

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОБЛЕМ ТА ПЕРСПЕКТИВ ЗБІЛЬШЕННЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА

Л. Б. Мороз, Б. М. Григораши, А. В. Жекало

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: lesamoroz90@gmail.com

Вдосконалення технологій гідравлічного розриву пласта (ГРП) набуває все більшої актуальності у зв'язку з виснаженням активно розроблюваних на даний час родовищ нафти і газу. Тому нафтогазовидобувні компанії приділяють все більшу увагу методам дії на ПЗП, щоб збільшити приплив флюїду до свердловини. Дослідження процесу гідравлічного розриву пласта є важливим завданням сьогодення. Одним з основних напрямів вдосконалення є його поєднання з іншими методами інтенсифікації припливу флюїдів та більш детальному вивченню технологічних параметрів процесу. Гідравлічний розрив пласта на родовищах України застосовували досить широко та ефективно з 1960 року. Протягом 1957–1970 рр. ГРП проводили з використанням загущеної нафти та кварцового піску для закріплення тріщин. Пізніше ГРП проводили з використанням води або водних розчинів полімерів. При розробці низькопроникних колекторів все частіше застосовують технології, пов'язані з використанням гідравлічного розриву пластів. ГРП на сьогодні є одним із найпотужніших і найефективніших засобів підвищення техніко-економічних показників розробки родовищ в усьому світі. В результаті проведення ГРП дебіти свердловин зростають на 300–600 %. Із 1996 р. застосовують потужний гідорозрив (ПГРП), який відрізняється від попереднього використанням високов'язких неньютонівських рідин, закріпленням тріщин високими концентраціями керамічних пропантів, збільшенням витрати рідин і тиску їх нагнітання. Відтоді виникла необхідність у підвищенні обґрунтованості вибору об'єктів для проведення ГРП та застосування ефективнішої технології або удосконалення вже існуючої технології ГРП. Метою роботи є моделювання ГРП у програмі MFrac з наступним проектуванням тристадійного гідравлічного розриву на прикладі гіпотетичної свердловини.

Ключові слова: свердловина, видобуток, тиск, дебіт, гідравлічний розрив пласта.

The improvement of hydraulic fracturing technologies is gaining more and more relevance in connection with the depletion of currently actively developed oil and gas fields. Therefore, oil and gas production companies are paying more and more attention to methods of action in the formation zone to increase the flow of fluid to the well. The study of the process of hydraulic fracturing is an important task today. One of the main directions of its improvement is its combination with other methods of fluid inflow intensification and a more detailed study of the technological parameters of the process. Hydraulic fracturing has been used quite widely and effectively in the deposits of Ukraine since 1960. During 1957–1970, hydraulic fracturing was carried out using thickened oil and quartz sand to seal the cracks. Later, hydraulic fracturing was performed using water or aqueous solutions of polymers. In the development of low-permeability reservoirs, technologies associated with the use of hydraulic fracturing are increasingly being used. Today, hydraulic fracturing is one of the most powerful and effective means of increasing the technical and economic indicators of field development around the world. As a result of hydraulic fracturing, well flow rates increase by 300–600%. Since 1996, powerful hydraulic fracturing has been used, which differs from the previous use of highly viscous non-Newtonian fluids by cementing cracks with high concentrations of ceramic proppants, increasing the flow of fluids and their injection pressure. Since then, there has been a need to increase the validity of the selection of objects for fracturing and the use of more efficient technology or the improvement of already existing fracturing technology. The work aims to simulate hydraulic fracturing in the MFrac program followed by the design of a three-stage hydraulic fracturing using the example of a hypothetical well.

Key words: well, production, pressure, flow rate, hydraulic fracturing.

Вступ

Гідравлічний розрив пласта – високоефективна і широко використовувана в нафтогазовій промисловості технологія гідрогазодинамічного (гідрогазомеханічного) методу інтенсифікації припливу пластових флюїдів у свердловину, процесу реалізації якого передують важливі етапи аналітичної роботи з обґрунтуванням необхід-

ності і доцільності застосування даної технології впливу. Ефективність її проведення залежить від точності визначення потенціалу свердловини-кандидата, що в подальшому впливає на вибір відповідної технології ГРП і параметрів технологічної операції. Далеко не всі методи мають такі великі можливості для покращення

щення роботи свердловини — і рентабельно, і надійно.

Здійснити перехід до повністю автоматизованих систем підбору свердловин для проведення гідравлічного розриву пласта на даний час неможливо, оскільки такі системи не є досконалими. Вони не врахують все розмаїття критеріїв і факторів, що впливають на вибір свердловин, позбавлені можливості прийняття нестандартних рішень, пов'язаних з особливостями об'єкта впливу.

Ключова ідея полягає в тому, що розміри ГРП можуть бути уніфіковані, тому що вони можуть бути найкраще охарактеризовані за допомогою безрозмірного числа пропанта, яке визначає теоретично оптимальні розміри тріщини, при яких може бути досягнутий максимальний коефіцієнт продуктивності або приймальності. Технічні обмеження повинні бути задоволені таким чином, щоб відійти від теоретичного оптимуму лише настільки, наскільки це необхідно. При такому підході такі важкі питання, як відмінності гідророзриву у високо- і низькопроникних пластах, течія не за законом Дарсі, а також вдавлення пропанта розглядаються прозорим і уніфікованим чином, і інженер отримує логічно послідовну процедуру проєктування.[1–3].

Матеріали та методи

Щоб інтенсифікувати процес гідророзриву, необхідне спеціалізоване обладнання, до якого відносяться: резервуари для зберігання, автоцистерни для перевезення хімікатів, а також насосне обладнання. Добавки транспортуються на буровий майданчик у бортових вантажівках, які мають насоси, що дозволяють перекачувати добавки до змішувачів. Кислота зазвичай доставляється на ділянку гідророзриву вантажівкою для перевезення кислоти, місткістю цистерни до 5000 галонів. Пропанти (зазвичай пісок) подаються до змішувача з великих резервуарів, у яких зберігаються, через великі конвеєрні стрічки. Блендер забирає прісну воду з резервуарів для гідророзриву за допомогою всмоктувальних насосів і змішує її з пропантом у бункері. Рідини і пропант змішуються з добавками в розрахункових концентраціях, утворюючи суспензію, яка під тиском подається до насосів для гідророзриву пласта. Насоси для гідророзриву пласта працюють під високим тиском і перекачують суспензію за допомогою об'ємних насосів до причепа-розподільника. Маніфольд колектор діє як перекачувальна станція і перекачує рідину через наземні трубопроводи до головки гідророзриву [4–6].

Гідравлічний розрив пласта проводиться ізольованими інтервалами вздовж горизонтальної свердловини, оскільки неможливо застосувати тиск по всій довжині стовбура свердловини через обмеження відстані. Це контролюється об'ємом, який оператор може закачати в свердловину під тиском. Ці інтервали ізолюються за допомогою пакерів. У стовбурі свердловини за допомогою перфоратора створюються отвори в межах інтервалу, обмеженого пакерами. При розробці сланцевого газу обробка тріщин проводиться в декілька етапів. На початкових етапах воно полягає у закачуванні прісної води в стовбур свердловини, після чого застосовують кислотне промивання для очищення свердловини від цементу і бурового розчину, щоб забезпечити безперешкодний потік рідини під час гідророзриву [7–9].

Рідина для розриву пласта прокачується через перфоровані інтервали під високим тиском з метою створення тріщини в навколишньому пласті (продуктивній зоні). Тверді частинки, відомі як пропанти, додаються до рідини розриву і закачуються в пласт після того, як були створені тріщини. Розмір і концентрацію пропанта збільшують поетапно протягом усього процесу гідророзриву пласта.

Пропанти утримують новостворені тріщини відкритими, щоб полегшити видобуток вуглеводнів [15]. Проєктування обробки тріщин є складним завданням, яке включає в себе аналіз, планування, досвід і ретельне спостереження за різними етапами всього процесу.

Результати та обговорення

Для прийняття ефективних рішень на етапі планування ГРП доцільно використовувати комплексний підхід для обґрунтування вибору свердловин-кандидатів, що включає:

- формування попередньої вибірки і ранжування свердловин, ділянок родовища (можливо за допомогою методів аналізу даних Datamining (дата майнінг), блоково-факторного аналізу, методу теорії нечітких множин);
- експертну оцінку геолого-технологічних і технічних показників, що характеризують свердловини і ділянки родовища на предмет реалізації ГРП. Безсумнівна перевага даних методів полягає в можливості швидкої обробки великої кількості інформації і оцінки впливу тих чи інших геолого-промислових параметрів на показники успішності (ефективності) ГРП, і відповідно, визначення критеріїв для підбору свердловин-кандидатів.

З метою визначення ділянок родовища для подальшої більш детальної експертної обробки

під час виявлення потенційних критеріїв використовуються промислові дані по свердловинах до ГРП, стан свердловин по фонду на момент проведення ГРП, геологічні характеристики, дані стосовно конструкції свердловини, технологічні показники ГРП.

Промислові дані про свердловину включають дебіти до ГРП, пластовий і вибійний тиски на момент проведення ГРП, накопичені показники, водонафтовий та газоконденсатний фактори, прирости дебітів, максимальні місячні і максимальні середньорічні дебіти за всю історію, відстань до сусідніх свердловин, накопичене закачування і приймальність нагнітальних свердловин на момент ГРП і т.д.[10–14].

Геологічні характеристики являють собою наступний набір даних: загальна та ефективна товщини пласта, коефіцієнти пористості, проникності, нафтогазонасиченості, піщаності, розчленованості, макронеоднородності, гідропровідності і т. д.

Вибір свердловин для ГРП можливо здійснювати на основі адресної геологічної моделі пласта. По кожній свердловині необхідно враховувати результати геофізичних досліджень, а також всю інформацію, отриману в результаті гідродинамічних досліджень, промислового аналізу і т.п. Ступінь достовірності вихідних уявлень про геологічну будову пласта визначає обґрунтованість прийнятих рішень щодо вибору свердловин для проведення ГРП.

Виявлення лінз і продуктивних зон пласта, не дренуваних або слабо дренуваних раніше, і подальше створення протяжних тріщин гідророзриву, що забезпечують зв'язок свердловини з цими зонами, дозволить підвищити коефіцієнт газонафтовилучення та забезпечить високу ефективність ГРП. Для цього в кожному конкретному випадку необхідний аналіз геологічної будови пласта.

Проведення ГРП у свердловинах, що розкривають низькопроникні лінзи, призводить до значного підвищення їх продуктивності. Гідророзрив у свердловинах, що опинилися в низькопроникних лінзах невеликих розмірів, дозволить ввести ці свердловини в експлуатацію. Якщо розміри включення або лінзи відносно невеликі, ефективним виявиться гідророзрив зі створенням тріщини, що виходить за межі включення. Особливо актуальним у цій ситуації є відомості про орієнтацію тріщини, оскільки це дозволить підібрати розмір тріщини таким чином, щоб вона виходила за межі включення.

Визначення рекомендованої довжини тріщини в умовах неоднорідного пласта може

здійснюватися на базі детермінованою геологічної моделі та з врахуванням реального напрямку тріщин.

Розрахунки рекомендується проводити з використанням математичної моделі, що дозволяє розраховувати фільтрацію в пласті з тріщинами гідророзриву.

Не рекомендується проводити ГРП у продуктивних пластах, якщо:

- свердловина розташована в периферійній ділянці родовища неподалік газоводяного або водонафтового контакту;

- пластовий або масивно-пластовий поклад характеризується вибіркоким просуванням пластової води в продуктивну частину;

- масивний поклад характеризується утворенням конусів пластової води;

- нафтовий поклад має газову шапку, і є висока імовірність прориву штучної тріщини до неї;

- поклад має густу сітку свердловин, сусідні свердловини мають високу продуктивність;

- поточний пластовий тиск становить 25% та нижче від початкового [5].

У свердловинах із значними фільтраційними опорами у привибійній зоні пласта спостерігається падіння темпів видобутку при збереженні тих же умов експлуатації, більш низькі значення дебіту в порівнянні з розташованими поблизу свердловинами даного родовища. Одним з найбільш точних методів, на основі якого приймається рішення щодо доцільності проведення ГРП, є виконання гідродинамічних досліджень свердловини (ГДС). За допомогою ГДС визначаються скін-фактори, потенційні можливості свердловини та надається оцінка ступеня недосконалості привибійної зони пласта. Визначення таких свердловин здійснюється на основі промислових даних або в результаті розрахунку.

Розрахунковим методом для нафтових свердловин оцінюється радіус області дренування свердловини і обчислюється потенційний дебіт рідини недосконалої свердловини в умовах плоскорадіального припливу у відповідності з формулою Дюпюї. Якщо розрахунковий потенційний дебіт значно вищий фактичного, то можна припустити наявність значних фільтраційних опорів у привибійній зоні пласта. Розрахунковим методом для газових свердловин оцінюється потенційний дебіт умові зниження значення скін-фактору (псевдоскіна) до «0».

Гідророзрив у свердловинах із забрудненою привибійною зоною дає можливість не тільки відновити видобувну здатність свердловини, а й досягнути її значного підвищення.

Збільшення продуктивності свердловини після ГРП визначається співвідношенням проникностей пласта-тріщини і розмірами тріщини. Причому дебіт свердловини не зростає необмежено з ростом довжини тріщини. При моделюванні робіт необхідно враховувати граничне значення довжини тріщини, перевищення якого не призводить до зростання дебіту. Визначення цієї величини здійснюється на основі розрахункових залежностей.

Виникнення тріщини гідророзриву призводить до перерозподілу фільтраційних потоків у пласті, зміни геометрії області дренування і динаміки обводнення видобувних свердловин. Врахування орієнтації тріщин при проектуванні системи розробки та розташування свердловин нових родовищ або ділянок із використанням ГРП дає можливість сповільнити процес обводнення свердловини при одночасному збільшенні видобутку. Якщо передбачається застосування рядної системи розстановки свердловин, то, по можливості, слід орієнтувати ряди вздовж напрямку тріщин. Якщо тріщини паралельні газоводонафтовому контакту, доцільно розташовувати видобувні свердловини в крайовій зоні у вигляді ряду уздовж цього напрямку. Ефективним може виявитися збільшення відстані між свердловинами в напрямку поширення тріщин і зменшення відстані в ортогональному напрямку. При цьому площа дренування свердловини може залишитися незмінною [13–16].

Проведено моделювання процесу гідравлічного розриву пласта в програмному забезпеченні теуер модуль MFrac на прикладі дослідної свердловини 1. MFrac являє собою систему тривимірного моделювання гідравлічного розриву, що використовується в повсякденній роботі та враховує взаємопов'язані параметри, що впливають на поширення тріщини і перенесення пропанта. MFrac не є повністю тривимірною моделлю. Швидше можна сказати, що вона займає проміжне положення між псевдо-тривимірною і повністю тривимірною моделлю, із застосовним значенням відношення половинної довжини до половинної висоти понад 1/3 (Майер15). MFrac також забезпечує можливість роботи з двовірними типами моделей тріщин [1].

Основні кроки застосування MFrac:

1. Створення нового файлу даних.
2. Задання одиниць виміру.
3. Обрання варіантів програми.
4. Для роботи в реальному часі або відтворення слід запустити програму MView імпортувати дані.
5. Введення вхідних даних.

6. Запуск процесу моделювання.

7. Перегляд та аналіз графіків, отриманих в процесі моделювання.

8. Генерування звітів.

Як досліджуваний об'єкт було вибрано свердловину глибиною 3330 метрів з початковим дебітом 12,3 тис.м³/добу, на якій за результатами попередньо проведених досліджень на неусталених режимах фільтрації, було запропоновано провести тристадійне ГРП у трьох зонах перфорації.

Перед початком програмування, вхідні дані, такі як: потужність продуктивного пласта, інтервал перфорації, пластовий тиск (поточний), температура продуктивного пласта, пористість, проникність, в'язкість пластового флюїду, об'ємний коефіцієнт газу, тиск насичення, газовий фактор вносяться у програму для початку роботи.

Також необхідні файли певних форматів для імпортування каротажних даних по свердловині, дані по інклінометрії в стовбурі свердловини. Перелік необхідної інформації для проектування ГРП (проведення дизайну) представлено у табл.1, табл. 2, табл. 3.

На даній свердловині було проведено ГРП на трьох інтервалах: 3053–3066 м, 3105–3116 м, 3234–3247,5 м. Моделювання ГРП було проведено для кожного інтервалу, починаючи з нижнього.

До моменту моделювання у програмі MFrac виконувалася перевірка допустимості даних, що містяться в кожному діалоговому вікні, яке відкривалося під час поточного сеансу роботи. Щоб уникнути проблем, після запуску процесу обчислень MFrac перевіряє відповідність даних мінімальним вимогам, а також перевіряє відповідність даних допустимим межах. Цей додатковий рівень перевірки помилок призначений для запобігання виникненню помилок обчислень, викликаних відсутністю або неправильними даними.

Графіки у MFrac розділені на категорії, доступні за допомогою різних команд із меню «Графік». Набір доступних графіків визначається безпосередньо варіантами, обраними в діалогових блоках під закладками «Загальні параметри», «Тріщина» та «Варіанти пропанта» останньої збереженої операції моделювання. Наприклад, якщо теплопередача була скасована за допомогою команди «Скасування вибору» відповідної позиції в «Загальних варіантах», ці графіки не будуть присутні у меню «Графік». Характеристики тріщини: ці графіки представляють загальні характеристики тріщини, такі як довжина, висота та ширина. Побудова деяких із

Таблиця 1 – Перелік необхідної інформації для проєктування ГРП продуктивного горизонту А–7

№	Найменування параметру	Значення	Од. вимір.
1	Назва родовища		Назва
2	№ свердловини	1	
3	Індекс продуктивного пласта	А–7	
4	Потужність продуктивного пласта	3	м
5	Інтервал перфорації	3234–3247.5	м
6	Тип перфоратора і кількість перфораційних отворів	39g SDP–4539–410 Owen Oil Tools	
7	Пластовий тиск (поточний)	200	атм.
8	Температура продуктивного пласта	76	°С
19	Пористість	10	%
10	Проникність	0,1	мД
11	В'язкість пластового флюїду (в пластових умовах)	0,018953	мПа
12	Об'ємний коефіцієнт газу	0,0054452	м ³ /м ³
13	Тиск насичення	290	атм
14	Газовий фактор (Z)	0,88357	
15	Діаметр експлуатаційної колони	178	мм
16	Товщина стінок експлуатаційної колони	10,36	мм
17	Тиск опресовування експлуатаційної колони	350	атм
18	Глибина поточного вибою	3260	м
19	Максимальний кут в свердловині / глибина	2° 30/3225	°
20	Зенітний кут в інтервалі перфорації	2° 30	°

Таблиця 2 – Перелік необхідної інформації для проєктування ГРП продуктивного горизонту А–7н

№	Найменування параметру	Значення	Од. вимір.
1	Назва родовища		Назва
2	№ свердловини	1	№
3	Індекс продуктивного пласта	А–7н	
4	Потужність продуктивного пласта	3.5	м
5	Інтервал перфорації	3105–3116	м
6	Тип перфоратора і кількість перфораційних отворів	Owen 6.7g SDP–2107– 410 по 40 отв/м.п. фазування 60°	
7	Пластовий тиск (поточний)	195	атм.
8	Температура продуктивного пласта	73	°С
9	Пористість	14	%
10	Проникність	0,1	мД
11	В'язкість пластового флюїду (в пластових умовах)	0.01871	мПа
12	Об'ємний коефіцієнт газу	0,0055471	м ³ /м ³
13	Тиск насичення	280	атм
14	Газовий фактор (Z)	0,87813	
15	Діаметр експлуатаційної колони	178	мм
16	Товщина стінок експлуатаційної колони	10,36	мм
17	Товщина стінок насосно–компресорних труб	9,65	мм
18	Тиск опресовування експлуатаційної колони	350	атм
19	Глибина поточного вибою	3130	м
20	Максимальний кут у свердловині / глибина	2° 00/3100	°
21	Зенітний кут в інтервалі перфорації	2° 00	°

Таблиця 3 – Перелік необхідної інформації для проєктування ГРП продуктивного горизонту А-7в

№	Найменування параметру	Значення	Од. вимір.
1	Назва родовища		Назва
2	№ свердловини	1	
3	Індекс продуктивного пласта	А-7в	
4	Потужність продуктивного пласта	4.5	м
5	Інтервал перфорації	3053–3066	м
6	Тип перфоратора і кількість перфораційних отворів	Owen 6.7g SDP-2107–410 по 40 отв/м.п. фазування 60°	
7	Пластовий тиск (поточний)	188	атм.
8	Температура продуктивного пласта	72	°С
9	Пористість	11	%
10	Проникність	0,1	мД
11	В'язкість пластового флюїду (в пластових умовах)	0.018461	мПа
12	Об'ємний коефіцієнт газу	0,0056572	м ³ /м ³
13	Тиск насичення	270	атм
14	Газовий фактор (Z)	0,87289	
15	Діаметр експлуатаційної колони	178	мм
16	Товщина стінок експлуатаційної колони	10,36	мм
17	Товщина стінок насосно-компресорних труб	9,65	мм
18	Тиск опресовування експлуатаційної колони	350	атм
19	Глибина поточного вибою	3080	м
20	Максимальний кут в свердловині / глибина	2° 00/3050	°
21	Зенітний кут в інтервалі перфорації	2° 00	°

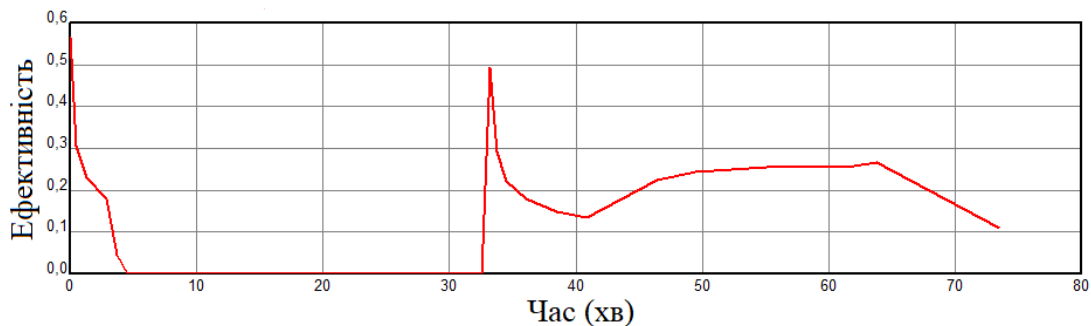


Рисунок 1 – Ефективність як функція часу

графіків здійснюється залежно від часу чи об'єму. Кнопка вибору об'єму відповідає сумарному об'єму закачуваної суміші. Для нашого дизайну з усіх можливих отриманих графіків «Характеристики тріщини» нас цікавить графік «Ефективність, як функція часу», який представлений для кожного горизонту (рис. 1). Ці графіки показують значення ефективності тріщини за весь час проведення ГРП, тобто залежність ефективності тріщини від часу. Значення ефективності тріщини обирається те значення, яке було після продавлювання, перед закриттям тріщини. Також можна звернути увагу на те, що в усіх графіках, які розглянуті в даному підрозділі, є чітка закономірність: умовно графік

можна розділити на 2 періоди. Частина графіку, що знаходиться ліворуч – це нагнітальний тест. Частина графіку, що знаходиться праворуч – основний ГРП.

Перший розділ графіків містить залежності різних тисків від часу. Для відображення цих графіків є блоки вибору для «Відтворення/Реальний час», «Витрати на вибої», «Витрати на поверхні», «Концентрація на вибої» та «Концентрація на поверхні».

Для нашого дизайну з усіх можливо отриманих графіків «Гідраліка стовбура» нас цікавить графіки «Вибійний та поверхневий тиск» та «Розбивка стовбура на етапи» (рис. 2), перший вигляд графіку поданий для обох гори-

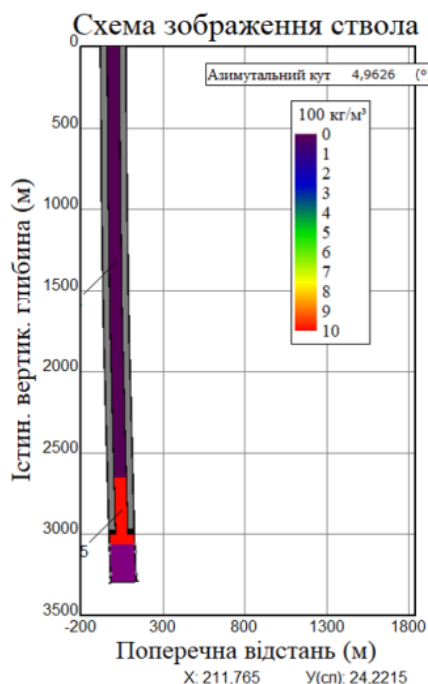


Рисунок 2 – Схема зображення стовбура

зонти, другий вигляд графіку підходить для усіх горизонтів (рис. 3–5). На графіках «Вибійний та поверхневий тиск» можна побачити лінії різного кольору: поверхневий тиск – червона, вибійний тиск обробки – синя, витрата на поверхні – зелена, концентрація на вибої – рожева та концентрація на поверхні – коричнева. Графіки вибійного і поверхневого тисків є взаємопов’язаними та змінюються в залежності від стадії ГРП та об’єму закачуваної суміші на відповідній стадії. Графіки витрати на поверхні є майже незмінними і встановлені на рівні $3,2 \text{ м}^3/\text{хв}$, графік падає до 0 під час стадії «Зупинка свердловини» у плані обробки. Графіки концентрації пропанту на вибої копіюють графіки концентрації пропанту на поверхні, оскільки різниця графіків лише полягає у часовому кроці. Суміші гідророзриву з відповідною концентрацією пропанту потрібен деякий час, щоб вона зайшла з поверхні та дійшла до вибою.

Що стосується графіків «Розбивка стовбура на етапи», то під час моделювання чітко видно переміщення суміші відповідної концентрації із поверхні до вибою. Також на графіку вказано азимутальний кут свердловини – $275,24^\circ$.

Доступний цілий ряд графіків чистого тиску від часу в лінійних і подвійних логарифмічних координатах, що представляють знайомий похилий графік чистого тиску, що зустрічається на графіках Нолті. Виконується також побудова похилої характеристики Нолті для кожної тріщини для графічного уявлення зростання висоти тощо.

Для нашого дизайну з усіх можливо отриманих графіків «Діагностика» нас цікавить графік «Чистий тиск як функція часу», який поданий для кожного горизонту (рис. 6).

На графіках «Чистий тиск, як функція часу» показано зміну параметру чистого тиску під час проведення ГРП. Чистий тиск – це тиск в тріщині під час ГРП. Чим більше значення чистого тиску, тим більш комплексною є тріщина і тим складніше туди закачати пропант. На графіках окрім графіку чистого тиску зображені: витрата на поверхні (зелена лінія) та концентрації пропанту в рідині на поверхні (смагаднова) та вибої свердловини (коричнева). На графіках видно, що значення чистого тиску протягом усього процесу ГРП зростає, окрім моментів, коли ми зупиняємо подачу рідини у тріщину. Значення чистого тиску обирається те, яке було після продавлювання, перед закриттям тріщини. Перенесення пропанту – це низка графіків, що демонструють розміщення пропанту з часом та наприкінці процесу моделювання.

На графіку напружень зображено залежність напруження та літологічний склад породи в місці утворення тріщини на відповідній істинній вертикальній глибині. Зона інтервалу перфорації вказана для усіх графіків червоними лініями. Як видно на графіках, в зоні перфорації знаходиться зона мінімальних напружень, що є відмінним положенням для утворення тріщини.

На графіку профілю тріщини відображено розподіл частини тріщин на кілька зон, які вказують на відсоток від загальної довжини тріщини в цій зоні. Як можна побачити на графіку, чим більше відсоток від довжини тріщини, тим ближче зона знаходиться до середини інтервалу перфорації.

На графіку концентрації/площа під час закриття тріщини зображено розподіл суміші відповідної концентрації пропанту по всій довжині тріщини. На графіку видно, що розподіл пропанту лежить в інтервалі перфорації, і немає проривів у підшву або покрівлю, що є прийнятним попереднім результатом для проведення ГРП.

На графіку провідності тріщини під час закриття зображено провідність тріщини по всій довжині тріщини. Графіки «Концентрація/площа закриття» та «Провідність тріщини (закриття)» за моделлю є взаємопов’язаними: чим більша концентрація пропанту в тріщині, тим більшою провідність тріщини. За графіком, орієнтовна середня провідність тріщини для обох горизонтів знаходиться в діапазоні $100 \text{ мД}\cdot\text{м}$. Також за графіком можна визначити

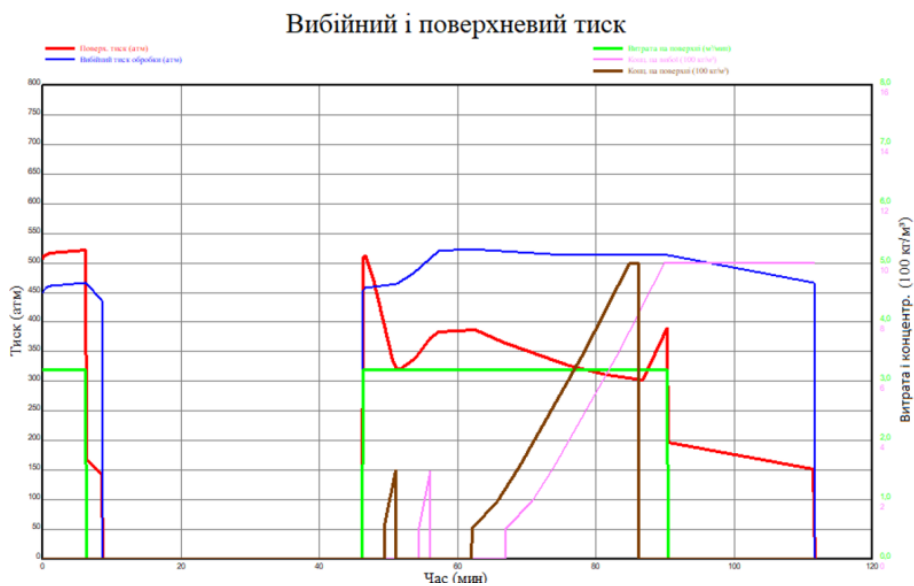


Рисунок 3 – Вибійний і поверхневий тиск для горизонту А–7

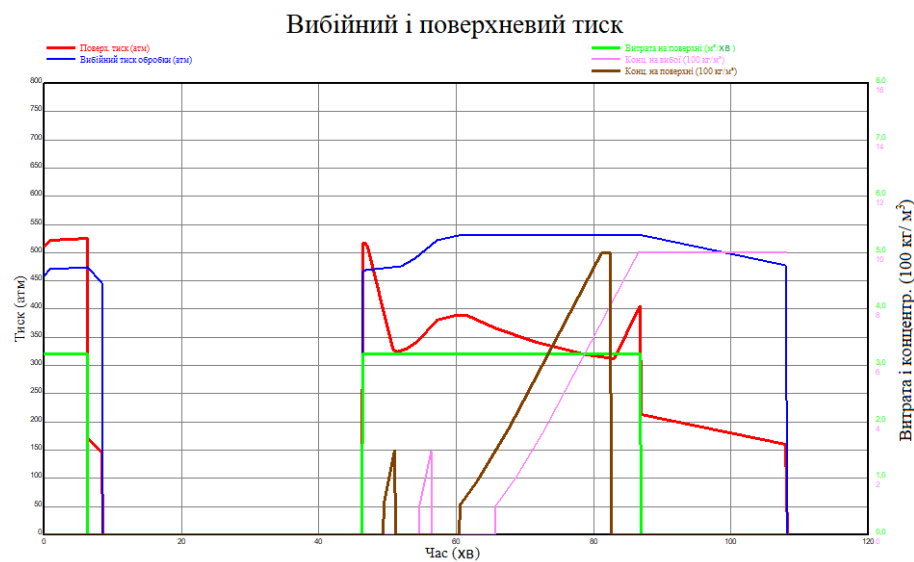


Рисунок 4 – Вибійний і поверхневий тиск для горизонту А–7н

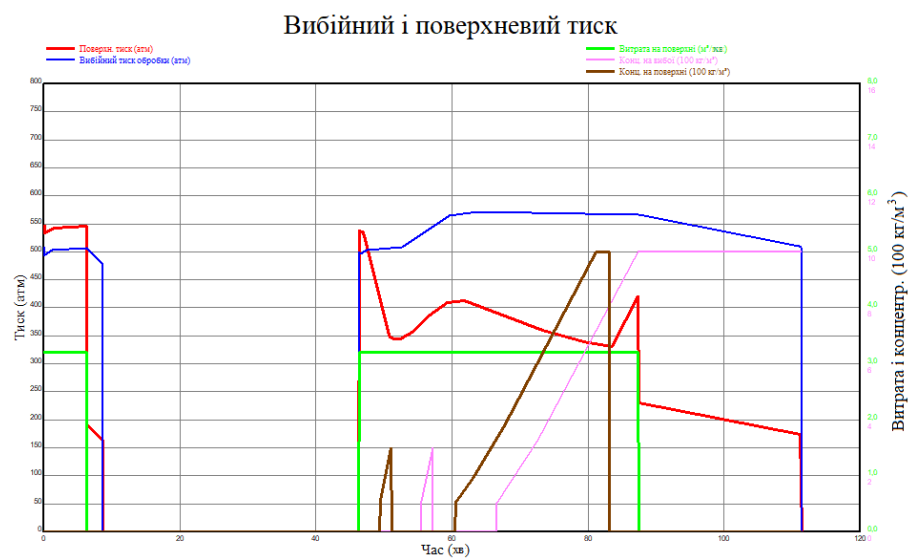


Рисунок 5 – Вибійний і поверхневий тиск для горизонту Г–8в

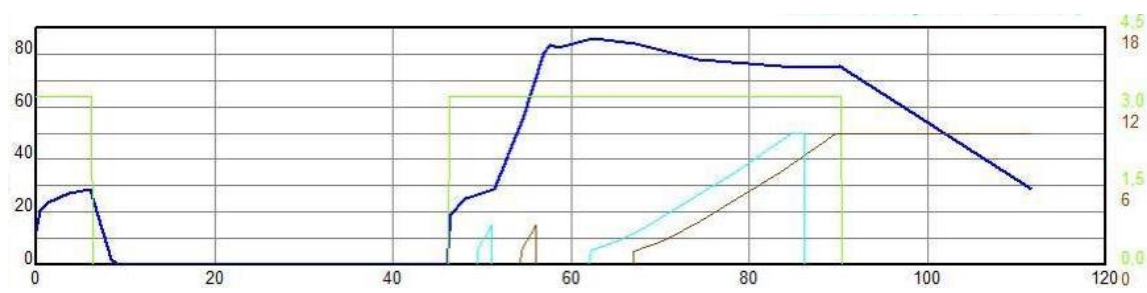


Рисунок 6 – Чистий тиск, як функція часу

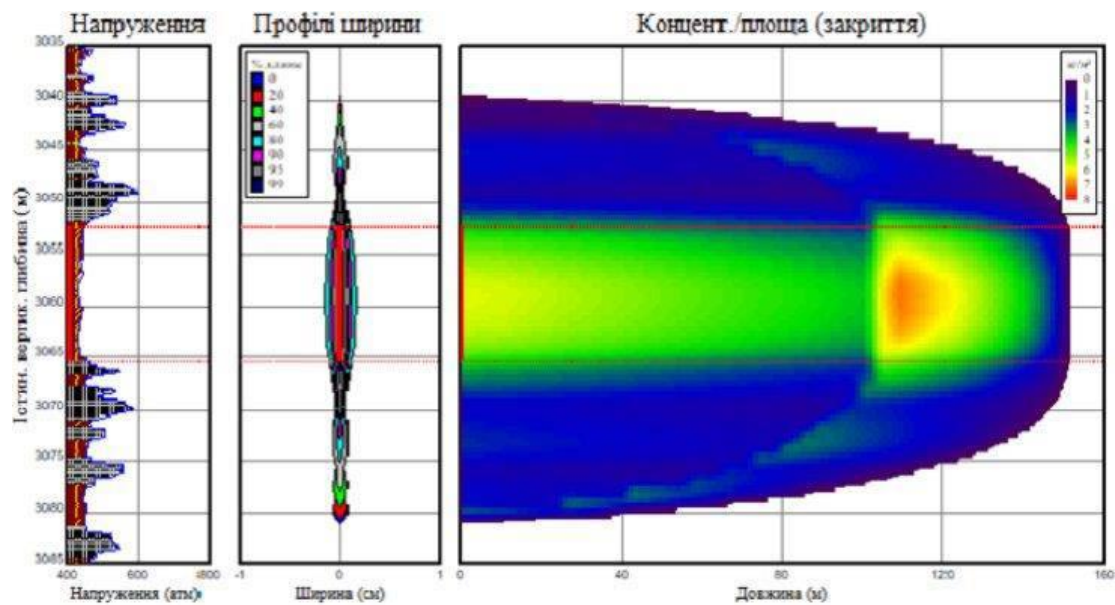


Рисунок 7 – Концентрація/площа (закриття) для горизонту А-7

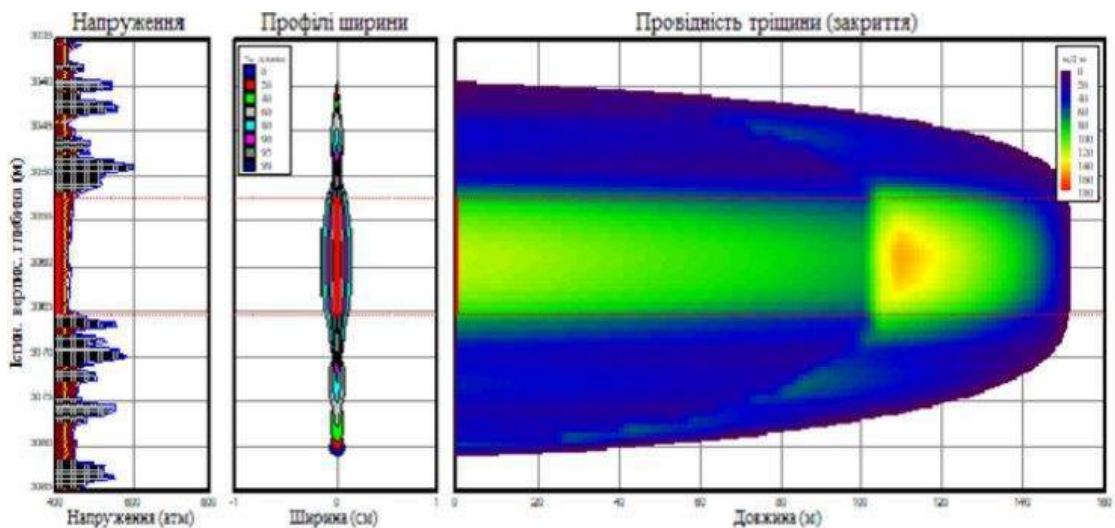


Рисунок 8 – Провідність тріщини (закриття) для горизонту А-7

орієнтовні значення загальної довжини та висоти тріщини: для горизонту А-7 довжина та висота складає приблизно 150 та 13 м відповідно, для горизонту А-7н – приблизно 160 м та 10 м, для горизонту Г-8в – приблизно 170 та 13,5 м.

Тривимірні графіки: для ілюстрації функціональних можливостей тривимірних графіків нижче представлені графік з одиночною тріщи-

ною для нашого дизайну (рис. 13). На даному графіку зображено стовбур свердловини, літологічна складова для даного інтервалу, глибина свердловини, концентрація пропанту, яка залишилась у стовбурі свердловини (помаранчевий та червоний колір) та тривимірна модель тріщини із зазначенням її ширини.

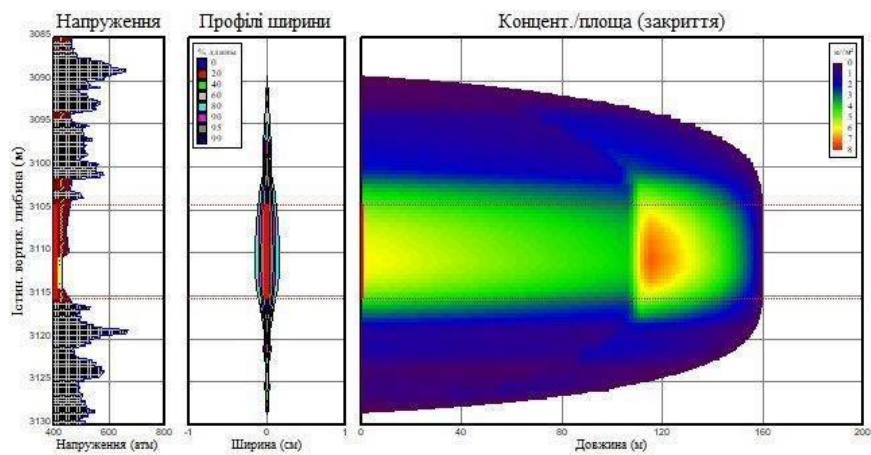


Рисунок 9 – Концентрація/площа (закриття) для горизонту А-7н

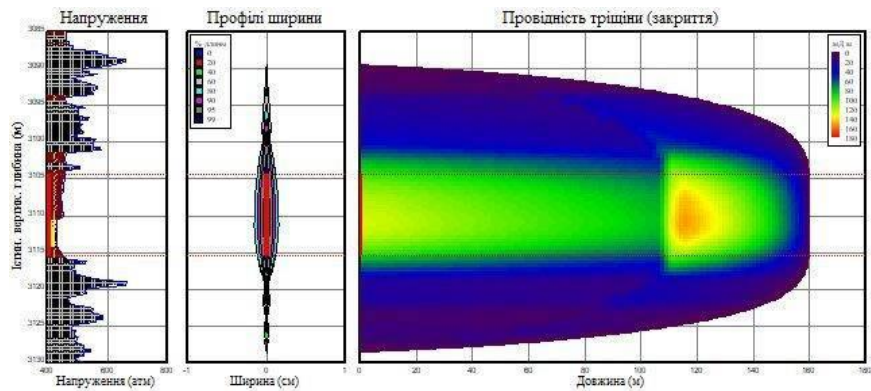


Рисунок 10 – Провідність тріщини (закриття) для горизонту А-7н

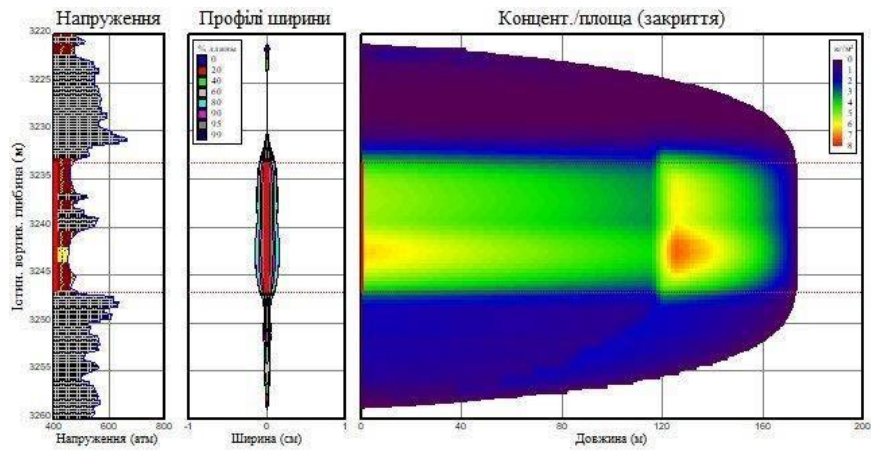


Рисунок 11 – Концентрація/площа (закриття) для горизонту Г-8в

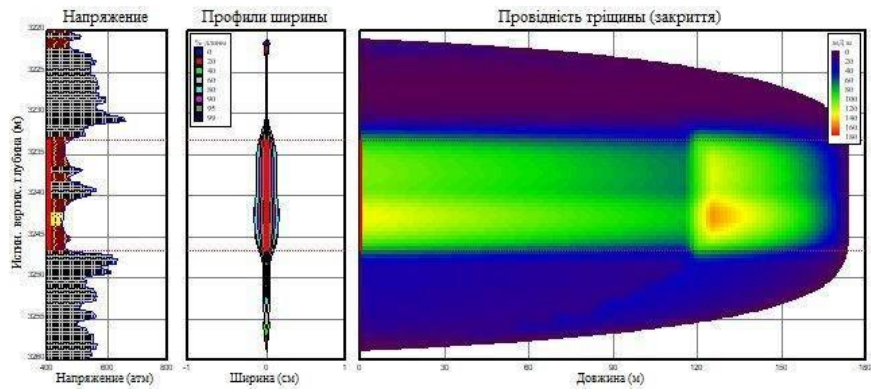


Рисунок 12 – Провідність тріщини (закриття) для горизонту Г-8в

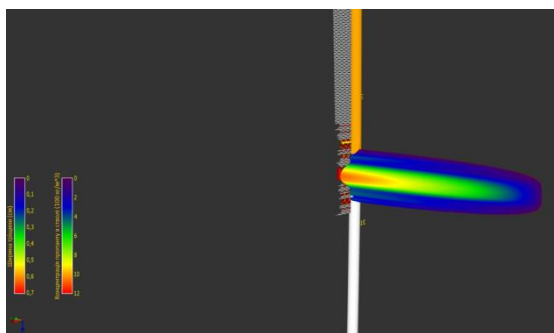


Рисунок 13 – Тривимірний графік для горизонту

Висновок

За допомогою програмного забезпечення Meyer модуль Mfrac на прикладі дослідної свердловини 1. Описано основні кроки застосування Mfrac. Перераховано перелік необхідної інформації для проектування ГРП (проведення дизайну). Докладніше описується порядок заповнення даних в комплексному програмному пакеті. За результатами проектування можна сказати, що маса закачаного в пласт пропанту складає 32946 кілограмів, залишок пропанту у свердловині, для недопущення змикання тріщин склав 2059 кілограмів. Запроектована прогнозована довжина тріщини – закріплена 149,2 метри, а висота тріщини – середня 35,03 метри. Розрахунковий дебіт газу після 3 стадій ГРП склав 111,3 тис. м³/добу.

Література / References

1. Martin A., Economides M. Довідник користувача програми моделювання гідравлічних розривів. Best Practices for Candidate Selection, Design and Evaluation of Hydraulic Fracture Treatments. Proceedings of SPE Production and Operations Conference and Exhibition (Society of Petroleum Engineers), Tunis, 8–10 June 2010, 1–13. URL: <http://dx.doi.org/10.2118/135669-MS>
2. Santos J.A.C.M., Melo R.C., di Lullo G. Case History Evaluation of RPMs on Conform Fracturing Applications. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference* (Society of Petroleum Engineers). URL: <http://dx.doi.org/10.2118/94352-MS>
3. Mahajan M., Rauf N., Gilmore T., Maylana A. Water Control and Fracturing: A Reality. *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition* (Society of Petroleum Engineers), Adelaide, 11–13 September 2006, 1–11. URL: <http://dx.doi.org/10.2118/101019-MS>
4. Santos J.A.C.M., Cunha R.A., Melo R.C., Aboud R.S., Pedro H.A., Marchi F. Inverted-Convection Proppant Transport for Effective Conformance Fracturing. *SPE Production Operations*. 2014. 24, 187–193 p. URL: <http://dx.doi.org/10.2118/109585-PA>.
5. Virgilio J. F., Antônio O. D. Selecting Oil Wells for Hydraulic Fracturing: A Comparison between Genetic-Fuzzy and Neuro Fuzzy Systems. *American Journal of Operations Research*, 4, 202–216 p. 2014. URL: https://www.researchgate.net/publication/276496354>Selecting_Oil_Wells_for_Hydraulic_Fracturing_A_Comparison_between_Genetic-Fuzzy_and_Neuro_Fuzzy_Systems.
6. Instruktsiia z vyborusverdlovyh PAT «Ukrhazvydobuvannia» dlia provedennia hidravlichnoho rozryvu plasta. 2017. [in Ukrainian]
7. Katerynychuk P.O., Rymchuk D.V., Tsybulko S.V., Shudryk O.L. Osvoiennia, intensyfikatsiia ta remont sverdlovyh . Kh.: Prom-Art, 2018. 608 p. [in Ukrainian]
8. Fracturing Fluid Systems. *Halliburton*. 2013. URL: <https://studylib.net/doc/18090064/fracturing-fluid-systems>.
9. Economides Michael J., Ronald Oligney, Peter Valko. Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. Orsa Press, Alvin, Texas, 2002. 306 p.
10. Dzhatykov T. E. Rozrobka kompleksnoi metodolohii proektuvannia, vykonannia ta analizu hidrorozryvu plasta: dys. kand. fiz.–mat. nauk : 6D070800 / Dzhatykov Temirlan Ermekovych – Almaty, Respublika Kazakhstan, 2022. 131 p.) [in Russian]
11. Jeffrey R., McLennan J., Bungler A. Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing. Brisbane, 2013. 1074 p. URL: <https://www.intechopen.com/books/320>.
12. Slick water frac. *Ballotpedia* URL: https://ballotpedia.org/Slick_water_frac.
13. Chambers D. J. Foams for Well Stimulation in Foams: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry. *ACS Advances in Chem.* Ser. 242, 1994. P. 355–404.
14. Beckwith Robin Depending on Guar– For Shale Oil and Gas Development. *Journal of Petroleum Technology*. 2012. Vol. 64, Is. 12.
15. Dovidnyk korystuvacha prohramy modeliuvannia hidravlichnykh rozryviv Meyer. Odyndatsiate vydannia – 2014) [in Ukrainian]
16. Keck, Richard G., Nehmer, Warren L., Gary S. Strumolo. A New Method for Predicting Friction Pressures and Rheology of Proppant-Laden Fracturing Fluids. *SPE Prod Eng*7. 1992. P. 21–28.
17. Byron Bird R., Stewart E. W., Lightfoot N. E. Transport Phenomena: textbook. 2nd ed. John Wiley & Sons. 2007. 928 p. URL: <https://books.google.com.ua/books?id=L5FnNIIaGfcC&printsec=frontcover&hl=ru#v=onepage&q&f=false>.