

Публічне акціонерне товариство «Укргазвидобування»
Український науково-дослідний інститут природних газів

На правах рукопису

Дивоняк Юлія Ігорівна

УДК 622.276

**ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ
СВЕРДЛОВИН ОБРОБЛЕННЯМ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ
КОНДЕНСОВАНИМИ ДЕГІДРАТАЦІЙНИМИ СИСТЕМАМИ**

05.15.06 – Розробка нафтових та газових родовищ

ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття наукового ступеня

кандидата технічних наук

Науковий керівник:

Світлицький Віктор Михайлович,

доктор технічних наук,

професор

*Всі примірники дисертації ідентичні за змістом
Всесвітній секретар спец. Випускної ради ДУО.051.02 [Signature] / Ковбасюк і.к./
08.04.2014р.*



Харків – 2014

*В.І. Прохор, d510
08.04.14*



ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	5
ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ МЕТОДІВ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУВАННЯ ВУГЛЕВОДНЕВОЇ СИРОВИНИ.....	13
1.1 Аналіз причин зниження фільтраційних характеристик порід- колекторів у привибійній зоні пласта.....	13
1.2 Огляд методів інтенсифікації припливу вуглеводнів до свердловин.....	16
1.3 Аналіз методів впливу на привибійну зону пласта конденсованими системами.....	30
Висновки до розділу 1	42
РОЗДІЛ 2 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ОСНОВНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ФОСФАТОВМІСНИХ РОЗЧИНІВ	45
2.1 Дослідження впливу фосфатовмісних реагентів та кислотних композицій на їх основі на зміну фільтраційних характеристик порід- колекторів.....	45
2.2 Дослідження процесів набрякання глинистих мінералів порід- колекторів під впливом фосфатовмісних реагентів.....	68
2.3 Експериментальні дослідження з запобігання утворенню нерозчинних солей.....	75
2.4 Дослідження корозійної активності фосфатовмісних реагентів	80
2.5 Дослідження розчинювальної здатності хімреагентів	86
Висновки до розділу 2	92
РОЗДІЛ 3 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ДЕГІДРАТАЦІЙНИХ СИСТЕМ ДФК-12 ТА ДФК-12К НА ЗМІНУ ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ	95

3.1 Установка з дослідження фільтраційних характеристик порід-колекторів.....	95
3.2 Визначення змін фільтраційних характеристик порід під впливом конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К.....	101
3.3 Результати дослідження статичної адсорбції розроблених конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К.....	123
3.4 Дослідження розчинювальної здатності розроблених конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К.....	125
3.5 Визначення корозійної активності розроблених конденсованих дегідратаційних систем.....	127
3.6 Дослідження впливу розроблених конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К на набрякання глинистих мінералів порід-колекторів.....	130
3.7 Дослідження сумісності фосфатовмісних конденсованих дегідратаційних систем з пластовими флюїдами.....	138
Висновки до розділу 3	139
РОЗДІЛ 4 УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ПІДВИЩЕННЯ ВИДОБУВНИХ ХАРАКТЕРИСТИК СВЕРДЛОВИН ШЛЯХОМ ЗАСТОСУВАННЯ ФОСФАТОВМІСНИХ ДЕГІДРАТАЦІЙНИХ СИСТЕМ ДФК-12 ТА ДФК-12К.....	142
4.1 Обґрунтування технології кислотного впливу на привибійну зону пласта КДС.....	142
4.2 Розробка та впровадження технології оброблення пласта фосфатовмісними дегідратаційними системами ДФК-12 та ДФК-12К.....	148
4.2.1. Технологія оброблення теригенних колекторів експлуатаційних свердловин фосфатовмісною системою ДФК-12.....	148
4.2.1.1 Технологічні аспекти оброблення теригенних колекторів дегідратаційним комплексом ДФК-12 на нафтових свердловинах	148

4.2.1.2 Технологічні аспекти оброблення теригенних колекторів дегідратаційним комплексом ДФК-12 на газових та газоконденсатних свердловинах.....	158
4.2.2 Технологія оброблення карбонатних колекторів експлуатаційних свердловин фосфатовмісною системою ДФК-12К.	164
4.2.2.1 Технологічні аспекти оброблення карбонатних колекторів дегідратаційним комплексом ДФК-12К на нафтових свердловинах.....	164
4.2.2.2 Технологічні аспекти оброблення карбонатних колекторів дегідратаційним комплексом ДФК-12К на газових та газоконденсатних свердловинах.....	169
Висновки до розділу 4	177
ВИСНОВКИ	179
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	181
ДОДАТКИ.....	209

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- КДС – конденсовані дегідратаційні системи
ПЗП – привибійна зона пласта
ПАР – поверхнево-активні речовини
ГКР – газоконденсатне родовище
НР – нафтове родовище
НКТ – насосно-компресорні труби
R, R', R'' – вуглеводневі радикали
НТФ – нітрилотриметилфосфонова кислота
ОЕДФ – оксиетилидендифосфонова кислота
КС – конденсовані системи
КО – кислотні оброблення
КССБ – конденсована сульфід спиртова барда
КМЦ – карбоксиметилцелюлоза
ПАА – поліакриламід
ГКО – глинокислотне оброблення
СКР – солянокислотний розчин
СКО – солянокислотне оброблення
АСПВ – асфальтосмолопарафінові відклади
ДДЗ – Дніпровсько-Донецька западина
 $P_{затр}$ – тиск затрубний
 $P_{тр}$ – тиск трубний

ВСТУП

Актуальність теми. Однією з актуальних проблем нафтогазової галузі є підвищення видобувних характеристик свердловин, оскільки родовища України знаходяться на заключній стадії розробки, коли дебіт свердловин нижчий від їх потенційних можливостей. Зниження коефіцієнтів видобування вуглеводнів обумовлене погіршенням колекторських властивостей порід у привибійній зоні в процесі розкриття пластів та їх розробки, а також великими глибинами, складними термобаричними умовами, недосконалістю технологічних процесів видобування та засобів їх реалізації.

Для відновлення і збільшення проникності привибійної зони пласта широко використовують різні методи кислотного діяння. Але необхідно зазначити, що їх ефективність пов'язана здебільшого лише з розчиненням порід, тоді як фізичний вплив застосовуваних композицій на процеси фільтрації практично не враховується. Часто після кислотних оброблянь збільшується приплив пластової води за рахунок гідрофілізації поверхні фільтрації, хоча завданням є збільшення припливу в свердловину вуглеводнів.

Наразі поширені фізико-хімічні методи діяння на привибійну зону пласта кислотними складами, серед яких перш за все заслуговують на увагу композиції, до складу яких входить ортофосфорна кислота, її солі та фосфатовмісні поверхнево-активні речовини (ПАР). Проте їх вплив на фільтраційні властивості продуктивних колекторів вивчено не достатньо глибоко, не розкрито механізм взаємодії фосфат-аніону з компонентами гірської породи та пластовими флюїдами. Водночас поява патентів на їх використання свідчать про зацікавлення фахівців фосфатовмісними реагентами.

Особливу зацікавленість викликає застосування сумішей вказаних реагентів і їх поєднань та створення на цій основі конденсованих

дегідратаційних систем, які б урахували хімічні та фізичні особливості змочуваності поверхні порід, фільтрацію різних фаз флюїду у поровому просторі та забезпечували підвищення видобування саме вуглеводнів. З огляду на це, створення дегідратаційних систем на основі фосфатовмісних хімічних реагентів для підвищення продуктивних характеристик свердловин є актуальним завданням. Цей напрям має ряд переваг із погляду різноманітності можливих комбінацій з іншими фізико-хімічними методами інтенсифікації видобування вуглеводнів. Розробка та застосування дегідратаційних систем для впливу на привибійну зону пласта забезпечить ефективне підвищення видобувних характеристик свердловин за рахунок збільшення проникності порового середовища, зміни змочуваності поверхні пор і зменшення фільтраційних опорів, запобігання виникненню ускладнюючих факторів: солевідкладів, набрякання глинистих мінералів і корозії металевих обладнання.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Дисертаційна робота виконана відповідно до науково-тематичних планів Міністерства екології та природних ресурсів Українського державного геологорозвідувального інституту за темами № 29 ПВ «Розробка технологічних рішень з розширення межі кондиційності колекторів на перспективних нафтогазоносних ділянках» і № 34 ПВ ЧВ «Розробка геолого-технічних рішень освоєння глибинного ресурсного потенціалу вуглеводневої сировини Дніпровсько-Донецького басейну»; підприємств нафтогазовидобувної галузі України: УкрНДІгаз ПАТ «Укргазвидобування» за темою № УГВ 6233/10-12 «Розроблення технологій застосування гідрофобізаторів для обробки гідрофільних теригенних колекторів»; ПрАТ «Природні ресурси» договір № 17/3-2011 «Розробка рекомендацій із застосування технології, що забезпечує збереження ємнісно-фільтраційних властивостей продуктивних пластів у процесі будівництва і дослідно-промислової розробки свердловин Луценківського ГКР»; ДАТ «Чорноморнафтогаз» ДК «Укргазвидобування НАК Нафтогаз України»

Договір № 24-01/2011 на виконання послуг з проведення обробок свердловин родовища Штормове для центрального та східного склепіння шляхом виконання селективної кислотної обробки пласта-колектора та Договір № 960/2013 «Підвищення видобувних характеристик свердловин Одеського ГКР дегідратаційними конденсованими системами».

Мета і завдання дослідження. Метою дослідження є підвищення ефективності кислотного діяння на привибійну зону пласта шляхом застосування розроблених дегідратаційних систем на основі фосфатовмісних реагентів і технологій їх застосування.

Для досягнення поставленої мети були сформульовані та вирішені такі основні завдання дослідження.

1. Аналіз причин зниження фільтраційних характеристик продуктивних пластів.

2. Проведення експериментальних досліджень з вибору фосфатовмісних реагентів і обґрунтування складу розроблених фосфатовмісних конденсованих дегідратаційних систем, які забезпечать підвищення фільтраційних характеристик продуктивних колекторів нафтових та газових свердловин.

3. Удосконалення технології фізико-хімічного впливу на привибійну зону пласта з метою підвищення видобувних характеристик свердловин шляхом застосування конденсованих дегідратаційних систем.

4. Проведення промислових випробувань розроблених рецептур конденсованих дегідратаційних систем і технології оброблення свердловин на їх основі та аналіз ефективності виконаних робіт.

Об'єкт дослідження: технології оброблення привибійної зони пласта конденсованими дегідратаційними системами для підвищення видобувних характеристик свердловин.

Предмет дослідження: фосфатовмісні конденсовані дегідратаційні системи для впливу на привибійну зону пласта з метою підвищення продуктивності нафтових і газових свердловин.

Методи досліджень. У ході виконання дисертації використано фізичні, хімічні, фізико-хімічні методи дослідження і розроблені автором методики, методи обробки та аналізу промислових даних, статистичні методи обробки та аналізу результатів експериментальних досліджень.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Уперше встановлено, що фосфатовмісні реагенти та розроблені на їх основі дегідратаційні системи ДФК-12 та ДФК-12К змінюють швидкість фільтрації водного та вуглеводневого флюїду, збільшуючи її у 2–5,5 разів для вуглеводневої фази та зменшуючи для водної фази у 1,5–2 разів.

2. Уперше розкрито механізм взаємодії фосфатовмісних реагентів і розроблених дегідратаційних композицій з гірською породою продуктивних колекторів, що полягає у адсорбції фосфогрупи на поверхні породи, за рахунок чого утворюється фосфатно-полімерна плівка, яка змінює змочуваність поверхні порового середовища продуктивного пласта, дегідратуючи молекули води з неї, що, у свою чергу, впливає на фільтраційні характеристики колекторів.

3. Уперше експериментально встановлено вплив фосфат-аніону на електрохімічні заряди глинистих частинок, який, зменшуючи сили притягання поміж ними, сприяє переходу глинистих мінералів у розчинний стан і, внаслідок цього, зменшує та навіть запобігає їх набряканню мінімум у 4 рази.

4. Уперше експериментально підтверджено та теоретично обґрунтовано колоїдно-хімічні властивості фосфатовмісних реагентів і хімізм їх взаємодії з гірською породою у водних і водно-органічних середовищах. Встановлено, що інтервал робочих концентрацій розроблених конденсованих дегідратаційних систем залежить від геолого-фізичних характеристик колектора і знаходиться в межах 7–17 %.

Основні положення, що захищаються.

1. Результати лабораторних досліджень впливу фосфатовмісних реагентів і розроблених на їх основі конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К на фільтраційні властивості порід-колекторів.

2. Нові рецептури фосфатовмісних конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К.

3. Результати промислового застосування конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К на свердловинах родовищ ДДЗ та Причорноморсько-Кримського регіону.

Практичне значення одержаних результатів.

1. Створено і запатентовано лабораторну установку для дослідження процесів, що відбуваються у привибійній зоні продуктивних пластів під час впливу на них хімічними реагентами.

2. Створено лабораторну установку з оцінки тиску набрякання порід під дією хімреагентів.

3. Розроблено, запатентовано та впроваджено у виробництво дегідратаційні фосфокомплекси ДФК-12 і ДФК-12К.

4. Удосконалено технологію впливу на привибійну зону пласта кислотними розчинами на основі фосфатовмісних конденсованих дегідратаційних систем, яка включає очищення НКТ промиванням; розрахунок динаміки оброблення пласта через визначення його приймальності; встановлення динамічної кислотної ванни для очищення присвердловинної зони та закачування основного об'єму розчину конденсованих дегідратаційних систем у пласт.

5. Упроваджено технологію кислотного діяння на ПЗП з метою підвищення видобувних характеристик нафтових і газових свердловин шляхом застосування конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 і ДФК-12К на Штормовому, Одеському, Сарському, Ядутівському, Наташинському, Луценківському, Селюхівському та Островецькому родовищах, унаслідок чого додатково видобуто 146,13 млн м³ газу, 12,79 тис. т конденсату, 1,9 тис. т нафти.

Особистий внесок здобувача. Основні результати роботи отримані автором самостійно. Особистий внесок полягав у проведенні теоретичних та експериментальних дослідженнях впливу хімреагентів на зміну змочуваності

поверхні порового середовища та фільтраційні характеристики порід-колекторів [146, 179, 180, 190]. Проведено експериментальні дослідження і оброблено отримані результати [196 – 198, 200, 205, 206, 209, 211, 214]. Розроблено склади комплексного діяння для оброблення ПЗП та установку дослідження фільтраційних характеристик порід-колекторів [207, 208, 210]. Особистий внесок автора становить 90 %.

Апробація результатів дисертацій. Основні результати та положення дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на:

- конференції молодих спеціалістів Полтавського відділення Українського державного геологорозвідувального інституту. – м. Полтава, 27–28 травня 2008 р.;
- 8-й Міжнародній конференції Крим 2009 «Азово-Чорноморський полігон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа» (м. Сімферополь, 7–11 вересня 2009 р.);
- XV Міжнародній науково-практичній конференції «Эфиры целлюлозы и крахмала, другие новые химические реагенты и композиционные материалы как основа успешного сервиса и высокого качества технологических жидкостей для строительства, эксплуатации и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин» (м. Суздаль, Росія, 3–5 червня 2010 р.);
- регіональному семінарі «Менделеевські читання. «Розвиток хімічної науки: сучасність, досягнення та перспективи» (м. Полтава, 26–27 жовтня 2011 р.);
- VIII Міжнародній науково-практичній конференції «Ашировские чтения» (м. Самара, Росія, 26–29 вересня 2011 р.);
- XVI Міжнародній науково-практичній конференції «Реагенты и материалы, технологические составы и буровые жидкости для строительства, эксплуатации и капитального ремонта нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин» (м. Суздаль, Росія, 5–8 червня 2012 р.);

– Міжнародній науково-технічній конференції «Проблеми і перспективи транспортування нафти й газу» (м. Івано-Франківськ, 15–18 травня 2012 р.);

– Міжнародній науково-практичній конференції «Теория и практика современных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов» (м. Гомель, Білорусь, 23–25 травня 2012 р.);

– Міжнародній науково-технічній конференції ГЕОПЕТРОЛЬ-2012 «Современные технологии освоения месторождений углеводородов на суше и на море» (м. Закопане, Польща, 17–20 вересня 2012 р.);

– Міжнародній науково-технічній конференції «Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців для нафтогазової галузі» (Івано-Франківськ, 3–6 жовтня 2012 р.);

Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика – 2013» (м. Івано-Франківськ, 7–11 жовтня 2013 р.).

У повному обсязі дисертаційна робота доповідалася і обговорювалася на засіданні вченої ради Українського науково-дослідного інституту природних газів 20 березня 2013 р.; на засіданні розширеного наукового семінару кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу 17 березня 2014 р.

Публікації: За матеріалами дисертації опубліковано 16 наукових праць, а саме: 2 статті у фахових наукових виданнях України, 4 статті у фахових виданнях Російської Федерації, що включено до системи російського індексу наукового цитування, 6 – у збірниках праць міжнародних і всеукраїнських конференцій, отримано 4 патенти України на корисну модель.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ МЕТОДІВ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУВАННЯ ВУГЛЕВОДНЕВОЇ СИРОВИНИ

1.1 Аналіз причин зниження фільтраційних характеристик порід-колекторів у привибійній зоні пласта

У процесі розробки родовищ нафти і газу, починаючи зі спорудження свердловин та в процесі експлуатації проявляються різноманітні фактори, що спричинюють зниження їх видобувних характеристик [1, 2,]. Продуктивність свердловин визначається станом привибійної зони пласта, її проникністю, погіршення якої є результатом різноманітних причин [3, 4]: механічні забруднення ПЗП; фізико-літологічні, які призводять до набрякання пластового цементу під час взаємодії з водою; фізико-хімічні; термохімічні та ін.

Перша група об'єднує причини, що зумовлюють механічну кольматацію ПЗП, передусім твердими частинками промивальних рідин, так під час вторинного розкриття з використанням глинистих розчинів ступінь забруднення пласта через один місяць після освоєння складає 36–67 %, а через рік – 22–30 % [5, 6]. Твердими частинками блокується найбільш проникна зона ПЗП, проникаючи на відстань 2-40 мм, порове середовище закупорюється на 75–100 %, прискорюючи водночас і процес кольматації в цілому. Особливо негативний вплив виявляють рідини високої густини, обважені баритом та іншими важкорозчинними речовинами.

З метою виключення несприятливого впливу твердої фази на родовищах з низьким пластовим тиском, часто застосовують пластову або технічну воду. Однак технічна вода, що використовується на промислах, завжди містить від 50 до 250 мг/л тонкодисперсних зважених частинок, які є ефективними кольматантами, що у декілька разів знижують проникність ПЗП. У процесі інфільтрації пластової рідини, відфільтровані з води

дисперсні частинки зміщуються і закупорюють фільтраційні канали за принципом зворотного клапану.

Під час використання технологічних розчинів на немінералізованій водній основі під час змішування їх з пластовою водою, також знижується проникність ПЗП через вторинне утворення солей та набрякання глинистих складових порід колекторів, як наслідок, змінюється розмір порових каналів і відбувається перекриття фільтраційних каналів [7, 8]. Таким чином, неочищені сольові розчини також небезпечні для продуктивного пласта, як і дисперсії глини, тому актуальним залишається розробка систем, які дозволять усунути або знизити вищезгадані негативні наслідки.

Поруч із кольматацією порового середовища твердими частинками, в промислових умовах під час використання розчинів солей також спостерігається суттєве зниження продуктивності свердловин через значну фільтрацію і глибоке проникнення водних розчинів у продуктивний пласт, їх кристалізація і осадження, утворення гідратних і емульсійних пробок [9, 10, 11, 12, 13].

Найбільш складною є група фізико-хімічних причин погіршення проникності ПЗП. Це пов'язане з тим, що в пластах, які утворені головним чином гідрофільною породою (силікатами), завдяки потужним капілярним силам створюються сприятливі умови для значного і глибокого проникнення водного фільтрату в порове середовище з суттєвим утрудненням його видалення. У результаті збудження притоку, освоєння свердловин затягується на 3–8 діб, а вихід їх на робочий режим вдається досягти тільки через 30–40 діб із дебітом на 20 і більше відсотків нижчим за доремонтний [11, 13]. Водночас на всіх промислах спостерігається стійка тенденція до збільшення обводнення продукції [11, 14]. Вивчення механізму явищ, що відбуваються в ПЗП, засвідчує, що, через таку несприятливу дію водних систем на фільтраційні властивості порового середовища, освоюється тільки роздренована високопроникна частина продуктивного пласта, тоді як низькопроникна частина практично не розробляється.

Погіршення колекторських властивостей ПЗП та зниження продуктивності свердловин відбувається не тільки внаслідок природного чи штучного негативного впливу на пласт, існують і термохімічні фактори, які не менш негативно впливають на роботу свердловин. Найбільш поширеними є утворення газових гідратів у свердловинах, ретроградна конденсація вищих вуглеводнів та осадження органічних сполук в ПЗП, які створюють додатковий опір під час фільтрації пластових флюїдів до вибою свердловин через зменшення ефективного діаметру чи закупорку пор [15, 16, 17].

Продуктивний колектор це поклад осадових порід у вигляді тіла з величезним скупченням капілярних каналів і тріщин, поверхня яких досить велика. Закономірності руху вуглеводнів у такому пористому середовищі та їх фільтрація залежить від властивостей зовнішніх поверхонь, незмішуючих фаз і процесів, які відбуваються в поровому просторі та від самої природи поверхні гірської породи. Поверхня порових каналів за змочуваністю поділяється на гідрофільну – змочується полярним розчинником, наприклад, водою, спиртами та гідрофобну – змочується неполярною речовиною, наприклад, вуглеводнями та змішану – коли частина поверхні змочується полярною речовиною, а частина неполярною. Відповідно і продуктивні колектори за змочуваністю є гідрофільні, гідрофобні та змішані.

Гідрофільні колектори за час експлуатації в умовах підходу пластових вод різко зменшують фазову проникність за рідкими вуглеводнями, в той час як гідрофобні колектори зберігають свою природну гідрофобність лише в умовах безводного режиму експлуатації свердловин, а за умови припливу пластових вод – стають гідрофільними, знову ж таки зменшуючи проникність за рідкими вуглеводнями [18, 19]. Отже, перетворення на межі фаз і зміна молекулярної природи твердої поверхні гірської породи різносторонньо впливають на фільтрацію нафти і газу в пористому середовищі, посилюють або, навпаки, послаблюють показники фільтрації, на контакті фаз змінюється змочуваність гірської породи, дисперсність, міжфазний натяг [20]. Дані фізичні параметри дозволяють корегувати процес

експлуатації свердловин, збільшуючи ємнісно-фільтраційні характеристики зони дренування по вуглеводнях.

Крім того, під час експлуатації свердловин також одним із серйозних ускладнень є солевідкладення у присвердловинній зоні пласта, свердловинному обладнанні, промислових комунікаціях і установках комплексної підготовки пластової продукції. Утворення солей зумовлює різке зниження продуктивності свердловин, закупорювання фільтраційних каналів, розрив промислових комунікацій, передчасний вихід із експлуатації газліфтних клапанів, теплообмінників, насосів та іншого газопромислового обладнання, вимагає трудомістких ремонтних робіт з ліквідації відкладів солей, що в кінцевому результаті призводить до зменшення видобування і подорожчання газу та конденсату. Особливості солевідкладів і методи боротьби з ними розглянуті в роботах [21, 22, 23, 24].

До причин, що знижують фільтраційні характеристики колекторів відносяться також утворення стійких водонафтових емульсій у поровому просторі та асфальтосмолопарафінових відкладів (АСПВ). Ці явища значно ускладнюють процес видобування нафти зі свердловин, негативно впливають на працездатність нафтовидобувного обладнання, стан трубопровідних комунікацій. Основним способом боротьби з АСПВ є теплові, механічні оброблення та хімічні методи [25, 26].

1.2 Огляд методів інтенсифікації припливу вуглеводнів до свердловин

За допомогою сучасних методів інтенсифікації припливу вуглеводнів до вибоїв свердловин можливо збільшення їх поточної продуктивності і коефіцієнту нафтогазоконденсатовилучення. Відома значна кількість методів стимулювання продуктивних об'єктів, які підрозділяються на фізичні, хімічні, гідроімпульсні, акустичні і утворення тріщин [4, 50, 27, 28, 29, 30].

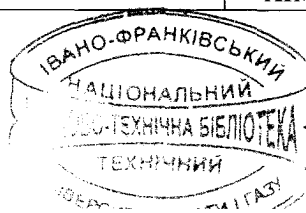
Для інтенсифікації видобувних характеристик свердловин найбільш широко використовуються методи, які направлені на збільшення фільтраційних властивостей колекторів у привибійній зоні, вони відрізняються за механізмом та за інтенсивністю діяння [31, 32, 33, 34, 35].

До фізичних способів впливу на привибійну зону пласта, які використовуються як на нафтових, так і на газових і газоконденсатних родовищах відносять: метод перемінних тисків, гідророзриви, піскоструминну перфорацію пласта, дренавання за допомогою ежекторних пристроїв, гідроімпульсні, хімічні, кавітаційно-пульсаційні та акустичні методи та ін. [36, 37, 38, 39, 40].

Усі фізико-хімічні методи інтенсифікації припливу вуглеводнів до свердловини мають свої недоліки та переваги, і відрізняються між собою за радіусом впливу, глибиною свердловини (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 – Класифікація методів інтенсифікації припливу вуглеводнів до свердловин

№ з/п	Метод інтенсифікації	Радіус дії, м	Обмеження за глибиною свердловини	Обмеження або переваги
1	2	3	4	5
1	Гідропіскоструминна перфорація	до 20	до 4500 м	
2	ГРП	до 200	до 5500 м	Обмеження глибини та застосування у складних за будовою гірських масивах
3	Струминні апарати	до 10-15	4000 м	Дозволяють одночасне застосування фізико-хімічних методів
4	Закачування газових агентів	не обмежена	не обмежена	Покращує результативність освоєння
5	Метод перемінних тисків	до 10-15	не обмежена	Може використовуватися одночасно із фізико-хімічними методами



Продовження таблиці 1.1

1	2	3	4	5
6.	Електромагнітні, вібраційні, сейсмоакустичні, імпульсні	не обмежена	не обмежена	Вплив не лише на ПЗП, але і на пласт в цілому
7.	ПАР	не обмежена	не обмежена	Можливість застосування на будь- яких свердловинах
8.	Гаряча вода, пара, внутрішньо пластові горіння, ГОС	не обмежена	до 4000 м	Можливе утворення емульсій,
9.	Кислотні оброблення	до 10 м	не обмежена	Корозійний вплив на промислове обладнання

Застосування розглянутих (табл.1.1) фізичних методів інтенсифікації припливу вуглеводнів ефективно тільки для певних фізико-геологічних умов, у зв'язку з чим найчастіше застосовують комбінації даних методів [41, 42].

Крім того на сьогодні поширеними є хімічні методи впливу на привибійну зону пласта з метою інтенсифікації припливу вуглеводнів, які ґрунтуються на властивостях гірських порід вступати у взаємодію з багатьма хімічними речовинами, а також на властивостях деяких хімічних речовин впливати на поверхневі та молекулярно-капілярні зв'язки у поровому просторі порід [43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50].

Різноманіття всіх порід, що складають продуктивні колектори, можуть бути характеризовані трьома гірськими породами: вапняком, доломітом і пісковиком. Найбільш поширеними супутніми породами є мергелі, глини, аргіліти і алевроліти. Тому методи і ефективність діяння на гірські породи визначаються, в основному, типом і літологічною характеристикою порід. Причому, треба мати на увазі, що кожна порода реагує з хімічною речовиною вибірково [51, 52].

Хімічні методи підвищення видобувних характеристик свердловин поділяються на наступні: по-перше – оброблення з застосуванням розчинників. Механізм їх діяння полягає у екстрагуванні, розчиненні, випаровуванні, солюбілізації, конденсації чи якійсь іншій фазовій зміні, у якій приймають

участь вуглеводні. У цьому методі задіяні наступні механізми: зменшення в'язкості, збільшення об'єму та рухливості вуглеводнів шляхом застосування органічних спиртів, кетонів, легких вуглеводнів та ін. розчинників.

По-друге – оброблення ПЗП розчинами ПАР, механізм діяння полягає у зміні поверхневих сили, що діють у поровому просторі [53, 54, 55, 56, 57]. Зниження поверхневого натягу на межі фаз, зменшення капілярного градієнту або зміна фільності породи, що позитивно покращує умови руху пластового флюїду до вибою [58, 59, 60, 61]. Оброблення ПАР забезпечує диспергування і видалення зі стінок свердловин або з пласта твердих тонко- і дрібнодисперсних частинок і фільтрату бурового розчину.

По-третє – вплив на ПЗП кислотними розчинами пов'язаний з розчиненням породи, очищенням старих та утворенням нових каналів фільтрації. В залежності від компонентного складу кислотні оброблення поділяються: солянокислотні; глинокислотні та їх модифікації з: кремнійфтористоводневою, борфтористоводневою, сульфаміною, азотною, оцтовою; сірчаною кислотами, ортофосфорною [62, 63].

Хімічні методи впливу на ПЗП дають змогу: очистити й розширити канали для руху флюїду з пласта до свердловини; утворити нові канали фільтрації за рахунок розчинення мінералів, які входять до складу породи; попередити: корозійні процеси, утворення солей, АСПВ, гідратів, набрякання глинистих мінералів породи; змінити поверхневі властивості порового середовища продуктивного колектора; змінити фазову проникність пласта по певному флюїду.

Усі вище перераховані методи підвищення продуктивності свердловин направлені або на зниження гідравлічного опору у ПЗП, або на збільшення депресії на пласт [64]. Для зниження гідравлічного опору у привибійній зоні продуктивного пласта, в залежності від причин, що їх викликають, застосовують кислотні оброблення, ПАР і органічні розчинники. Для збільшення депресії на пласт застосовують методи обмеження притоку води до свердловини: закачування CO_2 , тривале прокачування сухого газу,

гідророзрив пласта з глибиною, що перевищує радіус зони з затиснутою водою, теплові оброблення, зміна депресії на вибої.

Широке застосування методів хімічного впливу в промисловій практиці сприяло появі технологічних схем здійснення цих процесів [3]. Схеми відрізняються переважно компонентним складом, темпами та об'ємами нагнітання, тисками, використанням додаткових засобів для стимулювання впливу хімічних речовин.

В останні роки розширився асортимент реагентів, які використовують для хімічних обробок. Застосування суміші різних хімічних речовин (розчинників, полімерів, поверхнево-активних речовин, електролітів, міцелярних розчинів) дозволяє поліпшити умови припливу флюїдів з пласта в свердловину, за рахунок чого підвищуються видобувні характеристики [65, 66, 67]. Проте актуальним залишається розробка конденсованих систем, які володіють комплексними властивостями.

На сьогодні в Україні, та і в інших розвинутих країнах більшість обробок з інтенсифікації видобутку вуглеводнів проводиться з використанням ПАР, видана велика кількість патентів. Так, вуглеводнево-розчинні ПАР (силоксани, аміни, фосфато- та сульфатовмісні високомолекулярні сполуки) застосовують з метою запобігання обводнення свердловин, та як інгібітори корозії [68, 69, 70, 71, 72, 73]. Тоді як водорозчинні ПАР, використовують переважно для очищення порового середовища продуктивного колектора від АСПВ, кольматантів, солей, зниження поверхневого натягу на межі фаз, зміні змочуваності поверхні, зниження дії капілярних сил, запобігання корозії [74, 75, 76, 77].

Поряд з традиційними методами очистки ПЗП від продуктів кольматації, які передбачають винесення їх зі свердловини, використовуються також методи розсіювання розчинами ПАР цих продуктів від свердловини в глиб пласта [78].

Методи кислотного впливу застосовуються для: оброблення привибійної зони пласта (ПЗП) у свердловинах в період їх освоєння; оброблення

привибійної зони цих свердловин для підвищення їх продуктивності; ініціювання інших методів впливу на привибійну зону в комплексі [79].

Найбільш поширеним різновидом кислотного оброблення привибійної зони пласта є солянокислотне оброблення (СКО) для карбонатних колекторів та глинокислотне оброблення (ГКО) для теригенних колекторів. Ефект досягається за рахунок збільшення проникності колектора у результаті реакції кислоти з мінералами гірської породи [80, 81]. На їх основі створюються багатоконпонентні склади, видозмінюються і удосконалюються технології їх застосування [82, 83].

Розвитку методів кислотного оброблення ПЗП багато в чому сприяли вітчизняні та іноземні вчені: Абдулін Ф. С., Балакіров Ю. А., Бойко В. С., Бікман Є. С., Дорошенко В. М., Єгер Д. О., Зайцев Ю. В., Зарубін Ю. О., Зезекало І. Г., Калашнев В. В., Качмар Ю. Д., Кондрат Р. М., Лазаревич І. С., Логінов Б. Г., Макеєв Г. А., Михайлов М. А., Петриняк В. А., Пилипець І. А., Рудий М. І., Рудий С. М., Рибчак О. В., Сергеев Б. З., Сидоровський В. А., Світлицький В. М., Сучков Б. М., Тарко Я. Б., Іванків О. О., Яремійчук Р. С., Ягодівський С. І., Гилязова В. М., Глебова А. В., Глушко В. Н., Головка С. Н., Дитюк Л. Т., Земцов Ю. В., Ібрагімов Г. З., Колесников А. І., Мухаметзянов Р. Н., Муслімов Р. Х., Сидоровський В. А., Сорокін В. А., Старков Н. Р., Старковський А. В., Леа С. М., Ван До-мелен М. С., Дженнінгс А. Р. та інші.

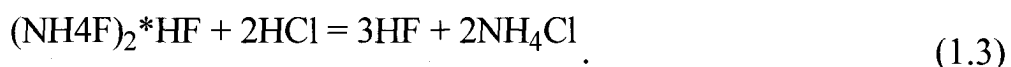
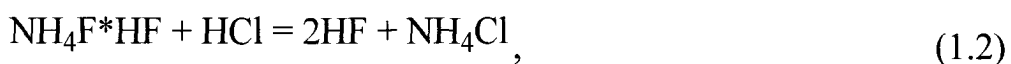
Механізм впливу соляної кислоти на породу пласта є найбільш вивченим, а технологічні схеми з використанням СКР достатньо вживаними у нафтопромисловій практиці, а тому є традиційними.

Ефективність СКО ПЗП визначається, переважно, швидкістю взаємодії кислоти з мінералами гірської породи і як наслідок – глибиною проникнення в пласт. На пізній стадії розробки родовищ проводяться багатократні СКО, причому відзначається, що кожна наступна СКО менш ефективна, ніж попередня [52]. У цьому полягає основний недолік СКО, оскільки, багатократне застосування соляної кислоти призводить до того, що

високопроникні зони пласта (тріщини, каверни) за рахунок інтенсивного розчинення мінералів гірської породи (кальциту, доломіту, сидериту) соляною кислотою більшою мірою збільшуються, а ефективність потім двох-трьох обробок значно знижується. Це явище можна пояснити високою швидкістю взаємодії соляної кислоти з породою в безпосередній близькості від вибою, внаслідок чого зменшується ефективний радіус СКО. Близьке розташування водоконтакту, за масивного розширення високопроникних зон, сприяє передчасному вторгненню підшовних вод в продуктивну частину покладу. У зв'язку з цим не можна застосовувати багатократні СКО одних і тих же інтервалів продуктивних пластів.

Для впливу на ПЗП свердловин пробурених в глинизованих теригенних колекторах з невисокою карбонатністю застосовують глинокислотні композиції. Основні компоненти глинокислотного розчину – фтористоводнева (HF) і соляна (HCl) кислоти. Фтористоводнева кислота розчиняє силікатний цементуючий матеріал (глини, аргіліти). Соляна кислота запобігає утворенню гелю, що закупорює пласт. Різні добавки ПАР використовують для надання розчину здатності вимивати залишки зруйнованого глинистого матеріалу і породи після реакції їх з кислотою [84, 85].

У глинокислотних складах замість фтороводневої кислоти використовують солі фтороводневої кислоти: фторид амонію, біфторид амонію, біфторид фторид амонію, це пов'язано з труднощами під час транспортування агресивної фтороводневої кислоти [86]. У водному розчині під час взаємодії з хлороводневою кислотою ці солі утворюють фтороводневу кислоту:



Заслужують на увагу технології, які полягають у обробці спиртовим розчином глинокислоти з попереднім закачуванням вуглеводневого

розчинника з ПАР [87, 88, 89, 90, 91]. Додавання ПАР до кислотного складу полегшує проникнення кислотного розчину в мікроскопічні пори пласта.

У розглянутих патентно-літературних джерелах [102, 86, 87, 88, 89] з цього напрямку як ПАР використовуються: ОП-10, КІ-1М, неонол АФ₉₋₆, сольпен 10Т, кама-03, неонол АФ₉₋₁₂ тощо.

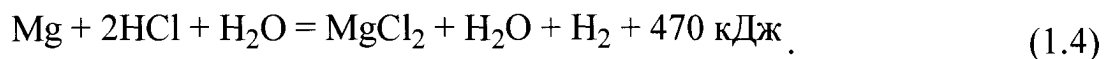
Велика кількість ПАР використовується як інгібітори корозії, які додаються безпосередньо до кислотних складів: КІ-1М, карбозолін О, катапін, ГПХ- 1, унікол ПБ5, марвелан К, катамін, СНПХ- 1 та ін. [92].

Оброблення пластів вугільною, сульфаміною, борфтористоводневою, оцтовою, сірчаною кислотами, фосфорною, як правило, рекомендуються у тих умовах, коли солянокислотні та глинокислотні обробки виявляються, з тих, чи інших причин або недосить ефективними, або погано контролюючими через велику швидкість реакції [93]. Тому оброблення вище згаданими кислотами застосовують переважно для низькопроникних глибокозалягаючих карбонатних пластів з високими пластовими тисками і температурами. Вони передбачають застосування як робочої рідини самої кислоти з різноманітними добавками для регулювання швидкості розчинення породи.

Широко поширені кислотні оброблення з попереднім видаленням АСПВ, тобто комплексні оброблення. Для попереднього закачування використовується нафта, загущена міцелярна дисперсія, вуглеводнева або вуглеводнево-спиртова емульсія лугу, бутил-бензолна фракція, у поєднанні з цими реагентами можуть використовуватися ПАР, загущувачі та розглинижуючі добавки, тобто компоненти, що розширюють можливість оброблення привибійної зони пласта [94, 95, 96, 97, 98, 99].

На родовищах України кислотне діяння на пласт поділяється на: кислотні ванни, звичайні, повторні, серійні, вибіркові, локальні, імпульсні, глибокі, термохімічні, кислотно-струминні, внутрішньо пластові, поінтервальні з застосуванням гідровібраторів, кислотний гідророзрив пласта, кислотно-моніторні, пінокислотні [100, 101, 102].

Для інтенсифікації видобутку вуглеводнів широко використовують різноманітні термокислотні оброблення. Їх ефективність пов'язана з дією на привибійну зону пласта гарячою кислотою, яка нагріта за рахунок теплового ефекту екзотермічної реакції, наприклад, металічного магнію з солянокислотним розчином:



Під час реакції кислотного розчину з магнієм виділяється велика кількість тепла, до розрахованої температури прогрівається ПЗП і підвищується ефективність кислотного впливу на породу, яка звільняється від смол парафінів та асфальтенів.

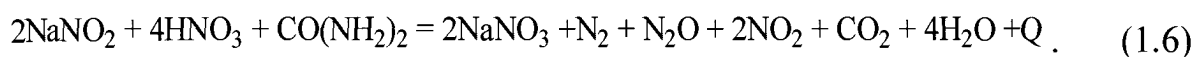
Внутрішньопластове термохімічне оброблення з металевим Mg комплексно поєднує в собі елементи гідравлічного розриву пласта, солянокислотних і теплових обробок. Суть оброблення полягає в тому, що за технологією гідравлічного розриву пласта створюються тріщини, які заповнюються гранулами магнію або їх сумішшю з розклинюючим матеріалом з подальшим розчиненням магнію солянокислотним розчином. Крім того, під час розчинення магнію солянокислотним розчином виділяється велика кількість водню, яка призводить до крекінгу та піролізу вуглеводнів безпосередньо в пласті, очищенню привибійної зони від продуктів реакції.

Серед прогресивних методів кислотних обробок, які застосовуються сьогодні, – діяння на ПЗП азотною кислотою [103]. Ефективність використання азотної кислоти та композицій на її основі полягає у тому, що і сама кислота, і продукти її реакції з породою пласта знижують в'язкість нафти з великим вмістом асфальто-смолистих речовин. Окрім цього, продукти реакції азотної кислоти з породою пласта здійснюють деемульгуючу дію на обводнену пластову нафту. Проте різні кислотні сполуки на основі азотної кислоти, як і чиста азотна кислота, надзвичайно сильні окисники. Використання останньої для кислотних обробок зумовлює сильну корозію устаткування нафтопромислу. Тому використання азотної

кислоти у неактивній формі – її комплекс із карбамідом (нітрат карбаміду) є доцільним згідно формули:



Термохімічне діяння на пласт у результаті реакції між розчинами нітрату карбаміду з нітритом натрію [104] дає змогу підвищити температуру оброблюваної зони пласта до 1000 °С, якої цілком достатньо, щоб розплавити парафіністі та асфальтосмолисті відкладення. В умовах контакту дисперсної системи нітрату карбаміду з водою комплексна сіль азотнокислого карбаміду розпадається на початкові компоненти – азотну кислоту та карбамід, які взаємодіють між собою і з нітритом натрію, виділяючи велику кількість тепла, тепловий ефект даної реакції становить 789 кДж [40, 3].



Термогазохімічне діяння на привибійну зону пласта також можливе під час спалювання на вибої свердловини порохового заряду, який спускається на електрокабелі [105].

Газокислотні оброблення (азот від АГУ 6000–500/200 або природний газ із сусідніх газових свердловин) застосовуються на виснажених покладах з низьким пластовим тиском.

Перспективним напрямком науково-дослідних робіт даного виду обробок привибійної зони пласта є підбір органічних розчинників як компоненту кислотного розчину, так і робочого розчину для попереднього оброблення під час комплексних обробок [106, 107, 108, 109, 110].

Додавання до складу кислотних композицій розчинників забезпечує уповільнення швидкості реакції кислотного розчину з мінералами гірської породи і збільшення її проникаючої здатності. Розчинники сприяють також стабілізації відпрацьованого кислотного розчину, попереджують утворення небажаних осадів із продуктів реакції, руйнують і попереджують водонафтові і кислотонафтові емульсії, а також покращують винесення продуктів реакції під час інтенсифікації притоку вуглеводнів [86, 87, 111, 112]. Як розчинник у складі кислотних композицій використовують: ацетон,

метиловий, ізоаміловий, бутиловий, аміловий спирти, циклогексанові фракції, діоли [113, 114, 115].

Заслужують на увагу склади на основі ацетонового розчину соляної кислоти з добавкою з'єднань піролізу, після яких проникність по вуглеводнях збільшується в 12 разів [115].

Кислотні оброблення з утворенням емульсій, які широко використовують на родовищах нафти і газу, для збільшення охоплення пласта також є одним з методів інтенсифікації [116, 117, 118, 119, 120]. Для утворення емульсії у поровому просторі пласта під час закачування кислоти застосовують: щелок чорний моносультфитний, ОП-10, ЕС-2, волгонат та ін. [121]. Основною перевагою цих емульсій є те, що вони мають цілком певний період стабільності, який контролює час уповільнення реакції. В період стабільного стану емульсії значно зменшується кислотна корозія сталі. Це винятково важливо під час проведення кислотних обробок у високотемпературних свердловинах.

Для оброблення тріщинуватих колекторів, а також пластів неоднорідних за проникністю застосовуються так звані «загущені кислоти», які готують з добавкою таких реагентів, як ПАА, КМЦ, КССБ, лігносульфонати, котрі за своєю хімічною природою також відносяться до класу ПАР. Загущення кислотних розчинів призводить до рівномірного охоплення пласта дією, уповільнення швидкості реакції, запобігання утворення щільних осадів з продуктів реакції, які могли б погіршити проникність обробленої зони.

Широко використовуються на родовищах України кислотні оброблення з попередньою вибірковою ізоляцією привибійної зони у випадку непостійності притоку вуглеводнів, в умовах обводнення окремих прошарків або близького розміщення водо-вуглеводневого контакту [86, 88, 122, 123]. Дані оброблення дозволяють інтенсифікувати відбір вуглеводнів з низькопроникних зон за рахунок вирівнювання профілю притоку. Попередня ізоляція може бути як незворотною так і тимчасовою [124, 125].

Успішно застосовуються КО у поєднанні з акустичною дією [126, 127, 128, 129, 130, 131].

Проте, технології кислотного діяння мають свої недоліки: низьку проникаючу здатність водних розчинів кислот в пори пласта в умовах слабопроникних заглинених колекторів; надзвичайно швидка взаємодія компонентів кислотних композицій з мінералами гірської породи, що зменшує обсяг оброблення пласта, висока корозійна активність. Тому для інтенсифікації припливу вуглеводнів застосовують КО комплексного діяння на привибійну зону пласта: термокислотні, внутрішньопластові термохімічні, термо-газохімічні, пінокислотні, газокислотні і термокислотні [86–89, 132, 133, 134, 135, 136, 137].

Основною метою даних обробок є досягнення максимального нафтогазовилучення під час залучення в експлуатацію низькопроникних і раніше закольматованих прошарків [138, 139, 140].

Для свердловин, у привибійній зоні яких є відклади смол, парафінів і асфальтенів, що перешкоджають контакту кислоти з поверхнею порового простру, застосовують термокислотні і термохімічні оброблення, нагнітання пари, гарячої води або нафти, прогрівання присвердловинної зони різними нагрівачами тощо [141]. Крім того відомі кислотні склади, які здатні розчиняти АСПВ за рахунок вмісту вуглеводневих розчинників, зокрема ароматичних та кислотовмісних, а також їхніх сумішей [142, 143].

Після застосування КО покращується фільтрація водних розчинів. Гідрофільність теригенного колектора під час КО збільшується за рахунок міцно зв'язаних інактивованих молекул води, рис. 1.1.

Автори [144, 145] пропонують розглядати модель поверхні кремнезему як сукупність гідроксильних груп (рис. 1.2.), сполучених водневими зв'язками, на базі уявлень про полімерні ланцюжки [146].

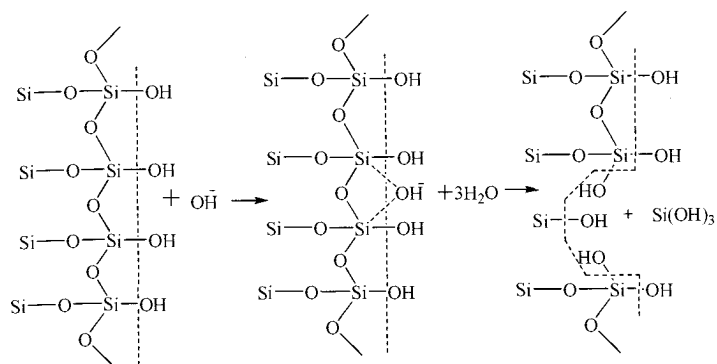


Рисунок 1.1 – Передбачуваний механізм розташування інактивованих молекул води на поверхні пісковика. Штрихова лінія показує поверхню поділу між пісковиком і водою

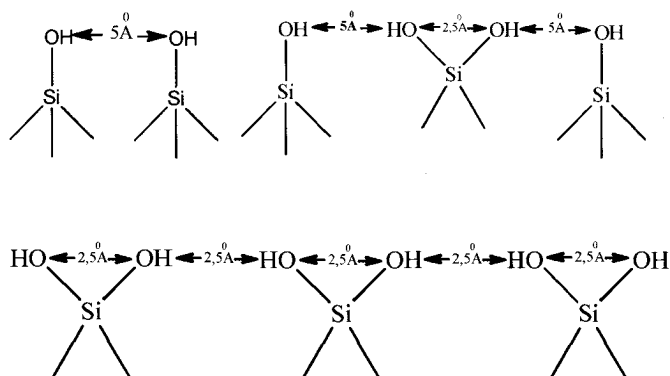


Рисунок 1.2 – Можливі структури -ОН груп на поверхні кремнезему

Крім того сама поверхня кремнезему здатна адсорбувати молекулу води за схемою:

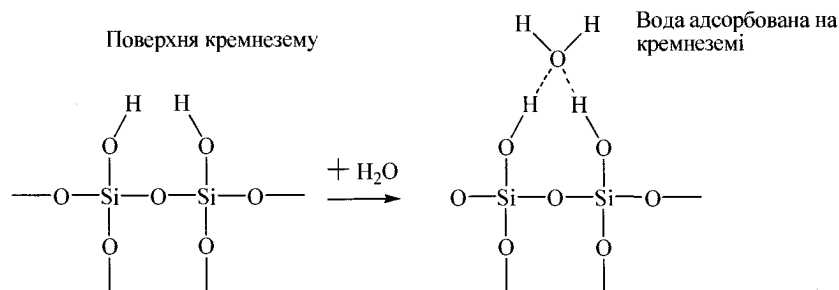
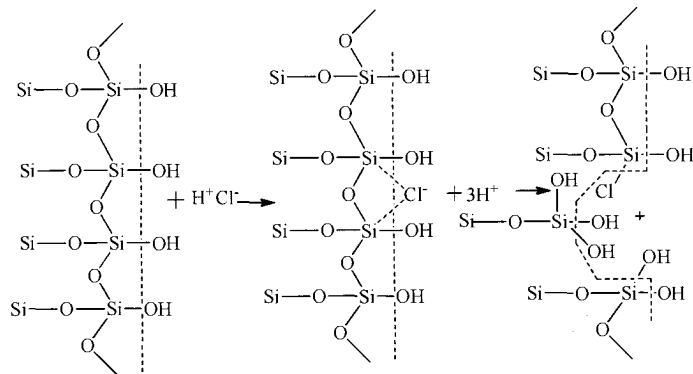


Рисунок 1.3 – Механізм адсорбції води на поверхні кремнезему

Виходячи з наведеної схеми, можна стверджувати, що під впливом, наприклад, HCl на поверхні породи утворюється більша кількість полярних груп, за рахунок чого поверхня стає більш гідрофільною рис 1.4.



----- штрихова лінія показує поверхню поділу між пісковиком і водою

Рисунок 1.4 – Передбачуваний механізм адсорбції хлороводневої кислоти на поверхні пісковика

Таким чином, застосування для підвищення продуктивності свердловин кислотні оброблення, що набули досить широкого застосування і представлені великою різноманітністю методів, мають і свої недоліки, які обумовили пошук дослідників в розробці нових рецептур, технологічних прийомів та розширення асортименту кислот [147, 148, 149]. Дія застосовуваних різних модифікацій кислот базується лише на розчиненні породи. Мало або практично не враховується фізичний вплив застосовуваних композицій на процеси фільтрації. Серед методів фізико-хімічного впливу, перш за все заслуговують на увагу оброблення ПЗП хімічними композиціями, до складу яких входить ортофосфорна кислота, її солі та фосфатовмісні поверхнево-активні речовини (ПАР), оскільки на сьогодні вплив їх на фільтраційні властивості продуктивних колекторів вивчено не достатньо, не розкрито механізм взаємодії фосфат-аніону з компонентами гірської породи та пластовим флюїдом. Водночас поява патентів на їх використання свідчить про зацікавлення нафтовиків фосфатовмісними реагентами. Тому перспективним є створення та застосування таких

конденсованих систем (КС), які б враховували хімізм процесу і фізичний зміст змочуваності поверхні, фільтрацію флюїду у поровому просторі та забезпечували підвищення видобування саме вуглеводнів.

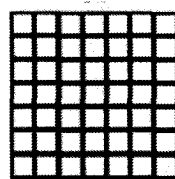
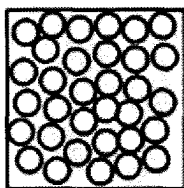
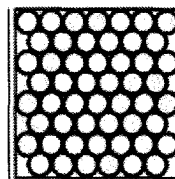
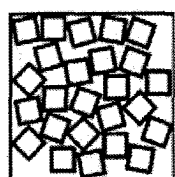
1.3 Аналіз методів впливу на привибійну зону пласта конденсованими системами

Під конденсованою системою розуміють термодинамічну систему, яка не містить ні газів, ні пари, створена лише твердими або рідкими фазами. Якщо під час встановлення термодинамічної рівноваги між конденсованими фазами виділяється вода (дегідратується певна кількість води на поверхні поділу фаз) такі системи називаються конденсованими дегідратаційними. У речовині в конденсованому стані існує впорядкованість у розташуванні часток (іонів, атомів, молекул). Отже, конденсована система є сукупністю взаємодіючих між собою частинок (молекул, атомів, електронів, ядер і т. д.), міжатомні відстані в яких розташовані так, що сили притягання і відштовхування між ними урівноважені. Дані систем можуть складатися з однієї, двох і більше компонентів з впорядкованою структурою, яка відповідає закону періодичності, тобто володіє чіткою кореляцією в розташуванні як близьких так і дуже віддалених один від одного частинок. Конденсований стан системи можна охарактеризувати як непереривність контактних або, інакше кажучи, координаційних зв'язків між її складовими, які проходять крізь весь об'єм системи.

КС існують у двох принципово різних структурних станах: неупорядкованому, рідина, рис. 1.5, а) і впорядкованому, кристал, рис. 1.5, б). У неупорядкованій структурі координаційне число від частинки до частинки коливається біля середнього значення $n = n_{cp} \pm \Delta n$. Упорядкована структура характеризується законом періодичності. Його сенс у тому, що однакові або

структурно еквівалентні частки мають рівні координаційні числа $n_i = const$, де i - номер сімейства структурно-еквівалентних частинок.

Взаємодією частинок твердого тіла ніколи не можна нехтувати. У цьому полягає головна відмінність конденсованої системи від інших систем речовин. Так, під час взаємодії молекул ідеального газу між собою враховується лише їх зіткнення, проте не береться до уваги проміжок часу і їх взаємодія між зіткненнями. Саме це, в першу чергу обумовлює різноманітність можливих властивостей конденсованих тіл. Опис даних властивостей є дуже складною проблемою, оскільки необхідно враховувати дуже сильну взаємодію великої кількості частинок.



а) рідина

б) тверда речовина

Рисунок 1.5 – Двовимірні діаграми систем круглих і квадратних частинок

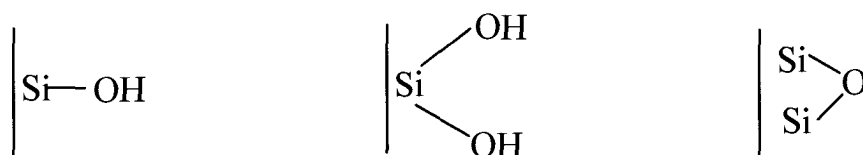
Моделювання взаємодії такого ж числа слабо взаємодіючих частинок є значно простішим. Таким чином, доцільно для кращого розуміння поняття конденсована система розглянути існуючі методи опису газоподібного стану речовини. Конденсовані тіла утворюються з газоподібної фази за зниженої температури або підвищеного тиску. Конденсація газів означає, що молекули газу починають тісно взаємодіяти між собою тобто відбувається перехід від системи слабо взаємодіючих складових до системи сильно взаємодіючих. У конденсованій системі, яка складається з рідких компонентів відбувається

постійна тісна взаємодія між складовими компонентами, за рахунок чого забезпечується синергетичний ефект.

Тобто реакції ущільнення, під час яких із менших молекул утворюються великі молекули з утворенням нових зв'язків між атомами окремих молекул, називаються реакцією конденсації. Під час реакції конденсації молекули конденсованої речовини можуть цілком використовуватися для утворення нових (полімерних) молекул; інколи під час конденсації відбувається відщеплення частини атомів з виділенням води в такому випадку система є конденсованою дегідратаційною.

Отже, технологічні рідини для глушіння свердловин, різноманітні полімерні композиції, кислотні склади, мицелярні розчини ПАР та ін реагенти, які широко застосовуються у нафтогазовидобувній промисловості [9, 11, 13, 18] відносяться до конденсованих системи.

Під час розробки складу для оброблення порового середовища ПЗП потрібно також враховувати, що на поверхні теригенної породи знаходяться різноманітні групи атомів, які визначають її фільтраційні властивості (гідрофільні, гідрофобні), рис. 1.6.



а) силанольна; б) силандіольна в) силоксанова.

Рисунок 1.6 – Функціональні групи на поверхні кремнієвого мінералу

Отже, поверхня кремнієвого мінералу завжди гідратована, тобто на поверхні порового середовища є гідроксильні групи (-ОН) і молекули води (H₂O). ОН – групи утворюють міцні зв'язки з атомами кремнію. Ці зв'язки можуть бути розірвані лише за температури 700°C. Таким чином, ОН-групи є головними адсорбційними центрами на поверхні кремнієвого мінералу [150].

Переважає чи іншої групи визначає характер поверхні порового середовища та фільтраційні властивості колектора. За зростанням

гідрофільності функціональні групи, що знаходяться на поверхні породи, розміщуються: силосанова < силанольна < силандіольна. За рахунок правильно підбраного компонентного складу можна як збільшувати так і зменшувати гідрофільність чи гідрофобність породи, таким чином впливаючи на фільтраційні характеристики порового середовища.

Заслужують на увагу методи діяння на ПЗП із застосуванням фосфатовмісних конденсованих систем [88, 86, 87, 91]. Дані системи дозволяють крім збільшення проникності породи за рахунок її розчинення, відмивання АСПВ, впливати на змочуваність поверхні порового середовища.

Після оброблення теригенної породи конденсованими дегідратаційними системами на її поверхні адсорбуються різні за природою функціональні групи в різній кількості, що залежить від концентрації та компонентного складу. У результаті поверхня порового середовища змінює свою змочуваність і фільтраційні властивості для пластового флюїду.

Таким чином, застосування фосфатовмісних КДС для оброблення порового середовища ПЗП дозволить, враховуючи фізичний зміст змочуваності поверхні, підвищити фільтраційні характеристики порового середовища продуктивного колектора, шляхом зниження фільтраційних опорів.

Практика показує, що для інтенсифікації видобутку вуглеводнів широко застосовуються різноманітні конденсовані фосфатовмісні реагенти. Зокрема, автори [87, 151] в своїх роботах використовували ортофосфорну кислоту як реагент, який знижує швидкість реакції кислоти в породі та є інгібітором корозії.

Для підвищення видобувних характеристик свердловин за наявності ускладнюючих факторів (випадіння конденсату, обводнення, солевідкладення, корозія та ін.) широко використовують різноманітні кислотні склади для оброблення ПЗП одним із компонентів яких є фосфатовмісний хімреагент [152, 153, 154].

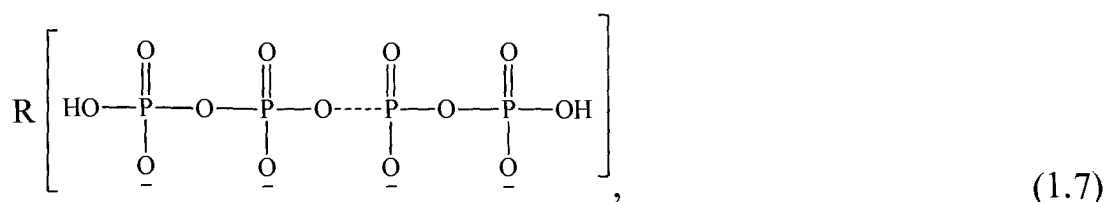
Базова основа складу для кислотного оброблення [155], яка містить фосфатовмісний реагент НТФ та ОЕДФ на думку авторів має наступні

переваги перед відомими складами: характеризується високою розчинюючою здатністю щодо глинистих мінералів; не викликає утворення вторинних осадів навіть за високих температур.

Автори [156] пропонують склад для підвищення видобувних характеристик свердловин та зниження надходження пластових вод для нафтових та газових свердловин на основі оксиетилідендифосфорної кислоти та хлоридів лужноземельних металів.

Результати дослідно-промислових випробувань кислотного поверхнево-активного складу, який містить фосфатовмісний реагент на родовищах Західного Сибіру [157] свідчать про приріст дебіту нафти в 2,5 - 8,9 разів. Ефект від оброблення досягається за рахунок зменшення швидкості розчинення породи у ПЗП, підвищує проникаючу здатність кислотного складу, розчинення АСПВ, збільшується проникність не лише для пластової води, але і для нафти.

Вище згадані реагенти: фосфорні кислоти (фосфат-аніон) та їх солі [158], різноманітні ПАР, НТФ та ОЕДФ мають ланцюгову структуру значної довжини та є конденсованими (полімерними) реагентами, які поділяються на поліфосфати, що мають ланцюгову структуру фосфат-аніону, метафосфати з циклічною будовою та ультрафосфати з сітчастою розгалуженою будовою фосфат-аніону. Властивості полімерних (конденсованих) фосфатів залежить від характеру катіону, будови фосфат-аніону, ступеню полімеризації, структури фосфату і ін.



де R, R', R'' – вуглеводневі радикали

Механізм дії аніону PO_4^{3-} , на нашу думку, під час застосування у кислотних композиціях полягає у пом'якшенні і стабілізації високо-мінералізованої пластової води шляхом запобігання випадіння карбонату кальцію на стінках НКТ і обсадних колон. Крім того, створює на поверхні металевих конструкцій тонкий шар фосфатів досить стійких до корозії. Фосфатне покриття металу володіє високим питомим електричним опором (порядку $5 \cdot 10^7$ Ом·см при 20°C). Механічні і фізичні властивості металу після фосфорилування H_3PO_4 не змінюються [159].

Розглядаючи взаємодію ортофосфорної кислоти, як реагенту, що містить фосфат-аніон, з поверхнею кремнезему, що відбувається за схемою (рис. 1.7), можна говорити про утворення поліфосфатної плівки, яка впливатиме на характер змочуваності поверхні та її фільтраційні властивості. Використання реагентів які додатково містять крім фосфат-аніону, різноманітні вуглеводневі радикали дозволяє безпосередньо впливати на характер фільтрації та фазовий перерозподіл флюїду у поровому просторі, змочування.

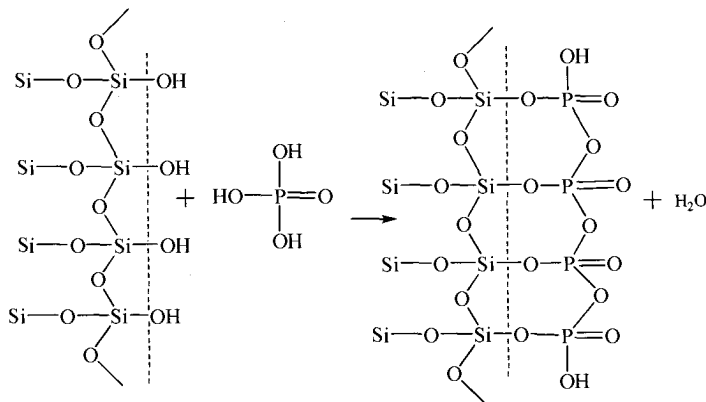


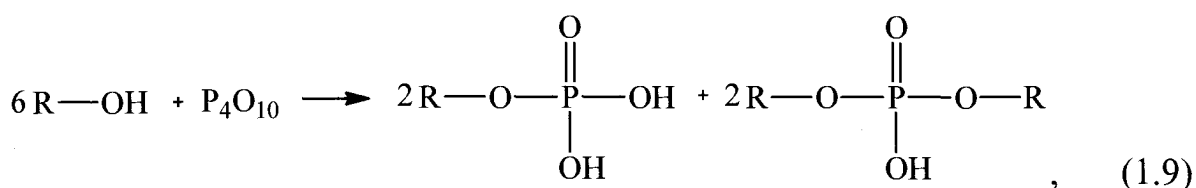
Рисунок 1.7 – Механізм взаємодії поверхні теригенної породи з ортофосфорною кислотою

Відомо [160, 161], що фосфат-аніон, як залишок фосфорної кислоти, входить до складу різноманітних поверхнево-активних речовин, органічних

кислот, які широко використовуються, в якості спінюючих реагентів та інгібіторів солевідкладів.

Слід зазначити, що органічні фосфати (одно-, двох-, трьох заміщені) можуть утворюватися безпосередньо в пласті під час взаємодії складових компонентів конденсованої системи (з алкіл, арил, гетероциклічними залишками, спиртами, вищими карбоновими кислотами, амінами, сульфатами) та деякими складовими, що містяться в вуглеводневій продукції [162].

Фосфатовмісні аніоноактивні ПАР, наприклад алкілфосфати або етоксильовані алкілфосфати, можна отримати, додавши до складу основної рецептури, яка містить жирні спирти, в якості розчинника, пентаоксид фосфору або оксихлорид фосфору:



де R – вуглеводневий радикал (R= C₄ – C₂₂).

У результаті реакції отримуємо суміш моно- і діефірів фосфорної кислоти, які змінюють дію поверхневих сил у поровому просторі. Під час утворення речовин відбувається дегідратація води з порового середовища продуктивного колектора. Таким чином змінюється фобність поверхні.

Фосфоровмісні реагенти широко застосовуються в нафтогазовидобувній галузі: як інгібітори солевідкладів та корозії [163, 164, 165], для видалення полімерних кольматуючих реагентів з продуктивних колекторів [166], стабілізатори колекторських властивостей пласта, емульгатори та ін. [167].

Солянокислотні оброблення з фосфатвмісним реагентом.

Відомі фосфатвмісні солянокислотні композиції, до складу яких вводиться ортофосфорна кислота або її солі [88, 168]. Використання розглянутих систем дозволяє: ліквідувати відклади на поверхні підземного обладнання зі сторони трубного простору, а також на поверхні порових каналів, попередити повторне відкладення солей, збільшити глибину оброблення пласта,

ліквідувати комбіновані відкладення солей у газових свердловинах, підтримувати підземне обладнання в належному технічному стані.

Фосфатовмісні конденсовані солянокислотні оброблення дозволяють розширити профіль оброблення неоднорідного пласта, за рахунок часткового блокування високопроникної частини розрізу, з одночасним збільшенням глибини оброблення, за рахунок використання фосфорної кислоти високої концентрації [87, 169, 170].

Для покращення процесу взаємодії суміші соляної та фосфорної кислоти з породою, що містить важкорозчинні компоненти та відкладення асфальтосмолопарафіністих речовин, пропонується використовувати ініціатор екзотермічної реакції, наприклад, розчин гідроксиду амонію або піно-кислотні системи [171, 172].

Глинокислотні оброблення з фосфатвмісним компонентом.

Глинокислотні композиції, які містить ортофосфорну кислоту направлені на підвищення видобувних характеристик свердловин за рахунок утворення нових каналів фільтрації та руйнування органічних відкладів на поверхні порового середовища привибійної зони продуктивного пласта. Завдяки присутності слабкої кислоти, що частково дисоційована в розчині, забезпечується сповільнення нейтралізації фтористоводневої кислоти, зниження корозії підземного обладнання та можливість проведення кислотного діяння у високотемпературних свердловинах [173, 174, 175]. Автори [109, 176] застосовують фосфорну кислоту у кислотних композиціях для оброблення ПЗП з метою зниження корозійної активності складу, за рахунок утворення захисної фосфатної плівки на поверхні металу. Дані конденсовані системи володіють високою розчинюючою здатністю керну. Швидкість розчинення керну знаходиться в межах $0,430 \cdot 10^{-4} - 3,351 \cdot 10^{-4}$ г/с, з високим захисним ефектом від корозії 85,9–91,2 %. У наведених патентних посиланнях зазначена висока ефективність взаємодії пропонованих складів з неоднорідними пластами, складеними карбонатними і теригенними породами з чергуванням глинистих прошарків.

Фосфатовмісна глинокислотна композиція [177] впроваджена на свердловині 19 Сахалінського ГКР ДП «Чернігівнафтогазгеологія» з вмістом глинистих мінералів до 4 % та карбонатів до 7 %, за пластового тиску у 42 МПа та початкових дебітах: газу 112 тис м³/добу, конденсату 6 м³/добу за робочих тисків $P_{тр} = 12$ МПа, $P_{загр} = 14,5$ МПа. Після оброблення свердловина запрацювала з показниками газу 220 тис. м³/добу, конденсату 14 м³/добу за тих же робочих тисків. Таким чином підвищилась продуктивність свердловин по газу у 1,9 разів і по конденсату у 2,1 разів.

Глинокислотні оброблення привибійної зони з додаванням фосфатовмісних реагентів забезпечують сповільнення швидкості розчинення карбонатних компонентів та зростання швидкості розчинення глинистих мінералів породи. Така особливість застосування глинокислотної суміші на основі фосфатовмісних реагентів забезпечує зростання ефективності повторних обробок свердловин з високою пластовою температурою.

Вплив стану змочуваності поверхні порового середовища ПЗП на фільтраційні властивості флюїду.

Одним з перспективних напрямів в галузі відновлення і збільшення природної проникності привибійної зони пласта є застосування фізико-хімічних технологій, що дозволяють не лише утворити нові канали фільтрації, але і знизити фільтраційні опори ПЗП, регулювати змочуваність порід, що складають колектор [178]. Відомо, що деякі хімреагенти викликають інверсію змочування поверхні пористого середовища [179]. Про міру зміни змочуваності поверхні свідчить швидкість самочинного поглинання води породою до оброблення та після оброблення хімреагентами.

Характер змочуваності порід робить істотний вплив на фільтрацію флюїду в пласті [180]. Вивченню особливостей фільтраційних процесів в гідрофобних і гідрофільних колекторах присвячений ряд досліджень [187, 181, 182, 183, 184, 185]. Залежність відносної проникності від змочуваної і не змочуваної фази, від залишкової насичуваності пористого середовища аналізовано в роботах [186, 187, 188, 189].

Змочування рідиною твердого тіла можна представити як результат діяння сил поверхневого натягу. Тверда поверхня тим краще змочується рідиною, чим менші сили зчеплення між утворюючими її молекулами (когезія) і чим більші сили прилипання між молекулами рідини і твердого тіла (адгезія).

Вплив змочуваності рідин на величину відносної проникності за залишкової насичуваності рідинами розглядається в роботі [190, 191]. Відносна проникність для фільтруючої фази (за залишкової незмочуваної фази) практично не залежить від градієнта тиску. У той же час, відносна проникність для незмочуючої фази за залишкової насиченості змочуючої фази знижується за високих градієнтів тиску. Причому, ступінь зниження залежить від величини залишкової насиченості змочуючої фази. Автор статті пояснює це тим, що за збільшення градієнту тиску починає рухатися частина змочуючої фази, яка в силу наявності «кінцевого ефекту» накопичується на вихідному кінці моделі, знижуючи тим самим площу фільтрації незмочуючої фази. Збільшення насиченості змочуючої фази на вихідному кінці моделі відбувається до тих пір, поки не встановиться рівновага між гідродинамічними і капілярними силами.

Фільтраційні властивості флюїду залежать від міжмолекулярної взаємодії з поровим простором та від поверхневих сил, що діють водночас: адсорбція, адгезія, когезія, поверхневий натяг. Адгезія, змочування і розтікання відносяться до міжфазної взаємодії, яка відбувається між конденсованими фазами.

Під час фільтрації рідини, що погано змочує породу, виникають значні початкові градієнти тиску через вплив гістерезису кута змочування. Автори статті [192] відзначають, що конденсат, що виділяється з газу в міру зниження пластового тиску, гірше змочує гідрофобну поверхню, ніж гідрофільну. Вплив гістерезису кута змочування під час фільтрації газового конденсату через гідрофобні породи може призводити до різкого зниження продуктивності газоконденсатних свердловин.

Крім того, зазначається далі, під час фільтрації газоконденсату, суміш газу і рідини є рухом окремих стовпчиків рідини, розділених газовими проміжками, на які впливає гістерезис кутів змочування, тобто різниця значення наступаючого і відступаючого крайових кутів менісків. Для того, щоб привести в рух стовпчик рідини, потрібно деяке зусилля для подолання певного капілярного тиску. Таким чином, для фільтрації суміші фаз, що характеризуються різною змочуваністю, потрібно створення значних початкових градієнтів тиску в результаті впливу гістерезису кута змочування.

Роботи багатьох дослідників присвячені питанням відновлення і збільшення природної проникності ПЗП [42, 100, 193], робились спроби створення універсальної технології, яка б могли усувати одночасно декілька причин зниження продуктивності свердловин [194, 195].

Серед усього асортименту хімічних речовин, які найбільше впливають на змочуваність поверхні є поверхнево-активні речовини (ПАР). Заслужують на увагу ПАР, які представлені всіма групами: аніоноактивними, неіоногенними, катіоноактивними. Одним з таких представників є фосфатвмісні ПАР: моно- і диалкілфосфати, фосфонати, ефіри фосфорної кислоти, додецилдиметилбензиламонійфосфат, амфотерні фосфатбетаїни.

Головна причина популярності цих ПАР – простота і низька вартість виробництва. Фосфатовмісні ПАР входять до складу більшості миючих засобів, причому найкращою миючою дією володіють ПАР з алкільними або алкіларильними групами, що містять у гідрофобному ланцюзі 12–18 атомів вуглецю.

Гідрофільна частина (полярна група) даних ПАР містить подвійний ненасичений зв'язок і на межі поділу фаз вуглеводень – вода занурюється у водну фазу. Гідрофобна (олеофільна) група (радикал – R) – інактивна неполярна складова молекули фосфатовмісних ПАР, не має валентності і направлена у вуглеводневу фазу. Вона є вуглецевим ланцюгом. Така дифільна структура молекули фосфатовмісних ПАР обумовлює їх поверхневу (адсорбційну) активність. Тобто здатність речовини дифундувати

через об'єм фаз і концентруватись на поверхні поділу фаз таким чином, що полярна (гідрофільна) частина молекули, котра має споріднену природу з полярною фазою (наприклад водою), розчиняється в ній, а неполярна (олеофільна) частина молекули орієнтується в бік менш полярної фази (наприклад нафти або гасу). Розглянуті фосфатовмісні ПАР, адсорбуючись на поверхні породи, змінюють водночас її молекулярно-поверхневі властивості. У результаті адсорбції ПАР відбувається: дегідратація та диспергування гетерогенних систем; утворення захисної, більш гідрофобної (або гідрофільної) у порівнянні з початковою плівки; стабілізація (дестабілізація) дисперсного середовища.

Процесу адсорбції ПАР на поверхні поділу фаз під дією полярних сил, протидіє процес дифузії. У результаті цих взаємно протилежних процесів в системі з достатньою кількістю ПАР встановлюється термодинамічна рівновага між основним об'ємом фаз і поверхневою зоною, водночас молекули ПАР розподіляються на поверхні (концентровано) так і в об'ємі (розріджено).

Під час застосування фосфатовмісних реагентів як на породи, так і на поверхні металевого обладнання формується поліфосфатна плівка, яка впливає на поверхневі сили, змінюючи змочуваність поверхні. Характер змочування породи суттєво впливає на фільтрацію рідин у пласті та фільтраційні опори в присвердловинній зоні пласта.

Властивості фосфатовмісних дегідратаційних систем залежать від природи поверхні частинок, їх складу та дисперсійного середовища. Для поглиблення розуміння механізмів процесів, які відбуваються у поровому просторі мінералу під час фільтрації полярних і неполярних рідин, необхідна інформація щодо процесів змочування та набрякання глинистих мінералів породи, солеутворення, корозії, тому в наступному розділі досліджено властивості фосфатовмісних реагентів та їх вплив на фільтраційні характеристики породи.

Висновки до розділу 1

На підставі вище викладеного можна зробити наступні висновки:

1. Серед значної кількості розроблених та застосовуваних у нафтогазовій галузі методів впливу на привибійну зону пласта, з метою підвищення видобувних характеристик свердловин, найбільш широко використовуються технології: кислотного, термохімічного діяння та обмеження водоприпливу з використанням різних блокуючих реагентів. Проте більшість впроваджуваних технологій часто не відповідають технологічним та економічним вимогам і умовам окремих колекторів. Детальна оцінка впливу найбільш поширених фізико-хімічних технологій на колектор, зокрема комплексного впливу на пласт і їх співставлення вказує на необхідність подальшого вивчення та удосконалення.

2. Застосування різних методів хімічного діяння на ПЗП у значній мірі залежить від урахування геологічних особливостей порід-колекторів та родовищ у цілому. Вагомий вплив на ефективність застосування різноманітних обробок хімічними реагентами мають поверхневі сили (змочуваність, гістерезис, капілярний тиск, адгезія), що діють у поровому просторі продуктивного колектора. Під час розробки комплексної технології впливу на ПЗП потрібно враховувати механізм взаємодії кожного компоненту хімічного складу між собою, пластовим флюїдом та поверхнею породи продуктивного пласта.

3. Аналіз літературних джерел показав, що перспективним напрямком комплексного впливу на ПЗП, з метою підвищення видобувних характеристик свердловин, є застосування фосфатовмісних реагентів. Вивченість механізму діяння різноманітних фосфатовмісних систем є недостатнім. Найбільш вивченими є системи на основі соляної, фтористоводневої, кремнійфтористоводневої, борофтористоводневої, оцтової, азотної та сірчаної кислот.

4. Вивчення впливу фосфатовмісних конденсованих дегідратаційних систем на фізичні процеси змочуваності та фільтрацію флюїду, розробка складів на їх основі є на сьогоднішній день актуальною задачею.

5. Розкрито можливий механізм взаємодії дегідратаційних систем з поверхнею породи. Показано, що, у результаті адсорбції складових компонентів з розчину, на поверхні породи змінюється кількість функціональних груп: силанольних, силоксанових, силандіольних груп, змінюється змочуваність поверхні (гідрофільність / гідрофобність), відповідно і фільтраційні характеристики продуктивних пластів.

6. На підставі виконаних аналітичних досліджень доведено ефективність використання дегідратаційних систем для підвищення видобувних характеристик свердловин та інтенсифікації видобутку вуглеводнів. Враховуючи складність як самих ДС, так і пластових умов, у яких передбачається їх використання, в подальшому планується розробка наукових основ створення та застосування ДС з регульованими властивостями. У цьому напрямку привертають увагу фосфатовмісні хімічні речовини та їх дегідратаційні можливості, які потребують подальшого дослідження і адаптації до умов конкретних родовищ вуглеводневої сировини.

7. Вихідні речовини для одержання дегідратаційних систем повинні бути доступними, зручними в транспортуванні, дешевими та екологічно безпечними. Технології їх застосування, з урахуванням особливостей як самих композиційних систем, так і їх поведінки в пластових умовах, повинні задовольняти наступним вимогам: підвищувати проникність порового середовища ПЗП для вуглеводневої складової; знижувати фільтраційні опори у привибійній зоні шляхом зміни змочуваності поверхні порового середовища продуктивного колектора; попереджувати набрякання глинистих мінералів породи; бути сумісними з пластовим флюїдом; не викликати корозійного руйнування свердловинного обладнання.

8. Технології приготування і використання дегідратаційних систем повинні бути простими і базуватися на використанні спецтехніки серійного виробництва.

РОЗДІЛ 2

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ОСНОВНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ФОСФАТВМІСНИХ РОЗЧИНІВ

2.1 Дослідження впливу фосфатовмісних реагентів та кислотних композицій на їх основі на зміну фільтраційних характеристик порід-колекторів

З урахуванням задач досліджень, поставлених на основі аналізу літературних джерел, у даній роботі виконано комплекс експериментальних досліджень з вивчення впливу фосфатовмісних реагентів на зміну змочуваності поверхні керну, фільтрацію пластової води та вуглеводнів у пористому середовищі, корозію газопромислового обладнання, набрякання глинистих мінералів, утворення нерозчинних солей, розчинення породи. Для дослідження було обрано фосфатовмісні реагенти, оскільки вони володіють комплексними властивостями та є економічно доступними [196, 197].

Фосфорні кислоти (орто-, мета-, полі-) під час дисоціації у водному розчині утворюють фосфат-аніони, які, вступаючи в реакцію з іншими компонентами, впливають на фільтраційні характеристики порід-колекторів; динаміку набрякання глинистих мінералів породи; утворюють ефіри під час взаємодії зі спиртами, кислотами, солями; володіють низькою корозійною активністю.

Фосфатовмісні ПАР (НТФ, ОДТА, ексіфос-7, оксифос, фосфенокс, фосфол) використані у лабораторних експериментальних дослідженнях як реагенти, які змінюють змочуваність поверхні, є інгібіторами корозії та утворення солей, володіють достатньою виносною здатністю щодо продуктів реакції.

Вивчивши вплив кожного обраного фосфатовмісного реагенту на зміну фільтраційних характеристик керну, встановлено закономірності їх діяння та

підібрані робочі концентрації, для досягнення максимального синергетичного впливу, що дало змогу розкрити механізм взаємодії фосфат-аніону з поверхнею порового середовища продуктивного пласта та розробити на їх основі ДС [198].

Кожен етап досліджень має за мету встановити оптимальні параметри використання фосфатовмісних реагентів, а також у межах проведеного комплексу експериментів розробити конденсовані дегідратаційні системи і сформулювати основні положення, що відображають механізм їхнього діяння на фільтраційно-ємнісні характеристики пористого середовища для підвищення видобувних характеристик свердловин.

Під час виконання лабораторних досліджень використовувався дезінтегрований (мелені керни) матеріал та реальні керни з родовищ Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) (табл. 2.1).

Підготовка зрізів природних кернів для фільтраційних досліджень проводилася за стандартною методикою [2]. Зразки екстрагованого керну використовували без додаткового оброблення розчинником. Вихідні зрізи породи висушували спочатку за температури 105 °С протягом 2 годин в сушильній шафі, а потім при 150 °С протягом 4 годин під вакуумом масляного насосу. Підготовлені таким чином зрізи керну зберігали в ексікаторі з хлористим кальцієм.

Для ряду експериментів (фільтрація флюїдів на модифікованих зрізях) зрізи керну використовували повторно. Для цього зрізи породи під вакуумом насичували петролейним ефіром, етиловим спиртом та водою. Потім зрізи висушували як описано вище.

Насипні моделі готували наступним чином. Кварцовий пісок промивали водою протягом години, екстрагували спирто-бензольною сумішшю. Висушували в сушильній шафі за температури 105⁰С протягом доби. Також використовувався розмелений керновий матеріал, який готувався за описаною вище методикою, після чого мелений керновий

матеріал розділяли за фракціями. Для експерименту використовувалася фракція 0,063–0,16 мм.

Таблиця 2.1 – Характеристика взірців породи, що використовувались у експериментальних дослідженнях

№ зразка керна	Родовище	Тип колектора	Пористість, %	Абсолютна проникність (по газу), мкм ²	Проникність по воді, мкм ²
1	Яблунівське	теригенний	12,9–14,7	0,0954–0,18	0,05–0,07
2	Ланнівське		8,7–11,3	0,012–0,025	0,0024– 0,0041
3	Матвіївське		13,4–17,2	0,182–0,209	0,063–0,084
4	Пірківське		6,9–11	0,021–0,032	0,0017– 0,0034
5	Сарське		6,03–8	0,011–0,19	0,0009– 0,0027
6	Мехедівське		12,3–18,0	0,19–0,28	0,078–0,095
7	Чутівське	карбонатний	7,8–9,3	0,132–0,18	0,02–0,03
8	Мачушське		17,7–12,1	0,041–0,06	0,0013– 0,012
9	Загорянське		7,1–8,9	0,01–0,06	0,00019– 0,009
10	Штормове		10,3–15,6	0,17–0,21	0,02–0,06
11	Сахалінське		7,4–8,7	0,013–0,019	0,0012– 0,004

Під час проведення лабораторних досліджень використані різноманітні прилади та матеріали. Визначення основних показників використовуваних реагентів проводили за стандартними методиками. Спеціальні методи дослідження описані нижче.

Колектори нафти і газу представлені, переважно, теригенними або карбонатними породами. Ефективна пористість і проникність цих порід становить 2–35 % та 0,0005–20 мкм² відповідно.

Низькі значення фільтраційних характеристик продуктивних колекторів обумовлені не тільки низькими ємнісними параметрами, але й, в значній мірі, структурою порового середовища. Тому, змінюючи ці параметри під час впливу на ПЗП можливо підвищити продуктивність свердловин.

Особливої важливості набувають кислотні оброблення, зокрема склади, які містять фосфорну кислоту чи фосфат-аніон. Оскільки завдяки своїй дегідратуючій здатності вони попереджують набрякання глинистих мінералів породи, помірно розчиняючи їх та карбонатні складові, змінюють змочуваність поверхні порового середовища продуктивних пластів.

Загальновідомо [151], що кислотні оброблення збільшують проникність порового середовища продуктивного пласта, проте залишається практично не дослідженим питання як саме змінюється фільтрація флюїду. Нами була поставлена задача дослідити вплив фосфорної кислоти її солей та фосфатовмісних кислотних складів на зміну фільтраційних властивостей теригенних та карбонатних порід та зміну швидкості фільтрації флюїдів у поровому просторі.

Лабораторні дослідження розпочато з визначення зміни середньої швидкості фільтрації води та гасу через взірець гірської породи після діяння кислотними розчинами. Використана експрес-методика, яка дозволяє встановити вплив кожного компоненту складу для оброблення ПЗП на фільтраційні властивості моделей кернів, визначити робочі концентрації та розробити композиції хімреагентів.

Методика виконання дослідження полягала в наступному: подрібнену породу фракції 0,1–0,2 мм, масою 50 г поміщають у скляну колонку, на одному кінці якої розміщена металева сітка (0,1x0,1мм), для запобігання висипання породи. Через насипну породу пропомповують пластову воду та гас. Фіксується об'єм рідини початковий і кінцевий та час, за який рідина проходить крізь породу. Пористість визначається шляхом вимірювання маси самої колонки m_1 , та маси кернотримача з породою m_2 , і маси керну в колонці

$m_k = m_2 - m_1$, кг. Насичують взірець породи пластовою водою, визначають його масу з водою m_3 . Поровий об'єм розраховується за формулою:

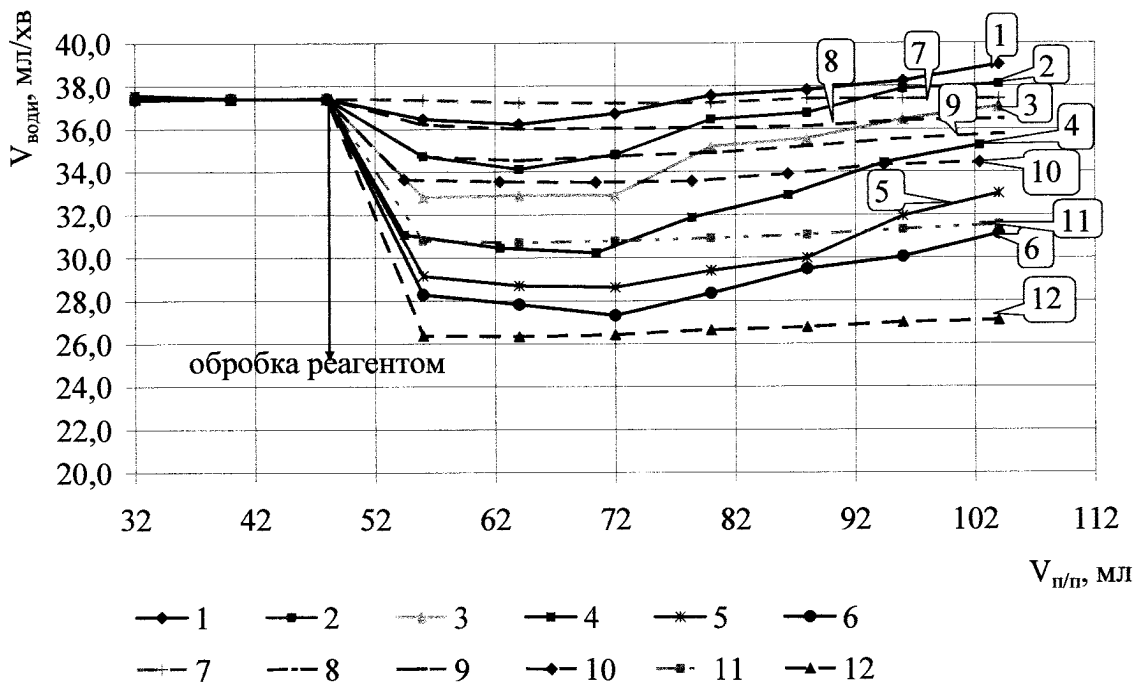
$$V_{\text{пор}} = \frac{(m_3 - m_2)}{\rho_v}, \text{ де } \rho_v - \text{густина води, кг/м}^3. \quad (2.1)$$

Об'єм порового середовища зразка становив близько 8 мл.

Швидкість фільтрації в мл/хв визначали за формулою:

$$v = \frac{V}{\tau}. \quad (2.2)$$

Зміну швидкості фільтрації флюїду встановлювали через визначення середньої швидкості його фільтрації до оброблення реагентом та після. Результати представлені на рис. 2.1 – 2.2.



1) H_3PO_4 – 2,5 %; 2) H_3PO_4 – 5 %; 3) H_3PO_4 – 7,5 %; 4) H_3PO_4 – 10 %; 5) H_3PO_4 – 15 %; 6) H_3PO_4 – 20 %; 7) Na_2HPO_4 – 2,5 %; 8) Na_2HPO_4 – 5 %; 9) Na_2HPO_4 – 7,5 %; 10) Na_2HPO_4 – 10 %; 11) Na_2HPO_4 – 15 %; 12) Na_2HPO_4 – 20 %

Рисунок 2.1 – Залежність середньої швидкості фільтрації пластової води після оброблення теригенної насипної моделі від концентрації ортофосфорної кислоти та натрійгідрофосфату

Встановлено, що оброблення насипної породи розчинами фосфорної кислоти та натрійгідрофосфату різної концентрації змінює швидкість фільтрації пластової води та гасу. Так середня швидкість фільтрації пластової води після оброблення 2,5–7,5 % розчинами вказаних реагентів змінюється не суттєво, тоді як використання 10–20 % розчинів зменшує даний показник у 1,16–1,5 разів за тривалості ефекту 30 об'ємів порового середовища.

У результаті проведення регресійного аналізу впливу ортофосфорної кислоти різної концентрації на зміну швидкості фільтрації пластової води за допомогою програми Statistica 8.0 були одержані наступні параметри рівняння:

$$Y = 38,260 - 0,504x. \quad (2.3)$$

Як свідчать параметри кореляційно-регресійної моделі, збільшення концентрації на одиницю виміру призведе до зниження швидкості фільтрації води на 0,5 мл/хв в середньому за досліджуваною сукупністю (Додаток А.).

Значення коефіцієнту кореляції (0,89) свідчить про високий ступінь взаємозв'язку між результативною і факторними ознаками. Значення коефіцієнта детермінації (0,79) свідчить про те, що варіація результативного показника на 78,5 % обумовлена впливом цих факторних показників. Значення t-критерію (146,17) істотно перевищує критичне для цієї сукупності (2,84), що підтверджує надійність цієї моделі. Значення критерію значущості (p-level) для цієї моделі значно нижче 0,05, що підтверджує надійність моделі.

У результаті проведення регресійного аналізу впливу гідрофосфату натрію різної концентрації на зміну середньої швидкості фільтрації пластової води за допомогою програми Statistica 8.0 були одержані наступні параметри рівняння:

$$Y = 39,304 - 0,596x. \quad (2.4)$$

Як свідчать параметри кореляційно-регресійної моделі, збільшення концентрації на одиницю виміру призведе до зниження швидкості фільтрації води на 0,6 мл/хв в середньому за досліджуваною сукупністю (Додаток Б).

Значення коефіцієнта кореляції (0,987) свідчить про високий ступінь взаємозв'язку між результативною і факторними ознаками. Значення коефіцієнта детермінації (0,974) свідчить про те, що варіація результативного показника на 97,4 % обумовлена впливом цих факторних показників. Значення t-критерію (1487,4) істотно перевищує критичне для цієї сукупності (2,84), що підтверджує надійність цієї моделі. Значення критерію значущості (p-level) для цієї моделі значно нижче 0,05, що підтверджує надійність моделі.

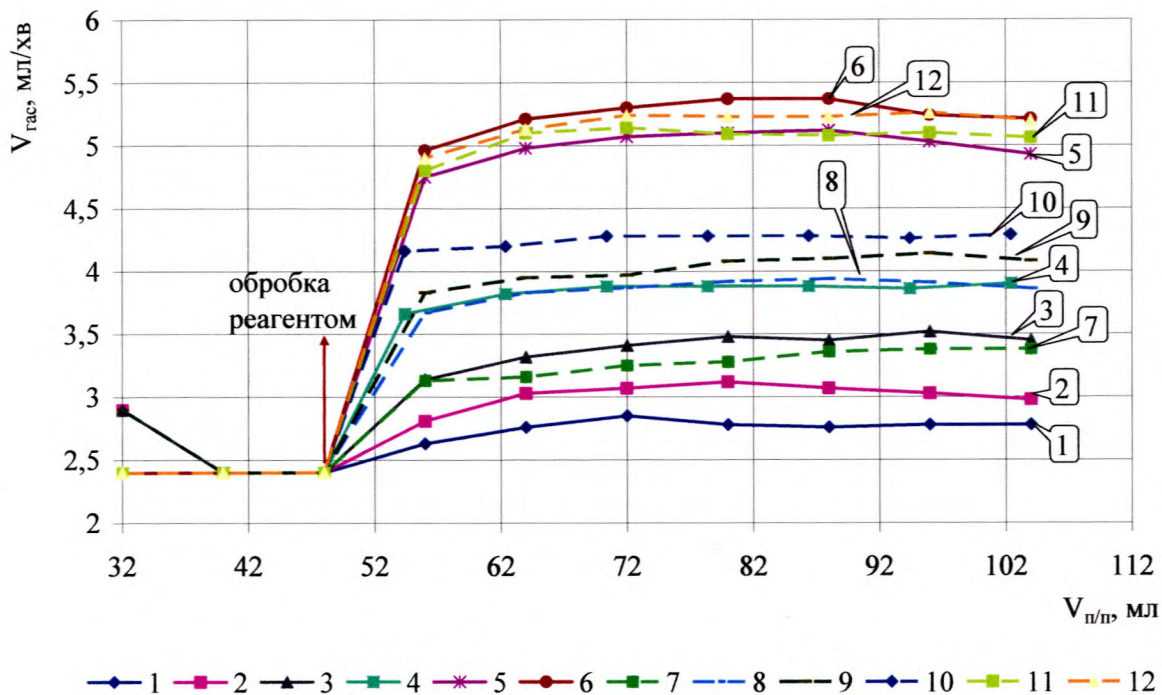
Експериментально досліджено також зміну швидкості фільтрації гасу після оброблення розчинами фосфорної кислоти та її солями. Результати представлено на рис.2.2. Встановлено, що після оброблення ортофосфорною кислотою швидкість фільтрації гасу збільшується у 1,15–1,3 разів для концентрації 2,5–7,5 % за тривалості ефекту 20 об'ємів порового середовища і в 1,6–2 разів – для концентрації 10–20 % з тривалістю ефекту 30–40 об'ємів порового середовища. Таким чином раціональними концентраціями ортофосфорної кислоти для застосування є 8–20 %.

Фосфорна кислота і її солі в розчині дисоціюють з поступовим утворенням фосфат-аніону, який адсорбується поверхнею породи та змінює дію поверхневих сил і призводить до зменшення на поверхні порового середовища кількості силанольних груп Si-OH, у результаті утворення фосфатної плівки. Поверхня породи стає менш гідрофільною, переважно змішаної змочуваності, і як наслідок збільшується фільтрація вуглеводневої складової і знижується швидкість фільтрації пластової води.

У результаті проведення регресійного аналізу впливу ортофосфорної кислоти різної концентрації на зміну середньої швидкості фільтрації гасу за допомогою програми Statistica 8.0 були одержані наступні параметри рівняння:

$$Y = 2,349 + 0,154x. \quad (2.5)$$

Як свідчать параметри кореляційно-регресійної моделі, збільшення концентрації на одиницю виміру призведе до зростання швидкості фільтрації газу на 0,15 мл/хв в середньому за досліджуваною сукупністю (Додаток В).



1) H_3PO_4 – 2,5 %; 2) H_3PO_4 – 5 %; 3) H_3PO_4 – 7,5 %; 4) H_3PO_4 – 10 %; 5) H_3PO_4 – 15 %; 6) H_3PO_4 – 20 %; 7) Na_2HPO_4 – 2,5 %; 8) Na_2HPO_4 – 5 %; 9) Na_2HPO_4 – 7,5 %; 10) Na_2HPO_4 – 10 %; 11) Na_2HPO_4 – 15 %; 12) Na_2HPO_4 – 20 %

Рисунок 2.2 – Залежність середньої швидкості фільтрації газу після оброблення теригенної насипної моделі від концентрації ортофосфорної кислоти та натрійгідрофосфату

Значення коефіцієнта кореляції (0,978) свідчить про високий ступінь взаємозв'язку між результативною і факторними ознаками. Значення коефіцієнта детермінації (0,957) свідчить про те, що варіація результативного показника на 95,7 % обумовлена впливом цих факторних показників. Значення t-критерію (895,65) істотно перевищує критичне для цієї сукупності

(2,84), що підтверджує надійність цієї моделі. Значення критерію значущості (p-level) для цієї моделі значно нижче 0,05, що підтверджує надійність моделі.

У результаті проведення регресійного аналізу впливу гідрофосфату натрію на середню швидкість фільтрації гасу за допомогою програми Statistica 8.0 були одержані наступні параметри рівняння:

$$Y = 3,187 + 0,108x. \quad (2.6)$$

Як свідчать параметри кореляційно-регресійної моделі, збільшення концентрації на одиницю виміру призведе до зростання швидкості фільтрації газу на 0,11 мл/хв в середньому за досліджуваною сукупністю (Додаток Г).

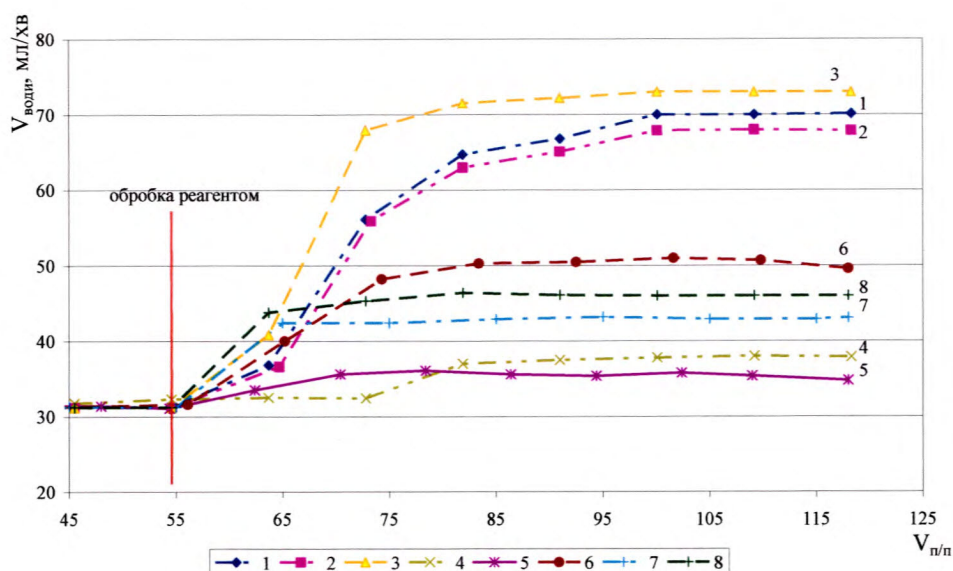
Значення коефіцієнта кореляції (0,963) свідчить про високий ступінь взаємозв'язку між результативною і факторними ознаками. Значення коефіцієнта детермінації (0,928) свідчить про те, що варіація результативного показника на 92,8 % обумовлена впливом цих факторних показників. Значення t-критерію (512,18) істотно перевищує критичне для цієї сукупності (2,84), що підтверджує надійність цієї моделі. Значення критерію значущості (p-level) для цієї моделі значно нижче 0,05, що підтверджує надійність моделі.

Проведені експериментальні дослідження зміни середньої швидкості фільтрації моделі пластової води та гасу після оброблення насипної теригенної моделі хімічними композиціями на основі фосфатовмісних реагентів з додаванням глинокислоти та хлороводневої кислоти і порівняння з результатами дослідження самих СКО та ГКО дали змогу встановити вплив фосфат-аніону на фільтраційні характеристики порід-колекторів, розкрити механізм їх діяння. Результати дослідження представлені на рис. 2.3 – 2.4.

Встановлено, що після оброблення глинокислотними складами збільшується середня швидкість фільтрації пластової води в 2–2,5 разів, тоді як середня швидкість фільтрації гасу збільшується в 1,4–1,6 разів.

Після оброблення глинокислотними композиціями, до складу яких входить фосфорна кислота чи її солі, збільшується швидкість фільтрації

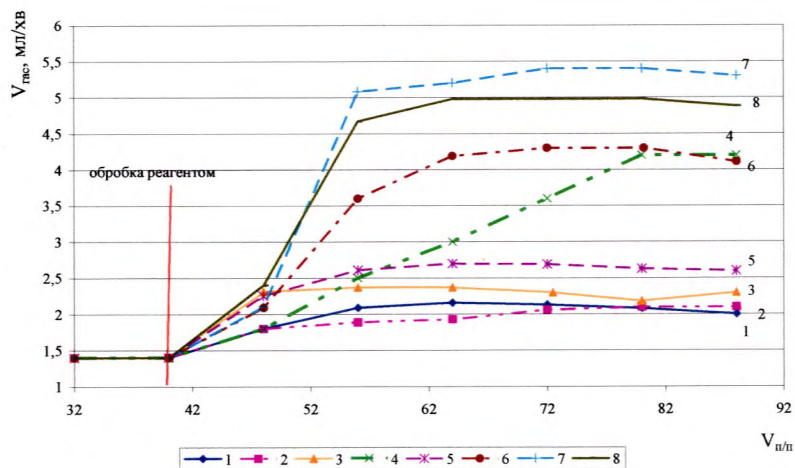
пластової води в 1,22–1,6 разів, а швидкість фільтрації гасу збільшується в 1,8–3,5 разів.



1) HCl – 10 % + HF – 4 %; 2) HCl – 15 % + HF – 4 %; 3) HCl – 10 % + HF – 6 %; 4) HF – 4 % + H₃PO₄ – 10 %; 5) H₃PO₄ – 10 %; 6) HCl – 10 % + HF – 4 % + H₃PO₄ – 10 %; 7) HCl – 10 % + HF – 4 %, + Na₂HPO₄ – 10 %; 8) HCl – 10 % + HF – 6 % + Na₂HPO₄ – 10 %

Рисунок 2.3 – Залежність середньої швидкості фільтрації пластової води від концентрації кислотних складів для теригенної моделі пласта

Встановлено, що наявність у кислотному складі фосфатовмісних реагентів дозволяє впливати на зміну швидкості фільтрації флюїдів, за рахунок чого збільшується фазова проникність теригенної породи для вуглеводнів, у той час як середня швидкість фільтрації пластової води змінюється не суттєво. Отже, ефективність кислотних обробок теригенних колекторів підвищується, якщо до кислотного складу включити фосфатовмісний реагент.



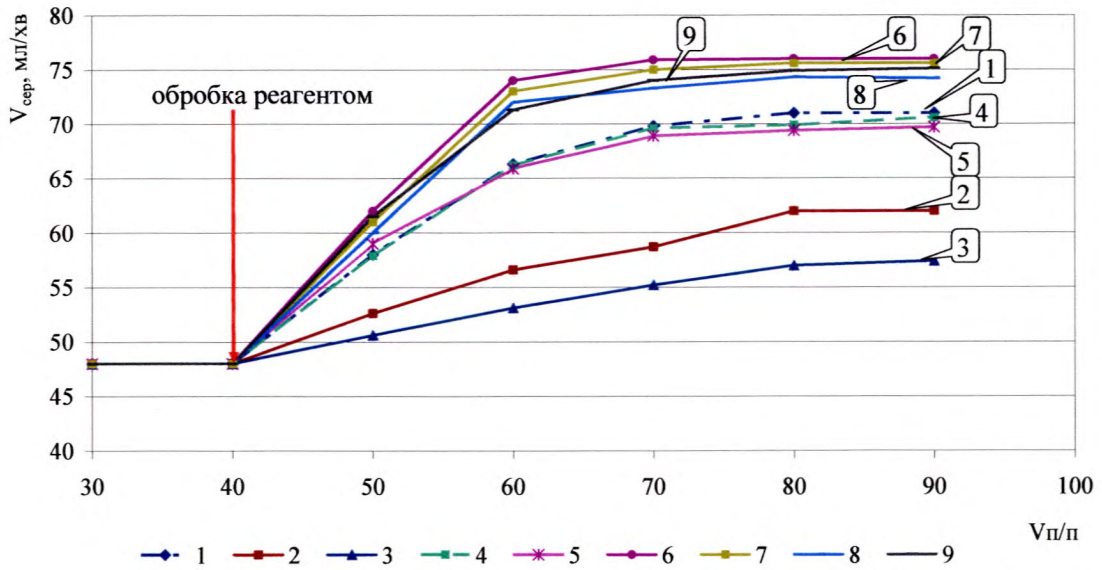
1) HCl – 10 % + HF – 4 %; 2) HCl – 15 % + HF – 4 %; 3) HCl – 10 % + HF – 6 %; 4) HF – 4 % + H₃PO₄ – 10 %; 5) H₃PO₄ – 10 %; 6) HCl – 10 % + HF – 4 % + H₃PO₄ – 10 %; 7) HCl – 10 % + HF – 4 % + Na₂HPO₄ – 10 %; 8) HCl – 10 % + HF – 6 % + Na₂HPO₄ – 10 %

Рисунок 2.4 – Залежність середньої швидкості фільтрації газу від концентрації кислотних складів для теригенної моделі пласта

Дію фосфатовмісних реагентів (ортофосфорна кислота, натрійгідрофосфат, фосфонієві кислоти, ефірокс-7, фосфол, оксифос) у композиції з хлороводною кислотою досліджено на зміну середньої швидкості фільтрації пластового флюїду по карбонатній насипній моделі. Результати досліджень наведено на рис. 2.5 – 2.6.

Результати досліджень свідчать про зміну середньої швидкості фільтрації пластового флюїду через карбонатний керн після оброблення кислотними композиціями. Середня швидкість фільтрації пластової води після 12% хлороводневої кислоти збільшується в 1,5 разів, а газу в 1,23 разів. Під час додавання фосфорної кислоти чи її солей середня швидкість фільтрації пластової води збільшується у 1,2–1,3 разів, а газу у 1,7–2 рази.

Після оброблення 12 % розчином хлороводневої кислоти, у поєднанні з фосфонієвими кислотами та фосфатовмісними ПАР, збільшує швидкість фільтрації води у 1,5–1,6 разів, а газу в 1,74–1,91 разів.

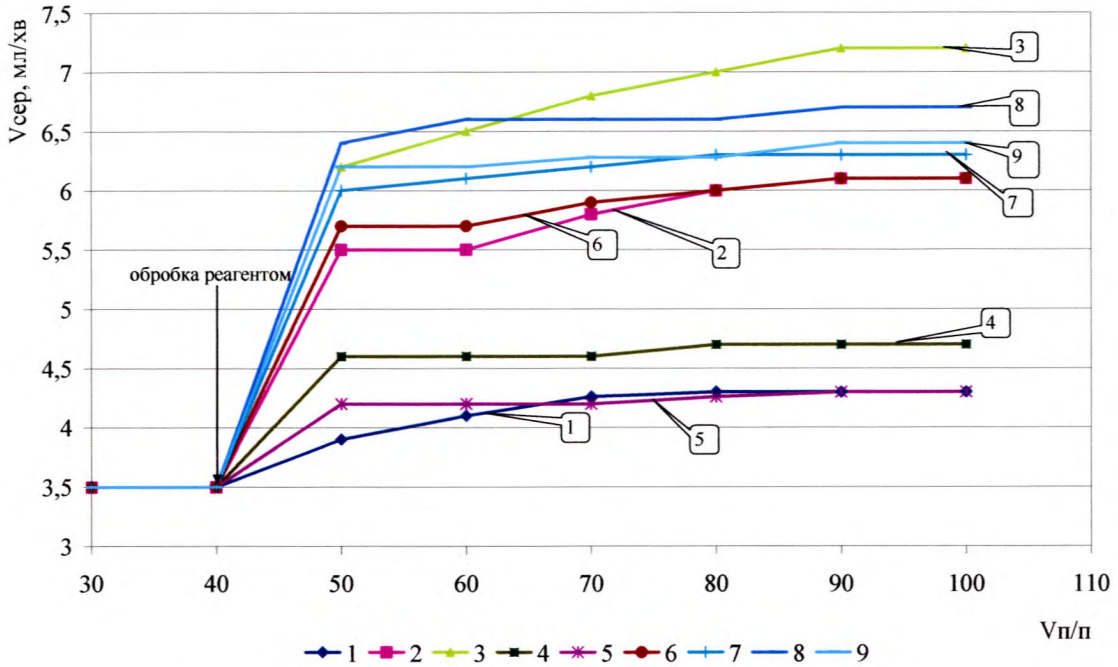


1) 12 % HCl; 2) 10 % H₃PO₄ + 12 % HCl; 3) 10 % Na₂HPO₄ + 12% HCl; 4) 2 % НТФК + 12 % HCl; 5) 2 % ОЕДФ + 12 % HCl; 6) 0,5 % Ефірокс-7 + 12 % HCl; 7) 0,5 % Фосфол + 12 % HCl; 8) 0,5 % Оксифос+ 12 % HCl; 9) 0,5 % Фосфенокс Н-6Б + 12 % HCl.

Рисунок 2.5 – Залежність середньої швидкості фільтрації пластової води від концентрації кислотних складів для карбонатної моделі пласта

Таким чином, оброблення кернів хімічними складами, до яких входить фосфатовмісний реагент призводить до зміни фільтраційних властивостей порового середовища теригенного та карбонатного колектора, окрім збільшення загальної швидкості фільтрації флюїду, підвищується фільтрація вуглеводнів.

Для вивчення механізму діяння фосфатовмісних реагентів у поровому просторі експериментально визначено міжфазний натяг на межі досліджуваних розчинів сталагмометричним методом [161]. Результати досліджень подано в табл. 2.2. Дослідження показали, що застосування кислотних композицій, які містять фосфатвмісну ПАР у певних співвідношеннях дозволяють знизити поверхневий натяг в межах 0,48-0,52 мН/м.



1) 12 % HCl; 2) 10 % H₃PO₄ + 12 % HCl; 3) 10 % Na₂HPO₄ + 12% HCl; 4) 2 % НТФК + 12 %HCl; 5) 2 % ОЕДФ + 12 % HCl; 6) 0,5 % Ефірокс-7 + 12 % HCl; 7) 0,5 % Фосфол + 12 % HCl; 8) 0,5 % Оксифос+ 12 % HCl; 9) 0,5 % Фосфенокс Н-6Б + 12 HCl.

Рисунок 2.6 – Залежність середньої швидкості фільтрації гасу від концентрації кислотних складів для карбонатної моделі пласта

Визначивши зміну поверхневого натягу ортофосфорної кислоти різної концентрації, (рис. 2.7) встановили, що зі збільшенням концентрації знижується поверхневий натяг.

Даний факт говорить про те, що ортофосфорна кислота здатна впливати на зміну змочуваності поверхні порід і відповідно на зміну швидкості самочинного поглинання води насипною теригенною моделлю керну, змінюючи тим самим фільтраційні властивості порід.

Таблиця 2.2 – Міжфазний натяг на межі кислотна композиція – газ

№ з/п	Фаза I	Фаза II	Міжфазний натяг, мН/м
1.	10 % HCl + 3 % HF	газ	36
2.	12 % HCl	газ	13–15
3.	10 % H ₃ PO ₄	газ	70
4.	10 % H ₃ PO ₄ + 12 % HCl-	газ	65
5.	10 % Na ₂ HPO ₄ + 12 % HCl	газ	72
6.	2 % НТФК + 12 % HCl	газ	28
7.	2 % ОЕДФ + 12 % HCl	газ	33
8.	0,5 % Ефірокс-7 + 12 % HCl	газ	0,44
9.	0,5 % Фосфол + 12 % HCl	газ	0,35
10.	0,5 % Оксифос + 12 % HCl	газ	0,59
11.	0,5 % Фосфенокс Н-6Б + 12 % HCl	газ	0,46

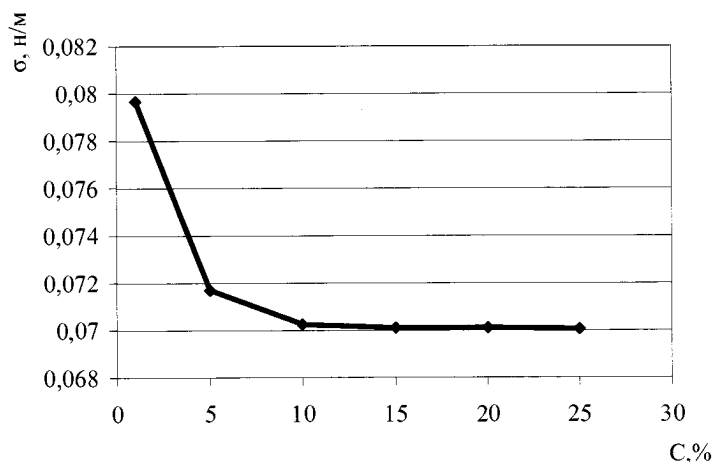


Рисунок 2.7 – Залежність поверхневого натягу ортофосфорної кислоти від концентрації

Для розуміння механізму діяння фосфат-аніону було необхідним вивчення його впливу на поверхневі сили, що діють у поровому просторі та зміну змочуваності поверхні. Тому, на наступному етапі проведено експериментальні дослідження з визначення зміни швидкості самочинного поглинання води теригенною та карбонатною насипною моделлю пласта до та після оброблення її фосфатовмісними реагентами та композиціями ПАР, до складу яких входить фосфат-аніон. Дослідження проводилися на відсіяних за допомогою лабораторних сит марки С 20 кварцовому піску та мармуровій

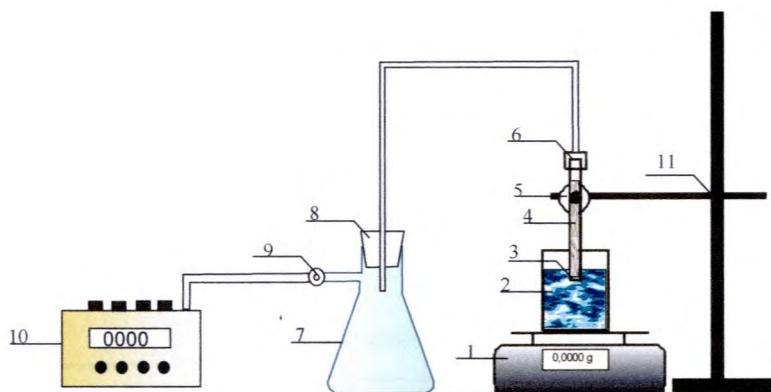
крихті. Розмір фракції, для максимального заповнення установки та зменшення пустот, становив: 0,05 – 0,35 мм у наступному співвідношенні: 0,05 мм – 15 %; 0,09 мм – 10 %; 0,14 мм – 40 %; 0,28 мм – 20 %; 0,355 мм – 15 %.

Методика досліджень полягала в наступному: перед початком експерименту породу промивали спирто-бензольною сумішшю, висушували та засипали у скляні трубки діаметром 0,5 см і довжиною 30 см, які попередньо розміщували на вібростолі. Час засипання становив 1 год., одночасно наповнювали по 30 трубочок кожною породою. Для запобігання висипання породи, кінці кожної трубки закривали капроною сіткою.

Після заповнення кожна трубочка зважувалась на аналітичних терезах та поміщалась у спеціально сконструйовану установку (рис. 2.8). Закріплена в рухомому штативі за допомогою лапки-фіксатора трубочка одним кінцем (4) занурювалась на 5 мм у стаканчик з 150 мл досліджуваної рідини, який встановлювався на електронних терезах ТВЕ-0,21-0,001 (1), оснащених СОМ-портом (RS 232), що забезпечував підключення до комп'ютера для автоматизованого контролю результатів зважування. На протилежний кінець надягався гумовий перехідник зі скляною трубкою (6), яка через гумову пробку (8) заходила в колбу Бунзена (7), з'єднану з аспіратором (10).

Під час включення аспілятора в системі утворювалось розрідження і рідина зі стаканчика насичувала пористе середовище досліджуваної трубочки. Час насичення був постійним для всіх досліджуваних рідин – 10 хв. У процесі насичення за допомогою рухомого штатива підтримувалась постійна глибина занурення досліджуваної трубочки у рідину. Надлишок рідини збирався у колбі Бунзена.

Після насичення трубка від'єднувалась від установки та зважувалась, а далі знову приєднувалась, та шляхом прокачування повітря через аспіратор протягом 5 хв., очищувалась від надлишкової рідини та знову зважувалась. За різницею мас, об'ємів, часу фільтрації до насичення, після насичення та після часткового просушування встановлювали: масу, об'єм та швидкість



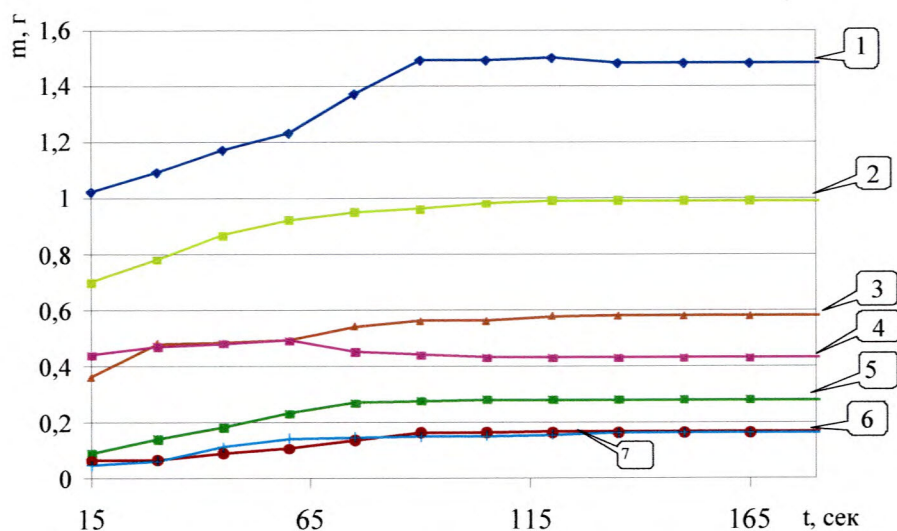
1 – аналітичні терези ТВЕ-0,21-0,001; 2 – скляний стакан з досліджуваною речовиною; 3 – капронова сітка (для запобігання висипання породи); 4 – скляна трубка з насипною породою; 5 – лапка-фіксатор; 6 – гумовий перехідник; 7 – колба Бунзена; 8 – гумова пробка з скляною трубкою; 9 – кран; 10 – аспіратор Тайфун (Р-20-20-2-2) ДМ; 11 – штатив.

Рисунок 2.8 – Установа для оцінювання змочування пористих середовищ

Розроблена установка дала можливість також визначити зміну швидкості самочинного поглинання пористим середовищем води чи гасу до та після оброблення породи досліджуваною композицією, що важливо для розуміння механізму діяння хімреагентів на породу. Для цього аспіратор від'єднувався від досліджуваної трубки, кінець якої знаходився в ємності з досліджуваною рідиною. Тут фіксували лише зміну маси рідини до та після оброблення реагентом. Таким чином, у результаті досліджень визначали характер змочуваності пористого середовища, і робили висновки про здатність хімреагентів змінювати фобність поверхні.

На основі отриманих даних побудовано криві самочинного поглинання рідини пористим середовищем (залежність маси рідини, що поглинулася, від часу), за яким оцінено параметри просочення: середню швидкість поглинання рідини (V , г/хв) за одну хвилину і максимальну масу води (m , г),

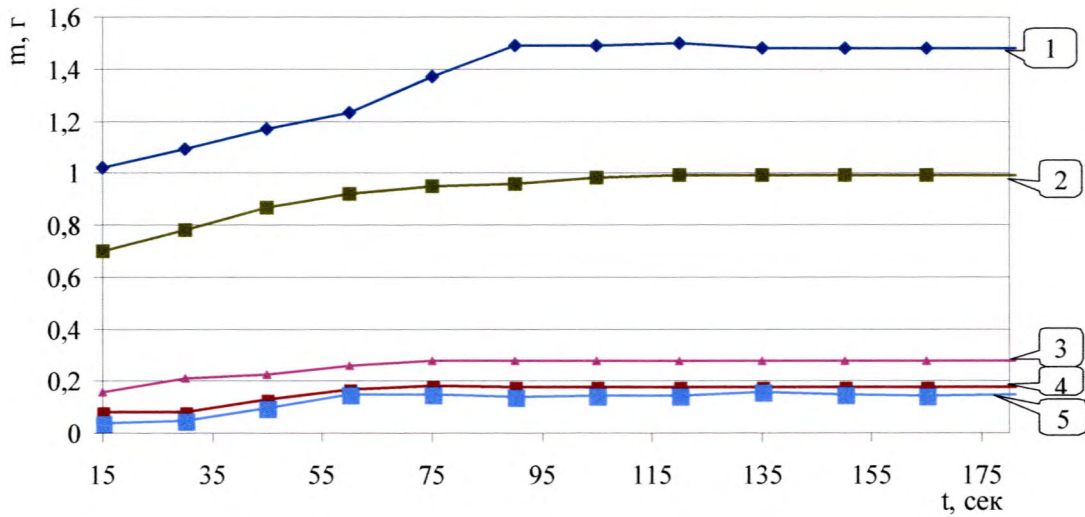
що поглинулася за 3 хвилини (рис. 2.9 – 2.10).



1 –кварцовий пісок без оброблення; пісковик з П'єрківської площі: 2 – без оброблення; 3 – 2,5 % H_3PO_4 ; 4 – 5 % H_3PO_4 ; 5 – 10 % H_3PO_4 ; 6 – 15 % H_3PO_4 ; 7 – 20 % H_3PO_4 .

Рисунок 2.9 – Часова залежність маси поглинутої води моделлю пласта після оброблення хімічними реагентами

У результаті досліджень встановлено, що після оброблення ортофосфорною кислотою зменшується швидкість поглинання пластової води більш ніж у 2,5 разів, тоді, як після оброблення гідрофосфатом натрію знижується швидкість поглинання пластової води у порівнянні без оброблення у 3 рази, що свідчить про адсорбцію фосфат-аніону на поверхні порового середовища породи та відповідно зміну фільтраційних характеристик породи.



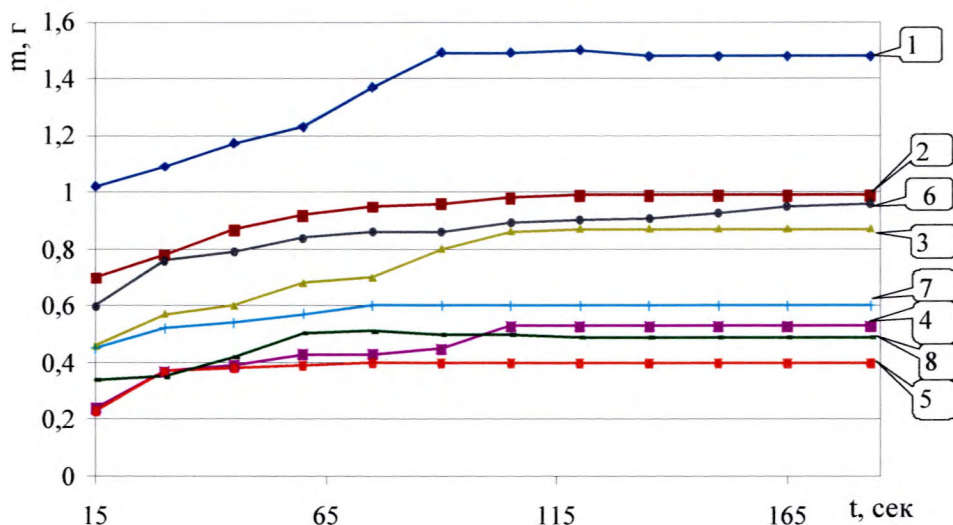
1 –кварцовий пісок без оброблення; пісковик з П'рківської площі: 2 –без оброблення; 3–5 % Na_2HPO_4 ; 4–10 % Na_2HPO_4 ; 5–15 % Na_2HPO_4 .

Рисунок 2.10 – Часова залежність маси поглинутої води моделлю пласта після оброблення хімреагентами

Наступним кроком стало дослідження впливу СКР і ГКР з додаванням та без додавання ортофосфорної кислоти та гідрофосфату натрію на зміну самочинного поглинання рідини пористим середовищем та порівняння отриманих результатів з попередніми даними для встановлення значення фосфат-аніону у кислотному складі та його впливу на зміну фільтраційних властивостей керну. За результатами досліджень побудовано графік залежності маси поглинутої води від часу моделлю пласта після оброблення хімреагентами (рис. 2.11).

У результаті досліджень, експериментально встановлено, що порове середовище оброблене солянокислотою композицією з додаванням фосфорної кислоти чи гідрофосфату натрію має меншу швидкість поглинання пластової води, ніж оброблене чистим солянокислотним розчином (більш ніж у 2,5 рази) та чистим глинокислотним розчином (більш ніж у 3 рази). Отже, присутність саме фосфат-аніону у кислотному складі обумовлює зміну швидкості самочинного поглинання води пористим середовищем, у зв'язку з чим на наступному етапі ми поставили за мету

визначити, як саме фосфатовмісні реагенти можуть впливати на зміну змочування поверхні порового середовища продуктивного колектора, встановити механізм їх діяння.



1 – кварцовий пісок без оброблення; пісковик з Пирківської площі: 2 – без оброблення; 3–10 % HCl + 3 % HF; 4–10 % HCl + 3 % HF + 10 % H₃PO₄; 5–10 % HCl + 4 % HF + 10 % Na₂HPO₄; 6–12 % HCl; 7–12 % HCl + 10 % H₃PO₄; 8–10 % Na₂HPO₄ + 10 % HCl.

Рисунок 2.11 – Часова залежність маси поглинутої води моделлю пласта після оброблення хімреагентами

Оцінку змочування поверхні порового середовища продуктивного пласта здійснювали шляхом визначення зміни швидкості самочинного поглинання води пористим середовищем до та після оброблення досліджуваними реагентами.

Мінаковим І.І. [199] досліджено залежність наявності гідрофобного ефекту від швидкості самочинного поглинання води табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Оцінка фобності пористого середовища залежно від швидкості самочинного поглинання води на межі з повітрям

№ з/п	Характеристика поверхні пористого середовища	Швидкість вбирання води, г/хв
1.	Гідрофобна	0-0,03
2.	Переважно гідрофобна	0,03-0,05
3.	Проміжна змочуваність	0,05-0,08
4.	Переважно гідрофільна	0,08-0,1
5.	Гідрофільна	більше 0,1

Встановлено, що за швидкості самочинного поглинання води більше 0,08 – 0,1 г/хв поверхня є повністю гідрофільною, тоді як при 0,05 – 0,08 г/хв – проміжної змочуваності, а при 0–0,03 г/хв – гідрофобною.

Згідно вище вказаної методики оцінювали здатність досліджуваних фосфатовмісних реагентів впливати на зміну змочуваності пористого середовища, виходячи з максимальної маси води, що поглинулась пористим середовищем за 3 хв. Як еталон гідрофільної поверхні був взятий попередньо підготовлений кварцовий пісок. Значення швидкості самочинного поглинання води сухими необробленими пористими середовищами подані у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Швидкість самочинного поглинання води сухими необробленими пористими середовищами

№ з/п	Пористе середовище	$V_{H_2O}(V_0)$ г/хв.
1	Кварцовий пісок	0,485
2	Теригенний керна Пірківського родовища	0,324
3	Карбонатний керна Чутівського родовища	0,031

Найбільш гідрофільною поверхнею є пористе середовище кварцового піску, швидкість поглинання води становить 0,485 г/хв. Для дезінтегрованого кернавого матеріалу Пірківської площі швидкість самочинного поглинання води становить 0,224 г/хв., що говорить про його меншу гідрофільність, тоді як карбонатний керна Чутівського родовища зі швидкістю поглинання

0,031 г/хв. є гідрофобним.

Експериментальні дослідження показали, що ступінь зниження швидкості самочинного поглинання води на керновому матеріалі нижчий ніж на кварцовому піску, тому подальші дослідження проводилися на породі Пірківської площі.

Оцінку змочування поверхні порового середовища гідрофільних пісковиків Пірківської площі, в залежності від швидкості самочинного поглинання води після оброблення фосфатовмісними реагентами, представлені в табл. 2.5. У результаті досліджень було встановлено, що оброблення поверхні порового середовища теригенної моделі пласта ортофосфорною кислотою та динатрійгідрофосфатом різної концентрації змінює її змочуваність. У межах концентрацій 2,5–10 % поверхня гідрофільна, а 15–20 % поверхня стає проміжної змочуваності після ортофосфорної кислоти, тоді як динатрійгідрофосфат в межах концентрацій 5–15 % робить поверхню проміжної змочуваності.

Після оброблення глинокислотою та хлороводневою кислотою поверхня породи повністю гідрофільна, швидкість поглинання води 0,2–0,3 мл/хв. Під час додавання фосфатовмісних реагентів до глинокислотного та солянокислотного розчину фільність породи зменшується. Так, після оброблення композицією глинокислоти з фосфорною кислотою та динатрійгідрофосфатом, швидкість поглинання води становить 0,12–0,13 мл/хв (тобто гідрофільність породи зменшується). Після оброблення хлороводневою кислотою, з додаванням ортофосфорної кислоти та динатрійгідрофосфату швидкість поглинання води становить 0,18–0,2 мл/хв. Тоді як, кислотні композиції з додаванням НТФК та ОЕДФ не впливають на швидкість самочинного поглинання води пористим середовищем, однак фосфатовмісні ПАР суттєво знижують швидкість самочинного поглинання води пористим середовищем (до оброблення 0,324 і після оброблення 0,18–0,19 мл/хв.)

Таблиця 2.5 – Характеристика поверхні порового середовища керну після оброблення хімреагентами

№ з/п	Порода	Реагент для оброблення	Швидкість самочинного поглинання води, г/хв	Характеристика поверхні порового середовища
1	Пісковик П'рківської площі	–	0,324	Гідрофільна
2		2,5 % H_3PO_4	0,194	Гідрофільна
3		5 % H_3PO_4	0,142	Гідрофільна
4		10 % H_3PO_4	0,096	Переважно гідрофільна
5		15 % H_3PO_4	0,054	Проміжна змочуваність
6		20 % H_3PO_4	0,0486	Проміжна змочуваність
7		5 % Na_2HPO_4	0,072	Проміжна змочуваність
8		10 % Na_2HPO_4	0,058	Проміжна змочуваність
9		15 % Na_2HPO_4	0,053	Проміжна змочуваність
10		10 % HCl + 3% HF	0,22	Гідрофільна
11		10 % HCl + 3 % HF + 10 % H_3PO_4	0,13	Гідрофільна
12		10 % HCl + 4 % HF + 10% Na_2HPO_4	0,12	Гідрофільна
13		12 % HCl	0,3	Гідрофільна
14		10 % H_3PO_4 + 12 % HCl	0,2	Гідрофільна
15		10 % Na_2HPO_4 + 12 % HCl	0,18	Гідрофільна
16		2 % $HTФК$ + 12 % HCl	0,3	Гідрофільна
17		2 % $ОЕДФ$ + 12% HCl	0,3	Гідрофільна
18		0,5% Ефірокс-7+ 12% HCl	0,19	Переважно гідрофільна
19		0,5 Фосфол+ 12% HCl	0,18	Переважно гідрофільна
20		0,5 Оксифос+ 12% HCl	0,18	Переважно гідрофільна
21		0,5%Фосфенокс Н-6Б+ 12% HCl	0,18	Переважно гідрофільна

Експериментально дослідивши здатність вибраних фосфатовмісних ПАР впливати на зміну змочування пористого середовища шляхом визначення швидкості самочинного поглинання води (табл. 2.6), встановили, що зі збільшенням концентрації ПАР для оброблення керну зменшується швидкість самочинного поглинання води. Отже, вибрані КПАР впливають на зміну змочування поверхні порового середовища: оброблення оксифосом та фосфенокс Н-6Б робить поверхню порового середовища змішаної змочуваності, тоді як фосфол гідрофобізує її.

Таблиця 2.6 – Оцінка змочування поверхні порового середовища пісковиків Пiркiвської площi пiсля оброблення фосфатовмiсними ПАР

№ з/п	Реагент	С, %	Кварцовий пісок		Керн Пiркiвського родовища	
			$V_{\text{поглин.}} (V_1)$ г/хв	V_0/ V_1	$V_{\text{поглин.}} (V_1)$ г/хв.	V_0/ V_1
1	2	3	4	5	6	7
1.	Оксифос	-	0,485	1,0	0,188	1,0
2.		0,005	0,13	3,7	0,11	1,7
3.		0,01	0,1	6,1	0,058	2,4
4.		0,1	0,073	6,6	0,011	2,6
5.		0,3	0,071	6,8	0,035	2,9
6.		0,5	0,068	7,1	0,031	3,1
7.		Фосфенокс Н-6Б	-	0,485	1,0	0,168
8.	0,005		0,097	5,0	0,064	2,0
9.	0,01		0,094	5,2	0,057	2,2
10.	0,1		0,086	5,6	0,049	2,4
11.	0,3		0,077	6,3	0,042	2,6
12.	0,5		0,06	8,1	0,028	3,2
	«Фосфол»	-	0,485	1,0	0,2	1,0
13.		0,005	0,028	17,3	0,014	14,3
14.		0,01	0,025	19,4	0,012	16,7

Продовження таблиці 2.6

1	2	3	4	5	6	7
15.		0,1	0,021	23,1	0,007	28,6
16.		0,3	0,02	24,3	0,0054	37,0
17.		0,5	0,017	28,5	0,0042	47,6
18.	Ефірокс-7	-	0,485	1,0	0,183	1,0
19.		0,005	0,16	1,87	0,1	1,83
20.		0,01	0,12	4,04	0,088	2,07
21.		0,1	0,077	6,3	0,051	3,58
22.		0,3	0,072	6,74	0,045	4,06
23.		0,5	0,067	7,2	0,041	4,46

$V_{\text{поглин.}} (V_1)$ – швидкість поглинання води породою, яка оброблена КПАР;

V_0/V_1 – відношення швидкості поглинання води породою, яка необроблена КПАР, до швидкості поглинання води породою, яка оброблена КПАР.

Основні результати проведених досліджень свідчать про те, що розчини КПАР забезпечують інверсію змочуваності поверхні порового середовища теригенної породи, а отже, додавання їх до конденсованої дегідратаційної системи, дозволить впливати на фільтраційні характеристики пласта.

2.2 Дослідження процесів набрякання глинистих мінералів порід-колекторів під впливом фосфатовмісних реагентів

Розробка родовищ із глинистими колекторами характеризується високими депресіями на пласт, яскраво вираженою нестационарністю припливу газу до свердловин, відносно низькою вуглеводневовіддачею, необхідністю запобігання набряканню глинистих мінералів породи та

проведення робіт з інтенсифікації припливу газу до вибою свердловин. Водночас методи інтенсифікації припливу газу, вживані в щільних глинизованих колекторах, мають за мету підвищити проникність природного колектора шляхом запобігання та зменшення наявного набрякання глинистих часток.

Породи, які мають підвищений вміст глинистих фракцій, відзначаються нижчою проникністю продуктивних пластів по воді, що в першу чергу пов'язано з адсорбцією технічних рідин у процесі первинного та вторинного розкриття пластів і поточних технологічних операцій без урахування літологічної особливості порід продуктивних пластів. Розробка кислотних розчинів для підвищення ємнісно-фільтраційних характеристик глинизованих колекторів, за рахунок зменшення та запобігання глинизації останніх, є актуальною задачею.

Аналіз патентної літератури [87, 99, 109, 168, 193] показав, що саме склади для оброблення ПЗП з вмістом фосфатних реагентів (фосфорна кислота, її солі, ефіри фосфорної кислоти, фосфоровмісні ПАР), які окрім основної направленості (збільшення каналів фільтрації, запобігання утворенню відкладів солей та АСПВ, гідрофобізації, тощо) додатково попереджують набрякання або/та розчиняють глинисті мінерали породи. Проте механізм впливу фосфатовмісних іонів на глинисті включення на сьогодні у науковій літературі повністю не розкрито.

Проведені нами детальні лабораторні та аналітичні дослідження дозволили запропонувати механізм вододесорбційного впливу іонів фосфатовмісних реагентів на дегідратацію глинистих міцел [200]. Час і ступінь набрякання глинистої породи залежить від елементного складу глинистих міцел та мінералізації привнесеної води. Так, наприклад, час повного набрякання каолініту у прісній воді становить 17–20 діб, бентоніту – 22–25 діб. Збільшення глини у об'ємі за рахунок приєднання води характеризується коефіцієнтом набрякання ($K_{\text{наб}}$), який визначається відношенням об'ємів глинистої суспензії кінцевого та початкового стану

[201]. Бентоніт має найвищу набрякаючу здатністю, водночас на 90 – 95 % він набрякає протягом 5 діб.

Отже, найбільшою адсорбційною здатністю і максимальним зниженням колекторських властивостей володіють пласти з наявним монтморилонітовим цементом. Дослідженнями встановлено, що додавання 5 % такої глини до кварцового піску знижує проникність пористого середовища по воді більш, ніж у 30 разів через набрякання глин. Вказані особливості, а також той факт, що монтморилонітові глини найчастіше привносяться в пласт під час буріння, обумовило вибір глини даної групи як об'єкту досліджень.

Експериментально досліджено вплив на набрякання глин: хлороводневої, фтороводневої, глино-кислот, а також фосфатовмісних реагентів та композиції вищезгаданих кислот з ними. Для дослідження було обрано бентонітову глину Дашуківського комбінату Черкаської області. 10 г глини поміщали в мірний циліндр об'ємом 100 мл і заливали досліджуваним розчином, ретельно перемішували та відстоювали. Після чого, через певні проміжки часу фіксували зміну об'єму глини, а взірцем порівняння слугувала 10 % глиниста суспензія на 10 % хлориді калію. Результати досліджень наведено на рис. 2.12.

У результаті експериментальних досліджень встановлено максимальний коефіцієнт набрякання глин у дистильованій воді та фтористоводневій кислоті, що дорівнює відповідно 10,4 та 9,56. Додавання мінімальних концентрацій фосфат іонів більше ніж у 5 разів знижують коефіцієнт набрякання вказаних розчинів. Суміші кислот з вмістом фосфат іонів мають низькі коефіцієнти набрякання глин. Найменший коефіцієнт набрякання було отримано в суміші соляної кислоти та гідрофосфату в перші 24 години. Отже, додавання фосфат-аніону до кислотних розчинів знижує ступінь набрякання бентонітової глини мінімум у 4 рази.

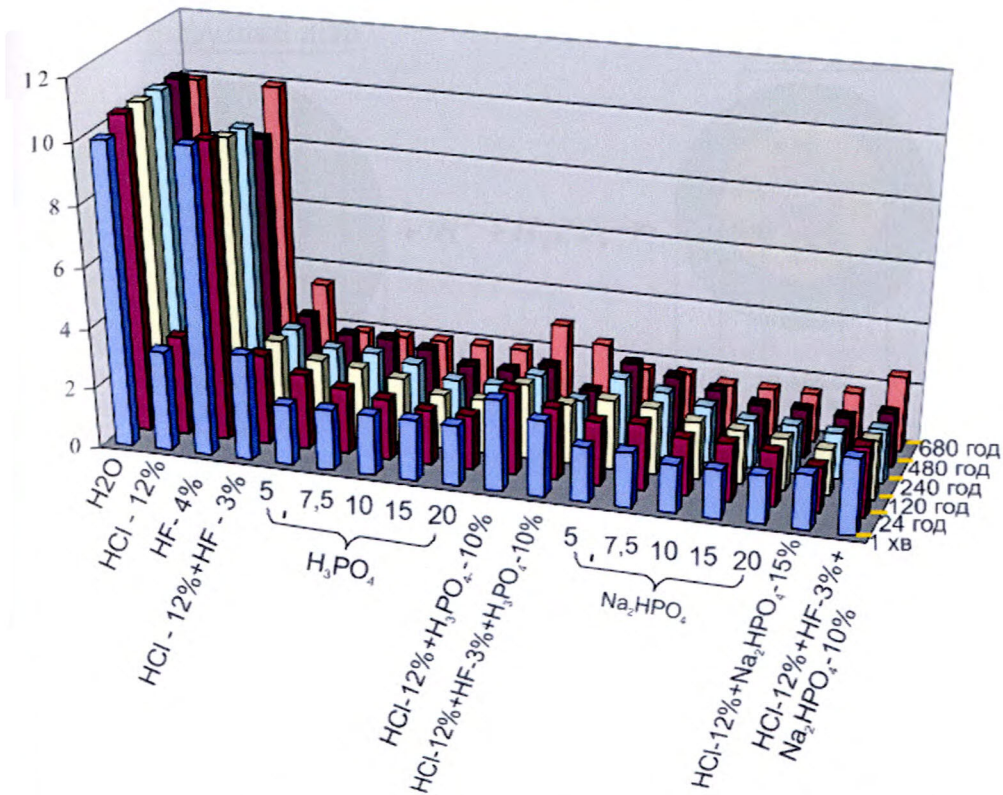
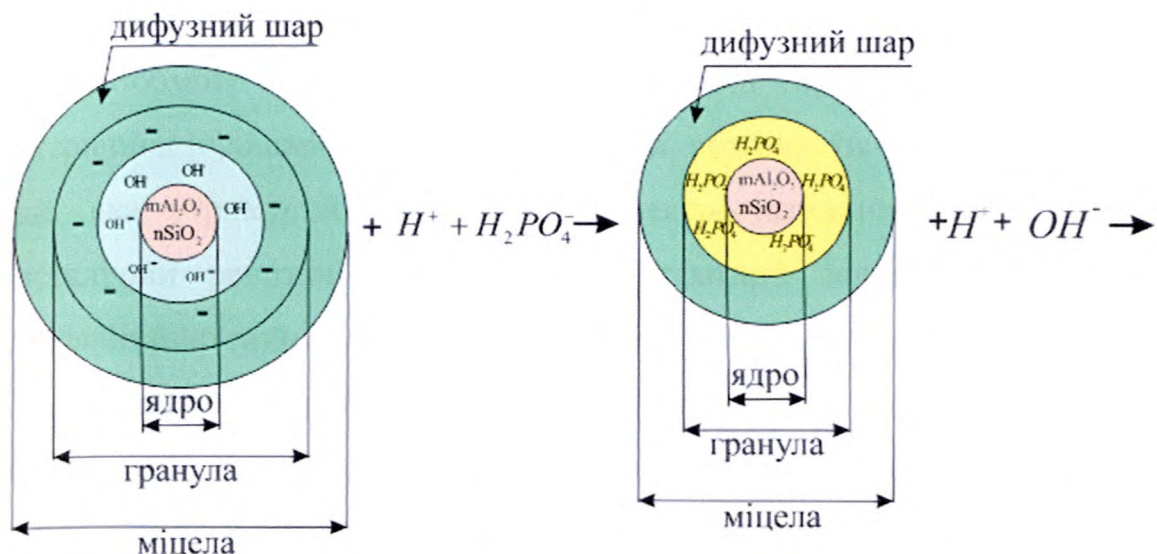


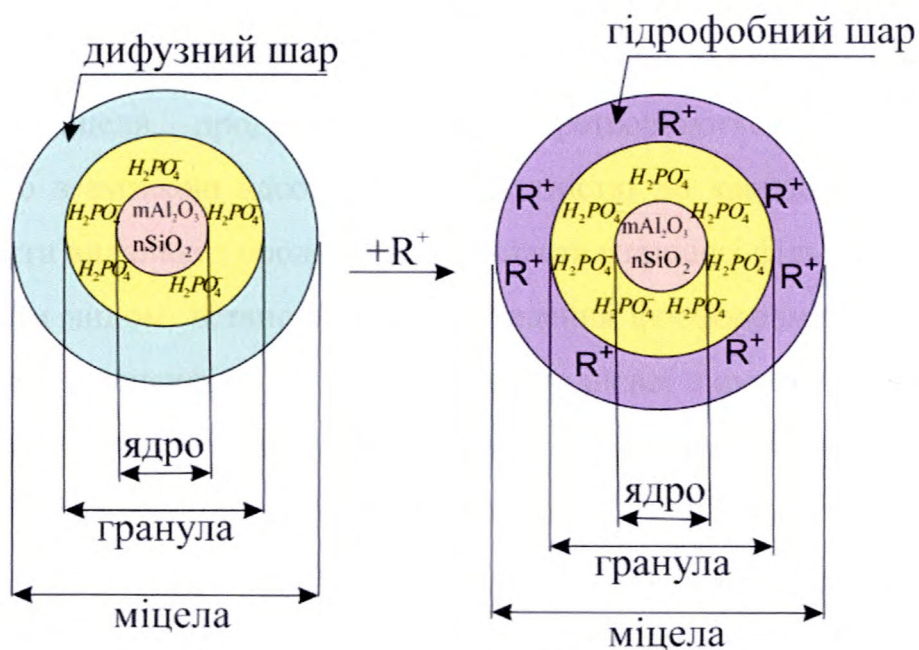
Рисунок. 2.12 – Набрякання бентонітової глини у тестових розчинах хімрегентів

Таким чином, експериментально підтверджено, що фосфат-аніон впливає на електрохімічні заряди глинистих частинок, зменшує сили притягання між ними, переводячи глинисті мінерали у розчинний стан, що в подальшому дозволяє попередити набрякання глинистих мінералів за наявності його в складі для оброблення ПЗП.

Розглянемо взаємодію фосфатовмісних реагентів з глинистими міцелами для встановлення механізму їх взаємодії. Відомо, що ядро глини оточено OH^- групами і поява поряд водної молекули призводить до швидкого приєднання іонів H^+ . Молекула води в глині веде до набрякання останньої, яка залежить від присутності інших молекул. Якщо у розчині впливу на глинисте ядро є фосфатні групи - ліганди, то за рахунок вищої іонної сили молекули H_3PO_4 вибивають групи OH^- з поверхні глинистого ядра та попереджують її набрякання. Наявний у продуктивному пласті вуглеводневий радикал приєднуючись до іону H_2PO_4^- , сприяє виникненню гідрофобного ефекту за схемою (рис. 2.13):



а)



б)

а) заміщення гідроксид-йону на дигідрофосфат-йон навколо ядра глинистої міцели;

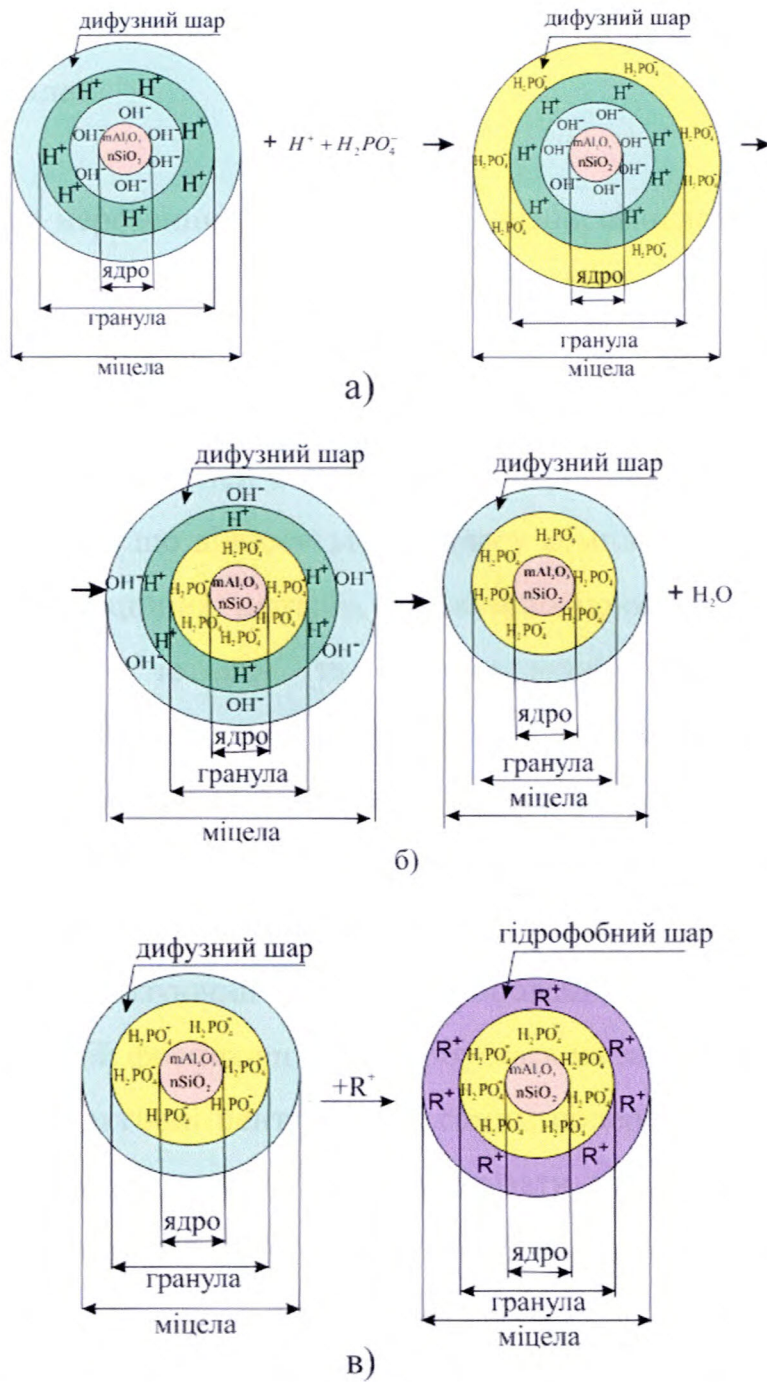
б) утворення гідрофобного шару навколо ядра глинистої міцели.

Рисунок 2.13 – Взаємодія фосфорної кислоти з негідратованим глинистим мінералом, де R – вуглеводневий радикал $C_3 - C_{10}$

Основні процеси гідратації глини відносяться до енергетичної кінетики іонного обміну і пов'язані з динамічними процесами у подвійних електричних прошарках. Саме тому, слід розглянути можливе заміщення води, яка утримується за рахунок електростатичних сил на поверхні кристалічної решітки мінералу, на фосфатний залишок та поступову гідрофобізацію глинистої міцели (утворення дифузного гідрофобного шару).

Взаємодія гідратованої глинистої міцели відбувається за схемою (рис. 2.14). У випадку, коли фосфатовмісні реагенти надходять у порове середовище з набряклими глинистими міцелами, які об'єднуються в глинисті полімери, то фосфатні ліганди, у свою чергу, за рахунок вищої іонної сили молекули $H_2PO_4^-$, руйнують в'язкі глинисто-полімерні зв'язки, що призводить до зменшення їх розмірів (рис. 2.13). Десорбований диполь води виводиться з глинистої міцели, продукти реакції перетворюються у високорухому субстанцію з низькою адсорбційною здатністю до кварцових мінералів та можуть бути видалені з продуктивного пласта в процесі фільтрації.

Таким чином, встановлено, що введення фосфоровмісних реагентів у розчини для інтенсифікації притоку вуглеводневої сировини зменшує ризик набрякання глинистих мінералів мінімум в 4 рази. Наведений механізм взаємодії фосфат-аніону з глинистою міцелою, який полягає в утворенні на поверхні глинистого ядра кільця фосфат-аніону, у випадку взаємодії з не гідратованою молекулою глини, попереджує її набрякання під час взаємодії з водними розчинами та руйнує глинисті полімери гідратованих міцел. Все це свідчить про перспективність застосування фосфорної кислоти та її похідних для оброблення продуктивних колекторів з метою підвищення продуктивних характеристик експлуатаційних нафтогазових свердловин.



- а) розміщення дигідрофосфат-йону навколо гідратованого глинистого ядра;
- б) заміщення гідроксид-йону на дигідрофосфат-йон навколо ядра глинистої міцели;
- в) утворення гідрофобного шару навколо ядра глинистої міцели.

Рисунок 2.14 – Вплив фосфатовмісної кислоти на гідратований глинистий мінерал, де R – вуглеводневий радикал $C_3 - C_{10}$

2.3 Експериментальні дослідження з запобігання утворенню нерозчинних солей

Утворення нерозчинних солей у ПЗП газопромислового обладнанні є суттєвою причиною зниження видобувних характеристик свердловин. Запобігання солевідкладенню на сьогодні – це один з факторів ефективної експлуатації газоконденсатних свердловин [202, 203, 204]. Ефективними інгібіторами утворення солей є фосфатовмісні речовини такі як, фосфонати (органічні речовини), що відносяться до класу комплексонів, молекули яких містять багато реакційних центрів, які взаємодіючи з катіонами металів, утворюють п'яти-, чотири- та восьмичленні циклічні сполуки – комплексонати, з дуже високою стійкістю так, що закомплексовані катіони металів надійно виводяться з потоком концентрату та не виявляються в характерних для них реакціях, або неорганічні фосфати, які стабілізують водний розчин шляхом запобігання вторинного солеутворення за низьких концентрацій. Стабілізуючий ефект пропонованих реагентів пов'язаний з процесами адсорбції: фосфат-аніон адсорбується на зародках або зростаючих кристалах, блокує активні центри і тим самим попереджує утворення осаду солей. Дану властивість можна використовувати для запобігання коагуляції розчинених кольматуючих утворень в розчині. Завдяки вказаним хімічним та фізико-хімічним процесам і забезпечується сумісність розчинів. Тому, у зв'язку з вище вказаним, необхідним є дослідження з визначення робочих концентрацій фосфатовмісних реагентів для призупинення та запобігання процесів утворення кристалів солей у пластовій воді.

Для дослідження використовували високомінералізовану пластову воду, відібрану зі свердловини 3 Загорянського ГКР. Мінеральний склад води наведено у табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Мінеральний склад пластової води свердловини 3 Загорянського ГКР

№ з/п	Показники	Одиниці виміру	Значення
1	Густина	кг/м ³	1145
2	pH	–	5,3
3	MgCl ₂	мг/л	7,220
4	CaCl ₂	мг/л	36,147
5	FeCl ₂	мг/л	3,477
6	FeCl ₃	мг/л	0,135
7	Na ₂ SO ₄	мг/л	0,019
8	NaHCO ₃	мг/л	3,192
9	NaCl+KCl	мг/л	164,831
10	Na ₂ CO ₃	мг/л	0,000
11	Загальна мінералізація	мг/л	215,021

Методика дослідження полягала в оцінці інгібуючої здатності від солевідкладів досліджуваних розчинів хімреагентів, яка здійснюється шляхом введення в 750 мл мінералізованої пластової води, вказаного вище складу, розрахункової кількості реагенту. У стакан із нержавіючої сталі заливається 200 мл мінералізованої води, зі вмістом реагенту у концентрації 2,5 мг/л; 5,0 мг/л; 10,0 мг/л; 50,0 мг/л у пластовій воді, після чого частину води випарюють нагріванням.

У процесі випаровування ведеться безперервне додавання пластової води, обробленої реагентом до об'єму 750 мл, тим самим підтримуючи робочий об'єм у стакані постійним.

Про ефективність досліджуваного складу судили за кількістю утвореного осаду. Захисний ефект визначали за формулою (2.7):

$$E = \frac{A - B}{A} \times 100, \quad (2.7)$$

де, E – захисний ефект від відкладів мінеральних солей, %;

A – вага осаду без додавання інгібітору солевідкладення, г;

B – вага осаду з додаванням інгібітору солевідкладення, г.

Водночас враховувався карбонатний індекс води (I_k – граничне значення добутку загальної лужності і кальцієвої жорсткості води в $(\text{мг-екв/дм}^3)^2$), під час перевищення якого протікає карбонатне солевідкладення з інтенсивністю більше $0,1 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{год})$. Результати представлено в табл. 2.8.

Таблиця 2.8 - Дозування НТФ, ЕДТА і їх суміші, залежно від карбонатного індексу

№ з/п	I_k , (мг-екв/л) ²	НТФ, мг/л	ЕДТА, мг/л	НТФ + ЕДТА (1:1), мг/л
1	2	3	4	5
1	0–1	$2,5 \pm 0,25$	$1,5 \pm 0,3$	$1,0 \pm 0,5$
2	1–3	$7,0 \pm 0,5$	$5,0 \pm 0,6$	$4,3 \pm 0,5$
3	3–7	$12,0 \pm 1,0$	$8,7 \pm 1,0$	$7,3 \pm 1,0$
4	7–11	$24,0 \pm 1,5$	$15,8 \pm 1,5$	$13,5 \pm 1,5$
5	11–15	$36,0 \pm 2,0$	$26,6 \pm 1,6$	$25,0 \pm 1,7$
6	15–20	$50,0 \pm 3,0$	$41,4 \pm 2,0$	$40,0 \pm 1,8$

Як видно з наведених досліджень, максимальною ефективністю володіє сумарне введення реагентів НТФ та ЕДТА – необхідна кількість яких зменшується.

Так, за максимального значення карбонатного індексу 15–20 мг-екв./л², достатнім є застосування фосфонатів у наступних концентраціях: НТФ 50–53 мг/л, що становить 0,053 %, ЕДТА 41–42 мг/л – 0,04 %, НТФ + ЕДТА 40 – 41 мг/л – 0,04 %. Отже, застосування обраних реагентів для запобігання солевідкладів є ефективним.

Далі визначено необхідне дозування НТФ + ЕДТА, з урахуванням жорсткості води та іонів заліза, як елементів корозійного руйнування свердловинного обладнання (табл. 2.9).

Таблиця 2.9 – Дозування реагентів НТФ+ЕДТА для запобігання солевідкладень з урахуванням жорсткості води насиченої іонами тривалентного заліза

№ з/п	Загальна жорсткість води, мг-екв/л	Дозування НТФ + ЕДТА (1:1), мг/л. За вмісту заліза, г/л.		
		До 0,1	0,1–0,2	0,2–0,3
1	2	3	4	5
1	До 2	(2,25 ± 1,0)	(4,5 ± 2,0)	(9,0 ± 4,0)
2	2–4	(4,5 ± 2,0)	(9,0 ± 4,0)	(18,0 ± 4,5)
3	4–6	(9,0 ± 4,0)	(18,0 ± 4,5)	(27,0 ± 7,0)
4	6–8	(13,0 ± 4,5)	(23,0 ± 7,0)	(32,0 ± 9,0)
5	8–10	(18,0 ± 4,5)	(27,0 ± 7,0)	(38,0 ± 9,0)

Отже, максимальною концентрацією суми реагентів НТФ+ЕДТА для вод з високою жорсткістю в умовах інтенсивних процесів корозії є 40 г/л.

Враховуючи, що перспективними реагентами, є фосфатовмісні ПАР, то подальшими дослідженнями визначено вплив підібраних раніше ПАР на процеси солевідкладення, результати досліджень наведено в табл. 2.10.

Проведено оцінку інгібуючої здатності від солевідкладів досліджуваних фосфатовмісних конденсованих ПАР. Результати досліджень наведені на рис 2.15.

Кількість інгібітору солевідкладення для оброблення свердловини розраховували за формулою [21]:

$$P = \frac{A \times d_0 \times Q_s \times \tau}{1000}, \quad (2.8)$$

де P – розрахункова кількість інгібітору солевідкладення, кг;

A – коефіцієнт збільшення витрати інгібітору, враховуючи нерівномірність виносу його з ПЗП;

d_0 – оптимальне дозування інгібітору, г/м³; для кожного типу рекомендується свій діапазон дозування;

Q_s – середньодобовий видобуток води зі свердловини, м³/добу;

τ – передбачуваний час захисту обладнання і свердловини від солевідкладів, доба.

Таблиця 2.10 – Дослідження впливу реагентів НТФ та ЕДТА на зміну процесів кристалізації солей в присутності ПАР

№ з/п	Інгібітор солевідкладів	C _{інгібітору} , мг/л в пластовій воді	Захисний ефект, %, у концентрації ПАР			ПАР
			0,75	1	1,5	
1	Контроль	-	0	0	0	
2	НТФ+ЕДТА	2,5	5,6	65,3	86,7	Оксифос
3		5,0	7,4	79,0	92,3	
4		10,0	8,7	90,3	96,1	
5		40,0	44,8	99,7	99,8	
6		2,5	5,8	79,8	83,6	
7		5,0	6,34	86,2	89,3	
8		10,0	8,7	98,1	100,0	
9		40,0	41,2	100,0	100,0	
10		2,5	8,3	92,0	92,7	Фосфол
11		5,0	9,7	96,0	95,0	
12		10,0	9,8	97,6	100	
13		40,0	62	99,3	100	
14		2,5	5,6	76,1	79,6	
15		5,0	7,0	89,2	97,4	
16		10,0	8,6	98,6	99,1	
17		40,0	63,0	100,0	100,0	

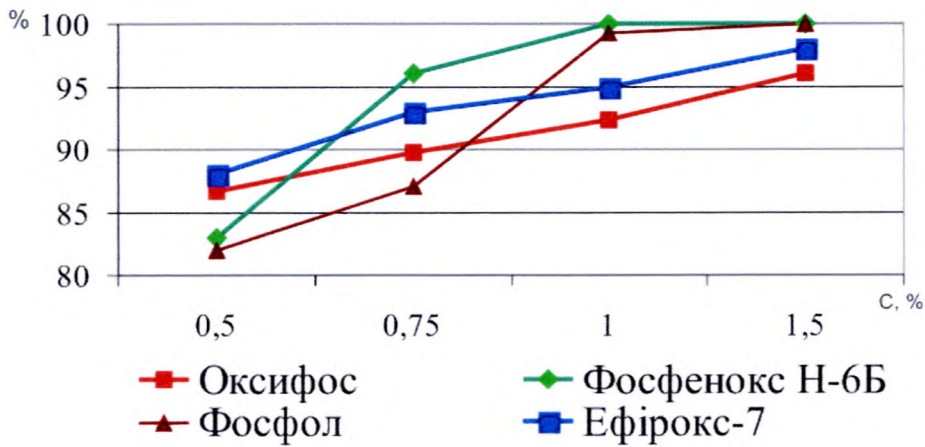


Рисунок 2.15 – Залежність захисного ефекту від солевідкладів фосфатовмісних ПАР від концентрації

Аналізуючи отримані дані можна зробити висновок про те, що використання даних ПАР забезпечує ефективний інгібіторний захист від солевідкладів у концентрації 0,5–1 %.

2.4 Дослідження корозійної активності фосфатовмісних реагентів

Видобування газу ускладнюється необхідністю застосування заходів протикорозійного захисту металевого газопромислового обладнання. Інтенсивна корозія обладнання (до 5–7 мм/рік) призводить до скорочення терміну використання внутрішньосвердловинного обладнання до 1–1,5 року. Зменшення товщини металевих обладнання веде до росту робочих напруг у металі, що спричиняє ускладнення в роботі установок задовго до появи наскрізних корозійних руйнувань [203].

Перспективними інгібіторами корозії та речовинами, що зменшують корозійну активність є фосфатовмісні реагенти [204, 205]. Зменшення корозійної активності фосфорної кислоти її солей та органічних похідних (ПАР) полягає в утворенні непроникної захисної плівки на поверхні металу. У водних розчинах відбувається повільний гідроліз фосфатів і в присутності

йонів Ca^{2+} і Fe^{3+} на поверхні утворюється міцна фосфатна плівка, яка зберігає свої властивості в широкому інтервалі температур і у різних за мінералізацією розчинах.

У лабораторних умовах досліджено корозійну активність кислотних розчинів, які використовують для оброблення ПЗП.

Методика дослідження полягала у наступному: металеві пластинки зі сталі марки «Р-105» з геометричними розмірами $27 \times 20 \times 3$ мм розміщують у колби з тестовими розчинами, об'ємом 100 см^3 , витримують 1 годину, за температури $80 \text{ }^\circ\text{C}$, промивають водою, гумкою знімають наліт, осушують 2 % спиртовим розчином. Кожну пластинку обгортають у фільтрувальний папір та поміщають у ексікатор на 2 години, для встановлення постійної маси, а на аналітичних терезах визначають зміну маси. Порівнявши масу пластинки до її занурення в досліджуваний розчин і після просушування, обраховують швидкість корозії. Дослідження проводяться за трикратного повторення.

$$V = \frac{m_1 - m_2}{S \times \tau} \quad , \quad (2.9)$$

де m_1, m_2 – різниця маси пластинки до та після реакції з досліджуваним розчином, г.;

S – площа пластинки, м^2 , τ – час витримки у досліджуваному розчині, год.

Ефективність інгібіторів корозії оцінюється ступенем захисту Z (в %) і коефіцієнтом уповільнення Y (інгібіторний ефект), що визначаються за формулою:

$$Z = \frac{V_1 - V_2}{V_1} \times 100 \quad , \quad (2.10)$$

де V_1 і V_2 ($\text{г}/\text{м}^2 \cdot \text{год}$) – швидкість розчинення металу в середовищі без інгібітору і з інгібітором відповідно. В умовах повного захисту коефіцієнт Z (%) дорівнює 100 %. Результати дослідження наведено у таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Швидкість корозії сталеві пластинки зі сталі Р-105 у розчинах кислот

№ з/п	Кислота	Концентрація, %	Швидкість корозії, г/м ² ·год., при 20 °С
1	хлороводнева	10	7,22
2	азотна	10	1373
3	фосфорна	10	1,47
4	сірчана	10	14,58

За результатами табл. 2.11 видно, що швидкість корозії сталеві пластинки закономірно сповільнюється в ряді кислот: азотна > сірчана > хлороводнева > ортофосфорна. Отже, найменшу корозію металу викликає фосфорна кислота, швидкість корозії в 5 разів менша від широко використовуваної під час кислотних оброблянь хлороводневої кислоти, в 9,9 разів від сірчаної кислоти та 934 рази від азотної кислоти. Ортофосфорна кислота під час взаємодії з поверхнею металу утворює фосфатну плівку, яка захищає від подальшої корозії (рис. 2.16).

Також досліджено корозійну активність фосфорної кислоти та динатрійгідрофосфату різної концентрації за різних температур у композиції з соляною кислотою та глинокислою. Результати представлені в таблиці 2.12 – 2.13.

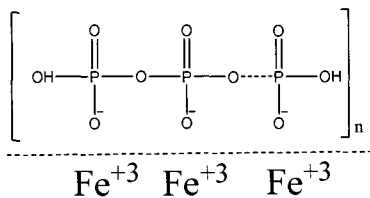


Рисунок 2.16 – Механізм взаємодії фосфорної кислоти з поверхнею металу. Штриховою лінією позначено поверхню металу

Таблиця 2.12 – Корозійна активність фосфорної кислоти за різних температур та концентрацій у поєднанні з соляною кислотою та глинокислотою

№ з/п	Реагент	Швидкість корозії ($V_{кор}$, г/м ² год) при			
		20 °С	40 °С	60 °С	80 °С
1	5 % H ₃ PO ₄	0,7	4,3	5,8	5,8
2	10 % H ₃ PO ₄	1,47	4,7	4,9	5,1
3	15 % H ₃ PO ₄	1,8	4,89	5,2	5,2
4	20 % H ₃ PO ₄	1,9	4,96	4,99	5,2
5	12 % HCl	7,22	19,8	22	35,3
6	12 % HCl + 10 % H ₃ PO ₄	6,6	14,6	19,2	23,1
7	12 % HCl + 3 % HF	8,7	18	21,4	27,56
8	12 % HCl + 3 % HF + 10 % H ₃ PO ₄	5,51	7,7	12,4	16,73

Результати досліджень свідчать, що фосфорна кислота у порівнянні з хлороводною та фтороводною кислотами володіє нижчою корозійною активністю. Так 10 % та 15 % розчин ортофосфорної кислоти володіє у 4–4,9 разів відповідно нижчою швидкістю корозії при 20 °С ніж 12 % хлороводнева кислота, а при 80 °С у 6,7–6,9 разів відповідно.

Глинокислотний розчин з додаванням ортофосфорної кислоти має у 1,57 разів нижчу швидкість корозії при 20 °С та у 1,65 разів при 80 °С від самого глинокислотного розчину. Отже, під час введення до складу кислотного розчину фосфорної кислоти знижується швидкість корозії металу.

Результати досліджень свідчать, що динатрійгідрофосфат є пасиваторами корозії металу. У порівнянні с хлороводною кислотою, він володіє нижчою швидкістю корозії за різних температур. Так для динатрійгідрофосфату у концентрації 15 % швидкість корозії становить 0,8–1,2 г/м²·год, тоді як для хлороводневої кислоти цей показник становить 7,22–35,3 г/м²·год за різних температур. Під час введення динатрійгідрофосфату до соляної кислоти та глинокислоти отримуємо зменшення корозійної активності розчину в середньому 1,4–1,8 разів.

Таблиця 2.13 – Корозійна активність динатрійгідрофосфату за різних температур та концентрацій у поєднанні з соляною кислотою та глинокислотою

№ з/п	Концентрація, %	Швидкість корозії ($V_{кор}$, г/м ² год) при			
		20 °С	40 °С	60 °С	80 °С
1	5 % Na ₂ HPO ₄	0,4	0,8	1,1	1,6
2	10 % Na ₂ HPO ₄	0,6	1,1	1,4	1,7
3	15 % Na ₂ HPO ₄	0,8	0,97	1,2	1,2
4	20 % Na ₂ HPO ₄	0,78	0,96	0,99	1,2
5	12 % HCl	7,22	19,8	22	35,3
6	12 % HCl + 15 % Na ₂ HPO ₄	5,8	11,1	15,3	19,6
7	12 % HCl + 3 % HF	8,7	18	21,4	27,56
8	12 % HCl + 3 % HF + 15 % Na ₂ HPO ₄	6,2	7,4	12,3	14,8

На наступному етапі експериментальних досліджень визначали ефективність гальмування корозійних процесів під впливом діоксиду вуглецю та водорозчинних органічних кислот розчинами фосфатовмісних поверхнево-активних речовин. Дослідження проводилися за різних концентрацій реагентів, в моделі флюїду.

Методика проведення експерименту полягала в наступному: для проведення дослідження в розчин стандартного середовища (30 % NaCl, 3 % CH₃COOH) вводили підібрані фосфатовмісні ПАР концентрацією 1 %. Для визначення швидкості корозії в ємність з досліджуваним розчином підвішували 2 зразки-свідки з сталі марки Р-105 (сталь, що використовується для виготовлення НКТ). За різницею маси зразків-свідків до і після дослідження визначалася швидкість корозії металу, а отже, агресивність водної частини флюїду. Тривалість досліду – 2 години. Швидкість корозії стандартного середовища без додавання ПАР становила 94 г/м²·год. Результати визначення швидкості корозії сталі в досліджуваних розчинах представлені на рисунку 2.17.

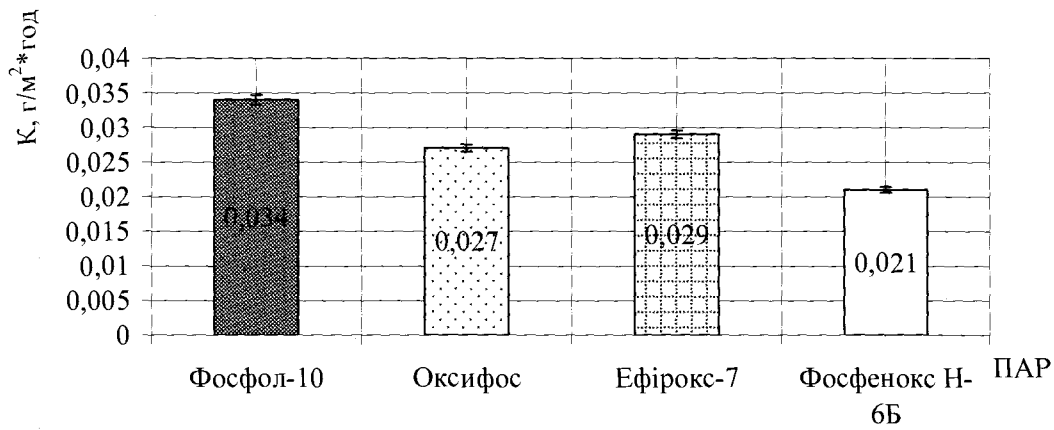


Рисунок 2.17 – Швидкість вуглекислотної корозії сталі марки Р-105 в розчині стандартного середовища з додаванням фосфатовмісних ПАР

Результати досліджень свідчать, що обрані фосфатовмісні ПАР є інгібіторами корозії.

Допустимою швидкістю корозії в досліджуваному середовищі є швидкість руйнування сталі на рівні 1,5–2 г·см²/год. Максимальний ступінь захисту проявляють ПАР: оксифос, фосфенокс Н-6Б, фосфор-10, ефірокс-7, що становить 99,9 %.

У подальших експериментальних дослідженнях встановлено залежність антикорозійного захисту (захисного ефекту) від концентрації обраних фосфатовмісних ПАР, табл. 2.14.

Таблиця 2.14 – Встановлення залежності антикорозійного захисту від концентрації обраних ПАР

№ з/п	С, г/л	Захисний ефект, %			
		Фосфор-10	Оксифос	Фосфенокс Н-6Б»	Ефірокс-7
1	0,1	94±1	96,5±1,3	87,5 ± 1,4	85 ± 1,4
2	0,5	94,5 ± 1,5	98,5 ± 1,6	89 ± 1,6	91,2 ± 1,5
3	1,0	96,5 ± 1,5	98,5 ± 1,7	93,5 ± 1,7	95 ± 1,8
4	1,5	97 ± 1,8	99,5 ± 1,9	94,5 ± 1,9	95 ± 1,9
5	2,0	95 ± 1,9	99,7 ± 2	97,8 ± 2	98 ± 2

Отримані результати свідчать про те, що досліджувані розчини ПАР проявляють себе як інгібітори корозії в концентрації 0,1 %, а максимальний захисний ефект 89–99,8 % в концентрації 1,5–2 %. Таким чином, вони можуть бути використані на експлуатаційних свердловинах в якості антикорозійних добавок.

2.5 Дослідження розчинювальної здатності хімреагентів

Експериментально досліджено розчинювальну здатність фосфатовмісних реагентів і композицій на їх основі. Для дослідження взято теригенний та карбонатний керн і бентонітову глину, результати яких представлені в табл. 2.15.

Результати свідчать, що оброблення керну фосфорною кислотою різної концентрації призводить до втрати маси в межах 0,5–1,6 % для пісковика, 1,3–3,6 % для глини та 2,1–5,2 % для карбонатів. Оброблення породи HCl та HF призвела до втрат маси відповідно 3,3% та 11,3 % для пісковика, 0,33 % та 10,6 % для глини, 10,4 % та 7,1 % для карбонатів.

Найкращі результати були отримані під час застосування глинокислотного розчину. Так глинокислота, що містить наступний склад: 10 % HCl + 3 % HF дозволяє розчинити 26,1 % пісковика, 12,5 % глини, 21,4 % карбонатів. Використання глинокислотного розчину, який складається з: 10 % HCl + 4 % HF + 10 % H_3PO_4 дозволяє розчинити 31,2 % пісковика, 21 % глини, 24,6 % карбонатів. Солі фосфорної кислоти практично не володіють розчинювальною здатністю, проте під час додавання їх до глинокислотного розчину розчинність останнього зростає.

Таблиця 2.15 – Розчинювальна здатність хімреагентів

№ з/п	Реагент	Конц., %	Розчинення породи, %		
			Теригенний керн	Глина	Карбонатний керн
1	H ₃ PO ₄	5	0,5	1,3	1,1
2		10	1,2	1,5	1,5
3		15	1,4	3,2	2,4
4		20	1,5	3,6	3,2
5	Na ₂ HPO ₄	5	0	0,01	0,01
		10	0,	0,02	0,014
		15	0	0,02	0,014
		20	0	0,02	0,014
6	HCl	10	3,3	0,33	21,4
7	HF	4	11,3	10,6	7,1
8	HCl + HF	10+3	26,1	12,5	21,4
9	HCl + HF + H ₃ PO ₄	10+3+10	31,2	21	24,6
10	HCl + HF + Na ₂ HPO ₄	10+3+10	27,3	13,6	21,8

Таким чином, проведені дослідження показали переваги застосування глинокислотних складів з додаванням ортофосфорної кислоти та її солей для підвищення фільтраційних характеристик привибійної зони пласта, що володіють достатніми розчинюючими властивостями.

2.6 Розробка складу дегідратаційних систем ДФК-12 для теригенних та ДФК-12К для карбонатних колекторів

Багаточисельні результати досліджень, описані в патентній та науково-технічній літературі, свідчать про складність процесу видобування вуглеводнів, через труднощі врахування різноманітних факторів та неможливість створення універсального хімічного реагенту. В залежності від способу використовуваних хімічних речовин, фізико-геологічних умов залягання та будови колекторів, багатьма авторами запропоновані різні емпіричні критерії підбору умов ефективного видобутку вуглеводнів [28, 30, 35, 69, 40, 41, 45, 46, 47, 141, 125].

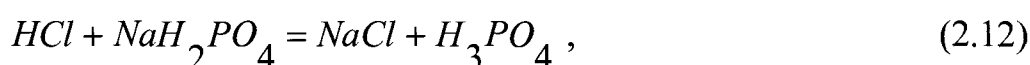
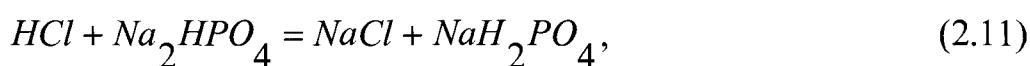
На основі отриманих результатів експериментальних досліджень нами розроблено комплексну фосфатовмісну дегідратаційну конденсовану систему ДФК-12 для оброблення привибійної зони теригенних пластів, який дозволяє розчинити глинисті мінерали та попередити їх набрякання, підвищити проникність для рідких вуглеводнів та знизити корозійний вплив на металеве обладнання [206, 207]. У таблиця 2.16. подано склад конденсованої дегідратаційної системи ДФК-12 для теригенних колекторів.

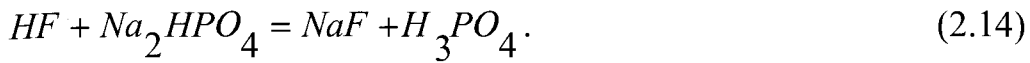
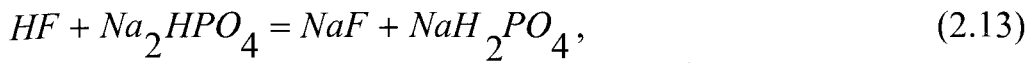
Таблиця 2.16 – Конденсована дегідратаційна система ДФК-12 для оброблення ПЗП теригенних колекторів

№ складу розчину	Вміст, % мас.						
	HCl	HF	Солі фосфорної кислоти	Лимонна кислота	Інгібітор корозії	Розчинник	Вода
1	8	0,5	8	0,2	0,4	19	63,9
2	10	1	10	0,5	0,5	20	58
3	11	1,5	12	0,7	0,8	22	52
4	12	2	15	1	1	25	44
5	13	2,5	17	1,2	1,2	26	39,1
6	14	2,75	18,5	1,4	1,4	28	33,95
7	15	3	20	1,5	1,5	30	29
8	16	3,5	25	2	2	31	20,5

Неорганічні кислоти (хлороводнева та фтороводнева), що входять до системи, взаємодіючи з поверхнею породи, розчиняють її і, утворюючи канали фільтрації, збільшують проникність порового середовища. Продукти реакції – водорозчинні солі, які легко видаляються з пласта.

Наявність солей фосфорної кислоти, під час взаємодії з хлороводневою або фтороводневою кислотою, в пластових умовах забезпечує поступове утворення фосфорної кислоти за схемою:





Фосфорна кислота під час дисоціації дає фосфат-аніон:

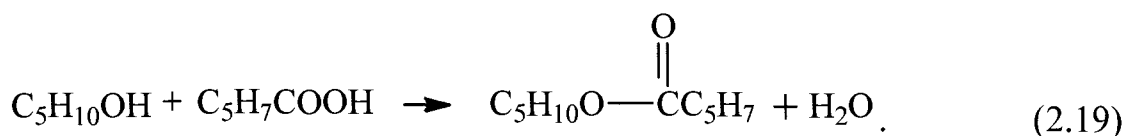
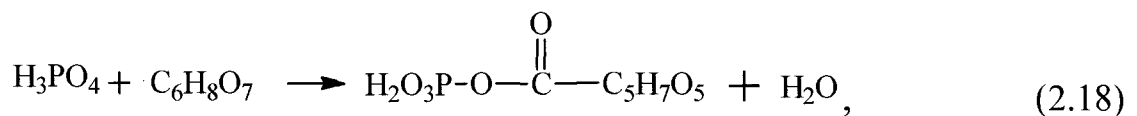


Фосфат-аніон, у даному випадку, виступає буфером, підтримує потрібне значення рН, що забезпечує утримання розчинених компонентів у розчині. Фосфорна кислота, взаємодіючи з поверхнею глинистих мінералів породи, розчиняє їх, попереджує набрякання глин та утворення солей.

Лимонна кислота як стабілізатор, утримує у розчинному стані солі заліза та алюмінію, що утворюються у результаті взаємодії хлороводневої кислоти з залізом та глинами. Крім того вона є уповільнювачем реакції між хлороводневою кислотою та карбонатами, що дозволяє протиснути реакційну суміш вглиб, збільшуючи площу оброблення пласта.

Зменшення корозійного впливу реалізується за рахунок утворення поліфосфатної плівки на поверхні металевго обладнання та введенням інгібітору корозії, наприклад фосфенокс Н-6Б, фосфол-10, оксифос, ефірокс-7, що є водорозчинними ПАР, які забезпечують не лише антикорозійний захист, а також очистку ПЗП від продуктів реакції.

Крім того, H_3PO_4 , реагуючи з іншими компонентами системи (спиртами, органічними кислотами), утворює ефіри за схемою:



Дані ефіри завдяки своїм фізико-хімічним властивостям, високопроникній здатності, збільшують площу оброблення пласта, впливають на зміну змочування поверхні породи продуктивного колектора, підвищуючи проникність для рідких вуглеводнів.

Введення розчинника, наприклад, суміші спиртів (ізоаміловий, бутиловий, аміловий, етиленгліколь), попереджує утворення емульсій, які здатні блокувати канали фільтрації, запобігає вторинному осадоутворенню та посилює ефект гідрофобізації породи.

Таким чином, кожен компонент складу підсилює дію один одного, за рахунок чого досягається позитивний ефект після оброблення.

Для підвищення продуктивності карбонатних колекторів застосовують різноманітні модифікації солянокислотних обробок. Проте відомі випадки, коли після такого впливу продуктивність пласта ставала нижчою, що пояснюється рядом причин: швидким руйнуванням скелету породи у привибійній зоні, набряканням глинистих мінералів породи, вторинним осадоутворенням ті ін.

На основі аналізу літературних джерел, проведення ряду лабораторних досліджень, отриманих результатів, нами розроблена конденсована дегідратаційна система ДФК-12К для оброблення привибійної зони карбонатного пласта, яка дозволяє підвищити проникність для рідких вуглеводнів, зменшити глинизацію колектора, та знизити корозійний вплив на металеве обладнання, табл. 2.17 [208].

Карбонові та фосфатовмісні кислоти, що входять до конденсованої дегідратаційної системи, взаємодіючи з карбонатною породою, розчиняють її помірно, утворюючи канали фільтрації, зменшують глинизацію породи, за рахунок часткового розчинення глинистих мінералів, збільшують проникність порового середовища, а їх продукти реакції легко видаляються з пласта.

Таблиця 2.17 – Конденсована дегідратаційна система ДФК-12К для оброблення ПЗП карбонатних колекторів

№ з/п	Інгредієнти, % об'єм			
	Органічні кислоти	Фосфатовмісні кислоти	ПАР	Органічний розчинник
1	5	2	0,5	92,5
2	10	3	1	86
3	15	7,5	2,5	75
4	20	15	4	61
5	25	20	5	50
6	30	25	6	39

Утворені речовини відносяться до класу ефірів, які здатні впливати на поверхневі сили, змінюючи змочуваність поверхні породи продуктивного колектора, підвищують проникність саме для рідких вуглеводнів.

Введення розчинника також попереджує утворення емульсій, які здатні блокувати канали фільтрації та запобігає вторинному осадоутворенню, а також посилює ефект гідрофобізації породи.

Достатня кількість фосфат-аніонів запропонованого складу дегідтратує молекули води з поверхні поворого простору пласта та металу за рахунок утвореної фосфатної плівки. Крім того, фосфатовмісні кислоти є кислотним буфером, підтримуючи потрібне значення рН, пом'якшують і стабілізують високомінералізовану пластову воду, попереджуючи випадання солей на стінках НКТ і обсадної колони.

Фосфатовмісні поверхнево-активні речовини, крім зменшення поверхневого натягу на межі розподілу фаз посилюють зміну змочування поверхні, а також сприяють винесенню продуктів реакції із пласта та є ефективними інгібіторами корозії.

Таким чином, кожен компонент складу підсилює дію один одного, за рахунок чого досягається позитивний ефект після оброблення розробленими конденсованими дегідратаційними системами.

Висновки до розділу 2

1. Експериментально досліджено вплив фосфатовмісних реагентів на фільтраційні властивості порід колекторів. Встановлено, що після оброблення порід фосфатовмісними реагентами (ортофосфорна кислота, гідрофосфат натрію, ортофосфати) збільшується середня швидкість фільтрації для вуглеводневої складової флюїду у 1,5–2 рази, в той час як для пластової води цей показник залишається практично без змін. Після оброблення глинокислотними складами збільшується середня швидкість фільтрації пластової води в 2–2,5 разів, тоді як середня швидкість фільтрації газу зростає лише в 1,6 разів. Після оброблення глинокислотними композиціями, до складу яких входить фосфорна кислота чи її солі, збільшується швидкість фільтрації пластової води в 1,22–1,6 разів, а швидкість фільтрації газу збільшується в 1,8–3,5 разів.

2. У результаті експериментальних досліджень встановили, що розчин ортофосфорної кислоти, в залежності від концентрації, частково розчиняє глини, а адсорбуючись на поверхні попереджує їх набрякання під час подальшого контакту з пластовою водою. Так у розчині фосфорної кислоти бентонітова глина набрякає у 1,8–2,36 разів, у розчині глинокислоти з додаванням ортофосфорної кислоти в 1,98 разів, у розчині гідрофосфату натрію, в залежності від концентрації, в 1,66–2,24 разів, у розчині хлороводневої кислоти з гідрофосфатом натрію 1,56 разів, у розчині глинокислоти з додаванням гідрофосфату натрію в 2,08 разів, тоді, як у солянокислотному розчині у 3,3 разів, у фтороводневій кислоті у 9,4 разів, у глинокислотному розчині у 3,06 разів. Отже, додавання фосфат-аніону до кислотних розчинів знижує ступінь набрякання бентонітової глини.

3. Експериментально підтверджено – фосфат-аніон впливає на електрохімічні заряди глинистих частинок, зменшує сили притягання між ними, переводячи глинисті мінерали у розчинний стан, що в подальшому

дозволяє зменшити та попередити набрякання глинистих мінералів за наявності його в складі для оброблення ПЗП.

4. Фосфорна кислота, гідрофосфат натрію мають низьку корозійну активність. Так 10 % та 15 % розчин ортофосфорної кислоти має у 4–4,9 разів відповідно нижчу швидкістю корозії сталі при 20°C ніж 12 % хлороводневої кислоти, а при 80°C у 6,7–6,9 разів відповідно. Швидкість корозії сталі у розчині динатрійгідрофосфату у концентрації 15 % становить 0,8–1,2 г/м²·год, тоді як у розчині хлороводневої кислоти цей показник становить 7,22–35,3 г/м²·год за різних температур. Під час введення динатрійгідрофосфату до соляної кислоти та глинокислоти отримуємо зменшення корозійної активності розчину в середньому 1,4–1,8 разів. Глинокислотний розчин з додаванням ортофосфорної кислоти, має у 1,57 разів нижчу швидкість корозії при 20 °C та у 1,65 разів при 80 °C у порівнянні з глинокислотним розчином без домішків.

5. Досліджувані розчини ПАР: фосфол, оксифос, фосфенокс Н-6Б, ефірокс-7 проявляють себе як інгібітори корозії в концентрації 0,1 %, а максимальний захисний ефект 89–99,8 % у концентрації 1,5–2 %. Таким чином, вони можуть бути використані на експлуатаційних свердловинах в якості антикорозійних добавок.

6. Доведено, що ортофосфорна кислота та фосфатовмісні ПАР впливають на зміну змочуваності поверхні порового середовища продуктивного колектора, зменшують поверхневий натяг на межі вода – вуглеводні, легко деформуючи краплі вуглеводнів у поровому просторі, завдяки чому зменшується робота, необхідна для проштовхування їх через звужені пори, збільшується швидкість руху вуглеводневої складової флюїду.

7. Визначено оптимальну концентрацію ортофосфорної кислоти та гідрофосфату натрію для застосування в складі кислотних композицій для оброблення ПЗП, яка становить 10–20 %.

8. Встановлено, що обрані для дослідження фосфатовмісні ПАР є інгібіторами солевідкладів, максимальний ефект яких досягається в концентрації 1–1,5 %.

9. Встановлено, що ортофосфорна кислота та її похідні, у порівнянні з широко використовуваними кислотами, під час кислотних оброблень (хлороводнева, фтороводнева, нітратна, сірчана), виступає інгібітором корозії газопромислового обладнання.

РОЗДІЛ 3

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ДЕГІДРАТАЦІЙНИХ СИСТЕМ ДФК-12 ТА ДФК-12К НА ЗМІНУ ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

3.1 Установа з дослідження фільтраційних характеристик порід-колекторів

У процесі розробки установки для дослідження процесів, що відбуваються у привибійній зоні продуктивних пластів для впливу на них хімічними реагентами, поставлена мета створення більш функціональної установи та підвищення точності вимірів за рахунок обладнання одного з плунжерів кернотримача камерою з вихровим змішувачем для змішування досліджуваних рідин безпосередньо перед їх надходженням у взірець гірської породи, а його торцева частина містить ряд подовжніх отворів для направлення через них досліджуваних рідин у взірець гірської породи [209, 210].

Для вирішення поставленої задачі в установці для дослідження фільтраційних властивостей продуктивних пластів, яка вміщує кернотримач з плунжерами та взірцем гірської породи, що об'єднані з маніфольдами; систему прокачування і відбору флюїдів; систему створення термобаричних умов з регулятором тиску, один з плунжерів кернотримача обладнано камерою з вихровим змішувачем для змішування досліджуваних рідин безпосередньо перед їх надходженням у взірець гірської породи, а його торцева частина містить ряд подовжніх отворів для направлення через них досліджуваних рідин у взірець гірської породи.

На рис. 3.1 наведено принципову схему установи, на рис. 3.2 – загальний вид плунжера.

Установка включає кернотримач 1, у середині якого встановлено плунжери 2 і 3 між якими розташований взірець гірської породи 4. До кернотримача 1 через трубопровід 5, вентиль 6 і трубопровід 7 під'єднано прес 8 для створення гідрообтиску, що імітує гірський тиск. Контроль за тиском гідрообтиску здійснюється манометром 9. Прес 8 через трубопровід 7, вентиль 10 та трубопровід 11 з'єднано з забірним бачком 12. Балон із стисненим газом 13 з манометром 14, через вентиль 15, трубопровід 16 і вентилі 17, 18, 19 з'єднано з поршневіми контейнерами 20, 21, 22. Через вентилі 23, 24, 25 і систему трубопроводів 26, 27, 28 поршневі контейнери 20, 21, 22 сполучені з плунжерами 2 і 3 кернотримача 1. Плунжери 2 і 3 обладнано трьома подовжніми каналами 29, 30, 31 гідравлічно об'єднаними з відповідними трьома радіальними каналами 32, 33, 34 через запірні вентилі 35, 36, 37. Плунжер 2 кернотримача 1 обладнано камерою 38 з вихровим змішувачем 39 та подовжніми отворами 40, які гідравлічно пов'язані з взірцем гірської породи 4. Через трубопровід 27 вентиль 41 та трубопровід 42 плунжери 2 і 3 під'єднані до регулятора тиску 43 для підтримання пластового тиску у кернотримачі 1. Плунжери 2 і 3 обладнані манометрами 44, 45, 46, 47, 48, 49. На виході з регулятора тиску 43 встановлено мірний циліндр 50 для відбору та замру об'єму робочих флюїдів. Регулятор тиску 43 через трубопровід 51, вентилі 52, 53 з манометром 54 і вентилем 55, буферний контейнер 56, трубопровід 57, вентиль 58, трубопровід 16 і вентиль 15 з'єднано з балоном із стисненим газом 13. Необхідна температура у кернотримачі 1 підтримується термостатом (на схемі не показано). Вся установка окрім манометрів 9, 14, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 54, пресу 8, забірної бачка 12, балону зі стисненим газом 13 з вентилем 15, мірного циліндра 50, розміщена у окремому спеціальному термостаті, де підтримується пластова температура (на схемі не показано).

Установка працює наступним чином. Вихідний стан – усі вентилі закрито. У кернотримач 1 завантажують екстрагований і просушений взірець гірської породи 4. Контейнери 20, 21, 22 заповнюють досліджуваними

рідинами, якими можуть бути і пластові флюїди. За допомогою спеціального термостата в установці відтворюють пластову температуру. Одночасно термостатом у кернотримачі 1 створюють необхідну температуру (пластову чи необхідну у даний момент часу). Відкривають вентиль 10 і наповнюють через трубопровід 7 прес 8 робочою рідиною для гідрообтиску взірця 4 у кернотримачі 1 з забірного бачка 12. Закривають вентиль 10 і відкривають вентиль 6. Пресом 8 через вентиль 6 і трубопровід 5 робочу рідину подають у кернотримач 1. Створюється гідрообтиск взірця 4, імітуючи гірський тиск. Контроль тиску гідрообтиску здійснюється за допомогою манометра 9.

Відкривають вентиль 15 і заповнюють стисненим газом трубопровід 16. Тиск стисненого газу контролюють манометром 14. Відкриванням вентиля 58 за відкритого вентиля 53 через трубопровід 57 буферний контейнер 56 заповнюють стисненим газом до необхідного тиску, який контролюють за допомогою манометра 54. За досягнення необхідного тиску закривають вентиль 58. Відкривають вентиль 52, подаючи стиснений газ із буферного контейнера 56 через вентиля 53, 52 і трубопровід 51 у регулятор тиску 43, чим створюють у ньому необхідний тиск, який дорівнює тиску у буферному контейнері 56.

За необхідності створення у взірці гірської породи 4 залишкової водонасиченості, вона створюється одним з загальновідомих методів, наприклад методом витіснення. Для цього відкривають вентиля 17, 18, 19 після чого стиснений газ через раніше відкритий вентиль 15 з балону зі стисненим газом 13 через трубопровід 16 у поршневі контейнери 20, 21, 22 поступає стиснений газ. Відкриваючи вентиль 23 через трубопровід 26, вентиль 35, радіальний канал 32 плунжера 2 і подовжній канал 29 плунжера 2 направляють необхідну у даний момент рідину до взірця гірської породи 4.

Контроль тиску на вході у взірець гірської породи 4 здійснюється манометром 41, а на виході – манометром 45. Після проходження рідини через взірець гірської породи 4, вона через аналогічної конструкції плунжер 3 (відкривши з'єднаний з трубопроводом 42 вентиль плунжера 3), через

трубопровід 42 надходить у регулятор тиску 43, після чого флюїд відводиться у мірний циліндр 50, де відбирається проба та вимірюється її об'єм.

За різницею тисків на вході і виході з взірця гірської породи 4, динамічної в'язкості і об'єму рідини, що накопичилася у мірному циліндрі 50 за певний час, і геометричним розмірам взірця гірської породи 4 розраховують його проникність.

За необхідності заміни рідин для фільтрації через взірець гірської породи 4 перекривають вентиль 35 радіального каналу 32 плунжера 2 та вентиль 23 і відкривають вентиль 24 або/та 25 і вентиль 36 або/та 37 плунжера 2. Таким чином у взірець гірської породи буде поступати рідина з поршневого контейнера 21 або/та 22. Коли відкриті вентилях 35, 36, 37 плунжера 2, та вентилів 23, 24, 25 у взірець гірської породи 4 будуть одночасно поступати рідини з поршневих контейнерів 20, 21, 22. Однак, у плунжері 2, на відміну від плунжера 3, досліджувані рідини попередньо переміщуються у камері 38 за допомогою вихрового змішувача 39 і , через ряд подовжніх отворів 40, суміш досліджуваних рідин поступає у взірець гірської породи 4.

Для зміни напрямку фільтрації рідин у взірці гірської породи 4 закривають вентиля 35, 37 плунжера 2 і відкривають відповідні вентиля плунжера 3, які сполучені через трубопроводи 26, 28 (закривши з'єднаний з трубопроводом 42 вентиль плунжера 3), закривають вентиль 24 і відкривають вентиль 36 плунжера 2 і вентиль 41. Тоді рідини з контейнера 20 або/та 22 через вентиля 23, 25, трубопроводи 26, 28, плунжер 3 направляють у зворотному напрямку через взірець гірської породи 4 вентиль 36 плунжера 2 трубопровід 27, вентиль 41 трубопровід 42 через регулятор тиску 43 у замірний циліндр 50.

Таким чином, запропонована установка для моделювання глибинних процесів дозволяє досліджувати фільтраційні властивості продуктивних пластів нафтових і газових свердловин під час впливу на приви́бійну зону

різного роду активних хімреагентів. Використання змішувача у плунжері дає можливість отримати більш достовірні данні для якісної і кількісної оцінки явищ, що відбуваються у привибійній зоні продуктивних пластів під час проведення технологічних процесів інтенсифікації видобутку.

Методика виконання досліджень змін фільтраційних характеристик порід колекторів, під впливом досліджуваних розчинів, на розробленій установці полягає в наступному:

1. На першому етапі досліджень визначали абсолютну проникність відібраного взірця породи з родовищ ДДз, шляхом прокачування азоту.

2. На наступному етапі створювали водонасичення взірця, для чого через нього фільтрували 5–6 $V_{\text{пор}}$ моделі пластової води.

3. Далі, через водонасичений пластовою водою взірець породи прокачували 5–6 $V_{\text{пор}}$ гасу, для витіснення води.

4. Наступним етапом, створювали залишкову насиченість керну вуглеводнями. Для цього, через взірець породи під тиском, подавали пластову воду. Об'єм прокачування становив не менше 5–8 об'ємів порового простору взірця.

5. Далі через взірець керну прокачували мінімум три порові об'єми досліджуваної композиції хімреагентів і залишали для реакції на 4 години.

6. Після витримки через зразок прокачували 5–6 $V_{\text{пор}}$ пластової води та гасу. За результатами досліджень розраховувати зміну фазової проникності керну. Перші прокачування, до досягнення стабілізації швидкості фільтрації, не враховували.

Для визначення зміни абсолютної проникності досліджуваного керну, він промивався та екстрагувався спиртобензольною сумішшю, висушувався у сушильній шафі і знову вміщувався в установку для дослідження.

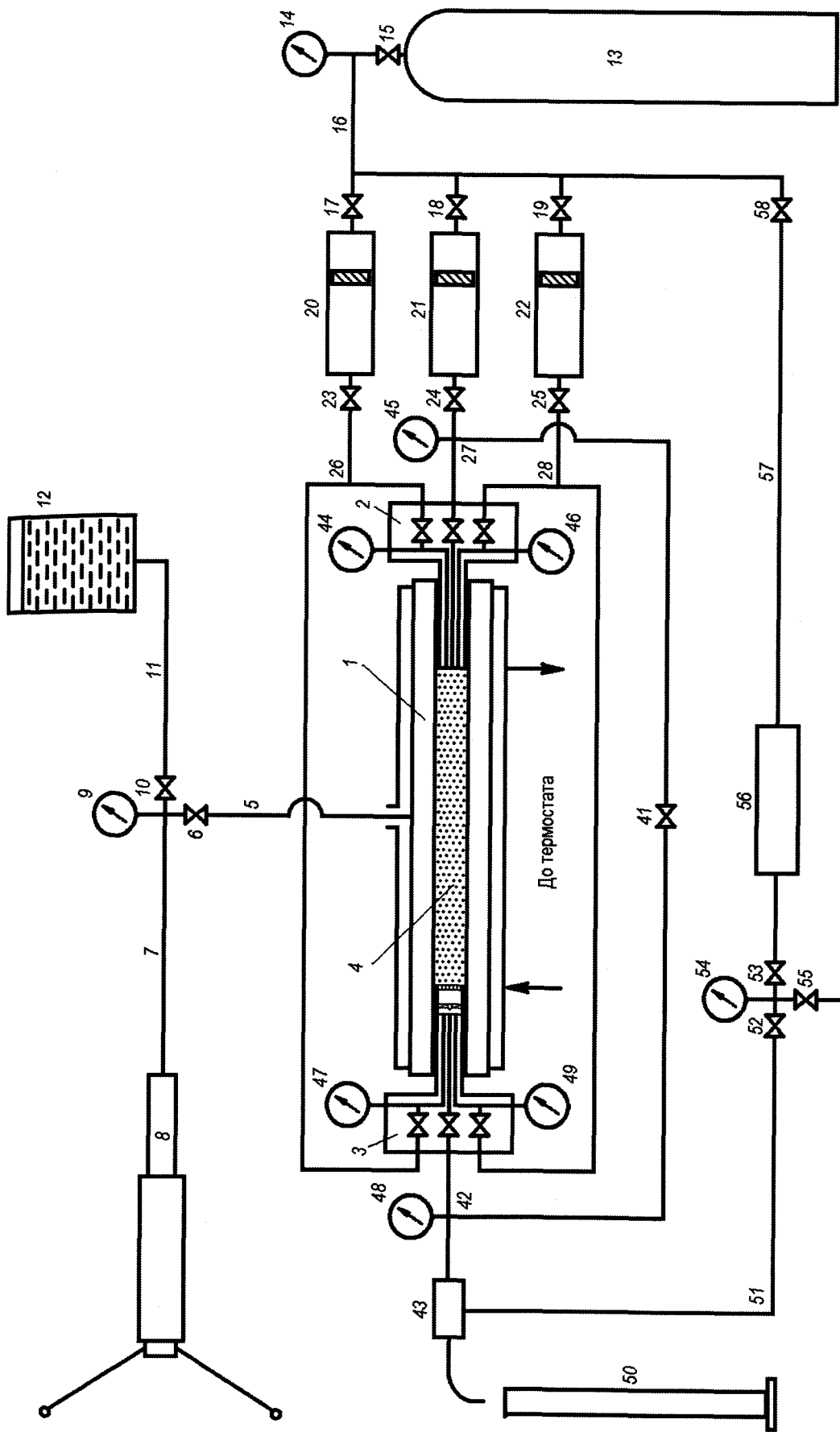


Рисунок 3.1 – Принципова схема установки дослідження процесів, що відбуваються у привибірній зоні продуктивних пластів для впливу на них хімічними реагентами

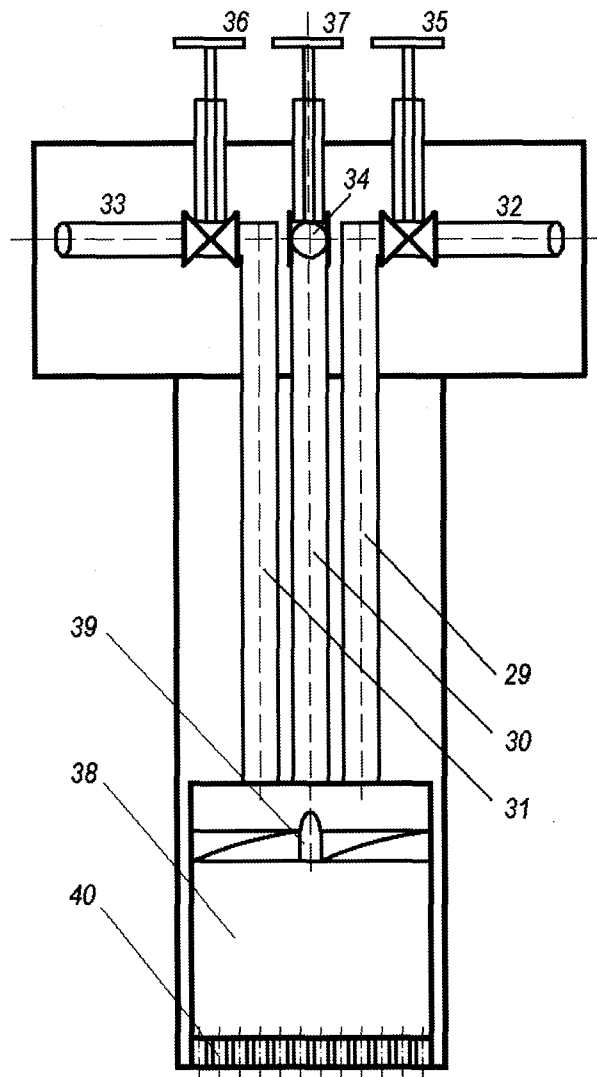


Рисунок 3.2 – Загальний вигляд плунжера

3.2 Визначення змін фільтраційних характеристик порід під впливом конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К

Вплив на ПЗП може привести до двох основних явищ: зміна фільтраційних характеристик порід у зоні оброблення навколо свердловини і перерозподіл фільтраційних потоків. Тому в лабораторних умовах, на створеній установці (рис. 3.1.), було досліджено вплив розроблених дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К та стандартних

солянокислотних і глинокислотних розчинів на зміну проникності пісковиків з Ланівського ГКР та карбонатів з Чутівського ГКР з вмістом глинистих фракцій 3 % [211].

Характеристика керну, який використовувався для досліджень наведена у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Характеристика керну

№ з/п	Показник	Значення
1	Довжина керну, см	10
2	Діаметр керну, см	2,5
3	Пористість початкова, %	8,45
4	Об'єм пор, см ³	6,43
5	Проникність початкова, мкм ²	0,018

Перед проведенням експерименту виконано математичне планування експерименту з дослідження впливу розроблених фосфатовмісних складів на зміну фільтраційних характеристик порід родовищ ДДз.

Математичне планування двофакторного експерименту швидкості фільтрації пластової води після оброблення ПЗП дегідратаційним фосфокомплексомДФК-12.

Швидкість фільтрації пластової води після оброблення ПЗП дегідратаційним фосфокомплексомДФК-12 залежить від низки чинників, які максимально впливають на її рівень, зокрема концентрації солі фосфорної кислоти та інгібітору корозії.

Параметри, які характеризують процес:

u – швидкість фільтрації пластової води мл/хв;

Введемо позначення чинників, від яких залежить швидкість фільтрації води:

x_1 – концентрація солі фосфорної кислоти (с, %),

x_2 – концентрації інгібітору корозії (с, %).

Умовні позначення рівнів чинника наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Матриця даних для факторного експерименту

Рівні факторів та інтервали варіювання	Натуральні значення для кодованих значень факторів	
	x ₁ (концентрація солі фосфорної кислоти)	x ₂ (концентрація інгібітору корозії)
Верхній рівень	25,0	2,0
Нижній рівень	8,0	0,4
Нульовий рівень	17,0	1,2
Інтервал варіювання	2,0	0,2

На основі спостереження будували матрицю планування результатів експерименту та визначали значення максимальних і мінімальних рівнів чинників в умовному масштабі за формулою:

$$\overline{X_{1 \min}} = (X_{1\min} - X_{1\text{сеп}}) / h_1 = -1; \quad \overline{X_{2 \min}} = (X_{2\min} - X_{2\text{сеп}}) / h_2 = -1 \quad (3.1)$$

$$\overline{X_{1 \max}} = (X_{1\max} - X_{1\text{сеп}}) / h_1 = +1; \quad \overline{X_{2 \max}} = (X_{2\max} - X_{2\text{сеп}}) / h_2 = +1; \quad (3.2)$$

$$\overline{X_{1 \text{сеп}}} = (X_{1\text{сеп}} - X_{1\text{сеп}}) / h_1 = 0; \quad \overline{X_{2 \text{сеп}}} = (X_{2\text{сеп}} - X_{2\text{сеп}}) / h_2 = 0; \quad (3.3)$$

Після проведення експериментів за методом комбінаційного квадрату та функції відгуку y_i відшукуємо рівняння регресії (залежність середнього значення якої-небудь величини від деякої іншої або кількох величин).

$$y = b_1 + b_2 \cdot c - b_3 \cdot c^2 + b_4 \cdot V - b_5 \cdot V^2 - b_6 \cdot V \cdot c. \quad (3.4)$$

Користуючись планом, після проведення експериментів, проводимо пошук поліноміального рівняння регресії та підбір нелінійних рівнянь інших типів.

За результатами лабораторних досліджень отримано ряд значень шуканих величин, за допомогою яких визначаємо функцію відгуку (табл.3.3).

Таблиця 3.3 – Експериментальні значення швидкості фільтрації води мл/хв

Номер досліду	Експериментальне значення у					
	У ₁	У ₂	У ₃	У ₄	У ₅	У _{сеп}
1	34,6	35,1	35,4	35,4	35,4	35,2
2	37,72	37,88	38,63	38,63	38,63	38,3
3	36,7	36,9	37,3	37,3	37,3	37,3
4	38,7	38,9	39,3	39,3	39,3	39,3
5	38,2	38,26	38,9	38,9	38,9	38,6
6	34,7	34,9	35,8	35,8	35,8	35,4
7	39,7	39,8	40,4	40,4	40,4	40,1
8	41,6	41,6	41,9	41,9	41,9	41,8

Значення коефіцієнтів рівняння регресії зводимо в таблицю 3.4:

Таблиця 3.4 – Значення коефіцієнтів рівняння регресії

B ₁	b ₂	b ₃	b ₄	b ₅
41,904	-1,912	-0,375	0,203	-19,700

Тоді рівняння регресії має вигляд:

$$y = 41,904 - 1,912x_1 - 0,375x_1^2 + 0,203x_2 - 19,700x_2^2 \quad (3.5)$$

За рівнянням регресії побудовано діаграми зміни середньої швидкості фільтрації пластової води після оброблення ДФК-12 (рис. 3.3 а).

Одержані у результаті експериментів показники проаналізовано, використавши статистичні методи та визначивши рівень середніх вибірових значень (M), дисперсії (σ) та похибок середніх значень (m) у групах показників та за результатами розрахунків побудовано графічну залежність, наведену в додатку Д.

За даними експериментального дослідження проведено сорок паралельних дослідів (таблиця 3.5).

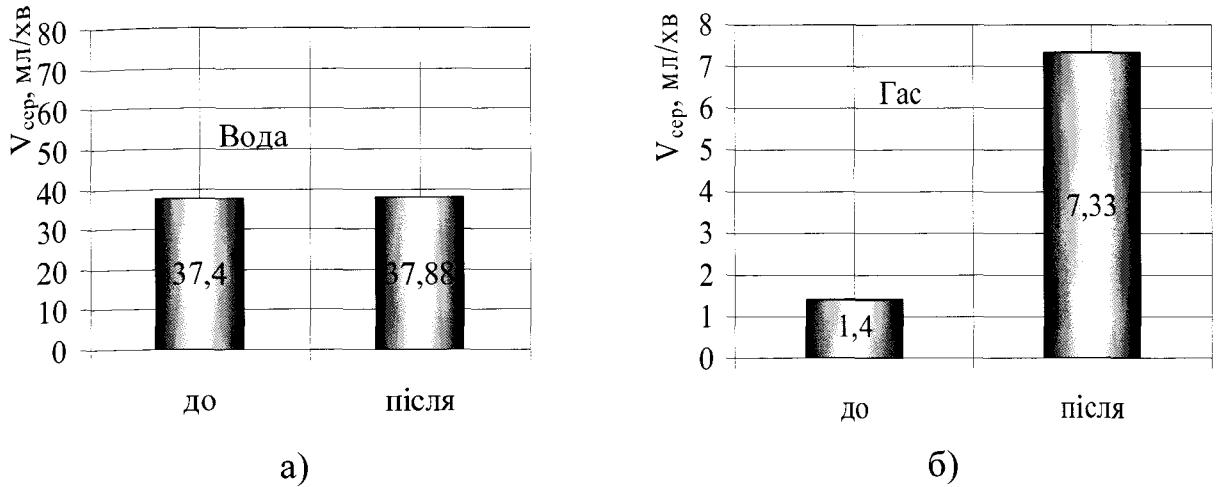


Рисунок 3.3 – Усереднені значення зміни швидкості фільтрації води і вуглеводню по пісковіку Ланнівського ГКР після прокачування ДФК-12

Таблиця 3.5 - Середні рядкові значення функції відгуку та дисперсії

№ з/п	\bar{y}_i	S_o^2
1	35,2	$1,388 \times 10^{-3}$
2	38,3	$1,51 \times 10^{-3}$
3	37,3	$1,47 \times 10^{-3}$
4	39,3	$1,549 \times 10^{-3}$
5	38,6	$1,522 \times 10^{-3}$
6	35,4	$1,396 \times 10^{-3}$
7	40,1	$1,581 \times 10^{-3}$
8	41,8	$1,648 \times 10^{-3}$

Математичне планування двофакторного експерименту швидкості фільтрації гасу після оброблення ПЗП дегідратаційним фосфокомплексом ДФК-12 проводимо аналогічно.

Швидкість фільтрації гасу як і води, після оброблення ПЗП дегідратаційним фосфокомплексом ДФК-12, залежить від концентрації солі фосфорної кислоти та інгібітору корозії.

Параметри, які характеризують процес:

y – швидкість фільтрації гасу мл/хв;

Введемо позначення чинників, від яких залежить швидкість фільтрації води:

x_1 – концентрація солі фосфорної кислоти (с, %),

x_2 – концентрації інгібітору корозії (с, %).

Умовні позначення рівнів чинника наведено в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Матриця даних для факторного експерименту

Рівні факторів та інтервали варіювання	Натуральні значення для кодованих значень факторів	
	x_1 (концентрація солі фосфорної кислоти)	x_2 (концентрація інгібітору корозії)
Верхній рівень	25,0	2,0
Нижній рівень	8,0	0,4
Нульовий рівень	17,0	1,2
Інтервал варіювання	2,0	0,2

На основі спостереження через матрицю планування результатів експерименту та враховуючи експериментальні значення швидкості фільтрації (табл. 3.7) отримуємо значення коефіцієнтів рівняння регресії, наведені в табл. 3.8.

Таблиця 3.7 - Експериментальні значення швидкості фільтрації гасу мл/хв

Номер досліджу	Експериментальне значення у					
	у ₁	у ₂	у ₃	у ₄	у ₅	у _{сеп}
1	6,210	6,210	6,300	6,300	6,300	6,264
2	8,120	8,220	8,220	8,220	8,220	8,200
3	8,730	8,790	8,850	8,850	8,850	8,814
4	12,890	12,890	13,300	13,300	13,300	13,136
5	8,900	9,190	9,370	9,410	9,410	9,256
6	13,980	14,030	14,830	14,870	14,920	14,526
7	8,850	8,930	9,110	9,130	9,130	9,030
8	11,980	12,320	12,380	12,410	12,416	12,301

Таблиця 3.8 – Значення коефіцієнтів рівняння регресії

b ₁	b ₂	b ₃	b ₄	b ₅
-21,105	6,591	- 38,573	- 0,268	27,029

Тоді рівняння регресії має вигляд:

$$y = -21,105 + 6,591x_1 - 38,573x_1^2 - 0,268x_2 + 27,029x_2^2 \quad (3.6)$$

За даними експериментального дослідження проведено сорок паралельних дослідів (табл. 3.9).

За рівнянням регресії побудовано діаграми зміни середньої швидкості фільтрації гасу після оброблення ДФК-12 (рис. 3.3 б).

Одержані у результаті експериментів показники проаналізовано, використавши статистичні методи та визначивши рівень середніх вибірових значень (M), дисперсії (σ) та похибок середніх значень (m) у групах показників та за результатами розрахунків побудовано графічну залежність, наведено в додатку Е.

Таблиця 3.9 – Середні рядкові значення функції відгуку та дисперсії

№ з/п	\bar{y}_i	S_o^2
1	6,264	$3,011 \times 10^{-8}$
2	8,200	$2,800 \times 10^{-8}$
3	8,814	$3,011 \times 10^{-8}$
4	13,136	$5,002 \times 10^{-8}$
5	9,256	$3,122 \times 10^{-8}$
6	14,526	$1,026 \times 10^{-9}$
7	9,030	$1,326 \times 10^{-7}$
8	12,301	$1,001 \times 10^{-6}$

У результаті проведених досліджень встановлено, що реагент ДФК-12 для оброблення привибійної зони пласта ефективно збільшує швидкість фільтрації гасу в 5,2 разів, в той час як швидкість фільтрації пластової води змінюється незначно 1,03 разів (до 37,4, після 38,63 мл/хв.). Тривалістю ефекту 30–40 об'ємів порового середовища.

Далі проводимо математичне планування двофакторного експерименту швидкості фільтрації пластової води після оброблення ПЗП дегідратаційним фосфокомплексом ДФК-12К, яка залежить від концентрації фосфатовмісних кислот та інгібітору корозії (фосфатовмісна ПАР).

Параметри, які характеризують процес:

y – швидкість фільтрації води мл/хв;

вводимо позначення чинників, від яких залежить швидкість фільтрації води:

x_1 – концентрація фосфатовмісних кислот (с, %),

x_2 – концентрації фосфатовмісних ПАР (с, %).

Умовні позначення рівнів чинника наведено в таблиці 3.10.

Через матрицю планування результатів експерименту знаходимо, наведені в табл.3.11, експериментальні значення швидкості фільтрації.

Значення коефіцієнтів рівняння регресії зведено в таблицю 3.12.

Таблиця 3.10 – Матриця даних для факторного експерименту

Рівні факторів та інтервали варіювання	Натуральні значення для кодованих значень факторів	
	x_1 (концентрація фосфатовмісних кислот)	x_2 (концентрація фосфатовмісних ПАР)
Верхній рівень	25,0	6,0
Нижній рівень	3,0	0,5
Нульовий рівень	14,0	2,2
Інтервал варіювання	2,0	0,5

Таблиця 3.11 – Експериментальні значення швидкості фільтрації воли мл/хв.

Номер досліду	Експериментальне значення У					
	U_1	U_2	U_3	U_4	U_5	$U_{ср}$
1	7,200	6,800	6,800	6,800	6,800	6,880
2	8,600	8,400	8,390	8,390	8,390	8,434
3	6,560	6,120	5,860	5,800	5,800	6,028
4	6,800	6,800	6,730	6,640	6,640	6,722
5	7,800	7,800	7,600	7,600	7,600	7,680
6	8,300	6,700	6,300	6,300	6,300	6,780

Таблиця 3.12 – Значення коефіцієнтів рівняння регресії

b_1	b_2	b_3	b_4	b_5
9,562	- 1,959	1,722	- 0,054	1,954

Тоді рівняння регресії має вигляд:

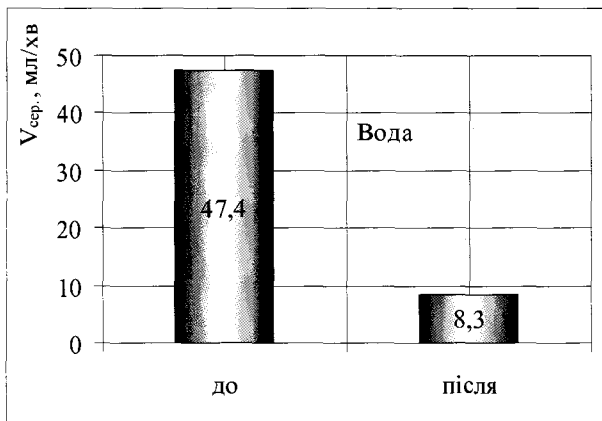
$$Y = 9,562 - 1,959x_1 + 1,722x_1^2 - 0,054x_2 + 1,954x_2^2. \quad (3.7)$$

За даними експериментального дослідження проведено сорок паралельних дослідів (табл.3.13).

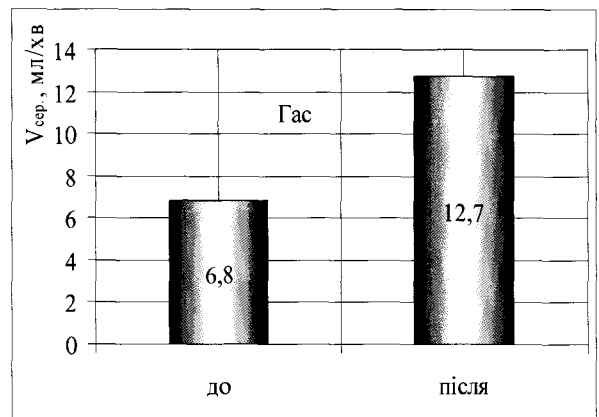
Таблиця 3.13 - Середні рядкові значення функції відгуку та дисперсії

№ з/п	\bar{y}_i	S_o^2
1	6,780	$8,881 \times 10^{-6}$
2	6,880	$3,098 \times 10^{-6}$
3	8,434	$5,329 \times 10^{-6}$
4	6,028	$1,776 \times 10^{-6}$
5	6,722	$2,664 \times 10^{-6}$
6	7,680	$2,344 \times 10^{-6}$

За рівнянням регресії побудовано діаграми зміни середньої швидкості фільтрації пластової води після оброблення ДФК-12К (рис. 3.4 а).



а)



б)

Рисунок 3.4 – Усреднені значення зміни швидкості фільтрації води і газу по карбонатній породі Чутівського ГКР після прокачування ДФК-12К (пористість керну 3,45%, проникність $0,018 \text{ мкм}^2$).

Одержані у результаті експериментів показники проаналізовано, використавши статистичні методи та визначивши рівень середніх вибірових

значень (M), дисперсії (σ) та похибок середніх значень (m) у групах показників та за результатами розрахунків побудовано графічну залежність, наведено в додатку Ж.

Математичне планування двофакторного експерименту швидкості фільтрації гасу після оброблення ПЗП дегідратаційним фосфокомплексомДФК-12К проводимо аналогічно попереднім.

Швидкість фільтрації гасу після оброблення ПЗП (дегідратаційний фосфокомплексДФК-12К) залежить від низки чинників, які максимально впливають на її рівень, зокрема концентрації фосфатовмісних кислоти та інгібітору корозії (фосфатовмісна ПАР).

Параметри, які характеризують процес:

u – швидкість фільтрації гасу мл/хв;

Введемо позначення чинників, від яких залежить швидкість фільтрації води:

x_1 – концентрація фосфатовмісних кислот (с, %),

x_2 – концентрації фосфатовмісних ПАР (с, %).

Умовні позначення рівнів чинника наведено в таблиці 3.14.

Таблиця 3.14 – Матриця даних для факторного експерименту

Рівні факторів та інтервали варіювання	Натуральні значення для кодованих значень факторів	
	x_1 (концентрація фосфатовмісних кислот)	x_2 (концентрація фосфатовмісних ПАР)
Верхній рівень	25,0	6,0
Нижній рівень	3,0	0,5
Нульовий рівень	14,0	2,2
Інтервал варіювання	2,0	0,5

Враховуючи матрицю планування результатів експерименту та експериментальні значення швидкості фільтрації (табл.3.15). Значення рівняння регресії, зведені в табл.3.16.

Таблиця 3.15 – Експериментальні значення швидкості фільтрації гасу мл/хв

Номер досліджу	Експериментальне значення У					
	У ₁	У ₂	У ₃	У ₄	У ₅	У _{сер}
1	11,210	11,210	11,400	11,400	11,400	11,324
2	10,700	10,730	10,760	10,760	10,760	10,742
3	12,800	12,820	12,830	12,830	12,830	12,822
4	13,700	13,810	13,840	13,860	13,860	13,814
5	11,930	11,970	11,800	11,800	11,800	11,860
6	13,200	13,200	13,620	13,640	13,640	13,460

Таблиця 3.16 – Значення коефіцієнтів рівняння регресії

b ₁	b ₂	b ₃	b ₄	b ₅
6,174	-0,026	0,088	0,005	0,039

Тоді рівняння регресії має вигляд:

$$y = 6,174 - 0,026x_1 + 0,088x_1^2 + 0,005x_2 + 0,039x_2^2 \quad (3.8)$$

За даними експериментального дослідження проведено сорок паралельних дослідів (табл. 3.17).

За рівнянням регресії побудовано діаграми зміни середньої швидкості фільтрації гасу після обробленняДФК-12К (рис. 3.4 б).

Одержані у результаті експериментів показники проаналізовано, використавши статистичні методи та визначивши рівень середніх вибірових значень (М), дисперсії (σ) та похибок середніх значень (m) у групах показників та за результатами розрахунків побудовано графічну залежність, що наведено в додатку К.

Таблиця 3.17 – Середні рядкові значення функції відгуку та дисперсії

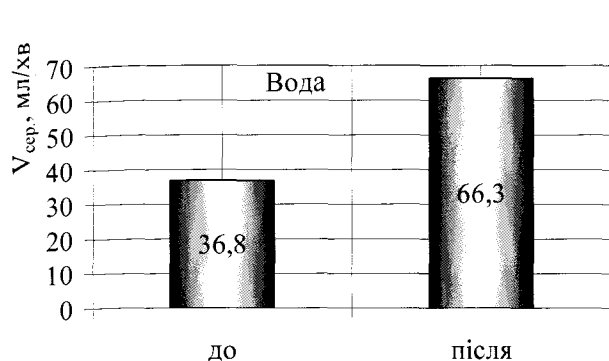
№ з/п	\bar{y}_i	S_o^2
1	11,324	$1,262 \times 10^{-29}$
2	10,742	$2,839 \times 10^{-29}$
3	12,822	$2,839 \times 10^{-29}$
4	13,814	$3,155 \times 10^{-30}$
5	11,860	$2,839 \times 10^{-29}$
6	13,460	$2,839 \times 10^{-29}$

Встановлено, що оброблення карбонатного керну розчином ДФК-12К ефективно збільшує швидкість фільтрації газового конденсату у 1,8–3 разів, в той час як швидкість фільтрації пластової води зменшується в 5,8–6,5 разів, тривалість ефекту 30–40 об'ємів порового середовища.

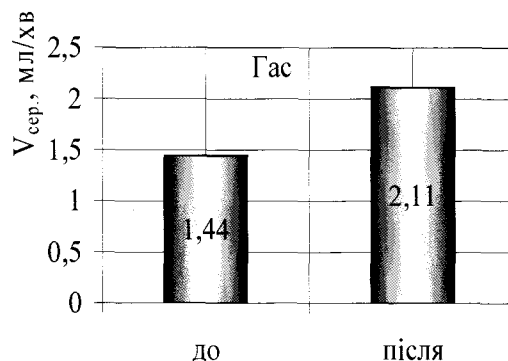
Порівнявши зміну швидкості фільтрації пластової води та гасу після глинокислотного та солянокислотного оброблення, які широко застосовуються на родовищах України (рис. 3.5–3.7), встановили, що після вище згаданих обробок збільшується швидкість фільтрації води у 1,5–2 рази, а швидкість фільтрації гасу у 1,46–1,18 для теригенної породи та в 1,88 разів для карбонатної породи.

Експериментально встановлено, що після оброблення конденсованими дегідратаційними системами ДФК-12 та ДФК-12К відбувається перерозподіл фільтраційних потоків, збільшується абсолютна проникність. Результати досліджень наведені у табл. 3.18–3.19.

На основі отриманих даних можна зробити висновок про те, що оброблення теригенної породи розробленим дегідратаційною системою ДФК-12 у концентрації 7–17 % збільшує проникність взірців породи на 5,14–28,4 %, тоді як СКР – на 11,3 %, а ГКР – на 46,1 %.

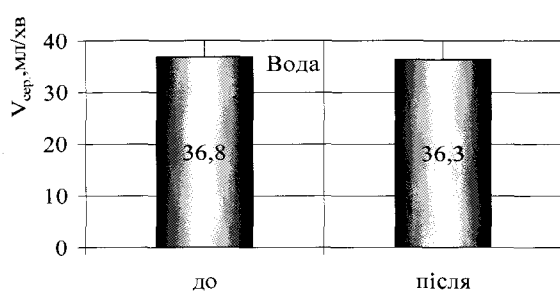


а)

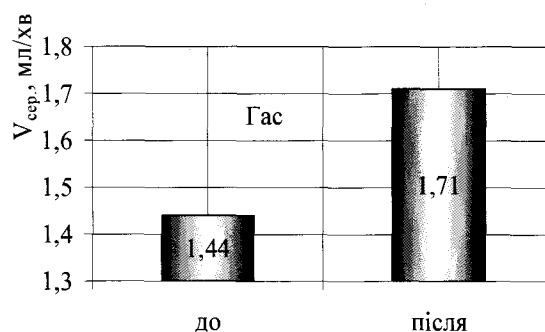


б)

Рисунок 3.5 – Усереднені значення зміни швидкості фільтрації води і гасу по пісковнику після прокачування глинокислотної композиції

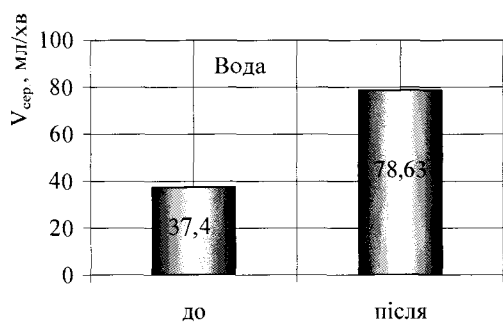


а)

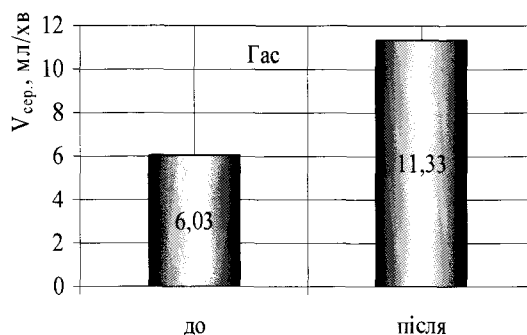


б)

Рисунок 3.6 – Усереднені значення зміни швидкості фільтрації води і вуглеводню по пісковнику після прокачування солянокислотного розчину



а)



б)

Рисунок 3.7 – Усереднені значення зміни швидкості фільтрації води і гасу по карбонатній породі після прокачування солянокислотного розчину

Таблиця 3.18 – Зміна проникності порового середовища пісковика з Сарського ГКР по газу після оброблення тестовими розчинами

№ з/п	Реагент	Концентрація реагенту, %	Середня проникність по газу, мкм ²		Зміна проникності, %
			до оброблення	після оброблення	
1	ДФК-12	7	0,0175	0,0184	5,14
2		9	0,0134	0,0159	18,6
3		11	0,0162	0,0186	14,8
4		13	0,0181	0,0219	20,9
5		15	0,016	0,0197	23,1
6		17	0,0232	0,0298	28,4
7	HCl (усереднені дані 5-ти замірів)	12	0,0176	0,0196	11,3
8	HCl+HF (усереднені дані 5-ти замірів)	12+3	0,0169	0,0247	46,1

Таблиця 3.19 – Зміна проникності порового середовища карбонатного керну Селюхівського ГКР по газу після оброблення тестовими розчинами

№ з/п	Реагент	Концентрація реагенту, %	Середня проникність по газу, мкм ²		Зміна проникності, %
			до оброблення	після оброблення	
1	ДФК-12К	7	0,0083	0,0095	12,6
2		9	0,0076	0,0089	12,8
3		11	0,0082	0,0094	14,6
4		13	0,0091	0,0119	23,5
5		15	0,0096	0,0137	26,3
6		17	0,0087	0,0118	29,9
7	HCl (усереднені дані 5-ти замірів)	12	0,0094	0,0296	52,8

Оскільки абсолютна проникність після глинокислотної композиції в 4 рази більша ніж після ДФК-12, тоді як швидкість фільтрації гасу після глинокислоти менша ніж після ДФК-12 у 5,2 разів, а води більша у 1,8 разів можна зробити висновок, про те, що конденсаційна дегідратаційна система ДФК-12 збільшує фазову проникність для вуглеводнів не лише за рахунок збільшення проникності порового середовища, але і за рахунок зміни змочування поверхні порового середовища.

Проведеними дослідженнями встановлено, що абсолютна проникність карбонатного керну після оброблення розчином ДФК-12К концентрацією 7–17 % збільшується на 12,6–29,9 %, тоді як після оброблення 12 % СКР – на 52,8 % (табл. 3.19).

Саме помірне збільшення абсолютної проникності дозволить уникнути ускладнень після оброблення та збільшити фільтрацію вуглеводневої складової.

Таким чином, збільшення проникності та швидкості фільтрації гасу після обробки конденсованими дегідратаційними системами ДФК-12 та ДФК-12К підтверджує синергетичний вплив кожного компонента на зміну фільтраційних характеристик порід.

Розроблені конденсовані дегідратаційні системи ДФК-12 та ДФК-12К перед промисловими випробуваннями доцільно дослідити на зміну змочування поверхні продуктивних колекторів, а також оцінити вплив змочування на фільтраційно-ємнісні характеристики порід.

Для оцінки впливу оброблення пористого середовища дегідратаційними системами проведені в лабораторних умовах експериментальні дослідження, з визначення проникності, капілярних сил і відносних фазових проникностей для вуглеводнів та води в умовах їх одночасної стаціонарної фільтрації в породах до та після оброблення конденсованою дегідратаційною системою ДФК-12.

Для проведення досліджень використовувався керновий матеріал родовищ ДДЗ. З кернів виготовлені взірці гірської породи правильної

циліндричної форми діаметром 25,4 мм і довжиною 25–30 мм, визначена їх пористість (m) і проникність по газу (азоту) (K_r). Коротка характеристика досліджуваних взірців наведена в табл. 3.20.

Методика дослідження полягала в наступному: на першому етапі попередньо екстраговані спирто-бензольною сумішшю і висушені зразки насичувалися моделлю пластової води, визначалась їх проникність для води. Після цього проведено серію експериментів з визначення залежності капілярного тиску від водонасиченості і визначення фазової проникності для пластової води та гасу за одночасної фільтрації до та після оброблення ДФК-12.

Таблиця 3.20 – Коротка петрофізична характеристика взірців кернів теригенних порід

Родовище	№ свердловини	Інтервал відбору, м	продуктивний горизонт	d, см	l, см	m, д. од.	K_r , мкм ²
Сарське	23	5345–5277	В 20	2,54	2,7	0,178	0,03353
				2,54	2,8	0,175	0,03663
Мехедівське	102	5287–5161	В23-21	2,54	3	0,163	0,01344
				2,54	2,8	0,258	0,2223
Сахалінське	19	4913–5088	В 18	2,54	2,8	0,153	0,0111

Дослідження проведено у відповідності до ГОСТу 39-235-89 [212]. У проведених нами експериментах криві капілярного тиску $P_k = f(S_k)$ побудовані на основі даних центрифугування досліджуваних взірців породи, проведених на ультрацентрифугі «Beekman-20LP» у відповідності з ГОСТом 39-204-86 [213].

На рисунку 3.8 показано криві капілярного тиску отримані на взірцях керну Сарського ГКР після оброблення глинокислотним розчином.

Після кислотного оброблення теригенного керну відмічалось збільшення їх проникності і зниження капілярного тиску з одночасним зменшенням кількості зв'язаної води.

На рис. 3.9 представлено криві капілярного тиску отримані на зразках Сарського ГКР після оброблення конденсованою дегідратаційною системою ДФК-12.

Після оброблення теригенних зразків керну Сарського ГКР розроблених конденсованою системою відмічено характерне зниження кількості зв'язаної води на 10,2–11% або в 1,5–1,6 разів. Тоді, як після впливу глинокислотою композицією кількість зв'язаної води знижується в 7,4–10 % або 1,28 разів.

На основі отриманих даних можна зробити висновок про те, що після оброблення ДФК-12 водоутримуюча здатність поверхні порового середовища різко знижується. Це виявилось в тому, що вода почала легко видалятися з дрібних пор, на графіку залежності капілярного тиску від водонасиченості це інтерпретується як збільшення розмірів пор і збільшення їх кількості (рис. 3.9).

Таким чином, можна стверджувати, що оброблення конденсованою дегідратаційною системою ДФК-12 охоплює більшість пор породи. Для підтвердження вищевикладеного проведено експериментальні дослідження зміни фазової проникності порід для води та гасу. Результати представлено у табл. 3.21.

Одержані результати аналізу свідчать про підвищення проникності пористого середовища по вуглеводнях після оброблення запропонованою конденсованою дегідратаційною системою ДФК-12 у 1,38–4,22 разів.

Найбільш реакційно здатними є композиції 2–7 згідно табл. 2.17. Зменшення концентрації реагентів нижче запропонованої рецептури не забезпечує достатнього розчинення пісковика, а збільшення концентрації недостатньо підвищує розчинність, тому є не раціональною.

Таблиця 3.21 – Зміна проникності пісковика Сарського ГКР після оброблення системою ДФК-12

№ з/п	Концентрація ДФК-12, %	Проникність по вуглеводнях, мкм ²		Підвищення проникності, разів	Проникність по пластовій воді, мкм ²		Підвищення проникності, разів
		до впливу	після впливу		до впливу	після впливу	
1	7	0,018	0,0216	1,2	0,012	0,0128	1,07
2	9	0,0134	0,0185	1,38	0,013	0,0139	1,07
3	11	0,016	0,0261	1,63	0,0125	0,0137	1,10
4	13	0,0162	0,033	2,04	0,0185	0,0217	1,17
5	15	0,0202	0,0511	2,53	0,0205	0,0289	1,41
6	17	0,0181	0,0681	3,76	0,0191	0,0271	1,42
7	12 % HCl+ 3% HF (усереднені дані 5-ти замірів)	0,0143	0,009	0,63	0,0198	0,0376	1,90

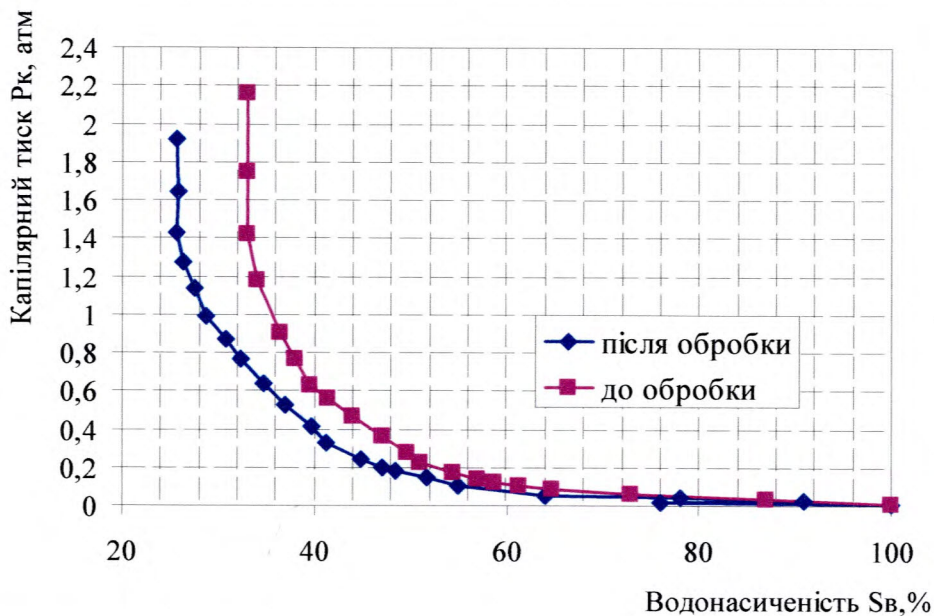


Рисунок 3.8 – Криві капілярного тиску для взірців пісковика Сарського ГКР після глинокислотного оброблення ($K_f = 0,0111 \text{ мкм}^2$, $m = 0,154$)

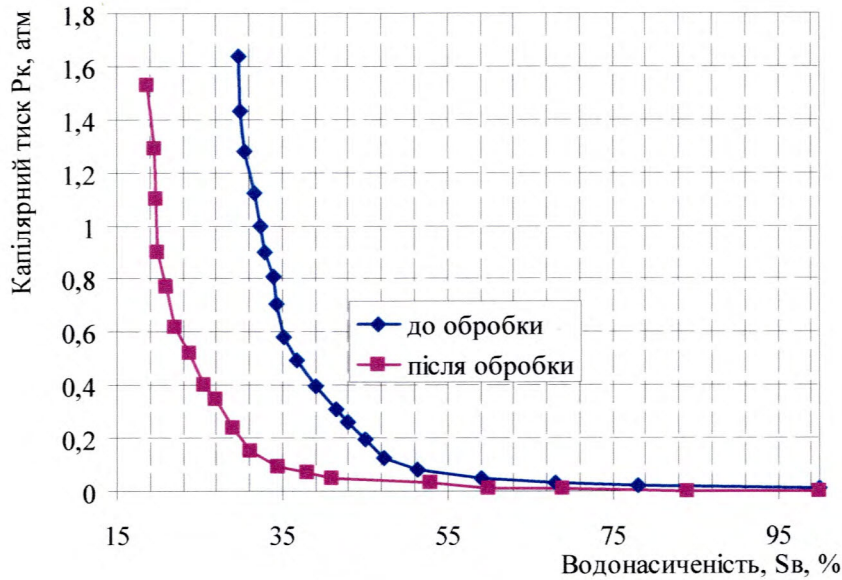


Рисунок 3.9 – Криві капілярного тиску для зразка пісковика Сарського ГРП після оброблення конденсованою дегідратаційною системою ДФК-12 ($K_f = 0,0111 \text{ мкм}^2$, $m = 0,154$)

За результатами досліджень визначили зміну швидкості фільтрації пластової води та газового конденсату через пісковик, оброблений конденсованою дегідратаційною системою ДФК-12 згідно табл. 2.17. Результати досліджень наведені у табл. 3.22.

З наведених даних видно, що запропонована конденсована дегідратаційна система ДФК-12 для оброблення ПЗП ефективно збільшує швидкість фільтрації газового конденсату у 5,8–6,5 разів, в той час як швидкість фільтрації пластової води змінюється не суттєво.

Отримані результати свідчать, що оптимальними концентраціями компонентів конденсованої дегідратаційної системи (ДФК-12) для оброблення ПЗП є 10–15 % HCl , 1–3 % HF , 10–20 % солей фосфорної кислоти, 0,5–1,5 % лимонної кислоти, 0,5–1,5 % інгібітору корозії, 20–30 % розчинника. Подальше підвищення концентрацій не суттєво впливає на зміну фобності поверхні, а концентрації нижче вказаної межі – є недостатніми для отримання ефекту від оброблення ПЗП.

Експериментально досліджено вплив розробленої конденсованої дегідратаційної системи ДФК-12К на зміну змочування та фільтраційно-ємнісні характеристики карбонатного керну. Результати представлено в табл. 3.23.

Таблиця 3.22 – Зміна швидкості фільтрації води та газового конденсату по пісковнику Сарського ГКР після оброблення розробленою дегідратаційною системою ДФК-12

№ розчину згідно табл. 2.17	Зміна середньої швидкості фільтрації конденсату, раз	Зміна середньої швидкості фільтрації газового конденсату, раз	Зміна середньої швидкості фільтрації пластової води, раз
1	5,5		0,8
2	5,8		0,9
3	6,0		0,9
4	6,3		1,0
5	6,5		1,0
6	6,5		1,0
7	6,5		1,1
8	6,5		1,1
9	7,3		1,1

Одержані результати аналізу свідчать про підвищення проникності пористого середовища для вуглеводнів після оброблення ДФК-12К у 1,02–1,36 разів за незначної змінної проникності керну для пластової води, що вказує на зміну змочування поверхні порового середовища карбонатної породи в результаті адсорбції ДФК-12К.

Результати експериментальних досліджень впливу фосфатовмісних реагентів на зміну фільтраційних характеристик продуктивних колекторів, представлені у II розділі, дозволили розробити ряд конденсованих дегідратаційних систем.

Згідно таблиці 2.18 реакційно здатним є склади 2–5. Зменшення концентрації реагентів нижче запропонованої рецептури не забезпечує

достатнього розчинення породи, а збільшення концентрації недостатньо підвищує розчинність, тому є не раціональною.

Таблиця 3.23 – Зміна проникності порового середовища карбонатного керну Чутівського ГКР після оброблення складом ДФК-12К

№ з/п	Концентрація ДФК-12К, %	Проникність по вуглеводнях, мкм ²		Підвищення проникності, разів	Проникність по пластовій воді, мкм ²		Підвищення проникності, разів
		до впливу	після впливу		до впливу	після впливу	
1	7	0,0331	0,0338	1,02	0,026	0,024	0,92
2	9	0,0275	0,0314	1,14	0,0308	0,028	0,91
3	11	0,0226	0,0267	1,18	0,0241	0,0187	0,78
4	13	0,0209	0,0262	1,25	0,0268	0,0191	0,71
5	15	0,0178	0,0243	1,36	0,0192	0,0123	0,64
6	17	0,0206	0,0282	1,37	0,0201	0,0126	0,63
7	12 % HCl (усереднені дані 5-ти замірів)	0,017	0,0143	0,84	0,0192	0,029	1,51

За результатами досліджень визначили зміну швидкості фільтрації пластової води та газового конденсату через карбонатну породу, оброблену ДФК-12-К згідно табл. 2.18. Результати досліджень наведені у табл. 3.24.

Таблиця 3.24 – Зміна швидкості фільтрації води та газового конденсату по карбонатній породі після оброблення розробленим дегідратаційним фосфокомплексом ДФК-12К

№ складу розчину згідно табл. 2.18.	Збільшення середньої швидкості фільтрації газового конденсату, раз	Зменшення середньої швидкості фільтрації пластової води, раз
1	1,8	5,8
2	2,3	5,9
3	2,5	6,12
4	2,73	6,7
5	2,91	7,05
6	3,01	7,05

З наведених даних видно, що запропонована конденсована дегідратаційна система для оброблення ПЗП карбонатних колекторів ДФК-12К ефективно збільшує швидкість фільтрації газового конденсату у 1,8–3,01 разів, в той час як швидкість фільтрації пластової води зменшується в 5,8–7,0 разів.

Отримані результати свідчать, що оптимальними концентраціями складових компонентів системи ДФК-12К для оброблення ПЗП карбонатних колекторів можуть бути використані рецептури № 2 – 5 згідно таблиці 2.18.

3.3 Результати дослідження статичної адсорбції розроблених конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К

Важливим фактором під час закачування реагентів ДФК-12 та ДФК-12К в пласт є кількість активної речовини, що адсорбується на поверхні порового середовища продуктивних колекторів. Величина адсорбції, яка визначає вибір концентрації реагентів в композиції, дозволяє попередньо (оскільки в реальних умовах діє ряд факторів) визначити максимальну кількість реагенту, що може бути адсорбована на певному об'ємі породи. Під час дослідження величини статичної (масової) адсорбції конденсованої дегідратаційної системи ДФК-12 та ДФК-12К використовувався дезінтегрований керновий матеріал відсіяний на ситах фракції 0,1–1 мм.

Методика досліджень полягала у наступному: на технічних терезах зважували 10 наважок по 10 г адсорбенту (керновий матеріал). Готують 10 зразків досліджуваних розчинів по 100 мл. За допомогою піпетки відбирають по 50 мл кожного приготовленого розчину для дослідження і вносять відібрані проби у пронумеровані сухі конічні колби. У кожний конус додають по 10 г породи. Колби закривають пробками і збовтують протягом 30 хвилин. Другу частину вихідного розчину (50 мл) використовують для титрування з метою визначення точної концентрації. Титрування проводять

розчином луку з концентрацією 0,1 і 0,01 моль/л. Титрують у присутності фенолфталеїну. Через 30 хвилин розчини фільтрують (перші порції фільтрату відкидають) крізь паперовий фільтр. Концентрацію одержаних після адсорбції розчинів визначають титруванням лугом. Титрування кожного розчину проводять 3 рази і беруть середнє значення об'єму луку. Результати досліджень статичної (масової) адсорбції розроблених конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К представлені на рис. 3.10.

Одержані криві адсорбції відносяться до II типу адсорбції (S – подібної кривої, що не досягає межі адсорбції), характерних для полімолекулярної адсорбції. Отже, розроблені конденсовані дегідратаційні системи ДФК-12 та ДФК-12К, адсорбуючись на поверхні порового середовища продуктивного колектора утворюють полімолекулярну адсорбційну плівку.

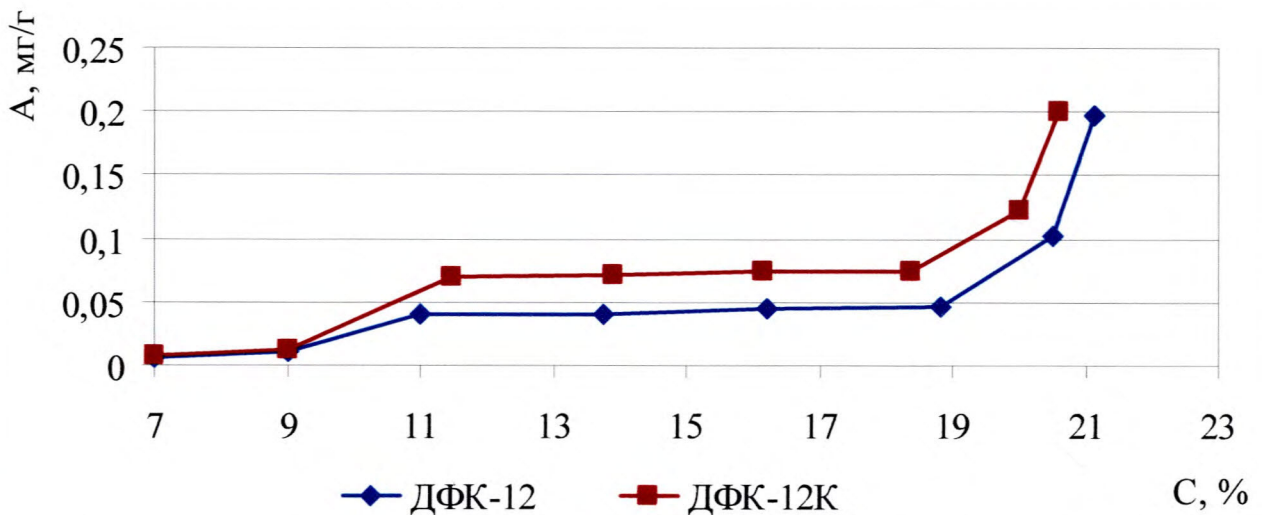


Рисунок 3.10 – Залежність зміни адсорбції від концентрації реагентів ДФК-12 та ДФК-12К на теригенному та карбонатному керні відповідно

Час реакції конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К з породою в звичайних умовах становить 4 години, а за пластових температур 80–130 °С, у залежності від типу колектора і пластового флюїду, цей показник знаходиться у межах 1,5–2 години.

3.4 Дослідження розчинювальної здатності розроблених конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К

У ході досліджень було встановлено, що конденсована дегідратаційна система ДФК-12 володіє розчинювальною здатністю щодо теригенних колекторів у залежності від концентрації. Результати представлені в таблицях 3.25 та 3.26.

Таблиця 3.25 – Визначення розчинності теригенних кернів під дією хімреагентів у статичних умовах

№ з/п	Реагент	Концентрація реагенту, %	Температура, °С	Розчинність пісковика, %
1	ДФК-12	7	20	10,1
			60	14,7
			90	22,4
2		9	20	11,7
			60	16,3
			90	27,1
3		11	20	12,3
			60	18,1
			90	31,2
4		13	20	16,3
			60	24,5
			90	32,5
5	15	20	21	
		60	26	
		90	32,6	
6	17	20	22	
		60	28	
		90	32,6	
7	НСІ + HF	12+3	20	21,6
			60	24,8
			90	26

За концентрації 11–17 % розроблена конденсована дегідратаційна система ДФК-12 має вищу розчинювальну здатність пісковика ніж стандартна глинокислотна композиція в 1,2 рази.

Для дослідження розчинення карбонатної породи у досліджуваних розчинах хімреагентів взято карбонатний керновий матеріал Чутівського ГКР з глибини 5001–5011 м.

Таблиця 3.26 – Визначення розчинності карбонатних кернів у розчинах хімреагентів у статичних умовах

№ з/п	Реагент	С, %	Температура, °С	Розчинність карбонатної породи, %
1	ДФК-12К	7	20	1,2
			60	2,7
			90	5,3
2		9	20	2,4
			60	3,8
			90	5,2
3		11	20	3,1
			60	5,8
			90	6,4
4		13	20	4,6
			60	5,3
			90	7,2
5	15	20	4,8	
		60	6,5	
		90	8,4	
6	17	20	5,4	
		60	7,6	
		90	8,9	
7	НСІ	12	20	23,6
			60	26,8
			90	31,5

Встановлено, що реагент ДФК-12К має нижчу розчинювальну здатність карбонатної породи в порівнянні з 12 % хлороводною кислотою у 5 разів, що дозволить під час оброблення привибійної зони пласта досягти помірного розчинення карбонатної породи, утворюючи глибокі канали фільтрації, тоді як хлороводнева кислота за рахунок швидкого реагування з мінералами породи здатна зруйнувати скелет породи, тим самим знижуючи емнісно-фільтраційні властивості в присвердловинній зоні пласта.

Отже, проведеними дослідженнями показана перевага застосування розроблених конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К для оброблення привибійної зони пласта з метою підвищення фільтраційних характеристик колекторів.

3.5 Визначення корозійної активності розроблених конденсованих дегідратаційних систем

Під час випробування, освоєння і експлуатації газоконденсатних свердловин корозійні руйнування металу знижують термін експлуатації газопромислового обладнання. У зв'язку з цим у лабораторії досліджено зміну корозійної активності сталі марки Р-105 (ст. Р-105) у розроблених конденсованих дегідратаційних системах ДФК-12 та ДФК-12К від концентрації за температури 80°C. Результати досліджень подано на рис. 3.11.

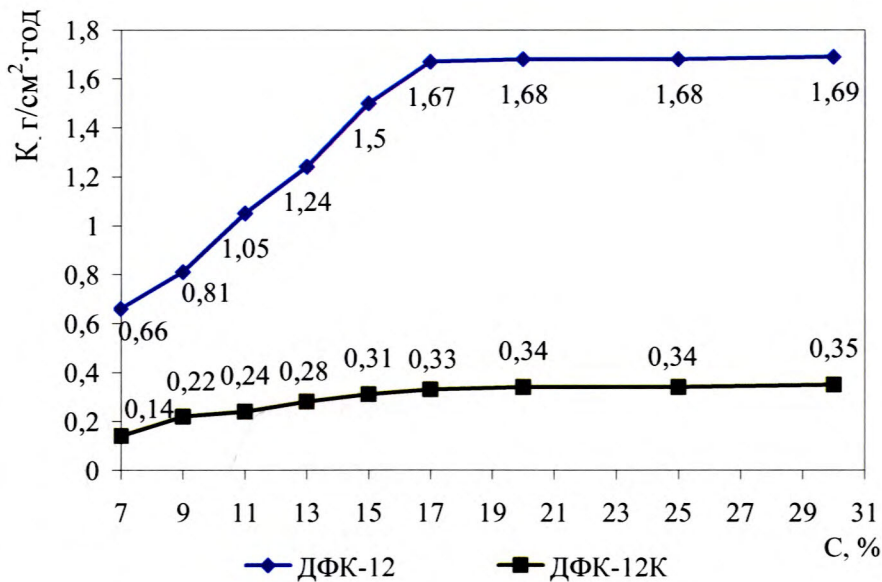


Рисунок 3.11 – Зміна корозійної активності розроблених конденсованих систем від концентрації в умовах ламінарного режиму руху та температури 80 °С для сталі марки Р-105

В результаті досліджень встановлено, що розроблені конденсовані дегідратаційні системи ДФК-12 та ДФК-12К володіють низькою корозійною активністю. В межах концентрацій 7 – 17 % цей показник зростає і становить 0,066–0,173 г/м²*год та 0,14–0,33 г/м²*год відповідно, а за вищих концентрацій 18 – 30% змінюється не суттєво 0,178–0,18 г/м²*год та 0,34–0,35 г/м²*год відповідно.

Для порівняння на рис. 3.12. наведена корозійна активність глинокислотного та солянокислотного розчину. Концентрації кислот: HCl = 12 %, HF = 3%.

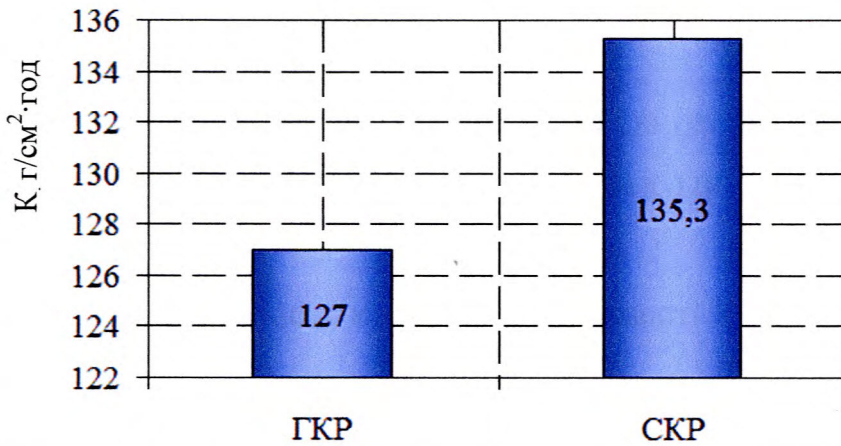


Рисунок 3.12 – Корозійна активність глинокислотного (ГКР) та солянокислотного (СКР) розчинів за ламінарного режиму руху та $T = 80^{\circ}\text{C}$ для сталі марки Р-105

На основі отриманих результатів можна зробити висновок про те, що стандартна глинокислотна композиція (ГКР), яка застосовується для оброблення теригенних колекторів, має у 95,5 разів вищу корозійну активність щодо сталі марки Р-105, ніж розроблена конденсована дегідратаційна система ДФК-12. Тоді як, солянокислотна композиція, яку застосовують для оброблення карбонатних колекторів, має у 483 разів вищу корозійну активність щодо сталі марки Р-105 ніж ДФК-12К.

Також досліджено вплив температури на зміну корозійної активності конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К. Результати подано на рисунку 3.13.

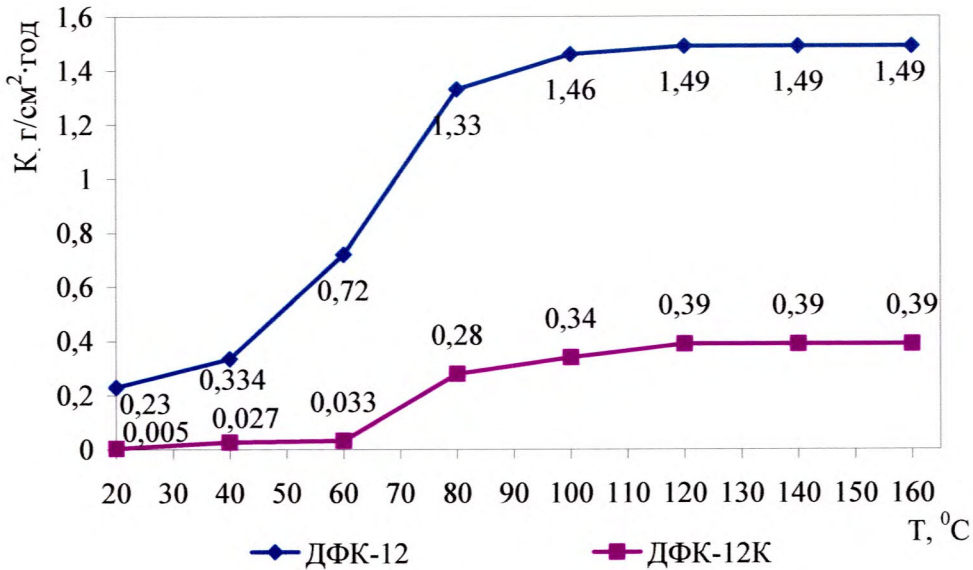


Рисунок 3.13 – Залежність корозійної активності КДС від температури для сталі марки Р-105

В результаті досліджень встановлено, що за температури до 80 °C ДФК-12К проявляє дуже низьку корозійну активність, швидкість корозії 0,005–0,28 г/м²·год. За температури 80–160 °C швидкість корозії становить 0,28–0,39 г/м²·год. Конденсована система ДФК-12 має вищу корозійну активність ніж ДФК-12К за температури 20–60 °C швидкість корозії становить 0,23–1,33 г/м²·год, а при 80–160 °C 1,33–1,49 г/м²·год.

Встановлено, що за температури корозійна активність солянокислотного (СКР) та глинокислотного (ГКР) розчину більша у 446,6 та 94,3 разів відповідно (рис. 3.14).

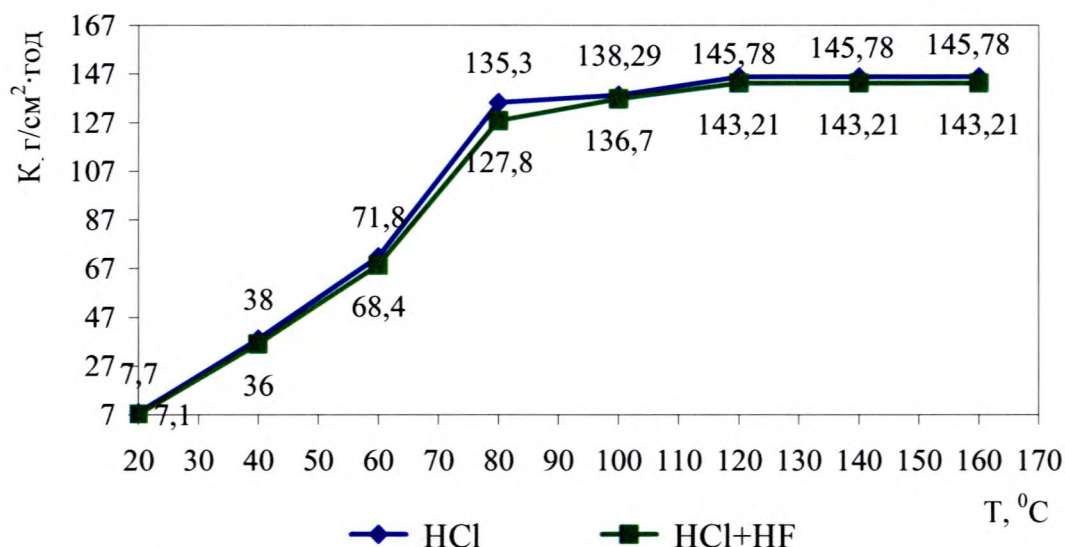


Рисунок 3.14 – Залежність корозійної активності СКР та ГКР від температури для сталі марки P-105

Отже, на основі отриманих даних можна зробити висновок про те, що розроблені конденсовані дегідратаційні системи ДФК-12 та ДФК-12К володіють відносно низькою корозійною активністю щодо сталі марки P-105. Під час оброблення ПЗП з метою підвищення продуктивності свердловин даними системами забезпечиться низький корозійний вплив на металеве обладнання.

3.6 Дослідження впливу розроблених конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К на набрякання глинистих мінералів порід-колекторів

Під час проведення фізико-хімічних робіт з інтенсифікації видобутку вуглеводнів важливим фактором є вплив застосовуваних реагентів на набрякання глинистих мінералів порід. Оскільки, під час зволоження глин за рахунок розширення молекулами води міжпакетного простору відбувається інтенсивне їх набрякання, то об'єм глини може збільшуватись у десятки разів. Глинисті частки обволікаються тонкими плівками води, які мають

переважаючий вплив на властивості глинистих порід і фільтраційні параметри всього пористого середовища.

Тиск набрякання це величина надлишкового тиску, який розвивається в гірській породі внаслідок проникнення рідини в середину кристалічної решітки мінералів, які є в гірській породі. Тиск набрякання свідчить про наявність глинистих гідрофільних компонентів у гірській породі.

Є багато методів визначення тиску набрякання гірських порід, але для здійснення цих методів потрібно використовувати складне гідравлічне оснащення, а подрібнення гірської породи до порошкоподібного стану в цих методах вносить значні спотворення. Методи визначення тиску набрякання зразків природних кернів, які використовують за кордоном, базуються на використанні тензометрії, що є непридатними методами за великої тривалості дослідів.

Розроблена нами методика оцінки тиску набрякання зразків гірських порід в моделях пластової води та розчинах хімреагентів дозволяє проводити прямі виміри тиску набрякання зразків природних гірських порід без використання гідравлічного обладнання високого тиску та методів тензометрії.

Установка складається з гвинта 1, динамометра стиснення ДОСМ 3-52, індикатора годинникового типу 3, пуансона 4, спресованого зразка породи 5, матриці 6, ванни 7, піддона 8, основи пресу 9 (рис. 3.15).

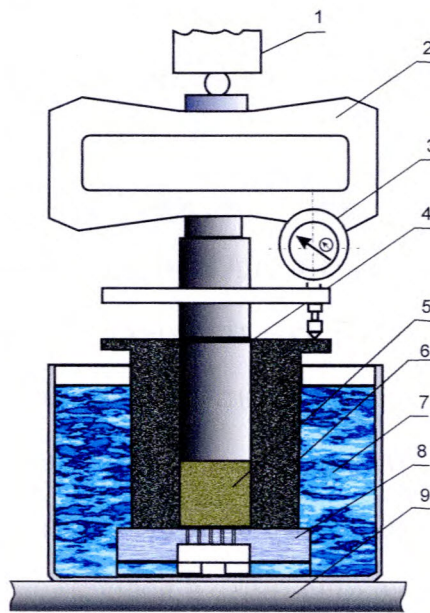
Для одержання ідентичних за своїми фізико-хімічними властивостями зразків порід використовуються моделі зразків гірських порід, виготовлених із кернів. Керновий матеріал ретельно відмивають та висушують до постійної маси.

Виготовлення зразка гірської породи проводиться способом сухого пресування в металевій матриці Жигача-Ярова.

Матриця 6 зі спресованим зразком гірської породи 5 ставиться на піддон 8 у ванну 7. Пресом через пуансон 4 на зразок гірської породи 5 поступово створюється навантаження до 6000 кг/см^2 , яке фіксується

динамометром стиснення. Час витримування зразка під тиском 10 хв. Після цього в ванну заливається досліджувана рідина і протягом 1-2 діб проводяться спостереження за показами індикатора набрякання з ціною поділки 0,001 мм.

За відсутності збільшення об'єму зразка гірської породи проводиться ступінчате пониження навантаження доти, поки не буде зафіксовано збільшення об'єму зразка гірської породи. Час витримування зразка під навантаженням у кожному ступені – 1–2 доби.



- 1 – гвинт преса; 2 – ДОСМ 3-52; 3 – індикатор; 4 – пуансон;
 5 – спресований зразок породи; 6 – матриця; 7 – ванна;
 8 – піддон; 9 – основа преса.

Рисунок 3.15 – Схема установки для оцінки тиску набрякання гірських порід в фільтратах рідин глушіння

Таким чином, визначається мінімальне навантаження, яке може протидіяти збільшенню об'єму зразка гірської породи внаслідок фізико-хімічної взаємодії досліджуваної рідини зі зразком гірської породи.

Величина тиску, яка відповідає цьому навантаженню, визначається за формулою:

$$P_p = \frac{F}{S}, \quad (3.9)$$

де P_p – тиск, який може протидіяти набряканню зразка гірської породи, кг/см²;

F – навантаження на зразок гірської породи, кг;

S – площа поперечного перерізу зразка гірської породи, см².

Різниця величин набрякання зразків гірських порід за однакових тисків показує інгібуючу здатність різних моделей досліджуваних рідин – чим менша величина набрякання тим вища інгібуюча здатність досліджуваної рідини.

Як модель глинистої породи нами був вибраний зволожений глинопорошок Костянтинівського ВАТ «Завод обважнювачів», до складу якого входить монтморилоніт і каолініт – гідрослюдисті мінерали.

Модель глини готувалась наступним чином. В ексикаторі за допомогою пестика розтирали глинопорошок з водою в співвідношенні 2:1. Після утворення рівномірної пластиліноподібної глинистої пасти ексикатор герметично зачинявся й залишався в стані спокою 2 доби.

Одержана пластиліноподібна паста мала густину 1850 кг/м³, вологість 30 %, вона з зусиллям розкачувалась у руках.

У дослідах використовувалась також висушена крейда, для моделювання карбонатних порід, відібрана під час буріння крейдяних відкладів карбону.

Критерієм підбору складових компонентів є найменше набрякання глин та крейди в моделях спеціальних рідин, з додаванням конденсованих дегідратаційних систем.

Результати дослідження набрякання глин та крейди в конденсованих дегідратаційних системах ДФК-12 та ДФК-12К відповідно приведено в таблиці 3.27–3.28.

Таблиця 3.27. – Коефіцієнт набрякання глини в ДФК-12

№ з/п	Реагент	Концентрація, %	Коефіцієнт набрякання				
			1 год	3 год	5 год	10 год	24 год
1	Вода		1,20	1,37	1,43	1,46	1,51
2	ДФК-12	7	0	0	0	0	0,0012
3		9	0	0	0	0	0,0035
4		11	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
5		13	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
6		15	0,1	0,13	0,13	0,13	0,13
7		17	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13

На основі аналізу отриманих даних встановлено, що концентрація 7–9 % ДФК-12 не викликає набрякання глинистих мінералів породи. У межах концентрації 11–15 цей показник становить 0,05–0,13, під час збільшення концентрації до 17 % цей показник не змінюється. Коефіцієнт набрякання глини у пластовій воді знаходиться у межах 1,2–1,51, що в 9,2 рази більше від коефіцієнта набрякання глин у розчині ДФК-12 концентрацією 17 %.

Результати досліджень впливу реагенту ДФК-12К на ступінь набрякання крейди, дозволяють зробити висновок про те, що конденсована дегідратаційна система ДФК-12К не викликає набрякання останньої. Про це свідчать отримані значення коефіцієнтів набрякання цементуючих мінералів порід колекторів.

У лабораторії досліджено набрякання глинистих мінералів під дією конденсованих дегідратаційних системи ДФК-12 та ДФК-12К при $T=80$ °С. Результати досліджень подано в табл. 3.29.

Під час проведення експериментальних досліджень визначення впливу хімреагентів на набрякання глинистих мінералів породи було встановлено, що конденсовані дегідратаційні системи ДФК-12 та ДФК-12К у 1,89 – 15,6 разів зумовлюють нижчу ступінь набрякання глинистих мінералів породи, ніж відповідні глинокислотні та солянокислотні розчини, що застосовують для відновлення фільтраційних властивостей теригенних та карбонатних колекторів.

Таблиця 3.28 – Коефіцієнт набрякання крейди вДФК-12К

№ з/п	Реагент	Концентрація, %	Коефіцієнт набрякання				
			1 год	3 год	5 год	10 год	24 год
1	Вода		1,14	1,30	1,43	1,43	1,43
2	ДФК-12К	7	0	0	0	0	0
3		9	0	0	0	0	0
4		11	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04
5		13	0,04	0,045	0,05	0,05	0,05
6		15	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
7		17	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Таблиця 3.29 – Ступінь набрякання глинистих мінералів порід-колекторів у досліджуваних розчинах хімреагентів

№ з/п	Реагент	Концентрація, %	Ступінь набрякання глинистих мінералів, %	Концентрація глин, %		Різниця
				до оброблення	після оброблення	
1	ДФК-12	7	22	12,17	9,953	2,2
2		9	22	12,7	9,983	2,7
3		11	20	12,5	8,275	4,2
4		13	19	12,8	8,28	4,5
5		15	14	17,3	10,478	6,8
6		17	14	11,5	6,87	4,6
7	НСІ + HF	12 + 3	35	11,3	10,2	1,1
8	ДФК-12К	7	1	11,6	10,2	1,4
9		9	2	12,3	11,4	0,9
10		11	2,5	12,7	11,9	0,8
11		13	2,7	12,1	11,6	0,5
12		15	3	11,8	10,3	1,5
13		17	3,4	11,4	10,5	0,9
14	НСІ	12	38	11,8	11,7	0,1

Крім того, після оброблення ДФК-12 теригенних зразків керну знижується концентрація глин у 1,5 рази, тоді як після глинокислотної композиції лише у 1,1 рази. Отже, ДФК-12 здатний частково розчиняти глинисті мінерали породи. Тоді як, ДФК-12К викликає найнижчу ступінь набрякання глинистих мінералів породи 1,1–3,4 разів.

Експериментально встановлено вплив концентрації ДФК-12 та ДФК-12К на ступінь розчинення бентонітової глини за температури 20 °С і тривалістю досліду 20 годин. Результати подано в таблиці 3.30.

Таблиця 3.30 – Вплив концентрації ДФК-12 та ДФК-12К на ступінь розчинення глини

№ з/п	Реагент	Концентрація, %	Ступінь розчинення бентонітової глини, %
1	ДФК-12	7	19,3
2		9	21,1
3		11	22,7
4		13	23,6
5		15	25,0
6		17	26,2
7	HCl + HF	12 + 3	41,7
8	ДФК-12К	7	6,1
9		9	8,4
10		11	8,9
11		13	9,6
12		15	10,1
13		17	10,5
14	HCl	12	8,1

Результати досліджень свідчать про те, що конденсовані дегідратаційні системи ДФК-12 та ДФК-12К володіють ступенем розчинення бентонітової глини з середнім значенням 22,7–8,9 % відповідно. Тоді як глинокислотний та солянокислотний розчини мають ступінь розчинення глинистих мінералів відповідно 41,7–38,1 %.

Для визначення впливу розроблених систем на зміну ємнісно-фільтраційних характеристик порід проведені дослідження з розглинизації

зразків гірської породи теригенного глинистого колектора з вмістом глинистих мінералів 12,6 % та карбонатного з вмістом глинистих мінералів 13,8 %. Результати подано в таблиці 3.31–3.32.

Таблиця 3.31 – Дослідження зміни маси зразків гірської породи теригенного глинистого колектора з застосуванням конденсованої дегідратаційної систем ДФК-12 (вміст глинистих мінералів 12,6 %)

№ з/п	Концентрація ДФК-12, %	Температура, °С / час витримки, год.	% Зниження маси
1	7	80/24	2,69
2	9	80/24	6,73
3	11	80/24	9,13
4	13	80/24	11,07
5	15	80/24	16,76
6	17	80/24	19,27
7	12%НCl + 3%HF	80/24	3,12

Таблиця 3.32 – Дослідження зміни маси зразків гірської породи карбонатного глинистого колектора з застосуванням конденсованої дегідратаційної систем ДФК-12К (вміст глинистих мінералів 13,8%)

№ з/п	Концентрація ДФК-12К, %	Температура, °С / час витримки, год.	% зниження маси
1	7	80/24	1,0
2	9	80/24	5,24
3	11	80/24	5,28
4	13	80/24	6,90
5	15	80/24	10,8
6	17	80/24	11,05
7	12%НCl	80/24	29,3

Встановлено, що після оброблення ДФК-12 знижується маса теригенного колектора в 2,5 рази. Слід зазначити, що дієвими концентраціями ДФК-12 є 9–17 %, утворення осаду після розчинення породи не спостерігалось.

Після оброблення карбонатної глинистої породи реагентом ДФК-12К зменшується маса зразка в 3,6 разів. Найвищою розчинювальною здатністю

володіють розчини ДФК-12К концентрацією 11–17 %. Встановлено, що після реакції з породою ДФК-12К утворення вторинного осаду не відбувалось.

Таким чином, конденсовані дегідратаційні системи ДФК-12 та ДФК-12К помірно утворюють нові та очищують старі канали фільтрації у продуктивних пластах. Тому для проведення робіт з підвищення продуктивності свердловин можна широко використовувати розроблені конденсовані дегідратаційні системи ДФК-12 та ДФК-12К. Крім того, обмеження в залежності від літологічного складу породи, як у випадку з використанням глинокислотних розчинів не має.

3.7 Дослідження сумісності фосфатовмісних конденсованих дегідратаційних систем з пластовими флюїдами

Важливим питанням у практичному плані є сумісність застосовуваних різноманітних хімреагентів для інтенсифікації роботи свердловин з пластовим флюїдом. Оскільки у результаті проходження ряду фізико-хімічних процесів можливе утворення нерозчинних солей, флокуляція і осадження продуктів реакції, то як наслідок відбувається зниження ємнісно-фільтраційних характеристик пласта.

У лабораторних умовах досліджено сумісність розроблених конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К з реальними пластовими водами зі свердловин ДДВ. Для отримання більш об'єктивних результатів дослідження взято різну пластову воду густиною 1,05–1,18 г/см³: хлоркальцієву, гідрокарбонатно-натрієву, хлор-натрієву, фосфатно-натрієву, сульфатно-натрієву, бішофіт.

Лабораторні дослідження полягали у змішуванні порції пластової води з конденсованими дегідратаційними системами ДФК-12 і ДФК-12К та візуальним спостереженням за станом розчинів. Після змішування

досліджувані розчини залишали в спокої на 7 діб, потім відмічали зміну станів розчинів (утворення осаду).

На основі отриманих даних встановлено, що під час змішування пластових вод з конденсованими дегідратаційними системами ДФК-12 та ДФК-12К різного типу та концентрації не відбувається утворення солей чи флокуляція інгредієнтів системи.

Отже, ДФК-12 та ДФК-12К не мають обмеження під час змішування з пластовою водою різної мінералізації, тому їх можна широко застосовувати для підвищення видобувних характеристик свердловин.

Висновки до розділу 3

1. Експериментально встановлено, що після оброблення ДФК-12 та ДФК-12К відповідно, змінюється змочуваність поверхні порового середовища порід у результаті адсорбції реагенту, як наслідок змінюється швидкість фільтрації пластових флюїдів: збільшується фільтрація вуглеводнів у 2–5,5 разів, зменшується фільтрація пластової води у 1,5–2 разів.

2. Визначено, що оброблення конденсованими фосфатовмісними дегідратаційними системами ДФК-12 та ДФК-12К ефективно збільшує швидкість фільтрації гасу в 5,2 та 1,8–3 рази відповідно. Крім того, швидкість фільтрації пластової води після ДФК-12 змінюється лише у 1,03 разів, а після ДФК-12К цей показник зменшується в 5,8–7,0 разів. Тривалість ефекту впливу даних реагентів складає 30 – 40 об'ємів порового середовища.

3. У результаті досліджень статичної адсорбції було встановлено, що розроблені фосфатвмісні конденсовані системи ДФК-12 та ДФК-12К, володіючи дегідратаційними властивостями та адсорбуючись на поверхні порового середовища, дегідратують молекули води, змінюють змочуваність керну за рахунок утворення поліфосфатної плівки.

4. Експериментально показано, що ДФК-12 та ДФК-12К володіють достатньою розчинювальною здатністю відповідно теригенного та карбонатного колектора. Так ДФК-12 у концентрації 7–17 % при 20°C розчиняє теригенний kern на 10,1–22 %, при 60°C на 14,7–28 %, при 90°C на 22,4–32,6 % відповідно. ДФК-12К в концентрації 7–17 % розчиняє карбонатний kern при 20°C на 1,2–5,4 %, при 60°C на 2,7–7,6 %, при 90°C на 5,3–8,9 % відповідно.

5. Експериментальними дослідженнями доведено, що розроблені конденсовані дегідратаційні системи ДФК-12 та ДФК-12К володіють низькою корозійною активністю. За температури до 80°C ДФК-12К має низьку корозійну активність, швидкість корозії сталі марки Р-105 становить 0,005–0,28 г/м²·год. За температури 80–160 °С швидкість корозії сталі марки Р-105 становить 0,28–0,39 г/м²·год. Конденсована система ДФК-12 має вищу корозійну активність ніж ДФК-12К за температури 20–60 °С швидкість корозії сталі марки Р-105 становить 0,23–0,72 г/м²·год, а при 80–160 °С 1,33–1,49 г/м²·год. У той же час швидкість корозії сталі марки Р-105 за температури 80–160 °С у солянокислотному (СКР) та глинокислотному (ГКР) розчинах становить 71,8–145,78 г/м²·год та 68,11–143,2 г/м²·год відповідно.

6. Встановлено, що реагенти ДФК-12 та ДФК-12К попереджують набрякання та частково розчиняють глинисті мінерали породи. У результаті досліджень встановлено, що концентрація 7–9 % ДФК-12 не викликає набрякання глинистих мінералів породи. У межах концентрації 11–15 цей показник становить 0,05–0,13, під час збільшення концентрації до 17 % цей показник не змінюється. Коефіцієнт набрякання глини у пластовій воді знаходиться у межах 1,2–1,51, що в 9,2 рази більше від коефіцієнту набрякання глин у розчині ДФК-12 з концентрацією 17 %.

7. Конденсована дегідратаційна система ДФК-12К не викликає набрякання глинистих мінералів, про що свідчать значення коефіцієнтів набрякання. Так для концентрації 7–9 % цей показник незмінний, а для

концентрації 11–17 % становить 0,03–0,07 відповідно, що в 35,4–26,9 разів менше від значення коефіцієнту набрякання крейди в пластовій воді.

8. З'ясовано, що розроблені конденсовані фосфатвмісні системи сумісні з пластовими водами, не викликають солеутворення і не здатні до флокуляції інгредієнтів системи.

РОЗДІЛ 4

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ПІДВИЩЕННЯ ВИДОБУВНИХ ХАРАКТЕРИСТИК СВЕРДЛОВИН ШЛЯХОМ ЗАСТОСУВАННЯ ФОСФАТОВМІСНИХ ДЕГІДРАТАЦІЙНИХ СИСТЕМ ДФК-12 ТА ДФК-12К

4.1 Обґрунтування технології кислотного впливу на привибійну зону пласта КДС

В основу технології інтенсифікації роботи свердловин шляхом фізико-хімічного діяння на ПЗП розчинами розроблених конденсованих систем ДФК-12 та ДФК-12К лягли результати лабораторних досліджень, їх впливу на колекторські властивості зразків кернів та існуючі загально прийняті технології закачування хімічних реагентів в продуктивні пласти експлуатаційних свердловин [214].

Експериментально встановлено, що конденсовані дегідратаційні системи ДФК-12 та ДФК-12К володіють дегідратуючими властивостями та помірно реагують з породою, відновлюючи та збільшуючи природні ємнісно-фільтраційні характеристики колектора, за рахунок помірного утворення нових та відновлення існуючих каналів фільтрації, зміни змочуваності поверхні порового середовища продуктивних колекторів, запобігання набрякання глинистих мінералів порід, утворення нерозчинних солей.

Основними критеріями підбору видобувних свердловин для ОПЗ конденсованими дегідратаційними системами є ознаки зниження, або відсутності припливу вуглеводнів, хімічним складом пластового флюїду, термобаричними умовами. З метою визначення критеріїв вибору свердловин і здійснення технологічного процесу проведено статистичний аналіз геолого-технологічних факторів.

Вибір об'єкту для проведення промислових робіт з впровадження технології кислотного впливу на привибійну зону пласта шляхом застосуванням конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К здійснюють, враховуючи наступні фактори, табл. 4.1.

Технологія оброблення привибійної зони свердловин включає такі етапи:

- вибір і дослідження свердловини на продуктивність;
- визначення хімічного складу пластових флюїдів,
- підготовку свердловини;
- техніку і технологію проведення робіт з комплексного впливу на привибійну зону пласта КДС;
- дослідження свердловини на продуктивність після оброблення, визначення ефективності проведених робіт.

Таблиця 4.1 - Фактори застосування конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К для оброблення ПЗП нафтових та газових свердловин

№ з/п	Фактори застосування	ДФК-12	ДФК-12К
1.	Низькі ємкісно-фільтраційні характеристики теригенного пласта	+	
2.	Необхідність зменшення глинизації теригенного пласта	+	
3.	Фізико-літологічна кольматація ПЗП (набрякання глинистих мінералів порід)		+
4.	Механічна кольматація ПЗП твердими частинками промивальних рідин		+
5.	Необхідність збільшення продуктивності свердловин на початковій стадії обводнення пластів	+	+
6.	Очищення ПЗП від скрапленого конденсату		+

Видобувні газоконденсатні чи нафтові свердловини повинні мати таку характеристику:

- глибина свердловини – до 6500 м;
- дебіт свердловини – не регламентується;
- конденсатний / газовий фактор – не регламентується;
- величини коефіцієнтів пористості і проникності продуктивних відкладів – не нижчі середніх значень для пласта-колектора;
- відсутність інтенсивного, прогресуючого притоку пластових вод у свердловину.

Для кожної свердловини, на якій будуть проводити обробку привибійної зони, необхідно мати такі дані:

- контрольні заміри на робочому режимі дебітів газу, конденсату, нафти і води,
- тисків у трубному та затрубному просторі і на вибої свердловини;
- значення статичного і пластового тисків;
- дані продуктивності свердловини;

До проведення оброблення привибійної зони свердловини вибій і шлейф свердловини повинні бути очищені від рідини і механічних домішок (частинок породи, продуктів корозії та ерозії металу труб), що виноситься разом з пластовим флюїдом зі свердловини у спеціальні ємності, або шляхом продувки свердловини на факел.

Свердловина повинна мати герметичні обсадну колону, насосно-компресорні труби (НКТ) і фонтанну арматуру. Площадка біля устя свердловини і під'їзні шляхи для завезення і розміщення необхідної техніки, обладнання і робочих рідин повинні бути зручними.

Технологія проведення робіт з комплексного впливу на привибійну зону пласта КДС передбачає обов'язкове виконання операцій:

- очищення НКТ від технологічних забруднень шляхом їх промивання слабокислотним розчином з додаванням ПАР;

- перевірка пласта на приймальність для визначення об'єму закачуваної композиції та швидкості її закачування;
- очищення вибою та присвердловинного оброблення пласта шляхом встановлення кислотної ванни з додаванням ПАР та видалення її промивкою;
- кислотного впливу на пласт КДС шляхом закачування приготованого розчину в пласт.

У залежності від типу колектора застосовують для карбонатних колекторів ДФК-12К, а для теригенних – ДФК-12.

Під час планування оброблення ПЗП, об'єми для закачування розчинів обраховували з необхідності оброблення не менше 50 см продуктивного пласта чи прошарку. Розрахунок об'єму робочого розчину (м³) визначають за формулою:

$$V_{p.p.} = \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot m, \quad (4.1)$$

де

r – запланований радіус впливу на пласт, м

h – ефективна потужність продуктивного пласта, м

m – пористість, дол.од.

Приготування робочого розчину відбувається безпосередньо біля свердловини у спеціальних ємностях обладнаних перемішувачем для ефективного розчинення складових частин КДС та отримання гомогенної системи.

Процеси приготування ДФК-12 та ДФК-12К близькі і відрізняються лише складом. Згідно з лабораторними дослідженнями, для отримання КДС ДФК-12, у розрахований об'єм води додають розраховану кількість сильних кислот (соляну, фтороводневу); під час постійного перемішування додають сіль фосфорної кислоти (гідрофосфат чи дигідрофосфат натрію чи калію). У результаті взаємодії складових компонентів відбувається утворення фосфорної кислоти. Після повного розчинення солі, за постійного перемішування, вводять розчинник (спирти: метанол або ізоаміловий або пропанол). Під час взаємодії неорганічних кислот зі спиртами утворюються ефіри, які здатні знижувати поверхневий натяг, відмивати

асфальтосмолопарафіністі відклади, збільшувати фільтрацію флюїду. Останніми до системи додається лимонна кислота та інгібітор корозії. Таким чином, кожен компонент системи вступає у хімічні реакції, утворюється динамічна конденсована дегідратаційна система, яка володіє комплексними властивостями. Саме за рахунок розриву хімічних зв'язків і утворенню нових, досягається вплив на порове середовище продуктивного колектора та пластовий флюїд.

Конденсовану дегідратаційну систему ДФК-12К готують шляхом механічного змішування органічних кислот (мурашина, оцтова) з ортофосфорною кислотою, потім додають органічний розчинник (метанол або пропаном або ізопропіловий спирт) та ПАР під час постійного перемішування. Відповідно до дисоціації фосфорної кислоти, під час взаємодії зі спиртами, утворюються ефіри.

Для проведення операції обладнання обв'язують зі свердловиною за схемою згідно з рис. 4.1.

Висока ефективність технології кислотного впливу забезпечується:

1. Очищенням привибійної зони пласта за рахунок видалення техногенного забруднення.

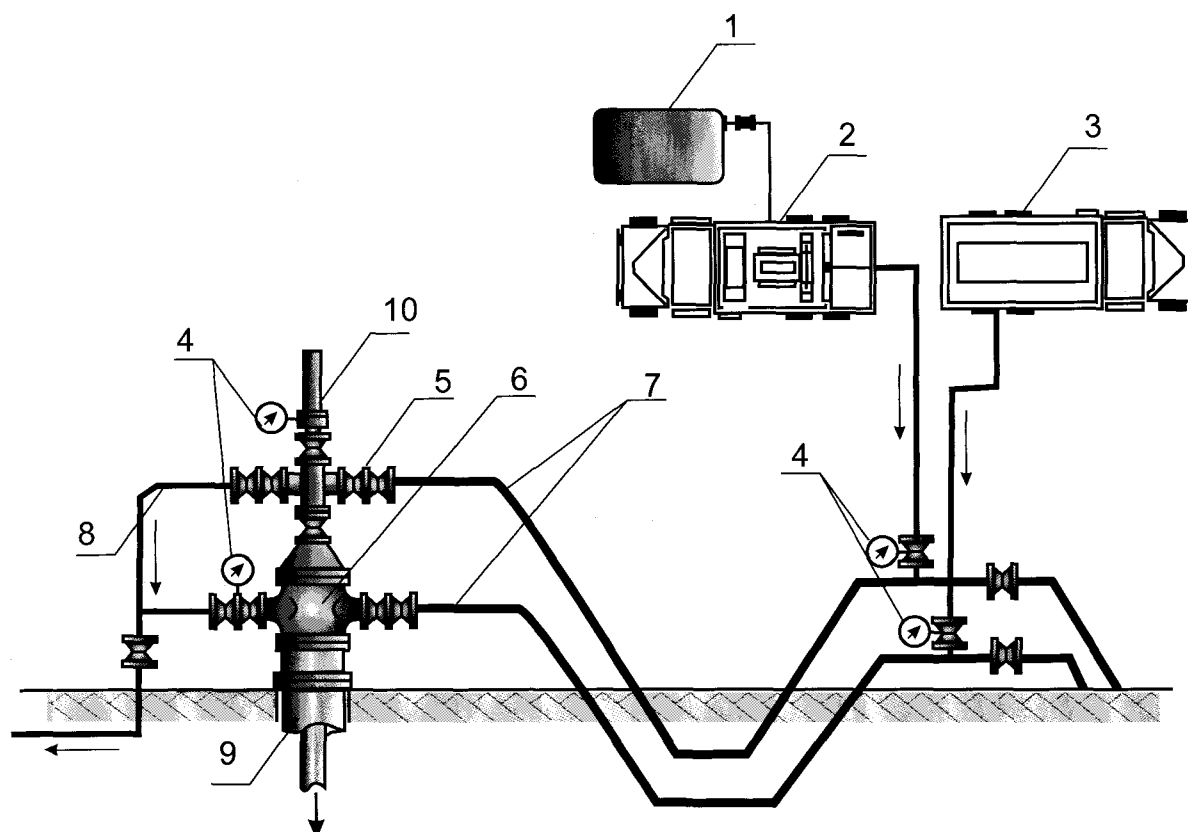
2. Дегідратацією води з оброблюваної поверхні породи складовими компонентами конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К та видаленням надлишкової води з порових каналів, за рахунок високої адсорбції складових компонентів конденсованих дегідратаційних систем.

3. Зміною змочуваності поверхні порід та фазовим перерозподілом рідин у пористому середовищі, в результаті чого вода займає більші капіляри, що полегшує її винесення та знижується водонасиченість обробленої зони пласта.

4. Запобіганням набрякання глинистих мінералів породи за рахунок активного впливу фосфат-аніону на глинисті міцели.

5. Запобіганням утворення нерозчинних солей.

6. Низькою корозійною активністю КДС до металевого обладнання свердловин.



1 – ємність для приготування робочого розчину; 2 – насосний агрегат; 3 – компресор/азотна установка чи інше джерело газу високого тиску; 4 – манометри; 5 – засувки; 6 – фонтанна арматура; 7 – викидні лінії трубного, затрубного просторів; 8 – шлейфові лінії; 9 – експлуатаційна колона; 10 – лубрикатор.

Рисунок 4.1 – Схема обв'язки обладнання під час проведення робіт з оброблення ПЗП конденсованими дегідратаційними системами

4.2 Розробка та впровадження технології оброблення пласта фосфатовмісними дегідратаційними системами ДФК-12 та ДФК-12К

Технологія оброблення карбонатних та теригенних колекторів відрізняється найперше складом фосфокомплексу. Під час розробки рецептури враховували недопущення можливих негативних впливів кислот на продуктивний колектор, а саме: вторинне осадоутворення, набрякання глинистих складових колектора, швидке розширення високопроникних каналів фільтрації, гідрофілізація порового середовища. Оброблення карбонатних колекторів фосфатовмісною дегідратаційною системою ДФК-12К передбачає вищу концентрацію кислотних складових, рецептура якого розроблена в ході виконання експериментальних досліджень. Оброблення теригенних колекторів передбачає введення визначеної кількості фтористоводневої кислоти для ефективнішого розчинення глинистих та кварцових складових колектора. Технологічні операції з оброблення карбонатних і теригенних свердловин і нафтових і газових родовищ наведено нижче.

4.2.1. Технологія оброблення теригенних колекторів експлуатаційних свердловин фосфатовмісною системою ДФК-12

4.2.1.1 Технологічні аспекти оброблення теригенних колекторів дегідратаційним комплексом ДФК-12 на нафтових свердловинах

Процес видобування нафти з нафтових родовищ ускладнюється підвищеною в'язкістю самої продукції, надлишковим вмістом парафінів, смол та асфальтенів; низькою проникністю продуктивних колекторів; емульсеутвоєнням, обводненістю продукції та ін. Тому процес оброблення нафтових свердловин фосфатовмісною системою ДФК-12 адаптований для вирішення вище згаданих проблем.

Дана технологія передбачає виконання наступних операцій:

- очищення НКТ від технологічних забруднень шляхом їх промивання слабокислотним розчином, який містить: 5 % HCl + 8–10 % Na₂HPO₄ + 0,5–1 % фосфатовмісний ПАВ + розчинник. Дана операція очистить поверхню НКТ від забруднення та за рахунок утворення фосфатної плівки попередить корозію металу;
- очищення вибою та присвердловинної зони пласта шляхом встановлення кислотної ванни: 10–12 % HCl + 1,5–2 % HF + 10–15 % Na₂HPO₄ + 1 % лимонної кислоти + 0,5–1,5 % ПАР + розчинник та видалення її промивкою. Номер складу вибирається з урахуванням літології пласта та складу пластового флюїду. Дана операція забезпечує очищення ПЗП від АСПВ, солей, залишків технологічних рідин, підготовки поверхні порового середовища до взаємодії з основним розчином фосфатовмісної системи;
- перевірка пласта на приймальність для визначення наступного об'єму закачуваної композиції та швидкості її закачування;
- комплексний вплив на пласт фосфатовмісною системою ДФК-12 шляхом закачування приготованого розчину в пласт одного зі складів згідно таблиці № 2.16. Концентрація фосфатовмісної системи залежить від літології пласта та складу пластового флюїду. Ефект впливу досягається за рахунок очищення старих каналів фільтрації від АСПВ та техногенних забруднень, а також утворення нових каналів фільтрації за рахунок помірною розчинення складових породи, у зв'язку з чим досягається збільшення зони оброблення пласта навколо свердловини. За рахунок зміни діяння поверхневих сил та змочуваності поверхні порового середовища забезпечується зменшення фільтраційних опорів у ПЗП та підвищення швидкості фільтрації нафти. За підвищеного вмісту глинистих мінералів у продуктивному пласті досягається запобігання набрякання глинистих мінералів та часткове їх розчинення, за рахунок руйнування в'язких глинисто-полімерних зв'язків. Продукти реакції кислотного розчину з породою є водорозчинними та легко видаляються з

пласта. У результаті такого оброблення збільшується проникність продуктивного пласта саме для вуглеводневої складової.

Для підтвердження ефективності технологічних основ впливу фосфатовмісної системи ДФК-12 на теригенний колектор нафтових свердловин проведено обробку на Наташинському, Ядутівському та Сарському родовищах. Геолого-технічні характеристики оброблюваних свердловин та фізико-хімічні властивості флюїду перед проведенням роботи представлено в табл. 4.2.

Таблиця 4.2. – Геолого-технічні характеристики свердловин та фізико-хімічні властивості флюїду перед проведенням оброблення ПЗП.

№ з/п	Параметр	Ядутівське НР (1)	Наташинське НР (2)	Сарське НР (3)
1	2	3	4	5
1	Номер свердловини	1	2	22
2	Штучний вибій, м	3321	5013	5352
3	Інтервал перфорації, м	2971-2338	4913-4929	5277-5345м
4	Ефективна потужність, м	79,6	9,1	45
5	Експлуатаційний горизонт	Д-3	В-21н	В-20
6	Літологічні характеристики	Пісковики поліміктові різнозернисті з глинисто-карбонатним цементом (3-7 %) та прошарками аргілітів	Пісковики світло-сірі, бурувато-сірі кварцові. Каолінітовий цемент (10-12 %).	Пісковик темно-сірий дрібнозернистий кварцовий сильноцементований. Цемент каоліново-кварцовий (4-6 %)
7	Пористість, %	від 5-7 до 8-13	7,6–13,2	8-11
8	Поточний пластовий тиск, МПа	23,3	20,58	50,14
9	Темп. пласта, °С	79,8	121,4	132
10	Тиск трубний робочий, МПа	8,4	14,6	12,5
11	Обводненість продукції, %	4	25	0

Продовження таблиці 4.2

1	2	3	4	5
12	Густина нафти, кг/м ³	812	845	790
13	В'язкість нафти, сПз	2	3,5	0,8
14	Газовий фактор, г/м ³	20	15	55

Таблиця 4.3 – Фосфатовмісний склад ДФК-12, який використовувався для оброблення теригенного колектора нафтових свердловин на Наташинському, Ядутівському та Сарському родовищах

№ з/п	Реагенти	Концентрація реагентів, %								
		Ядутівське НР (1)			Наташинське НР (2)			Сарське НР (3)		
		Номер розчину								
		1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	НСІ	5	5	12	8	1,5	12	5	10	12
2	HF	-	2	3	0,5	3	3	3	3	3
3	Солі фосфорної кислоти	8-10	15	10	8	17	20	15	20	20
4	Лимонна кислота	-	1	1	0,2	1,5	1,5	1	1,5	1,5
5	Інгібітор корозії	1	1	1	0,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
6	Розчинник (високоатомні спирти)	30	25	20	19	25	30	25	20	20
7	Вода	54	44	53	63,9	40	32	53	44	42

Впровадження технології комплексного впливу на ПЗП фосфокомплексом ДФК-12 на свердловині 1 Ядугівського НР.

Свердловина 1 розконсервована після 17 років зупинки в результаті геологічного вивчення родовища. Після розконсервації видобувні характеристики склали 25 % початкових. Для відновлення колекторських характеристик пласта прийнято рішення про кислотну обробку, яка полягала в наступному.

1. Попереднє промивання свердловини слабо кислотним розчином наступного складу 5 % СНООН + 8–10 % Na_2HPO_4 + 0,5–1 % фосфатовмісний ПАВ + розчинник в об'ємі 3 м³ для видалення техногенних забруднень та, за рахунок адсорбції фосфатовмісних реагентів на поверхні металу, забезпечення корозійного захисту. Промивальний кислотний розчин закачали через НКТ до башмака, та шляхом циркуляції видалили зі свердловини на мінімальній швидкості ($Q = 2\text{--}3\text{л/сек.}$). Промивання свердловини здійснювали технічною рідиною з концентрацією хлористих солей 3–4 % та ПАР 2 % протягом 1,5 циклу.

2. Допуск НКТ до нижніх отворів перфорації (гл. 2952 м). Приготування і закачування на вибій фосфатовмісного кислотного складу ДФК-12 № 2, згідно табл. 4.3, для динамічної ванни в об'ємі 5 м³. Створюючи періодичні репресії (не перевищуючи тиску опресування колони) на пласт при закритому затрубному просторі, обробили присвердловинну зону та визначили приймальність оброблюваного горизонту. Час оброблення 1–1,5 год. Зворотним промиванням технічною рідиною з концентрацією солей 3–4 % та ПАР 2 % протягом 1,5 циклу очистили свердловину від продуктів реакції.

За час динамічної ванни створено 5 циклів впливу на ПЗП. Приймальність свердловини на кінець циклів зростає з 0,5 м³ при 12,5 МПа у першому циклі до 5,6 м³ при 11,2 МПа у п'ятому циклі, що свідчило про відновлення фільтраційних каналів у присвердловинній зоні.

3. Проведення глибокого кислотного оброблення. Приготували в кислотній ємності і закачали на вибій фосфатовмісну систему ДФК-12 для внутрішньопластового оброблення в об'ємі 80 куб.м при відкритому затрубному просторі та продавили технічною рідиною в пласт при закритому затрубному просторі за тиску, що не перевищував 11 МПа. Закрили свердловину і залишити на 3–4 год. Слідкували за динамікою зміни тиску. Після завершення часу, зворотним промиванням, 2-ма циклами очистили свердловину від продуктів реакції на факельний амбар до повного видалення продуктів реакції. Освоїли свердловину створенням депресії на пласт, шляхом зниження рівня рідини в свердловині. Освоєння свердловини відбувалось за три етапи: зниження рівня до 500 м, витримка 12 годин на час підймання рівня до устя; зниження рівня до 1200 м з витримкою 12 годин. Рівень рідини піднявся до устя і спостерігався перелив. На останньому етапі понизили рівень подачею азоту до 1800 м. Після витримки 8 годин отримали чітке переливання рівня на усті. Для експлуатації свердловини встановлено відцентровий насос на глибину 1100 м. Стабільне видобування нафти отримано через 8 діб очищення свердловини. За час освоєння видобуто 56 м³ води. Результати зміни видобувних характеристик свердловини 1 Ядугівського НР представлено в таблиці 4.4.

Впровадження технології комплексного впливу на ПЗП шляхом застосування фосфокомплексу ДФК-12 на свердловині 2 Наташинського нафтового родовища.

Свердловина 2 втратила видобувні характеристики після КРС, яке проводили через обрив відцентрового насосу на вибій. Під час проведення КРС свердловину глушили пластовою водою густиною 1050 кг/м³ без попередньої підготовки та додавання ПАР, час КРС склав 3 міс. Після закінчення КРС свердловина не освоїлась через глибоку кольматацію. Для відновлення працездатності свердловини промисловиками проведене соляно-кислотне оброблення, яке дало можливість отримати 4,8 м³ нафти на добу. З

2 місяці експлуатації свердловина зменшила видобувні характеристики до $3,2 \text{ м}^3$. Для відновлення ємнісно-фільтраційних характеристик пласта прийнято рішення про обробку ПЗП фосфокомплексом ДФК-12.

Оброблення проведене в три етапи.

На першому етапі проведено промивання свердловини розчином № 1 згідно табл. 4.3. Промивання виконано методом помпування в НКТ та видаленням по трубному простору, подачею технологічної рідини в затрубний простір. Об'єм промивки становив 8 м^3 . Технологічна рідина була приготована з 3 % розчину хлориду калію з додаванням 0,5 % фосфатовмісного ПАР оксифос.

На другому етапі на вибої свердловини встановлено кислотну ванну в об'ємі 5 куб.м. Склад кислотного розчину № 2 згідно табл. 4.3. Час витримки ванни на вибої склав 12 год. Кожні 2 год. здійснювали циркуляційний рух на вибої, шляхом прокачування 1 куб.м технічної рідини в НКТ при відкритому затрубному просторі. За час даного оброблення свердловина поглинула $2,5 \text{ м}^3$ кислотного розчину. Після закінчення часу витримки кислотний розчин видалено зі свердловини методом зворотного промивання. Свердловину освоєно чотирьохетапною подачею азоту в затрубний простір до виходу продуктів реакції з пласта та отримання припливу нафти. За результатами ванни визначено, що динамічний рівень нафти зріс з 1800 м за 3 год. до одробки, до 1200 м за 3 год.

Третім етапом було проведення глибокого кислотного оброблення. У спеціальній кислотній ємності приготували і запомпували на вибій кислотний склад № 3 в об'ємі 15 куб.м., продавивши в зону інтервалу перфорації. Далі кислотний склад продавили в пласт з урахуванням тиску опресування колони. Приймальність свердловини склала $8,3 \text{ куб.м}$ за год за тиску на усті 10,5 МПа, тобто кислотний розчин закачано і продавлено в пласт за 2 год 10 хв. Через пів години зупинки розпочали освоєння свердловини. Зворотним промиванням очистили свердловину від продуктів реакції на факельний амбар. Освоїли свердловину створенням депресії на

пласт з використанням азотної установки. Свердловина відновила роботу після трьох етапів зниження рівня. Дебіт стабілізувався після 8 діб відбору флюїду. Експлуатація свердловини продовжена фонтанним способом. Результати робіт з інтенсифікації роботи свердловини 1 Наташинського НР наведено в таблиці 4.4.

Впровадження технології комплексного впливу шляхом застосування фосфокомплексу ДФК-12 на свердловині 22 Сарського нафтового родовища.

Свердловина 22 Сарського НР експлуатувалась в умовах накопичення рідини на вибої через недостатню швидкість потоку та втрату пластового тиску. Високі депресії свідчили про зниження колекторських властивостей пласта в процесі експлуатації свердловини. Значний вміст високомолекулярних парафінистих та асфальто-смолистих фракцій у пластовому флюїді, на фоні невисоких проникностей колектора та значної глибини, спричинили втрату видобувних характеристик свердловини.

Оброблення фосфокомплексом ДФК-12 було виконано після закінчення КРС, який проводився на свердловині для ліквідації глухої пробки в НКТ, яка утворилась після обриву геофізичного кабелю та включала в себе ряд етапів.

1. Очисна кислотна ванна. Приготовлено в бункері агрегату кислотний розчин № 1 для першої кислотної ванни в об'ємі 5 м³. Розчин закачано в НКТ при допущених в зону оброблення НКТ, з продавкою робочою рідиною глушіння. НКТ піднято над кислотною ванною.

Кислотний розчин витримано на вибої 6 годин при відкритому трубному просторі для забезпечення відсутності надлишкової репресії на пласт. НКТ опущено в зумпф, кислотний розчин та продукти реакції вимито прямою промивкою.

2. Динамічна кислотна ванна. У бункері агрегату приготовлено кислотний розчин № 2 для другої кислотної ванни в об'ємі 8 м³. Закачано розчин в НКТ при допущених в зону оброблення НКТ, з продавкою робочою

рідиною глушіння. НКТ підняли над кислотною ванною. Витримано кислотний розчин на вибої 8 годин з періодичним створенням і зняттям репресії на пласт у розмірі 12–15 % $P_{пл.}$. За час динамічної ванни свердловина поглинула 5,6 м³ кислотного розчину. Опустили НКТ в зумпф, кислотний розчин та продукти реакції вимили прямою промивкою. Свердловину освоїли подачею азоту в затрубний простір та зниженням рівня до 2500 м. Через 4,5 години свердловина пішла в роботу з постійним виносом продуктів реакції. Час очищення свердловини склав 78 год. Після цього свердловина була зупинена та заглушена 3 % розчином хлориду калію з додаванням 1 % ПАР оксифос. На НКТ встановлено пакер. НКТ з пакером опущені в зону продуктивного пласта.

3. Внутрішньопластове оброблення. У спеціальній ємності приготували 23 м³ кислотного розчину № 3 для внутрішньо-пластового кислотного оброблення. Закачали розчин в НКТ і після виходу його з НКТ на вибій запакерувались. Продавили кислотний розчин в пласт. Приймальність свердловини змінювалась у процесі закачування кислоти. На початку продавлювання розчину становила 3,5 м³/год за тиску на агрегаті 27,5 МПа. Після закачування 8 м³ приймальність зросла до 12 м³/год за тиску на агрегаті 25 МПа, що свідчить про декольматацию ПЗП. Час продавки склав 3,5 год, тому без витримки в пласті приступили до освоєння. Після зняття пакеру вимили кислотний розчин та продукти реакції прямою промивкою технічною рідиною глушіння. Освоїли свердловину за допомогою азотної установки. Після зниження рівня рідини в свердловині до 2500 м витримали свердловину на припливі 6 год. За цей час тиск на усті склав $P_{тр}/P_{затр} = 1,5/2,7$ МПа. Після стравлювання газу повторили подачу азоту в затрубний простір та знизили рівень рідини до 3200 м. Через 4,5 год. свердловина почала стабільно працювати з викиданням продуктів реакції та поглинутої в процесі КРС рідини. На стабільний дебіт свердловина вийшла через 4 доби. Результати зміни видобувних характеристик свердловини 1 Сарського НР представлено в табл. 4.4.

Одержані результати промислових випробувань підтвердили ефективність оброблення привибійної зони пласта конденсованою дегідратаційною системою ДФК-12 наведених свердловин Сарського, Ядугівського, Наташинського родовищ.

Таблиця 4.4 – Вплив оброблення ПЗП дегідратаційною конденсованою системою ДФК-12 на продуктивність свердловин на Наташинському, Ядугівському та Сарському родовищах

№ з/п	Найменування параметру	До оброблення			Після оброблення		
		1	2	3	1	2	3
1	Дебіт газу, тис. м ³ /добу	3,6	4,4	58	4,7	9,6	72
2	Дебіт нафти, тонн/добу	0,5	3,2		4,3	7,8	
3	Дебіт конденсату, м ³ /добу			31,6			42,4
4	Дебіт води, м ³ /добу	1,05	1,8	0,12	1,07	1,1	0,06
5	Проникність привибійної зони, мкм ²	0,076	0,103	0,091	0,081	0,115	0,107
6	Гідропровідність привибійної зони, мкм ² /мПа·с	0,716	0,876	0,613	0,728	0,915	0,67
7	П'єзопровідність привибійної зони, мкм ² /мПа·с	0,0981	0,1087	0,0835	0,1145	0,1873	0,0916
8	Коефіцієнт продуктивності по газу, тис. м ³ /(добу МПа)	30,24	64,24	725	46,06	156,48	993,6
9	Коефіцієнт продуктивності по нафті, м ³ /(добу МПа)	4,2	46,72	436,08	42,14	127,14	585,12

Як видно з результатів оброблення всі свердловини збільшили продуктивність по вуглеводнях, під час зменшення водного фактору. За даними, свердловинами за 5 місяців додатково видобуто 2,601 млн м³ газу, 11,705 тис. т конденсату.

4.2.1.2 Технологічні аспекти оброблення теригенних колекторів дегідратаційним комплексом ДФК-12 на газових та газоконденсатних свердловинах

Дана технологія оброблення теригенних колекторів газових та газоконденсатних свердловин не значно відрізняється від технології проведення робіт на нафтових свердловинах. Основна відмінність технологічного процесу полягає в зменшенні концентрації або відсутності розчинника високомолекулярних вуглеводнів та способі освоєння газових та газоконденсатних свердловин.

Технологія оброблення теригенних колекторів газових та газоконденсатних свердловин фосфатовмісною системою ДФК-12 передбачає наступне виконання операцій:

- очищення НКТ від технологічних забруднень шляхом їх промивання слабокислотним розчином, який містить: 5 % HCl + 8–10 % Na_2HPO_4 + 0,5–1 % фосфатовмісний ПАВ + розчинник (за наявності АСПВ в продукції свердловини). Дана операція очищає поверхню НКТ від забруднення та за рахунок утворення фосфатної плівки попереджує корозію металу.
- очищення вибою та присвердловинне оброблення пласта шляхом встановлення статичної чи динамічної кислотної ванни: 10–12 % HCl + 2–3 % HF + 10–15 % Na_2HPO_4 + 1,5 % лимонної кислоти + 0,5–1,5 % ПАР та видалення її промивкою. Номер складу вибирається з врахуванням літології пласта та складу пластового флюїду. Дана операція забезпечує очищення ПЗП від технологічних забруднень, солей, залишків технологічних рідин, часткове розчинення та запобігання набрякання глинистих мінералів породи, гідрофілізації поверхні порового середовища продуктивного колектора та підготовку його до активного впливу основного кислотного розчину.
- комплексний вплив на пласт фосфатовмісною системою ДФК-12 шляхом закачування основного об'єму кислотного розчину в пласт одним зі

складів згідно таблиці № 2.16. Концентрація фосфатовмісної системи залежить від літології пласта та складу пластового флюїду, а об'єм закачуваного розчину розраховується в залежності від бажаного радіусу впливу на продуктивних прошарок, але не менше $0,5 \text{ м}^3$ на 1 м ефективної потужності. Ефект впливу досягається за рахунок очищення старих каналів фільтрації шляхом відмивання технологічних забруднень, солей та утворення нових каналів фільтрації за рахунок розчинення складових породи, у зв'язку з чим досягається збільшення ємнісно-фільтраційних характеристик пласта навколо свердловини. За рахунок зміни змочуваності поверхні порового середовища забезпечується зменшення фільтраційних опорів у ПЗП та підвищення швидкості фільтрації газу та газового конденсату. За підвищеного вмісту глинистих мінералів у продуктивному пласті досягається запобігання набрякання глини та часткове їх розчинення, за рахунок руйнування в'язких глинисто-полімерних зв'язків. Продукти реакції ДФК-12 з породою пласта водорозчинні та легко видаляються з продуктивного колектора. У результаті такого оброблення збільшується проникність продуктивного пласта для газу та газового конденсату, попереджується вторинне осадоутворення, забезпечується достатній корозійний захист металевих обладнання. Розроблена технологія випробувана під час оброблення пластів свердловини 12 Луценківського ГКМ та свердловини 62 Островецького ГКР. Геолого-технічні характеристики оброблюваних свердловин та фізико-хімічні властивості флюїду перед проведенням роботи представлено в табл. 4.5.

Впровадження технології кислотного впливу на ПЗП шляхом застосування фосфокомплексу ДФК-12 на свердловині 12 Луценківського ГКР.

Свердловина 12 Луценківського ГКР втратила свою продуктивність у процесі КРС, який проводили для заміни обірваних НКТ. Час КРС склав 6 міс. За вказаний період свердловина поглинула 47 м^3 технічної рідини

(пластова вода зі свердловин даного родовища без попереднього оброблення та додавання ПАР). Після закінчення КРС промисловики обробили свердловину 40 % розчином метанолу з ПАР – результатів не отримано.

Таблиця 4.5 - Гелого-технічні характеристики свердловин та фізико-хімічні властивості флюїду перед проведенням оброблення ПЗП.

№ з/п	Параметр	Луценківського ГКР	Острове́рхівського ГКР
1	Номер свердловини	12	62
2	Штучний вибій, м	4990	4593
3	Інтервал перфорації, м	4948-4950 4954-4958 4967-4971	4576-4580 4432-4440
4	Ефективна потужність, м	10	12
5	Експлуатаційний горизонт	В-21	В-20-22
6	Літологічні характеристики	Пісковики сірі, кварцові, дрібнозернисті, з домішками алевролітового, глинистого матеріалу 3-7 %. Карбонатність 4%	Пісковики світло-сірі, бурувато-сірі кварцові з перемежуванням зеленуватих алевролітів. Каолінітовий цемент. Карбонатність 3,7 %
8	Поточний пластовий тиск, МПа	51	49
9	Темп. пласта, °С	127	121
10	Тиск трубний робочий, МПа	13	8,5
11	Густина конденсату, кг/м ³	790	784
13	Конденсатний фактор, кг/тис. м ³	75	62

Обробку ПЗП з застосування ДФК-12 провели наступним чином.

1. Кислотна ванна з пакером. Промивання свердловини не проводили, оскільки, експлуатація не велась. Опустили НКТ з пакером до нижніх отворів перфорації нижнього продуктивного інтервалу 4967–4971м. Приготували й закачали на вибій розчин ДФК-12 № 1 в об'ємі 5 м³, згідно табл.4.6. Припідняли НКТ до 4965 м, провели розпакерування. Створюючи періодичні репресії на пласт визначили приймальність оброблюваного горизонту.

Здійснили 3 репресійні впливи з часом витримки під тиском до 1,5 год, оскільки приймальність склала від 0,5 м³/год при P_y=25 МПа на початку оброблення до 1,4 м³/год при P_y = 25 МПа. Після оброблення знизили тиск в нагнітальній лінії до нуля, перевели пакер в транспортне положення. Зворотним промиванням очистили свердловину від продуктів реакції на факельний амбар. Освоїли свердловину подачею азоту в затрубний простір. Час освоєння склав 3 доби. За результатами кислотної ванни встановлено, що пласт має глибоку блокаду і приймальність пласта майже не відновлено.

2. Глибоке кислотне оброблення. Для підвищення глибини оброблення пласта та покращення процесу освоєння вирішено провести обробку пласта порційною подачею кислотного розчину ДФК-12 та легкого газового конденсату з другої ступені сепарації ($\rho = 706 \text{ кг/м}^3$). Обробку провели наступним чином. Заповнили свердловину технологічною рідиною (3 % хлорид калію з додаванням 0,5 % оксифос). На вибій опустили НКТ з пакером. У спеціальній ємності приготували кислотний склад № 2 для внутрішньопластового оброблення в об'ємі 15 м³, згідно табл.4.6. Закачали в НКТ 5 м³ розчину ДФК-12, 5 м³ конденсату та 5 м³ кислотного розчину. Перший розчин досяг інтервалу перфорації 4971–4967 м, провели розпакерування. Продовжили закачування подачею 5 м³ конденсату та 5 м³ кислотного розчину. Все продавили в пласт технічною рідиною. Тиск закачування становив 27 МПа на початку та 30 МПа в кінці. Час закачування склав 4,5 год. Після оброблення знизили тиск в нагнітальній лінії до нуля, перевели пакер в транспортне положення. Зворотним промиванням очистили свердловину від продуктів реакції на факельний амбар. Подачею азоту освоїли свердловину шляхом трикратного продування свердловини азотом з витримкою на приплив по 12 год. Використаний технологічний прийом показав високу ефективність оброблення свердловини з підвищення видобувних характеристик та освоєння свердловини, яка вийшла на режим через 5 діб. Ефективність оброблення наведено в таблиці 4.7.

Впровадження технології кислотного впливу шляхом застосування фосфокомплексу ДФК-12 на свердловині 62 Островецького ГКР.

За результатами досліджень свердловини після буріння встановлено, що її продуктивні характеристики були нижче потенційно можливих. Для підвищення видобувних характеристик було проведено обробку ПЗП 15 % розчином мурашиної кислоти з додаванням 10 % метанолу та 1,5 % ПАР савенол. Видобувні характеристики підвищилися на 10 %.

Обробку ПЗП на свердловині 62 Островецького ГКР фосфокомплексомДФК-12 провели у два етапи.

1. Кислотна ванна. За день до оброблення закрили свердловину для набору статичного тиску. Обв'язали через трійник АСФ-700 та азотну установку з трубним простором на блоці глушіння. Приготували розчинДФК-12 № 1, згідно табл.4.6, в об'ємі 3 м³. закачали на вибій для проведення динамічної ванни. При закритому затрубному просторі закачали в трубки 3 м³ приготованого розчину. Продавили 0,5 м³ води. З'єднали трубний та затрубний простір до вирівнювання тисків. Витримали 0,5 години. Після вирівнювання тиску подали в свердловину, при з'єднаному трубному і затрубному просторах, азот до тиску 36 МПа. Витримали розчин на вибої 30–40 хв. і стравили 1–2 МПа трубного тиску для заміни спрацьованого розчину на новий. Повторили операцію 3 рази. Продули свердловину трубним простором до повного виходу продуктів реакції.

2. Внутрішньопластове оброблення виконували з застосуванням розчинуДФК-12 № 2 згідно таблиці 4.6. Закрили свердловину для набору статичного тиску. Після набору тиску закачали в НКТ через трійник одночасно 12 м³ кислотного розчину та азот, продавили 0,5 м³ води. Закрили затрубний простір та подачею азоту в трубний простір за тиску 38 МПа закачали суміш у пласт. Час закачування склав 45 хв. Витримали розчин в пласті 2 год. Продули свердловину трубним простором на амбар до повного виходу продуктів реакції. Свердловина освоїлась самостійно без додаткової подачі азоту. Стабільний режим експлуатації отримано через 3 доби. Результати зміни видобувних характеристик свердловини представлено в таблиці 4.7.

Таблиця 4.6 – Фосфатовмісний склад ДФК-12, який використовувався для оброблення теригенного колектора нафтових свердловин на Луценківському та Острроверхівському родовищах

№ з/п	Реагенти	Концентрація реагентів, %			
		Луценівське ГКР		Острроверхівське ГКР	
		Розчин № 1	Розчин № 2	Розчин № 1	Розчин № 2
1	HCl	10	12	8	10
2	HF	4	3	1,5	2
3	Солі фосфорної кислоти	15	10	17	20
4	Лимонна кислота	3	5	3	5
5	Інгібітор корозії	1,5	2	1,5	1,5
6	ПАР	1,5	1	2	1
7	Розчинник (низькоатомні спирти)	7	7	5	5
8	Вода	Решта			

Таблиця 4.7 – Вплив оброблення ПЗП дегідратаційною конденсованою системою ДФК-12 на продуктивність свердловини 12 Луценківського та свердловині 62 Острроверхівського ГКР

№ з/п	Найменування параметру	Свердловина 12 Луценківського ГКР		Свердловина 62 Острроверхівського ГКР	
		До оброблення	Після оброблення	До оброблення	Після оброблення
1	2	3	4	5	6
1	Дебіт газу, тис. м ³ /добу	84	148	52	103
2	Дебіт конденсату, м ³ /добу	5,5	13,5	2,96	5,9
3	Дебіт води, м ³ /добу	1,25	1,84	2,1	3,0
4	Проникність приви́бійної зони, мкм ²	0,032	0,039	0,0178	0,0194
5	Коефіцієнти фільтраційних опорів				
	А	0,0747	0,00213	0,112	0,00619
	В	1,66	0,084	0,78	0,00103

Одержані результати промислових випробувань підтвердили ефективність оброблення привибійної зони пласта конденсованою дегідратаційною системою ДФК-12 свердловини 12 Луценківського ГКР та свердловини 62 Острове́рхівського ГКР. Додатковий видобуток вуглеводнів за 6 міс. становив по Луценківському ГКР газу 11,712 млн м³ та конденсату 1464. м³; по Острове́рхівському ГКР газу 9,333 млн куб.м та конденсату 538,02 м³.

4.2.2 Технологія оброблення карбонатних колекторів експлуатаційних свердловин фосфатовмісною системою ДФК-12К

Як уже зазначено, технологія оброблення карбонатних колекторів відрізняється в основному вищою концентрацією кислотного розчину з метою більш повного руйнування і техногенного забруднення колекторів і розширення саме порового середовища карбонатного скелету, який має набагато вищу здатність до кислотного реагування та нейтралізації кислот. Саме застосування підбраного кислотного спектру дозволяє ефективно попереджувати вторинне і третинне осадоутворення під час кислотного впливу на карбонатний колектор.

4.2.2.1 Технологічні аспекти оброблення карбонатних колекторів дегідратаційним комплексом ДФК-12К на нафтових свердловинах

Дана технологія передбачає виконання наступних операцій:

- За необхідності очищення НКТ від технологічних забруднень шляхом їх промивання слабокислотним розчином, який містить: 5–10 % мурашиної або оцтової кислоти + 7,5–10 % фосфоровмісної кислоти + 0,5–1 % фосфатовмісний ПАВ + розчинник. Дана операція очистить поверхню НКТ від забруднення та за рахунок утворення фосфатної плівки попередить

корозію металу. Необхідність операції очищення визначається станом НКТ та часом експлуатації свердловини без будь-якого впливу.

- Очищення вибою та присвердловинного оброблення пласта шляхом встановлення кислотної ванни: 10–15 % органічної кислоти + 0,5–1,5 % фосфатовмісного ПАР + високо атомний розчинник та видалення її з освоєнням свердловини. Дана операція забезпечує очищення присвердловинної зони пласта від: техногенних забруднень, АСПВ та солей. Застосування даної технологічної операції та запропонованої рецептури дозволяє вплинути на змочуваність поверхні порового середовища карбонатної породи шляхом гідрофілізації останнього для підготовки його до більш глибокого оброблення кислотним складом;

- Перевірка пласта на приймальність для визначення об'єму закачуваної композиції та швидкості її закачування;

- Внутрішньопластове оброблення фосфатовмісною системою ДФК-12К шляхом закачування приготованого розчину в пласт одного зі складів згідно таблиці № 2.17. Концентрація фосфатовмісної системи залежить від літології пласта та складу пластового флюїду. Ефект впливу досягається за рахунок глибокого очищення старих каналів фільтрації шляхом видалення АСПВ, розчинення солей, утворення нових каналів фільтрації за рахунок помірного розчинення складових породи з одночасним запобіганням набрякання глинистих мінералів порід. Невисока швидкість реакції кислотного складу з карбонатним пластом забезпечує збільшення зони оброблення пласта навколо свердловини. У результаті впливу відбувається адсорбція фосфатовмісних реагентів на поверхні порового середовища, змінюється змочуваність поверхні і як наслідок забезпечується зменшення фільтраційних опорів у ПЗП та підвищення швидкості фільтрації нафти.

Для підтвердження ефективності технологічних основ впливу фосфатовмісної системи ДФК-12К на карбонатний колектор нафтових свердловин проведено обробку на свердловині 304 Селюхівського родовища.

Геолого-технічні характеристики свердловини та фізико-хімічні властивості флюїду перед проведенням роботи представлено в таблиці 4.8.

Таблиця 4.8. Геолого-технічні характеристики свердловини та фізико-хімічні властивості флюїду перед проведенням оброблення ПЗП

№ з/п	Параметр	Селюхівське НР
1	Номер свердловини	5
2	Штучний вибій, м	3275
3	Інтервал перфорації, м	3152–3263
4	Ефективна потужність, м	41
5	Експлуатаційний горизонт	нижньовізейська вапнякова плита
6	Літологічні характеристики	вапняк шламоводетритовий нерівномірно глинистий перехідний в аргіліти вапнякові
7	Пористість, %	19,8–21,3
8	Поточний пластовий тиск, МПа	17,26
9	Темп. пласта, °С	96,3
10	Тиск трубний робочий, МПа	3,2
11	Обводненість продукції, %	3
12	Густина нафти, кг/м ³	0,801
13	В'язкість нафти, сПз	24
14	Газовий фактор,	15

Впровадження технології комплексного впливу шляхом застосування фосфокомплексу ДФК-12К на свердловині 5 Селюхівському нафтовому родовищу.

Свердловина 5 Селюхівського НР після ліквідації аварії була заглушена технічною водою $\rho = 1,00 \text{ г/см}^3$ протягом 3-х місяців та поглинула до 30 м^3 води. За час освоєння методом пачкування азотом встановлено, що свердловина не виходить на робочі параметри до КРС та недостатньо активно виносить поглинуту воду. Зважаючи на отримані дані, зроблено висновок, що свердловина потребує глибокого фізико-хімічного оброблення

ПЗП для розблокування дальньої зони пласта та покращення гідродинамічного зв'язку пласта зі свердловиною.

Визначена приймальність пласта, яка склала – 2,8 м³/год за тиску 10,5 МПа на усті.

Обробку ПЗП на свердловині 5 Селюхівського НР фосфокомплексом ДФК-12К провели у три етапи.

1. Заглушено свердловину розчином хлориду калію 3 % концентрації з вмістом метанолу 15 % та фосфатовмісним ПАР оксифос 0,5 %. Опущено НКТ до вибою (глибини 3275 м). Виконано промивку свердловини слабо кислотним розчином №1 згідно таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 – Фосфатовмісний склад ДФК-12К, який використовувався для оброблення карбонатного колектора нафтових свердловин на Селюхівському родовищі

№ з/п	Реагенти	Концентрація реагентів, %		
		розчин № 1	розчин № 2	розчин № 3
1	Органічні кислоти	10	15	15
2	Фосфатовмісні кислоти	3	7,5	10
3	ПАР	1,5	1,5	1,5
4	Органічний розчинник	86	76	73,5

2. Приготували розчин ДФК-12К №2 згідно таблиці 4.9 в об'ємі 5 куб.м і закачали на вибій для динамічної ванни. При закритому затрубному просторі закачали на вибій 5 м³ приготованого розчину. Створюючи періодичні репресії (не перевищуючи тиску опресування колони) на пласт при закритому затрубному просторі. Здійснили 3 репресійні впливи з часом витримки під тиском до 1,5 год. На кінець операції приймальність зросла до 6,4 м³/год за тиску на усті 10,7 МПа. Після оброблення зворотним промиванням очищено свердловину від продуктів реакції та чотирикратним

подаванням азоту в затрубний простір. За час освоєння з пласта отримано 5,6 м³ рідини, з яких 4,8 м³ була прісна вода, раніше поглинута під час КРС.

3. Внутрішньопластове оброблення виконували з застосуванням розчину ДФК-12К № 3 згідно таблиці 4.9 в об'ємі 40 м³. Кислотний склад подано на вибій та продавлено в пласт протягом 5,3 год. Без витримки в пласті, одразу після закачування розпочато освоєння свердловини. Освоєно свердловину створенням депресії на пласт за допомогою азотної установки. Час освоєння свердловини методом періодичного пониження рівня в затрубному просторі до повного видалення продуктів реакції та раніше поглинутої води з пласта та отримання стабільного припливу нафти склав 6,5 діб. Свердловина введена в роботу ЕВН, спущеним на глибину 1200 м. Результати зміни видобувних характеристик свердловини представлено в табл. 4.10.

Таблиця 4.10 – Вплив оброблення ПЗП дегідратаційною конденсованою системою ДФК-12К на продуктивність свердловини 5 Селюхівського родовища

№ з/п	Найменування параметру	До оброблення	Після оброблення
1	Дебіт газу, тис. м ³ /добу	0,5	3,4
2	Дебіт нафти, тонн/добу	2,7	9,4
3	Дебіт води, м ³ /добу	0,1	0,5
4	Проникність приви́бійної зони, мкм ²	0,025	0,032
5	Гідропровідність приви́бійної зони, мкм ² м/МПа·с	3,78	4,84
6	Коефіцієнт продуктивності по газу, тис. м ³ /(добу МПа)	0,15	0,8
7	Коефіцієнт продуктивності по нафті, м ³ /(добу МПа)	1,05	2,79

Одержані результати промислових випробувань підтвердили ефективність оброблення приви́бійної зони пласта конденсованою дегідратаційною системою ДФК-12К свердловини 5 Селюхівського НР.

Додатковий видобуток нафти вуглеводнів за 3 місяці становить: газу 266,8 тис.м³, нафти 616,4 т.

4.2.2.2 Технологічні аспекти оброблення карбонатних колекторів дегідратаційним комплексом ДФК-12К на газових та газоконденсатних свердловинах

Застосування технологій підвищення видобувних характеристик газових та газоконденсатних свердловин проводять за необхідності: підвищення природно низької проникності порового середовища, очищення ПЗП від техногенного забруднення через вторинне осадоутворення, глинизацію колектора, накопичення рідких вуглеводнів на вибої свердловини та ін.

Дана технологія передбачає виконання наступних операцій:

- очищення НКТ (за необхідності) від технологічних забруднень шляхом їх промивання слабокислотним розчином, який містить: 5–10 % мурашина або оцтова кислота + 7,5–10 % H_3PO_4 + 0,5–1 % фосфатовмісний ПАВ + розчинник, наприклад метанол. Дана операція очистить поверхню НКТ від забруднення та за рахунок утворення фосфатної плівки попередить корозію металу;
- очищення вибою та присвердловинного оброблення пласта шляхом встановлення кислотної ванни: 3 – 5 % органічної кислоти + 6 % HCl + 10 % H_3PO_4 + 1,5–3 % лимонної кислоти 0,5–1,5 % фосфатовмісного ПАР + розчинник та видалення її промивкою. Дана операція забезпечує очищення присвердловинної зони пласта від: технологічних забруднювачів, солей. Крім того поверхня порового середовища карбонатної породи гідрофілізується;
- перевірка пласта на приймальність для визначення об'єму закачуваної композиції та швидкості її закачування;

- комплексний вплив на пласт фосфатовмісною системою ДФК-12К шляхом закачуванням приготованого розчину в пласт одним із складів згідно таблиці № 2.17. Концентрація фосфатовмісної системи залежить від літології пласта та складу пластового флюїду. Ефект впливу досягається за рахунок очищення старих каналів фільтрації шляхом відмивання від порового середовища технологічних забруднень, розчиненням солей, запобігання набрякання глинистих мінералів порід та утворення нових каналів фільтрації за рахунок помірною розчинення складових породи, що дозволяє досягти збільшення зони оброблення пласта навколо свердловини. У результаті адсорбції фосфатовмісних реагентів на поверхні порового середовища змінюється змочуваність поверхні і як наслідок забезпечується зменшення фільтраційних опорів у ПЗП та підвищення швидкості фільтрації газу.

Підтвердженням наведених фактів є результат оброблення пласта свердловин Штормового та Одеського ГКР. Серед експлуатаційних свердловин даних родовищ згідно з розробленими в дисертаційній роботі вимогами до вибору свердловин здійснено їх підбір для оброблень. Дані свердловин наведено в табл. 4.11 та 4.12.

Таблиця 4.11 - Геолого-технічні характеристики свердловин та фізико-хімічні властивості флюїду перед проведенням оброблень ПЗП свердловин Штормового ГКР

№ з/п	Параметр	Штормове ГКР									
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Номер свердловини	12	13	14	15	16	27	32	33	34	39
2	Штучний вибій, м	2186	2090	2090	2021	1922	2500	2492	2715	3030	2525

Продовження таблиці 4.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Інтервал перфорації, м	2092 - 2180	2010 - 2090	1998 - 2059	1953 - 2001	1790 - 1855	2339 - 2499	2256 - 2492	2406 - 2715	2589 - 3030	2262 - 2525
4	Ефективна потужність, м	90	80	69	48	65	160	236	309	441	263
5	Експлуатаційний горизонт	P_1^1									
6	Літологічні характеристики	переважно вапняки білі, масивні, біогермні, в значній мірі перекристалізовані, а в межах тектонічних порушень – доломітизовані									
7	Пористість, %	8–12									
8	Поточний пластовий тиск, МПа	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	13,1	12,9	13,3	14,8	12,8
9	Темп. пласта, °С	123	124	122	118	110	123	121	124	126	121
10	Тиск трубний робочий, МПа	3,5	32	33	31	30	37	33	37	39	35
11	Густина конденсату, кг/м ³	712–714									
13	Конденсатний фактор, кг/тис. м ³	44,8	39,9	55,5	46,4	45,3	49	49,7	57,9	57,6	44

Таблиця 4.12 - Гелого-технічні характеристики свердловин та фізико-хімічні властивості флюїду перед проведенням оброблення ПЗП свердловин Одеського ГКР

№ з/п	Параметр	Одеське ГКР		
		3	4	5
1	2	6	10	11
1	Номер свердловини	6	10	11
2	Штучний вибій, м	1690	2050	2080

Продовження таблиці 4.12

1	2	3	4	5
3	Інтервал перфорації, м	1399–1565	1970–2040	1420–1630
4	Ефективна потужність, м	166	70	210
5	Експлуатаційний горизонт	P_1^1		
6	Літологічні характеристики	вапняки органогенно-уламкові перемежовані глинами темно-сірими та пісковиками		
7	Пористість, %	13,25	17,3	19,4
8	Поточний пластовий тиск, МПа	18	19,8	17,5
9	Темп. пласта, °С	83	84	86
10	Тиск трубний робочий, МПа	8,5	9,3	10,1
11	Густина конденсату, кг/м ³	780	788	784
13	Конденсатний фактор, кг/тис.м ³	44,8	39,9	55,5

Впровадження технології комплексного впливу на ПЗП шляхом застосування фосфокомплексуДФК-12К на свердловинах Штормового ГКР.

За час експлуатації свердловини Штормового ГКР знизили свої видобувні характеристики від початкових на 30 %. Для відновлення колекторських характеристик пласта прийнято рішення про обробку ПЗП фосфатовмісною системоюДФК-12К, яка полягала в наступному.

Для прикладу наведено усереднений план оброблення свердловин Штормового ГКР

1. Приготували розчин № 1 згідно таблиці 4.13 в розрахованому об'ємі 8 -12 куб.м. При відкритому затрубному просторі закачали в НКТ розчин № 1 для очищення НКТ та вибою свердловини, витримали 0,5 години. Після завершення процесу, видалити розчин на дослідницьку лінію.

2. Встановлення ванни для очищення присвердловинної зони. Приготували розчин № 2 згідно таблиці 4.13 в визначеному об'ємі для оброблення інтервалу перфорації та при відкритому затрубному просторі закачали на вибій, продавивши технічною водою чи газом високого тиску в присвердловинну зону. Залишити свердловину на технологічну витримку для

реагування протягом 4 год. Очистили свердловину від продуктів реакції на дослідницьку лінію.

Таблиця 4.13 – Фосфатовмісний склад ДФК-12К, який використовувався для оброблення карбонатного колектора газоконденсатних свердловин на Штормовому та Одеському ГКР

№ з/п	Реагенти	Концентрація реагентів, %					
		Штормове ГКР			Одеське ГКР		
		розчин № 1	розчин № 2	розчин № 3	розчин № 1	розчин № 2	розчин № 3
1	Органічні кислоти	10	15	15	10	13	15
2	Фосфатовмісні кислоти	3	10	15	5	15	20
3	ПАР	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
4	Органічний розчинник	86	73,5	68,5	85	70,5	63,5

3. Внутрішньопластове оброблення для очищення ПЗП. Приготували розрахунковий об'єм кислотного розчину № 3 згідно таблиці 4.13. При відкритому затрубному просторі закачали в НКТ розчин об'ємом НКТ. Закрили затрубний простір і створили тиск в НКТ, що не перевищує тиску опресування експлуатаційної колони, продавлюючи залишки кислотного розчину в пласт технічною водою. Час оброблення залежав від приймальності свердловини та об'єму закачаного розчину. Технологічна витримка для реагування кислоти в пласті теж залежала від динаміки закачування розчину ДФК-12К в пласт. В основному всі свердловини обробляли без витримки в пласті робочого розчину, оскільки об'єми закачаного розчину були значними і навіть за високої приймальності свердловин, час закачування складав від 2 до 5 год. Очищення свердловин від продуктів реакції здійснювали освоєнням на дослідницьку лінію. Якщо свердловина самостійно не йшла в роботу, то в затрубний простір подавався

високонапірний газ з іншої експлуатаційної свердловини. Необхідно відмітити, що за результатами оброблення всіх свердловин Штормового ГКР відразу після освоєння відмічався ріст робочого устьового тиску за початкових діаметрів штуцерів, а також збільшення видобувних характеристик свердловин.

Впровадження технології комплексного впливу на ПЗП шляхом застосування фосфокомплексуДФК-12К на свердловинах Одеського ГКР.

На Одеському родовищі свердловини 6, 10, 11 пущені в роботу після буріння. Для відновлення колекторських характеристик пласта, втрачених під впливом промивальними рідинами з баритом, прийнято рішення про кислотну обробку, де в якості робочого розчину використати фосфокомплексДФК-12К, яка полягала в наступному.

1. Приготували розчин № 1 згідно таблиці 4.13 в розрахованому об'ємі, 3 -4 куб.м і закачали на вибій для промивки. Витримали 0,5 годин, прямою промивкою видалили розчин на дослідницьку лінію.

2. Приготували кислотний розчин № 2 згідно таблиці 4.13 і закачали на вибій для динамічної ванни в об'ємі 8–10 куб.м. Створюючи періодичні репресії на пласт обробляли присвердловинну зону та визначили приймальність оброблюваного горизонту.

3. Внутрішньопластове оброблення для очищення ПЗП. Приготували кислотний розчин № 3 згідно таблиці 4.13 закачали на вибій для внутрішньопластового оброблення в розрахованих об'ємах. Продавили кислотний склад в пласт з урахуванням тиску приймальності свердловини (за результатами динамічної ванни). Час закачування та витримки робочого розчину в пласті, як і на свердловинах Штормового ГКР, залежав від об'єму закачаного розчинуДФК-12К та приймальності свердловин. Зворотним промиванням та продувкою очистили свердловину від продуктів реакції на дослідницьку лінію. Оброблені свердловини Одеського ГКР після освоєння були повністю очищені від техногенного забруднення промивальними

рідинами, про що свідчило активне винесення бариту та полімерних складових промивальних рідин, які використовували під час первинного розкриття пластів. Вихід на робочі режими даних свердловин перевищував час освоєння після вторинного розкриття мінімум в 3 рази. Крім того було відновлено та підвищено природні ємнісно-фільтраційні характеристики пластів, про що свідчать результати оброблення свердловин наведених в табл. 4.14–4.15.

Таблиця 4.14 – Результати оброблення ПЗП дегідратаційною конденсованою системою ДФК-12К свердловин Одеського ГКР

№ з/п	Найменування параметру	Свердловини Одеського ГКР					
		до оброблення			після оброблення		
1	№ свердловини	6	10	11	6	10	11
2	Дебіт газу, тис. м ³ /добу	41,2	60,9	38,6	96,8	129,2	132,2
3	Дебіт конденсату, м ³ /добу	1,6	3,71	1,5	5,6	7,98	7,8
4	Дебіт води, м ³ /добу	0,3	1,1	0,3	0,7	0,53	0,7
5	Проникність привибійної зони, мкм ²	0,0084	0,0092	0,0069	0,0275	0,0118	0,0103
6	Коефіцієнти фільтраційних опорів						
	А	2,977	3,514	3,869	0,496	0,185	0,954
	В	0,275	0,0241	0,0422	0,0479	0,00527	0,00361

У результаті промислових випробувань встановлено, що оброблення привибійної зони карбонатних колекторів конденсованою дегідратаційною системою ДФК-12К підвищує видобувні характеристики свердловин. Так додатковий видобуток вуглеводневої продукції за 4 міс. на Штормовому ГКР становить: 43,260 млн м³ газу, 3,9 тис. т конденсату (Додаток Л).

За рік після оброблення Одеського ГКР додатковий видобуток продукції становить: 78,3 млн м³ газу, 5,25 тис. т конденсату. За три місяці після оброблення свердловини 5 Селюхівського НР додатковий видобуток продукції становить: 266,8 тис. м³ газу, 616,4 т нафти.

Таблиця 4.15 – Додатковий видобуток газу та конденсату/нафти після оброблення пластів робочими розчинами ДФК-12 та ДФК-12К

№ з/п	Родовище, колектор	Реагент	№ св.	Q _{газу} тис. м ³ /доб.	Q _{конд./нафт} т/доб.	Тривалість ефекту, місяці
1	Штормове ГКР, карбонатний	ДФК-12К	12	19,4	0,55	4
2			13	17,6	2,96	4
3			14	16,2	1,74	4
4			15	15,9	1,76	4
5			16	15,7	2,64	4
6			27	17,4	1,56	4
7			32	14,8	0,56	4
8			33	17,2	0,115	4
9			34	9	1,1	4,5
10			39	1	0,26	3
11	Одеське ГКР карбонатний		6	55,6	4	12
12			10	68,3	4,27	12
13			11	93,6	6,3	12
14	Селюхівське НР, карбонатний		5	2,9	6,7	3
15	Сарське ГКР, теригенний	ДФК-12	22	14	10,8	5
16	Ядугівське НР, теригенний		1	1,1	3,8	5
17	Наташинське НР, теригенний		2	5,2	4,6	5
18	Луценівське ГКР, теригенний		12	64	8	6
19	Островецьке ГКР, теригенний		62	51	2,94	6

Результати промислового застосування технології комплексного впливу на ПЗП свідчать про сприятливий вплив розробленої конденсованої дегідратаційної системи ДФК-12К на зрушення скрапленого конденсату.

Ефект після оброблення ПЗП розробленою КДС ДФК-12К пов'язаний з очищенням привибійної зони пласта, збільшенням абсолютної проникності колектора, зміною змочуваності поверхні порового середовища.

Одержані результати промислових випробувань підтвердили ефективність оброблення привибійної зони пласта конденсованою дегідратаційною системою ДФК-12 свердловин Сарського, Ядутівського, Наташинського, Луценківського, Острроверхівського родовищ, додатково видобуто 24,13 млн .м³ газу, 3635,6 т. конденсату, 1276,8 т нафти.

За період впровадження результатів дисертаційної роботи додатковий видобуток становив: 146,13 млн м³ газу, 12,79 тис. т конденсату, 1,9 тис. т нафти (Додаток М).

Висновки до розділу 4

1. Встановлено вплив конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К на фільтраційні властивості пласта. Показано, що дані реагенти мають дегідратаційні, витісняючі властивості, взаємодіючи з теригенними та карбонатним породами відповідно, збільшують абсолютну проникність пластів на 45–50 % та скорочують терміни освоєння свердловини на 10–12 %.

2. На підставі промислових впроваджень обґрунтовано елементи комплексної технології регулювання змочуваністю колектора шляхом застосування конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К, досліджено механізми процесів, що відбуваються у поровому просторі продуктивних колекторів і виконано кількісну і якісну оцінку величин, що характеризують процес взаємодії конденсованих дегідратаційних систем з пластовими рідинами і породою.

3. Удосконалено технологію кислотного оброблення ПЗП нафтових та газоконденсатних свердловин шляхом застосування розроблених

конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К, яка дозволяє збільшити проникність порового середовища, змінити швидкість фільтрації флюїдів та зменшити фільтраційні опори, попередити набрякання глинистих складових породи та вторинне осадоутворення, з мінімальним корозійним впливом на металеве обладнання.

4. На підставі результатів проведених промислових випробувань сформульовано основні вимоги до розроблених композицій і технологій впливу на продуктивні пласти. Технологія кислотного впливу на ПЗП з метою підвищення видобувних характеристик свердловин шляхом застосування конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К впроваджена на Штормовому, Одеському, Сарському, Ядутівському, Наташинському, Селюхівському, Луценківському, Островерховському родовищах у результаті чого додатково видобуто 146,13 млн м³ газу, 12,79 тис. т конденсату, 1,9 тис. т нафти.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій на підставі результатів теоретичних і експериментальних досліджень розроблено ряд конденсованих дегідратаційних систем для впливу на зміну фільтраційних характеристик порід-колекторів і вдосконалено технологію підвищення продуктивності нафтових, газових і газоконденсатних свердловин. Отримано такі основні висновки:

1. Уперше на створеній і запатентованій установці для дослідження процесів фільтраційних характеристик порід колекторів встановлено вплив фосфатовмісних реагентів і розроблених на їх основі конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 і ДФК-12К на фільтраційні властивості порід-колекторів. Після оброблення порового середовища конденсованими системами на основі фосфатовмісних реагентів збільшується швидкість фільтрації у 2–5,5 разів вуглеводневої фази та зменшується швидкість фільтрації водної фази у 1,5–2 рази. Встановлено, що фактор впливу на фільтраційні характеристики продуктивних колекторів залежить від їх літології, концентрації фосфатовмісного реагенту, об'єму розчину та швидкості його фільтрації крізь породу.

2. Розкрито механізм взаємодії фосфатовмісних конденсованих дегідратаційних композицій із гірською породою теригенних і карбонатних порід. Встановлено, що фосфат-аніон, адсорбуючись на поверхні породи, дегідратує з неї молекули води, змінює дію поверхневих сил і змочуваність порового середовища продуктивного пласта, а отже, і його фільтраційні характеристики.

3. Розкрито механізм взаємодії фосфат-аніону з глинистою міцелою, що полягає в утворенні на поверхні глинистого ядра кільця фосфат-аніону, який у разі взаємодії з негідратованою молекулою глини попереджує її набрякання під час взаємодії з водними розчинами та руйнує глинисті полімери вже гідратованих міцел. У ході дослідження на створеній установці

з оцінки тиску набрякання гірських порід, вперше було встановлено, що введення фосфатовмісних реагентів у розчини для інтенсифікації припливу зменшує ризик набрякання глинистих мінералів порід мінімум у 4 рази.

4. Уперше теоретично обґрунтовано та експериментально підтверджено колоїдно-хімічні властивості фосфатовмісних реагентів, а саме адгезійні, адсорбційні та антикорозійні, що впливають на зміну змочуваності поверхні та хімічні – розчинювальні, кінетичні властивості, що забезпечують підвищення проникності порового середовища.

5. Проведені випробування показали, що запропонована технологія підвищення продуктивності нафтових і газових свердловин обробленням ПЗП конденсованими дегідратаційними системами, яка включає етапи: очищення НКТ промиванням; розрахунок динаміки оброблення пласта через визначення його приймальності; встановлення динамічної кислотної ванни для очищення присвердловинної зони та закачування основного об'єму розчину конденсованих дегідратаційних систем у пласт, забезпечує багатфакторний вплив на ПЗП, а саме: збільшення дебіту газу, конденсату, нафти за рахунок очищення порового середовища, а також збільшення абсолютної і фазової проникності продуктивного колектора по вуглеводнях, зниження фільтраційних опорів у ПЗП за рахунок зміни змочуваності поверхні порового середовища, запобігання набрякання глинистих мінералів порід, утворення нерозчинних солей.

6. Технологія впливу на ПЗП з метою підвищення видобувних характеристик свердловин шляхом застосування конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 і ДФК-12К упроваджена на Штормовому, Луценківському, Сарському, Ядутівському, Наташинському, Селюхівському, Одеському, Острроверхівському родовищах, унаслідок чого додатково видобуто 146,13 млн м³ газу, 12,79 тис. т конденсату, 1,9 тис. т нафти.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие / В. К. Гавриш, Г. Д. Забелло, Л. И. Рябчун [и др.]. – К. : Наук. думка, 1989. – 208 с.
2. Бойко В. С. Розробка і експлуатація нафтових родовищ / Бойко В. С. – К. : Реал-Принт, 2004. – 693 с.
3. Качмар Ю. Д. Про причини зменшення дебіту свердловин Прикарпатських родовищ / Качмар Ю. Д., Малицький Е. А. // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 5. – С. 31–35.
4. Інтенсифікація припливів вуглеводнів у свердловину / Качмар Ю. Д., Світлицький В. М., Синюк Б. Б., Яремійчук Р. С. – Львів : Центр Європи, 2004. – Кн. 1. – 352 с.
5. Гусейнов Ф. А. Метод определения степени загрязненности газового пласта / Гусейнов Ф. А., Расулов А. И. // Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в газовой промышленности. – 1990. – Вып. 3. – С. 21–26.
6. Прогнозирование технологических показателей при применении физико-химических методов увеличения нефтеотдачи // Е. А. Зискин, С. А. Мыхтарянц, М. Л. Сургучев [и др.]. – М. : ВНИИОЭНГ, 1982. – 36 с.
7. Универсальная технологическая жидкость глушения при ремонте и заканчивании скважин / Рябоконь С. А., Мартынов Б. А., Бояркин А. А., Александров И. Е., Дударов Я. Г. // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 5. – С. 62–64.
8. Новая технология вторичного вскрытия продуктивных пластов / И. Б. Хейфец, А. В. Бачериков, Р. С. Яремійчук, А. Т. Левченко // Нефтепромысловое дело. – 1989. – Вып. 9. – С. 12–14.
9. Технология глушения скважин на ОГКМ / А. М. Шарипов, В. П. Николаев, И. З. Кургалиева, А. Ю. Гличев // Газовая промышленность. – 1987. – № 4. – С. 17–22.

10. Амиян В. А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / Амиян В. А., Амиян А. В., Васильева Н. П. – М. : Недра, 1980. – 380 с.

11. Орлов Г. А. Использование обратных эмульсий в добыче нефти / Г. А. Орлов, М. Ш. Кендис, В. Н. Глушенко // Нефтепромысловое дело. – 1986. – Вып. 6. – 48 с.

12. Сидоровский В. А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин / Сидоровский В. А. – М. : Недра, 1986. – 256 с.

13. Корли У. Т. Растворы, не содержащие твердой фазы, для заканчивания и ремонта скважин / Корли У. Т., Паттон Дж. Г. // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1984. – № 11. – С. 17–22.

14. Гусейнов Ф. А. Повышение эффективности капитального ремонта газовых скважин / Гусейнов Ф. А., Расулов А. М. // Обзор, информ. Сер. «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». – 1989. – Вып. 5. – 35 с.

15. Кристиан М. Увеличение продуктивности и приемистости скважин : [пер. с рум.] / Кристиан М., Сокол С., Константинеску А. – М. : Недра, 1985. – 184 с.

16. Савенков Г. Д. Расчет процессов интенсификации притока, освоения и эксплуатации скважин / Савенков Г. Д., Бойко В. С. – Львов : Выща школа, 1986. – 160 с.

17. Балакиров Ю. А. Повышение производительности нефтяных пластов и скважин / Балакиров Ю. А., Маряк С. Г. – К. : Техника, 1985. – 118 с.

18. Гидрофобизация пород ПЗП как метод увеличения дебитов скважин и уменьшения обводненности добываемой жидкости [Электронный ресурс] / А. Ш. Газизов, Р. Г. Ханнанов, А. А. Газизов, М. М. Кабиров // Нефтегазовое дело. – 2005. – Вып. 1. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Gazizov/Gazizov_1.pdf. – Название с экрана.

19. Исследование динамики фильтрационных процессов при неоднородности нефтяного коллектора по смачиваемости / А. Я. Хавкин,

Г. И. Чернышев, В. В. Балакин, С. А. Ефимова // Исследования технологий повышения эффективности разработки нефтяных месторождений : сб. науч. тр. Вып. 122 / ред. С. А. Жданов. – М. : Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т, 2000. – С. 50–55 .

20. Гистерезис смачивания и его влияние на вытеснение жидких фаз в пористых системах / Григорьев Г. А., Ингерова Т. В., Минаков И. И. [и др.]. // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 6. – С. 33–36.

21. Кашавцев В. Е. Предупреждение солеобразования при добыче нефти / Кашавцев В. Е. Гатгенбергер Ю. П., Люшин С. Ф. – М.: Недра, 1985. – 214 с.

22. Математическое моделирование процесса ингибирования кристаллизации солей из пересыщенных растворов / Евсеев А. М., Николаева Л. С., Дятлова Н. М., Самакаев Р. Х. // Журнал физической химии. – 1984. – Т. LVIII, № 7. – С. 1700–1704.

23. Ярошенко Н. А. Ингибирование процесса отложения солей фосфорсодержащими ПАВ / Ярошенко Н. А., Кендис М. Ш., Нижник В. А. // Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 11. – С. 16–18.

24. Технология применения ингибиторов отложения солей / Исаев М. Г., Гнеев Е. М., Лялина Л. Б., Сидоренко Г. В. // Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 11. – С. 32–34.

25. Використання поверхнево-активних речовин в процесах нафтовидобутку на родовищах ВАТ «УКРНАФТА» / під ред. В. Д. Михайлика, М. І. Рудого. – Івано-Франківськ : Галицька Друкарня Плюс, 2009. – 13 с.

26. Светлицкий В. М. Проблемы увеличения производительности скважин / В. М. Светлицкий, П. Н. Демченко, В. В. Варширин. – К. : Будівельник, 2002. – 114 с.

27. Швецов И. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование / Швецов И. А., Маньрин В. Н. – Самара : Изд-во Самар. ун-та, 2000. – 336 с.

28. Балакиров Ю. А. Пути повышения производительности нефтяных и приемистости нагнетательных скважин в объединении «Беларусьнефть» / Балакиров Ю. А., Кривоносов И. В. – М. : ВНИИОЭНГ, 1971. – 69 с.

29. Бойко В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / Бойко В. С. – М. : Недра, 1990. – 427 с.

30. Павлов М. В. Совершенствование разработки низкопроницаемых недонасыщенных нефтью коллекторов / Павлов М. В., Мухаметзянов Р. Н. // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 12. – С. 16–18.

31. Development Practices and Achievements for Reducing the Risk of Oilfield Chemicals : paper SPE 80593 / Hill D. G., Dismuke K., Shepherd W., Witt I., Romijn H., Frenier W., Parris M. // Exploration and Production Environmental : Conference, presented at the SPE/EPA/DOE (San Antonio, Texas, March 10–12, 2003). – San Antonio : [s. n.], 2003. – P. 53–62.

32. Абдулин Ф. С. Повышение производительности скважин : учеб. для вузов / Абдулин Ф. С. – М. : Физматгаз, 1960. – 715 с.

33. Физико-химические методы повышения производительности скважин / В. П. Шалинов, М. Ф. Путилов, В. С. Уголев [и др.]. – М. : ВНИИОЭНГ, 1974. – 69 с.

34. Хисамов Р. С. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием / Хисамов Р. С., Газизов А. А., Газизов А. Ш. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 568 с.

35. Жданов С. А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов: состояние, проблемы, перспективы / Жданов С. А. // Нефтеное хозяйство. – 2001. – № 4. – С. 38–40.

36. Мангэн Н. Н. Прогрессивные методы добычи нефти / Н. Н. Мангэн // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1981. – Ч. 1. – № 2. – С. 5–8 ; 1981. – Ч. 3. – № 5. – С. 37–43 ; 1982. – Ч. 8. – № 2. – С. 26–36 ; 1982. – Ч. 9. – № 3. – С. 7–12.

37. Застосування потужних гідророзривів пласта на родовищах

України. – Качмар Ю. Д., Меркур'єв А. Б., Бурмич Ф. М., Савка В. М. // Нафтова і газова промисловість. – 1999. – № 4. – С. 28–31.

38. Ибрагимов Г. З. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти : справочник / Ибрагимов Г. З., Фазлутдинов К. С., Хисамутдинов Н. И. – М. : Недра, 1991. – 384 с.

39. Яремійчук Р. С. Освоєння свердловин: практикум / Яремійчук Р. С., Качмар Ю. Д. – Львів : Світ, 1997. – 256 с.

40. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину : [у 2 кн.] / Ю. Д. Качмар, В. М. Світлицький, Б. Б. Синюк, Р. С. Яремійчук. – Львів : Центр Європи. – 2005. – Кн. 2. – 414 с.

41. Комплексные исследования особенностей разработки низкопроницаемых коллекторов / Ю. В. Желтов, А. Г. Ковалев, Э. К. Коваленко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 3. – С. 30–34.

42. Повышение нефтеотдачи пластов с применением системной технологии воздействия / Х. Х. Гумерский, А. Т. Горбунов, С. А. Жданов, А. М. Петраков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 12. – С. 12–15.

43. Химические методы в процессах добычи нефти / под ред. Н. М. Эмануэля. – М. : Наука, 1987. – 240 с.

44. Влияние фазовых проницаемостей коллектора на механизм накопления ретроградного конденсата в призабойной зоне скважин / Р. М. Тер-Саркисов, А. Н. Шандрыгин, Н. А. Гужов, С. В. Киреев [и др.] // Газовая промышленность. – 1996. – № 9/10. – С. 28–31.

45. Разработка газоконденсатных месторождений / А. Х. Мирзаджанзаде, А. Г. Дурмышлян, А. Г. Ковалев, Е. А. Аллахвердиев. – М. : Недра, 1967. – 357 с.

46. Интенсификация притока газа на газовых месторождениях СССР / В. А. Динков, П. Т. Шмыгля, В. А. Киреев [и др.] // ВНИИЭгазпром. Сер. «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». – М.: – 1971. – 68 с.

47. Ханнанов Р. Г. Интенсификация добычи нефти в НГДУ «Бавлынефть» с применением композиции химреагентов многофункционального воздействия (РМД) / Ханнанов Р. Г. // Интервал. – 2003. – № 8. – С. 79–81.
48. Perry W. T. The status of enhanced oil recovery in the United States / Perry W. T., Herizberg R. H., Stosur J. J. // Prodoth World Petrol. Congr. – 1980. – Vol. 3. – P. 257–266.
49. Байбаков Н. К. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений / Байбаков Н. К., Гарушев А. Р. – М. : Недра, 1981. – 209 с.
50. Джавадян А. А. Современные методы повышения нефтеотдачи и новые технологии / Джавадян А. А., Гавура В. Е. // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 10. – С. 6–9.
51. Зайцев Ю. В. Кислотная обработка песчаных коллекторов / Зайцев Ю. В., Кроль В. С. – М. : Недра, 1972. – 173 с.
52. Trends in Matrix Acidizing / Crowe C., Masmonteil J., Touboul E. and Thomas R. // Oilfield Review. – 1992. – № 4. – P. 24–40.
53. Ибатуллин Р. Р. Исследования особенностей процесса вытеснения нефти при применении композиций ПАВ / Ибатуллин Р. Р. // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 5. – С. 41–43.
54. Nonionic Surfactants and Their Based Composition Application for Enhanced Oil Recovery in Tatarstan Oil Fields / I. F. Glumov, R. R. Ibatullin, V. V. Slesareva [et all] // VII European symposium on Enhanced Oil Recovery : proc. of. – [s. l.] : [s. n.], 1993. – P. 239–247.
55. Главати О. Л. Физико-химические основы создания композиций поверхностно-активных веществ для повышения нефтеотдачи пластов / Главати О. Л., Нагирняк И. П. // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1988. – Вып. 35. – С. 7–18.
56. Healy R. N. Immiscible microemulsion flooding / Healy R. N., Reed R. L. // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1977. – Vol. 17, № 2. –

P. 129–139.

57. Методы извлечения остаточной нефти / М. Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д. П. Забродин [и др.]. – М. : Недра, 1991. – 347 с.

58. Главати О. Л. Физико-химические основы создания композиций поверхностно-активных веществ для повышения нефтеотдачи пластов / Главати О. Л., Нагирняк И. П. // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1988. – Вып. 35. – С. 7–18.

59. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно активных веществ / Г. А. Бабалян, А. Б. Тумасян, Б. И. Леви [и др.]. – М. : Недра, 1983. – 216 с.

60. Мамяшев В. Г. Смачиваемость и диффузионно-адсорбционная активность осадочных горных пород / В. Г. Мамяшев, Г. С. Шальных // Геология и геофизика. – 1990. – № 7. – С. 95–102

61. Кондрат Р. М. Газоконденсатоотдача пластов / Кондрат Р. М. – М. : Недра, 1992. – 255 с.

62. Рудий С. М. Удосконалення технологій оброблень присвердловинної зони пласта з використанням борофтористоводневої кислоти : дис. ... канд. техн. наук : спец. 05.15.06 / Рудий Сергій Мирославович. – Івано-Франківськ, 2013. – 246 с.

63. Lea C. M. Sandstone Acidizing of the Region Surrounding Perforations : Ph. D. Dissertation / Lea C. M. ; The University of Texas at Austin. – Austin, 1992. – [152 p.].

64. Азотно-солянокислотні обробки при вибійних зон експлуатаційних свердловин НГВУ «Долинанафтогаз» / Касянчук С. В., Світлицький В. М., Ягодовський С. І. [та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 1999. – № 6. – С. 30–33.

65. Hot Oil and Gas Wells Can be stimulated without acids : paper SPE 86522 / Frenier W., Brady M., Al-Harthy S. [and other] // The SPE International

Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, 18–20 February, 2004. – Lafayette : [s. n.], 2004. – P. 189–199.

66. Тарко Я. Б. Технології та технічні засоби інтенсифікації нафтогазовидобутку на основі термогідродинамічних методів впливу на привибійну зону пластів : дис. ... д-ра техн. наук : спец. 05.15.06. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2005. – 406 с.

67. Балакиров Ю.А. Инновационные технологии в нефтегазодобыче / Ю.А. Балакиров, Ю.Н. Бугай. – К.: МНТУ, 2000. – 476 с.

68. Довідник з нафтогазової справи / за заг. ред. В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – Львів, 1996. – 620 с.

69. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / Сургучев М. Л. – М. : Недра, 1985. – 308 с.

70. Байбаков Н. К. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений / Байбаков Н. К., Гарушев А. Р. – М. : Недра, 1981. – 209 с.

71 Джавадян А. А. Современные методы повышения нефтеотдачи и новые технологии / Джавадян А. А., Гавура В. Е. // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 10. – С. 6–9.

72. Hot Oil and Gas Wells Can be stimulated without acids : paper SPE 86522 / Frenier W., Brady M., Al-Harthy S., Aranagath R., Chan K. S., Flamant N. and Samuel M. // Formation Damage Control : presented at the SPE International Symposium and Exhibition on, Lafayette, Louisiana, February 18–20, 2004. – Lafayette, 2004. – P. 189–199.

73. Пат. 52648 України, МПК E21B 43/27. Гідрофобізуєчий склад для обробки ПЗП / Дивоняк Ю. І., Зезекало І. Г., Іванків О. О. ; заявники та патентовласники : Дивоняк Ю. І., Зезекало І. Г., Іванків О. О. – № u2009 11951 ; заявл. 23.11.2009 ; опубл. 10.09.2010, Бюл. № 17.

74. Сумм Б. Д. Физико-химические основы смачивания и растекания / Сумм Б. Д., Горюнов Ю. В. – М. : Химия, 1976. – 232 с.

75. Carbonate rock wettability changes induced by organic compound adsorption / Legens C., Palermo T., Toulhoat H., Fafet A., and Koutsoukos P. // *Petroleum Science and Engineering*. – 1998. – № 20. – P. 277–282.

76. Kowalewski E. Wettability alterations due to an oil soluble additive / Kowalewski E., Holt T., Torsaeter O. // *Reservoir Wettability and Its Effect on Oil Recovery* held : paper presented at the 16th International Symposium, (Socorro, USA, September 27–28, 2000). – Socorro : [s. n.], 2000. – P. 243-246.

77. Рудий М.І. Технології дії на привибійну зону пласта видобувних свердловин із використанням поверхнево-активних речовин / М.І. Рудий, С.М. Рудий // *Нафтова і газова промисловість*. – 2009. – № 1. – С. 45 – 48.

78. Качмар Ю. Д. Химическая обработка забоев нефтяных скважин без извлечения продуктов реакции / Качмар Ю. Д. // *Нефтяная и газовая промышленность*. – 2001. – № 3. – С. 24–26.

79. Lea C. M. Sandstone Acidizing of the Region Surrounding Perforations : Ph. D. Dissertation / Lea C. M. – Texas, Austin : [s. n.], 1992. – 98 p.

80. Fredd C. N. Optimum Conditions for Wormhole Formation in Carbonate Porous Media: Influence of Transport and Reaction / Fredd C. N. and Fogler H. S. // *SPE Journal* 4. – 1999. – № 3. – P. 196–205.

81. Panga M. K. R., Ziauddin M. Two-Scale Continuum Model for Simulation of Wormholes in Carbonate Acidization / Panga M. K. R, Ziauddin M and Balakotaiah V. // *AIChE Journal*. – 2005. – № 12. – P. 3231–3248.

82. Ягафаров А. К. Интенсификация притоков нефти из скважин на месторождениях Западной Сибири / Ягафаров А. К., Курамшин Н. Р., Демичев С. А. – Тюмень : Слово, 2000. – 224 с.

83. Van Domelen MS Alternate Acid Blends for HPHT Applications : paper SPE 30419 / Van Domelen MS and Jennings A. R. Jr. // *The SPE Offshore Europe Conference*, (Aberdeen, September 5–8 1995). – Aberdeen, 1995. – P. 70–72.

84. Фаттахов И. Г. Исследование результатов воздействия на ПЗП добывающих скважин водоизолирующими композициями на основе гипано-

кислотного состава / Фаттахов И. Г. // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 6. – С. 43–45.

85. Devine C. S. Method for proper HF treatment selection / Devine C. S., Ali S. A., Kalfayan L. J. // Canadian Petroleum Technology. – 2003. – Juli. – P. 54–61.

86. Пат. 9854 Україна, МПК С1 Е21В43/27. Спосіб комбінованої кислотного оброблення пласта / Касянчук В. Г., Костур Б. М., Петриняк В. А., Пилипець І. А., Рудий М. І., Юрчишин Д. І.; заявник Нафтогазовидобувне управління «Долинанафтогаз», патентовласник Рудий М. І. – № 94311458 ; заявл. 16.08.1993 ; опубл. 30.09.1996, Бюл. № 3.

87. Пат. 25495 Україна, МПК С2 7 Е21В43/27. Спосіб кислотної обробки привибійної зони пласта / Петриняк В. А., Єгер Д. О., Рибчак О. В., Пилипець І. А., Рудий М. І.; заявник і патентовласник підприємство «Долинанафтогаз» АТ «Укрнафта». – № 97105193 ; заявл. 24.10.1997 ; опубл. 15.11.2001, Бюл. № 10.

88. Пат. 50886А Україна, МПК А6 Е21В43/27, Е21В43/22. Спосіб комплексної обробки свердловин / Манюк С. В., Грушко Є. А., Садов А. М., Козак К. Г., Мачужак М. І., Кукуєв А. Г., Рудий М. І. ; заявник і патентовласник ВАТ «Укрнафта», підприємство «Чернігівнафтогаз». – № 99116253 ; заявл. 17.11.1999 ; опубл. 15.11.2002, Бюл. № 11.

89. Пат. 38041 Україна, МПК Е21В43/25. Склад для обробки привибійної зони пласта / Зеленський В. Ю., Хомин І. І., Сало В. І., Світлицький В. М., Піддубний П. А., Дячук В. В. ; заявник і патентовласник дочірня компанія «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз України». – № u200806397 ; заявл. 05.06.2008 ; опубл. 25.12.2008, Бюл. № 24.

90. Пат. 71946 Україна, МПК С2, Е21В43/27. Спосіб кислотної обробки продуктивних пластів / Гнип М. П., Дирів І. П., Петриняк В. А., Тарабаринів П. В., Рудий М. І., Пилипець І. А., Ровенчак В. А. ; заявник і патентовласник ВАТ «Укрнафта», підприємство «Чернігівнафтогаз». –

№ 2001085766 ; заявл. 14.08.2001 ; опубл. 17.02.2003, Бюл. № 2.

91. Пат. 2288358 Российская Федерация, МПК С2 Е21В 43/27. Способ обработки призабойной зоны пласта, сложенного карбонатными породами с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Тахаутдинов Р. Ш., Сафин А. Х., Шигапов И. Н. ; заявитель и патентообладатель ОАО «Шешмаойл». – № 2005100569/03 ; заявл. 11.01.2005 ; опубл. 27.11.2006, Бюл. № 33.

92. Промысловые испытания технологии повышения газоотдачи на основе закачивания продуктов отечественных химических производств / Гусев С. В., Коваль Я. Х., Мозаев В. В., Полтарин Н. Е. // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 5. – С. 52–56.

93. Karlosson J. S. Alkanoic acid-alkylamine complexation and surfactant phase behaviour : Dr. Thesis / Karlosson J. S. ; Departament of Physical chemistry, Faculty of Mathematics and Natural Sciences Abo Akademi University. – Finland : [s. n.], 2001. – P. 363-376.

94. Пат. 2185412 Российская Федерация, МПК С1С09К3/00, Е21В37/06. Состав для удаления асфальтеносмолопарафиновых обложений / Елашева О. М., Занозина И. И., Шабалина Т. Н., Баландин Л. Н., Обиход А. П., Тыщенко В. А., Дискина Д. Е., Лубсандоржиева Л. К., Занозин И. Ю. ; заявитель и патентообладатель ОАО «Средневожский научно-исследовательский институт по нефтепереработке». – № 2001112029/04 ; заявл. 03.05.2001 ; опубл. 20.07.2002, Бюл. № 11.

95. Пат. 2308595 Российская Федерация, МПК С1 Е21В 43/27. Способ обработки призабойной зоны пласта / Шахвердиев А. Х., Панахов Г. М., Мандрик И. Э. ; заявитель и патентообладатель Некоммерческое партнерство «Институт системных исследований процессов нефтегазодобычи». – № 2006109963/034 ; заявл. 29.03.2006 ; опубл. 20.10.2007, Бюл. № 29.

96. Пат. 2135762 Российская Федерация, МПК С1 Е21В43/27. Способ обработки призабойной зоны нефтяного пласта / Южанинов П. М., Федотова Т. В., Качин В. А., Матяшов С. В. ; заявитель и патентообладатель

ОАО «ПермНИПИнефть». – № 97109020/03 ; заявл. 06.06.1997 ; опубл. 27.08.1999, Бюл. № 9.

97. Пат. 26623 Україна, E21B 43/00E21B 43/28 Спосіб підвищення продуктивності нафтової, газової та газоконденсатної свердловини / Балакіров Ю. А., Букринський І. Б., Миронюк О. С., Лаптева Л. С., Бровчук В. М. ; заявник і патентовласник ТОВ «Юг-Нефтегаз». – № u200706882 ; заявлено 19.06.2007 ; опубл. 25.09.2007, Бюл. № 15.

98. Пат. 2312880 Российская Федерация, МПК С1 С09К 8/42 (2006.01), С09К 8/524 (2006.01), С09К 8/528 (2006.01), С09К 8/74 (2006.01). Стабилизатор коллекторских свойств нефтяного пласта / Кириллин В. И., Ашигян Д. Г., Писарев К. А., Григорьев С. Ю. ; заявитель и патентообладатель ООО «Аксис». – 2006107239/03 ; заявл. 10.03.2006 р. ; опубл. 20.12.2007, Бюл. № 35.

99. Пат. 2301248 Российская Федерация, МПК С1С09К 8/74 (2006.01), С09К 8/528 (2006.01). Базовая основа состава для кислотной обработки терригенного коллектора и разглинизации призабойной зоны пласта / Веселков С. Н., Гребенников В. Т., Миков А. И., Шипилов А. И. ; заявитель и патентообладатель Веселков С. Н., Гребенников В. Т., Миков А. И., Шипилов А. И. – № 2005133759/03 ; заявл. 01.11.2005 ; опубл. 20.06.2007, Бюл. № 17.

100. Ибрагимов Г. З. Химические реагенты для добычи углеводородов: Справочник рабочего / Ибрагимов Г. З., Сорокин В. А., Хисамутдинов Н. И., – М. : Недра, 1986. – 240 с.

101. Гадиев С.М. Кислотная обработка пласта с применением вибрации [Текст] / С.М. Гадиев // Нефтяное хозяйство. – 1962. – № 9. – С. 26-29.

102. Киселев К. В. Кислотные обработки с применением ПАВ / Киселев К. В. // Моделирование технологических процессов нефтедобычи : сб. науч. тр. – Тюмень : Вектор Бук, 2002. – Вып. 3, ч. 2. – С. 101–105.

103. Светлицкий В. М. Стимулирование работы эксплуатационных

скважин на месторождениях Джуньюанского нефтегазодобывающего объединения / Светлицкий В. М., Ягодовский С. И. – К. : Логос, 1998. – 43 с.

104. Светлицкий В. М. Проблемы увеличения производительности скважин / Светлицкий В. М., Демченко П. Н., Зарицкий Б. В. – К. : Вид. Паливода А. В., 2002. – 228 с.

105. Термогазохимическое воздействие на малодебитные и осложненные скважины / Г. А. Чазов, В. И. Азаматов, С. В. Якимов, А. И. Савич. – М. : Недра, 1986. – 150 с.

106. Пат. 15185А Україна, МПК E21B43/27. Спосіб селективної кислотної обробки продуктивних пластів / Садов А. М., Єгер Д. О., Козак К. І., Оніщенко В. Я., Кукуєв А. Г., Рудий М. І.; заявник і патентовласник підприємство «Полтаванафтогаз» ВАТ «Укрнафта». – № 96010233 ; заявл. 19.01.1996 ; опубл. 30.06.1997, Бюл. № 3.

107. Пат. 28762А Україна, МПК E21B 43/27 (2006.01). Спосіб обробки низькопроникних пластів / Лилак М. М., Рудий М. І., Копичко В. С., Піта М. В., Новомлинський І. О.; заявник і патентовласник підприємство «Охтирканафтогаз» АТ «Укрнафта», ВАТ «Укрнафта», підприємство «Чернігівнафтогаз». – № 97094656 ; заявл. 18.09.1997 ; опубл. 16.10.2000, Бюл. № 5.

108. Пат. 88196 Україна, МПК C2 E21B43/00, E21B43/27. Спосіб кислотної дії на при вибійну та віддалену зону пласта / Рудий С. М., Босяк О. В., Дирів І. П., Ровенчак В. А., Гаджун П. В., Михайлюк В. Д., Рудий М. І.; заявник і патентовласник ВАТ «Укрнафта». – № a200712652 ; заявл. 14.11.2007 ; опубл. 25.09.2009, Бюл. № 18.

109. Пат. 30675А Україна, МПК E21B43/27. Склад для обробки привибійної зони пласта / Лилак М. М., Заєць В. П., Світлицький В. М., Ягодовський С. І., Горєв О. С.; заявник та патентовласник Світлицький Віктор Михайлович. – № 98041863 ; заявл. 13.04.1998 ; опубл. 15.12.2000, Бюл. № 7.

110. Пат. 2182222 Российская Федерация, МПК С1 Е21В43/22. Состав для обработки призабойной зоны пласта / Кононенко П. И., Богуслаев В. А., Квитчук К. К., Скачедуб А. А., Косяк А. Ю. ; заявитель и патентообладатель ЗАО «Ренфорс». – № 2001123450/03 ; заявл. 23.08.2001 ; опубл. 10.05.2002, Бюл. № 3.

111. Промысловые испытания технологии повышения нефтеотдачи на основе закачивания продуктов отечественных химических производств / Гусев С. В., Коваль Я. Г., Мозаев В. В., Полтарин Н. Е. // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 5. – С. 52–56.

112. Киселев К. В. Совершенствование обработки ПЗП кислотными составами / Киселев К. В. // Моделирование технологических процессов нефтедобычи : сб. науч. тр. – Тюмень : ВекторБук, 2002. – Вып. 3, ч. 2. – С. 105–113.

113. Джафаров М. А. Некоторые результаты исследований по разработке рецептур спиртокислотных растворов для обработки призабойной зоны пласта газовых скважин / Джафаров М. А., Каширина Л. А., Сомаров И. А. // Добыча, сбор и подготовка нефти на месторождениях Западной Туркмении. – 1988. – Вып. № 27. – С. 50–54.

114. Применение спиртов при физико-химических обработках скважин / Шарипов А. М., Нургалиев И. З., Абдрахманова А. В., Алясова А. П. // Газовая промышленность. – 1989. – № 8. – С. 57.

115. Пат. 2135755 Российская Федерация, МПК С1, Е21В43/22. Состав для регулирования разработки нефтяных месторождений / Мазаев В. В., Гусев С. В., Коваль Я. Г., Земцов Ю. В. ; заявитель и патентообладатель Мазав В. В., Гусев С. В., Коваль Я. Г., Земцов Ю. В. – № 98101373/03 ; заявл. 27.01.1998 ; опубл. 27.08.1999, Бюл. № 8.

116. Пат. 2084622 Россия, МПК Е21В 43/27. Способ обработки призабойной зоны скважины / Кудинов В. И., Дацик М. И., Малюгин В. М., Борисов А. П., Просвирин А. А., Богомольный Е. И. ; заявитель и

патентообладатель АО «Удмуртнефть». – № 96101072/03 ; заявл. 29.01.1996 ; опубл. 20.07.1997, Бюл. № 5.

117. Сергеев Б. З. Использование водо-нефтяных эмульсий для увеличения добычи нефти из высокодебитных скважин / Сергеев Б. З., Гайденко И. Ф. // Научно-производственные достижения нефтяной промышленности в новых условиях хозяйствования. Серия. «Техника и технология добычи нефти и обустройства нефтяных месторождений». – 1989. – № 2. – С. 3–8.

118. Laboratory, Theoretical and Field Studies of Emulsified Acid Treatments in High-Temperature Carbonate Formations / Navarette R. C., Holmes B. A., McConnell S. B. and Linton D. E. // SPE Production and Facilities 15ю. – 2000. – № 2. – P. 96–106.

119. Field Application of emulsified Acid-Based System to stimulate deep, sour gas reservoirs in Saudi Arabia : paper SPE 71693 / Nasr-El-Din H. A., Solares J. R., Al-Mutairi S. H., Mahoney M. D. // The SPE Annual Technical Conference and Exhibition, (New Orleans, September 30 – October 3, 2001). – New Orleans : [s. n.], 2001. – P. 78 – 86.

120. Nasr-El-Din H. A. Development and Field Application of a new, highly stable emulsified acid : paper SPE 115926 / Nasr-El-Din H. A., Al-Dirweesh S., Samuel M. // The SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21–24 September 2008. – Denver : [s. n.], 2008. – [P. 69–76].

121. Киселев К. В. Влияние воздействия гидрофобного состава при кислотных обработках ПЗП добывающих скважин / Киселев К. В. // Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири : межвуз. сб. науч. тр. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2002. – С. 137–142.

122. Пат. 51863А Україна, МПК E21B33/138. Розчин для обмеження водоприпливу у нафтових свердловинах / Рудий М. І., Лилак М. М., Піта М. В., Копичко В. С., Заєц В. П., Бульбас С. В., Болоховська В. А. ; заявник і патентовласник ВАТ «Укрнафта», нафтогазовидобувне управління

«Охтирканафтогаз», товариство з обмеженою відповідальністю науково-виробниче підприємство «Біополітех». – № 2000010427 ; заявл. 26.01.2000 ; опубл.16.12. 2002, Бюл. № 12.

123. Рахимкулов Р. Ш. Увеличение добычи нефти на обводняющихся месторождениях методами глубокого обратного тампонирувания призабойной зоны скважины / Рахимкулов Р. Ш. // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 2. – С. 41–45.

124. Краснов И. И. Современные технологии повышения нефтеотдачи нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений / Краснов И. И., Киселев К. В. // Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири : межвуз. сб. науч. тр. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2002. – С. 147–152.

125. Краснов И. И. Увеличение дебитов скважин эксплуатирующих залежи с пониженной проницаемостью / Краснов И. И., Киселев К. В. // Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири : межвуз. сб. науч. тр. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2002. – С. 142–147.

126. Отчет об анализе эффективности и разработке рекомендации по оптимизации применяемых методов обработки призабойной зоны пласта в нефтедобывающих скважинах Тевлинско-Русскинского месторождения / Фонды ОАО «Тюменнефтегеофизика». – Тюмень: [б. и.], 1994. – 186 с.

127. Носов В. Н. Интенсификация притока нефти акустическим воздействием на продуктивные пласты / Носов В. Н., Зайцев Г. С. // Нефтепромысловое дело. Сер. «Отечественный опыт». – 1987. – № 5. – С. 3–8.

128. Пат. 2013530 Российская Федерация, МПК E21B43/27. Состав для кислотной обработки призабойной зоны пласта / Поздеев О. В., Глущенко В. Н., Григорьев А. А., Матяшов С. В., Опалев В. А. ; заявитель и патентообладатель Пермский гос. науч.-исслед. и проектный ин-т нефтяной пром-сти. – № 5007890/03 ; заявл. 03.09.1991 ; опубл. 30.05.1994, Бол. № 11.

129. Пат. 29560 Україна, МПК С2 Е21В43/25. Спосіб обробки привибійної зони продуктивного пласта та пристрій для його здійснення / Єгер Д. О., Корзун А. В., Лилак М. М., Проскуркін В. П., Тарасенко В. Б., Шубін В. М.; заявник і патентовласник громадська організація «Фонд сприяння гірничому мистецтву». – № 2000010431 ; заявл. 26.01.2000 ; опубл. 15.11.2000, Бюл. № 6.

130. Пат. 39689А Україна, МПК Е21В42/27. Спосіб обробки привибійної зони пласта / Фролагін В. О., Казанцев В. М., Балакіров Ю. А., Бугай Ю. М.; заявник і патентовласник ЗАТ «Міжнар. наук.-техн. ун-т». – № 2000127411 ; заявл. 22.12.2000 ; опубл. 15.06.2001, Бюл. № 5.

131. Пат. 63412 Україна, МПК С2 Е21В 43/25, Е21В 43/27 (2007.01). Спосіб обробки привибійної зони пласта / Бажалук Я. М., Чістяков В. І.; заявник і патентовласник товариство з обмеженою відповідальністю «Інтекс». – № 2003043393 ; заявл. 15.04.2003 ; опубл. 25.07.2007, Бюл. № 11.

132. Касянчук В. Г. Методы обработки призабойной зоны скважин / Касянчук В. Г., Пилипец И. А. // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 9. – С. 53–55.

133. Бабаян Э. В. Повышение эффективности выбора рабочего агента для обработки призабойной зоны пласта / Бабаян Э. В., Шурыгин М. И., Яковенко В. И. // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – 1999. – № 3. – С. 30–32.

134. Валеева Т. Г. Состав и технология для глубокой обработки призабойной зоны скважины в карбонатных коллекторах / Валеева Т. Г., Арефьев Ю. Н., Галимов Р. Р. // Нефтепромысловое дело. – 1994. – № 5. – С. 44–47.

135. Промысловые испытания комплексной технологии кислотных воздействий на месторождениях АО «Ноябрьскнефтегаз» / Есипенко А. И., Калашнев В. В., Петров Н. А., Ветланд М. Л. // Нефтепромысловое дело. – 1996. – № 5. – С. 46–54.

136. Пат. 2261323 Российская Федерация, МПК С1 Е21В43/27. Способ обработки призабойной зоны терригенного пласта газовой скважины в условиях аномально низких пластовых давлений / Долгов С. В., Гасумов Р. А., Липчанская Т. А., Зиновьев В. В., Аксютин О. Е., Киселев В. В., Беленко С. В.; заявитель и патентообладатель ОАО «Газпром», ОАО «Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных газов», ОАО «Газпром». – № 2003137783/03; заявл. 30.12.2003; опубл. 27.09.2005, Бюл. № 27.

137. Recent Acid-Fracturing Practices on Strawn Formation in Terrell County, Texas 6 : paper SPE 107978 / Zaeff G., Sievert C., Bustos O., Galt A., Stief D., Temple L., Rodriguez V. // The SPE Annual Technical Conference and Exhibition, (Anaheim, California, USA, November 11–14 2007). – Anaheim : [s. n.], 2007. – 96 p.

138. Качмар Ю. Д. Кислотна обробки силікатних колекторів / Качмар Ю. Д. // Нафтова і газова промисловість. – 1993. – № 2. – С. 28–32; 1993. – № 3. – С. 31–35; 1994. – № 1. – С. 29–33; № 2. – С. 29–33.

139. Effective stimulation of high-temperature sandstone formations in East Venezuela with a new sandstone-acidizing system : paper SPE 98318 / S. A. Ali, C. W. Pardo, Z. Xiao [and other] // The SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, (Lafayette, 15–17 February 2006). – Lafayette : [s. n.], 2006. – [P. 45–51].

140. An alternative solution to sandstone acidizing using a nonacid-based fluid system with fines-migration control : paper SPE 109911 / Rafael Rozo, Javier Paez, Alberto Mendoza [and other] // The SPE Annual technical conference and exhibition, (Anaheim, 11–14 November 2007). – Anaheim : [s. n.], 2007. – [P. 43–46].

141. Яремийчук Р. С. Повышение продуктивности скважин при освоении и эксплуатации месторождений парафинистых нефтей / Яремийчук Р. С., Светлицкий В. М., Савьюк Г. П. – К. : УкрگیпроНІИнефть, 1993. – 226 с.

142. Повышение эффективности кислотной обработки призабойной

зоны пласта, осложненного отложениями парафина / Кудинов В. И., Сучков Б. М., Каменщиков Ф. А., Богомольный Е. И. // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 1. – С. 46–49.

143. Телков А. П. Повышение эффективности кислотных обработок малопроницаемых пластов / Телков А. П., Киселев К. В. // Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири : междуз. сб. науч. тр. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2002. – С. 62–69.

144. Ellipsometry and spectroscopy of porous glass surface / Fursenko O. V., Dmytruk A. M., Lepeshkina T. P., Ovechko V. S. // Abstracts : 8 Joint Vacuum Conference. – Pula (Croatia) : [s. n.], 2000. – P. 40.

145. Spectroellipsometric and spectroscopic characterization of porous glass / Fursenko O. V., Dmytruk A. M., Ovechko V. S., Mamykin S. V. // Abstracts 19th Europ. Conf. on Surf. Sci. – Madrid (Spain) : [s. n.], 2000. – P. 91.

146. Грибов Л. А. Теория инфракрасных спектров полимеров / Грибов Л. А. – М. : Наука, 1977. – 240 с.

147. Светлицкий В. М. Фосфорсодержащие реагенты для обработки продуктивных нефтегазовых коллекторов / Светлицкий В. М., Иванкив О. А., Дивоняк Ю. И. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 6. – С. 37–39.

148. Van Domelen M. S. Alternate Acid Blends for HPHT Applications : paper SPE 30419 / Van Domelen M. S., Jennings A. R. // Offshore Europe Conference, 5–8 September 1995. – Aberdeen : [s. n.], 1995. – [P. 30–41].

149. A review of matrix acidizing sandstones in Western Siberia, Russia : paper SPE 94790 / K. O’Driscoll, S. Stolyarov, L. Kalfayan, B. J Services // The SPE European Formation Damage Conference, (Scheveningen, 25–27 May 2005). – Scheveningen : [s. n.], 2005. – [P. 88–91].

150. Киселев В. Ф. Основы физики поверхности твердого тела / Киселев В. Ф., Козлов С. Н., Зотеев А. В. – М. : Изд-во МГУ, 1999. – 284 с.

151. Рудий М. І. Кислотне діяння на нафтогазовий пласт. Т. 1. Кислоти /

Рудий М. І., Рудий С. М., Наследников С. В. – Івано-Франківськ :
ПП «Галицька друкарня плюс», 2011. – 482 с.

152. Пат. 2257 467 С1 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/27.
Твердая основа для кислотной обработки призабойной зоны пласта /
Казакова Л. В., Миков А. И., Чабина Т. В., Шипилов А. И., Южанинов П. М. ;
заявитель и патентообладатель ЗАО «Полиэкс». – № 2004105615/03 ; заявл.
24.02.2004 ; опубл. 27.07.2005, Бюл. № 21.

153. Пат. № 41516 Україна, МПК 6 Е 21 В 43/11. Спосіб розкриття
пласта / Світлицький В. М., Угодовський С. І., Зезекало І. Г., Іванків О. О. ;
заявник і патентовласник Зезекало І. Г. – № 98084277 ; заявл. 5.08.1998 ;
опубл. 17.09.2001, Бюл. № 8.

154. Пат. № 2181832 Российская Федерация, С2, МПК 7 Е21 В 43/27,
Е 21 В 43/25. Химреагентный способ обработки призабойной зоны пласта /
Позднышев Г. Н., Манырин В. Н., Манырин В. Н., Гайсин Р. Ф. ; заявитель и
патентообладатель Позднышев Геннадий Николаевич. – № 2000108907/03 ;
заявл. 10.04.2000 ; опубл. 27.04.2002, Бюл. № 5.

155. Пат. 2301248 С1 Российская Федерация, МПК С09К 8/7, С09К
8/528. Базовая основа состава для кислотной обработки терригенного
коллектора и разглинизации призабойной зоны пласта / Веселов С. Н.,
Гребенников В. Т., Миков А. И., Шипилов А. И. ; заявитель и
патентообладатель Веселов С. Н., Гребенников В. Т., Миков А. И.,
Шипилов А. И. – № 2005133759/03 ; заявл. 1.11.2005 ; опубл. 20.06.2007,
Бюл. № 17.

156. Пат. № 2153579 Российская Федерация, МПК RU С2 Е 21 В 43/27.
Состав для обработки призабойной зоны пласта / Саушин А. З.,
Прокопенко В. А., Токунов В. И., Поляков Г. А., Рылов Е. Н.,
Филиппов А. Г., Костанов И. А., Поляков И. Г., Булдаков С. В. ; заявитель и
патентообладатель предприятие «Астрахань-газпром» РАО «Газпром». –
№ 98111171/03 ; заявл. 09.06.1998 ; опубл. 27.07. 2000, Бюл. № 12.

157. Пат. № 2249101 Российская Федерация, МПК 7 E 21 В 43/27. Кислотный поверхностно-активный состав для обработки призабойной зоны / Котов А. Н., Румянцева Е. А., Акимов Н. И., Лысенко Т. М., Лепшина М. В. ; заявитель и патентообладатель Румянцева Елена Александровна. – № 2004102001/03 ; заявл. 22.01.2004 ; опубл. 27.03.2005, Бюл. № 9.

158. Реми Г. Курс неорганической химии : [пер. с нем.] / Реми Г. ; под ред. член-корр. АН СССР А. В. Новоселовой. – XI изд. – М. : Изд-во иностранной л-ры, 1963. – Т. I. – 919 с.

159. Сухотина А. М. Коррозионная стойкость оборудования химических производств. Нефтеперерабатывающая промышленность. Справочное руководство / А. М. Сухотина, Ю. И. Арчакова ; под ред. А. М. Сухотина, Ю. И. Арчакова. – Л. : Химия, 1990. – 400 с.

160. Коллоидные поверхностно-активные вещества / пер. с англ. под ред. А. Б. Таубмана, З. Н. Маркиной. – М. : Мир, 1966. – 320 с.

161. Абрамзон А. А. Поверхностно-активные вещества. Синтез, анализ, свойства, применение : учеб. пособие для вузов / А. А. Амбрамзон, Л. П. Зайченко, С. И. Файнгольд ; под ред. А. А. Амбрамзона. – Л. : Химия, 1988. – 200 с.

162. Pat. 3490811 USA. IC E21C 41/00. In situ acidulation of phosphate rock / Biederman E. W. – № 743,028 ; the applicant and the patentee Edwin W. Biederman, Jr., Tulsa, Okla ; publ. 20.01.1970, bulletin. 9.

163. Габдуллин Р. Ф. Технология предупреждения образования сульфидосодержащих отложений композициями химических реагентов с применением активизирующих добавок / Р. Ф. Габдуллин, Ф. С. Гарифуллин. – Уфа : АНК «Башнефть», 2001. – 13 с.

164. Пат. № 2165008 Российская Федерация, МПК E 21 В 37/06, 37/00. Способ предотвращения отложений минеральных солей и сульфида железа / Р. Ф. Габдуллин, Ю. В. Антипин, М. Д. Валеев ; заявитель и патентообладатель ОАО «Акционерная нефтяная компания «Башнефть». –

№ 2000107275/03 ; заявл. 24.03.2000 ; опубл. 10.04.2001, Бюл. № 10.

165. Пат. № 2070910 Российская Федерация, МПК С 09 К 3/00. Состав для предотвращения отложения неорганических солей при добыче нефти и газа из скважин / Р. А. Фасхудинов, Ю. В. Антипин, Г. Ш. Исланова [и др.] ; заявитель и патентообладатель Производственное объединение «Башнефть». – № 94003449/03 ; заявл. 28.01.1994 ; опубл. 27.12.1996, Бюл. № 36.

166. Пат. № 94028923 Российская Федерация, Е 21В43/27 RU. Способ удаления кольматирующих образований из углеводородосодержащих пластов / Гребенников В. Т. ; заявитель и патентовладелец Гребенников В. Т. – № 94028923/03 ; заявл. 01.08.1994 ; опубл. 20.05.1997, Бюл. № 7.

167. Пат. № 2312880 С1 Российская Федерация, МПК С09К 8/42, 8/524, 8/528, 8/74. Стабилизатор коллекторских свойств нефтяного пласта / Кирилин В. И., Ашигян Д. Г., Писарев К. А., Григорьев С. Ю. ; заявитель и патентообладатель ООО «Аксис». – № 2006107239/03 ; заявл. 10.03.2006 ; опубл. 20.12.2007, Бюл. № 35.

168. А. с. 1487559 А1 СССР, Е 21 В 43/27. Состав для образования пенокислоты / Г. А. Лессовой, Ю. А. Балакиров, И. В. Конюшенко, А. И. Акулишин, Е. В. Спас ; заявитель и патентообладатель Гос. науч.-исслед. и проектный ин-т нефтяной пром-сти «Укрگیпрониинепфть». – № 4076912 ; заявл. 23.03.1986 ; опубл. 10.06.1986, Бюл. № 12.

169. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин / Гриценко А. И., Тер-Саркисов Р. М., Шандрыгин А. Н., Подюк В. Г. – М. : ОАО «Изд-во «Недра», 1997. – 364 с.

170. Пат. 29252А Україна, МПК UA6 E21B43/27. Розчин для кислотної обробка пластів / Лилак М. М., Рудий М. І., Копичко В. С., Піта М. В., Заєць В. П. ; заявник і патентовласник підприємство «Охтирканафтогаз» ВАТ «Укрнафта». – № 98031271; заявл. 12.03.1998; опубл. 16.10.2000, Бюл. № 5.

171. Pat. 3930539 USA. IC E21B 43/27. Method of obtaining increased production in wells / Curtis A. C. – № 575,826 ; the applicant and the patentee

Arvel C. Curtis. Publ. 06.01.1976, bulletin. 4.

172. А. с. 1487562 СССР, МКИ E21B 43/27. Способ кислотной обработки призабойной зоны пласта обводненного трещиноватого нефтяного пласта / Глущенко В. И., Королев И. П., Поздеев О. В. [и др.] (СССР). – № 4249529/22–03 ; заявл. 25.05.1987 ; опубл. 12.09.1987, Бюл. № 11.

173. К вопросу повышения эффективности обработок призабойной зоны добывающих скважин / Мухаметзянов Р. Н., Сафин С. Г., Валиуллин А. В., Черкасов А. Б. // Нефтепромысловое дело. – 1992. – № 4. – С. 14–16.

174. Пат. 23800 Україна, МКВ E21B 43/27. Спосіб кислотної обробки привибійної зони пласта / заявник і патентовласник підприємство «Надвірнанафтогаз» ВАТ «Укрнафта» ; Бойчук І. Я., Яцура Я. В., Рудий М. І. [та ін.]. – № 977020477 ; заявл. 05.02.1997 ; опубл. 31.08.1998, Бюл. № 4.

175. Пат. 33126А Україна, МКВ E21B 43/27. Розчин для кислотної обробки пласта / заявник і патентовласник ВАТ «Укрнафта» НГВУ «Охтирка-нафтогаз» ; Рудий М. І., Лілак М. М., Піта М. В. [та ін.]. – № 98126420 ; заявл. 04.12.1998 ; опубл. 15.02.2001, Бюл. № 1.

176. Пат. 10455А Україна, МПК E 21 B 43/27. Склад для обробки пласта / Балакіров Ю. А., Лісовий Г. А., Світлицький В. М., Терьохін Г. Д., Горев О. С., Шуста З. А. ; заявник і патентовласник ВАТ «Український нафтогазовий інститут». – № 94042068 ; заявл. 8.04.1994 ; опубл. 25.12.1996, Бюл. № 4.

177. Пат. 22329 Україна, МПК E 21 B 43/27. Склад для обробки привибійної зони пласта / Іванків О. О., Гординська О. В., Писаренко А. А. ; заявник і патентовласник Український державний геологорозвідувальний інститут. – № u200610825 ; заявл. 13.10.2006 ; опубл. 25.04.2007, Бюл. № 5.

178. Carbonate rock wettability changes induced by organic compound adsorption / C. Legens, T. Palermo, H. Toulhoat, A. Fafet, P. Koutsoukos // Petroleum Science and Engineering. – 1998. – Vol. 20, Issues 3/4. – P. 277–282.

179. Kowalewski E. Wettability alterations due to an oil soluble additive / E. Kowalewski, T. Holt, O. Torsaeter // *Petroleum Science and Engineering*. – 2002. – Vol. 33, Issues 1/3. – P. 19–28.

180. Дивоняк Ю. И. Влияние на процессы смачивания горных пород с целью регулирования их нефти- и водоотдачи / Ю. И. Дивоняк // *Эфиры целлюлозы и крахмала, другие химические реагенты и материалы в эффективных технологических жидкостях для строительства эксплуатации и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин : материалы XIV Междунар. науч.-практ. конф., (Суздаль, 8–11 июня 2010 г.)*. – Владимир : Изд-во ВЛГУ, 2010. – С. 223–228.

181. Дивоняк Ю. І. Гідрофобізація порового середовища порід-колекторів – один із методів підвищення продуктивності свердловин / Дивоняк Ю. І., Зезекало І. Г., Іванків О. О. // *Збірник наукових праць Українського державного геологорозвідувального інституту*. – 2009. – № 3–4. – С. 142–148.

182. Капиллярные явления и нефтеотдача / М. Т. Абасов, Н. Д. Таиров, Д. Ш. Везиров [и др.]. – Баку : Элм, 1987. – 148 с.

183. Anderson W. G. Effects of Wettability on Relative Permeability / Anderson W. G. // *Journal Petroleum Technology*. – 1987. – Vol. 39, № 11. – P. 1453–1469.

184. Foster W. R. Low Tension Water Flooding Process / Foster W. R. // *Society of Petroleum Engineers Journal*. – 1973. – Feb. – P. 210–265.

185. Hall B. E. Surfactants Have Difference Chemical Properties That Should Be Understood to Ensure Proper Application / Hall B. E. // *World Oil*. – 1986. – May. – P. 111–114.

186. Баренблатт Г. И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. – М. : Недра, 1984. – 211 с.

187. Вашуркин А. И. О нецелесообразности гидрофобизации

призабойных зон эксплуатационных скважин / Вашуркин А. И. // Нефть и газ. – 1971. – № 10. – С. 38–41.

188. Мангэн Н. Прогрессивные методы добычи конденсата. Ч. 2. Влияние эффектов на границе раздела фаз на нефтеотдачу: смачиваемости / Мангэн Н. // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1981. – № 3. – С. 20–26.

189. Anderson W. G. Effects of Wettability on Relative Permeability / Anderson W. G. // Petrol. Technol. – 1987. – Vol. 39, № 11. – P. 1453–1469.

190. Дивоняк Ю. И. Изменение смачивания горных пород с целью регулирования их углеродоотдачи / Ю. И. Дивоняк, И. Г. Зезекало // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 10. – С. 17–20.

191. Вашуркин А. И. Экспериментальное изучение влияния некоторых факторов на величину относительных проницаемостей при остаточных насыщениях жидкостями / Вашуркин А. И. // ЗапСибНИГНИ. – 1969. – Вып. 27. – С. 135–143.

192. Особенности фильтрации газоконденсатных смесей через гидрофильные и гидрофобные капилляры / Г. С. Степанова, С. С. Барер, М. И. Слободской [и др.] // Газовая промышленность. – 1981. – № 7. – С. 21–22.

193. Некоторые особенности разработки залежей нефти с повышенным водонасыщением коллекторов / Э. Л. Лейбин, Л. Н. Бученков, Н. П. Ходорова, В. В. Москвичев, Ю. Л. Смирнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 6. – С. 26–29.

194. Кравченко И. И. Применение поверхностно-активных веществ для увеличения дебитов нефтяных скважин и ускорения их освоения после подземных и капитальных ремонтов / Кравченко И. И. // ВНИИОЭНГ. Сер. Методы воздействия на призабойную зону скважин с целью интенсификации добычи нефти. – 1966. – № – С. 114–124.

195. Горбунов А. Т. Применение катионоактивных ПАВ для повышения продуктивности скважин / Горбунов А. Т. // Нефтяное хозяйство.

– 1992. – № 9. – С. 20–22.

196. Дивоняк Ю. И. Применение фосфат содержащих реагентов для обработки продуктивных нефтегазовых коллекторов / Ю. И. Дивоняк, В. М. Светлицкий, О. А. Иванкив // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 12. – С. 43–44.

197. Дивоняк Ю. И. Реагенты для обработки продуктивных нефтегазовых коллекторов : материалы науч.-техн. конф., (Ухта, 20–23 сентяб. 2011 г.) [под. ред. Н. Д. Цхадая] / Ю. И. Дивоняк, В. М. Светлицкий, О. А. Иванкив // Министерство образования и науки РФ. – Ухта : УГТУ, 2011. – 401 с.

198. Светлицкий В. М. Фосфорсодержащие реагенты для обработки продуктивных нефтегазовых коллекторов / В. М. Светлицкий, О. А. Иванкив, Ю. И. Дивоняк // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 6. – С. 37–38.

199. Минаков Игорь Иванович. Гидрофобизация прискважинной зоны пласта составами на основе ПАВ с целью интенсификации добычи нефти : дис. ... канд. техн. наук : спец. 25.00.17 / Минаков Игорь Иванович. – М., 2001. – 141 с.

200. Дивоняк Ю. І. До питання запобігання набрякання глинистих компонентів продуктивних пластів / Ю. І. Дивоняк, В. М. Світлицький, О. О. Іванків // Збірник наукових праць Українського державного геологорозвідувального інституту. – 2013. – № 2. – С. 80–85.

201. Рузинов Л. П. Планирование эксперимента в химии и химической технологии / Л. П. Рузинов, Р. И. Слободчикова. – М. : Химия, 1980. – 280 с. – (Серия «химическая кибернетика»).

202. Пат. 61849А Україна, МПК СО9К7/02. Склад для обробки привибійної зони газових та газоконденсатних свердловин / Шаповал А. Є., Свистун А. А., Бучинський М. Я. ; заявник і патентовласник ЗАТ «Пласт». – № 2003087321 ; заявл. 04.08.2003 ; опубл. 17.11.2003, Бюл. № 11.

203. Effect of non-toxic corrosion inhibitors on steel in chloride solution / H. Akrouf, L. Bousselmi, E. Triki, S. Maximovitch and F. Dalard // *Materials Science*. – 2004. – Vol. 39, № 24. – P. 7341–7350.

204. Чаусов Ф. Ф. Эффективность фосфонато-цинкатных ингибиторов солеотложений и коррозии. Сравнительные лабораторные исследования / Чаусов Ф. Ф. // *Экология и промышленность России*. – 2008. – № 9. – С. 5–8.

205. Застосування фосфатовмісних ПАР як інгібіторів корозії газопромислового обладнання / Ю. І. Дивоняк, В. М. Світлицький, О. О. Іванків, Шинкаренко В. І. // «Менделєєвські читання». Розвиток хімічної науки: сучасність, досягнення та перспективи : матеріали Міжнар. наук.-практ. конф., (м. Полтава 26–27 жовт. 2011 р.). – Полтава : ПП Шевченко Р. В., 2011. – С. 10–12.

206. Дивоняк Ю. И. Реагент для повышения продуктивности скважин на основе дегидратационного фосфокомплекса DFK-12 / Дивоняк Ю. И., Светлицкий В. М., Иванкив О. А. // *Современные технологии освоения месторождений углеводородов на суше и на море : материалы науч.-техн. конф.* – Краков : [s. n.], 2012. – 773–776 с.

207. Пат. 74014 України, МПК E21B 43/27 (2006.01) C09K 8/78. Склад для обробки ПЗП / Світлицький В. М., Іванків О. О., Дивоняк Ю. І. ; автори та патентовласники: Світлицький В. М., Іванків О. О., Дивоняк Ю. І. – № u2012 04806 ; заявл. 17.04.2012 ; опубл. 10.10.2012, Бюл. № 19.

208. Пат. 77701 Україна, МПК E21B 43/12. Склад для обробки привибійної зони пласта карбонатних колекторів (дегідратаційний фосфокомплекс-ДФК-12К) / Дивоняк Ю. І., Світлицький В. М., Іванків О. О. ; заявник і патентовласник Дивоняк Ю. І., Світлицький В. М., Іванків О. О. ; заявл. 31.07.2012 ; опубл. 25.02.2013, Бюл. № 4.

209. Дивоняк Ю. И. Установка по использованию процессов, происходящих в призабойной зоне продуктивных коллекторов под воздействием химических реагентов / Ю. И. Дивоняк, В. М. Светлицкий,

О. А. Иванків // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 1. – С. 31–34.

210. Пат. 77702 Україна, МПК E21B 49/00. Установка для дослідження фільтраційних властивостей продуктивних пластів / Світлицький В. М., Іванків О. О., Дивоняк Ю. І. ; заявники та патентовласник Світлицький В. М., Іванків О. О., Дивоняк Ю. І. ; заявл. 31.07.2012 ; опубл. 25.02.2013, Бюл. № 4.

211. Дивоняк Ю. І. Вплив конденсованої дегідратаційної системи ДФК-12К на зміну фільтраційних характеристик карбонатних колекторів / Дивоняк Ю. І., Світлицький В. М., Іванків О. О. // Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовка фахівців для нафтогазової галузі : зб. тез Міжнар. наук.-техн. конф., Івано-Франківськ, 3–6 жовт. 2012 р. – Івано-Франківськ : [б. в.], 2012. – С. 187–190.

212. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации : ОСТ 39-235-89. – [Действует от 06.02.1989]. – М. : Типография ХОЗУ Миннефтепрома, 1989. – С. 37. – (Нормативный документ Министерство нефтяной промышленности СССР).

213. Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления : ОСТ 39-204-86. – [Действует от 29.07.1986 г.]. – М. : [б. и.], 1986. – С. 34 (Нормативный документ Министерства нефтяной промышленности СССР № 430).

214. Світлицький В. М. Застосування конденсованих дегідратаційних систем (КДС) для впливу на привибійну зону пласта / В. М. Світлицький, О. О. Іванків, Ю. І. Дивоняк // Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу : матеріали Міжнар. наук.-техн. конф. (Івано-Франківськ, 15–18 трав. 2012 р.). Івано-Франківськ : Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу, 2012 – 340 с.

ДОДАТКИ

**Регресійний аналіз впливу ортофосфornoї кислоти різної концентрації
на зміну швидкості фільтрації пластової води**

Таблиця А.1 – Машинограма кореляційно-регресійного аналізу впливу рівня концентрації H_3PO_4 на швидкість фільтрації води

Regression Summary for Dependent Variable: Швидкість фільтрації води мл/хв (H_3PO_4) $R= 0,88608132$ $R_1= 0,78514011$ Adjusted $R_2= 0,77976861$ $F(1,40)=146,17$ $p < 0,00000$ Std.Error of estimate: 1,6265						
N=42	Beta	Std. Err. of Beta	B	Std. Err. of B	t(40)	p-level
Intersept			38,26062	0,483414	79,1467	0,000000
Концентрація	-0,886081	0,073290	-0,50371	0,041664	-12,0900	0,000000

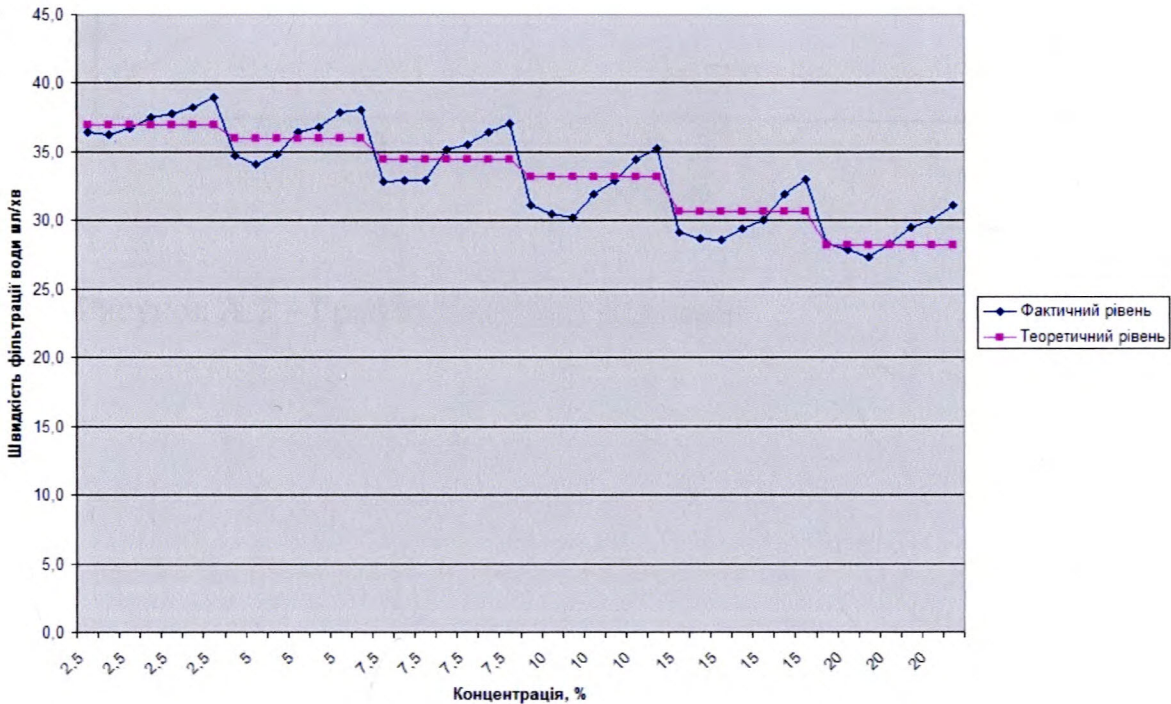


Рисунок А.1 – Теоретичні та фактичні значення швидкості фільтрації води, мл/хв.

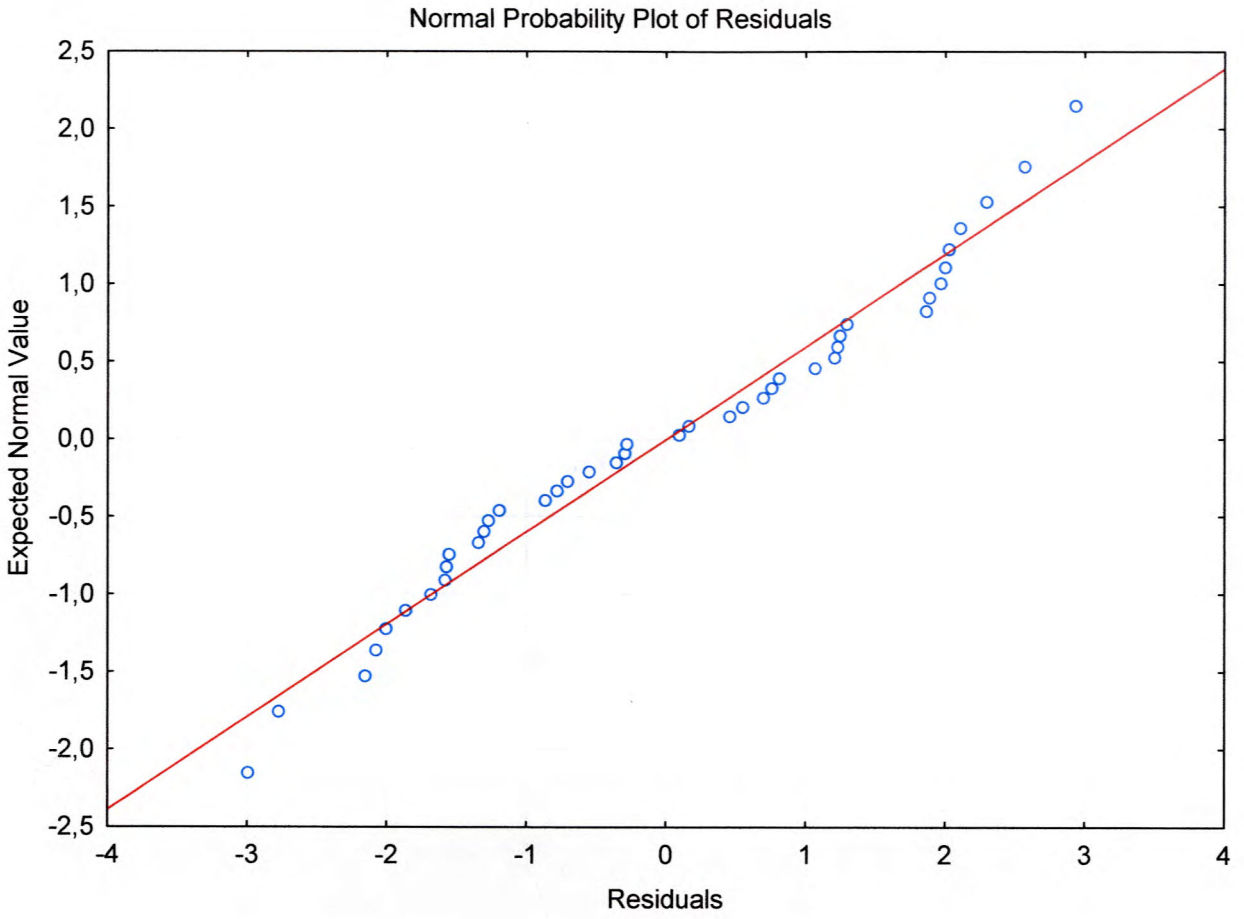


Рисунок А.2 – Графік розподілу залишків

Регресійний аналіз впливу гідрофосфату натрію різної концентрації на зміну швидкості фільтрації пластової води

Таблиця Б.1 – Машинограма кореляційно-регресійного аналізу впливу рівня концентрації Na_2HPO_4 на швидкість фільтрації води

Regression Summary for Dependent Variable: Швидкість фільтрації води (Na_2HPO_4) $R= 0,98681859$ $R_1= 0,97381092$ $\text{Adjusted } R_2= 0,97315620$ $F(1,40)=1487,4$ $p < 0,0000$ $\text{Std.Error of estimate: } 0,59611$						
N=42	Beta	Std. Err. of Beta	B	Std. Err. of B	t(40)	p-level
Intersept			39,30428	0,179860	218,5274	0,000000
Концентрація	-0,986819	0,025588	-0,59608	0,015456	-38,5662	0,000000

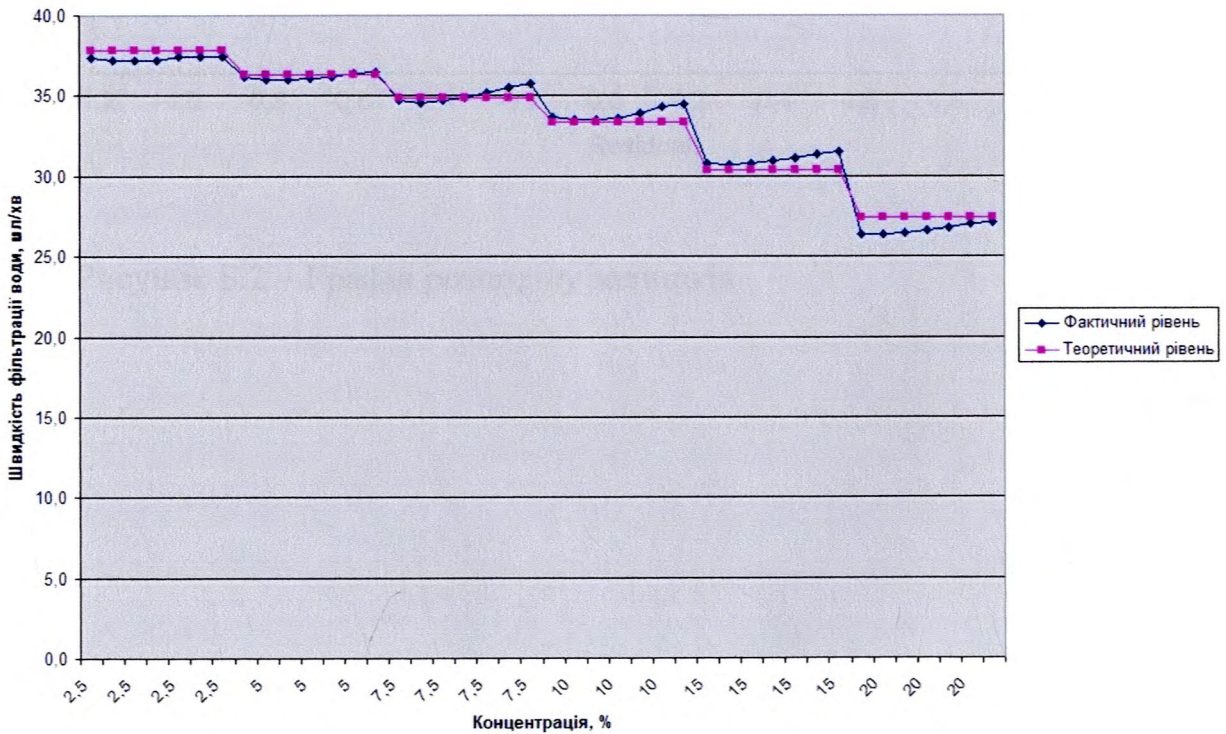


Рисунок Б.1 – Теоретичні та фактичні значення швидкості фільтрації води, мл/хв.

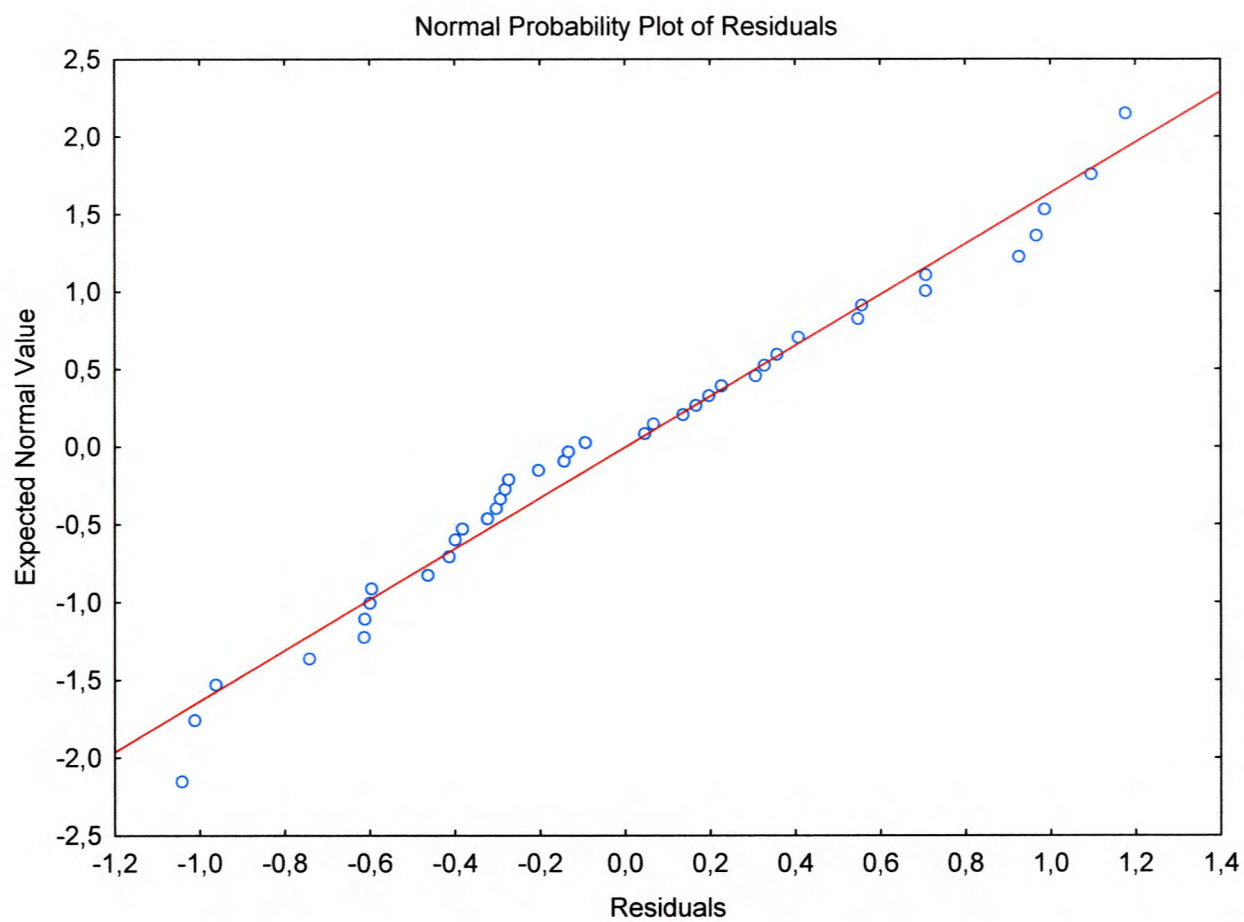


Рисунок Б.2 – Графік розподілу залишків

**Регресійний аналіз впливу ортофосфорної кислоти різної концентрації
на зміну швидкості фільтрації гасу**

Таблиця В.1 – Машинограма кореляційно-регресійного аналізу впливу
рівня концентрації H_3PO_4 на швидкість фільтрації газу

N=42	Regression Summary for Dependent Variable: Швидкість фільтрації газу мл/хв (H_3PO_4) R= 0,97839102 $R_1= 0,95724900$ Adjusted $R_2= 0,95618022$ F(1,40)=895,65 $p < 0,0000$ Std.Error of estimate: 0,20070					
	Beta	Std. Err. of Beta	B	Std. Err. of B	t(40)	p-level
Intersept			2,348948	0,059653	39,37713	0,000000
Концентрація	0,978391	0,032692	0,153864	0,005141	29,92742	0,000000

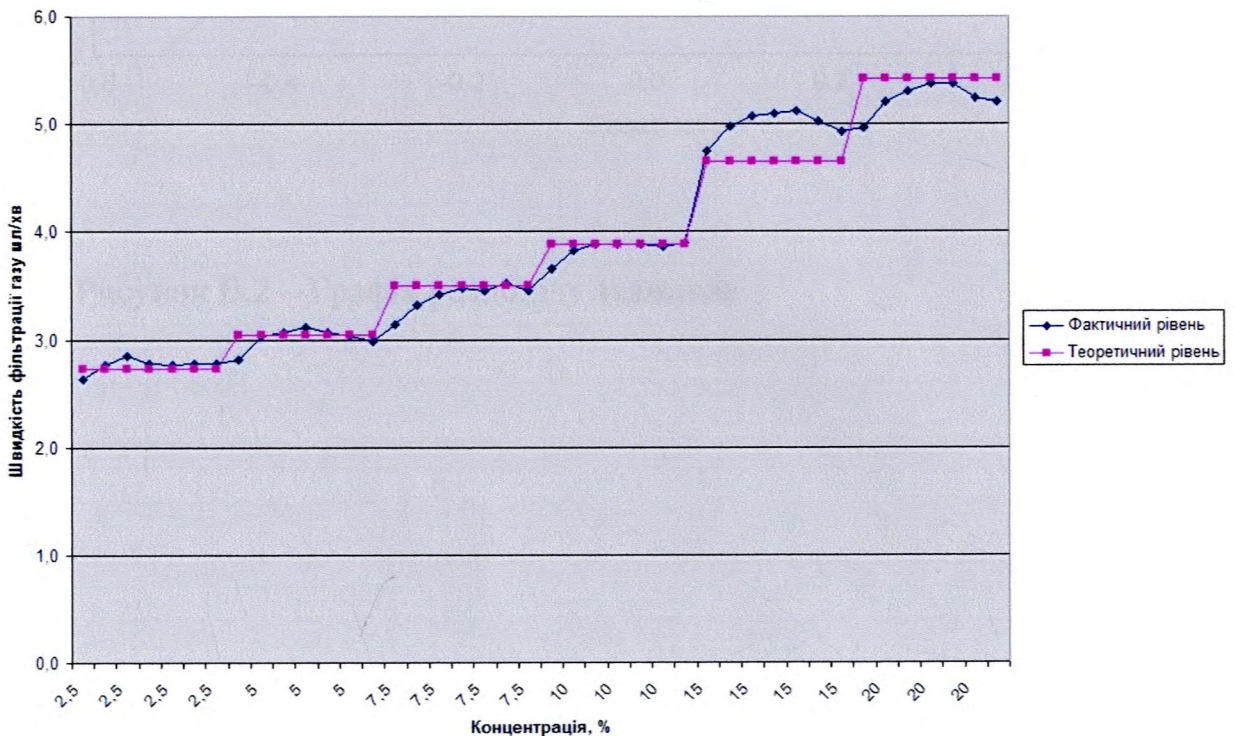


Рисунок В.1 – Теоретичні та фактичні значення швидкості фільтрації газу, мл/хв.

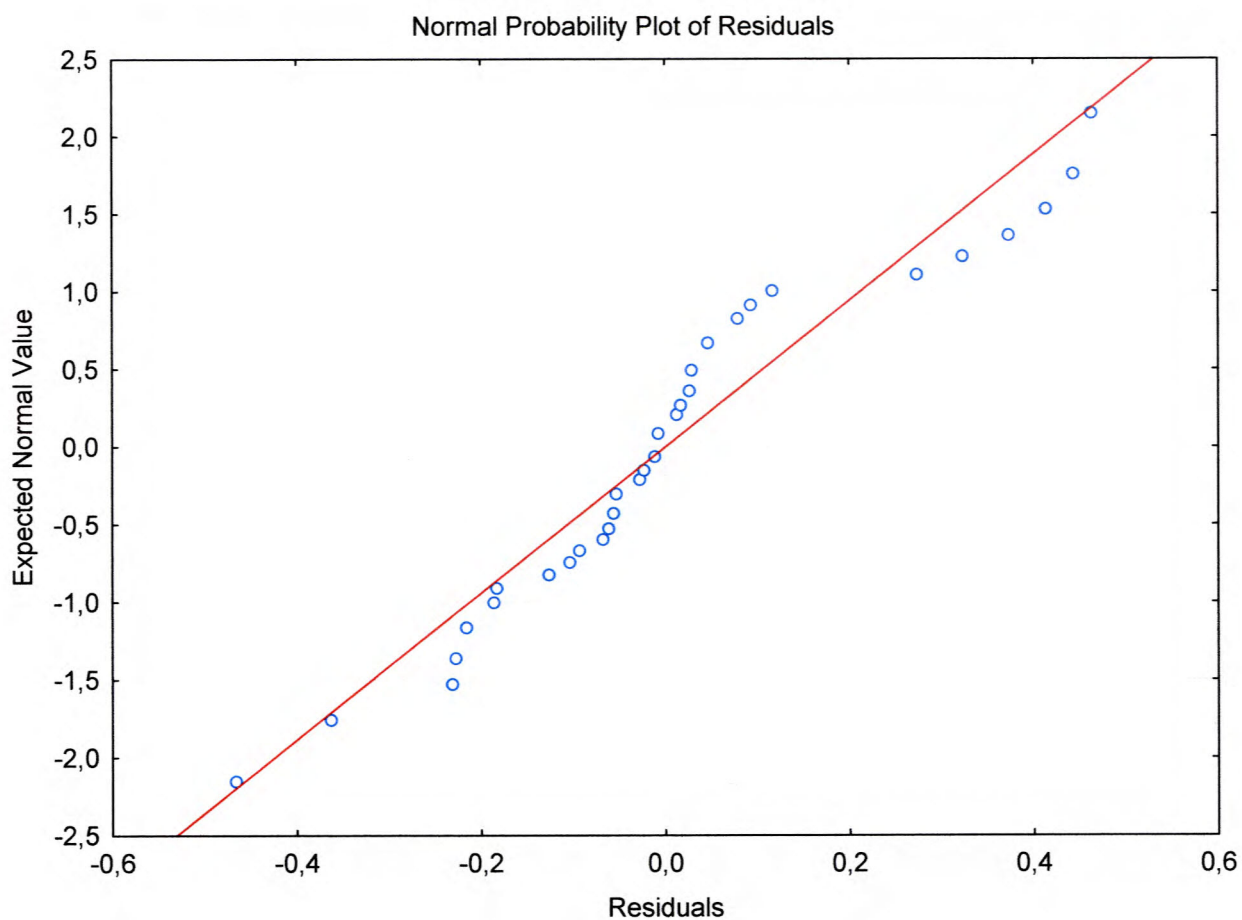


Рисунок В.2 – Графік розподілу залишків

Регресійний аналіз впливу гідрофосфату натрію різної концентрації на зміну швидкості фільтрації гасу

Таблиця Г.1 – Машинограма кореляційно-регресійного аналізу впливу рівня концентрації Na_2HPO_4 на швидкість фільтрації газу

Regression Summary for Dependent Variable: Швидкість фільтрації газу (Na_2HPO_4) $R=0,96309936$ $R_1=0,92756037$ $\text{Adjusted } R_2=0,92574938$ $F(1,40)=512,18$ $p < 0,0000$ $\text{Std. Error of estimate: } 0,18482$						
N=42	Beta	Std. Err. of Beta	B	Std. Err. of B	t(40)	p-level
Intersept			3,186891	0,055766	57,14779	0,000000
Концентрація	0,963099	0,042556	0,108454	0,004792	22,63148	0,000000

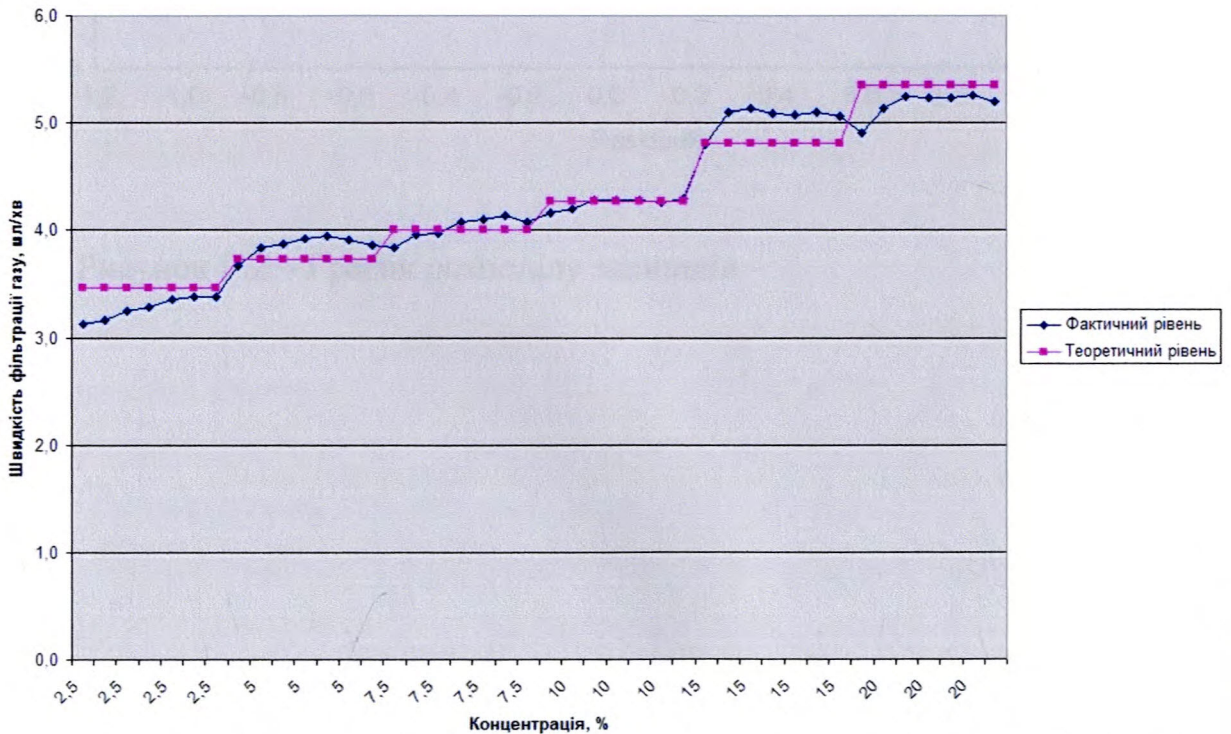


Рисунок Г.1 – Теоретичні та фактичні значення швидкості фільтрації газу, мл/хв.

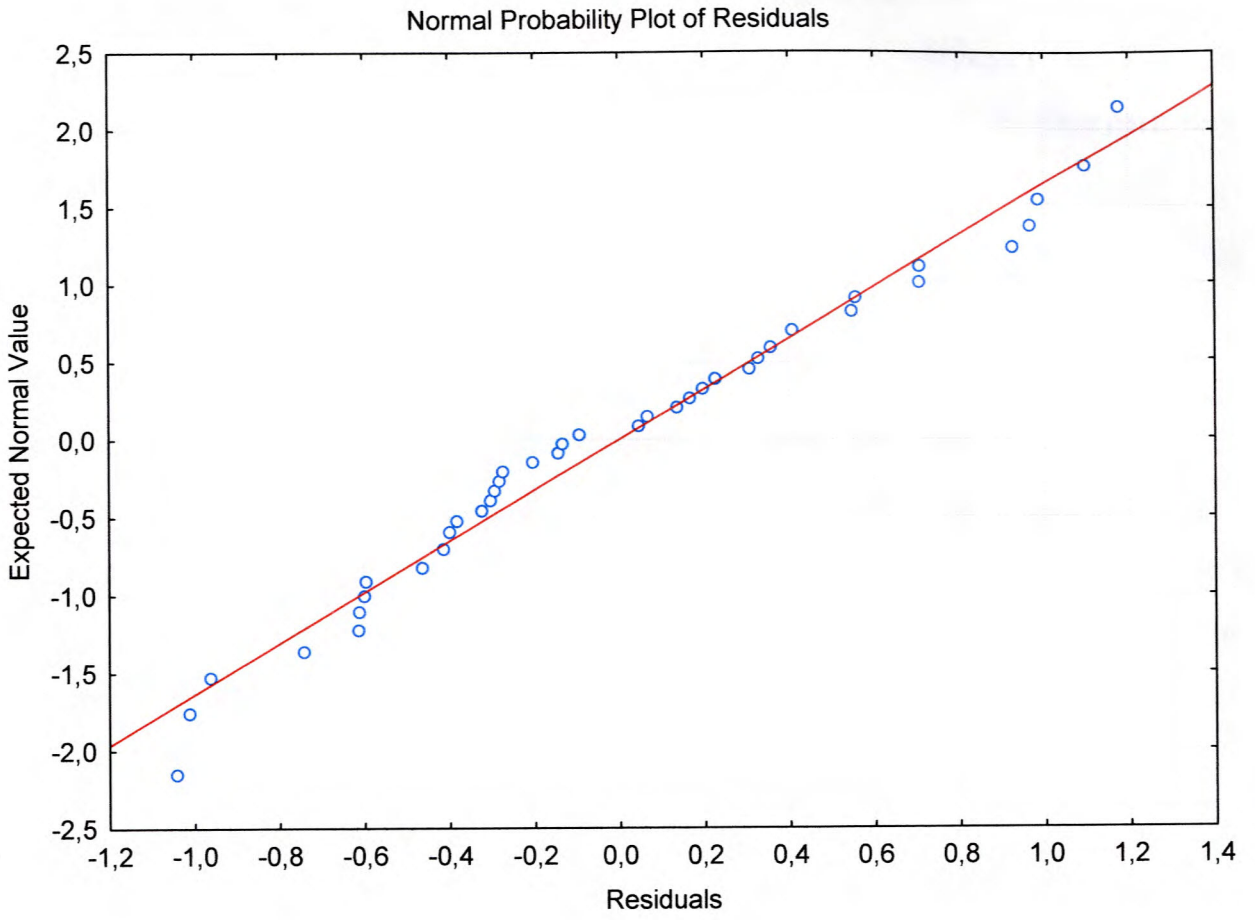


Рисунок Г.2 – Графік розподілу залишків

Статистичний аналіз результатів експериментальних досліджень математичного планування двофакторного експерименту швидкості фільтрації води після оброблення ПЗП дегідратаційний фосфокомплекс ДФК-12

Одержані у результаті експериментів показники проаналізовано, використавши статистичні методи та визначивши рівень середніх вибірових значень (M), дисперсії (σ) та похибок середніх значень (m) у групах показників та результатами розрахунків побудовано графічну залежність, рис. Д.1.

Похибку досліду або дисперсії відтворення S_0^2 оцінюємо за паралельними дослідями. Перед розрахунком похибки досліду необхідно, в першу чергу переконатися, що розсіювання результатів дослідів не перевищує деякого значення. З цією метою розраховуємо рядкові дисперсії S_i^2 і перевіряємо їх однорідність. Розрахунок проводимо за формулою:

$$S_i^2 = \frac{1}{m-1} \cdot \sum_{k=1}^m (y_{ik} - \bar{y}_i)^2. \quad (\text{Д.1})$$

Перевірити однорідність дисперсії S_i^2 можна за критерієм Кохрена, розрахункове значення якого становить

$$G_p = \frac{S_{i \max}^2}{\sum_{i=1}^N S_i^2}, \quad (\text{Д.2})$$

де $S_{i \max}^2$ - максимальне значення з розрахованих рядкових дисперсій,

$\sum_{i=1}^N S_i^2$ - сума всіх дисперсій за N рядками матриці планування.

Критичне значення критерію Кохрена при $q=0,05$ для даної сукупності становить 0,968. Якщо виконується умова

$$G_p < G_T, \quad (\text{Д.3})$$

то гіпотеза про однорідність дисперсій приймається.

За виконання умови (Д.3) середні значення рядкових дисперсій знаходять за рівнянням

$$S_o^2 = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N S_i^2 = \frac{1}{N \cdot (m-1)} \cdot \sum_{i=1}^N \sum_{\bar{e}=1}^m (y_{i\bar{e}} - \bar{y}_i)^2, \quad (\text{Д.4})$$

де $N \cdot (m-1) = f_o$ – число ступенів свободи.

Отже, отримали помилку дослідів S_o^2 .

Середньоквадратичне відхилення або похибка $S_o = \sqrt{S_o^2}$.

Розрахункове значення критерію Кохрена:

$$G_p = \frac{1,648 \times 10^{-3}}{1,2064 \times 10^{-2}} = 0,136 \quad (\text{Д.5})$$

У даному випадку розрахункове значення критерію Кохрена менше за табличне, що свідчить про однорідність дисперсії.

Визначимо величину похибки дослідів:

$$S_o^2 = 1/40 \times (1,2064 \cdot 10^{-2}) = 3,02 \cdot 10^{-4}. \quad (\text{Д.6})$$

Середньоквадратичне відхилення $S_o = 1,7367 \times 10^{-2}$

На другому етапі аналізу виконуємо перевірку значимості коефіцієнтів рівняння регресії. Завжди один чинник впливає на змінну стану більше, а другий – менше. Для оцінки такого впливу перевіряємо значимість кожного коефіцієнта двома рівноцінними способами. В обох випадках спочатку визначаємо дисперсію коефіцієнтів регресії за формулою:

$$S_{b_i}^2 = \frac{S_o^2}{N \cdot m}. \quad (\text{Д.7})$$

За першим способом значимість коефіцієнтів оцінюємо за формулою:

$$t_{ip} = \frac{|b_i|}{S_{b_i}} = \frac{|b_i|}{\sqrt{S_{b_i}^2}}. \quad (\text{Д.8})$$

За умови

$$t_{ip} > t_T, \quad (\text{Д.9})$$

де $|b_i|$ – абсолютне значення і-го коефіцієнта регресії,

S_{b_i} – середньоквадратичне відхилення b_i (похибка коефіцієнтів регресії),

t_T - табличне значення критерію Стюдента, яке визначаємо за числом ступенів свободи $N \cdot (m-1) = f_o$ і рівнем значимості q .

За другим способом перевірки значимості коефіцієнтів регресії використовуємо довірчий інтервал Δb_i , який внаслідок рівності всіх S_{b_i} для всіх коефіцієнтів, буде однаковим для всіх b_i :

$$\Delta b_i = \pm S_{b_i} . \quad (Д.10)$$

Тоді значимість оцінюємо, порівнюючи абсолютні значення коефіцієнта і довірчого інтервалу:

$$|b_i| > |\Delta b_i| . \quad (Д.11)$$

Якщо умови (3.4) і (Д.2) виконуються, то i -ий коефіцієнт вважаємо значимим, в іншому разі відповідний коефіцієнт можна признати незначним і вилучити його з рівняння регресії.

Дисперсія коефіцієнтів рівняння регресії буде

$$S_{b_i}^2 = \frac{1,7367 \times 10^{-2}}{40 \times 5} = 8,6835 \times 10^{-5} . \quad (Д.12)$$

Похибка коефіцієнтів та середньоквадратичне відхилення їх значень:

$$S_{b_i} = \sqrt{S_{b_i}^2} = 9,3185 \times 10^{-3} . \quad (Д.13)$$

Розрахункове значення критерію Стюдента зводимо в табл. Д.1.

Таблиця Д.1 – Розрахункове значення критерію Стюдента

t_{1p}	t_{2p}	t_{3p}	t_{4p}	t_{5p}
29,948	4,987	4,085	9,755	9,826

Табличне значення критерію Стюдента при ступені свободи $f_o = 40 - (6 - 1) = 35$ і рівні значимості $q = 0,05$ дорівнює 2,03.

Оскільки $t_{ip} > t_T$, то всі коефіцієнти значимі.

За другим способом порівнюємо абсолютні значення коефіцієнтів b_i зі значенням довірчого інтервалу Δb_i ,

$$\text{для } b_1 = 41,904 > 9,3185 \times 10^{-3};$$

для $b_2 = -1,912 > 9,3185 \times 10^{-3}$;

для $b_3 = -0,375 > 9,3185 \times 10^{-3}$;

для $b_4 = 0,203 > 9,3185 \times 10^{-3}$;

для $b_5 = -19,700 > 9,3185 \times 10^{-3}$.

Інший спосіб також підтвердив значимість параметрів рівняння.

На третьому етапі аналізу здійснюється перевірка адекватності параметрів рівняння.

Придатність лінійного рівняння регресії для розв'язання задачі пошуку області оптимуму (сукупність найсприятливіших умов) перевіряємо порівнянням двох дисперсій: адекватності $S_{ад}^2$ та похибки досліду S_o^2 .

Дисперсія адекватності показує розсіювання середніх дослідних даних змінної стану \bar{y}_i відносно тих значень змінної стану \bar{y}_i , які розраховуємо за отриманим рівнянням регресії, значення якої розраховуємо за формулою

$$S_{ад}^2 = \frac{m}{N-l} \cdot \sum_{i=1}^N (\bar{y}_i - \bar{y}_i)^2, \quad (Д.14)$$

де l – число членів у рівнянні регресії, що залишилися після перевірки їх значимості.

Адекватність перевіряють оцінкою співвідношення

$$F_p = \frac{S_{ад}^2}{S_o^2}. \quad (Д.15)$$

За критерієм Фішера

$$F_p < F_T. \quad (Д.16)$$

Для ступенів свободи $f_{ад} = N-l$, $f_o = N \cdot (m-1)$ та заданого рівня значимості q .

F_p , F_T – відповідно розрахункове і табличне значення критерію Фішера.

За даними визначаємо значення функції відгуку y_i для кожного рядка за отриманим рівнянням регресії, табл. Д.2:

Таблиця Д.2 – Значення функції відгуку y_i для кожного рядка за отриманим рівнянням регресії

№ з/п	1	2	3	4	5	6	7	8
\bar{y}_i	35,201	38,301	37,301	39,301	38,601	35,401	40,101	41,801

Дисперсію адекватності обчислюємо за формулою (Д.17)

$$S_{ад}^2 = 8,107 \times 10^{-4} . \quad (Д.17)$$

Розрахункове значення критерію Фішера

$$F_p = \frac{8,107 \times 10^{-4}}{3,02 \times 10^{-4}} = 2,684 . \quad (Д.18)$$

Табличне значення критерію Фішера при ступенях свободи $f_{ад} = 40 - 5 = 35$, при $q=0,05$ $F_T = 2,48$; $2,684 > 2,48$ – умова виконується, що свідчить про адекватність рівняння регресії.

Графічна залежність середньої швидкості фільтрації пластової води по солям фосфорної кислоти за даними статистичної обробки результатів експериментальних досліджень

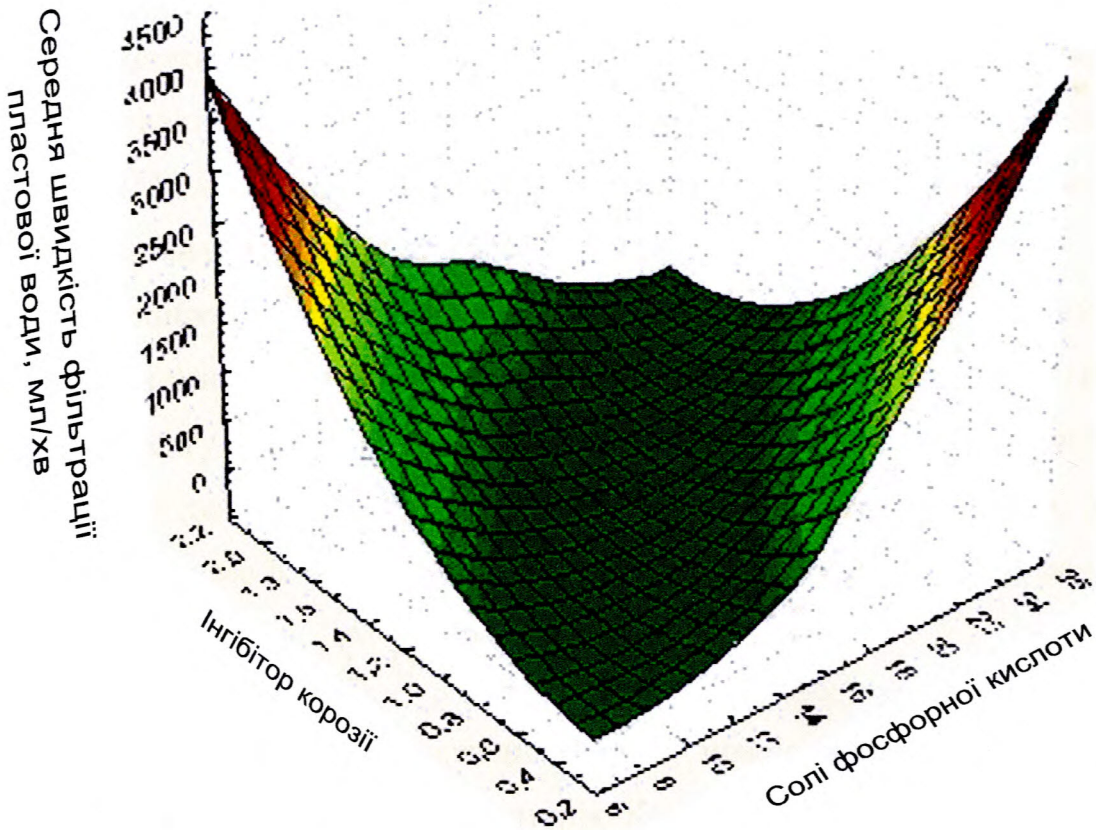


Рисунок Д.1 – Залежність швидкості фільтрації води від концентрації солі фосфорної кислоти та інгібітору корозії у дегідратаційному фосфокомплексі ДФК-12

Статистичний аналіз результатів експериментальних досліджень математичного планування двофакторного експерименту швидкості фільтрації гасу після оброблення ПЗП дегідратаційний фосфокомплексДФК-12

Одержані у результаті експериментів показники проаналізовано, використавши статистичні методи та визначивши рівень середніх вибірових значень (M), дисперсії (σ) та похибок середніх значень (m) у групах показників та результатами розрахунків побудовано графічну залежність, рис. Е.1.

Похибку досліду або дисперсії відтворення S_0^2 оцінюємо за паралельними дослідями. Перед розрахунком похибки досліду необхідно, в першу чергу переконатися, що розсіювання результатів дослідів не перевищує деякого значення. З цією метою розраховуємо рядкові дисперсії S_i^2 і перевіряємо їх однорідність. Розрахунок проводимо за формулою:

$$S_i^2 = \frac{1}{m - 1} \cdot \sum_{k=1}^m (y_{ik} - \bar{y}_i)^2 . \quad (\text{E.1})$$

Перевірити однорідність дисперсії S_i^2 можна за критерієм Кохрена

Розрахункове значення критерію Кохрена:

$$G_p = \frac{1,001 \times 10^{-6}}{1,304 \times 10^{-6}} = 0,767 . \quad (\text{E.2})$$

У даному випадку розрахункове значення критерію Кохрена менше за табличне, що свідчить про однорідність дисперсії.

Визначимо величину похибки дослідів:

$$S_0^2 = 1/40 \times (1,304 \times 10^{-6}) = 3,26 \times 10^{-8} . \quad (\text{E.3})$$

Середньоквадратичне відхилення $S_0 = 1,806 \times 10^{-6}$

Дисперсія коефіцієнтів рівняння регресії буде

$$S_{b_i}^2 = \frac{1,806 \times 10^{-6}}{40 \times 5} = 9,028 \times 10^{-8} . \quad (\text{E.4})$$

Похибка коефіцієнтів та середньоквадратичне відхилення їх значень:

$$S_{b_i} = \sqrt{S_{b_i}^2} = 9,501 \times 10^{-6} . \quad (\text{E.5})$$

Розрахункове значення критерію Стьюдента зводимо в табл. Е.1.

Таблиця Е.1 – Розрахункове значення критерію Стьюдента

t_{1p}	t_{2p}	t_{3p}	t_{4p}	t_{5p}
16,455	2,494	2,043	4,878	4,913

Табличне значення критерію Стьюдента при ступені свободи $f_o = 40 - (6 - 1) = 35$ і рівні значимості $q=0,05$ дорівнює 2,03.

Оскільки $t_{ip} > t_T$, то всі коефіцієнти значимі.

За другим способом порівнюємо абсолютні значення коефіцієнтів b_i зі значенням довірчого інтервалу Δb_i :

$$\text{для } b_1 = -21,105 > 9,501 \times 10^{-6};$$

$$\text{для } b_2 = 6,591 > 9,501 \times 10^{-6};$$

$$\text{для } b_3 = -38,573 > 9,501 \times 10^{-6};$$

$$\text{для } b_4 = -0,268 > 9,501 \times 10^{-6};$$

$$\text{для } b_5 = 27,029 > 9,501 \times 10^{-6}.$$

За даними визначаємо значення функції відгуку y_i для кожного рядка за отриманим рівнянням регресії (таблиця Е.2):

Таблиця Е.2 – Значення функції відгуку y_i для кожного рядка за отриманим рівнянням регресії

№ з/п	1	2	3	4	5	6	7	8
\overleftarrow{y}_i	6,264	8,200	8,814	13,136	9,256	14,526	9,030	12,301

Дисперсія адекватності

$$S_{ад}^2 = 5,398 \times 10^{-7}. \quad (E.6)$$

Розрахункове значення критерію Фішера

$$F_p = \frac{5,398 \times 10^{-7}}{3,26 \times 10^{-8}} = 16,558. \quad (E.7)$$

Табличне значення критерію Фішера при ступенях свободи $f_{ад} = 40 - 5$

$= 35$, при $q=0,05$ $F_T=2,48$; $16,558 > 2,48$ – умова виконується, що свідчить про адекватність рівняння регресії.

Графічна залежність середньої швидкості фільтрації газу по солям фосфорної кислоти за даними статистичної обробки результатів експериментальних досліджень

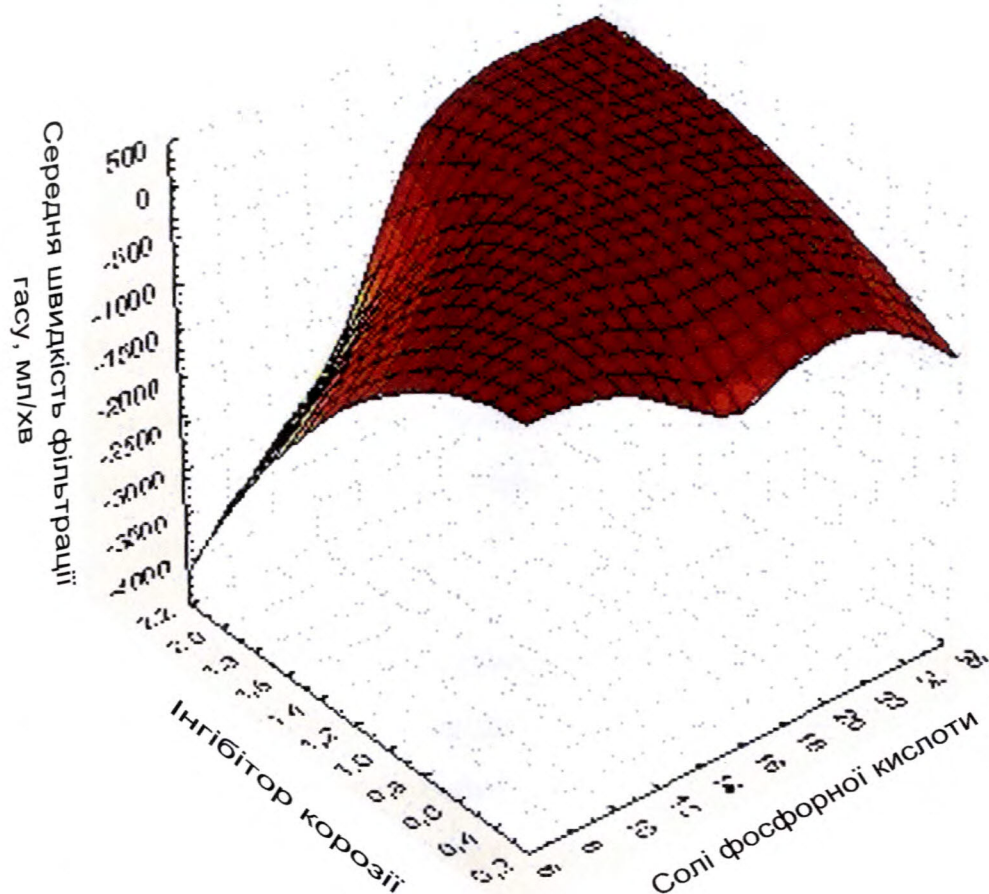


Рисунок Е.1 – Залежність швидкості фільтрації газу від концентрації солі фосфорної кислоти та інгібітору корозії у дегідратаційному фосфокомплексі ДФК-12

Статистичний аналіз результатів експериментальних досліджень математичного планування двофакторного експерименту швидкості фільтрації пластової води після оброблення ПЗП дегідратаційний фосфокомплекс ДФК-12К

Одержані у результаті експериментів показники проаналізовано, використавши статистичні методи та визначивши рівень середніх вибірових значень (M), дисперсії (σ) та похибок середніх значень (m) у групах показників та результатами розрахунків побудовано графічну залежність, рис. Ж.1.

Розрахункове значення критерію Кохрена:

$$G_p = \frac{8,881 \times 10^{-6}}{2,492 \times 10^{-5}} = 0,369. \quad (\text{Ж.1})$$

У даному випадку розрахункове значення критерію Кохрена менше за табличне, що свідчить про однорідність дисперсії.

Визначимо величину похибки дослідів:

$$S_0^2 = 1/30 \times (2,492 \times 10^{-5}) = 8,031 \times 10^{-7}. \quad (\text{Ж.2})$$

Середньоквадратичне відхилення $S_0 = 8,031 \times 10^{-6}$.

Дисперсія коефіцієнтів рівняння регресії буде

$$S_{b_i}^2 = \frac{8,031 \times 10^{-6}}{30 \times 5} = 2,677 \times 10^{-7}. \quad (\text{Ж.3})$$

Похибка коефіцієнтів та середньоквадратичне відхилення їх значень:

$$S_{b_i} = \sqrt{S_{b_i}^2} = 5,174 \times 10^{-5}. \quad (\text{Ж.4})$$

Розрахункове значення критерію Стьюдента зводимо в табл. Ж.1.

Таблиця Ж.1 – Розрахункове значення критерію Стьюдента

t_{1p}	t_{2p}	t_{3p}	t_{4p}	t_{5p}
19,022	5,377	2,362	20,273	5,679

Табличне значення критерію Стюдента при ступені свободи $f_o = 30 - (5 - 1) = 26$ і рівні значимості $q = 0,05$ дорівнює 4,22.

Оскільки $t_{ip} > t_T$, то всі коефіцієнти значимі.

За другим способом порівнюємо абсолютні значення коефіцієнтів b_i зі значенням довірчого інтервалу Δb_i ,

$$\text{для } b_1 = 9,562 > 5,174 \times 10^{-5};$$

$$\text{для } b_2 = -1,959 > 5,174 \times 10^{-5};$$

$$\text{для } b_3 = 1,722 > 5,174 \times 10^{-5};$$

$$\text{для } b_4 = -0,054 > 5,174 \times 10^{-5};$$

$$\text{для } b_5 = 1,954 > 5,174 \times 10^{-5}.$$

За даними визначаємо значення функції відгуку y_i для кожного рядка за отриманим рівнянням регресії (табл. Ж.2):

Таблиця Ж.2 – Значення функції відгуку y_i для кожного рядка за отриманим рівнянням регресії

№ з/п	1	2	3	4	5	6
\bar{y}_i	6,780	6,880	8,434	6,028	6,722	7,680

Дисперсія адекватності

$$S_{ад}^2 = 5,398 \times 10^{-7}. \quad (\text{Ж.5})$$

Розрахункове значення критерію Фішера

$$F_p = \frac{1,626 \times 10^{-6}}{2,277 \times 10^{-7}} = 6,074. \quad (\text{Ж.6})$$

Табличне значення критерію Фішера при ступенях свободи $f_{ад} = 30 - 5 = 25$, при $q = 0,05$ $F_T = 4,24$; $6,074 > 4,24$ – умова виконується, що свідчить про адекватність рівняння регресії.

Графічна залежність середньої швидкості фільтрації пластової води по фосфорній кислоті за даними статистичної обробки результатів експериментальних досліджень

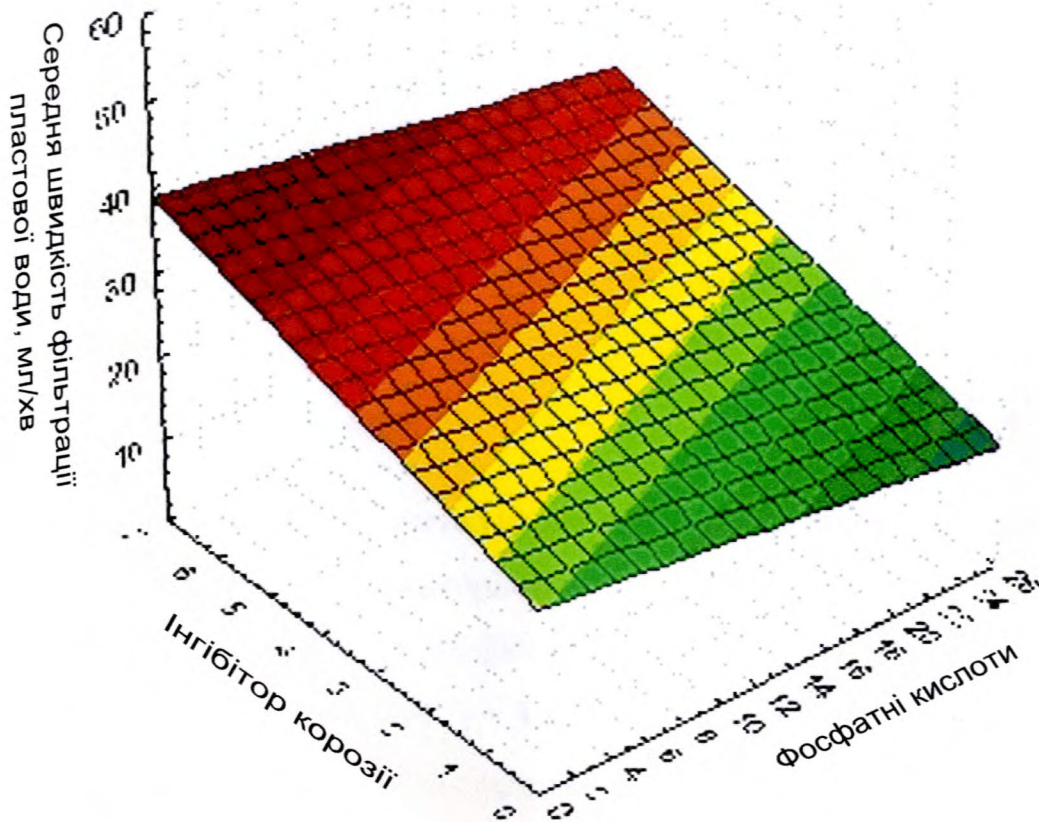


Рисунок Ж.1 – Залежність швидкості фільтрації води від концентрації фосфорної кислоти та інгібітору корозії у дегідратаційному фосфокомплексіДФК-12К

Статистичний аналіз результатів експериментальних досліджень математичного планування двофакторного експерименту швидкості фільтрації гасу після оброблення ПЗП дегідратаційний фосфокомплекс ДФК-12К

Одержані у результаті експериментів показники проаналізовано, використавши статистичні методи та визначивши рівень середніх вибірових значень (M), дисперсії (σ) та похибок середніх значень (m) у групах показників та результатами розрахунків побудовано графічну залежність, рис. К.1.

Розрахункове значення критерію Кохрена:

$$G_p = \frac{2,839 \times 10^{-29}}{1,294 \times 10^{-28}} = 0,219. \quad (\text{К.1})$$

У даному випадку розрахункове значення критерію Кохрена менше за табличне, що свідчить про однорідність дисперсії.

Визначимо величину похибки дослідів:

$$S_o^2 = 1/30 \times (1,294 \times 10^{-28}) = 4,312 \times 10^{-30}. \quad (\text{К.2})$$

Середньоквадратичне відхилення $S_o = 2,067 \times 10^{-15}$.

Дисперсія коефіцієнтів рівняння регресії буде

$$S_{b_i}^2 = \frac{2,067 \times 10^{-15}}{30 \times 5} = 1,384 \times 10^{-17}. \quad (\text{К.3})$$

Похибка коефіцієнтів та середньоквадратичне відхилення їх значень:

$$S_{b_i} = \sqrt{S_{b_i}^2} = 3,721 \times 10^{-9}. \quad (\text{К.4})$$

Розрахункове значення критерію Стьюдента зводимо в табл. К.1.

Таблиця К.1 – Розрахункове значення критерію Стьюдента

t_{1p}	t_{2p}	t_{3p}	t_{4p}	t_{5p}
9,123	8,412	6,008	6,783	8,029

Табличне значення критерію Стюдента при ступені свободи $f_o = 30 - (5 - 1) = 26$ і рівні значимості $q = 0,05$ дорівнює 4,22.

Оскільки $t_{ip} > t_T$, то всі коефіцієнти значимі.

За другим способом порівнюємо абсолютні значення коефіцієнтів b_i зі значенням довірчого інтервалу Δb_i ,

$$\text{для } b_1 = 6,174 > 3,721 \times 10^{-9};$$

$$\text{для } b_2 = -0,026 > 3,721 \times 10^{-9};$$

$$\text{для } b_3 = 0,088 > 3,721 \times 10^{-9};$$

$$\text{для } b_4 = 0,005 > 3,721 \times 10^{-9};$$

$$\text{для } b_5 = 0,039 > 3,721 \times 10^{-9}.$$

За даними табл. К.2 визначаємо значення функції відгуку y_i для кожного рядка за отриманим рівнянням регресії.

Таблиця К.2 – Значення функції відгуку y_i

№ з/п	1	2	3	4	5	6
\bar{y}_i	11,324	10,742	12,822	13,814	11,860	13,460

Дисперсію адекватності знаходимо за рівнянням:

$$S_{ад}^2 = 5,398 \times 10^{-7}. \quad (\text{К.5})$$

Розрахункове значення критерію Фішера

$$F_p = \frac{2,626 \times 10^{-29}}{4,312 \times 10^{-30}} = 6,089. \quad (\text{К.6})$$

Табличне значення критерію Фішера при ступенях свободи $f_{ад} = 30 - 5 = 25$, при $q = 0,05$ $F_T = 4,24$; $6,089 > 4,24$ – умова виконується, що свідчить про адекватність рівняння регресії.

Графічна залежність середньої швидкості фільтрації газу по фосфорній кислоті за даними статистичної обробки результатів експериментальних досліджень

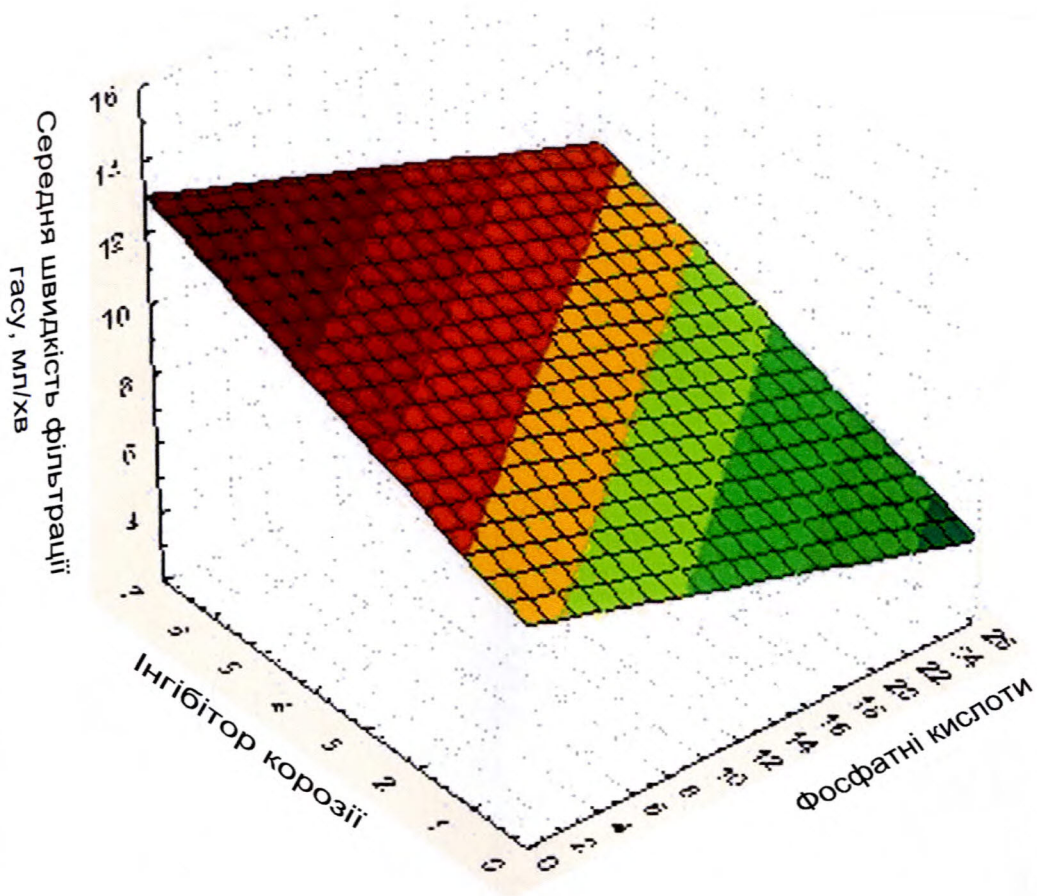
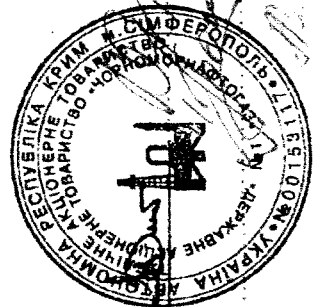


Рисунок К.1 – Залежність швидкості фільтрації газу від концентрації фосфорної кислоти та інгібітору корозії у дегідратаційному фосфокомплексі ДФК-12К

**Сравнительная таблица
контрольных замеров, до и после КО, по скважинам Центрального свода Штормового ГКМ.**

№скв	32 КО(19.11.11)		33 КО(21.11.11)		16 КО(22.11.11)		15 КО(22.11.11)		13 КО(23.11.11)	
	До КО	После КО	До КО	После КО	До КО	После КО	До КО	После КО	До КО	После КО
Дата	15.11.11	21-22.11.11	15.11.11	22-23.11.11	18.11.11	25.11.11	16.11.11	25.11.11	17.11.11	25.11.11
Ртр.кгс/см ²	72	72.5-72	60	60.5-60.2	64.2	64.1	64	63.9	79.8	80
Рзр.кгс/см ²	101.1	101.2-101	91	95-95.5	67.2	67	89.4	95.5	90	96.7
Ог.т.м3/сут	159.6	174.4	151.6	168.8	101.7	117.4	99.3	115.2	102.8	120.4
Ок.тонн.	7.9	6.98-7.7	8.78	10.03-10.26	4.61	7.25	4.61	6.37	4.1	7.06
Ов. м ³	0.5	1.05-0.65	0.33	0.33	0.1	0.4	0.3	0.570	0.2	0.29

№скв	27 КО(25.11.11)		34 КО(27.11.11)		39 КО(27.11.11)		12 КО(27.11.11)		14 КО(28.11.11)	
	До КО	После КО	До КО	После КО	До КО	После КО	До КО	После КО	До КО	После КО
Дата	18.11.11	26.11.11	14.11.11	27.11.11	17.11.11	28.11.11	20.11.11	29.11.11	16.11.11	29.11.11
Ртр.кгс/см ²	61	60.8	73	72.8	85.5	85	61.8	64	68.3	68.5
Рзр.кгс/см ²	88.2	87.03	94	97.3	101	100.4	68.4	69.8	83.2	84.5
Ог.т.м3/сут	143.9	161.3	175.2	184.2	186.5	187.5	244.2	263.6	94.8	111
Ок.тонн.	7.06	8.62	10.1	11.2	8.21	7.95	10.94	11.49	5.26	7.0
Ов. м ³	0.3	0.33	0.24	0.42	1.6	2.1	0.79	0.88	2.3	2.4



Зам. начальника МСП-17..... Рыбалкин В.А.
 Мастер по исследованию скважин..... Боженик М.Н.
 Представитель подрядчика..... Гординская Е.В.
 Представитель подрядчика..... Иванкив Б.Д.

КОПИЮ ОРІГІНАЛУ ПОСВІДОУ
 Власник: Державне підприємство «Центральний свід»
 28.04.14
 234

Затверджую:

Генеральний директор
 ТОВ «Науково-дослідний центр
 «Актуальні технології»
 Писаренко
 2013 Р



А К Т

ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА ТЕМУ «РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЇ КОМПЛЕКСНОГО ВПЛИВУ НА ПРИВИБІЙНУ ЗОНУ ПЛАСТА ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ВИДОБУВНИХ ХАРАКТЕРИСТИК СВЕРДЛОВИН ШЛЯХОМ ЗАСТОСУВАННЯМ КОНДЕНСОВАНИХ ДЕГІДРАТАЦІЙНИХ СИСТЕМ (КДС)»

« 24 » 09 2013 р.

м. Полтава

1. Найменування впровадженого заходу: «Підвищення видобувних характеристик свердловин шляхом застосування конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К.

2. Тема науково-дослідної роботи, результатом якої є розробка заходу: «Розробка технології комплексного впливу на привибійну зону пласта для підвищення видобувних характеристик свердловин шляхом застосуванням конденсованих дегідратаційних систем (КДС)»

3. Назва підприємств де здійснювалося впровадження: ДАТ «Чорноморнафтогаз», ТОВ «Українська бурова компанія», ТОВ «Імпреза», ТОВ «РосУкрОйл», ПрАТ «Природні ресурси», ПрАТ «Укргазвидобування», ТОВ «Надра Геоінвест».

4. Найменування об'єкту, де здійснено впровадження:

- ДАТ «Чорноморнафтогаз» обробка 10 свердловин Штормового ГКР, св. № 12, 13, 14, 15, 16, 27, 32, 33, 34, 39, об'єм додатково видобутої продукції: 43,260 млн. м³ газу, 3,9 тис.т. конденсату;

- ДАТ «Чорноморнафтогаз, обробка Одеського ГКР св. № 6, 10, 11, об'єм додатково видобутої продукції: 78,3 млн. м³ газу, 5,25 тис. т конденсату;

- ТОВ «Українська бурова компанія», Сарське родовище, св. № 22, об'єм додатково видобутої продукції: 2,128 млн. м³ газу, 1641,6 т. конденсату;
- ТОВ «Імпреза», Ядутське нафтове родовище, св. № 1, об'єм додатково видобутої продукції: 167,2 тис. м³ газу, 577,6 т нафти;
- ТОВ «РосУКрОіл» Наташинське нафтове родовище, св. № 22 об'єм додатково видобутої продукції: 790,4 тис. м³ газу, 699,2 т нафти;
- ПрАТ «Природні ресурси», Луценківське ГКР, св. № 12 об'єм додатково видобутої продукції: 11,712 млн. м³ газу, 1464 т. конденсату;
- ПрАТ «Укргазвидобування», Острове́рхівське ГКР, св. № 62 об'єм додатково видобутої продукції: 9,333 млн. м³ газу, 530 т. конденсату;
- ТОВ «Надра Геоінвест», Селюхівське нафтове родовище, св. № 5 об'єм додатково видобутої продукції: 266,8 тис м³ газу, 616,4 т. нафти.

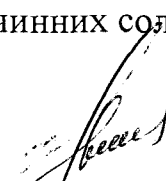

5. Основні результати впровадження.

Технологія комплексного впливу на ПЗП з метою підвищення видобувних характеристик свердловин шляхом застосування конденсованих дегідратаційних систем ДФК-12 та ДФК-12К впроваджена на Штормовому, Одеському, Сарському, Ядутівському, Наташинському, Луценівському, Острове́рхівському, Селюхівському родовищах у результаті чого додатково видобуто 146,13 млн. м³ газу, 4212,79 тис. т. конденсату, 1,9 тис. т нафти.

Проведені випробування показали, що запропонована технологія забезпечує збільшення дебіту газу, конденсату, нафти за рахунок очищення порового простору, а також збільшення абсолютної і фазової проникності продуктивного колектора по вуглеводнях, попередження набрякання глинистих компонентів порід, утворення нерозчинних солей.

Технічний директор, к.т.н.

Фінансовий дир.

 О.О. Іванків
 В.М. Мороз