



Прийнято 27.10.2024. Прорецензовано 04.04.2025. Опубліковано 20.06.2025.

УДК 622.244.443

DOI: 10.31471/1993-9868-2025-1(43)-41-49

ДОСЛІДЖЕННЯ БЛОКУЮЧОЇ ЗДАТНОСТІ РІДИН ГЛУШІННЯ В УМОВАХ КАПІТАЛЬНОГО ТА ПОТОЧНОГО РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН

Хомин Т. І.*

ТОВ «ГАЗ-МДС»

вул. Сікових Стрільців, буд. 8Б, м. Київ, 50, Україна

orcid.org/0009-0008-8069-9195e-mail: khomyntaraswork@gmail.com

Анотація. Важливими напрямками підвищення вуглеводневіддачі продуктивних пластів є забезпечення збереження колекторських властивостей під час капітального та поточного ремонту свердловин. Збереження фільтраційних характеристик свердловин у складних гірничогеологічних умовах найчастіше забезпечують безглинисті полімерні та емульсійні промивальні системи. Поширення застосування полімерних систем на великі глибини, для яких характерні високі пластові тиски і температури, обмежується низькими тисками прориву блоkad через їх термостійкість і густину. Одним із шляхів вирішення даної проблеми є розробка термостійких систем, які з ростом температури лише підвищують свої блокуючі характеристики. Визначення тисків прориву основних розчинів глушіння та підбір найбільш ефективного складу для збереження продуктивних характеристик продуктивних горизонтів проведено на спеціально створеній установці. Показано, що більша частина застосовуваних рідин глушіння не відповідають геолого-технічним характеристикам свердловин, а саме не витримують температурний режим вибою свердловин, мають низькі тиски прориву, зменшують в'язкість та підвищують фільтрацію в поровий простір. Розглянуто зміну основних фізико-хімічних характеристик розчинів глушіння під впливом високих температур та вплив основних складових рідин глушіння на тиски прориву блоkad та умови видалення рідин глушіння зі свердловин. На підставі проведених досліджень запропоновано рецептуру системи глушіння на базі магнієвих та амонійних солей, яка в умовах високих пластових тисків і температур забезпечує максимально високі тиски прориву до 45 МПа за рахунок різкого зростання щільності структури та мінімізації фільтрації. Визначено, що основним фактором збереження продуктивності колектора є забезпечення високих тисків прориву та високих темпів видалення рідин глушіння з вибою свердловин.

Ключові слова: глушіння свердловин; моделювання; розчин хімічних композицій; тиски прориву; установка дослідження блокування пласта.

Вступ

Більшість нафтових і газових родовищ України знаходяться на завершальній стадії розробки, про що свідчить зниження пластових тисків, збільшення зон дренавання покладу в той час як до 50% і більше вуглеводневої продукції залишається не вилученої. Експлуатаційні свердловини, як єдині канали отримання продукції, потребують постійного контролю

та обслуговування з метою забезпечення безперебійної роботи, тому кількість поточних та капітальних ремонтів зростає [1, 2].

Більшість ремонтів свердловин потребує застосування рідин глушіння для безпечного проведення робіт та попередження забруднення продуктивних пластів, а враховуючи наявність знижених пластових тисків, то якість, висока блокуюча здатність рідин глушіння та

Запропоноване посилання: Хомин, Т. І. (2025). Дослідження блокуючої здатності рідин глушіння в умовах капітального та поточного ремонту свердловин. Нафтогазова енергетика, 1(43), 41-49. doi: 10.31471/1993-9868-2025-1(43)-41-49.

* Відповідальний автор



Copyright © The Author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

швидко освоєння свердловин після глушіння стає актуальною проблемою ремонтних робіт [3, 4]. Рідини глушіння відіграють важливу роль у процесі виконання ремонтних робіт, обґрунтований вибір яких з урахуванням геолого-технічних умов свердловини дозволяє забезпечити попередження таких ускладнень, як поглинання рідини глушіння продуктивним пластом, нафтогазоводопрояви, корозійне руйнування підземного обладнання і головне ускладнення – зниження ємнісно-фільтраційних характеристик продуктивних колекторів.

Гелеві полімерні системи та емульсії є одними з найбільш ефективних і зручних методів вирішення проблем глушіння свердловин. Для їх застосування необхідно виявити зміни основних фізико-хімічних параметрів систем глушіння в умовах глибоких свердловин та з'ясувати тип рідини глушіння, що забезпечує високі тиски прориву.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Попри активний розвиток відновлюваних джерел енергії, нафта і газ — на сьогодні залишається важливим компонентом глобально-енергетичного балансу. У коротко- та середньостроковій перспективі ці ресурси відіграватимуть роль перехідного джерела енергії, забезпечуючи стабільність енергопостачання під час поступового впровадження технологій декарбонізації та «зеленого» переходу [1-4]. Однак численні родовища нафти і газу в Україні зазнали значного зниження видобутку в останні роки. Сьогодні операції з глушіння свердловин є невід'ємною частиною рутинного контролю та управління свердловинами [5]. Тому суттєвим завданням є підбір оптимальної для даних умов рідини глушіння, яка б забезпечувала збереження продуктивного пласта.

У свердловинах, що виведені з буріння з високими початковими тисками, ущільненими колекторами, відсутністю поглинання рідини та малою роздренованістю розкритих горизонтів, за думкою авторів, допускається глушіння рідинами, які мають малу в'язкість (пластова вода, ропа, розчин бішофіту та хлористого кальцію та ін.), з короткочасовим контактом з інтервалами розкритих продуктивних пластів. З метою збереження доремонтного видобутку таких свердловин пропонується методика глушіння свердловин з попередньою ізоляцією продуктивного інтервалу. Як рідина для блокування інтервалу розкритого горизонту застосовується якісний буровий розчин в'язкістю 45-60 с на сольовій основі будь-якої густини з

водовіддачею розчину 4-5 см³/30 хв. Як наповнювач приймається дерев'яна просіяна тирса [6].

У статті [7] обговорюються ризики утворення накипу, коли рідина глушіння готується та змішується з пластовими водами з різних горизонтів. У рамках цього дослідження були проведені лабораторні випробування керну для оцінки ризиків пошкодження пласта та зниження проникності в результаті проникнення рідини глушіння в колектор. Враховуючи такі геологічні та інженерні умови, автори пропонують включати до складу рідин глушіння різні хімічні реагенти, які б запобігли будь-якому пошкодженню пласта та захистили свердловинне обладнання.

У статті [8] запропоновано систему гелевих пробок для технології тимчасового блокування з метою вирішення проблеми поглинання рідини глушіння в свердловинах низького тиску в умовах тимчасового блокування свердловин. Як загусник тут використовували суміш етерифікованої рослинної камеді галактоманнану, поверхнево-активної речовини ізооктанолу, поліоксисетиленового ефіру та масляної фази.

Значна кількість фахівців застосовують безглинисті промивальні системи на основі полісахаридних реагентів, які є найбільш ефективними і перспективними з точки зору забезпечення якісного первинного та вторинного розкриття продуктивних пластів у складних гірничо-геологічних умовах, а також в умовах капітального ремонту свердловин. В основу більшості рецептур таких рідин покладена взаємодія молекул біополімеру з полімерами крохмалю або целюлози, наслідком якої є набуття системою унікальних псевдопластичних та тиксотропних властивостей [9-11].

Автори [12] розробили розчин для глушіння та ремонту свердловин, що містить суміш водного розчину солей магнію та амонію з рідкими вуглеводнями, наприклад, керосином, який, за рахунок додавання крохмалю, за підвищення температури перетворюється на малопроникну гелеву масу з високою блокуючою властивістю.

У патенті [13] автори запропонувати технологію тимчасового блокування пластів під час капітального ремонту з використанням суміші амонійних та натрієвих солей з солями магнію, та крохмалів. Запропонована система дозволяє надійно блокувати продуктивний колектор, причому застосовуючи невеликі об'єми рідин глушіння, заповнюючи в подальшому свердловину будь-яким сольовим розчином.

Запропонована емульсійно-суспензійна система ESS для закріплення та технічного обслуговування нафтових і газових свердловин з наночастинками, за твердженнями авторів, розроблена з метою створення блокуючого блоку для глушіння свердловин та характеризується високою сумісністю з пластовими флюїдами, гірськими породами, адаптивністю питомої ваги в широкому діапазоні ($900-1400 \text{ кг/м}^3$) [14]. Рецептура передбачає зміну змочуваності поверхні гірської породи, відсутність шкоди свердловинному обладнанню, системі збору нафти і газу та навколишньому середовищу. Пілотний пакет блокування ESS запроваджено в горизонтальних свердловинах з кількома тріщинами в пластових умовах високого тиску ($39,5 \text{ МПа}$) і високої температури ($115 \text{ }^\circ\text{C}$).

Реверсивні емульсійні промивальні розчини, які можна легко і оборотно перетворити з емульсії «вода-в-нафті» на емульсію «нафта-у-воді» і назад в емульсію «вода-в-нафті» за допомогою кислотно-основного хімічного перемикача описано в роботі [15]. За твердженням авторів ця система проста і легка в експлуатації без будь-яких кардинальних змін у поточній технології інвертної емульсії. Зміна властивості ПАР утворює інвертну емульсію в присутності вапна і пряму емульсію в присутності кислоти. Технологія реверсивної емульсії за рахунок використання нових емульгаторів, які дозволяють розчину циклічно змінювати змочування нафтою і водою так часто, як це необхідно може бути ефективно застосована для обводнених нафтогазових свердловин без різких і неконтрольованих коливань в'язкості.

З метою підтвердження ефективності розроблених складів для глушіння свердловин науковці розробляють технологічні установки та процеси для проведення досліджень в пластових умовах. Так автори [16] розробили інтелектуальну систему розкриття продуктивних горизонтів, в основу якої включили платформу інтелектуального керування поверхнею поля, мережеву систему керування даними вимірювання, систему інтелектуального керування у свердловині та систему віддаленого інтелектуального центру керування в режимі реального часу.

Розроблена блокуюча система [17] на основі водних розчинів суміші гелеутворювачів та ініціаторів досліджувалась на установках для визначення впливу концентрації компонентів, температури реакції та рН на час гелеутворення та в'язкість гелю. Показано, що зміна рН дозволяє змінювати час гелеутворення.

Аналітичні дослідження підтверджують, що проблемам розробки рідин глушіння присвячено багато наукових робіт, які мають та потребують шляхів додаткових досліджень.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Аналіз літературних джерел показав, що всі застосовувані для глушіння свердловин водні розчини містять полімери, які під впливом температурних змін можуть істотно змінювати свої фізико-хімічні властивості, розчинність та стабільність. Відбувається зміна в'язкості розчину: з підвищенням температури в'язкість зазвичай знижується; стійкість розчину зменшується за рахунок деградації полімеру або зміни його молекулярної структури, а це разом впливає на процеси фільтрації в пласт.

Стійкість полімерних розчинів за різних температур є аспектом, що впливає на їх фізико-хімічні властивості та можливості застосування.

Розуміння впливу температури на стійкість полімерних та емульсійних розчинів глушіння є ключовим для їх застосування в різних гірничо-геологічних умовах. Дослідження в цій сфері допомагають оптимізувати умови вибору складу та їх застосування, забезпечуючи надійність та тривалість процесів капітального ремонту.

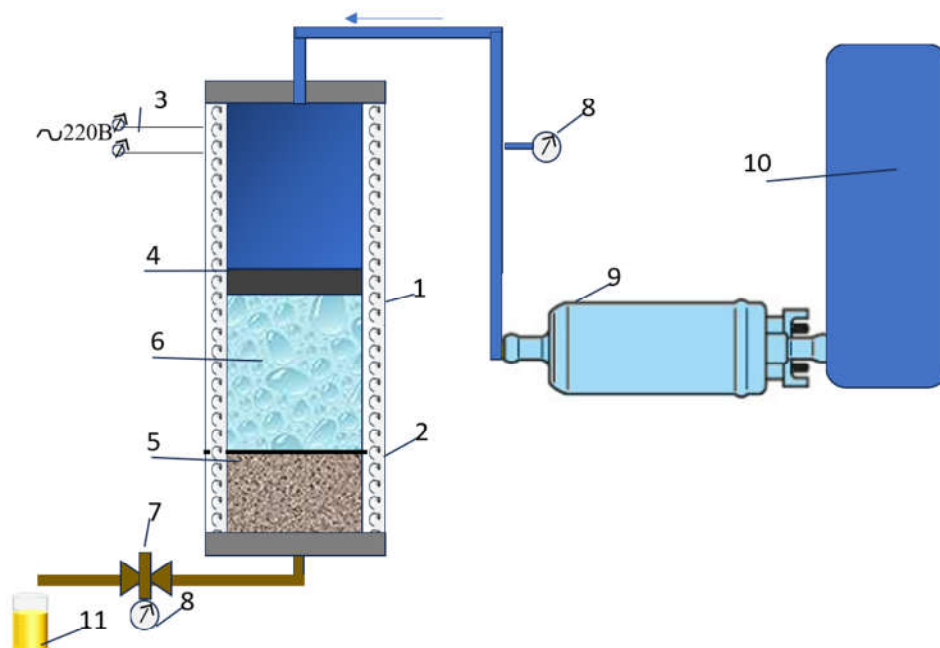
Загалом, дослідження стійкості розчинів глушіння за різних температур є багатогранною темою, що охоплює вивчення в'язкісних, розчинних, термомеханічних та блокуючих властивостей, а також їх поведінки в різних умовах експлуатації та потребує розробки конструкцій та використання спеціальних установок дослідження.

Мета і завдання досліджень

Метою досліджень є забезпечення якості блокування продуктивних горизонтів нафтогазових свердловин в умовах високих пластових тисків і температур.

Досягнення поставленої мети пов'язане з вирішенням таких основних завдань досліджень:

1. Визначення основних типів рідин глушіння та підбір складів для подальших досліджень.
2. Створення установки з дослідження тиску прориву рідин глушіння.
3. Дослідження змін реологічних, структурно-механічних і фільтраційних властивостей розчинів глушіння в умовах високих тисків і температур.



1 – ємність для дослідження; 2 – термостатуюча оболонка; 3 – нагрівальний елемент; 4 – поршень;
5 – модель порового середовища; 6 – досліджувана рідина глушіння; 7 – регулятор тиску; 8 – манометри;
9 – насос подачі рідини продавки; 10 – ємність з рідиною продавки; 11 – ємність для збору флюїду

Рисунок 1 – Принципова схема установки з визначення тиску прориву рідини глушіння

Об'єктом дослідження є рідини глушіння глибоких свердловин, а предметом дослідження – їх технологічні властивості в умовах високих тисків і температур.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Для визначення основних блокуючих характеристик рідин глушіння проведені експерименти на спеціально створеній установці визначення тиску прориву. Як порове середовище для фільтрації рідин глушіння використали фракціонований кварцовий пісок дрібно та середньозернистий з фракцією 0,1-0,5 мм. Білий кварцовий пісок попередньо був очищений від органічних сполук, оксидів заліза і домішок глини шляхом просіювання, промивання і сушіння. Проникність даного порового середовища становила в середньому 100 мД. Величина фільтраційного шару становила 10 см. Модельний піщаний керн засипали в порову металеву капсулу, з метою подальшого дослідження після закінчення експерименту, яку встановлювали на дно ємності дослідження та фіксували термомастостійкими ущільнюючими елементами.

Принципова схема установки, показане на рис. 1 було використано для оцінки блокуючої ефективності рідин глушіння. Експериментальні дослідження проводили так: низ ємності

дослідження (1) заповнювали моделлю порового середовища, а саме пластовим флюїдом – водою і газовим конденсатом (4). Далі вводили рідину глушіння (6), встановлювали поршень (4) і закривали ємність. Вмикали термостат і створювали необхідну температуру. Після стабілізації температури починали збільшувати тиск зі швидкістю приблизно 0,1 МПа/хв через насос подачі рідини продавки та контролювати втрату рідини та падіння тиску. Тиск, за якого відбулося різке падіння тиску, записували як здатність гелю витримувати тиск.

Дослідження проведені для різних температурних умов, що моделюють глибину свердловин. При чому кожен розчин досліджувався без попереднього термостатування та після термостатування протягом 12 діб з метою визначення деструктивних властивостей рідин.

Як пластові флюїди використано води різної мінералізації та газовий конденсат.

Для досліджень використані готові рідини глушіння, які були використані для проведення капітального ремонту свердловин, а саме:

1. Рідина на основі хлориду калію з карбоксиметилцелюлозою з додаванням 1% бентонітової глини та ПАР;

2. Рідина на основі хлориду калію та натрію, ПАР з поліакриламідом з додаванням 3% мармурової крихти;

Таблиця 1 – Основні фізичні параметри досліджуваних рідин глушіння

Номер рідини глушіння	Густина, кг/м ³		Умовна в'язкість, с		рН		Фільтрація, см ³ /30 хв		СНЗ, дПа	
	ДТ	ПТ	ДТ	ПТ	ДТ	ПТ	ДТ	ПТ	ДТ	ПТ
1	1150	1150	40	36	6,5	6,6	4,3	5,7	40/60	40/58
2	1200	1200	55	40	6,8	6,7	4,5	5,6	45/63	43/60
3	1260	1260	50	45	6,0	6,2	4	4,5	55/72	50/65
4	1180	1180	53	90	7,3	7,6	1,5	0,2	60/90	90/115
5	940	930	60	58	н/в	н/в	0,8	1,2	30/40	30/35
6	985	980	68	65	н/в	н/в	0,5	0,8	40/70	45/70

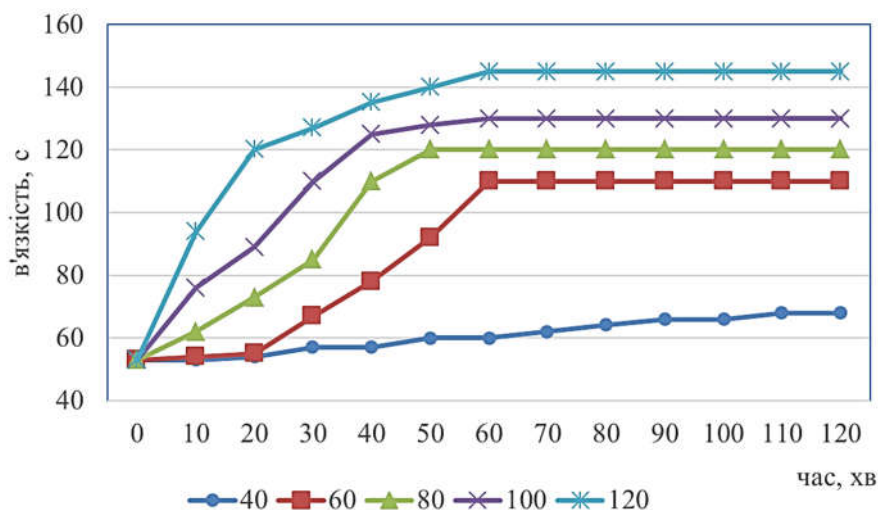


Рисунок 2 – Залежність зміни в'язкості розчину глушіння на основі хлориду магнію, ПАР, солей амонію з природними крохмаллями від температури в часі

3. Рідина на основі хлориду кальцію, ПАР з оксигетилцелюлозою та 2% мармурової крихти;

4. Рідина на основі хлориду магнію, ПАР, солей амонію з природними крохмаллями;

5. Емульсія з хлориду кальцію, нафти та емульгаторів без загущення;

6. Емульсія з хлориду кальцію, нафти та емульгаторів з загущенням мармуровою крихтою.

Умовну в'язкість гелю вимірювали за допомогою віскозиметра ВБР-2 за постійної температури.

Зразки рідин глушіння готували з використанням лабораторної мішалки шляхом поступового введення компонентів в об'єм дистильованої води. Полімери вводили після повного набрякання. В останню чергу вводили наповнювачі. Готові розчини на добу залишали для стабілізації.

Попередньо визначені густини, в'язкості, рН, показники фільтрації та СНЗ розчинів до термостатування (ДТ) та після термостатування (ПТ) за температури 90 °С протягом 12 діб.

У таблиці 1 наведені результати визначень.

Як видно з результатів досліджень всі рідини крім складу на основі магнієвих солей та солей амонію практично зберігають свої фізичні параметри дещо зменшуючи свою в'язкість та збільшують фільтрацію після термостатування. Склад на основі магнієвих солей та солей амонію навпаки після термостатування збільшив в'язкість та майже до нуля знизив фільтрацію.

На рис. 2 наведено залежність зміни в'язкості розчину глушіння на основі хлориду магнію, ПАР, солей амонію з природними крохмаллями від температури в часі.

Як видно з наведених даних, в'язкість даної системи зростає тим більше, чим вища температура, причому час наростання в'язкості скорочується.

Дослідження тиску прориву рідин глушіння проведені на установці (рис. 1).

Кожен зразок гелю дослідили за температур 40, 60, 80, 100 та 120 °С. Для цього зразок гелю в об'ємі 2 л поміщали в ємність для дослідження, термостатували за визначеної температури протягом 4 год та поступово збільшували депресію, фіксуючи тиск за якого від-

Таблиця 2 – Визначення тиску прориву досліджуваних рідин глушіння

№ з/п	Склад рідини глушіння	Тиск прориву, МПа за температури, °С				
		40	60	80	100	120
1	KCl + КМЦ + 1% бент. глини + ПАР	13,2	13,2	12,8	10,8	9,4
2	KCl + CaCl ₂ + ПАА+ ПАР + 3% марм. крихти	14,2	14,1	13,6	12,7	11,2
3	CaCl ₂ + ПАР + ОЕЦ + 3% марм. крихти	15,8	15,8	15,6	14,1	12,1
4	MgCl ₂ + ПАР + солі амонію + крохмаль	21,6	32,8	Більше 40		
5	емульсія з CaCl ₂ та нафти без загущення	16,1	15,9	15,9	14,3	13,7
6	емульсія з CaCl ₂ та нафти + мармур. крихта	26,4	26,1	25,3	24,5	23,8

бувався прорив. Максимальний тиск, який створювали на установці дорівнював 40 МПа.

Результати дослідження (табл. 2) показали, що максимальні тиски прориву витримують рідини глушіння приготувані з заемульгованого хлориду кальцію загущеного мармуровою крихтою та гель на основі хлориду магнію, солей амонію та природного крохмалю.

Після закінчення експерименту робочу камеру розкривали і визначали фізичний стан кожної рідини глушіння. Встановлено, що гелеві системи на основі сольових розчинів (склади 1, 2, 3) мали однорідний вигляд, текучі. На поверхні піску відмічено наявність кірки з наповнювача (бентоніт, мармурова крихта), які частково проникли в товщу порового середовища, що свідчить про посилення блокуючої здатності полімерів саме твердими наповнювачами. Підтвердженням цьому є також огляд емульсійних систем. Емульсія без загущення, не дивлячись на збереження фізичних параметрів за підвищених температур, проникала майже на всю глибину, починаючи з температури 100⁰ С. Емульсія ж наповнювачами утворювала фільтраційну кірку на поверхні піску як і водні розчини.

Гелевий зразок на основі магнієвих солей та солей амонію показав зовсім інші властивості. Починаючи з температури 60⁰С він перетворювався, після термостатування, з текучої рідини в нерухому щільну масу, яка зі збільшенням температури збільшувала свою щільність, перетворюючись в надійну блокуючу систему. Це відбувалось за рахунок хімічної реакції компонентів системи. Крім того, висока температурна стійкість даної системи забезпечується високою мінералізацією (загальна концентрація солей досягає 18-22%), яка в свою чергу підтримує температурну стійкість крохмалю. Наявність катіонного ПАР надає системі пластичності.

Висновки

Показано, в умовах капітального та поточного ремонту свердловин важливо застосовувати такі рідини глушіння, які забезпечують збереження продуктивних характеристик пласта. На сьогодні гелеві системи та емульсійні розчини найбільш прийнятні в умовах ремонту свердловин. Розглянуто чотири полімерні та дві емульсійні системи та визначено їх фізичні характеристики в залежності від температурного впливу. Встановлено, що попереднє термостатування дещо знижує в'язкісні характеристики та збільшує фільтрацію всіх розчинів окрім розчину на основі магнієвих солей та солей амонію. Підтвердженням є дослідження змін в'язкісних характеристик даного розчину в залежності від температури. Встановлено, що підвищення температури вище 60⁰С підвищує в'язкість більш ніж 2 рази.

З метою вибору оптимальної рідини глушіння запропоновано установку для дослідження їх блокуючої здатності шляхом визначення тиску прориву для різних температурних умов.

Показано, що температурний вплив значно знижує тиски прориву блокади усіх досліджених розчинів, крім розчину на основі магнієвих солей та солей амонію. Дана система за збільшення температури збільшує тиск прориву та перевищує тиск дослідження вище 40МПа. Це дасть можливість застосовувати дану блокуючу рідину на глибоких свердловинах в умовах високих пластових тисків.

У подальшому буде проведено дослідження впливу даної системи на фільтраційні характеристики продуктивних колекторів.

Подяки

Відсутні.

Конфлікт інтересів

Відсутній.

Список використаних джерел

1. Мазур І. М. Механізм забезпечення економічної ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств: монографія. Івано-Франківськ. Симфонія форте, 2011. 296 с.
2. Політучий О.І. Буріння нафтових і газових свердловин: навч. посіб. Полтава: НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2021. 170 с.
3. Коровяка Є.А. та ін. Промивальні рідини в бурінні: підручник для студентів спеціальностей 184 «Гірництво» та 185 «Нафтогазова інженерія та технології». Дніпро: Журфонд, 4-те вид., доп. 2023. 420 с.
4. Бойко А.Г., Дудзич В.В. Досвід застосування інноваційних технічних рішень, спрямованих на збереження ємнісно-фільтраційних властивостей продуктивних колекторів в процесі їх первинного розкриття і кріплення. *Міжнародна конференція GeoDrilling III «Буріння і розкриття пластів – 2019»*: матеріали конференції, м. Полтава, 17–19 квітня 2019 р. Полтава, 2020. С. 48–50.
5. Макогонов А. В. Склад та структура інформаційної системи для організації проведення планово-попереджувальних ремонтів. Харків: НТУ "ХПІ", 2024. № 1 (8). С. 33-40.
6. Солодкий В. М., Солодкий М. А., Голуб П. С., Голуб О. Г. Методи та технологія глушіння нафтових, газових і газоконденсатних свердловин на різних етапах їх експлуатації із збереженням видобутку. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2003. № 3. С. 10-12.
7. Боровик М. В. та ін. Попередження забруднення газових колекторів на ДДз. *Питання розвитку газової промисловості України*: зб. наук. праць. 2017. Вип. XLV. С. 72-79
8. Xiong Ying, Xu Yuan, Zhang Yadong, Fu Ziyi. Study of Gel Plug for Temporary Blocking and Well-Killing Technology in Low-Pressure, Leakage-Prone Gas Well. *SPE Prod & Oper* 36 (01): 234–244. February 2021. <https://doi.org/10.2118/204213-PA>
9. Kalhor Mohammadi M., Tahmasbi Nowtarki K., Ghalambor A. Successful application of non-damaging drill-in-fluids proves oil production improvement in heavy oil reservoirs. *SPE international conference and exhibition on formation damage control*, Lafayette, Louisiana, USA. 2020. <https://doi.org/10.2118/199326-ms>.
10. Mandal N. G. et al. Non damaging drilling fluid enhances bore hole quality and productivity in conventional wells of Mehsana Asset, North Cambay basin. *SPE/IADC Indian drilling technology conference and exhibition*, Mumbai, India. 2006. <https://doi.org/10.2118/102128-ms>
11. Amani M., Al-Jubouri M., Shadravan A. Comparative study of using oil-based mud versus water-based mud in HPHT fields. *Advances in petroleum exploration and development*. 2012. Vol. 4, no. 2. P. 8–27. <https://doi.org/10.3968/j.aped.1925543820120402.987>.
12. Розчин для глушіння та ремонту свердловин: Пат. 114362 Україна: С2 С09К 8/08. № а201509900; заявл. 12.10.2015 ; опубл. 25.05.2017, Бюл. № 4. 7 с
13. Розчин для глушіння та ремонту свердловин: Пат. на корисну модель 105023 Україна: С2 E21В 43/12. № а201509852; заявл. 12.10.2015 ; опубл. 25.02.2016, Бюл. № 1. 5 с.
14. Sergeev V., Tanimoto K., Abe M. Industrial Implementation of Emulsion-Suspension System with Nanoparticles for Oil and Gas Wells Completion and Maintenance. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, November 9–12, 2020. <https://doi.org/10.2118/202915-MS>
15. Arvind D. Patel, Frederick B. Growcock. Reversible Invert Emulsion Drilling Fluids: Controlling Wettability and Minimizing Formation Damage. *SPE European Formation Damage Conference*, The Hague, Netherlands, May 1999. <https://doi.org/10.2118/54764-MS>
16. Hu T., Zeng Q.X., Li H.L., Xi Y. Study and application of smart pack completion technology. *Oil Drill Prod Technol*. 2014, 34:32–35. doi: [https://doi.org/10.1016/S0014-3057\(01\)00041-6](https://doi.org/10.1016/S0014-3057(01)00041-6)
17. Li Z. et al. Experimental study, characterization and application of starch-graft-acrylamide gel for plugging. *Mater. Sci*. 2018, 24, 410-416. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c06626>

References

1. Mazur I. M. Mekhanizm zabezpechennia ekonomichnoi efektyvnosti funktsionuvannia naftohazovydobuvnykh pidpriemstv: monohrafiia. Ivano-Frankivsk. Symfoniia forte, 2011. 296 p. [in Ukrainian]
2. Polituchy O.I. Burinnia naftovykh i hazovykh sverdlovyn: navch. posib. Poltava: NU «Poltavska politehnika imeni Yurii Kondratiuka», 2021. 170 p. [in Ukrainian]
3. Koroviaka Ye.A. et al. Promyvalni ridyny v burinni: Pidruchnyk dlia studentiv spetsialnosti 184 «Hirnytstvo» ta 185 «Naftohazova inzheneriia ta tekhnolohii». Dnipro: Zhurfond, 4-te vyd., dop. 2023. 420 p. [in Ukrainian]
4. Boiko A.H., Dudzych V.V. Dosvid zastosuvannia innovatsiinykh tekhnichnykh rishen, spriamovanykh na zberezhennia yemnisno-filtratsiinykh vlastyvostei produktyvnykh kolektoriv v protsesi yikh pervynnoho rozkryttia i kriplennia. *Mizhnarodna konferentsiia GeoDrilling III «Burinnia i rozkryttia plastiv – 2019»*: materialy konferentsii, m. Poltava, 17–19 kvitnia 2019 r. Poltava, 2020. P. 48–50. [in Ukrainian]
5. Makohonov A. V. Sklad ta struktura informatsiinoi systemy dlia orhanizatsii provedennia planovo-poperedzhuvalnykh remontiv. Kharkiv: NTU "KhPI", 2024. No 1 (8). P. 33-40. [in Ukrainian]
6. Solodkyi V. M., Solodkyi M. A., Holub P. S., Holub O. H. Metody ta tekhnolohiia hlushinnia naftovykh, hazovykh i hazokondensatnykh sverdlovyn na riznykh etapakh yikh ekspluatatsii iz zberezhenniam vydobutku. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysch.* 2003. No 3. P.10-12. [in Ukrainian]
7. Borovyk M. V. et al. Poperedzhennia zabrudnennia hazovykh kolektoriv na DDz. *Pytannia rozvytku hazovoi promyslovosti Ukrainy: zb. nauk. prats.* 2017. Vol. XLV. P. 72-79. [in Ukrainian]
8. Xiong Ying, Xu Yuan, Zhang Yadong, Fu Ziyi. Study of Gel Plug for Temporary Blocking and Well-Killing Technology in Low-Pressure, Leakage-Prone Gas Well. *SPE Prod & Oper* 36 (01): 234–244. February 2021. <https://doi.org/10.2118/204213-PA>
9. Kalhor Mohammadi M., Tahmasbi Nowtarki K., Ghalambor A. Successful application of non-damaging drill-in-fluids proves oil production improvement in heavy oil reservoirs. *SPE international conference and exhibition on formation damage control*, Lafayette, Louisiana, USA. 2020. <https://doi.org/10.2118/199326-ms>.
10. Mandal N. G. et al. Non damaging drilling fluid enhances bore hole quality and productivity in conventional wells of Mehsana Asset, North Cambay basin. *SPE/IADC Indian drilling technology conference and exhibition*, Mumbai, India. 2006. <https://doi.org/10.2118/102128-ms>
11. Amani M., Al-Jubouri M., Shadravan A. Comparative study of using oil-based mud versus water-based mud in HPHT fields. *Advances in petroleum exploration and development*. 2012. Vol. 4, no. 2. P. 18–27. URL: <https://doi.org/10.3968/j.aped.1925543820120402.987>.
12. Rozchyn dlia hlushinnia ta remontu sverdlovyn: pat. 114362 Ukraina: S2 S09K 8/08. No a201509900; zaiavl. 12.10.2015 ; opubl. 25.05.2017, Biul. No 4. 7 p. [in Ukrainian]
13. Rozchyn dlia hlushinnia ta remontu sverdlovyn: pat. na korysnu model 105023 Ukraina: S2 E21V 43/12. No a201509852; zaiavl. 12.10.2015 ; opubl. 25.02.201, Biul. No 1. 5 p. [in Ukrainian]
14. Sergeev V., Tanimoto K., Abe M Industrial Implementation of Emulsion-Suspension System with Nanoparticles for Oil and Gas Wells Completion and Maintenance. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. November 9–12, 2020. URL: <https://doi.org/10.2118/202915-MS>
15. Arvind D. Patel, Frederick B. Growcock. Reversible Invert Emulsion Drilling Fluids: Controlling Wettability and Minimizing Formation Damage. *SPE European Formation Damage Conference*, The Hague, Netherlands, May 1999. URL: <https://doi.org/10.2118/54764-MS>
16. Hu T., Zeng Q.X., Li H.L., Xi Y. Study and application of smart pack completion technology. *Oil Drill Prod Technol.* 2014, 34:32–35. doi: [https://10.1016/S0014-3057\(01\)00041-6](https://10.1016/S0014-3057(01)00041-6)
17. Li Z. et al. Experimental study, characterization and application of starch-graft-acrylamide gel for plugging. *Mater. Sci.* 2018, 24, 410-416. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c06626>

RESEARCH ON THE BLOCKING CAPACITY OF JUMPING FLUIDS IN THE CONDITIONS OF CAPITAL AND CURRENT REPAIR OF WELLS

Khomyn T. I.

LLC "GAZ-MDS"

Sichovkyh Striltsiv Street, Building 8B, Kyiv, 50, Ukraine

orcid.org/0009-0008-8069-9195

e-mail: khomyntaraswork@gmail.com

Abstract. Key to increasing the carbon efficiency of productive formations is ensuring the preservation of reservoir properties during major and routine well repairs. The filtration characteristics of wells in challenging mining and geological conditions are most effectively preserved using clay-free polymer and emulsion flushing systems. However, the use of biopolymer systems at great depths, where formation pressures and temperatures are high, is limited due to their low blockage breakthrough pressures, which are a result of their heat resistance and density. One solution to this problem is to develop heat-resistant systems that increase their blocking characteristics as the temperature rises. The breakthrough pressures of the main jamming solutions were determined and the most effective composition for preserving the productive characteristics of productive horizons was selected on a specially designed installation. It was found that most of the killing fluids used do not meet the geological and technical characteristics of the wells. Namely, they cannot withstand the temperature regime at the bottom of the well, have low breakthrough pressures and reduce viscosity, thereby increasing filtration into the pore space. The change in the main physicochemical characteristics of killing solutions under the influence of high temperatures, as well as the effect of the main components of killing fluids on breakthrough pressures and the conditions for removing killing fluids from wells, were considered. Based on the research conducted, a recipe for a killing system based on magnesium and ammonium salts is proposed. Under conditions of high reservoir pressures and temperatures, this system provides the highest possible breakthrough pressures of up to 45 MPa, due to a sharp increase in density and minimised filtration. It was determined that the main factor in maintaining reservoir productivity is ensuring high breakthrough pressures and high rates of killing fluid removal from the well bottom.

Key words: well shut-in; modeling, chemical solution, breakthrough pressures; formation blocking research setup.