

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

Геологорозвідувальний  
(факультет)  
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння  
(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
кваліфікаційної роботи ступеня магістру  
(бачалюра, спеціаліста, магістра)

студента Шабельського Івана Сергійовича  
(ПІБ)  
академічної групи 184М-19-1 ГРФ  
(шифр)  
спеціальності 184 Гірництво  
(код і назва спеціальності)  
спеціалізації за освітньо-професійною програмою Буріння розвідувальних та експлуатаційних свердловин  
(офіційна назва)  
на тему Розробка технології проведення інтенсифікації видобутку вуглеводнів методом гідравлічного розриву пласта в умовах свердловини 201 Меліхівського газоконденсатного родовища  
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Хоменко В.Л.			
розділів:				
Технологічний	Хоменко В.Л.			
Охорона праці	Безшквасний О.В.			
Економічний	Хоменко В.Л.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Расветяєв В.О.			

Дніпро  
2020



## РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота 92 стор., 19 рис., 18 табл., 9 бібл.

### ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН, ГІДРОРОЗРИВ ПЛАСТА, ГРП, РІДИНА-ПІСКОНОСІЙ, ТЕХНОЛОГІЯ ГРП.

Сфера застосування розробки – інтенсифікація притоку вуглеводнів при бурінні нафтових і газових свердловин.

Об'єкт дослідження – технологія інтенсифікації видобутку вуглеводнів методом гідравлічного розриву пласта.

Предмет дослідження – особливості технології проведення інтенсифікації видобутку вуглеводнів методом гідравлічного розриву пласта.

Мета роботи – розробити технологію проведення інтенсифікації видобутку вуглеводнів методом гідравлічного розриву пласта в умовах свердловини 201 Мелихівського газоконденсатного родовища.

Новизна отриманих результатів – в роботі досліджено вплив параметрів технології проведення гідравлічного розриву пластів на його ефективність. Проаналізована зміна основних параметрів під час ГРП, досліджено вплив в'язкості, густини і витрати рідини-пісконосія на основні параметри при ГРП.

Практичні результати – розроблено технологію проведення інтенсифікації видобутку вуглеводнів методом гідравлічного розриву пласта, складений порядок проведення робіт з гідророзриву пласта в умовах свердловини 201 Мелихівського газоконденсатного родовища, дані особливі вказівки по обв'язуванню обладнання.

Результати роботи можуть бути використані в діяльності організації з буріння і ремонту свердловин на нафту і газ для інтенсифікацію припливу вуглеводнів.

Впровадження запропонованої удосконаленої інтенсифікації видобутку вуглеводнів методом гідравлічного розриву пласта містить технологічні переваги і приносить значний економічний ефект.

Практична значимість – забезпечення можливості проведення інтенсифікації видобутку вуглеводнів методом гідравлічного розриву пласта в умовах свердловини 201 Мелихівського газоконденсатного родовища.

Взаємозв'язок з іншими роботами – продовження інноваційної діяльності кафедри нафтогазової інженерії та буріння НТУ «Дніпровська політехніка» в галузі спорудження нафтогазових свердловин.

## РЕФЕРАТ

Дипломна робота 89 стор., 19 рис., 18 табл., 9 бібл.

Об'єкт дослідження – технологія проведення гідророзриву пластів.

Мета роботи – вдосконалення технології проведення гідророзриву пластів, яка забезпечить підвищення нафтовіддачі.

Засоби дослідження – аналіз літератури і теоретичні дослідження.

Розроблені рекомендації для вдосконалення технології ГРП.

Розрахована економічна ефективність розроблених рекомендацій для різних геологічних умов і термінів експлуатації свердловини.

**ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН, ГІДРОРОЗРИВ ПЛАСТА, ГРП, РІДИНА-ПІСКОНОСІЙ, ТЕХНОЛОГІЯ ГРП.**

## Зміст

1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ	10
2 ГІДРОРОЗРИВ ПЛАСТА ДЛЯ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУТКУ	14
2.1 Основні принципи уніфікованого дизайну ГРП	14
2.2 Концепція кінцевого скранування	20
3 УСТАТКУВАННЯ ДЛЯ ГРП	26
3.1 Перелік устаткування	28
3.2 Стандартні процедури забезпечення якості операції ГРП	39
3.3 Примусове закриття тріщини	40
3.4 Контроль якості при високопроникному ГРП	42
4 ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ З ГІДРОРОЗРИВУ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА	43
4.1 Геолого-технічні дані	43
4.2 Визначення тиску і витрати рідини під час ГРП	46
4.3 Визначення об'єму рідин для ГРП і маси закріплювача тріщин	49
4.4 Визначення розмірів тріщин, що утворились при ГРП	50
4.5 Розрахунок параметрів процесу ГРП у свердловині	53
4.6 Порядок проведення робіт з гідророзриву пласта	59
4.7 Особливі вказівки по об'язуванню	62
5 РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ ОПТИМІЗОВАНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА	68
6 ОХОРОНА ПРАЦІ І НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	75
6.1 Безпека праці	75
6.2 Особливості правил безпеки при гідравлічному розриві пласта	81
6.3 Пожежна безпека	82
6.4 Промислова санітарія	86
6.5 Охорона надр і довкілля	89
ВИСНОВКИ	91
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	92

## ВСТУП

Гідророзрив пласта був уперше застосований у кінці 1940-х років для збільшення видобутку з малодебітних свердловин в Канзасі (рис. 1). Успіх за вибуховим зростанням практичного застосування цього методу в середині 1950-х і значним сплеском активності в середині 1980-х років, масовий гідророзрив переріс в домінуючий метод освоєння, в першу чергу для низькопроникних колекторів в Північній Америці. До 1993 року 40 % нових нафтових свердловин і 70 % газових свердловин в США оброблялися гідророзривом.

З нинішніми збільшеними можливостями технології гідророзриву, а також з появою технології гідророзриву високопроникних пластів, який на професійному жаргоні став називатися "фрак-пак" (з деякими варіаціями), гідророзрив набув подальшого поширення і став переважним типом освоєння для усіх типів свердловин в Сполучених Штатах, але особливо в газових свердловинах (рис. 2).

Нині досить загальноприйнятим фактом стала величезна користь гідророзриву в більшості свердловин. Навіть поблизу контактів з водою або газом, які вважалися "смертю" для ГРП, високопроникний ГРП тепер знаходить застосування, оскільки він пропонує контрольоване поширення тріщини і обмежує депресію на пласт. Швидке зростання числа операцій ГРП у високопроникних породах - від декількох не пов'язаних між собою операцій до 1993 р. до близько 300 ГРП в рік тільки в США в 1996 р. був лише початком того періоду, коли високопроникний ГРП стає переважаючим інструментом оптимізації освоєння свердловин і видобутку. Нині він вважається одним з найбільших останніх досягнень в області нафтовидобутку.



Рисунок 1 – Одна з перших операцій ГРП, приблизно 1949 р.

Є значний простір для додаткового зростання ГРП у світовій нафтогазовій промисловості, а також в інших галузях. За наявними оцінками, у ряді країн гідророзрив може забезпечити додатковий видобуток з існуючих свердловин в декілька сотень тисяч барелів в добу.

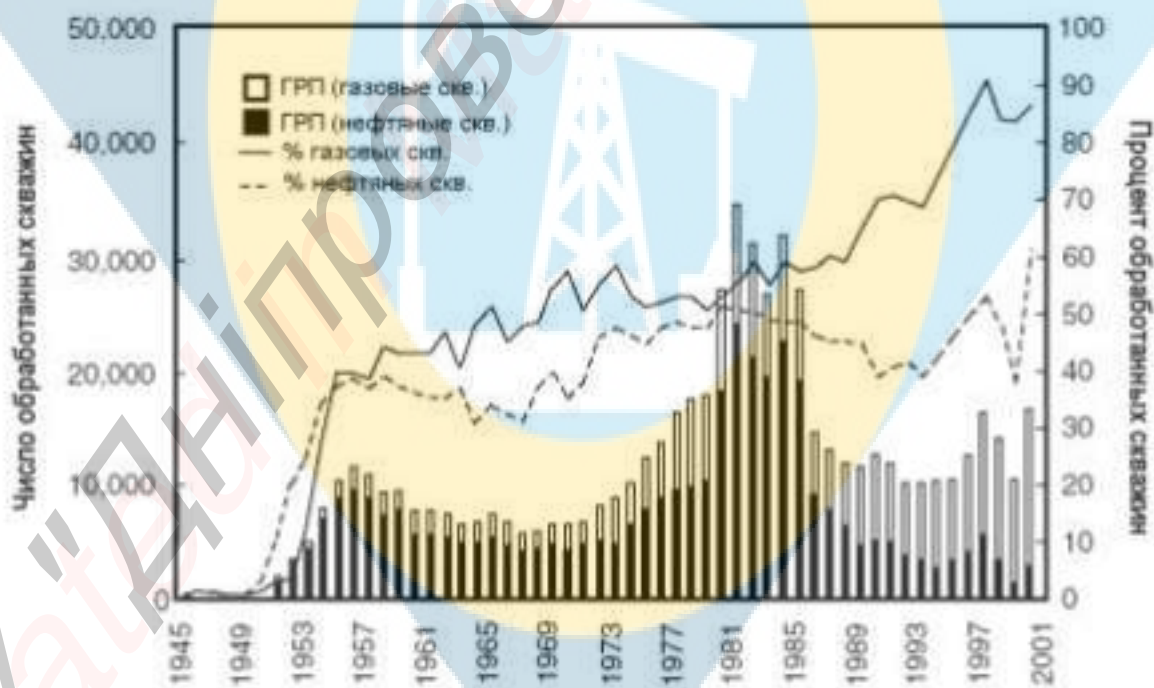


Рисунок 2 – Гідророзрив пласта як "переважний вид освоєння" в нафтових і газових свердловинах США

Цього можна досягти, якщо цей процес сприйматиметься з усією серйозністю і здійснюватиметься погоджено, оскільки економічний ефект масштабу робіт визначає вартість обробки і, отже, економіку в цілому.

Є два що часто зустрічаються перешкоди на шляху значного застосування гідророзриву пласта:

1. Широко поширена помилка, що цей процес призначений тільки для колекторів з низькою проникністю (напр., менше 1 мД), або ж що це останній засіб для інтенсифікації видобутку або нагрівання, до якого слід прибгати тільки тоді, коли усе інше не дає результатів. Останнє пов'язане з часто невиправданими страхами, що гідророзрив небезпечний, що він прискорює остаточне обводнення свердловини, що він збільшує ту, що обводнює продукту або ж призводить до появи перетікань, і так далі. Серйозніша проблема пов'язана з тим, що використання гідророзриву як останній, іноді безрозсудний, засіб несе в собі погано сплановану стимуляцію, яка може страждати від ряду проблем (таких як неврахування нахилу свердловини або невідходяща перфорація), що, у свою чергу, може майже гарантувати невтішні результати. І остання з проблем в зв'язку з цим – це уявлення про те, що гідророзрив високопроникних пластів застосовується тільки для таких колекторів, в яких необхідно боротися з винесенням піску. Це явно не так, і нині гідророзрив в колекторах з проникністю в декілька сотень мілідарсі є повсякденною практикою.
2. Гідророзрив – це велика операція з дуже великим комплектом устаткування, складна, і яка вимагає великих об'ємів флюїдів і пропантів, а також значних витрат кваліфікованої інженерної праці і допоміжних трудовитрат, з високими вимогами до організації робіт. Витрати на окремі, не пов'язані один з одним роботи, скажімо, від однієї до трьох операцій в кожних три-шість місяців, надмірно високі. А у поєднанні з тими, що мають місце час від часу невдалими обробками, таке засто-



суванням гідророзриву від злучаю до випадку практично приречено на економічний провал і охолодження всякого бажання застосовувати ГРП надалі.

Практично жоден інший вид робіт в нафтогазовій промисловості не розрізняється за вартістю так різуче між регіонами, де він широко поширений і застосовується масово – такими як Північна Америка і морські промислах в Північному морі, і в інших місцях. У Північній Америці гідророзрив проводиться більш ніж в 60 % нафтових свердловин і 85 % газових свердловин, і цей відсоток продовжує рости.

В той же час, практично жодна технологія в нафтогазовій промисловості не дає такої ж високої економічної віддачі. Обчислюваний світовий приріст видобутку об'ємом від сотень тисяч до мільйонів барелів з добу виходять з допущення, що відсоток існуючих свердловин з проведенням гідророзривом досягне такого ж відсотка в США (60%), а приріст видобутку з однієї свердловини складе усього 25% від видобутку до ГРП. А останнє положення виходить з дуже скромного допущення, що усі існуючі свердловини продовжуватимуть давати нафту, а гідророзрив дасть легко досяжне зниження "скину" до величини, рівної, -2. На ділі ж можливості отримання додаткового видобутку від масової кампанії по гідророзриву, з адекватним устаткуванням і добре навченим персоналом, схоже, набагато вище.

## 1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ

Мелехівське газоконденсатне родовище розташоване в Пововодолазькому районі Харківської області на відстані 25 км від смт Нова Водолага (рис. 1.1). Воно знаходиться у південно-східній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини, в межах Хрещищенсько-Єфремівського валу.

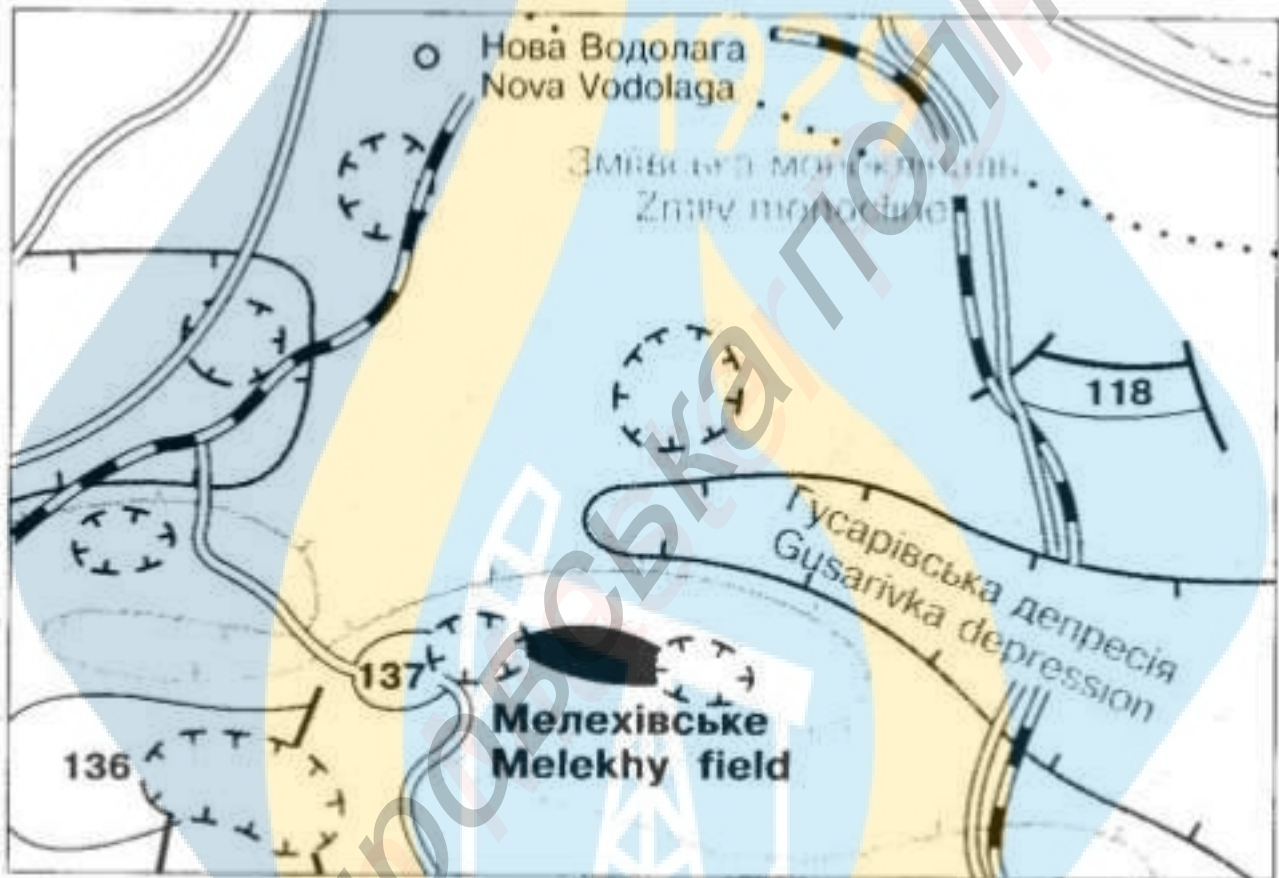


Рисунок 1.1 – Схема району робіт

Структура виявлена в 1961 р. геофізичними роботами МВХ по сейсмічних горизонтах палеозою і мезозою. В наступному році вона введена в пошукове буріння. У 1967 р. свердловиною 1 (продуктивний горизонт А-5, інт. 2610-2618 м) з відкладів асельського ярусу нормі отримано промисловий приплив газу дебітом 28,1 тис. м<sup>3</sup> добу. На Державний баланс родовище прийняте в 1968 р. Для оцінки і підготовки до промислового освоєння покладів газу горизонтів А-3, А-5, А-6-7, 1-7-9, 1-10-12 на протязі наступних п'яти років пробурено 22 све-

рдловини. В 1976 р. експлуатаційною свердловиною 80, з якої отримали потужний фонтан газу (8 11 млн. м<sup>3</sup>/добу), встановлено продуктивність карбонатних колекторів нормі (горизонт А-3). Для розвідки цих покладів пробурено додатково ще 11 свердловин.

Розкрито розріз від четвертинних до девонських відкладів.

Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту Г-10–Г-12 наведена на рис. 1.2.

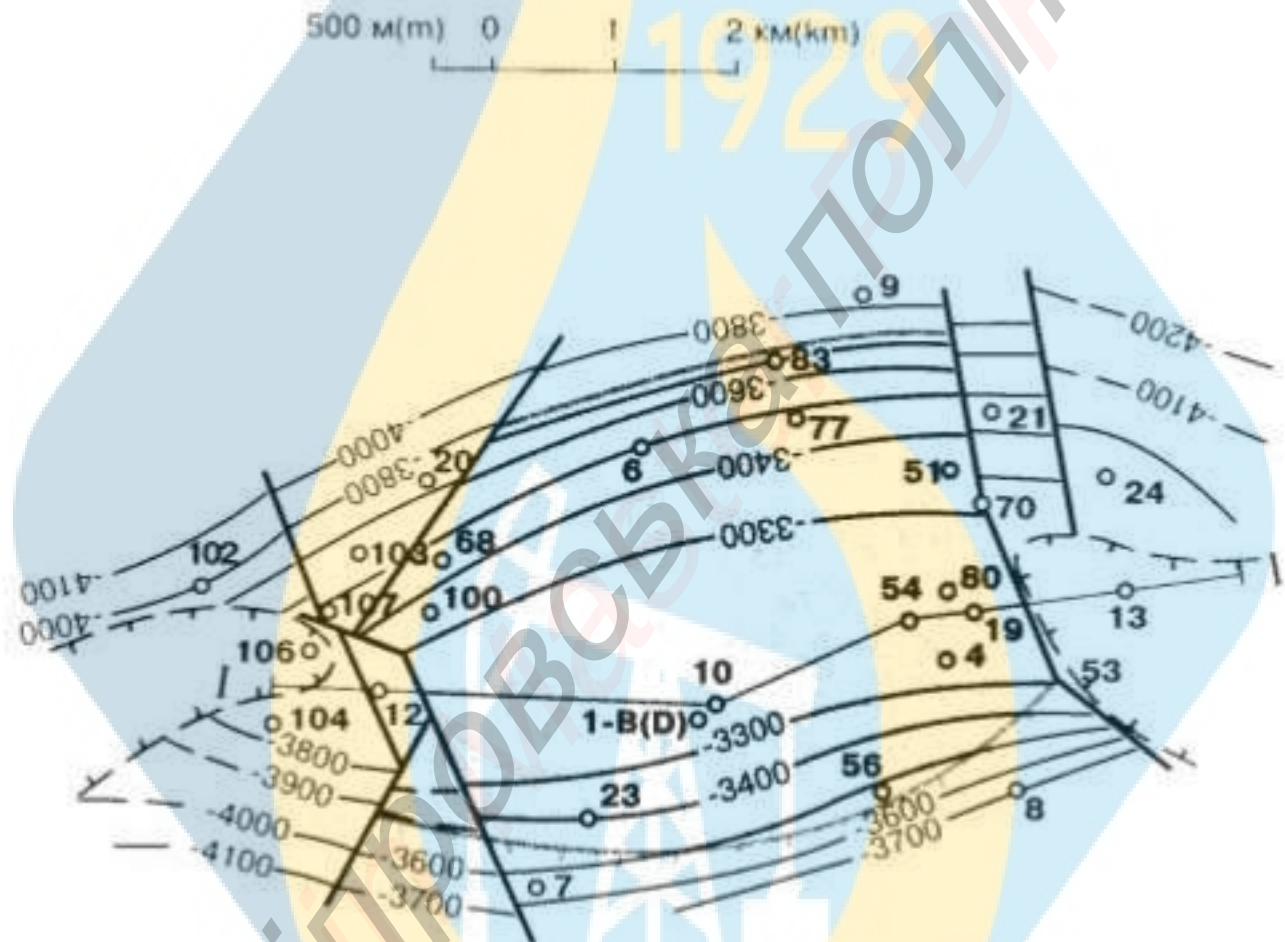


Рисунок 1.2 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту Г-10–Г-12

Геологічний розріз по лінії I-I наведений на рис. 1.3.

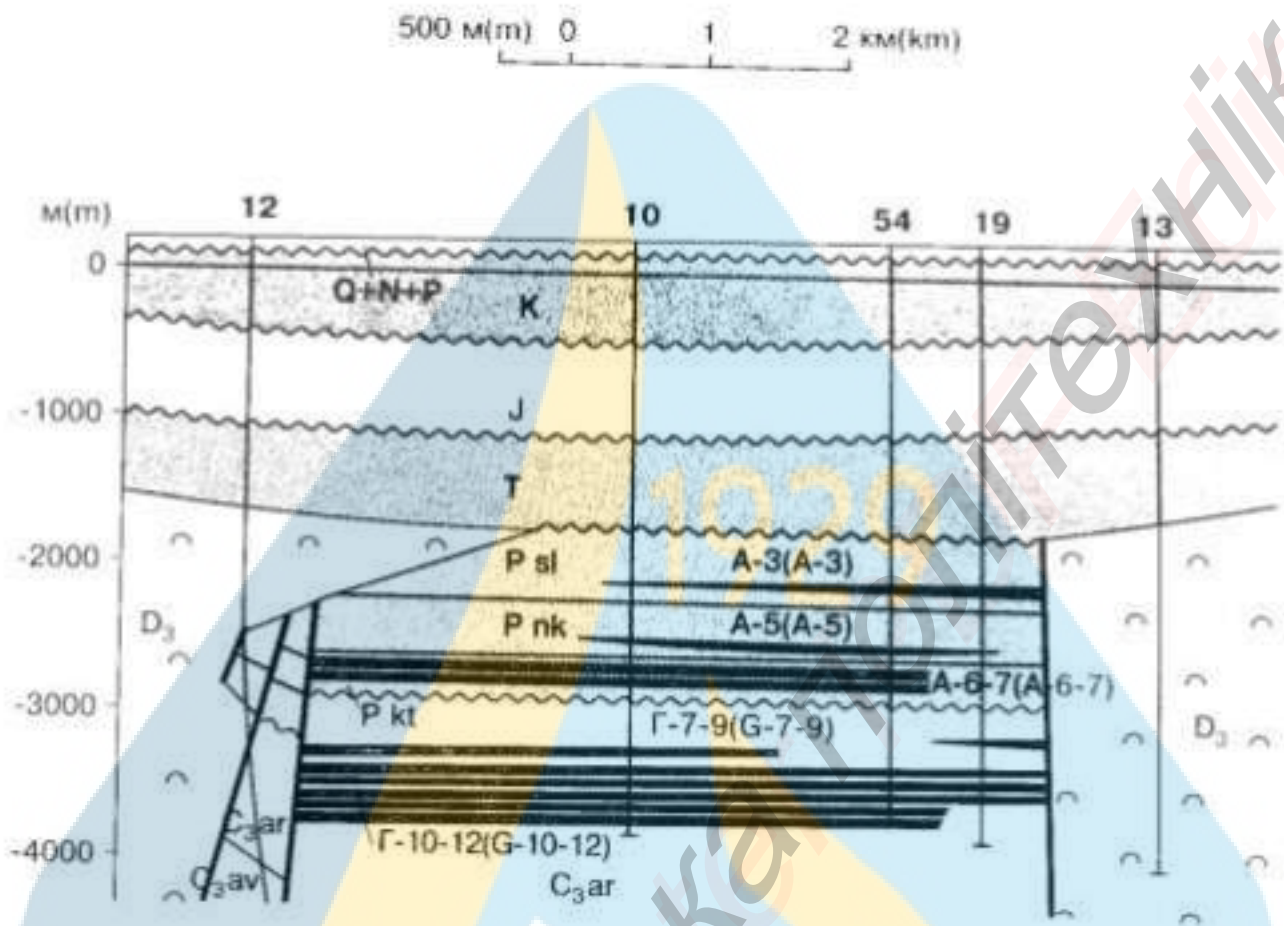


Рисунок 1.3 – Геологічний розріз по лінії I-I

У верхньокам'яновугільних відкладах структура являє собою брахіантикліналь субніротного простягання з широким склепінням і досить крутими крилами (10-15). Її західна і східна перикліналі зрізані соляними штоками та розбиті на блоки поперечними скидами. В межах ізогіпси -3700 м розмір підняття 6,2x4,2 км, амплітуда 450 м. З горизонтами А-6-7, Г-7-9, 1-10-12 пов'язані масивно-пластові склепінні геокіпчно екрановані і літологічно обмежені поклади, в А-3, А-5 – пластові склепінні літологічно обмежені. Висота поверху газоносності досягає 1690 м.

Дослідно-промислова експлуатація розпочата в 1973 р. Поклади газу згруповані в три експлуатаційні об'єкти: I – хомогенної товщі нормі (горизонти А-3, А-5). II – картамиської та араукаритової світ до вапняку Р (А-6-7, Г-7-9) та III – араукаритової світи нижче вапняку Р (Г-10-12). Розробка газоконденсатних покладів здійснюється в режимі природного виснаження. В період нарощу-

вання видобутку газу, який тривав до 1980 р., річний темп відбору досягав 4% початкових запасів. В цілому з родовища видобуто 63% запасів газу при зниженні пластового тиску на 64%. Поточний коефіцієнт вилучення конденсату 0,56. Стабілізація пластового тиску на протязі останніх років розробки вказує на високі видобувні можливості покладів.

Пресслужба компанії "Укргазвидобування" 29 січня 2020 на своїй сторінці у Facebook повідомила, що Мелихівське родовище виснажене на 82%.

### Висновки за розділом

1. В розділі розглянуто геолого-технічні умови проведення робіт на Мелихівському газоконденсатном родовищі.
2. Наведені схема району робіт, структурна карта покрівлі продуктивного горизонту Г-10–Г-12, та типовий геологічний розріз.

## 2 ГІДРОРОЗРИВ ПЛАСТА ДЛЯ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУТКУ

### 2.1 Основні принципи уніфікованого дизайну ГРП

Гідравлічний розрив (гідророзрив) спричиняє за собою нагнітання флюїдів в підземний пласт під тиском, досить високим для того, щоб викликати розрив цього пласта. Потім в знову створену тріщину нагнітаються у вигляді пульпи зернисті матеріали - звані "проппантами" або "розклинюючими агентами" і якими можуть служити найрізноманітніші матеріали від природних пісків до досить дорогих синтетичних матеріалів. Вони утримують в розкритому стані, або "розклинюють" ці знову створені тріщини після зняття тиску нагнітання, використовуюваного для створення тріщини.

Тріщина, яка заповнена проппантом, створює вузький, але з дуже високою провідністю, канал для потоку у напрямку до свердловини. Цей шлях потоку має дуже високу проникність, частенько на п'ять-шість порядків вище, ніж проникність пласта. Найчастіше цей канал вузький в одному горизонтальному напрямі, але має дуже велику довжину в іншому горизонтальному напрямі і може перекривати значну висоту. Типова розклинена ширина навмисно створеної тріщини в низькопроникних колекторах може бути близько 0.25 см (0.1 дюйма), тоді як довжина її може досягати декількох сотень метрів. У високопроникних колекторах ставиться мета отримати набагато ширшу тріщину (що досягається спеціальними заходами при проектуванні і виконанні робіт), яка може мати ширину до 5 см (2 дюйми), а довжина її може бути значно менше - близько 10 метрів (30 футів).

Майже в усіх випадках пригнічуюча частина продукції, що добувається, поступає у свердловину через цю тріщину; таким чином, початкове ушкодження привибійної зони пласта буває "обійдено", і скин до обробки не впливає на роботу свердловини після ГРП.

## Технологічні показники свердловини після ГРП

Робота свердловини після ГРП може бути описана безліччю способів. Один із зазвичай вживаних способів – прогноз видобутку нафти, газу і навіть води у функції часу, що пройшов після гідророзриву. Проте на видобуток після обробки впливає безліч рішень, не критичних для власне дизайну ГРП. Наприклад, тиск видобутку може бути або не бути таким же, як тиск до ГРП, і воно може підтримуватися або не підтримуватися постійним в часі. Навіть якщо, чисто заради оцінки, спробувати встановити усі експлуатаційні параметри одними і тими ж як до, так і після ГРП, порівняння в часі все одно буде ускладнено через те, що вироблення пласта після гідророзриву йде вищими темпами.

Таким чином, на етапі попереднього завдання розмірів і оптимізації обов'язково повинен використовуватися деякий простий показник ефективності, який описував би очікуване і фактичне поліпшення роботи свердловини в результаті обробки.

У уніфікованому дизайні гідророзриву ми розглядаємо дуже простий і самоочевидний показник ефективності: індекс псевдостационарної продуктивності. Збільшення цієї змінної описує фактичний вплив розклиненої тріщини на роботу свердловини. Реалізація максимально можливого індексу псевдостационарної продуктивності означає, для усіх практичних цілей, що тріщина працюватиме не гірше, ніж при будь-яких інших можливих реалізаціях того ж розклиненого об'єму, навіть якщо свердловина експлуатуватиметься протягом значного часу в так званому "перехідному" режимі. Хоча це твердження на перший погляд може не здатися переконливим, воно стане зрозуміле досвідченому інженерові по видобутку, якщо розглядати перехідний режим потоку як постійне збільшення області дренавання, в якій це псевдостационарний стан вже встановився. Значний накопичений видобуток може поступити тільки з великої області дренавання, а отже, необхідно максимізувати індекс псевдостационарної продуктивності, який відповідає області дренавання, що остаточно сформувалася.

Довжина тріщини і безрозмірна провідність тріщини - це дві основні змінні, контролюючі індекс продуктивності тріщини, підданої гідророзриву.

Безрозмірна провідність тріщини є міра відносної легкості, з якою флюїди, що добуваються, течуть усередині тріщини, порівняно із здатністю пласта віддавати флюїди всередину цієї тріщини. Вона розраховується як добуток проникності тріщини і ширини тріщини, поділене на добуток проникності пласта і довжини (за домовленістю, напівдовжини) тріщини.

У низкопроникних колекторах провідність тріщини велика де-факто, навіть якщо створена вузька розклинена тріщина і вимагається велика довжина цієї тріщини. Скин-чинник після обробки може досягати таких великих негативних величин, як  $-7$ , що призводить до зростання продуктивності свердловини у декілька разів в порівнянні з цією ж свердловиною до стимуляції.

Для адекватної ефективності роботи тріщини у високопроникних колекторах найважливіше добитися великої ширини тріщини. Останніми роками була розроблена методика, відома як кінцеве екранування (tip screenout - TSO), яка дозволяє нам обдуманно зупинити латеральне зростання гідравлічною гідророзриву, а потім збільшувати її розкриття, саме щоб добитися більшої провідності.

Для фіксованого об'єму пропанту, розміщеного в пласті, максимальний дебіт зі свердловини або темп закачування в неї буде забезпечений у тому випадку, якщо безрозмірна провідність тріщини близька до одиниці. Іншими словами, безрозмірна провідність тріщини біля одиниці є фізичним оптимумом, принаймні, для гідророзривів, не пов'язаних з надзвичайно великими кількостями пропанту. Більші величини безрозмірної провідності тріщини означали б її довжину відносно менше оптимальною, і, отже, на шляху припливу флюїду з пласта в тріщину була б непотрібна перешкода. Значення безрозмірної провідності тріщини менше одиниці означало б ширину тріщини менше оптимальною, завдяки чому тріщина стала б вузьким місцем на шляху до оптимального видобутку.

Є цілий ряд другорядних проблем, що ускладнюють картину – перехідний режим потоку на ранніх часах, вплив меж пласта, ефекти течії з відхиленням від закону Дарсі, а також втискування пропанту, причому згадана тільки частина з них. Проте, ці ефекти можна коректно врахувати, тільки якщо є ясне розуміння ролі безрозмірної провідності тріщини.



Цілком можливо, що при певних поєднаннях умов практичний оптимум може відрізнятись від фізичного оптимуму. В деяких випадках геометрія тріщини, яку підказує теорія, буде важко добитися із-за фізичних обмежень, що накопчуються або наявним устаткуванням, граничними характеристиками матеріалів, використуваних при гідророзриві, або ж механічними властивостями порід, в яких виробляється гідророзрив. Проте, націлюватися на максимальне збільшення продуктивності або прийомистості свердловини – це дуже доцільний перший крок в проектуванні ГРП.

### Визначення розміру і оптимізації

Термін "оптимум" (чи "оптимальний"), як він застосований вище, означає максимізацію продуктивності свердловини, в межах обмежень певного розміру обробки. Отже, рішення про розмір ГРП повинне передувати оптимізації на основі критерію безрозмірної провідності тріщини (чи йти рука в руку з нею).

Довгий час практики розглядали напівдовжину тріщини як зручну змінну, що характеризує розмір створеної тріщини. Ця традиція виникла тому, що було неможливо незалежним чином міняти довжину і ширину тріщини, а також з тієї причини, що довжина є головним чинником, що впливає на продуктивність в низькопроникних пластах. У уніфікованому дизайні гідророзриву, де розглядаються як низькопроникні, так і високопроникні пласти, найкращою єдиною змінною, що характеризує розмір створеної тріщини, являється об'єм пропанту, розміщеного в продуктивному горизонті, або "об'єкті".

Очевидно, що загальний об'єм пропанту, розміщеного в цільовому інтервалі, завжди менше загальної кількості пропанту, що закачали. З практичної точки зору, визначення об'єму ГРП означає ухвалення рішення, скільки пропант необхідно закачати. При визначенні об'єму ГРП інженер повинен розуміти, що збільшення об'єму пропанту, що була закачаний, на певну величину  $x$  обов'язково не означатиме збільшення кількості пропанту, що досягло продуктивного інтервалу, на ту ж точно величину  $x$ . Ми розглядали відношення двох об'ємів пропанту (тобто, об'єм пропанту, розміщеного в продуктивному пла-

сті, поділеного на загальний об'єм пропанту, що був закачаний у свердловину) як об'ємну ефективність пропанту.

Проте найкритичнішим чинником у визначенні об'ємної ефективності пропанту є відношення висоти створеної тріщини до ефективної потужності продуктивного пласта.

Інтенсивне зростання висоти обмежує об'ємну ефективність пропанту, і це якраз те, чого ми, як правило, прагнемо по можливості уникнути. (Можливість того, що тріщина перетне близько розташований ВНК, є іншою важливою причиною, щоб уникати надмірного зростання тріщини у висоту).

Фактично вибір кількості пропанту, що намірається до закачування, в основному заснований на економії, причому найчастіше використовуваний критерій – це чиста дисконтована вартість (ЧДВ). Як і для більшості інженерних проектів, із зростанням розміру обробки витрати зростають майже лінійно, але після деякої точки дохід від обробки збільшується лише в малій мірі. Таким чином, є деякий оптимальний розмір ГРП – це точка, в якій ЧДВ додаткової витрати, співвіднесена з витратами на обробку, є максимальним.

Оптимальний розмір може бути визначений, якщо є деякий метод для прогнозування максимального досяжного приросту продуктивності при певній кількості пропанту. У уніфікованому дизайні гідророзриву цей факт широко використовується, за тієї умови, що максимальний досяжний приріст продуктивності вже визначений об'ємом пропанту в продуктивному пласті. Основне рішення за розміром ГРП вже включає багато подробиць технології, що робить можливим здійснити простій, але проте, стійкий процес проектування.

Тому ми використовуємо концепцію "об'єму пропанту, що досягає продуктивного пласта", або просто "розклиненого об'єму в продуктивному пласті" як ключова змінна в ухваленні рішення на етапі визначення розміру ГРП в загальній процедурі уніфікованого проектування. Щоб правильно провести цей етап, необхідно визначити кількість пропанту, наміченого до закачування, і об'ємну ефективність пропанту.

## Сполучаємість тріщини і свердловини

Тоді як максимально досягне збільшення продуктивності визначається розклиненим об'ємом в продуктивному пласті, має бути задоволені декілька додаткових умов на шляху до тріщини, які фактично реалізують це потенційне збільшення. Один з критичних чинників – це необхідність дійти оптимального компромісу між довжиною і шириною (чи відійти від оптимуму лише настільки, наскільки це необхідно, якщо цього вимагають технологічні обмеження). Як пояснювалося раніше, оптимальна безрозмірна провідність тріщини – це змінна, яка допомагає нам знайти цей компроміс. Проте є інша не менш важлива умова. Це сполучаємість від тріщини до свердловини.

Пласт-колектор на глибині знаходиться в механічно напруженому стані, який можна охарактеризувати трьома: головною напругою, одне вертикальне, яке майже в усіх випадках глибоких пластів (на глибинах понад 500 м) є найбільшим з цих трьох, і двох горизонтальних, одне мінімальне і інше максимальне. Гідророзривна тріщина буде спрямована по нормалі до найменшої напруги, внаслідок чого практично в усіх випадках, що зустрічаються в нафтовій промисловості, тріщини вертикальні. Азимут цих тріщин зумовлюється природним станом напруги в підземному середовищі. А раз так, то горизонтальні або похилі свердловини, в яких передбачається проводити гідророзрив, мають бути пробурені з орієнтацією, узгодженою з цим азимутом. Вертикальні тріщини, звичайно, природним чином співпадають з площиною тріщини.

Якщо азимут свердловини не співпадає з площиною тріщини, то тріщина, швидше за все, спочатку зародиться в одній площині, а потім зігнеться, щоб вийти на свій кінцевий азимут – нормальний до напрямку мінімальної напруги, що створить значну "зависість" на шляху до цього кінцевого азимута. Вертикальні свердловини з вертикальними тріщинами або ідеально горизонтальні свердловини, пробурені навмисно у напрямі очікуваної площини тріщини, створюють системи свердловина-тріщина з найкращою взаємною орієнтацією. Інші конфігурації свердловина-тріщина схильні до "дросельних ефектів", без нужди що зменшує продуктивність свердловини з гідророзривом. Перфорації і їх орієнтація також можуть

бути джерелом проблем при виконанні ГРП, які включають ініціацію численних тріщин і передчасне випадання піску, що викликається ефектами звивистості.

Безрозмірна провідність тріщини в низькопроникних колекторах природним чином висока, так що негативний вплив вищеописаних дросельних ефектів зазвичай мінімізований; щоб уникнути звивистості, часто застосовують розрив з точкового джерела.

Нині сполучасність тріщини зі свердловиною зазвичай розглядають як критичний чинник успіху високопроникного гідророзриву, що частенько диктує азимут свердловини (наприклад, буріння S-подібних вертикальних свердловин), або ж примушує бурити горизонтальні свердловини уздовж напрямку тріщини. Часто проводиться реперфорация, причому найбільш просунуті практики розглядають також альтернативи, такі як піскоструминна нарізка щільних перфораций.

## 2.2 Концепція кінцевого екранування

Оскільки гідророзрив високопроникних пластів (високопроникний ГРП) має найбільш плідну можливість для поширення в нафтовій промисловості у всьому світі, нижче ми розглянемо ключові питання цього типу закінчення / освоєння свердловини. Мета цього – ідентифікувати ті особливості, які відрізняють високопроникний гідророзрив від звичайного гідророзриву пласта.

### Дизайн кінцевого екранування

Критичні елементи проектування, проведення і інтерпретації матеріалів високопроникного ГРП значно інші, ніж для звичайних робіт по ГРП. Зокрема, високопроникний ГРП залежить від ретельно спланованого за часом "кінцевого екранування" (TSO), яке обмежує зростання тріщини і дозволяє збільшити розкриття тріщини і набити її пропантом. Кінцеве екранування відбувається тоді, коли на фронті поширення тріщини створюється концентрація пропанту, достатня для запобігання подальшому подовженню тріщини. Як тільки зростання

тріщини зупинене (при цьому вважаємо, що темп нагнітання більше швидкості витoku флюїду в пласт), нагнітання, що триває, роздуватиме тріщину, тобто, збільшувати її ширину. Кінцеве екранування і роздмухування тріщини повинні супроводжуватися збільшенням ефективного тиску гідророзриву. Таким чином, можна виділити два що різко розрізняються етапу обробки: створення тріщини (еквівалентне традиційним дизайнам) і роздмухування / набивання тріщини (після кінцевого екранування).

Створення тріщини і зупинка її зростання (тобто, кінцеве екранування) супроводжуються нагнітанням відносно невеликої "подушки" чистої рідини (без піску), за якою йде "пульпа", що містить 1-4 фунти піску на галон рідини ( $120-480 \text{ кг/м}^3$ ). Коли зростання тріщини зупинене, подальше нагнітання збільшує розкриття тріщини і дозволяє нагнітати пульпу високої концентрації ( $1200-1920 \text{ кг/м}^3$ ). Можливі кінцеві площадкові концентрації пропанту в  $98 \text{ кг/м}^3$ . Звичайна практика полягає в тому, щоб уповільнити темп нагнітання перед закінченням обробки (що співпадає з відкриттям затруба для відтоку рідини), щоб зневоднити створене набивання і набити тріщину пропантом поблизу свердловини. Зменшення темпу закачування може бути також використане для примусового кінцевого екранування у випадках, коли на записі вибірного тиску не спостерігається зламу, характерного для TSO.

Досвід робіт в полі говорить про те, що кінцеве екранування частенько важко моделювати, на нього важко впливати, або навіть помітити. Для цього є безліч причин, у тому числі тенденція проектування занадто консервативних моделей (що не призводять до кінцевого екранування), часткове або неодноразове кінцеве екранування, а також неадекватна практика моніторингу тисків.

Для осмисленої оцінки і діагностики процесу гідророзриву у краї потрібні точні виміри вибірного тиску. Розрахункові вибівні тиски ненадійні із-за значних і складних ефектів тертя, пов'язаних з нагнітанням високих концентрацій пульпи через систему труб свердловини і перехідники наземних і свердловинних пристроїв малого діаметру. Виміри на поверхні можуть показувати, що кінцеве екранування мало місце, тоді коли вибівні дані цього не показують, і навпаки.

## Ефективний тиск і витік при ГРП у високопроникних породах

У усьому процесі гідророзриву у високопроникних породах домінуючими є міркування ефективного тиску і витік рідини. По-перше, високопроникні пласти зазвичай мають рихлі і мають низькі значення модуля пружності, а по-друге, об'єми рідини відносно малі, тоді як темпи витіку (фільтрації) рідини в пласт великі (висока проникність, стискувані флюїди пластів, а також рідини розриву, які не створюють кірки на стінках тріщини). Хоча традиційна практика, застосовна для проектування, виконання і оцінки гідророзриву, продовжує використовуватися в гідророзриві високопроникних пластів, цього частенько виявляється недостатньо.

### Ефективний тиск

Ефективний тиск є різниця між тиском в будь-якій точці усередині тріщини і тиском, при якому тріщина стулюватиметься. Це визначення має на увазі існування однозначного тиску стулювання тріщини. Чи являється тиск стулювання тріщини постійною властивістю породи, або ж воно сильно залежить від порового тиску (чи, швидше, від того, наскільки поровий тиск змінився від його довготривалого стаціонарного значення) – питання залишається відкритим.

У високопроникних, рихлих породах важко (якщо взагалі можливо) запропонувати простий рецепт для визначення тиску стулювання, як воно класично виводиться з кривих падіння тиску при закритому гирлі. Більше того, із-за низьких значень модуля пружності навіть мала міра невизначеності в ефективному тиску призводить до великих невизначеностей в розрахунковій ширині тріщини.

Поширення тріщини, незважаючи на наявність складних тривимірних моделей, є складним і важко описуваним процесом, навіть в самих кращих випадках – через велику кількість фізичних процесів, до того ж частенько різноспрямованих і конкуруючих між собою. Фізика поширення тріщини в м'якій породі ще складніша, ніж при розриві твердих порід, до того ж слід чекати, що в ній бере участь диференціальна дисипація енергії, а також сильніші крайові

ефекти. І знову-таки, в-за низьких значень модуля пружності нездатність передбачити поведінку ефективного тиску може призводити до значної розбіжності між прогнозними і фактичними характеристиками ГРП.

Для багатьох практиків звичайною справою є "прогнозування" характеристик поширення тріщини і ефективного тиску постфактум, використовуючи комп'ютерну модель тріщини. Ця тенденція підміняти ясні моделі і фізичні допущення "кнопками", тобто, довільними бар'єрами напруж, змінами тертя (приписуваними срозї, якщо воно зменшується, і опору тиску, якщо зростає), а також менш ніж добре зрозумілими властивостями пласта, що виражаються у вигляді безрозмірних коефіцієнтів, – зовсім не допомагає прояснити істоту питання. Є інші підтверджені методики, а деякі знаходяться у стадії розробки.

### **Фільтраційний витік**

Були витрачені значні зусилля на лабораторні дослідження процесу фільтраційного витіку на кернах високопроникних порід. Результати цих досліджень піднімають деякі питання відносно того, наскільки ефективно витік може бути обмежений шляхом створення фільтраційної кірки. У усіх випадках, але особливо у високопроникних породах, якість рідини розриву являється усього лише одним з чинників, що впливають на витік, і частенько не визначальним чинником. Перехідний режим потоку в пласті може робити не менше, а то і навіть більший вплив. Течія в перехідному режимі неможливо зрозуміти, просто підігнавши емпіричну модель під лабораторні дані.

### **Підбір свердловин-кандидатів**

Користь від гідророзриву високопроникних пластів виходить за межі очевидного вирашу в продуктивності, пов'язаного з обходом приствольової зони пошкодженого пласта, і включає боротьбу з винесенням піску. Проте в гідророзриві високопроникного пласта питання полягає не лише і не стільки в боротьбі з винесенням піску, що найчастіше має на увазі механічне затримання мігруючих часток піску (і тампонування), але швидше в боротьбі з ущільненням піску.

При загальнішому розгляді, проблема стійкості ствола свердловини набуває ще більшого значення у зв'язку з горизонтальними свердловинами і гідророзривом пласта. Профілактичні стратегії в закінченні і освоєнні свердловин є критичними для стійкості ствола свердловини і контролю винесення піску, оскільки вони дозволяють понизити депресію на пласт, отримуючи в той же час економічно привабливі дебіти. Визначення кандидатів для правильної конфігурації свердловин є ключовим елементом. Необхідні кроки в підборі свердловин-кандидатів включають коректну технологію розробки покладу, визначення характеристик пласта, розрахунки стійкості ствола, а також поєднання прогнозів видобутку з оцінкою потенціалу винесення піску.

### Складні конфігурації свердловина-тріщина

Вертикальні свердловини не є єдиними кандидатами для проведення гідророзриву пласта. На рис. 2.1 показані деякі основні варіанти конфігурації поодинокі тріщини для вертикальних і горизонтальних свердловин. Горизонтальні свердловини з використанням традиційного або особливо високопроникного гідророзриву, із стволом, пробуреним у напрямі очікуваної тріщини (виходячи з подовжньої тріщини), схоже, мають, принаймні, концептуально, дуже багатообіцяючі перспективи, як обговорюється в главі 5. Проте, горизонтальна свердловина, призначена для створення подовжньої гідророзривної тріщини, довелося б бурити уздовж напрямку максимальної напрути. А це, плюс до проблем самого процесу буріння, що добре розуміються, може призводити до проблем довготривалої стійкості ствола.

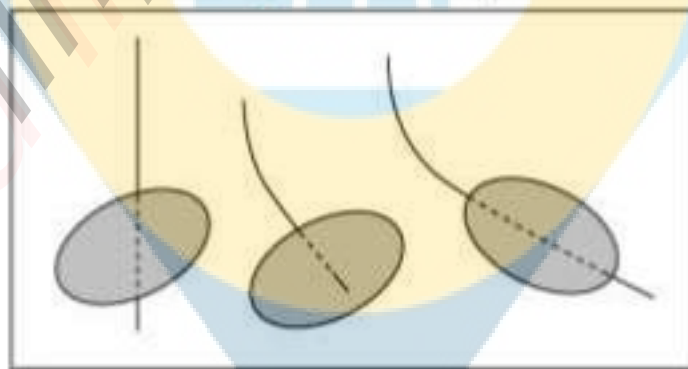


Рисунок 2.1 – Конфігурації поодинокі тріщини для вертикальних і горизонтальних свердловин



Рис. 2.2 ілюструє дві конфігурації багатотріщин. Одна декілька витончена концептуальна конфігурація включала б комбінацію високопроникного ГРП з вертикальними гілками багатотріщин, що відходять від "материнського" ствола, пробуреного над продуктивним пластом. Звичайно, горизонтальні свердловини, будучи перпендикулярними до вертикальної напруги, в основному більш схильні до проблем стійкості ствола. Така конфігурація дозволила б розмістити горизонтальний ствол в інтервалі міцних порід, не продуктивному. Є і інші переваги проведення гідророзриву у вертикальній ділянці в порівнянні з сильнонаклонними або горизонтальною ділянкою ствола: при такій конфігурації вдається уникнути проблем з численними тріщинами, що ініціюють, поворотом тріщин і їх звивистістю; значно менше прикращень викликає скін через потік, що сходиться (штуцерні ефекти); стратегія перфорації також спрощується.

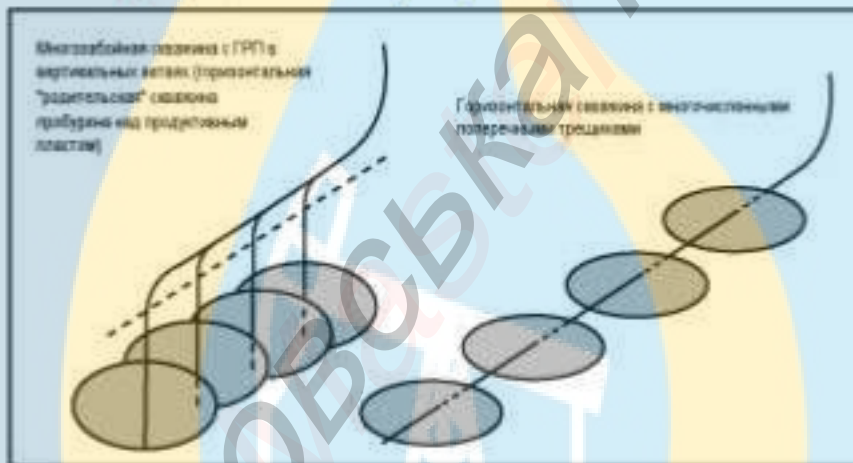


Рисунок 2.2 – Багатогілова і багатотріщина конфігурації для горизонтальних свердловин

### Висновки за розділом

- 1 В розділі розглянуто основні принципи уніфікованого дизайну гідророзриву пластів.
- 2 Особлива увага приділена концепції кінцевого екранування.

### 3 УСТАТКУВАННЯ ДЛЯ ГРП

Хоча цей чинник часто недооцінюють, устаткування для ГРП є вихідною точкою для успішного контролю якості і виконання робіт.

Устаткування для стимуляції свердловин зазнало величезні зміни з часів перших комерційних гідророзривів, виконаних в 1949 р. Тоді ця операція включала ручний заміс п'яти мішків піску 20 меш в 20 баррелях ( $3,2 \text{ м}^3$ ) рідини (концентрація пропанту 0.6 фунт/галон =  $72 \text{ кг/м}^3$ ). Цю суміш закачували у свердловину за допомогою трифазного насоса потужністю 300 кінських сил, використуваного для цементажних робіт і солянокислотної обробки.

Хоча роботи по ГРП виростили за своєю величиною і складністю – в сучасному масовому ГРП може бути задіяне 10 000 мішків піску, а концентрації пропанту можуть досягати 10 фунт/галон ( $1200 \text{ кг/м}^3$ ) і вище (рис. 3.1) – з часів того першого ГРП основна конфігурація не змінилася. Пропант і рідина розриву подаються в блендер, де вони змішуються і перекачуються на насоси високого тиску. Потім рідина розриву, навантажена пропантом, закачується у свердловину через маніфольд високого тиску.



Рисунок 3.1 – Сучасна операція з масового гідророзриву пласта

Устаткування, потрібне для виконання стимулюючої обробки, включає устаткування змішувача, устаткування для подачі пропранту, а також насосне і контрольно-вимірювальне устаткування.

Устаткування змішувача використовується для підготовки рідини розриву, комбінування в заданій пропорції рідких і сухих хімічних добавок до рідини розриву. Рідини розриву або змішуються порційно до проведення обробки (і зберігаються в місткостях ГРП, поки їх не буде потрібно), або змішуються безперервно в процесі обробки. Для безперервного змішування базова рідина готується в попередньому змішувачі, який сполучає рідкий концентрат гелю з водою зачинення і забезпечує достатній час гідратації, щоб базовий гель міг набрати необхідну в'язкість. Гідратований гель потім перекачується з гідратаційної місткості в блендер, де в робочу рідину вводяться необхідні добавки і пропрант.

Якість процесу змішування тепер майже завжди контролюється комп'ютером. У комп'ютер вводяться задані контрольні точки для концентрації суміші, і концентрація підтримується автоматично, незалежно від витрати рідини. Технологічні параметри блендера, такі як рівень рідини в баку, швидкість перемішування і тиску, також знаходяться під автоматичним управлінням, що зводить до мінімуму можливі помилки оператора.

Пропранти зберігаються на місці робіт, переміщуються і подаються в змішувач з використанням декількох методів. Пропрант, розфасований в мішки, можна перенавантажувати вручну або подавати за допомогою самоскидів / бортових автомобілів і пневматичних систем. Всезростаючі кількості пропранту привели до необхідності використовувати польові бункери-сховища. Врешті-решт, коли об'єм пропранту стає більше місткості польового бункера-сховища, то навколо свердловини розміщують декілька бункерів, пов'язаних збираючим транспортером, який подає пропрант в блендер. Враховуючи відстані, на які доводиться подавати пропрант від найдалшого бункера до змішувача, довелося до бункерів-сховищ і доставляючих транспортерів додавати автоматичну систему управління, щоб забезпечити безперебійну подачу пропранту.

За час з початку застосування технологій гідророзриву значно збільшилась потужність и тиск бурових насосів. Передачі тепер можна перемикаати на повному ходу. Комп'ютер синхронізує обороти двигуна з перемиканням передач, так що подача насоса до і після перемикання передач залишається постійною. Насосне устаткування з комп'ютерним управлінням також дозволяє автоматично контролювати тиск і/або темп закачування.

Моніторинг стимулюючих обробок також зазнав значний прогрес – від манометрів, секундомірів і паперових самописців десятиліття назад до повного комп'ютерного контролю і управління. Сьогодні під час проведення ГРП можна контролювати і реєструвати більше тисячі окремих параметрів. Контроль параметрів рідин обробки є найбільш суттєвим елементом контролю якості. Параметри, контрольовані і реєстровані під час проведення ГРП, включають, але не обмежуються тисками, температурами, витратами рідини і концентраціями добавок, рН і в'язкістю. Будь-хто або усі ці параметри можуть бути візуалізовані під час проведення робіт, причому у багатьох випадках їх значення можуть в реальному часі перераховуватися на свердловинні умови. Під час проведення обробки також контролюються і реєструються багато параметрів устаткування – час роботи, тиски, вібрація і так далі. Ця інформація використовується для діагностики і профілактики проблем з устаткуванням, вона допомагає проводити технічне обслуговування і ремонт устаткування, а також удосконалювати розстановлення устаткування і дизайн ГРП при проведенні наступних робіт.

### 3.1 Перелік устаткування

Для успіху будь-якої роботи по ГРП життєво важливо зібрати належну комбінацію устаткування – насосів, змішувачів, вантажних автомобілів, устаткування, що контролює-управляє і електронного. Нижче даний основний список устаткування, приведений в такому порядку: від джерела водопостачання до гирла свердловини.

## **Подача і зберігання води**

### **Живлячий маніфольд**

Живлячий маніфольд забезпечує всмоктування з водяного резервуару (якщо він використовується), а також звичайний всмоктуючий колектор з не менше чим вісьмома 4-дюймовими всмоктуючими патрубками. Він використовується, тільки коли вода на змішувач поступає безпосередньо з водяного резервуару, або коли використовується перекачуючий водяний насос, щоб підтримувати місткості ГРП в наповненому стані.

### **Перекачуючий водяний насос**

Насоси низького тиску з великою подачею використовуються для перекачування води з водяного резервуару (чи іншого джерела води) в місткості ГРП і/або до змішувача. Перекачуючі насоси можуть вимагатися або не вимагатися, залежно від відстані між джерелом водопостачання і блендером, а також від їх взаємного розташування по висоті. Залежно від об'єму ГРП і відстані від джерела водопостачання, використовуватимуться один або більше насоси для перекачування води по стандартному 6-дюймовому зрошувальному трубопроводу ПВХ.

### **Місткості ГРП**

Для зберігання рідини розриву на місці проведення робіт використовуються автономні місткості на 500 баррелів ( $80 \text{ м}^3$ ). Ці "місткості ГРП" мають власні колеса, і їх можна легко перевозити зі свердловини на свердловину. Такі місткості мають як мінімум чотири 4-дюймові патрубки і 12-дюймовий поворотний дисковий затвор, які використовуються для спільного об'язування цих місткостей, що забезпечує загальне джерело води. Необхідна кількість місткостей ГРП залежить від розміру обробки. Якщо використовується комбінація водяного резервуару і місткостей, то зазвичай вимагаються чотири місткості ГРП.

## **Подача пропанту**

### **Система подачі піску (стаціонарна)**

Для подачі піску в блендер використовується встановлений на причепі бункер-накопичувач для піску, обладнаний стрічковим транспортером. подача

піску йде під власною вагою, в ній є засувка з гідравлічним управлінням. Кожен накопичувач має як мінімум два відсіки, причому пісок можна подавати з будь-якого відсіку або з обох відразу. Залежно від об'єму і максимальної концентрації пропанту, іноді вимагається більше одного бункера; в цьому випадку використовується центральний стрічковий транспортер для координації подачі піску в блендер.

### **Система подачі піску (мобільна)**

Для ГРП меншого об'єму зазвичай використовуються змонтовані на вантажному автомобілі установки для транспортування і подачі піску. Можливості цих установок аналогічні можливостям стаціонарних установок за винятком того, що їх об'єм значно менший, 35 000 - 60 000 фунтів (15.9 - 27.2 т) замість 250 000-500 000 фунтів (113.4 - 226.8 т). У разі дуже крупнооб'ємних ГРП мобільна система подачі може використовуватися для підживлення більших стаціонарних систем, таких як так званий "mountain mover" (що "пересуває гори").

### **Транспортер для піску**

Яка б система подачі піску – стаціонарна або мобільна – не використовувалася, розташування техніки для ГРП на свердловині може змусити нас використовувати стрічкову транспортерну систему для доставки піску до блендера. Більшість транспортерних систем монтуються на причепі, і їх маневреність дозволяє легко встановити їх в потрібному положенні на місці проведення робіт.

### **Приготування суспензій і змішення**

#### **Установка зачиннення / гідратації хімреагентів**

Є два методи зачиннення рідин до закачування. Перший: їх можна замішувати порційно в гідророзривних місткостях. Це дозволяє легко контролювати якість і постійність складу рідин, що подобається багатьом операторам, але це метод має і недоліки. Якщо відбуваються які-небудь затримки в закачуванні, загущені рідини можуть швидко псуватися, особливо при високих зовнішніх температурах. До того ж, невикористані рідини створюють певні екологічні проблеми, і їх необхідно утилізувати належним чином.

Другий метод – це змішувати рідини у міру потреби "на ходу", тобто, безперервно. Хімічні добавки, загусники і сшиватели змішуються з водою всі разом в гідратаційній місткості. Функціонування гідратаційної установки необхідно ретельно контролювати, щоб гель знаходився в ній достатній час для набрякання, перш ніж він потрапить в змішувач. (Одна з проблем із зачиненням за відсутності сучасної гідратаційної установки полягає в тому, що для належної гідратації необхідно коригувати рН. Це дуже делікатна операція, особливо при високих навколишніх температурах.) Добре відшкодована гідратаційна установка може ефективно змішувати як сухі, так і рідкі хімічні добавки. Використання гідратаційної установки безперервної дії мінімізує проблеми із замісом полімерів, які додаються в рідко-пастоподібній формі, – це усуває необхідність використовувати блендер для перемішування. Для введення добавок в рідину розриву потрібні двочі спільно дозуючі насоси, приєднані до головних нагнітальних ліній. Технологічні дані з гідратаційної установки передаються по кабелю в центр управління і постійно контролюються під час проведення робіт по ГРП.

### **Блендер (змішувач)**

Автономний блендер, який змонтований на вантажному автомобілі, сполучає воду, гель, пісок і інші добавки в одну однорідну суміш. Блендер розташовується в "серці" робіт по ГРП (рис. 3.2). Він сполучений з системою подачі рідини розриву як мінімум чотирма 4-дюймовими гнучкими шлангами (їх може бути до дванадцяти). Його вихідна сторона сполучена з впускною стороною гідророзривного манифольда 4-дюймовими гнучкими шлангами або безпосередньо до насосних агрегатів. Блендер має бути здатний безперервно додавати сухі і рідкі добавки і бути відкаліброваним, щоб забезпечувати дуже високу точність їх дозування. Продуктивність блендера визначається об'ємом і швидкістю, з якими він може приймати пропант. При проведенні ГРП, що вимагають високих концентрацій пропанту і високих темпів закачування, може використовуватися конфігурація з двома блендерами. Дані з блендера також передаються по кабелю на центр управління.



Рисунок 3.2 – Блендер розташовується в "серці" операції ГРП.

### Закачування

#### Маніфольд високого/низького (HI - LO) тиску

Маніфольд високого/низького тиску може бути змонтований на причепі (рис. 3.3), на автомобілі або на скіді. Колектор низького тиску ("LO") використовується для з'єднання виходу блендера зі всмоктуючою стороною насосних агрегатів ГРП. Від змішувача до маніфольду йдуть від чотирьох до восьми 4-дюймових гнучких шлангів, а додаткові гнучкі шланги йдуть до окремих всасам насосів ГРП. Стандартний маніфольд може обслуговувати вісім насосних агрегатів ГРП одночасно. Усі патрубки на колекторі низького тиску забезпечені двостулковими відсіювними хлипаками.

Сторона високого тиску маніфольда живиться від викиду насосних агрегатів ГРП по сталевих патрубках високого тиску і, у свою чергу, сполучає гирло свердловини з патрубками насосів високого тиску. Для фізичного з'єднання з гирлом свердловини використовується хлипак ГРП або пристрій захисту арматури фонтану від агресивних рідин. Кожна лінія до колектора високого тиску і від нього включає (попередньо) контрольний хлипак на 15 000 psi (103.4 МПа) для управління рухом рідини і замочний хлипак на 15 000 psi (103.4 МПа).





Рисунок 3.3 – Маніфольд високого і низького тиску, змонтований на траку

#### **Маніфольд високого тиску**

Для малооб'ємних ГРП (тобто, коли насосні агрегати ГРП приєднані безпосередньо до блендера) використовується простий маніфольд високого тиску для з'єднання викидів насосних агрегатів і оброблюваної свердловини. І знову-таки, використовуються контрольні хлипаки і замочні хлипаки високого тиску.

#### **Насосні агрегати ГРП**

Якщо змішувач – це серце, то насосні агрегати ГРП – це м'язи операції ГРП (рис. 3.4). Ці насоси забирають робочу рідину під низькому тиском (близько  $60 \text{ psi} = 4 \text{ atm}$ ) і викидають під необхідним тиском в тисячі  $\text{psi}$  (сотні атмосфер). Ці плунжерні насоси прямого витіснення бувають декількох типорозмірів. Найчастіше використовується триплексна конфігурація (три плунжери). Зараз набувають популярності насосні агрегати ГРП типу квінтаплексе (5-плунжерні), і вони, звичайно, можуть перекачувати більше рідини і при вищих тисках, ніж триплексні. Гідравлічна потужність цих насосних агрегатів варіює від менше 1000 гідравлічних л.с. у ранніх моделей триплексних насосів до значно більш 2000 гідравлічних л.с. у останніх моделей насосів типу квінтаплексе.

Насосні агрегати монтуються на траку або на причепі. Вони забезпечені системою відключення на високому тиску, управління ними повинно вестися дистанційно по кабелю.



Рисунок 3.4 – Насосні агрегати ГРП є "м'язами" операції ГРП.

### Трубопроводи високого тиску

Для під'єднування викидної сторони насосних агрегатів ГРП до манифольда, а манифольда до свердловини вимагаються розраховані на високі тиски трубні секції, швидкокорозійні з'єднання з накладною крильчатою гайкою, патрубків-розгалужувачів, шарніри (чи "чиксани"), контрольні хлипаки, запобіжні хлипаки і замочні хлипаки. Ці деталі, часто збирально звані "трубним обв'язуванням" або "технологічним трубами" (чи "treating iron" по-англійськи), бувають діаметром 2, 3 і 4 дюйми і на різні номінальні тиски.

Патрубок-розгалужувач часто використовується біля гирла свердловини для спільного підведення двох ліній високого тиску від манифольда до однієї точки нагнітання. Контрольні хлипаки ізолюють устаткування для ГРП від протитиску в нагнітальній свердловині. Якщо з якої-небудь причини тиск в гідророзривній лінії перевищить максимальний заданий тиск, то відкривається запобіжний хлипак, щоб скинути тиск і попередити ушкодження устаткування

або травму персоналу. Як додаткова контрольна точка в трубопроводі вище за гирло свердловин також використовується пробковий хлипак. Щоб мінімізувати вплив вібрації і труб і переміщення труб на жорсткі з'єднання, усе устаткування високого тиску сполучене з використанням як мінімум двох секцій "коротишей" з шарнірним з'єднанням ("чиксаном") посередині. Додаткові шарнірні з'єднання часто використовуються для спрощення обв'язування гирла і подальшої мінімізації впливу вібрації.

### **Гнучкі шланги**

Чотирнадцятидюймовий гнучкий шланг, розрахований на тиск 150 psi (1.03 МПа) і зазвичай експлуатований при 60 psi (0.41 МПа), зазвичай використовується для під'єднування джерела водопостачання до змішувача, а також змішувача до манифольду, а також для подачі робочої рідини до всасам насосних агрегатів; 12-дюймові гнучкі шланги зазвичай використовуються для спільного обв'язування місткостей ГРП, щоб створити єдине джерело водопостачання.

### **Моніторинг і контроль і забезпечення якості**

#### **Станція ГРП**

Усе устаткування, витрати рідин і кригічні тиски контролюються центральною станцією управління, який в просторіччі часто називають "станцією ГРП" (рис. 3.5). У станції ГРП дані візуалізуються, реєструються, обробляються і щохвилини роздруковуються. Оператор ГРП – це людина, що відповідає за моніторинг потоку даних з програмованого дисплея і пульта управління. Як мінімум, на дисплеї постійно висвічується витрата пульпи, концентрація пропанту, тиск обробки на гирло, а також час, минулий з початку обробки.

Станції ГРП, оснащені численними дисплеями і що мають можливість паралельної обробки даних, дозволяють одночасно обробляти і оцінювати ці обробки пласта в реальному часі.



Рисунок 3.5 – В "станції ГРП" ведеться моніторинг усіх життєво важливих даних:

### **Станція контролю якості**

Мобільна хімічна лабораторія використовується для того, щоб "вихоплювати зразки" і аналізувати їх і під час проведення ГРП. Типова мобільна лабораторія включає, як мінімум: рН-метр; температурний зонд; набір сит для пропанту і механічні класифікатори для ситового аналізу; лабораторні ваги; змішувач; водяний термостат; віскозиметр і, можливо, вбудований віскозиметр; а також різне приладдя, такі як чашки, мішалки, рукавички, фільтри, довідкові посібники, мікрохвильова піч. Мобільна лабораторія зазвичай оснащена власним генератором для електроживлення усього устаткування.

### **Засоби зв'язку**

Усі оператори будь-якої техніки, людина, контролююча джерело водопостачання, а також будь-який інший персонал, критичний для проведення робіт по ГРП, повинен мати постійний двосторонній зв'язок з оператором ГРП, у будь-який момент. Устаткування зв'язку зазвичай вбудоване в центр управління, і виробники таких агрегатів пропонують декілька варіантів.

### **Дистанційний моніторинг**

Дистанційний моніторинг "доставляє" майданчик свердловини безпосередньо клієнтові, забезпечуючи зв'язок в реальному часі через супутник. Мож-

ливість передачі даних по супутниковому каналу стає пріоритетною для усіх робіт ГРП, що проводяться у віддалених районах. Виробники центрів управління тепер пропонують супутниковий варіант.

### Дистанційне керування

Коли використовується декілька насосних агрегатів ГРП (майже завжди), число операторів можна обмежити, використовуючи пульти дистанційного керування. Кожен пульт дистанційного керування може обслуговувати до чотирьох насосних агрегатів, а один оператор може обслуговувати два пульти. Устаткування новіших моделей може бути вбудоване безпосередньо в центр управління, хоча це не завжди необхідно.

### Інше

Трубовозка, обладнана краном або підйомником на шасі трака використовується для транспортування усіх технологічних труб високого тиску і допомагає в зборці трубного об'язування.

Проведення таких складних робіт, як ГРП, необхідно планувати на денний час. Іноді, або із-за затримок, механічних поломок, або із-за об'єму ГРП, вимагається проводити роботи в нічний час. Для цієї ситуації вимагаються освітлювачі ГРП. Це світильники великої інтенсивності, на кшталт тих, які використовуються на стадіонах, змонтовані на телескопічних щоглах, і кожен комплект зі своїм власним генератором.

Сталеві стійки і сталеві канати використовуються для закріплення усіх напірних ліній високого тиску при проведенні ГРП. Трубне об'язування високого тиску, не закріплене належним чином, може неконтрольовано мотатися на всіх напрямках, якщо станеться її розрив під час нагнітання, що створить велику небезпеку ушкодження устаткування і травм для персоналу.

Хоча насправді немає типової комплектації і розставлення для устаткування ГРП – монтаж "розставлення ГРП" сильно міняється залежно від географічного району і очікуваних тисків, температур і об'ємів, пов'язаних з кожною конкретною операцією, - в табл. 3.1 наводиться приклад устаткування, яке могло б входити до складу відносно невеликого розставлення.

Таблиця 3.1 – Приклад "розставлення ГРП"

Устаткування	Технічні характеристики	К-ть	Примітки
Місткості ГРП	по 500 барелів (80 м <sup>3</sup> ) кожна	6-8	
Блендер	120 барр/мін (19 м <sup>3</sup> /хв)	1	Чи 2 по 60 барр/хв (9.5 м <sup>3</sup> /хв)
Насосні агрегати ГРП	Гідравлічною потужністю 2000 л.с., 14 барр/хв (2.23 м <sup>3</sup> /хв)	5	Одні резервний
Маніфольд	10 000 psi (69 МПа)	1	Змонтований на причепі
Гнучкі шланги	4-дюймові, 30 футів (9.14 м), 125 psi (0.86 МПа) і 3-дюймові, 30 футів (9.14 м), 125 psi (0.86 МПа)	кожних по 28	по 12 кожних для насосних агрегатів, по 16 кожних для змішувача і блоку гідратації
Короткі патрубки ("коротиши")	3 - або 4-дюймові, 10 000 psi (69 МПа), завдовжки 8 футів (2.44 м)	20	12 для насосів, 2 для лінії ГРП, 6 запасних
Короткі патрубки ("коротиши")	3 - або 4-дюймові, 10 000 psi (69 МПа), завдовжки 2, 3, 4 фут (0.6, 0.9, 1.2 м)	кожних по 4	
Короткі патрубки ("коротиши")	3 - або 4-дюймові, 10 000 psi (69 МПа), завдовжки 20 фут (6.1 м)	8	4 для гідророзривної лінії, 2 для обросової лінії, 2 запасних
Шарнірні з'єднання	3 - або 4-дюймові, 10 000 psi (69 МПа)	30	по 3 для кожного насосного агрегату, 6 для лінії ГРП, 9 запасних
Гілкові муфти	3 - або 4-дюймові, 10 000 psi (69 МПа)	5	4 запасних
Запобіжні хліпаки	3 - або 4-дюймові, 10 000 psi (69 МПа)	3	2 запасних
Замочні хліпаки	3 - або 4-дюймові, 10 000 psi (69 МПа)	11	8 запасних
Контрольні хліпаки	3 - або 4-дюймові, 10 000 psi (69 МПа)	5	3 запасних
Блоки управління насосами	Кожен на 4 насосні агрегати ГРП	3	1 запасний
Датчики витрати ріднини	10 000 psi (69 МПа)	3	2 запасних
Датчики тиску	10 000 psi (69 МПа)	3	2 запасних
Центр управління	Характеристики від постачальника	1	
Радіостанції для двостороннього зв'язку	Дальність дії 3.2 км	16	По одній для кожного критичного працівника на місці робіт, 8 запасних
Земна станція супутникового зв'язку	Характеристики від постачальника	1	Усе більше число компаній вимагають дистанційного моніторингу
Протигаз	Характеристики від постачальника	4	Для осіб, що працюють з токсичними хімікатами, 2 запасних
Засоби відвідувального захисту	Каски, захисні окуляри, рукавички	12 компл.	По одному комплекту на людину
Світлячки для ГРП	Великої потужності, на телескопічних щоглах	4	

### 3.2 Стандартні процедури забезпечення якості операцій ГРП

Перед кожною операцією ГРП виробляється ряд контрольних перевірок для підтвердження експлуатаційних параметрів усіх рідин і проппанту. Сам процес виконання ГРП повинен жорстко контролюватися, з тим, щоб в міру можливості можна було внести зміни в реальному часі, щоб поліпшити результат обробки, і (2) щоб можна було належним чином оцінити існуючі недоліки у виконанні ГРП після його проведення.

#### – Тестування до виробництва робіт

До закачування кожна ГРП місткість має бути обмірена і перевірена на питому вагу, рН і температуру. З кожної місткості мають бути відібрані зразки і випробувані з геліруючим агентом на в'язкість і час роботи сшивателя. Усереднена проба рідини випробовується з хімреагентами з місця проведення робіт.

#### – Атестація проппанту

На місці проведення робіт проводиться ситовий аналіз проппанту. Якщо проппант не відповідає прийнятному стандарту, випробовується кожен відсік окремо.

#### – Опис перед проведенням робіт

До початку проведення робіт заповнюється Контрольна Відомість Обробки з вказівкою початкових об'ємів усіх хімреагентів і робочій рідині на місці проведення робіт. Склад проппанту інспектується візуально, і кількості зіставляються з ваговими ярликами.

#### – Тестування і реєстрація робіт

Рідини і хімреагенти фізично обміряються кожні 5000 галонів (18.9 м<sup>3</sup>) або з максимально можливою частотою. Відбираються зразки подушки і двох-трьох стадій пульпи, разом з відповідними зразками проппанту.

#### – Забезпечення якості в реальному часі

На додаток до звичайних параметрів ГРП, що візуалізуються, таким як витрата рідини, тиск, ефективний тиск і концентрація піску, повинні також ві-

зуалізуватися і реєструватися наступні параметри: рН, температура рідини, в'язкість, а також усі аддитивні витрати рідин.

– Звіти після проведення робіт

На додаток до стандартних вихідних даним про ГРП, звіт про ГРП повинен містити наступне: ситовий аналіз проппанту і форму контролю якості, форму контролю якості води, форму змішення робочої рідини і контролю якості, звіт про ГРП в реальному часі.

### 3.3 Примусове закриття тріщини

Протягом багатьох років існувала загальноприйнята практика закривати свердловину на гирло на декілька годин, на ніч, або на декілька днів після проведення ГРП. Вважалося, що при довшому часі зупинки свердловини тріщина стулюється (чи "заліковується"), а також що при цьому будь-які загушені рідини мають час розкластися повністю до води.

Проте тріщини, особливо в щільних пластах, можуть вимагати довгого часу для повного стулювання, а протягом цього часу може статися надмірне осідання проппанту (винесення його у свердловину). Якщо тріщина втрачає провідність біля свердловини, обробка може зрватися. Будь-який ефект передавлення в приствольовій зоні або зменшення провідності проппантною набивання може переважити вигоди від повнішого очищення рідини в проппантно й набиванні.

З цієї причини сьогодні часто застосовується методика, звана "примусовим закриттям тріщини". Примусове закриття полягає в тому, що відбір робочих рідин зі свердловини починають відразу ж після закінчення закачування (протягом першої ж хвилини) з дебітом від десятків галонів (від 40 л/хв до перших сотень л/хв) до декількох (2-3) баррелів в хвилину (300-500 л/хв), залежно від числа і розміру перфораційних отворів. Дебіти можна контролювати з використанням таблиць тисків і штуцерів.



Примусове закриття не обов'язково викликає швидке ступовання тріщини (як впливає з назви), але воно швидше призводить до чогось на кшталт створенню гравієвого фільтру у перфораційних отворів методом зворотної циркуляції. Це може бути ефективним способом запобігання осіданню пропранту у свердловині. Хоча це деяким чином суперечить інтуїтивним представленням, досвід показує, що пропрант не витікає через перфораційні отвори, навіть якщо зі свердловини інтенсивно відбирають в'язкі рідини.

Основна вигода цього негайного відтоку полягає в тому, що надлишковий тиск рідини (створене під час ГРП) допомагає очистити тріщину і почати видобуток. При традиційному підході із зупинкою свердловини цей тиск розсіюється до того, як свердловину відкривають на приплив. Примусове закриття тріщини також забезпечує деяку свободу дій в підборі рецептури деструкції для робочої рідини. Застосування занадто швидкодіючих графіків дії деструкції може привести до передчасної втрати в'язкості гелем ГРП і швидкому випаданню пропранту. У ідеальному випадку свердловина повинна спочатку віддати деяку кількість нерозрідженого гелю після успішного проведення гідророзриву.

Є відчуття, що домінуючий механізм в примусовому закритті – це створення фільтрового набивання з пропранту навпроти перфораційних отворів. Це чітко пояснювало б спостережуване зменшене винесення пропранту і поліпшена провідність тріщини поблизу свердловини. Примусове закриття також повинне сприяти кращому контакту зерен пропранту між собою при ГРП з використанням піску із смітним покриттям.

Як попутна вигода, штучне підвищення тиску в пласті, що створюється в процесі ГРП, часто є достатнім для очищення свердловини від надлишкового пропранту при проведенні примусового закриття тріщини. Завдяки цьому буває можливо уникнути додаткових витрат, які інакше було б потрібно для очищення свердловини за допомогою гнучкої труби (НКТ) або желонкою.

При проведенні ГРП із застосуванням газу під тиском або піни, робочий флюїд необхідно швидко і енергійно відібрати з пласта, щоб скористатися перевагою застосування стислого газу. Зупинка на будь-який час свердловини пі-

сля ГРП, поки  $\text{CO}_2$  або  $\text{N}_2$  знаходиться в тріщині, призводить до зворотних результатів. Пласти з будь-якою проникністю швидко абсорбують стислий газ з робочої рідини.

### 3.4 Контроль якості при високопроникному ГРП

Багато раних високопроникні ГРП виявилися невдачними через проблеми з устаткуванням і відсутність контролю якості рідини і пропантів. Як правило, заходи по строгому контролю якості, що стали стандартними для крупнооб'ємних ГРП на суші, не були відразу впроваджені при проведенні малооб'ємних ГРП типу фрак-пак на морських свердловинах. Це викликало скептичне відношення до цих робіт і дещо уповільнило впровадження технології високопроникних ГРП. На додаток до процедур контролю якості, які в решті-решт були введені усіма великими сервісними компаніями, стало загальноприйнятою практикою, що нафтовидобувна компанія виділяє консультанта або власного штатного фахівця для нагляду за контролем якості при проведенні більшості високопроникних ГРП.

#### Висновки за розділом

1. В розділі розглянуто особливості устаткування для проведення гідравлічного розриву пласта.
2. Проаналізований перелік устаткування для ГРП, стандартні процедури забезпечення якості, а також питання контролю якості при ГРП.
3. Особлива увага приділена питанням, пов'язаним з примусовим закриттям тріщин.

## 4 ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ З ГІДРОРОЗРИВУ ПРОДУКТИВНОГО ПІЛАСТА

Проаналізуємо геолого-технічні умови проведення робіт з капітального ремонту за допомогою колпюбінгової установки в умовах свердловини 201 Меліхівського газоконденсатного родовища.

### 4.1 Геолого-технічні дані

- 1.1 Вибій свердловини: 3 980 м;
- 1.2 Цементний міст: - м;
- 1.3 Штучний вибій: 3 780 м
- 1.4 Конструкція свердловини:

Колона	Діаметр, мм	Інтервал, м	ВПЦ
Кондуктор	426	0-155	До гирла
Технічна колона	324	0-1872	До гирла
Технічна колона	245	0-3224	До гирла
Експлуатаційна колона	168/178	0-3980	0-3855

### 1.5 Компонівка експлуатаційної колони:

Ø, мм	Інтервал спуску «від», м	Інтервал спуску «до», м	Товщина стілки	Довжина сек- ції, м	Об'єм, м <sup>3</sup>
168	3855	3980	10,6	125	2,11
178	3091	3855	10,36	764	14,84
178	1150	3091	10,36	1941	37,69
178	156	1150	10,36	994	19,30
178	0	156	11,51	156	2,94
Усього:					76,89

### 1.6 Продуктивний горизонт: Г-12в.

Перфорація горизонту: 3790-3807 м, 3782-3785 м, 3745-3767 м  
 ПНКТ0144мм 16 отв./п.м. Повторна перфорація: 3751-3764 м ЗПК-62м 18 отв./м.

Колонна головка: ОКК3-35-178x245x324x426 К1

Фонтанна арматура: АН2-80/50x105;

1.7 Свєрдловина: вертикальна;

1.8 Компонувка ліфту НКТ:

Елемент компонентки	Ø зовн, мм	Ø внут., мм	Марка	Довжина секції, м	Об'єм, м <sup>3</sup>
Воронка	105	76		0,1	
НКТ Ø 88,9x7,34	88,9	74,22	P-110	4,64	0,36
Перехідник	105	62		0,19	
Пакер	149,23	63,5		2,00	0,01
Перехідник	105	62		0,17	
НКТ Ø 88,9*7,34	88,9	74,22	P-110	3 689	15,95
Підвісний перехідник НКТ	104	52		0,14	
Відстань до стола ротора				5,6	0,02
Усього:				3 700	16,01

1.9 Пакер: HD 7"x2" 3/8 встановлено на глибині 3 690 м та опресована на 90 атм.;

1.10 Воронка НКТ на глибині 3 700 м

1.11 Об'єм наземної лінії: 1,76 м<sup>3</sup>;

1.12 Об'єм стовбура св-ни: 17,56 м<sup>3</sup>;

1.13 Об'єм ліфту НКТ: 16,01 м<sup>3</sup>;

## I.14 Геологічні дані:

№	Найменування параметру	Значення	Од. ви- міру
1	Назва родовища	Мелихівське	Назва
2	№ свердловини	201	№
3	Індекс продуктивного пласта	Г-12в	-
4	Потужність продуктивного пласта	6	м
5	Інтервал перфорації	3790-3807, 3782-3785 3767-3745, 3791-3806, 3751-3764	м
6	Тип перфоратора і кількість перфорацій- них отворів	ЗПК-62М 18 от./м.	-
7	Абсолютні позначки покрівлі пласта по даній свердловині, м	-3498.81-3511.59	м
8	Пластовий тиск (поточний)	70	атм
9	Температура продуктивного пласта	83	°С
10	Пористість	9,8	%
11	Проникність	1	мД
12	Тиск насичення	70	атм
13	Діаметр експлуатаційної колонни	178/168	мм
14	Тиск опресування експлуатаційної колонни	330	атм
15	Альтитуда ротора	165,4	м
16	Глибина поточного забою	3780	м
17	Максимальний кут в свердловині/глибина	34/2430	°/м
18	Зенітний кут в інтервалі перфорації	12	0
19	Азимут в інтервалі перфорації	13	0

Розрахунок був здійснений за методикою, викладеною в [1].

Поточний дебіт рідини  $Q_n = 95 \text{ м}^3/\text{доб}$ ; поточна обводненість  $W = 0$ ; прийомистість агрегатом  $q_0 = 250 \text{ м}^3/\text{доб}$  при тиску  $\Delta p_{0r} = 20 \text{ МПа}$ .

Для проведення ГРП у свердловину спускаються НКТ марки Е діаметром  $d_r = 89 \text{ мм}$  на глибину 3300 м якір з пакером ПВН.

При ГРП застосовують наступні рідини: рідину розриву і продавлюючу рідину - водний розчин 0,2 % неонола густиною  $\rho_{xp} = 1000 \text{ кг/м}^3$ ; буферну рідину і пісконосій – водний 0,4 %-ний розчин ПАА в'язкістю  $\mu_{р,д} = 40 \text{ МПа} \cdot \text{с}$  і густиною  $\rho_{xm} = 1000 \text{ кг/м}^3$ .

Середня проникність  $k = 0,01 \text{ мкм}^2 = 10 \text{ фм}^2$ , пористість порід  $m = 0,13$ , коефіцієнт Пуассона для порід  $\nu = 0,25$ , модуль Юнга  $E = 104 \text{ МПа}$ , щільність порід  $\rho_{п} = 2600 \text{ кг/м}^3$ .

Витрату рідини-пісконосія змінювали в діапазоні  $q_0 = 250\text{-}5000 \text{ м}^3/\text{доб}$ .

Насосні агрегати УН1- 630 х 700А (4АН- 700) мають максимальний робочий тиск 70 МПа, але надійно працюють тільки при тиску, що не перевищує 60 МПа.

#### 4.2 Визначення тиску і витрати рідини під час ГРП

Визначимо середню глибину інтервалу перфорації :

$$H_n = (H_{mn} + H_{mm})/2 = (3554 + 3657)/2 = 3605 \text{ м.} \quad (4.1)$$

Розрахуємо тиск на вибої  $p_0$  під час випробування свердловини на прийомистість при тиску на гирло  $p_{0r}$ . Оскільки для цього застосовують малов'язку рідину (водний розчин ПАВ на гирло) з невеликою витратою ( $q_0 = 250 \text{ м}^3/\text{доб}$ ), то гідравлічні втрати незначні – приблизно  $\Delta p_{xp} = 0,02 \text{ МПа}/100 \text{ м}$  в 89-мм НКТ:

$$p_0 = p_{0r} + 10^{-5} H_r \rho_{xp} - 0,01 H_r \Delta p_{xp}; \quad (4.2)$$

$$p_0 = 20 + 10^{-5} \cdot 2800 \cdot 1000 - 0,01 \cdot 2500 \cdot 0,02 = 20 + 28 - 0,5 = 47,5 \text{ МПа.}$$

Знаходимо початковий коефіцієнт прийомистості свердловини для відомих значень  $q_0$  і  $p_0$  :

$$K_0 = q_0 / (p_0 - p_{\text{min}}) = 250 / (47,5 - 26,0) = 11,6 \text{ м}^3 / (\text{доб} \cdot \text{МПа}). \quad (4.3)$$

Розрахуємо очікуваний тиск на вибої під час ГРП при чотирікратному збільшенні прийомистості по формулі

$$p = p_0 + (\eta/A)K_0 \quad (4.4)$$

де  $A = \text{tg } \beta$  – тангенс кута нахилу кривих до осі тисків;  $\eta > 3$  – планована кратність збільшення коефіцієнта прийомистості, зазвичай приймають  $\eta = 4-6$ .

Визначимо  $A$  по емпіричній формулі для родовищ Полтавщини

$$A = \text{tg } \beta = 13650 / (10p_0)^{1,235} = 13650 / (10 \cdot 47,5)^{1,235} = 6,75; \quad (4.5)$$

$$p_{p4} = 47,5 + 4 \cdot 11,6 / 6,75 = 47,5 + 6,9 = 54,4 \text{ МПа}.$$

Очікуваний максимальний тиск під час ГРП визначимо як

$$p_{p.m} = 1,06 p_{p4} = 1,06 \cdot 54,4 = 57,8 \text{ МПа}. \quad (4.6)$$

Визначимо очікувану максимальну витрату рідини для ГРП по формулі

$$q_m = A_{qm} K_0 (A_p p_{p4} - p_{\text{min}}), \quad (4.7)$$

де  $A_{qm}$  – очікуване збільшення тиску  $p_{p4}$  при максимальній витраті, приймаємо  $A_{qm} = 6,7$  для рідини в'язкістю  $\mu_{p.l.} = 40 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ .

Тоді

$$q_m = 6,7 \cdot 11,6 (57,8 - 26) = 2472 \approx 2500 \text{ м}^3 / \text{доб}.$$

Розрахуємо тиск в гирло свердловини (на насосних агрегатах) під час нагнітання в пласти рідини розриву по формулі

$$p_{\text{жрп}} = p_{p.m} - p_{\text{гст}} + p_{\text{штг}}. \quad (4.8)$$

Гідрравлічні втрати складаються з втрат в 89-мм трубах і втрат в 140-мм колоні. Розрахуємо їх для турбулентного режиму:

у трубах

$$\begin{aligned} p_{\text{штг.т}} &= 0,01 H_e (6,02 \cdot 10^5 \rho_{\text{ж.р}}^{0,75} (q_m / 1440)^{1,75} \mu_{\text{ж.р}}^{0,25}) / (d_t - 2\delta_t)^{4,75} = \\ &= 0,01 \cdot 2500 \cdot (6,02 \cdot 10^5 \cdot 1000^{0,75} (2500 / 1440)^{1,75} \cdot 1^{0,25}) / (89 - 12)^{4,75} = \\ &= 25 (6,02 \cdot 10^5 \cdot 177,8 \cdot 2,62 \cdot 1) / 77^{4,75} = 25 \cdot 2804,3 \cdot 10^5 / 9437,6 \cdot 10^5 = \\ &= 25 \cdot 0,307 = 7,67 \text{ МПа}; \end{aligned}$$

у обсадній колоні

$$\begin{aligned} p_{\text{штг.к}} &= 0,01 (H_n - H_r) (6,02 \cdot 10^5 \rho_{\text{ж.р}}^{0,75} (q_m / 1440)^{1,75} \mu_{\text{ж.р}}^{0,25}) / (D_c - 2\delta_c)^{4,75} = \\ &= 0,01 (2800 - 2500) [6,02 \cdot 10^5 \cdot 1000^{0,75} (2500 / 1440)^{1,75} \cdot 1^{0,25}] / (146 - 20)^{4,75} = \end{aligned}$$

$$= (28 - 25) 2804,3 \cdot 10^5 / 94789 \cdot 10^5 = 3 \cdot 0,3 = 0,09 \text{ МПа.}$$

Отже, гідравлічні втрати

$$p_{\text{пот}} = p_{\text{пот.г}} + p_{\text{пот.к}} = 7,67 + 0,09 = 7,76 \text{ МПа.}$$

Порівнюючи витрати на 100 м довжини НКТ і колони, а саме, 0,307 і 0,03 МПа/100 м, бачимо, що останні вдесятеро менше, тому в наближених розрахунках тиску під час ГРП їх можна не враховувати. Але ми виробимо точний розрахунок.

Таким чином, по формулі (4.8)

$$p_{\text{жру}} = 57,8 - 28 + 7,76 = 37,6 \text{ МПа.}$$

Визначимо тиск під час нагнітання в пласт буферної рідини. Для цього спочатку розрахуємо гідравлічні втрати в НКТ і колоні по тих же формулах, як і під час нагнітання рідини розриву.

Аналізуючи розрахунки п. 7 бачимо, що гідровтрати під час нагнітання в'язкої рідини з  $\mu_{\text{вж}} = 40 \text{ МПа} \cdot \text{с}$  і  $\rho_{\text{бж}} = 1000 \text{ кг/м}^3$  будуть більше, ніж при нагнітання воді, оскільки  $(\mu_{\text{вж}})^{0,25} = 40^{0,25} = 2,515$ .

Отже, витрати в НКТ будуть збільшені в 2,515 рази, а саме:

$$p_{\text{пот.г}} = 25 \cdot 0,307 \cdot 2,515 = 25 \cdot 0,772 = 19,3 \text{ МПа;}$$

$$p_{\text{пот.к}} = 3 \cdot 0,03 \cdot 2,515 = 3 \cdot 0,075 = 0,226 \approx 0,2 \text{ МПа;}$$

$$p_{\text{пот}} = 19,3 + 0,2 = 19,5 \text{ МПа.}$$

Очікуваний тиск на гирло під час нагнітання буферної рідини

$$p_{\text{бжру}} = 57,8 - 28 + 19,5 = 49,3 \text{ МПа.}$$

10. Тиск під час нагнітання рідини-пісконосія визначаємо з урахуванням впливу піску на гідравлічні втрати.

Для цього розрахуємо щільність і умовну в'язкість суміші рідини з піском.

Щільність суміші

$$p_{\text{см}} = [C_{\text{п}} / (C_{\text{п}} + \rho_{\text{п}})] (\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{бж}}) + \rho_{\text{бж}} \quad (4.9\text{-а})$$

де  $C_{\text{п}} = 90 \text{ кг/м}^3$  – концентрація піску в рідині;  $\rho_{\text{бж}}$  – щільність буферної рідини і рідини-пісконосія,  $\text{кг/м}^3$ .

Отже

$$p_{\text{см}} = 90 / (90 + 2550) \cdot (2550 - 1550) + 1000 = 0,034 \cdot 1550 + 1000 = 1053 \text{ кг/м}^3.$$



Умовна в'язкість суміші

$$\mu_{\text{см}} = \mu_{\text{ска}} \exp(3,18 \cdot 0,034) = 44,6 \text{ мПа} \cdot \text{с}. \quad (4.9-6)$$

Визначимо множник збільшення гідровтрат (витрати)

$$(\mu_{\text{см}})^{0,25} = (44,6)^{0,25} = 2,584.$$

Отже, втрати тиску в трубах і колоні

$$p_{\text{пот}} = 25 \cdot 0,307 \cdot 2,584 + 3 \cdot 0,03 \cdot 2,584 = 19,83 + 0,23 = 20,06 \text{ МПа}.$$

Очікуваний тиск на гірло під час закріплення тріщин піском

$$p_{\text{гир}} = 57,8 - 28 + 20,06 = 49,9 \text{ МПа}.$$

Таким чином, порівнюючи максимальні очікувані тиски на усіх етапах ГРП ( $p_{\text{гир}} = 37,6 \text{ МПа}$ ;  $p_{\text{бжу}} = 49,3 \text{ МПа}$  і  $p_{\text{гир}} = 49,9 \text{ МПа}$ ), бачимо, що вони менше практично можливих для вживаних насосних агрегатів УН1-630x70А (4АН-700) тисків на 60 МПа. Тому ГРП у свердловині наявними технічними засобами можливий.

#### 4.3 Визначення об'єму рідин для ГРП і маси закріплювача тріщин

Визначимо необхідну напівдовжину вертикальної тріщини, яка повинна забезпечити мінімальний приріст дебіту по формулі

$$L = 143 \cdot k^{0,27} = 143 \cdot 10^{-0,27} = 143 \cdot 0,537 = 76,8 \text{ м}. \quad (4.10)$$

Поверхня фільтрації двох напівдовжин тріщини по формулі

$$S_{\text{тр}} = 2Lh = 2 \cdot 76,8 \cdot 12 = 1843 \text{ м}^2. \quad (4.11)$$

Необхідний питомий розподіл закріплювача в тріщині при  $0,07 \leq m < 0,013$ , визначимо по формулі

$$m_c = 10 + 100(m - 0,11) = 10 + 100 \cdot (0,13 - 0,11) = 12 \text{ кг/м}^3. \quad (4.12)$$

Маса піску, необхідна для закріплення тріщини, визначимо як

$$M_{\text{п}} = S_{\text{тр}} m_c / 1000 = 1843 \cdot 12 / 1000 = 22,1 \text{ т}. \quad (4.13)$$

Об'єм рідини розриву розраховуємо відповідно з потребою дослідження на прийомистість із зростаючою витратою рідини і початковим розкриттям тріщин. Зазвичай  $V_{\text{р}} = 20-30 \text{ м}^3$  малов'язкої рідини.

Об'єм рідини-пісконосія визначуваний виходячи з необхідної маси піску і допустимої його концентрації.

Рекомендована концентрація піску

$$C = 4000 / u, \quad (4.14)$$

де  $u$  – швидкість падіння, м/год

$$u = 638\mu^{0.73} \quad (4.15)$$

Тоді

$$C_n = 4000/638\mu^{0.73} = 6,27 \cdot 14,77 = 92,6 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо допустиму концентрацію піску  $C_n = 90 \text{ кг/м}^3$ . Об'єм рідини-пісконосія визначуваний по залежності

$$V_{\text{жл}} = 1000M_{\text{пс}}/C_n = 1000 \cdot 22,1/90 = 246 \text{ м}^3. \quad (4.16)$$

Об'єм буферної рідини знаходимо по умові

$$V_{\text{бк}} = 0,3 V_{\text{жл}} = 0,3 \cdot 246 = 74 \text{ м}^3.$$

Об'єм продавлюючої рідини розраховуємо по формулі

$$V_{\text{пк}} = 0,785(H_T d_{\text{н.т}}^2 + (H - H_T) D_{\text{пк}}^2) \quad (4.17)$$

Тоді, підставляючи чисельні значення отримаємо

$$V_{\text{пк}} = 0,785[2500 \cdot 0,077^2 + (2800 - 2500)0,146^2] = 0,785(14,8 + 6,4) = 16,6 \text{ м}^3.$$

Таким чином, під час ГРП у свердловину захитаються послідовно  $30 \text{ м}^3$  рідини розриву;  $74 \text{ м}^3$  буферної рідини;  $246 \text{ м}^3$  рідини-пісконосія;  $16,6 \text{ м}^3$  продавлюючої рідини і  $22 \text{ т}$  піску.

#### 4.4 Визначення розмірів тріщин, що утворились при ГРП

Напівдовжину одного крила двосторонньої вертикальної тріщини розраховуємо по залежності.

$$L = (V_{\text{жл}} q_{\text{м}} / 2\pi^2 h^2 m k p_{\text{г.б.}})^{0.5} \quad (4.18)$$

де  $p_{\text{г.б.}}$  – бічний гірський тиск, визначуваний по залежності

$$p_{\text{г.б.}} = (\Delta p_c + \Delta p_0)/2. \quad (4.19)$$

Знаходимо значення  $\Delta p_0$  – перепаду тиску між свердловиною і пластом на початку розкриття тріщин, рівне репресії на пласт на вістря тріщини в глибині пласта:

$$\Delta p_0 = p_0 - p_{\text{пл}} = 47,5 - 26,0 = 21,5 \text{ МПа.} \quad (4.20)$$

Перепад тиску між вибоєм свердловини і пластом під час ГРП

$$\Delta p_c = p_{p,к} - p_{\text{пл}} = 57,8 - 26 = 31,8 \text{ МПа.}$$

Отже

$$p_{r,б} = (31,8 + 21,5)/2 = 26,7 \text{ МПа.}$$

Для ідеально пружних порід з теоретичних міркувань бічний гірський тиск можна розрахувати по формулі

$$p_{r,б} = [v/(1-v)] \cdot H \rho_{\text{п}} g \cdot 10^6 \quad (4.21)$$

Тоді

$$p_{r,б} = [0,25/(1-0,25)] \cdot 2800 \cdot 2600 \cdot 9,81 \cdot 10^6 = 23,8 \text{ МПа.}$$

З визначених двох значень вибираємо більше або

$$p_{r,б} = 26,7 \text{ МПа} = 26,7 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Розрахуємо напівдовжину тріщини, що утворюється під час нагнітання рідини розриву за таких умов:  $V_{\text{ар}} = 30 \text{ м}^3 = 30 \cdot 10^6 \text{ см}^3$ ;  $q = 2500 \text{ м}^3/\text{доб} = 29000 \text{ см}^3/\text{с}$ ;  $\mu_{ж,р} = 1 \text{ МПа} \cdot \text{с} = 0,001 \text{ Па} \cdot \text{с}$ ;  $h = 12 \text{ м} = 1200 \text{ см}$ ;  $h_2 = 1,44 \cdot 10^6 \text{ см}^2$ ;  $m = 0,13$ ;  $k = 0,01 \cdot 10^{-8} \text{ см}^2$ ;  $\mu_{в,ст} = 4\mu = 0,004 \text{ Па} \cdot \text{с}$ .

Підставивши значення у формулу (18), знаходимо

$$L_{ж,р} = [30 \cdot 10^6 \cdot 29000 \cdot 0,004 / (2 \cdot 9,86 \cdot 1,44 \cdot 10^6 \cdot 0,13 \cdot 0,01 \cdot 10^{-8} \cdot 26,7 \cdot 10^6)]^{0,5} = 3480 \cdot 10^6 / (0,01 \cdot 10^6)^{0,5} = 590 \text{ см} = 5,9 \text{ м.}$$

Ширина такої тріщини складає

$$w = 4L(1-2v)(1+v)(\Delta p_c - p_{r,б})/3E \quad (4.22)$$

$$w_{ж,р} = 4 \cdot 590 (1 - 2 \cdot 0,25)(1 + 0,25)(31,8 - 26,7)/(3 \cdot 10^4) = 0,25 \text{ см.}$$

Очевидно, тріщини такої ширини практично неможливо закріпити піском. Для збільшення розмірів тріщини нагнітаємо в'язку буферну рідину без піску за умовами і розрахунками завдань 4.1 і 4.2, тобто  $V_{ж,р} = 74 \text{ м}^3 = 74 \cdot 10^6 \text{ см}^3$ ;  $\mu_{ж,р} = 40 \text{ МПа} \cdot \text{с} = 0,04 \text{ Па} \cdot \text{с}$ .

Інші дані беремо з попереднього розрахунку.

Напівдовжина тріщини, що утворюється під час нагнітання в'язкої буферної рідини

$$\begin{aligned} L_{\text{бк}} &= [74 \cdot 10^6 \cdot 29000 \cdot 0,04 / (2 \cdot 9,86 \cdot 1,44 \cdot 10^6 \cdot 0,13 \cdot 0,01 \cdot 26,7 \cdot 10^6)]^{0,5} = \\ &= [8584 \cdot 10^6 / (0,01 \cdot 10^6)]^{0,5} = 2930 \text{ см} = 29,3 \text{ м}. \\ &= [8584 - 106 / (0,01 - 106)]^{0,5} = 2930 \text{ см} = 29,3 \text{ м} \end{aligned}$$

Ширина тріщини

$$w_{\text{бк}} = 4 \cdot 2930 \cdot 0,5 \cdot 1,25 \cdot 5,1 / (3 \cdot 10^4) = 1,24 \text{ см}.$$

Таким чином, після нагнітання буферної рідини тріщина розкрита досить широко і розвинена глибоко.

Розрахуємо розміри тріщини, яка утворюється після вступу в пласт уелід за буферною рідиною рідину-пісконосію.

Додаткові початкові дані:

$$V = V_{\text{бк}} + V_{\text{хп}} = 74 + 246 = 320 \text{ м}^3 = 320 \cdot 10^6 \text{ см}^3;$$

$$\mu_{\text{хп}} = 40 \text{ мПа} \cdot \text{с} = 0,04 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Напівдовжина тріщини

$$\begin{aligned} L_{\text{хп}} &= [320 \cdot 10^6 \cdot 29000 \cdot 0,04 / (2 \cdot 9,86 \cdot 1,44 \cdot 0,13 \cdot 0,01 \cdot 10^6 \cdot 26,7 \cdot 10^6)]^{0,5} = \\ &= [371200 \cdot 10^6 / (0,01 \cdot 10^6)]^{0,5} = 6093 \text{ см} = 61 \text{ м}. \end{aligned}$$

Ширина тріщини

$$w_{\text{хп}} = 4 \cdot 6093 \cdot 0,5 \cdot 1,25 \cdot 5,1 / (3 \cdot 10^4) = 2,6 \text{ см} = 0,026 \text{ м}.$$

Ширина тріщини, очевидно, у декілька разів завищена. Оцінимо об'єм тріщини і порівняємо його з об'ємом закріплювачу у кількості 22 т. Врахуємо, що питомий об'єм піску в тріщині дорівнює  $1,6 \text{ м}^3/\text{т}$ . Об'єм піску, використаного під час ГРП

$$V_{\text{п}} = M_{\text{п}} / 1,6 = 22,1 / 1,6 = 13,7 \text{ м}^3. \quad (4.23)$$

Об'єм тріщини

$$V_{\text{тр}} = S_{\text{тр}} w_{\text{хп}} = 2L_{\text{хп}} h w_{\text{хп}} = 2 \cdot 61 \cdot 12 \cdot 0,026 = 38 \text{ м}^3. \quad (4.24)$$

Таким чином, об'єм тріщин, що розкриваються, може вмістити значно більше піску, ніж закачано з рідиною-пісконосієм. Об'єм відфільтрованої в пласт рідини при ГРП

$$V_{\text{филт}} = V_{\text{хп}} + V_{\text{бк}} + V_{\text{хп}} - V_{\text{тр}} = 30 + 74 + 246 - 38 = 312 \text{ м}^3.$$

#### 4.5 Розрахунок параметрів процесу ГРП у свердловині

Зображуватимемо табличний і графічно зміна основних параметрів під час проведення ГРП. Параметри режимів ГРП приведені в табл. 4.1.

Для розрахунку параметрів процесу ГРП задаємося зростаючою фіксованою витратою рідини, режимам роботи насосних агрегатів 4АН-700, вказаним нижче, що відповідають.

Номер режиму .....	1	2	3	4
$q, \text{ м}^3/\text{доб}$ .....	276	656	1313	1658
Число агрегатів .....	1	2	4	4
Швидкість .....		Перша		
Частота обертання, об/хв.....	100	1200	1200	1500

Усі інші значення витрати залежать від  $q_m$ , визначеного по формулі (4.7).

Час закачування для режимів 1-6 фіксоване, на рівнях, вказаних в табл. 4.1, а для 7-10 - розраховано як частка від ділення відповідних об'ємів на витрата рідини.

Тиск на вибої під час зміни витрати від  $276 \text{ м}^3/\text{доб}$  до  $0,85 q_m$  можна визначити по індикаторній кривій.

Тиск на гирло розраховуємо за схемою, описаною вище. Респресію в пласті визначають як різницю  $p_{0t} - p_{m} = \Delta p_t$ , а коефіцієнти прийомистості – по наступній залежності:

$$K_{0t} = q_t / \Delta p_t$$

Результати розрахунків, виконаних на ЕОМ для заданих умов, зведені в табл. 4.2.

На рис. 4.1 показана зміна основних параметрів під час ГРП за результатами розрахунків табл. 4.2.

Таблиця 4.1 – Параметри режимів ГРП

Номер режиму	Витрата рідини $q_r$ , м <sup>3</sup> /доб	Час закачування $t_r$ , хв	Час від початку ГРП, хв	Об'єм рідини $V_r$ , м <sup>3</sup>	Тиск на вибої $p_{0r}$ , МПа	Тиск на гірло $p_{7r}$ , МПа	Репресія на пласт $\Delta p_r$ , МПа	Коефіцієнт прийомистості $K_{0r}$ (м <sup>3</sup> /доб-МПа)
1	276	10	10	$q_r t_r$	$p_{0r}$	$p_{07r}$	$\Delta p_r$	$K_{0r}$
2	656	5	15	$q_r t_r$	$p_{0r}$	$p_{07r}$	$\Delta p_r$	$K_{0r}$
3	1313	5	20	$q_r t_r$	$p_{0r}$	$p_{07r}$	$\Delta p_r$	$K_{0r}$
4	1658	5	25	$q_r t_r$	$p_{0r}$	$p_{07r}$	$\Delta p_r$	$K_{0r}$
5	$0,7q_m$	3	26	$q_r t_r$	$p_{0r}$	$p_{07r}$	$\Delta p_r$	$K_{0r}$
6	$0,85q_m$	3	31	$q_r t_r$	$p_{0r}$	$p_{07r}$	$\Delta p_r$	$K_{0r}$
7	$q_m$	$V/q_m$	$t_r$	$V_{зр} = \Sigma q t$	$p_{зр}$	$p_{зр7}$	$\Delta p_{зр}$	$K_{зр}$
8	$q_m$	$V_{бж}/q_m$	$t_{бж}$	$V_{бж}$	$p_{зр}$	$p_{бж7}$	$\Delta p_{бж}$	$K_{зр}$
9	$q_m$	$V_{зп}/q_m$	$t_{зп}$	$V_{зп}$	$p_{зр}$	$p_{зп7}$	$\Delta p_{зп}$	$K_{зр}$
10	$q_m$	$V_{зр}/q_m$	$t_{зр}$	$V_{зр}$	$p_{зр}$	$p_{зр7}$	$\Delta p_{зр}$	$K_{зр}$
			$\Sigma t_r$					

Таблиця 4.2 – Режими ГРП свердловини

Тип рідини	Час, хв	Сума часу, хв	$q_r$ , м <sup>3</sup> /доб	$V_r$ , м <sup>3</sup>	$\Sigma V t$ , м <sup>3</sup>	$p_{0r}$ , МПа	$p_{7r}$ , МПа	$K_{0r}$ (м <sup>3</sup> /доб-МПа)	L, м
ЖР	10	10	276	1,9	1,9	46,5	21,5	12,9	0,5
ЖР	5	15	656	2,3	4,2	47,9	23,6	30,6	1,2
ЖР	5	20	1313	4,6	8,8	50,3	27,9	61,2	2,4
ЖР	5	25	1658	5,8	14,5	51,5	30,4	77,3	3,5
ЖР	3	28	1727	3,6	18,1	51,9	31,1	80,5	3,9
ЖР	3	31	2098	4,4	22,5	53,2	34,1	97,8	4,8
ЖР	8	39	2468	7,5	30,0	54,6	37,5	115,0	5,9
БЖ	42	81	2468	73,7	103,7	54,6	37,5	115,0	34,7
ЖП	141	222	2468	245,7	349,5	54,6	37,5	115,0	63,7
ПР	10	232	2468	16,7	366,2	54,6	37,5	-	63,7

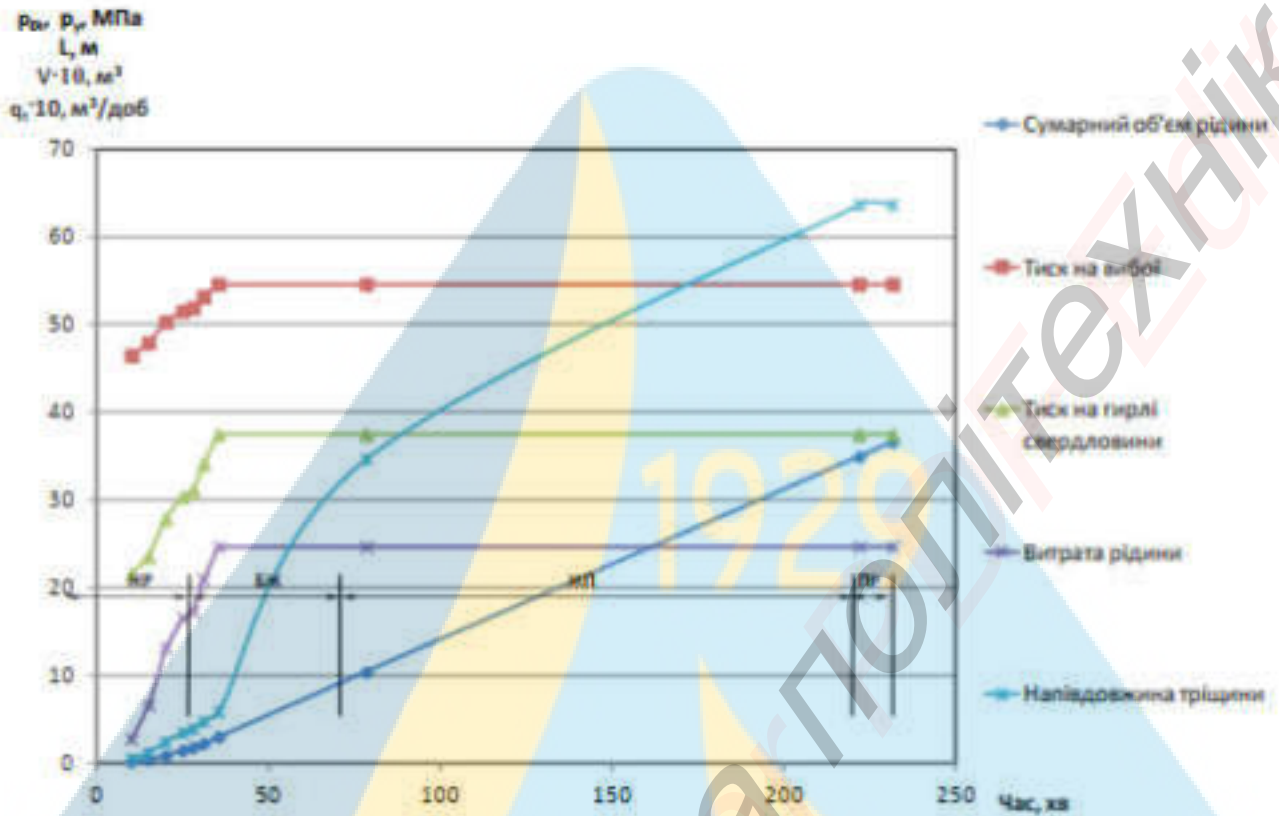


Рисунок 4.1 – Зміна основних параметрів під час ГРП

Проаналізуємо вплив параметрів технології проведення на процеси при ГРП.

У табл. 4.3 і на рис. 4.2 в аналітичному і графічному виді приведений вплив в'язкості рідини-пісконосія на основні параметри при ГРП.

Таблиця 4.3 – Вплив в'язкості рідини-пісконосія на основні параметри при ГРП

Параметри	В'язкість, МПа·с								
	1	25	50	75	100	125	150	175	200
Напівдовжина тріщини, м	10,1	50,3	71,2	87,2	100,6	112,5	123,3	133,1	142,3
Маса піску необхідна для закріплення тріщини, кг	2,9	14,5	20,5	25,1	29,0	32,4	35,5	38,3	41,0
Ширинна тріщини, см	4,4	21,8	30,9	37,8	43,7	48,9	53,5	57,8	61,8
Об'єм тріщини, м <sup>3</sup>	1,1	26,4	52,8	79,2	105,5	131,9	158,3	184,7	211,1

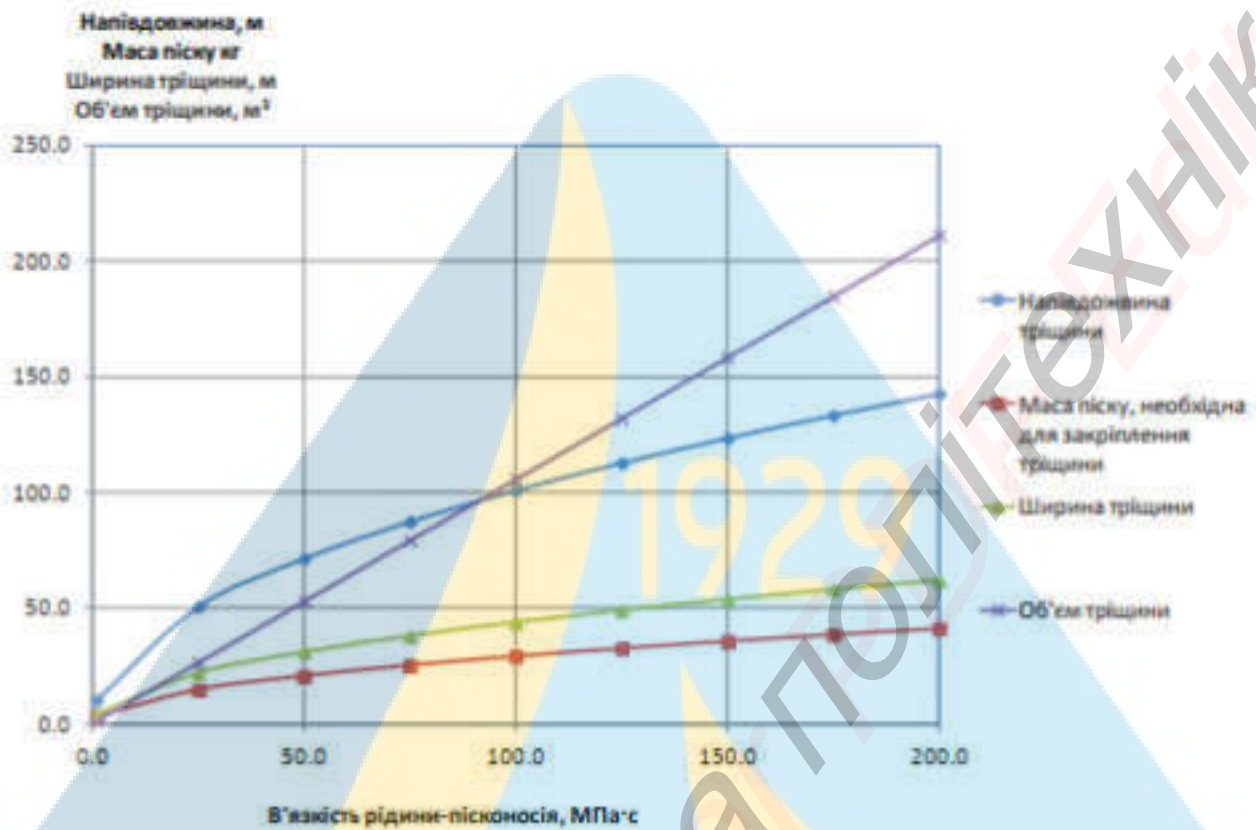


Рисунок 4.2 – Вплив в'язкості рідини-пісконосія на основні параметри при ГРП

У табл. 4.4 і на рис. 4.3 в аналітичному і графічному виді приведений вплив щільності рідини-пісконосія на основні параметри при ГРП.

Таблиця 4.4 – Вплив щільності рідини-пісконосія на основні параметри при ГРП

Параметри	Густина рідини-пісконосія, кг/м³								
	100	475	850	1225	1600	1975	2350	2725	2950
Напівдовжина тріщини, м	67,4	67,4	66,3	60,2	55,5	51,8	48,7	46,1	44,8
Маса піску, кг	19,4	19,4	19,1	17,3	16,0	14,9	14,0	13,3	12,9
Ширина тріщини, см	45,6	45,6	40,4	10,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Об'єм тріщини, м³	73,7	73,7	64,3	15,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0



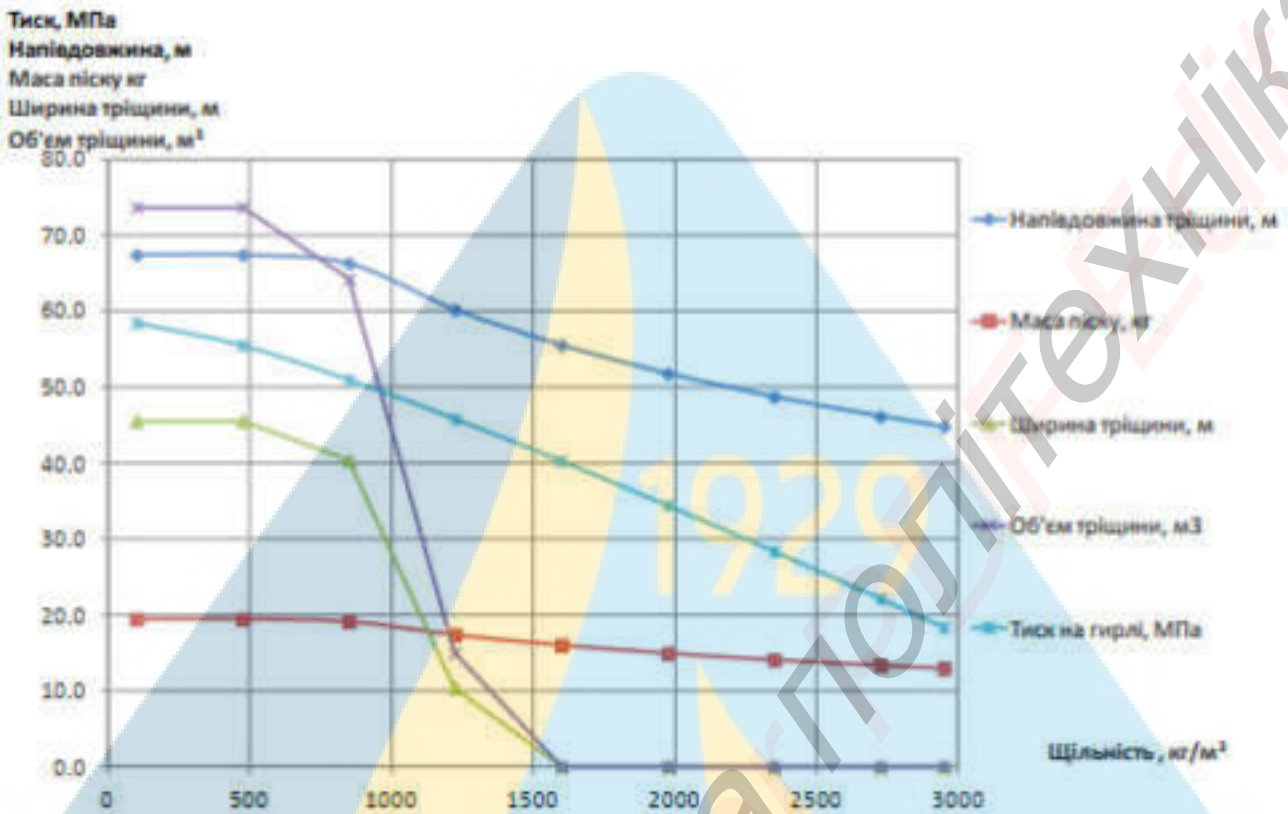


Рисунок 4.3 – Вплив щільності рідини-пісконосія на основні параметри при ГРП

Аналізуючи вплив якості рідини-пісконосія на основні параметри ГРП видно, що найбільш раціональне застосування рідин що мають максимальну в'язкість і щільність близько 700-800 кг/м<sup>3</sup>.

У табл. 4.5 і на рис. 4.4 в аналітичному і графічному виді приведені вплив витрати рідини-пісконосія на основні параметри при ГРП.

Як видно з результатів розрахунків, збільшення витрати рідини-пісконосія з одного боку підвищує ефективність ГРП оскільки збільшується розмір тріщини. Проте з іншого боку збільшення витрати призводить до збільшення тиску на гирло свердловини.

Таким чином, для заданих умов оптимальною є витрата рідини-пісконосія близько 3200 м<sup>3</sup>/доб. При такій витраті насосні агрегати надійно працюють з максимальним тиском і досягається довжина тріщини достатня для ефективного проведення ГРП.

Таблиця 4.5 - Вплив витрати рідини-пісконосія на основні параметри при

ГРП

Параметри	Витрата рідини-пісконосія, м <sup>3</sup> /доб									
	247	864	1481	2098	2715	3332	3948	4565	4936	
Час проведення ГРП, хв	1512	488	317	247	209	185	168	156	150	
Тиск на гирло свердловини під час нагнітання рідини-пісконосія, ржру, МПа	30,1	31,1	33,0	35,6	38,9	42,7	47,2	52,2	55,4	
Тиск на гирло під час нагнітання буферної рідини рбжу, МПа	30,3	33,0	37,7	44,3	52,4	62,1	73,3	85,8	94,0	
Тиск на гирло під час закриття тріщин піском рпжу, МПа	30,3	33,1	38,0	44,8	53,3	63,4	75,0	88,0	96,5	
Напівдовжина одного крила двосторонньої вертикальної тріщини, м	20,1	37,7	49,3	58,7	66,8	74,0	80,5	86,6	90,0	
Маса піску, кг	5,8	10,8	14,2	16,9	19,2	21,3	23,2	24,9	25,9	
Ширина тріщини, см	8,7	16,3	21,4	25,5	29,0	32,1	35,0	37,6	39,1	
Об'єм тріщини, м <sup>3</sup>	4,2	14,8	25,3	35,9	46,4	57,0	67,5	78,1	84,4	

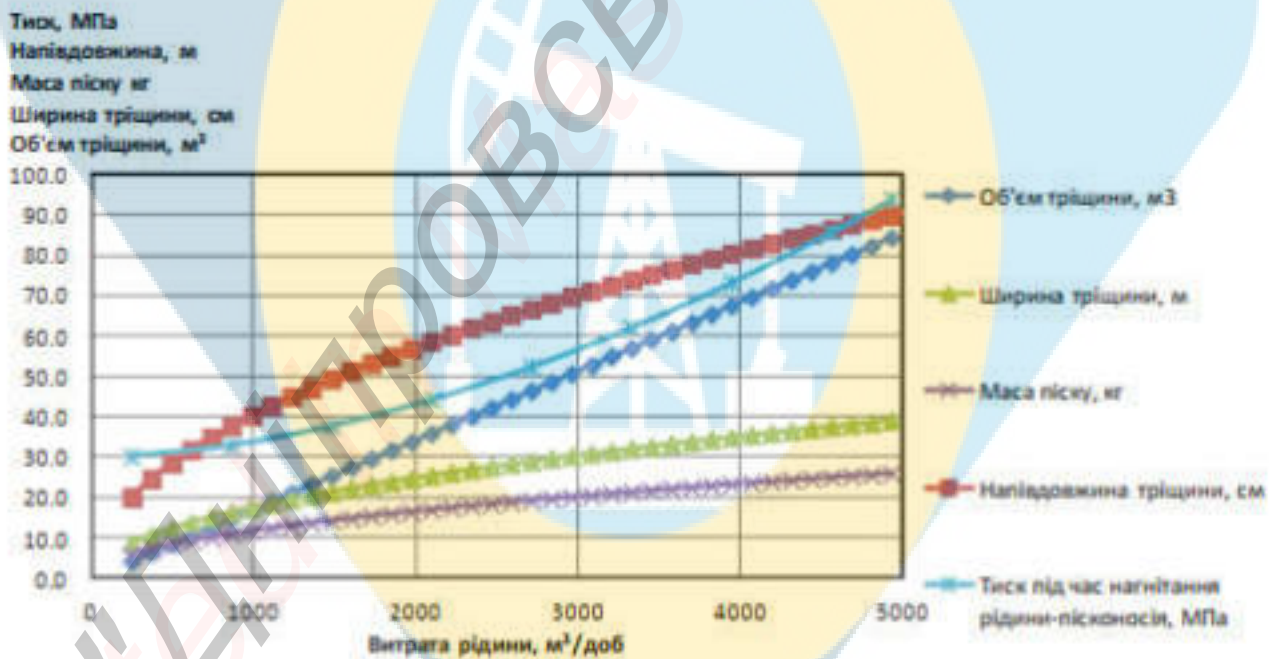


Рисунок 4.4 – Вплив витрати рідини-пісконосія на основні параметри при ГРП

#### 4.6 Порядок проведення робіт з гідророзриву пласта

- 1 Провести інспекцію площадки свердловини та під'їзних шляхів. Отримати у Замовника схем заїзду на свердловину. Провести планування маршруту при проведенні мобілізації флоту з урахуванням можливих перешкод (мости, обмеження по висоті, вазі та інші).
- 2 Розробити попередню схему розташування обладнання з урахуванням фактичного розміщення обладнання, площадки та свердловини. Провести необхідні виміри. Підготувати територію бригадою ДІВВ (провести демонтаж приймальних містків, бурової площадки, планування території та доріг тощо).
- 3 Опресувати пакер на 90 атм з допомогою ЦА. Перевірити на герметичність затрубного простору за рахунок падіння тиску протягом 30 хв. При необхідності провести ГДС.
- 4 Завести на свердловину необхідну кількість ємностей. Розташувати згідно попередньої схеми розміщення обладнання. Встановити ємності на аутиригери та протівідкатні башмаки.
- 5 Завести на свердловину 200 м<sup>3</sup> води. Провести фільтрування води установкою фільтрації ЕНМ3700 та нагріву води через рукавні фільтри 5 мікрон. Провести нагрівання води так, щоб на дату проведення робіт температура була не менше 45 °С. Обробити воду бактерицидом. Відібрати зразки води з ємності та провести тестування.
- 6 Завести на свердловину необхідну кількість хімічних реагентів для проведення інтенсифікації видобутку вуглеводнів методом гідравлічного розриву пластів.
- 7 Забезпечити прибуття на свердловину флоту ГРП (Опираючись на дані при проведенні робіт даного горизонту на свердловинах родовища, з урахуванням максимальних тисків до 700 атм при продуктивності 3,0 -3,3 м.куб/хв та запасу необхідна кількість насосних агрегатів 4 шт) на НА ЕС-2251 – 2 шт EP2250-20 –1 шт. від Тасгот, змішувач МС-60, гідратаційну установку -НІІ26, установки для подачі сипучих матеріалів ТС60, установки фільтрування

РН773700 та нагріву води, СНУ Е8-22АСО, автомобіль спеціалізований ВС ГРП (польова лабораторія), блок маніфольдів ІС-320, автокран/маніпулятор, цементувальний агрегат ЦА-320 або АЦФ-700, ППУ та ЦР).

8 Прийняти свердловину у Замовника/виконавця підготовчих робіт зі складанням акта приймання-передачі.

9 Провести інструктаж по ТБ, ПФБ, ОП, ППБ з усіма виконавцями робіт.

10 Розмістити обладнання та техніку згідно попередньо розробленої схеми. Провести підключення техніки, зібрати лінії низького та високого тиску, встановити запобіжні паски на лінії високого тиску. Сигнальною стрічкою позначити площадку проведення робіт. Забезпечити додаткове освітлення площадки проведення робіт. Визначити та позначити місце збору.

11 Провести об'язку цементувального агрегату із затрубним простором та провести опресування лінії на тиск 150 атм. Налаштувати спрацювання запобіжного клапану на тиск не більше 90 атм. Провести випробування на герметичність нагнітальної лінії високого тиску трубного простору на тиск не менше 700 атм у присутності представника (інструктора) служби САРС «ЛІКВО».

Скласти акт.

12 Провести запуск техніки та обладнання.

13 Провести тестування НА ЕС-2251, ЕР2250-20, змішувача МС-60, гідратаційної установки ЕНП26 в автоматичному режимі.

14 Перевірити засоби вимірювання, виведення та фіксування даних у СКУ Е8-22АСО.

15 Провести інструктаж з ОП та ПБ, визначити місця та обов'язки кожного працівника задіяного під час проведення робіт перед початком проведення робіт.

16 Отримати дозвіл на проведення робіт від інструктора САРС «ЛІКВО». Відкрити засувку на гирлі свердловини. При необхідності долити свердловину.

17 Провести інформаційне ознайомлення із графіком закачування нагнітального тесту. Провести нагнітальний тест згідно дизайну погодженого з департаментом ГРП АТ «Укргазвидобування». Після закачування провести запис кривої падіння тиску. У випадку негерметичності пакера негайно припинити закачування. Подальші дії проводити по додатковому плану робіт і по узгодженню з департаментом ГРП АТ «Укргазвидобування».

18 Провести інформаційне ознайомлення із графіком закачування випробувального (міні) ГРП. Провести випробувальний ГРП згідно дизайну погодженого з департаментом ГРП АТ «Укргазвидобування». Після закачування провести запис кривої падіння тиску. У випадку негерметичності пакера негайно припинити закачування. Подальші дії проводити по додатковому плану робіт і по узгодженню з департаментом ГРП АТ «Укргазвидобування».

19 Провести аналіз після закачування випробувального (міні) ГРП, скорегувати та узгодити остаточний дизайн з представниками департаменту ГРП АТ «Укргазвидобування».

20 Провести інформаційне ознайомлення із графіком закачування основного ГРП. Провести основний ГРП згідно дизайну погодженого з департаментом ГРП АТ «Укргазвидобування». У випадку негерметичності пакера негайно припинити закачування. Подальші дії проводити по додатковому плану робіт і по узгодженню з департаментом ГРП АТ «Укргазвидобування».

21 Після закачування основного ГРП закрити нагнітаючу засувку блоку маніфольдів ІС-320 та провести запис кривої падіння тиску.

22 Після запису кривої падіння тиску закрити аварійну (корінну) засувку АН2-80/50х105. Стравити надлишковий тиск з лінії високого тиску та блоку маніфольдів ІС-320. Закрити робочу (надкорінну) засувку арматури АН2-80/50х105.

23 Провести демонтаж та демобілізацію обладнання.

24 Залишити свердловину на технологічну витримку. Передати свердловину Замовнику/виконавцю робіт після ГРП по акту приймання-передачі.

#### 4.7 Особливі вказівки по об'язуванню

На рис. 4.5-4.7 показано розташування устаткування ГРП на свердловині. Конфігурація об'язування часто визначається такими змінними, як розмір ГРП, джерело водопостачання, умовами місцевості і наявністю устаткування. Опис, що приводиться далі, відноситься до рис. 4.5, який показує фактично ідеальне розташування, яке бажано використовувати, якщо дозволяють місцеві умови.

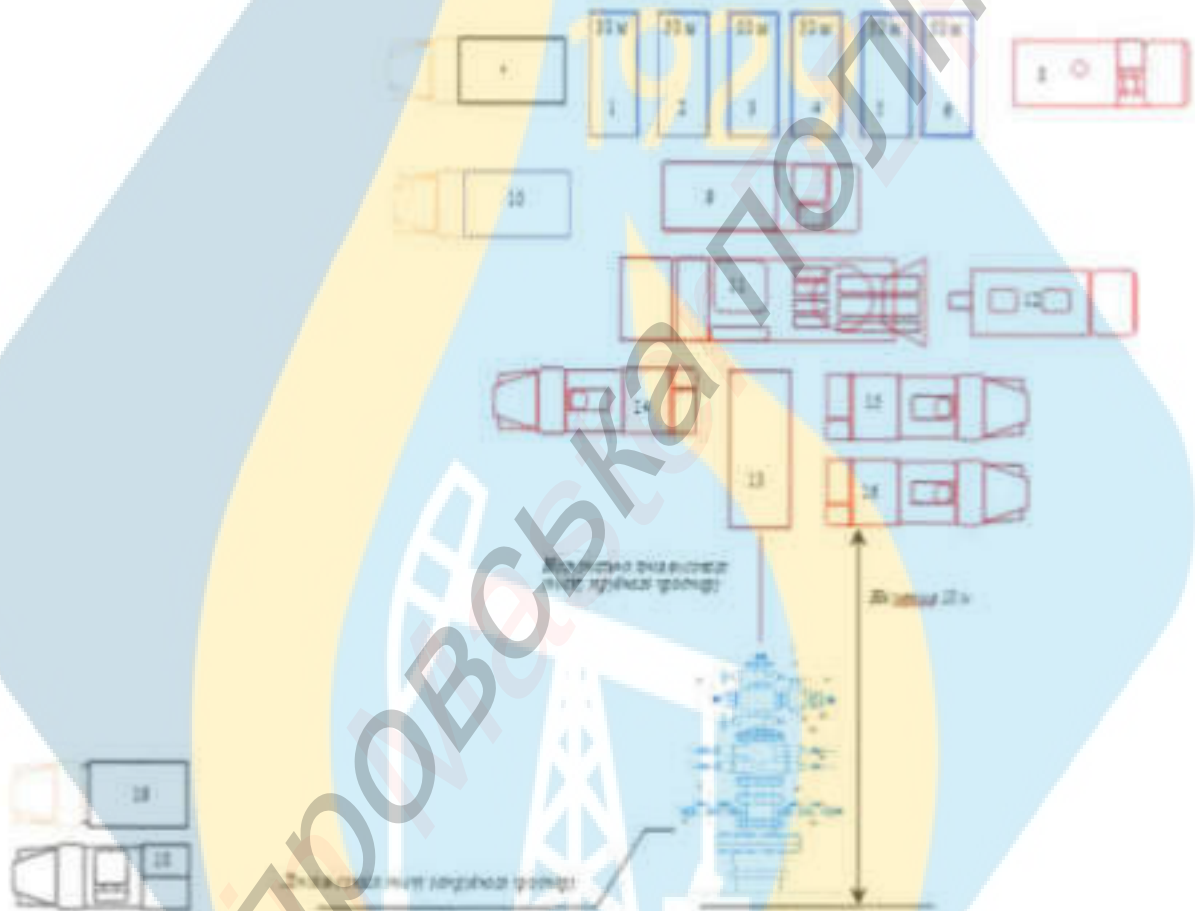


Рисунок 4.5 – Типова схема розташування спецтехніки та обладнання дільниці ІВВ при проведенні ГРП на свердловині

#### Розставляння устаткування

1. Підберіть горизонтальний майданчик з рівною поверхнею, достатнього розміру для розміщення усіх необхідних місткостей ГРП – на досить великій відстані від свердловини, що дозволяє розмістити установку гідратації, блен-

- дер(и), насосні агрегати, маніфольд високого/низького тиску і лінію ГРП між місткостями ГРП і гирлом свердловини.
2. Проведіть пряму лінію від свердловини до цієї ділянки. У голові цієї лінії відновите перпендикуляр до неї. Тут буде центр усіх місткостей. Важливо, щоб місткості були встановлені на одній висоті.
  3. Встановите установку гідратації, якщо вона використовується, спереду і по центру відносно місткостей ГРП. Якщо рідини змішуються порційно, замість неї встановите тут блендер.
  4. Розташуйте змішувач(змішувачі) паралельно установці гідратації. Якщо використовуються два блендери, розташуйте змішувачі поруч, паралельно один одному.
  5. Розмістите систему подачі піску уздовж лінії від бункерів до блендера (блендерам) виставивши її в необхідному положенні по вертикалі.
  6. Уздовж лінії від гирла свердловини і недалеко від блендера розташуйте маніфольд високого/низького тиску.
  7. На нагнітальній стороні маніфольда розмістите лінію ГРП високого тиску.
  8. По обидві сторони від маніфольда високого/низького тиску заженете заднім ходом і розмістите насосні агрегати ГРП (детальніше об'язування обговорюється нижче).
  9. Встановите станцію моніторингу збоку від основної лінії в такому місці, звідки добре видно свердловина і насосне устаткування.
  10. Прокладете лінію аварійного скидання тиску в стороні від усього персоналу і устаткування.
  11. Розташуйте станцію контролю/забезпечення якості біля установки гідратації і блендера (блендерів)

### **Подача рідини до блендера**

Місткості ГРП мають бути встановлені на одному рівні і сполучені всі разом 12-дюймовими гнучкими шлангами, що створюють загальний колектор і що забезпечують безперебійну подачу рідини. Під'єднаєте установку гідратації

до цього колектора 4-дюймовими гнучкими шлангами. За ідеальних умов 4-дюймовий гнучкий шланг може подавати до 8 баррелів в хвилину ( $1.27 \text{ м}^3/\text{хв}$ ), проте необхідне число шлангів залежить від витрати рідини, її в'язкості, а також від відстані від джерела. Усі гнучкі шланги мають бути вільні від будь-яких загинів і перешкод. Під'єднаєте викидну сторону установки гідратації до всмоктуючої сторони блендера 4-дюймовими гнучкими шлангами. Під'єднаєте викид блендера до сторони низького тиску маніфольда високого/низького тиску 4-дюймовими гнучкими шлангами. Для визначення потрібної кількості шлангів знову-таки скористайтеся простим емпіричним правилом – 8 барр/хв ( $1.27 \text{ м}^3/\text{хв}$ ).

### **Подача пропанту**

Ідея полягає в тому, щоб стрічковий транспортер живив бункери змішувача з пісковозом. При виробництві малооб'ємних ГРП можна подати змонтований на причепі пісковоз заднім ходом прямо до змішувача. Коли використовується стаціонарна система подачі пропанту, її необхідно розмістити так, щоб при необхідності її можна було поповнювати з пісковозу, змонтованого на причепі.

### **Насосні агрегати ГРП**

Кожен всас агрегату приєднаний 3-дюймовим або 4-дюймовим гнучким шлангом до (що подає) сторони низького тиску маніфольда ГРП. Гнучкий шланг повинен мати досить малий переріз, щоб забезпечити високу швидкість рідини і попередити випадання піску, але в той же час і досить великий переріз, щоб не перешкоджати течії. Викид кожного агрегату під'єднується до сторони високого тиску маніфольда щонайменше двома секціями патрубків високого тиску з шарнірним з'єднанням (чиксаном) між ними. Краще всього, якщо одне шарнірне з'єднання встановлене у викида насоса, потім короткий патрубок, шарнірне з'єднання, і третє шарнірне з'єднання у маніфольда. Це забезпечує достатню свободу руху, так що трубне об'язування ГРП не ослабіє або не розірветься при її вібрації або зміщенні під високим тиском.



### **Від маніфольда до свердловини**

Кожен вихідний патрубок випускної сторони високого тиску маніфольда високого/низького тиску, будь їх один або два, під'єднується до гирла свердловини знову-таки за допомогою декількох патрубків високого тиску і шарнірних з'єднань, щоб уникнути створення жорстких ліній (рис. 4.6). Пробковий хлипак, контрольний хлипак, датчик тиску і датчик витратоміру розміщуються на кожній лінії як можна ближче до гирла свердловини. Якщо використовуються дві лінії, вони мають бути сполучені за допомогою розгалужувача біля свердловини. Стрілка на контрольному хлипаку повинна вказувати напрям течії, (тобто, у напрямку до свердловини), щоб уникнути занадто часті помилки. Якщо використовується контрольний хлипак ступковому типу, упевніться, що хлипак розміщений правою стороною вгору і горизонтально. На гирло свердловини може використовуватися пристрій захисту внутрішньої порожнини арматури фонтану від високих тисків і агресивних рідин або хлипак ГРП. Запобіжний хлипак високого тиску має бути розміщений перед контрольним хлипаком і встановлений на максимальний тиск, визначуваний виходячи зі свердловинних умов. Спусковий трубопровід високого тиску під'єднується до цього хлипака і прямує убік від свердловини і устаткування. Спусковий трубопровід і трубопроводи високого тиску від маніфольда до свердловини мають бути надійно закріплені на підпорах.

### **Контролююче-керуюче устаткування і допоміжний персонал**

Хоча більша частина устаткування може під'єднуватися і контролюватися із станції ГРП, це устаткування має бути розміщене так, щоб оператор ГРП мав безперешкодний огляд усіх критичних компонентів.

До станції ГРП мають бути приєднані як мінімум змішувач, установка гідратації і датчики з трубопроводів ГРП високого тиску. Насосні агрегати ГРП і установка гідратації можуть безпосередньо управлятися із станції ГРП, або ж операторами зовні. Як правило, один оператор розташовується на блендері і один на установці гідратації. Насосні агрегати можуть під'єднуватися кабелями до пультів управління типу валівок, по чотири до кожного, і управлятися дистанційно (рис. 4.7).

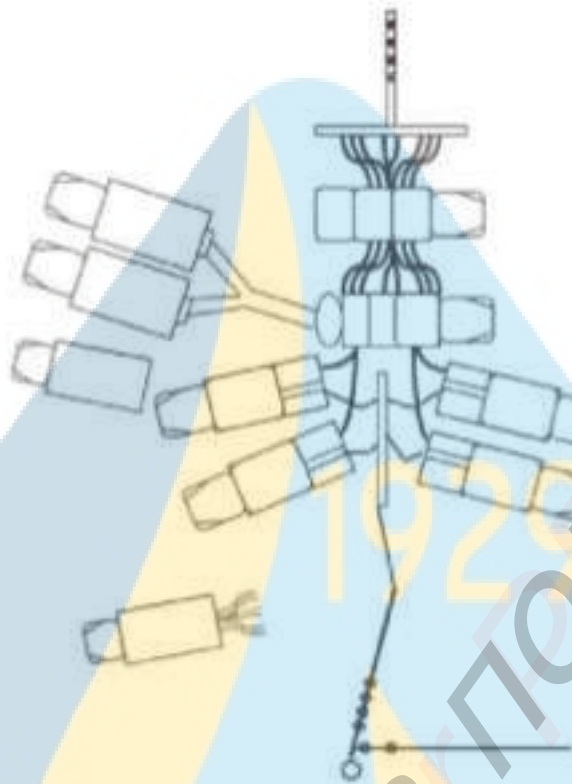


Рисунок 4.6 – Розташування устаткування ГРП, змішування порційне, без маніфольду високого/низького тиску.

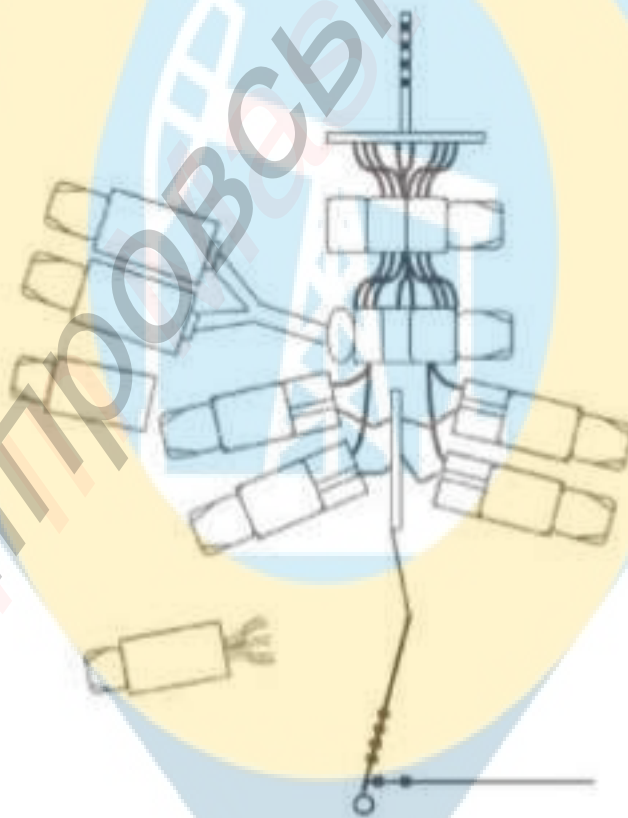


Рисунок 4.7 – Розташування устаткування ГРП, змішування безперервне, з резервуаром для води і маніфольдом високого/низького тиску.

У станції оператор ГРП координує роботу операторів і устаткування і безпосередньо виконує операцію гідророзриву; інженер сервісної компанії спостерігає за обробкою будь-яких даних в реальному часі і тримає зв'язок з інженером або представником компанії-оператора. Спостерігачі можуть знаходитися в станції, якщо дозволяє місце.

Зовні одна людина знаходиться біля гирлового хлупака, одна людина у системи подачі піску, один у колектора місткостей ГРП, один на верху місткостей, контролюючи рівні рідини. Якщо використовуються перекачуючі водяні насоси, вимагається ще одна людина, щоб стежити за ними. Рівень пального в усьому устаткуванні контролюється постійно, зазвичай представником компанії, що забезпечує постачання паливом. Автоцистерна з паливом встановлюється так, щоб оператор міг при необхідності зробити дозаправку устаткування. Щонайменше один технік повинен знаходитися в станції контролю/забезпечення якості, відбираючи зразки і контролюючи якість рідини ГРП і концентрацію пропанту. Ці дані передаються в станцію управління.

Увесь персонал, безпосередньо зайнятий у виконанні ГРП, має бути оснащений станціями двостороннього радіозв'язку.

### **Висновки за розділом**

1 В розділі проаналізовано геолого-технічні умови проведення робіт в умовах свердловини 201 Мелихівського ГКР.

2 Були розраховані параметри проведення ГРП, а саме визначений тиск і витрати рідини під час ГРП; об'єм рідини для ГРП і маса закріплювача тріщин; розміри тріщин, що утворились при ГРП.

3. Досліджено вплив параметрів технології проведення гідравлічного розриву пластів на його ефективність. Проаналізовано зміну основних параметрів під час ГРП, досліджено вплив в'язкості, густини і витрати рідини-пісконосія на основні параметри при ГРП.

4. Наведений порядок проведення робіт з гідророзриву пласта і особливі вказівки по об'язуванню.

## 5 РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ ОПТИМІЗОВАНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ ГІДРОРОЗРИВУ ПІЛЛАСТА

Відповідно до рекомендації по оптимізації технології проведення ГРП порівняємо економічну ефективність декількох технологій.

Розрахунок економічної ефективності проведений за методикою, викладеною в [5, 6].

Початкові дані для розрахунку приведені в таблицю 5.1.

Таблиця 5.1 – Початкові дані для розрахунку економічної ефективності

Параметри технології	1*	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28			
Тип ріднини-вискозів	водний 0,4 %-ий розчин ПАА																														
В'язкість, МПа·з	40	100																													
Спосіб підвипускання в'язкості	1% КМЦ																														
Необхідна кількість реактиву, т	2,5																														
Щільність, кг/м <sup>3</sup>	1000	600	700	800	800	600	700	800	800	600	700	800	800	600	700	800	800	600	700	800	700	800	700	800	800	600	700	800			
Спосіб зняття шлі-ності	Комбінований (компресор + сульфатол)																														
Витрата ріднини-вискозів, м <sup>3</sup> /доб	240,8	2600	2900	320	2600	2900	3200	2600	2900	3200	2600	2900	3200	2600	2900	3200	2600	2900	3200	2600	2900	3200	2600	2900	3200	2600	2900	3200	2600	2900	3200
Напідрозривна тріщина, м	63,7	109,4	115,6	121,4	109,4	115,6	121,4	109,4	115,3	121,1	134	141,5	148,7	134	141,5	148,7	133,7	141,2	148,4	154,8	163,4	171,7	154,8	163,4	171,7	154,4	163,1	171,7	154,4	163,1	171,7
Маса піску, т	18,3	31,5	33,3	35	31,5	33,3	35	31,5	33,2	34,9	38,6	40,8	42,8	38,6	40,8	42,8	38,5	40,7	44,6	47,1	49,4	44,6	47,1	49,4	44,6	47,1	49,4	44,6	47,1	49,4	

Примітка: 1\* – стандартна технологія проведення ГРП

Відповідно до даних досліджень [2] для заданих умов набуті наступних значень залежності безрозмірного дебіту ( $Q_{тр}/Q_0$ ) від напівдовжини тріщини  $L$ .

Таблиця 5.2 – Залежність безрозмірного дебіту від напівдовжини тріщини і проникності

$L, м$		0	10	20	50	100	200
$Q_{тр}/Q_0$	$k = 10^{-4} мкм^2$	1	2,000	2,350	3,050	3,930	5,450
	$k = 10^{-2} мкм^2$	1	1,860	2,040	2,220	2,310	2,370
	$k = 10^{-1} мкм^2$	1	1,470	1,486	1,496	1,505	1,514
	$k = 1 мкм^2$	1	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100

Розрахунки виробимо для найбільш важкого випадку, тобто для випадку коли економічна ефективність мінімальна, а саме при проникності  $k = 10^{-1} мкм^2$ .

Тут  $Q_{тр}$  і  $Q_0$  – дебіти свердловини відповідно з тріщиною і без тріщини, що утворюється при ГРП.

Для розрахунку прийняті наступні ціни за станом на 01.01.07 згідно нормативної документації НАК "Укргазвидобування".

Витрати на 1 т реагента-загущувача, грн.	2500
Витрати на роботу компресора і всмоктувача для зниження щільності на $100 кг/м^3$ , грн.	5000
Вартість 1 т газу, грн.	100
Річний дохід від свердловини при $Q_0 = 10 т/доб$ , млн. грн.	4

Економічний ефект від впровадження пропонованої технології розрахуємо як

$$\mathcal{E} = D_c - D_m, \text{ грн.} \quad (5.1)$$

де  $D_c$  і  $D_m$  – відповідно дохід при проведенні ГРП по стандартною і за новою технологією, грн.

У свою чергу дохід, що отримується при застосуванні нової технології

$$D_n = P_n - Z_n, \text{ грн.} \quad (5.2)$$

де  $P_n$  і  $Z_n$  – відповідно вступні і додаткові витрати при проведенні ГРП за новою технологією, грн.

Вступні при проведенні ГРП за новою технологією визначимо таким чином

$$P_n = D_c \cdot Q_p/Q_0, \text{ грн.} \quad (5.3)$$

де  $Q_p/Q_0$  – коефіцієнт, що приймається залежно від довжини тріщини за даними таблиці 5.2.

Додаткові витрати при проведенні ГРП за новою технологією можна визначити як

$$Z_n = Z_1 + Z_k + Z_n, \text{ грн.} \quad (5.4)$$

де  $Z_1$ ,  $Z_k$ ,  $Z_n$  – відповідно витрати на реагент-загусник для підвищення в'язкості, на роботу компресора і реагент-вспінювача для зниження щільності і на вартість піску при проведенні ГРП за новою технологією, грн.

Витрати на реагент-загусника складають

$$Z_1 = Z_{11} \cdot M_1, \text{ грн.} \quad (5.5)$$

де  $Z_{11}$  – витрати на 1 т реагенту-загусника, грн.;

$M_1$  – маса реагенту-загусника, т.

Витрати на роботу компресора і реагент-вспінювача складають

$$Z_k = Z_{k100} (\rho_y - \rho_{жл})/100, \text{ грн.} \quad (5.6)$$

де  $Z_{k100}$  – витрати на роботу компресора і вспінювача для зниження щільності на 100 кг/м<sup>3</sup>, грн.;

$\rho_y$ ,  $\rho_{жл}$  – відповідно щільність води і рідини-пісконосія, кг/м<sup>3</sup>.

Витрати на пісок

$$Z_n = Z_{n1} \cdot M_n, \text{ грн.} \quad (5.7)$$

де  $Z_{n1}$  – витрати на 1 т піску, грн.;  $M_n$  – маса піску, т.

У табл. 5.3-5.5 наведені результати розрахунків економічної ефективності від впровадження різних варіантів нових технологій протягом трьох років експлуатації свердловини.

Таблиця 5.3 – Економічний ефект від впровадження нових технологій в перший рік експлуатації свердловини

Показник	Номер жовтня						
Q <sub>г</sub> /Q <sub>н</sub>	1.51213	6048520	30000	10000	4930	6003590	-60
Вступли від експлуатації свердловини, грн.	1.51131	6045240	30000	10000	4700	6000540	-3110
Вартість реагенту-загусника, грн.	1.51044	6041760	30000	10000	4450	5997310	-6340
Витрати на роботу компресора і реагент-вспішувача, грн.	1.51217	6048680	30000	15000	4940	5995740	-4910
Витрати на пісок, грн.	1.51134	6045360	30000	15000	4710	5995650	-8000
Довід	1.51048	6041920	30000	15000	4460	5992480	-11190
Економічний ефект	1.51217	6048680	30000	20000	4940	5993740	-9910
	1.51134	6045360	30000	20000	4710	5990650	-13000
	1.51048	6041920	30000	20000	4460	5987460	-16190
	1.50994	6039360	20000	10000	4270	6005090	1440
	1.50912	6036480	20000	10000	4070	6002410	-1240
	1.50837	6033480	20000	10000	3850	5999630	-4020
	1.50987	6039480	20000	15000	4280	6000200	-3450
	1.50915	6036600	20000	15000	4080	5997520	-6130
	1.5084	6033600	20000	15000	3860	5994740	-8910
	1.50987	6039480	20000	20000	4280	5995200	-8450
	1.50915	6036600	20000	20000	4080	5992520	-11130
	1.5084	6033600	20000	20000	3860	5989740	-13910
	1.50711	6028440	10000	10000	3490	6004950	1300
	1.50653	6026120	10000	10000	3320	6002800	-850
	1.50594	6023760	10000	10000	3150	6000610	-3040
	1.50714	6028560	10000	15000	3500	6000060	-3590
	1.50656	6026240	10000	15000	3330	5997910	-5740
	1.50594	6023760	10000	15000	3150	5995610	-8040
	1.50714	6028560	10000	20000	3500	5995060	-8590
	1.50658	6026240	10000	20000	3330	5992910	-10740
	1.50594	6023760	10000	20000	3150	5990610	-13040
	1.50137	6005480	0	0	3930	6003650	0

Таблиця 5.4 – Економічний ефект від впровадження нових технологій через 1,5 роки експлуатації свердловини

Показник	Номер жовтвості																												
$Q_{\text{пр}}/Q_{\text{н}}$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	
Витрати від експлуатації свердловини, грн.	1.50137	1.50594	1.50658	1.50714	1.50594	1.50658	1.50714	1.50594	1.50653	1.50711	1.5084	1.50915	1.50987	1.5084	1.50915	1.50987	1.50837	1.50912	1.50984	1.51048	1.51134	1.51217	1.51048	1.51134	1.51217	1.51044	1.51131	1.51213	
Вартість реагенту-загусника, грн.	0	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000
Витрати на роботу компресора і реагента-вспішника, грн.	0	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	10000	10000	10000	20000	20000	20000	20000	20000	10000	10000	10000	20000	20000	20000	15000	15000	15000	15000	10000	10000	10000
Витрати на пісок, грн.	8930	8150	8330	8500	8150	8330	8500	8150	8320	8490	8860	4080	4280	8860	4080	4280	8850	4070	4270	4460	4710	4940	4460	4710	4940	4450	4700	4930	
Досяг	9006390	9002490	9006030	9009340	9007490	9011030	9014340	9012490	9015860	9019170	9006540	9010820	9014940	9011540	9015820	9019940	9016370	9020850	9024770	9002420	9013330	9013330	9013420	9013330	9013330	9013420	9018190	9023160	9027850
Економічний ефект	0	-3900	-360	2950	1100	4640	7950	6100	9470	12780	150	4430	8550	6150	9430	13550	9980	14260	18380	2030	8940	11690	7030	11940	16690	21800	16770	21460	



Таблиця 5.5 - Економічний ефект від впровадження нових технологій в другий рік експлуатації свердловини

Позначка	Номер жироколії						
Q <sub>нр</sub> /Q <sub>н</sub>							
Вартість від експлуатації свердловини, грн.							
Вартість реагенту-зауслуга, грн.							
Витрати на роботу компресора і реагент-вмінювача, грн.							
Витрати на пісок, грн.							
Дохід							
Економічний ефект							
	1	2	3	4	5	6	7
	1.50137	12010960	0	0	1830	12009130	0
	1.50594	12047520	10000	10000	3150	12014370	5240
	1.50656	12052480	10000	10000	3330	12019150	10020
	1.50714	12057120	10000	10000	3500	12023620	14490
	1.50594	12047520	10000	10000	3150	12019370	10240
	1.50656	12052480	10000	10000	3330	12024150	15020
	1.50714	12057120	10000	10000	3500	12028620	19490
	1.50594	12047520	10000	10000	3150	12024370	15240
	1.50653	12052240	10000	10000	3320	12028920	19790
	1.50711	12056880	10000	10000	3490	12033390	24260
	1.5084	12067200	20000	20000	3860	12023340	14210
	1.50915	12073200	20000	20000	4080	12029120	19990
	1.50987	12078960	20000	20000	4280	12034680	25550
	1.50987	12078960	20000	20000	4280	12039680	30550
	1.50837	12066960	20000	20000	3850	12033110	23980
	1.50912	12072960	20000	20000	4070	12038890	29760
	1.50984	12078720	20000	20000	4270	12044450	35320
	1.51048	12083840	30000	30000	4460	12039380	20250
	1.51134	12090720	30000	30000	4710	12036030	26880
	1.51217	12097360	30000	30000	4940	12042420	33290
	1.51048	12083840	30000	30000	4460	12034380	25250
	1.51134	12090720	30000	30000	4710	12041010	31880
	1.51217	12097360	30000	30000	4940	12047420	38290
	1.51044	12083520	30000	30000	4450	12039070	29940
	1.51131	12090480	30000	30000	4700	12045780	36650
	1.51213	12097040	30000	30000	4930	12052110	42980

### Висновки за розділом

1. В розділі була розрахована економічна ефективність запропонованої технології проведення ГРП для різних параметрів його проведення.
2. Найбільш ефективна в'язкість рідини-пісконосія складає 200 МПа·с.
2. Найбільш ефективна щільність рідини-пісконосія складає 800 кг/м<sup>3</sup>.
3. Найбільш ефективна витрата рідини-пісконосія складає 3200 м<sup>3</sup>/доб.
4. Найбільший вплив на економічну ефективність ГРП чинять в'язкість і витрата рідини-пісконосія, найменше – щільність. Тому зменшувати щільність практично доцільно тільки в потенційно високодебітних свердловинах з тривалим терміном експлуатації.
5. Вибір оптимальної технології ГРП залежить від терміну служби свердловини. Зокрема при експлуатації свердловини менше року витрати на зміну в'язкості і щільності рідин-пісконосія не окупаються прибутками, отриманими від приросту дебіту нафти. Доцільно тільки підвищити витрату рідини-пісконосія. При експлуатації свердловини одного року економічніше вигідними стають і технології із зміною властивостей рідини.
6. Найбільш ефективна розроблена технологія в пластах з низькою проникністю. У меншій мірі в пластах з середньою проникністю. У пластах з високою проникністю розроблена технологія неефективна.
7. При збільшенні проникності економічний ефект проявляється швидше. Зокрема при  $k = 10^{-2}$  мкм<sup>2</sup> швидкість окупності збільшується в шість разів, тобто витрати на зміну властивостей рідини-пісконосія окупаються при експлуатації свердловини більше двох місяців.

## 6 ОХОРОНА ПРАЦІ І НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

### 6.1 Безпека праці

Цикл будівництва свердловини включає наступні основні види робіт:

1. Підготовчі та будівельно – монтажні роботи;
2. Буріння й кріплення;
3. Випробування на приплив;
4. Демонтаж обладнання.

Безпечне виконання етапів робіт забезпечується за рахунок обов'язкового дотримання правил безпеки, приведених у двох інструкціях та інших нормативних документах відносно до кожного виду робіт.

Найбільш небезпечними видами робіт етапу « Підготовчі та будівельно – монтажні роботи та демонтаж обладнання» являються роботи по монтажу, демонтажу вежі та обладнання на ній і пересування її на іншу свердловину в вертикальному положенні. А також монтаж(демонтаж) великогабаритного й важкого бурового обладнання з використанням вантажопідійомних механізмів.

Монтаж, демонтаж і транспортування вежі і бурового обладнання, а також їх ремонт повинні виконуватись у відповідності з вимогами інструкції заводу – виробника, затвердженою схемою розташування бурового обладнання та фундаментів, охорони праці і під керівництвом відповідального працівника. Бурова основа та обладнання, яке знаходиться під напругою, під'єднується до контуру заземлення за допомогою металічних шин, а вежа обладнується блискавковідводом.

Відповідно до вимог системи стандартів безпеки праці (ССБТ), ДСТУ15 – 001 – 88 (п.4,2), ДСТУ 12.2.003 – 91 перед початком монтажних і бурових робіт передбачається вхідний контроль обладнання, приладів і інструменту на відповідність їх ДСТУ і ТУ, а також наявність паспортів на все обладнання, прилади і інструмент. Оцінка безпеки повинна виконуватися по методиці, яка рекомендується ОСТ – 39 – 211 – 87.

До проведення робіт по бурінню свердловини допускаються фахівці, які мають спеціальну освіту і практичний досвід роботи, а при бурінні похило спрямованих свердловин бурова бригада повинна бути навчена згідно двох інструкцій і регламентів буріння похило спрямованих свердловин.

Перед забурюванням свердловини необхідно провести пускову конференцію по ознайомленню з робочим проєктом за участю всього складу бурової бригади і головних спеціалістів підрядної організації і щомісячно з членами бурової бригади проводити технологічні бесіди по підведенню підсумків роботи та особливості технології буріння свердловини.

Найбільш небезпечними видами робіт при виконанні етапу «Буріння і кріплення свердловини» являються спуско - підймальні операції, збирання і розбирання КНБК, зтягування ОБТ у бурову і викидання його на містки, роботи по заміні великогабаритного обладнання, яке вийшло з ладу, експлуатації бурових насосів, ліквідації інтенсивних газопроявлень, газових викидів і фонтанів, вантажно – розвантажувальні та інші.

При виконанні спуско - підймальних операцій найбільш небезпечними являються аварії, пов'язані з зтягуванням талевого блоку під крон блок з наступним обривом талевого каната, падінням талевої системи, а можливе і падіння вежі. Для запобігання цього виду аварій роботи по спуску й підйому бурильної колони та обсадних труб повинні проводитися тільки при наявності справного протизтягувача талевого блоку під крон блок і справної гальмівної системи лебідки, а талевий канат повинен відповідати вимогам ДСТ 16853 – 88. Вибракування й заміна каната здійснюється відповідно до вимог ДНАОП 0.00 – 1.03 – 02, ДНАОП 1.1.10 – 1.04 – 01 та ДСТ 16853 – 88.

Роботи на висоті повинні виконуватися у відповідності з інструкцією з охорони праці для верхового робочого, а утримання лопки та помосту верхового робочого – у відповідності з інструкцією заводу - виробника.

Роботи по спуску і цементуванню обсадних колон повинні проводитися під керівництвом відповідального працівника. Цементувальна головка до вста-

новлення її на колону повинна бути опресована на тиск в 1.5 рази більший найбільшого розрахункового тиску.

Бурова вежа по умовах експлуатації відноситься до об'єктів, які потребують особливої уваги, оскільки піддається значним перемінним навантаженням від 0 до допустимого, що викликає необхідність підвищеного контролю за її експлуатацією.

Згідно п. 6.3.29 Правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України та ГСТУ 320.02829777.014 – 99, з метою запобігання безпечної експлуатації бурова вежа, крон блок, рама крон блока, підкронблочні балки піддаються не рідше одного разу в два місяці механіком і буровим майстром, а також не рідше одного разу на рік – ретельному огляду спеціальною бригадою по огляду бурових веж в порядку, визначеному підприємством. Результати огляду за їх підписами заносяться в журнал перевірки технічного стану обладнання.

Крім того, стан вежі перевіряється:

1. перед спуском обсадної колонії;
2. перед початком і закінченням аварійних робіт, що вимагали розходження прихопленої частини труб;
3. після вітру швидкістю 15 м/с для відкритої місцевості і 21 м/с – для лісової, та в котловині;
4. до початку і після закінчення пересування вежі;
5. після відкритих фонтанів і викидів.

Результати перевірки технічного стану бурової вежі оформлюється актом за підписом спеціалістів, що проводили огляд.

Після закінчення терміну експлуатації бурова вежа повинна піддаватися огляду спеціальною комісією за участю головних спеціалістів підприємства, представників органів Держнаглядохоронпраці України та спеціалізованих експертних організацій. При позитивних результатах оцінки технічного стану комісією встановлюється строк подальшої експлуатації вежі, але не більше 5 років.

При роботі буровими ключами, які використовуються для згвинчування і розгвинчування бурильних труб, не допускається наявність людей у радіусі дії цих ключів, що дозволить виключити можливість травмування обслуговуючого персоналу.

Для запобігання розриву нагнітальної і допоміжної господарчої лінії у процесі циркуляції та перекачування бурового розчину і хімікатів бурові насоси та насоси для господарчих потреб обладнуються запобіжними пристроями.

Перед розкриттям газоносних горизонтів бурова бригада повинна бути забезпечена газоаналізаторами. Після розкриття газоносних горизонтів закриті приміщення бурової повинні періодично провітрюватись.

Інтенсивні газопроявлення, газові викиди й фонтани являються найбільш небезпечними видами ускладнень і аварій. Запобігання газопроявлень і газових фонтанів здійснюється у відповідності з СОУ 11:2 – 30019775 – 035: 2004 Свердловини на нафту і газ.

Найбільш небезпечними видами робіт при випробуванні свердловини являються перфораційні роботи, коли можливі самовільні постріли, а також можливі газопроявлення при розкритті перфорацією продуктивних горизонтів. З метою запобігання газових викидів при перфорації на усті свердловини встановлюється проти викидне обладнання, а перфораційні роботи передбачається виконувати у відповідності з вимогами безпеки, вказаних у розділах 6.8 та 8.5 «Правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості». Усі роботи по випробуванню свердловини передбачається проводити під керівництвом відповідального інженера – технічного працівника.

При проведенні робіт з лубрикатором на висоті передбачається установка площадки з настилом, виконаної із металічних листів, які виключають можливість ковзання або дощок товщиною не менше 4 см, перил висотою 125 см з поперечними планками, розташованими на віддалі 40 см одна від одної та борт висотою не менше 15 см, що утворює з настилом зазор не більше 1 см для стікання рідини. Роботи по дослідженню свердловини повинні виконуватись у ві-

дповідності з «Інструкцією по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин».

Буріння свердловини по існуючій технології здійснюється цілодобово, в зв'язку з чим виникає необхідність забезпечення робочих місць бурової бригади та інших об'єктів, які підлягають освітленню в нічний час, у відповідності з діючими нормами.

В процесі будівництва свердловини для робочих бурової й вишко монтажної бригад передбачається використовувати засоби індивідуального захисту та спецодяг, а також навчання і перевірку знань обслуговуючого персоналу щодо правил користування і найпростіших способів перевірки придатності цих засобів, а також тренування щодо їх застосування. Передбачається регулярно, відповідно до встановлених термінів, випробування і перевірка придатності ЗІЗ (респіраторів, протигазів, запобіжних поясів, електрозахисних засобів, касок), а також своєчасну заміну фільтрів, скляних деталей та інших частин, захисні властивості яких погіршилися. Після перевірки ЗІЗ робиться відмітка (клеймо, штамп) про наступний термін випробування. Перелік засобів індивідуального захисту та спецодяг, які відповідають вимогам діючих правил, ДСТ і ТУ, приведені в табл. 6.1.

Бурова бригада повинна бути забезпечена комплектом діючих на підприємстві інструкції по охороні праці згідно із затвердженим переліком, а також планами по ліквідації можливих аварій і по практичних діях на випадок нафтогазопроявлень і відкритих фонтанів.

Таблиця 6.1. – Засоби індивідуального захисту, спецодяг.

№п/п	Найменування	ДСТ, ТУ	Потреби		
			вишко - монтажна бригада	бурова бригада	бригада по осво- енню
1	костюм х/б	ДСТ 12492-78	кожному члену бригади		
2	зимовий костюм	ДСТ 12.4.039-78	кожному члену бригади		
3	Костюм брезентовий		кожному члену бригади		
4	Спецвзуття	ТУ 17-РСФСР-10-7076-80	кожному члену бригади		
5	Рукавиці	ДСТ12410-76	кожному члену бригади		
6	Каска з підшоломником	ДСТ6-19-186-87	кожному члену бригади		
7	Протишумні шоломи		Кожному члену бригади,занятому в зоні підвищеного рівня шуму		
8	Чоботи гумові	ДСТ 12.4.072-79		5-6	5
9	Фартук гумовий			2	2
10	Килимок гумовий			2	2
11	Протигаз	ДСТ12.4.034-85	кожному члену бригади		
12	Рукавиці діелектричні		2	4	2
13	Пояс заробіжний	ДСТ 39062-68	для кожного члена вишко-монтажної і бурової бригади та додаткових робітників, працюючих на висоті		



## 6.2 Особливості правил безпеки при гідравлічному розриві пласта

Гідравлічний розрив пласта проводиться під керівництвом відповідального інженерно-технічного працівника за планом, затвердженим підприємством.

Під час проведення гідророзриву пласта перебування персоналу біля устя свердловини та нагнітальних трубопроводів ближче ніж 20 м не дозволяється.

Місця встановлення агрегатів для гідророзриву пласта повинні бути відповідним чином підготовлені і звільнені від сторонніх предметів, які перешкоджають установленню агрегатів та прокладенню комунікацій.

Агрегати для гідророзриву пластів повинні бути встановлені на відстані не менше ніж 10 м від устя свердловини і розташовані так, щоб відстань між ними була не менше ніж 1 м і кабіни їх не були повернуті до устя свердловини.

Напірний колектор блоку маніфольдів повинен бути обладнаний датчиками КВП, запобіжними клапанами та лінією скидання рідини, а нагнітальні трубопроводи – зворотними клапанами.

Після обв'язки устя свердловини необхідно опресувати нагнітальні трубопроводи на очікуваний тиск при гідравлічному розриві пласта з коефіцієнтом запасу 1,5. Для вимірювання і реєстрації тиску при гідророзриві до гирлової арматури повинні бути під'єднані показуючий та реєструвальний манометри, винесені на безпечну відстань.

Перед від'єднанням трубопроводів від устьової арматури необхідно закрити крани на ній та знизити тиск у трубопроводах до атмосферного.

Застосування пакерувальних пристроїв при гідророзривах пласта обов'язкове, якщо тиск гідророзриву перевищує допустимий для експлуатаційної колони.

При проведенні гідрокислотних розривів необхідно застосовувати інгібітори корозії.

Працівники, які безпосередньо беруть участь у цих роботах, повинні бути забезпечені локальним радіозв'язком для синхронізації, узгодження та контролю робіт.

### 6.3 Пожежна безпека

При бурінні свердловини необхідно дотримуватись вимог «Правил пожежної безпеки в газовій промисловості».

На площадці бурової необхідно передбачити зовнішнє водозабезпечення для пожежогасіння згідно «Протоколу технічної наради з питань зовнішнього водо забезпечення площадок бурових БУ «Укрбургаз» для пожежогасіння» від 06.07.2000р. і типової схеми «Зовнішнього водо забезпечення бурових БУ «Укрбургаз» для пожежогасіння».

Схемою передбачається встановлення на розгалуженнях водопроводу від ємності запасу води пожежних кранів на висоті 1,35м від підлоги в насосному приміщенні вишково-силового блоку, блоку очиски й дегазації бурового розчину, біля житлових вагон – будинків, а також кран, встановлений між водяною свердловиною і ємністю для запасу води для підключення пожежної техніки і під'їзний шлях до неї.

У випадку надзвичайних подій (відкритий фонтан) згідно «Інструкції по організації і безпечному веденню робіт по ліквідації відкритих нафтових і газових фонтанів на свердловинах АТ «Укргазпром», затвердженої 04.05.1998р. передбачається будівництво за межами площадки бурової, перпендикулярно осі переважаючого напрямку вітру, двох земляних амбарів для накопичення в них води на потреби ліквідації фонтану. Враховуючи максимальні дебіти свердловин на родовищах ДК Укргазвидобування об'єм земляних амбарів повинен бути менше 5000 м<sup>3</sup>.

Виділена ділянка під розміщення бурового обладнання, привишкових споруд та приміщень для виробничих і побутових потреб обвалується земляним валом висотою 1м.

Розміщення вагон – будинків для житлово – побутових потреб, складських, виробничих і допоміжних приміщень, під'їзних шляхів і майданчиків для розміщення спеціальної техніки повинні бути виконані у відповідності з вимо-

гами Правил пожежної безпеки, а бурова забезпечена первинними засобами пожежогасіння.

Передбачається вогнезахисна обробка конструкцій та укриття, які можуть горіти.

На відстані 15 м від устя свердловини передбачається будівництво площадки шириною 12 м для розміщення пожежної техніки на випадок гасіння пожежі газонафтових фонтанів.

З метою запобігання загорання нафти та ПММ, що використовується при будівництві свердловини, для їх зберігання передбачаються відповідні металічні ємності, які обладнуються рівнемірами і дихальними трубками, встановлені на бетонованих площадках, територія навколо яких обваловується земляним валом висотою 1 м і шириною в верхній частині не менше 0,5 м.

Зберігання піноутворювача для потреб пожежогасіння передбачається в металевих бочках  $V = 200\text{л}$  в теплому приміщенні.

Будівництво повітряної лінії електропередач передбачається таким чином, щоб обрив проводів не створював пожежної небезпеки.

Розміщення ємностей з ПММ і нафтою передбачається на відстані не менше 20 м від приміщень силового і насосного блоків та інших будівель та споруд, а паливний провід передбачається обладнати запірним вентилям, який встановлюється на відстані 5 м від стінки машинного приміщення. Місце зберігання ПММ, а також інші об'єкти на буровій забезпечуються засобами пожежогасіння. Їх перелік і кількість, а також місце знаходження на майданчику бурової приведені в табл. 6.2.

Викідні труби двигунів передбачається обладнати іскрогасником, а викідні гази відвести на відстань не менше 15 м від устя свердловини при горизонтальному прокладенні викідного трубопроводу і 1,5 м від конька покрівлі приміщення – при вертикальному прокладенні. В місцях проходження вихлопних труб через стіну або покрівлю, які можуть горіти, передбачається залишити зазор між трубами і конструкцією приміщення не менше 15 см, а труби в цих місцях обмотати негорючим матеріалом.

Таблиця 6.2 – Первинні засоби пожежогашіння.

Найменування	ДСТ,ТУ	Кількість	Тривалість дії	Місце встановлення
1.Комплект засобів пожежогашіння на один пожежний щит:	ТУ-220			
ящик з піском	3620-76	1	на час монтажу, буріння, кріплення та освоєння свердловини	силовий блок, насосне приміщення, склад ПММ
лопата	3620-76	2		
багор БПМ	16714-71	3		
лом пожежний легкий	16714-71	2		
соютра пожежна поясна СПП	16714-71	2	на час монтажу, буріння, кріплення та освоєння свердловини	силовий блок, насосне приміщення, склад ПММ
відро пожежне	ТУ-220	2		
повість		1		ПММ
2. Бочка з водою		1	на час монтажу, буріння, кріплення та освоєння свердловини	в місцях відсутності водопроводу
3. Вогнегасники:				
порошкові переносні V=10л	ТУ 12-46755472 99-91	3		житлово-побутовий комплекс
порошкові переносні V=10л		1		котельня
порошкові переносні V=10л		1		циркуляційна система
порошкові переносні V=10л		3		силовий блок
порошкові переносні V=10л		1		електростанція
порошкові пересувні V=100л		1		склад ПММ
пожежні рукава		4		біля пожежних стояків
пожежні стволи	4		біля пожежних стояків	
піногенератор ГПС-600		1	з глибини використання нафти	в окремому приміщенні
пінозмішувач ПС-2		1	з глибини використання нафти	в окремому приміщенні
піноутворювач ППЛВ		400 л	з глибини використання нафти	в окремому приміщенні
Мотопомпа МП-800		1	з глибини використання нафти	в окремому приміщенні

Електророзподільний щит блоку очистки і дегазації бурового розчину передбачається встановити в інтенсивно провітрюваному місці за межами блоку

установки дегазаторів, а в покрівлі й обшивці стінок блоку передбачаються вентиляційні вікна. Освітлення блоку очистки і дегазачі бурового розчину й пре-венторів передбачається світильниками у вибухобезпечному виконанні.

Для ліквідації можливої пожежі передбачаються такі засоби пожежогасіння:

1. Зовнішній пожежний водопровід  $\varnothing$  100 – 114 мм, на якому згідно типової схеми «Зовнішнього водо забезпечення бурових БУ «Укрбургаз» для пожежогасіння» встановлено 4 пожежних крани  $\varnothing$  50 мм укомплектованих пожежними рукавами довжиною 20 м і пожежними стволами.

2. Відцентрований насос, який використовується для перекачування води з земляного амбару в ємність для повторного використання води, а також для цілей пожежогасіння.

3. Земляний амбар для води об'ємом  $1000 \text{ м}^3$ .

4. Ємність для запасу води об'ємом  $50 \text{ м}^3$ .

5. Ємність для повторного використання води об'ємом  $20 \text{ м}^3$ . Ємність для запасу води і ємність для повторного використання води об'язуються з пожежним водопроводом.

6. Пожежні шти з комплектом засобів пожежогасіння – 5 шт.

7. Вогнегасники згідно з додатком 6 п.1.1 «Правил пожежної безпеки в газовій промисловості України» (тип, об'єм і кількість приведені в табл. 6.2.).

8. При досягненні глибини, з якої для технологічних потреб використовується нафта, на площадці ПММ встановлюють ємність об'ємом  $10 \text{ м}^3$  для зберігання нафти. Для гасіння можливої пожежі, пов'язаної з використанням нафти, на буровій передбачається додатково:

- піноутворювач – 400 л;
- піногенератор ГПС – 600 ;
- піно змішувач ПС – 2;
- мотопомпа МП – 800.

Передбачається проведення навчання та інструктаж обслуговуючого персоналу з питань пожежної безпеки, а також навчання відповідальних осіб за

стан пожежної безпеки з перевіркою знань та видачею відповідного посвідчення.

Територія бурової обладнується знаками пожежної безпеки відповідно до ДСТ 12.4.026. – 76.

У випадку виникнення пожежі бурова бригада діє у відповідності з затвердженим керівником підприємства пожежним розрахунком.

#### **6.4 Промислова санітарія**

В зв'язку з складними умовами роботи на бурових, до роботи допускаються особи, які не мають відхилень по стану здоров'я, для чого передбачаються медогляди обслуговуючого персоналу при поступанні на роботу, а також щорічно профілактичні медичні огляди згідно з організаційно – технічними заходами, направленими на покращення умов і безпеку праці в буровій організації.

Процес буріння свердловини супроводжується рівнями шуму, які згідно даних протоколів досліджень шумової характеристики, проведених УкрНДІгазом у вересні – жовтні 2004 р., в робочій зоні для бурового верстата Уралмаш – 3Д – 76 досягають від 85 до 87 дБ при допустимих рівнях згідно ДСН 3.3.6.037 – 99 – 80 дБ. Основними джерелами шуму на буровій являються: лебідка, ротор, бурові насоси, ДВЗ, електродвигуни, вібросита та інші механізми. Оскільки рівень шуму має незначне перевищення допустимих по ДСН 3.3.6.037 – 99 значень, обслуговуючий персонал передбачається захистити засобами відповідно до ДСТ 12.1.029 – 80. Контроль рівнів шуму передбачається здійснювати періодично при атестації робочих місць приладами ВШВ – 003М2.

Допустимі значення параметрів вібрації: частота віброприскорення (дБ), амплітуди вібропереміщень, сумарного часу дії вібрації повинні відповідати ДСТ 12.1.012 – 90, а методи й засоби захисту – ДСТ 26568 – 85 та ДСТ 25980 – 83. Рівень вібрації не повинен перевищувати норми, регламентовані ДСН 3.3.6.039 – 99.

Контроль рівня шуму і вібрації здійснюється службою охорони праці підприємства або спеціалізованими організаціями, у яких є відповідний дозвіл, по договорах із буровою організацією. Засоби колективного захисту від шуму та вібрації приведені в табл. 6.3.

Таблиця 6.3 – Засоби колективного захисту від шуму та вібрації.

№п/п	Найменування	Місце встановлення
1	Іzolовання обладнання кожухами	Всі частини механізмів, які обертаються
2	Жорстке кріплення вібруючих деталей та вузлів	
3	Балансування деталей, що швидко обертаються	
4	Застосування масивних фундаментів	Бурова вишка, силовий блок, компресор
5	Амортизація та віброізоляція	Силовий блок, насосна, компресор

Радіаційний контроль на свердловині виконувати згідно «Положення про радіаційний контроль на об'єктах ДК «Укргазвидобування»».

Передбачається вирівнювання площадки бурової з ухилом в бік земляних амбарів, а під вишквим, агрегатним і насосним блоками – будівництво стічних лотків із метою відведення атмосферних опадів і бурових стічних вод.

Буріння свердловини передбачається буровою бригадою чисельністю 36 чоловік. У зв'язку з безперервним циклом будівництва свердловини робота бурової бригади здійснюється цілодобово, позмінно. Постійна кількість наявних на буровій площаді досягає 5–7 чоловік, а максимальна 13 чоловік разом з ГПП.

Доставка бурової бригади на бурову передбачається вахтовим автотранспортом через 8 годин. У відповідності зі СНІП 2.09.04.87 табл. 6 та примітка 4 будівництво свердловини відноситься до 1а, 1б, 2в і 2г груп виробничих процесів, у зв'язку з чим на площадці бурової передбачається установка вагон – будинків в яких розміщуються приміщення: для бурового майстра (із постійним радіозв'язком); для відпочинку членів бурової бригади; для роботи й відпочин-

ку спеціалістів, що прибули у відрядження; блоку харчування; гардеробної із шафами по одному відділенню на чоловіка; для сушки спецодягу; душової на 1 сітку; умивальник на 2 крани.

Бурову бригаду і котлопункт передбачається забезпечувати привізною питною водою спеціально обладнаними автомобілями, яка відповідає вимогам СанПіН №383 від 23.12.96р. та ДСТ 2874 – 82 із джерела, на який є дозвіл санепідемстанції. Для миття посуду передбачається підігрів води електронагрівальними приладами.

Витрати питної води на одну людину за добу складають 25 л холодної і 11 л гарячої (додаток 3 СНиП 2.04.01 – 85). Середня потреба води на добу складає 0,3 – 0,5 м<sup>3</sup>. Зберігання питної води передбачається в спеціально обладнаних ємностях або причіпному термосі. Місця зберігання питної води повинні відповідати вимогам санітарних норм[82].

Згідно СНиП 2.09.04 – 87, а також СНиП 2.04.01 – 85 на відстані 75 м від робочої зони , вагон – будинків і за межами зон санітарної охорони водної свердловини передбачається будівництво туалету на два відділення розміром не менше 1,6 x 1,2 м з гідроізоляованою бетонною ямою об'ємом 13 м<sup>3</sup> побутових відходів(об'єм ями взятий із розрахунку одночасної максимальної чисельності людей на буровій 13 чел. та частоти вичищення ями раз на рік).

Згідно ГСТУ 41 – 00 032 626 – 00 – 007 – 97 для побутово – господарських відходів передбачається спорудження спеціальних заглиблених металевих ємностей об'ємом 5–10 м<sup>3</sup>, в яких стоки нейтралізуються. Тверді побутові відходи передбачається зберігати в закритих металічних контейнерах і по мірі їх накопичення вивозити на полігон.

Харчування членів бурової бригади передбачається з допомогою котлопункта на 9–12 посадочних місць, який являється одним із підрозділів відділу робітничого забезпечення бурової організації і задовольняє вимоги СНиП 2.09.04 – 87 та санітарні правила для підприємства громадського харчування 42 – 123 – 5777 – 91 введені в дію 19.03.91р. Котлопункт передбачається обладна-



ти необхідним кухонним та холодильним обладнанням, яке забезпечує приготування гарячих блюд і збереження продуктів харчування на 2–3 доби.

Обігрівання вагон – будинків передбачається водяним опаленням від котельні, вмонтованої на буровій. Передбачається будівництво трубопроводу діаметром 51 мм від котельні до вагон – будинків, а на розгалуженнях 32 і 25 мм.

Бурову передбачається забезпечити аптечкою з набором медикаментів та інструментів і перев'язувальних матеріалів для надання першої медичної допомоги потерпілим, а також медичними ношами.

Зв'язок із керівництвом бурової організації і черговим персоналом передбачається з допомогою радіостанції.

### **6.5 Охорона надр і довкілля**

Для будівництва свердловин тимчасово відчужують значні земельні ділянки. Після завершення робіт більша частина цієї землі повинна бути повернена власнику в рекультивованому вигляді. Тому до початку робіт необхідно зняти родючий шар і закагатувати його на окремій площадці, а після завершення бурових робіт знятий ґрунт використати для відновлення родючості поверненої ділянки.

Основними джерелами забруднення навколишнього середовища є: промивальна рідина і реагенти, частини гірських порід, пластові рідини і залишки тампонажних розчинів.

Звести до мінімуму забруднення навколишнього середовища при бурінні можна тільки комплексними вирішеннями задач. Для цього зберігати промивальну рідину, реагенти, нафту необхідно зберігати в металевих або бетонних ємкостях. Для збору і тимчасового зберігання всієї вибуреної породи, пластових і бурових стічних вод використовують земельні комори з достатньо високим і надійним обвалуванням. Дно і стінки земельних комор повинні мати добру гідроізоляцію, щоб рідини і реагенти, що зберігаються в ній не могли потрапити в

горизонти ґрунтових вод і природні водоймища. Навколо бурової установки повинні бути споруджені стічні канали.

Горючі гази, що виділяються при дегазації промивальної рідини або виходять зі свердловини при її освоєнні, дослідженні і фонтануванні, спалюють у спеціальному факелі. Факели встановлюються не ближче 100 м від свердловини.

Після закінчення буріння свердловини територію, що підлягає рекультиваци, необхідно звільнити від залишків промивальної рідини і шламів гірських порід. Існують різні шляхи вирішення цієї проблеми:

1. Транспортування промивальної рідини на інші бурові для використання;
2. Закачування промивальної рідини і шламів в зони катастрофічного поглинання у сусідніх свердловинах, що буряться, якщо ці зони не містять прісних і лікувальних вод та не сполучаються з горизонтами таких вод і атмосферою;
3. Збір шламів і рідини, що залишилась, у спеціальні шламосховища;
4. Обезводнення відходів підсушуванням їх у земельних коморах з подальшим засипанням родючою землею.

Для забезпечення збереження пластових питних і мінеральних вод від забруднення потрібно стовбур свердловини обсаджувати і цементувати в інтервалі їх залягання. Для меншого забруднення в цих інтервалах слід звести до мінімуму використання промивальних рідин із вмістом хімічних реагентів, які впливають на якість питних і артезіанських вод та змінюють їх хімічний склад.

#### **Висновки за розділом**

1. В розділі наведені заходи з безпеки праці.
2. Розглянуто особливості правил безпеки при ГРП.
3. Заплановано заходи з організації пожежної безпеки, промислової санітарія і охорона надр і довкілля при проведенні робіт в умовах свердловини 201 Метихівського ГКР.

## ВИСНОВКИ

У дипломній роботі була розглянута історія розвитку технології гідророзриву, а також вживані технології ГРП.

Був вироблений розрахунок параметрів гідророзриву продуктивного пласта. Зокрема визначені тиск і витрата рідини під час ГРП; об'єм рідини для ГРП і маса закріплювачу тріщин (піску); розміри тріщин, що утворюються при ГРП. А також розраховані і проаналізовані параметри процесу ГРП у свердловині.

На підставі проведеного аналізу і розрахунків запропоновані і обгрунтовані рекомендації по вдосконаленню технології гідророзриву пласта, яка забезпечить підвищення нафтовіддачі.

Розрахована економічна ефективність запропонованих рекомендацій. Розрахунок показав, що застосування запропонованих рекомендацій дає значний економічний ефект.

У роботі приведені заходи щодо охорони праці і техніка безпеки.

Таким чином, в результаті виконання дипломної роботи були досягнуті усі цілі і завдання, що стояли перед початком досліджень.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Макаренко П.П., Яремийчук Р.С. Освоение скважин. – М.: Недра, 1999. – 472 с.
2. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М., «Недрабизнес», 1999. – 212 с.
3. Качмар Ю.Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремийчук Р.С. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. – Львів: Центр Європи, 2005. – 414 с. Кн. 2.
4. Максимович Г.К. Гидравлический разрыв нефтяных пластов. – М., Гостоптехиздат. – 1957. – 97 с.
5. Квашнин Г.П. Организация производства и экономика бурения водозаборных скважин. – М., Недра, 1984. – 245 с.
6. Шадрин Л.Н. Проектирование строительства нефтяных и газовых скважин. – М., Недра, 1987. – 269 с.
7. Салимов В.Г., Ибрагимов Н.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Гидравлический разрыв карбонатных пластов. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2013. – 472 с.
8. Салимов В.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Прикладные задачи технологии гидравлического разрыва пластов: Монография. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2018. – 380 с.
9. Волохин А., Ладыгин В., Волохин В. Ведение процесса гидроразрыва пласта и гидроджетной перфорации: Учебник. М.: Академия, 2017. – 192 с.