

ПЕРСПЕКТИВНІ НАПРЯМКИ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ І МЕТОДІВ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ

М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, А.О. Васильченко, Р.Р. Матушек

УкрНДІгаз ПАТ «Укргазвидобування»; 61010, м. Харків, вул. Червоношкільна набережна, 20, тел. (057) 7304680, e-mail: a v a r v t t b @ u k r . n e t

Родовища Дніпровсько-Донецької западини (ДДз) переважно перебувають на завершальній стадії розробки. При цьому тут спостерігається зниження градієнтів пластових тисків, що створює умови для підвищення ступеня забруднення привибійної зони колекторів на етапах первинного, вторинного розкриття і освоєння свердловин. Для усунення цих чинників розроблено рецептуру інгібуючого бурового розчину, що забезпечує високі показники відновлення проникності колекторів під час проведення різних технологічних операцій. Проведено порівняльний аналіз розробленої рецептури із відомими розчинами, що застосовують у світовій практиці. Розглянуто механізми хімічної взаємодії кислот з породами та мінералами пластів-колекторів та виявлено основні недоліки та негативні наслідки кислотних обробок. З урахуванням властивостей різних органічних кислот до застосування запропоновано кислотну обробку колекторів сповільненої дії. Проаналізовано новітні технології освоєння свердловин, що набувають широкого застосування у світовій практиці.

Ключові слова: первинне розкриття, вторинне розкриття, освоєння свердловин, флокуляція, кислотна обробка, кислотна обробка сповільненої дії

Месторождения Днепровско-Донецкой впадины (ДДв) преимущественно находятся в завершающей стадии разработки. При этом тут наблюдается снижение градиентов пластовых давлений, что создает условия для роста загрязнения призабойной зоны коллекторов на этапах первичного, вторичного раскрытия и освоения скважин. Для устранения этих факторов разработана рецептура ингибирующего бурового раствора, который обеспечивает высокие показатели возобновления проницаемости коллекторов при проведении различных технологических операций. Проведен сравнительный анализ разработанной рецептуры с известными растворами, применяющимися в мировой практике. Рассмотрены механизмы химического взаимодействия кислот с породами и минералами пластов-коллекторов и выявлены основные недостатки и негативные последствия кислотных обработок. С учетом свойств разных органических кислот к применению предложена кислотная обработка коллекторов замедленного действия. Проанализированы новейшие технологии освоения скважин, которые имеют широкую перспективу применения в мировой практике.

Ключевые слова: первичное вскрытие, вторичное вскрытие, освоение скважин, флокуляция, кислотная обработка, кислотная обработка замедленного действия

The fields of the Dnipro-Donetsk Depression (DDD) are mainly on the finishing stage of their development, where one can observe declines of formation pressure gradients. This creates conditions for an increase of the bottom hole zone contamination at the stage of primary and secondary drilling, as well as at the stage of well development. To eliminate these factors, a composition of inhibitor drilling mud that provides high indices of reservoir permeability recovery during realization of different technological operations was developed. The comparative analysis was conducted between the worked-out composition and known solutions that are used in world practice. The mechanisms of chemical interaction of acids with the reservoir rocks and minerals were considered and basic defects and negative results that could emerge during acidizing were identified. Taking into account the properties of different organic acids it was suggested to use retarded reservoir acidizing. The newest technologies for well development that are widely spread in world practice were analyzed.

Keywords: primary drilling, secondary drilling, well development, flocculation, acidizing, retarded acidizing

Вступ. На території Дніпровсько-Донецької западини (ДДз) більшість родовищ перебувають на завершальній стадії розробки зі знизженими пластовими тисками, що створює умови для зростання забруднення привибійної зони колекторів на етапах первинного, вторинного розкриття і освоєння свердловин. Ці проблеми часто виникають і на нових родовищах, особливо з низькими дебітами.

За літологічними особливостями стосовно можливості проведення різних методів інтенсифікації основні колектори на ДДз розділяються на кілька груп: хомогенну (микитівська, слов'янська світи нижньої пермі, горизонти А 1-5), що характеризується підвищеним вмістом карбонатів, кислоторозчинних сполук і водо-

розчинних солей; картамиш нижньої пермі-верхньої карбон (так звана червонокольорова товща, що складається з теригенних нашарувань з низькою карбонатністю); середній - нижній карбон (сіркокольорова товща з прошарками порід з підвищеною карбонатністю); нижній карбон (турнейський ярус з підвищеною і високою карбонатністю порід).

Під час освоєння у цих колекторах інколи відсутній приплив газу, незважаючи на попередні численні сприятливі фактори: газопокази станцій ГТК та газопрояви під час буріння, позитивні дані газового каротажу та промислової геофізики. Буває, що kern, піднятий з продуктивного інтервалу, має достатні фільтраційно-ємнісні властивості з ознаками наявності вуг-

Таблиця 1 – Розчинність хімреагентів та наповнювачів у кислотах чи лугах

Хімреагенти, матеріали	Кислота (луг), концентрація, %	Розчинність реагентів, %	Джерело інформації
КМЦ (СМС L)	15% HCl	98,95 % при 60°C, 1 година	SPE, док. 10616
ПАЦ (РАС L)	15% HCl	99,65 % при 100°C, 1 година	SPE, док. 10616
ПАЦ (РАС L)	15% HCl	99,50 % при 100°C, 6 годин	SPE, док. 10616
Крохмаль модифікований	15% HCl	99,16 % при 60°C, 1 година	SPE, док. 10616
Крохмаль модифікований	15% HCl	99,30 % при 100°C, 1 година	SPE, док. 10616
Крохмаль модифікований	15% HCl	96,89 % при 100°C, 6 годин	SPE, док. 10616
Ксантановий біополімер	15% HCl	96,88 % при 60°C, 1 година	SPE, док. 10616
Ксантановий біополімер	15% HCl	99,45 % при 100°C, 1 година	SPE, док. 10616
Ксантановий біополімер	15% HCl	96,74 % при 100°C, 6 годин	SPE, док. 10616
Гідрооксиетилцелюлоза	15% HCl	99,85 % при 60°C, 1 година	SPE, док. 10616
Слюда (пластинки)	7,5% HCl	24	*
Шкаралупа горіхів	7,5% HCl	42	*
Гума гуарова	15% HCl	93,17 % при 80°C, 1 година	SPE, док. 10616
Целюлоза суміш	15% HCl	92-98	*
Целюлоза волокно	15% HF	70	*
Целюлоза волокно	6-12% HOCl	70-75	*
Целюлоза + лігнін	15% HCl	52,4	док. ASA 0181+BP 0181
Целюлоза + лігнін	25 % NaOH	46	док. ASA 0181
Целюлоза + лігнін	15 % оцет	90,1	док. ASA 0250
Поліакрилат натрію	15% HCl	95,5	*
Лігніт + бітум	15% HCl	5	*
Крейда	15% HCl	98-100	*
Мармур	15% HCl	94-98	*

* – за результатами лабораторних досліджень сервісної компанії з бурових розчинів.

леводнів, а після закінчення буріння свердловини геофізичні виміри свідчать, що цей інтервал не є колектором і складений ущільненими глинистими породами. Звичайно ж, геофізики, що інтерпретують дані каротажу, не помилились, просто за час від розкриття продуктивного колектора до закінчення свердловини (кілька місяців) при репресії на пласт порожноти в значному радіусі пристовбурної зони цієї свердловини ущільнились дрібнодисперсною (глинистою) фазою і звужились від набухання породи під дією фільтрату бурового розчину. Погіршення колекторських властивостей порід у часі за показами каротажних приладів в одних і тих же інтервалах є вагомою передумовою забруднення колекторів, що особливо проявляється під час освоєння. При значній тріщинуватості (Кобзівське ГКР, Богатойське ГКР, Медведівське ГКР тощо) відбувається глибока кольматція колекторів, насамперед в площинах тріщин, що в багатьох випадках унеможлиблює отримання вуглеводневої продукції під час освоєння звичайними способами (створенням депресії на пласт).

Подібні випадки свідчать про необхідність вдосконалення існуючих підходів до розкриття продуктивних колекторів і освоєння свердловин.

Аналіз сучасних заходів та вітчизняних досліджень. Практикою буріння [1-3] встановлено, що для запобігання незворотної кольматції колекторів під час первинного розкриття продуктивних пластів серед розчинів на водній основі потрібно використовувати малоглинисті чи безглинисті рецептури, тверду фазу яких, в основному, складає сортамент кислоторозчинних частинок-кольматантів відповідного ступеня подрібнення. У таких рецептурах під час руйнування (деструкції) полімерів не повинно бути твердого нерозчинного осаду.

У табл. 1 наведено кислоторозчинність деяких хімреагентів та наповнювачів до бурових розчинів, що використовуються на світовому ринку буріння за стандартами АНІ.

В цілому, умовам якісного розкриття колекторів відповідає кислоторозчинність усіх компонентів бурового розчину (окрім бариту) не менш, ніж на 96-98 %.

Після застосування таких бурових розчинів, зазвичай є ефективними роботи з освоєння, а за необхідності, інтенсифікація свердловин кислотними обробками.

З аналізу табл. 1 бачимо, що сертифіковані за стандартами АНІ реагенти типу КМЦ (ПАЦ), модифікований крохмаль, ксантанові біополімери можна використовувати під час буріння в продуктивних пластах. Проте, при зростанні

пластових температур до 100°C і вище розчинність цих реагентів з часом дещо знижується. Серед наповнювачів найвищу кислоторозчинність мають карбонати, волокна целюлози, лігніну. Деякі реагенти і наповнювачі (бітум, гуми, слюди тощо) краще розчиняються в рідких вуглеводнях, сильних лугах, гіпохлоритах чи інших розчинниках. Глина при бурінні в продуктивних інтервалах в розчин не додається, а для запобігання накопичення (зазвичай, понад 8-15 кг/м³ розчину) при бурінні повинна видалятися в системі механічного очищення і, за необхідності, додатковими фізико-хімічними способами (флокуляцією, вапнуванням тощо).

У практиці провідних бурових компаній рецептури безглинистих чи малоглинистих бурових розчинів застосовуються для первинного розкриття продуктивних пластів в умовах гідростатичних і аномально низьких пластових тисків (АНПТ) та в горизонтальних інтервалах буріння. Зазвичай, розчини мають полімерну основу на основі модифікованого (етерифікованого чи гідроксиалкільованого) крохмалю, очищених співполімерів поліаніонної целюлози з полісахаридами, біополімера; розрахований сортамент мармурової крихти різних ступенів помелу. Для запобігання чи мінімізації поглинань також застосовуються кислоторозчинні наповнювачі (кольматанти). Це забезпечує максимальне збереження колекторських властивостей продуктивного пласта та необхідні структурно-реологічні параметри розчину. Для зменшення густини у розчини додаються мінеральні оливи густиною 770-800 кг/м³ (наприклад, алкени формули $\text{CH}_3-(\text{CH}_2)_x-\text{CH}_2$), що емульгуються поверхнево-активними речовинами (наприклад, монометилловим ефіром дипропіленгліколю в розчиннику тощо). В рецептурі застосовуються бактерициди. Такі розчини утворюють малопроникні еластичні фільтраційні кірки, що нейтралізує досить значні диференціальні тиски. Кірки легко руйнуються та розчиняються під час освоєння або кислотних обробок.

Для умов ДДз застосування подібних рецептур має суттєві обмеження, які полягають у нестабільності структурно-реологічних і фільтраційних показників при забрудненні розчину іонами полівалентних металів, при поступленні мінералізованих пластових вод, неповному витримуванні оптимальних концентрацій реагентів в умовах недостатньо якісного очищення, тривалого буріння інтервалів. В деяких випадках можуть проявитися недостатні інгібуючі властивості цих рецептур, також можливі проблеми з біодеструкцією крохмалів при вибійних температурах вище 100 °С.

Мета роботи полягає в удосконаленні рецептур бурових розчинів для запобігання забруднення продуктивних пластів під час буріння.

Для вирішення поставленої мети авторами статті було розроблено рецептуру незабруднюючого розчину з високою стійкістю до іонів полівалентних металів та покращеною здатністю до самоочищення від вибуреної породи на зви-

чайних пристроях та механізмах (віброситах). Розчину дали назву ІБРФ (інгібуючий буровий розчин з флокулюючими властивостями).

Виклад основного матеріалу. Найбільш близьким до розроблюваної рецептури розчину є Бормакс [4-6]. Бормакс має просторову основу-сітку з двох негідролізованих поліакриламідів: один – високомолекулярний флокулянт, інший – низькомолекулярний понижувач фільтрації з додатковою функцією флокулювання. Розчин містить додаткові реагенти для регулювання фільтрації, реології, інгібуючих, мастильних властивостей тощо. Вагомими особливостями Бормаксу є еластична і міцна фільтраційна кірка, що блокує потрапляння фільтрату і твердої фази у пори пласта та підвищує здатність структури розчину протистояти забрудненню глинистою фазою протягом тривалого часу.

Бормакс не стійкий до дії іонів полівалентних металів за їх концентрації понад 200 мг/л та дії лугів (за показника рН розчину понад 10 розпочинається лужний гідроліз НПАА з утворенням аміаку), що є основним недоліком розчину.

Таким чином, перед авторами розробки було завдання зберегти у новому розчині позитивні якості попередньої рецептури та мінімізувати її недоліки. Ідея полягала у застосуванні основи розчину, що включає флокулянт на основі НПАА, та стабілізатор, наприклад, частково гідролізований поліакриламід (ЧГПАА). Загальна концентрація НПАА в розроблюваному розчині низька (від 0,01 до 0,1 %). У буровий розчин надвисокомолекулярний флокулянт вводиться під час буріння і орієнтовний час його існування – протягом одного циклу циркуляції. Призначення НПАА – це флокуляція часток вибуреної породи та участь у формуванні непроникної еластичної фільтраційної кірки.

Для захисту низькомолекулярної модифікації ЧГПАА від агресивної дії полівалентних іонів (Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{3+} тощо) у рецептурі нового розчину використано синергетичний ефект від сполучення органічного водорозчинного колоїду та синтетичного полімеру, чутливого до іонів кальцію та магнію [7-9].

Для реалізації запроєктованої рецептури було проведено дослідження відомих на ринку України і за кордоном акрилових полімерів (флокулянтів, очищувачів стічних вод, стабілізаторів тощо) для можливості їх застосування у розроблюваній рецептурі. Завдяки цьому було вибрано 5 високомолекулярних флокулянтів (всі – імпорتنі) і 3 стабілізатори-понижувачі фільтрації (вітчизняні – гіпан, полігор і імпорتنий Polyac).

Гіпан успішно застосовується в Україні вже кілька десятиліть як структуроутворювач та понижувач фільтрації. Полігор (поліакрилат універсальний) на українському ринку з'явився кілька років тому і пройшов успішні випробування під час буріння нафтових свердловин Прикарпаття як основного компонента (флокулянта) до бурового розчину ДМБР [10]. Polyac є

Таблиця 2 – Лабораторні дослідження рецептур ІБРФ

№ з/п	Склад розчину, мас. %	Параметри розчину									
		ρ, г/см ³	Т, с	Ф, см ³ /30хв	Gels, фунт/100фунт ²	R600/R300	R200/R100	R3	η, мПа·с	τ ₀ , дПа	pH
1	Глина 2 % + екструдат 2 % + ПВЛР 2% + Celprol SLX 0,2 % + сухий гіпан 0,5 %; вода - інше	1,04	54	4,4	3/4	45/28	21/13	2	17	11	8,9
2	№ 1 + 0,2 % флокулянт А		88	4,6	4/6	74/46	37/24	4	28	18	8,9
3	№ 1 + 0,2 % флокулянт Б в олії (1 %)		72	4,4	3/4	61/39	29/18	3	22	17	8,8
4	№ 1 + 0,2 % флокулянт В		125	4,8	6/9	92/57	43/27	5	35	22	8,9
5	№ 1 + 0,2 % флокулянт Г		В.к.	4,8	9/12	110/72	58/40	8	38	20	8,8
6	№ 1 + 0,2 % флокулянт Д в лабриколі (1 %)		85	4,4	3/5	70/44	34/22	3	26	18	8,9
7	№ 1 після термостагування 6 годин при 120°C		68	4,8	3/4	49/31	23/14	2	18	13	8,6
8	№ 3 після термостагування 6 годин при 120°C		86	5,0	4/5	72/45	36/23	4	27	18	8,4
9	Глина 2 % + екструдат 1,5 % + (ПВЛР 2 % + олія 1 % + бітум 1 %)+ Celprol SLX 1,0 % + вапно 2 %; вода - інше	1,04	95	2,8	6/9	82/61	50/35	5	21	40	11,3
10	№ 9 + 0,1 % флокулянт Г		107	2,8	7/10	87/65	54/39	7	22	43	11,3
11	№ 10 після термостагування 6 годин при 120°C		76	3,6	3/4	67/46	33/21	4	21	25	10,2
12	Глина 2 % + екструдат 2 % + ПВЛР 2 % + Celprol SLX 0,2 % + Поллгор 5 %; вода - інше	1,04	61	4,6	3/4	53/34	25/16	3	19	15	9,4
13	№ 12 + 0,2 % флокулянт Г		122	4,8	5/7	82/58	46/31	4	24	34	9,3
14	№ 12 + 0,2 % флокулянт Д		112	4,7	5/6	79/53	40/26	4	26	27	9,3
15	№ 12 + 0,2 % флокулянт В		135	4,6	6/9	95/64	50/33	5	31	33	9,5
16	Глина 2 % + екструдат 2 % + ПВЛР 2 % + Celprol SLX 0,2 % + Polyac 0,5 %; вода - інше	1,04	49	5,0	3/4	42/29	20/14	2	13	16	9,1
17	№ 16 + 0,2 % флокулянт А		77	5,2	3/4	64/42	31/20	4	22	20	8,9
18	№ 16 + 0,2 % флокулянт Б		70	5,2	3/4	59/38	28/18	3	21	17	8,8
19	№ 16 + 0,2 % флокулянт В		86	5,4	4/5	69/45	33/22	4	24	21	9,0
20	№ 16 + 0,1 % флокулянт Г		68	5,6	3/4	57/37	28/17	3	20	17	8,8
21	№ 16 + 0,2 % флокулянт Д		82	5,4	3/4	67/43	33/22	3	24	19	8,9
22	№ 16 після термостагування 6 годин при 120°C		56	4,8	3/4	46/32	21/14	2	14	18	8,5
23	№ 18 після термостагування 6 годин при 120°C		73	5,2	3/4	60/39	29/18	3	21	18	8,8

В.к. – відрив краплями

Таблиця 3 – Дослідження коефіцієнта відновлення проникності зразка керну

Параметри	Рецептура № 3	Рецептура № 10	Рецептура № 20
Проникність початкова, мД	9,21	5,28	6,61
Проникність фінішна, мД	8,68	4,13	5,58
Зібрано фільтрату після 2 годин протискування, мл	1,1	0,8	1,2
Тиск відриву кірки, атм.	4,6	4,9	3,8
Коефіцієнт відновлення проникності	0,94	0,78	0,84

одним з двох основних компонентів (понижувач фільтрації, допоміжний флокулянт) розчину Бормакс. Застосування Polyac у дослідженнях ІБРФ дало змогу порівняти характеристики цього розчину з Бормаксом.

Додатковими новими рішеннями щодо розчину ІБРФ є застосування нових підходів до підготовки і введення в буровий розчин реагентів [11, 12]:

а) НПАА - в нерозчиненому вигляді – у вигляді дисперсії у рідкій змащувальній добавці (в олії, лабриколі тощо);

б) порошкоподібний бітум - у вигляді дисперсії у рідкій змащувальній добавці разом із ПВЛР.

Як рідку мастильну домішку використано соняшникову, рапсову, пальмову олії та лабрикол (мастильна домішка на основі рослинних масел), що використовується під час буріння свердловин в Україні.

Концентрація флокулянтів 0,2 мас. % у досліджуваних рецептурах за табл. 2 є максимальною, при цьому розчини набувають підвищеної в'язкості і високої флокулюючої здатності, що практично запобігає диспергуванню вибуреної породи, що у вигляді згустків видаляється на виброситах. У практиці під час буріння у теригних породах зі звичайними швидкостями проходки (0,5-1,5 м/год) робочі концентрації флокулянтів повинні становити 0,03-0,1 %.

При введенні у буровий розчин в усіх рецептурах (за табл. 2) глинопорошок не диспергувався та утворював згустки, а ПВЛР і ПАЦ інтенсивно диспергувались і розчинялись. Завдяки цьому розчин володіє здатністю до розведення водою без значного підвищення показника фільтрації.

У рецептурі за номерами 9 і 10 (табл. 2) було перевірено можливість “співіснування” вапна з флокулянтом НПАА. Результат досліджень виявився успішним: після введення базових реагентів, захисного колоїду (ПВЛР) і вапна сформувались стійкі структурно-реологічні та фільтраційні показники розчину, а флокулянт Г після цього повністю продиспергувався. Міцність структури розчину при цьому зростає, введення глинопорошку у рецептуру, навіть при високих обертах глиномішалки, відразу ж викликало її коагулювання (глина збивалась в згустки). Таким чином, запроєктована система розчину (структуроутворююча основа розчину + захисний колоїд + вапно + високомолекулярний флокулянт) може бути успішно реалізована.

Досліджувані рецептури розчинів згідно із табл. 2 було використано для проведення тестів зі зворотної проникності кернів на автоматизованій установці моделювання пластових умов ПУМА-650.

Для аналізу було підібрано керн з продуктивного інтервалу середнього карбону. Керн представлений пісковиком з карбонатністю 6 %. Результати тестування наведено у табл. 3.

Результати з відновлення проникності кернів свідчать про невисокий ступінь забруднення кернів, високу ймовірність отримання близьких до номінальних дебітів газу, та, за необхідності, про можливість проведення кислотної обробки.

Кислотні обробки. Під час освоєння (інтенсифікації припливу) для відновлення чи підвищення продуктивності колекторів часто застосовують фізико-хімічні методи, наприклад, кислотні обробки чи гідророзриви. В деяких випадках ці методи суміщують, тобто роблять кислотні гідророзриви. Для кислотних обробок застосовуються розчини соляної кислоти різної концентрації (у породах-колекторах зі значним відсотком карбонатів, зазвичай від 10 %). Концентрація розчину соляної кислоти коливається від 12% до 15 %, бо вищий вміст спричиняє надмірну корозію металу, різко знижується швидкість реакції за рахунок зниження швидкості електролітичної дисоціації, загущуються продукти реакції, погіршуються умови їх видалення з пласта.

Крім соляної кислоти у рецептурах солянокислотних розчинів іноді застосовують і органічні кислоти (оцтову) та спирт (метанол). Обов'язково додається інгібітор корозії – соляна кислота спричиняє корозію бурильних та обсадних труб, НКТ і іншого металевого обладнання свердловини. У деяких розробках застосовують ПАР. Це дає змогу поліпшити умови розчинення продуктів реакції, зменшити їх в'язкість (гелеву структуру) і, таким чином, підвищити ефективність їх видалення з пласта.

Продукти реакції солянокислотної обробки потрібно негайно видаляти з привибійної зони, інакше ця гелева “зшити” структура швидко загущується перетворюючись в малопроникну масу з вторинними мікропористими каналами, утвореними міграцією утвореного вуглекислого газу.

Фтористоводнева кислота (HF) повільно реагує з окислами кремнію та швидко з алюмосилікатами, що входять до складу піску та глини з утворенням тимчасово розчинних осадів.

Таблиця 4 – Основні типи реакцій кислот з гірськими породами

Кислота	Породи чи мінерали	Реакція	Розчинність продуктів реакції
Соляна (HCl)	Вапняк CaCO ₃	$2(\text{HCl}) + \text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2\uparrow$;	Продукти реакцій – водорозчинні солі, вуглекислий газ і вода
	Доломіт CaMg(CO ₃) ₂	$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + 4\text{HCl} \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2\uparrow$	
Фтористо-воднева (HF)	Кварц SiO ₂	$4\text{HF} + \text{SiO}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O} + \text{SiF}_4\uparrow$; $3(\text{SiF}_4) + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Si}(\text{OH})_4 + 2(\text{H}_2\text{SiF}_6)$;	Повільно утворюються водорозчинні солі. Швидка екзотермічна реакція утворення водорозчинних комплексів
	Алюмосилікат H ₄ Al ₂ Si ₂ O ₉	$\text{H}_4\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_9 + 14\text{HF} \rightarrow 2(\text{AlF}_3) + 2(\text{SiF}_4)\uparrow + 9\text{H}_2\text{O}$	
Оцтова (CH ₃ COOH)	Вапняк	$\text{CH}_3\text{COOH} + \text{CaCO}_3 \rightarrow \text{Ca}(\text{CH}_3\text{COOH})_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2\uparrow$;	Продукти реакцій – водорозчинні солі, вуглекислий газ і вода
	Доломіт CaMg(CO ₃) ₂	$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + 4(\text{CH}_3\text{COOH}) \rightarrow \text{Ca}(\text{CH}_3\text{COOH})_2 + \text{Mg}(\text{CH}_3\text{COOH}) + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2\uparrow$	
	Сидерит FeCO ₃	$\text{FeCO}_3 + 2(\text{CH}_3\text{COOH}) \rightarrow \text{Fe}(\text{CH}_3\text{COOH})_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2\uparrow$	
Сірчана H ₂ SO ₄	Вапняк	$\text{CaCO}_3 + \text{H}_2\text{SO}_4 \rightarrow \text{CaSO}_4 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2\uparrow$	Утворення частково водорозчинного осаду, вуглекислого газу і води
	Доломіт	$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + 2(\text{H}_2\text{SO}_4) \rightarrow \text{CaSO}_4 + \text{MgSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2\uparrow$	
Сульфамінова NH ₂ SO ₂ OH	Вапняк	$\text{CaCO}_3 + 2\text{NH}_2\text{SO}_2\text{OH} \rightarrow \text{Ca}(\text{NH}_2\text{SO}_2)_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2\uparrow$	Утворення водорозчинного осаду, вуглекислого газу і води

Зазвичай, HF використовується у суміші з соляною кислотою, що називається глинокислотою.

Розчини глинокислоти застосовуються у теригенних колекторах з низькою карбонатністю. Часто вважається, що застосовувати глинокислоту у породах з підвищеною карбонатністю шкідливо, бо осад продуктів реакції може погіршити їх колекторські властивості, хоча, наприклад, 1 м³ 3 % HF і 12 % HCl розчиняє 60 кг глинозему та 650 кг CaCO₃.

Окрім HF часто використовують біфторид амонію NH₄HF₂; для пісковиків застосовується суміш із 20 % водного розчину H₂SiF₆ та 24 % розчину HCl у співвідношенні 1:1.

Соляна кислота, окрім наведених у табл. 4 реакцій, також реагує з окислами заліза, яке у малих концентраціях може міститись у теригенних породах і карбонатах з утворенням хлориду заліза (FeCl₃) гідролізується у водному середовищі з утворенням осаду гідроксиду заліза II Fe(OH)₂ і коьматує колектор. З окислами кремнію (SiO₂) соляна кислота утворює гель кремнієвої кислоти, що випадають в осад. Отже, цей невраховуваний чинник часто є причиною неефективності солянокислотних обробок у колекторах з високим відсотком теригенних компонентів (понад 80 % глини, піску).

Під час взаємодії глинокислоти з компонентами теригенних порід протікають такі реакції:

- з кварцом утворюється газоподібний фторид кварцу SiF₄, що з поступовою нейтралізацією кислоти переходить у гель кремнієвої

кислоти Si(OH)₄, що володіє коьматуєчими властивостями;

- з алюмосилікатами паралельно з SiF₄ утворюється гексафторокремнієва кислота, що, нейтралізуючись, поступово утворює осад нерозчинних солей – гексафторосилікати натрію та калію Na₂SiF₆ та K₂SiF₆.

Основні реакції кислот з гірськими породами чи їх складовими наведено у табл. 4.

Отже, операції з кислотних обробок потребують негайного видалення продуктів реакції з пласта – інакше вони можуть закоьматувати його ще більше.

Тому, на сьогодні успішність кислотних обробок на ДДЗ залишається неоднозначною: є випадки значного підвищення дебітів, проте досить часто відзначається і погіршення продуктивності свердловин.

Звичайно, що успішність кислотних обробок в цілому залежить від вмісту кислоторозчинних компонентів у породі та ефективності техніко-технологічних рішень з видалення продуктів реакції з пласта.

Кислотні обробки (КО) сповільненої дії. За останні 10-15 років у світовій практиці набувають поширення технології КО сповільненої дії, що застосовуються після освоєння свердловин у випадках забруднення певними компонентами розчину значної привибійної зони теригенних колекторів та в колекторах з високою карбонатністю [13-16]. Основними причинами цього стало поширене застосування рецептур бурових розчинів із кислоторозчинними матеріалами та застосування ефективних систем

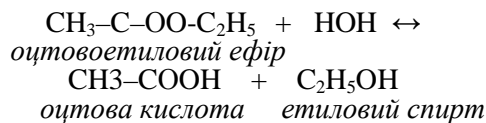
очищення. Аналіз свідчить, що КО сповільненої дії вигідно відрізняються від технології солянокислотних (СКО) чи глинокислотних обробок (ГКО), під час проведення яких кислота часто рухається в напрямку найменшого опору “язиком”, відсутній час на обов’язкове вимивання продуктів реакції, що складаються з нерозчинного осаду, та відбувається корозія обладнання та інструменту свердловини. Унаслідок цього ефективність СКО чи ГКО у багатьох випадках є низькою.

Перспективами для ефективного проведення КО сповільненої дії є такі умови: карбонатність продуктивного пласта перевищує 6 %; буровий розчин для первинного розкриття містить в якості твердої фази карбонат кальцію (30 % і вище від загального вмісту твердої фази у розчині); полімерна фаза бурового розчину складена модифікованим (кислоторозчинним, тобто етерифікованим чи гідроксиалкілованим) крохмалем або целюлозними полімерами та біополімером, а 1 м³ бурового розчину під час первинного розкриття продуктивного пласта містить не більше 15 кг глини.

Під час проведення КО сповільненої дії органічна кислота утворюється методом гідролізу з нейтральних компонентів (прекурсорів) поступово (протягом 3-36 годин) з регульованою швидкістю у відкритому стволі навпроти продуктивного пласта та безпосередньо у пласті. Кислота діє рівномірно без локалізованих проривів у пласт, глибоко проникаючи у пори і тріщини довкола та поступово розчиняючи карбонати, кольматанти і інші забруднювачі (кислоторозчинні компоненти бурового розчину).

Для проведення КО сповільненої дії на свердловині застосовують необхідний об’єм складного ефіру органічної кислоти (наприклад мурашиної чи оцтової) з нейтральним показником рН, наприклад, оцтовоетиловий ефір, та мінералізовану воду; і, за необхідності, допоміжні реагенти (біополімер, харчову соду, ензими, миючі добавки).

Загалом, реакція гідролізу з утворенням оцтової кислоти з ефіру у воді виглядає так:



В результаті реакції утворюється оцтова кислота і етиловий спирт.

Окрім основного завдання (розчинення) оцтова кислота виконує важливу роль – запобігання випадання в осад окислів заліза та інших полівалентних металів. Це суттєво розширює терміни виконання кислотних оброблянь.

Утворений в результаті реакції гідролізу етиловий спирт сприяє гідрофілізації порового простору. В результаті покращуються умови для всеосяжного проникнення кислоти, в тому числі за рахунок зниження міжфазного натягу на межі розділу вуглеводневої фази – вода. Дрібнодисперсні тверді частки, що, зазвичай, присутні в поровому просторі, ефективно виносяться з пласта в середовищі етилового спирту.

Гідроліз ефіру відбувається в кислому і лужному середовищах, проте в лужному середовищі цей процес практично незворотній. Швидкість гідролізу в звичайних умовах є високою у зв’язку з низькою розчинністю ефіру у воді (саме це є основним регулятором швидкості процесу гідролізу), проте вона зростає з підвищенням температури і зростанням молярної маси ефіру.

За аналогічним принципом відбуваються реакції ефірів інших кислот (мурашина, пропіонова тощо) з утворенням відповідних кислоти і спирту.

Біополімер використовується для утворення в’язкої буферної рідини (прокачується перед кислотоутворюючою сумішшю і після неї). Харчова сода (NaHCO₃) додається до кислотоутворюючої суміші і вступає в реакцію нейтралізації кислоти, яка починає поступово утворюватися під час прокачування суміші по стволу свердловини. Об’єм соди обмежується необхідністю нейтралізації тільки того об’єму кислоти, яка утворюється в стволі за 2-5 годин (зазвичай 20-30 кг), щоб не викликати кислотної ерозії обсадних труб і НКТ.

Поверхнево-активні речовини в складі кислотоутворюючої суміші зменшують поверхневий натяг в пласті, в якому відбувається кислотна обробка, що полегшує вимивання продуктів реакції і освоєння свердловини.

Зазвичай, немає необхідності у застосуванні інгібітора корозії труб.

Домішка ензимів (окислювачів та каталізаторів) у кислотоутворюючу суміш дає змогу додатково руйнувати полімерні компоненти фільтраційної кірки та забрудненої привибійної зони. До основних реактивів в суміші, що руйнують компоненти фільтраційних кірок, відносяться: амілаза – ензим для руйнування крохмалю; ксантаназа – ензим для руйнування біополімеру; гідролаза – фермент для утворення органічної кислоти з ефіру; целюлозний ензим для руйнування полімерів типу КМЦ чи ПАЦ. Замість ензимів в окремих випадках можуть ефективно використовуватись окислювачі полімерів, наприклад перекис водню.

Проте, зазвичай, в більшості випадків застосування ензимів при КО сповільненої дії непотрібне – утворена органічна кислота за відведений проміжок часу для кислотної обробки достатньо розчиняє полімерні компоненти.

На сьогоднішні технології КО сповільненої дії ефективно застосовуються у різних регіонах світу на свердловинах з карбонатними і теригенними колекторами, особливо після дотримання вимог кислоторозчинності щодо підбору рецептур бурових розчинів на стадії первинного розкриття.

Технологія застосування КО сповільненої дії на свердловині: в ємностях готують певний об’єм суміші для розчинення карбонатів та руйнування компонентів бурового розчину, в’язку буферну рідину, і прокачують в інтервал продуктивного пласта.

Час витримування суміші у продуктивному інтервалі становить від 3 до 24 годин. Зазвичай,

Таблиця 5 – Типовий склад суміші для КО сповільненої дії та буферної рідини

Склад	Концентрація	Всього, кількість (об'єм)
В'язкий буфер об'ємом 1,5 м ³		
Вода	-	1,5 м ³
Біополімер	16,5 кг/м ³	25 кг
Суміш КО сповільненої дії об'ємом 12,5 м ³ (у ємності)		
Вода	-	10,3 м ³
КСІ	168 кг/м ³	2000 кг
Ензим для руйнування крохмалю	0,2 %	40 л
Харчова сода	2,3 кг/м ³	30 кг
Кислотоутворююча суміш	14 %	1,47 м ³
В'язкий буфер об'ємом 1,5 м ³		
Вода	-	1,5 м ³
Біополімер	16,5 кг/м ³	25 кг
Розчин КСІ об'ємом 13 м ³ для протискування суміші в продуктивний інтервал		
Вода	-	13 м ³
КСІ	133 кг/м ³	1000 кг

під час подібних операцій проводиться підкачування внаслідок зниження рівня рідини на усті (0,1-0,3 м³ за годину) через реакцію розчинення кислоторозчинних складових пласта. На деяких свердловинах процес розчинення компонентів фільтраційної кірки і пласта швидко звільняє енергію пластового флюїду (зазвичай, газу) з покладу і спричиняє виникнення тиску на усті. У таких випадках закривають превенторне обладнання, за необхідності тиск стравлюють та готуються до освоєння. Через визначений час проводять промивання свердловини для вимивання продуктів реакції. Після цього проводять освоєння свердловини чи інші роботи згідно з планом. Відповідно до статистичних даних дебіти вуглеводневої продукції після КО сповільненої дії частіше зростають понад запланований рівень, в тому числі у порівнянні з СКО чи ГКО.

В Україні подібна технологія також може бути розроблена за участю українських фахівців і застосована з використанням реагентів українського виробництва.

Однією з ефективних технологій отримання вуглеводневої сировини на сьогодні стали гідророзриви, особливо у пластах з низькими колекторськими властивостями. В Україні таких колекторів вдосталь.

У США у практиці широкого застосування набули потужні гідророзриви під час освоєння практично на всіх нафтових та газових свердловинах. Очевидна перевага такої технології – одержання гарантованого припливу продукції під час застосування будь-яких за якістю бурових та тампонажних розчинів.

У праці [9] запропоновано технологію інтенсифікації нафтових і газових свердловин, схожу на потужний гідравлічний розрив «навпаки». Вона дещо нагадує існуючі випробування пластів на кабель-канатах з герметичними балонами-провідниками. Основна відмінність полягає у різкому створенні депресії за рахунок низького тиску в балоні, що спрямовано розгерметизується. Миттєве пониження

тиску розриває фільтраційну кірку, дає можливість спрацювати пластовому тиску у бік свердловини, розкриває старі та утворює нові тріщини. Колектор починає працювати.

У розвиток ідеї гідророзриву «навпаки» запропоновано кілька цікавих технічних рішень. Вже у 2014 році опубліковано патенти (РФ №№ 2511220 та 2511321), в яких описана технологія і пристрої, що забезпечують різке зниження тиску на вибої свердловини до атмосферного рівня. Така операція гарантовано забезпечує видалення будь-якого кольматаційного шару. У цьому році опубліковано патент України № 81016, в якому запропоновано здійснювати на вибої свердловини свого роду вакуумний вибух, що забезпечує потужний гідророзрив «навпаки» без використання складної техніки і зовнішньої енергії. Така технологія завершення може стати технологічною нормою на бурових підприємствах України.

Наукова новизна та практична цінність отриманих результатів. Для запобігання забруднення продуктивних колекторів авторами розроблено рецептуру незабруднюючого розчину з високою стійкістю до іонів полівалентних металів та підвищеною здатністю до самоочищення від вибуреної породи на стандартних пристроях та механізмах (віброситах). Враховуючи недосконалість системи очищення бурових розчинів під час буріння нафтових і газових свердловин на ДДз така розробка суттєво покращує умови для якісного розкриття продуктивних пластів і освоєння свердловин. Рецептура розчину рекомендується для розкриття пластів зі зниженим тиском, у тому числі з АНПТ. Більшість свердловин на ДДз розробляють саме такі пласти.

Розглянуто особливості рецептур КО сповільненої дії, що застосовуються провідними компаніями у різних регіонах світу. Аналіз рецептур засвідчує їх практичну придатність до застосування в умовах ДДз, в тому числі після розчину ІБРФ.

Загалом технологія первинного розкриття продуктивних пластів на ІБРФ та інтенсифікація під час освоєння з допомогою КО сповільненої дії можуть стати суттєвою альтернативою традиційним методам отримання вуглеводневої продукції на ДДз.

Висновки

У зв'язку зі зниженням градієнтів пластових тисків на переважній більшості родовищ ДДз виникають умови для зростання забруднення привибійної зони колекторів на різних стадіях їх розробки. У роботі висвітлено результати експериментальних досліджень рецептури бурового розчину для первинного розкриття продуктивних пластів та проведено порівняльний аналіз з відомими рецептурами, що застосовуються провідними компаніями у світовій практиці. Проведено експерименти з впливу розробленої рецептури розчину на стан ядерного матеріалу і встановлено, що коефіцієнт відновлення проникності становить 0,94.

Запропоновано технологію кислотної обробки сповільненої дії колекторів для підвищення їх флюїдовіддачі. Розроблено рецептуру кислотної суміші та буферної рідини для здійснення цієї технологічної операції. Перевагою такої технології є низька швидкість протікання хімічної реакції та низька корозійна активність компонентів, що входять до складу кислотної суміші.

Література

1 Кошелев В.Н. Обеспечение качественно-го вскрытия продуктивных пластов в условиях аномально низких пластовых давлений / В.Н.Кошелев, С.Н.Шишков // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 6. – С. 38 – 41.

2 Васильченко А.О. Перспективи повного збереження колекторських властивостей під час первинного розкриття продуктивних пластів / А.О.Васильченко, М.В.Гордійчук. // Нафт. і газ. пром-сть. – 2003. - №2. – С. 37 - 38.

3 Крылов В.И. Применение кольматантов в жидкостях для первичного вскрытия продуктивных пластов с целью сохранения их коллекторских свойств / В.И.Крылов, В.В.Крецул // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 4. – С.36 – 41.

4 A.G.Samarskiy, SPE, Halliburton; S.A. Gasparov, V.M. Tenishev, R. Munger, A.G. Terentev, S.Y.Samyshekin, TNK-BP.: "High Performance Fresh Water Flocculating Drilling Fluid helps to increase efficiency of extended reach drilling operations and cut costs on Uvat oilfield", paper SPE – 114852, 2007.

5 C.J. Thaemlitz. New Environmentally Safe High-Temperature Water-Based Drilling-Fluid System.[Текст] / C.J. Thaemlitz, SPE, A.D.Patel, SPE, George Coffin, SPE, and Lee Conn, M-I Drilling Fluids LLC.// SPE Drill & Completion. – 1999. – No. 3. – Vol. 14.

6 Боровик М.В. Полімерні флокулянти в бурінні і системи бурових розчинів на їх основі / М.В. Боровик, А.О. Васильченко // Питання розв. газової пром-ті України: 36. наук. пр. – Х.: УкрНДІгаз, 2010. – Вип. XXXVIII. – С. 74-79.

7 Васильченко А.О. Малоглинисті системи бурових розчинів на основі синергетичних сумішей / А.О. Васильченко, О.В. Кустурова, М.В. Гордійчук. // Питання розв. газової пром-сті. – Харків: УкрНДІгаз – 2004. – Вип. XXXII. – С. 161-162.

8 Васильченко А.О. Захист стінок свердловин. Перегляд ролі реагентів / А.О. Васильченко, С.В. Локтев, М.В. Боровик, Я.С. Яремійчук, В.Г. Филь, А.М. Андрусак // Нафт. і газ. пром-сть. – 1998. – №3. – С. 26-27.

9 Васильченко А. Новые технологии строительства нефтяных и газовых скважин (основы, концепции, методы) / LAMBERT ACADEMIC PUBLISHING, 2012. – 104 с.

10 Крупський Ю.З. Новий малоглинистий полімерний розчин для розкриття тріщинуватих і набухаючих піщано-глинистих колекторів та об'єктів з аномально низькими пластовими тисками / Ю.З. Крупський, М.Х.Імамов, І.Б.Губич. // Нафт. і газ. пром-сть. – 2011. – №1. – С. 17-20.

11 Спосіб обробки бурових розчинів. Патент на корисну модель України № 85398 У, МПК (2013) С 09К 8/00. Автори Васильченко А.О., Боровик М.В., Немцов В.Г. Заявка а 2013 06534. Заявл. 27.05.2013. Опубл. 25.11.2013. Бюл. № 22.

12 Спосіб обробки бурових розчинів. Патент на корисну модель України № 85397 У, МПК (2013) С 09К 8/00, С 09К 8/02. Автори Васильченко А.О., Боровик М.В., Немцов В.Г. Заявка а 2013 06532. Заявл. 27.05.2013. Опубл. 25.11.2013. Бюл. № 22.

13 Almond, S. et al.: "Utilization of Biologically Generated Acid for Drilling Fluid Damage Removal and Uniform Acid Placement Across Long Formation Intervals", paper SPE 30123 pp 465-478 in Proceedings of the European Formation Damage Control Conference, 15-16 May 1995, The Hague, The Netherlands.

14 N-Flow AO Stimulation Service. In-Situ Organic Acid and Polymer Removal Agents Help Assure A More Complete Cleanup of Drii-In Fluid in Openhole Completions. Інформація з сайту www.halliburton.com (stimulation.Halliburton.com)

15 Стимулирование интервалов с высокими углами отхода с использованием системы кислота/энзим / А.Б. Харитонов (Халлибуртон Интернешл Инк.), В.Ю. Лишук, И.Н. Давыдова (Сибнефть) // Материалы Технологического Симпозиума Общества Инженеров-Нефтяников. – М., 2006.

16 Thomas E. Suhy, SPE; Thomas E. Suhy, SPE, BJ Coiltech, Ramon P. Harris, Jr., SPE, National Fuel "Application of Polymer Specific Enzymes to Clean Up Drill-In Fluids", paper SPE – 51094, 1998.

Стаття надійшла до редакційної колегії
14.05.15

Рекомендована до друку
професором **Коцкуlichem Я.С.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук **Мельником А.П.**
(УкрНДІгаз, м. Харків)