13. Водний кодекс України : від 06.06.1995 р. № 213/95-ВР : станом на 22 бер. 2026 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/213/95-вр#Text> (дата звернення: 26.05.2026).

14. Про управління відходами : Закон України від 20.06.2022 р. № 2320-IX : станом на 02 бер. 2026 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2320-20#n802> (дата звернення: 26.05.2026).

15. ДСТУ ISO 14001:2015. Системи екологічного управління. Чинний від 2016-07-01. Вид. офіц. Київ : УкрНДНЦ, 2015. 37 с.

16. Про затвердження Типового положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці (НПАОП 0.00-4.12-05) та Переліку робіт з підвищеною небезпекою : наказ Держнаглядохоронпраці України від 26.01.2005 № 15. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0231-05> (дата звернення: 30.05.2026).

17. СОУ-Н ЕЕ 40.304:2007 Посудини, що працюють під тиском. Положення про технічне діагностування. Чинний від 2007-12-13. Вид. офіц. Львів: ВАТ «ЛьвівОРГРЕС», 2007.

18. ДБН В.1.1-31:2013 Захист територій, будинків і споруд від шуму. Чинний від 2014-06-01. Вид. офіц. Київ : ДП «НДІБК», 2014.

19. Правила пожежної безпеки в Україні : НАПБ А.01.001-2004. Затв. наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій від 19.10.2004 № 126. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1410-04> (дата звернення: 30.05.2026).

20. Охорона праці в нафтогазовій галузі: навч. посібник / за ред. професора МНТУ Г.М. Лисяного. Івано-Франківськ : Симфонія форте, 2015.

304 с.

21. Жидецький В.Ц., Джигирей В.С., Мельников О.В. Основи охорони праці – Вид. 2-е, стереотипне. Львів : Афіша, 2000. 348 с.