

Розчини гідрогель-магнієвого типу при відносно невеликій глибині проникнення в пласт, вирізняються, серед інших, високим коефіцієнтом відновлення проникності. Після застосування таких розчинів і наступної кислотної обробки поровий простір пласта відновлюється майже повністю. Маючи достатню густину та в'язкість, вони не мають в своєму складі привнесеної твердої фази, яка б незворотно кальматувала поровий простір. Карбонатні блокатори утворюються в ході приготування даної промивальної рідини і не кальматують поровий простір.

Таким, чином, виходячи з вищенаведеного можна зробити висновок, що оптимальною промивальною рідиною для розкриття пластів карбонатного типу, що має високий коефіцієнт відновлення проникності є гідрогель-магнієві рідини з використанням обезсульфаченого бішофіту.

Література

1. Weinstock S.M., Molchanov A.G., Nekrasov V.I., Chernobrovkin V.I. *Underground repair and drilling of wells with application of flexible pipes*. – M.: Publishing house of Academy of mountain sciences, 1999. – 224 p.

2. Golin B. Murch *Underbalanced drilling: An integrated approach / Drilling Contractor*, 1998, juli / august, p.p. 52 – 53. 55.

3. Борьба с солеотложениями – удаление и предотвращение их образования / М. Крабтри, Д. Эслингер, Ф. Флетчер [и др.] // *Нефтегазовое обозрение*. – 2002. – № 4. – С. 52-73.

4. Використання промивальної рідини для підвищення якості розкриття покладів газу / В.І. Дмитренко, І.Г. Зезекало, О.О. Іванків [та ін.] // *Зб. наукових праць Українського державного геологорозвідувального інституту*. – 2007. – № 4. – С. 227-229.

5. Бейзик О.С. Буровий розчин для якісного розкриття продуктивних горизонтів / О.С. Бейзик, М.І. Оринчак // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. – 2009. – №1(30). – С.88-92.

УДК 553.98:662.23

*В.І. Дмитренко, к.т.н., доцент
Кроль А.П., аспірант
Бажан М.В., студент групи 401 ГР
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

ОЦІНЮВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ РІЗНИХ ТИПІВ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН ПРИ РОЗКРИТТІ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ

Одним з основних факторів, що впливають на стан присвердловинної зони пласта, є фізико-хімічний вплив на нього бурового розчину для промивання при первинному розкритті. Проникнення у цю зону фільтрату промивної рідини викликає зміну фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивного пласта, у результаті навколо свердловини утворюється зона зі зниженою, порівняно з природною, проникністю.

При розкритті продуктивного пласта на репресії, використовуючи рідину для промивання на водній основі, неминуче проникнення фільтрату в пласт. Проникнення фільтрату впливає на подальшу експлуатацію свердловини і особливо на багатофазний рух рідини в пористому середовищі.

Мета: підвищення якості розкриття продуктивних пластів під час буріння нафтових та газових свердловин.

З метою дослідження підготовлено 4 зразків керну, що були вибурені з інтервалу глибин 4645-4653 м. Основні параметри кернів наведені в таблиці 1. Усі зразки характеризуються низьким вмістом карбонатного матеріалу: від 0,2 до 2,3 %. Вміст глинистої частини в середньому 5 %.

Таблиця 1 – Основні параметри зразків керну, відібраних для дослідження

Лабораторний номер зразка керну	1	2	3	4
Інтервалвідбору, м	4645-4653			
Пористість, %	5,75	6,37	6,68	6,88

Типи промивальних рідин, що були використані під час проведення дослідження наведені в таблиці 2

Таблиця 2 – Типи використаних промивальних рідин

Порядковий номер рідини	№1	№2	№3	№4
Умовна назва рідини	Рідина 1	Рідина 2	Рідина 3	Рідина 4
Основоутворюючий компонент	нафта	нафта	дизельне паливо	полімер

В якості рідин для відновлення фільтраційних властивостей було використано: бензол, вайт-спірит, хлорид на кислота.

Фазову проникність зразків-кернів визначали на експериментальній установці з дослідження проникності керну в пластових умовах.

Зведені результати досліджень наведено у таблиці 3.

Таблиця 3 – Зведені основні результати досліджень

№ керну	1	2	3	4
Початкова проникність, мД	5,671	10,644	13,343	10,380
№ промивальної рідини	1	2	3	4
Проникність після промивальної рідини, мД	0,219	0,832	2,147	6,299
Проникність після вайт-спіриту, мД	0,162	0,793	2,170	6,241
Проникність після бензолу, мД	0,159	0,811	2,174	6,243
Проникність після НСІ 15%, мД	0,489	1,223	5,116	9,194

Усі промивальної рідини досить добре блокують пори зразків керну, що необхідно для буріння та підземних ремонтів свердловин.

Промивальна рідина на нафтовій основі №2 та промивальна рідина №3 (на основі дизельного палива) за заданих термобаричних умов (P=40 МПа, T=110 °C) виявилися нестабільними. Бурові розчини №1 та №4 не

змінювали свої фізичні властивості під дією тисків і температури. Промивальні рідини на основі дизельного пального та нафти (№1, №2, №3) після двогодинного контакту з керном за заданих термобаричних умов ($P=40$ МПа, $T=110$ °С) та продувки азотом значно погіршують фільтраційні властивості зразків керну.

Рідини інтенсифікації – вайт-спірит та бензол суттєво не змінюють фільтраційні властивості зразків керну, деколи створюють їх незначне погіршення. Використання розчину 15-% соляної кислоти HCl в якості рідини інтенсифікації дозволило відновити проникність зразків керну №4 майже до початкового рівня. Використання розчину 15-% соляної кислоти HCl для кернів №№ 1, 2, 3 дозволило відновити проникність керну приблизно в 2 рази, проте не до початкового значення.

Таким, чином, згідно з результатами проведених досліджень, з усіх обраних рідин, оптимальною промивальною рідиною є рідина №4, яка має за основу полімерні реагенти, оптимальною для неї рідиною інтенсифікації є розчин 15-% соляної кислоти HCl.

Література

1. Андаева Е.А. Метод оперативного контролю состояния призабойной зоны низкодебитных скважин // *Территория Нефтегаз.* – 2016. – № 3. – С. 140-144.

2. Van-Everdingen A. F. The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of the Wells // *Trans. AIME*, 1953, v. 198. – P. 171-176.

УДК 622.273

*Педченко Н.М., аспірант,
Педченко М.М., к.т.н., доцент
Національний університет*

«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ГЕОТЕХНОЛОГІЧНИЙ ПРОЦЕС ПСЕВДОЗРІДЖЕННЯ І КОНЦЕНТРУВАННЯ ГІДРАТОВМІСНОЇ ПОРОДИ

Величезні поклади метанового газу в гідратній формі виявлені в морських відкладеннях континентальних схилів та районах вічної мерзлоти [1]. У той же час, близько 90% покладів гідрату міститься в дрібнозернистих відкладеннях [2]. Дрібнозернистий тріщинний тип і дисперсний гідрат, на які припадає більшість гідратів, відносяться до недиагенетичного типу [3]. Серед цих типів гідратів, дисперсні ресурси гідрату існують у тонких відкладеннях на дні моря і становлять приблизно 90% загальних гідратних ресурсів з низькою насиченістю (<10% об'єму пор), слабкою цементацією та поганою проникністю. Експлуатація цього типу гідрату пов'язана з багатьма проблемами, включаючи високі технічні труднощі, низьку економічність та високий ризик. Морські недиагенетичні гідрати природного газу складають понад 85% морських гідратів і 76,5% загальних ресурсів.